

# CHALMERS



Selektivitet mellan hög- och lågspänningssäkringar  
– *I anläggningar med transformatorer  $\leq 500$  kVA*  
Selectivity between high and low voltage fuses  
– *In stations with transformers  $\leq 500$  kVA*

*Examensarbete för högskoleingenjörsexamen inom Elektroingenjörsprogrammet*

Pontus Claesson  
Martin Skilbred

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik  
Avdelningen för Högspänningsteknik  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, Sweden, 2014  
Examinator: Jörgen Blennow Examensarbete No. 115/2014



SELEKTIVITET MELLAN HÖG- OCH  
LÅGSPÄNNINGSSÄKRINGAR  
- I anläggningar med transformatorer  $\leq 500$  kVA

PONTUS CLAESSON  
MARTIN SKILBRED

INSTITUTIONEN FÖR MATERIAL- OCH TILLVERKNINGSTEKNIK  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
GÖTEBORG, SVERIGE 2014

Selektivitet mellan hög- och lågspänningssäkring  
- I anläggningar med transformatorer  $\leq 500$  kVA

Pontus Claesson  
Martin Skilbred

© Pontus Claesson & Martin Skilbred, 2014

Rapportnummer: 115/2014  
Institutionen för Material- och tillverkningsteknik  
Chalmers tekniska högskola  
SE-412 96 Göteborg  
Sverige  
Telefon +46 31 772 10 00

## Förord

Detta examensarbete har utförts på uppdrag av Göteborg Energi AB i samband med ett avslut för vår elektroingenjörsexamen med elkraftsinriktning vid Chalmers tekniska högskola.

Redovisat resultat och disposition är för förbättrad framtida planering av nätstationer. För att driftsäkra ett elnät är selektivitet en av de viktigare ingredienserna för lyckat recept på säkerhet. Resan fram till *kapitel 5: Resultat* har varit krokig men vi är nu tillfreds med resultatet vi kommit fram till.

Första tacket riktas till, vår handledare på Göteborg Energi, Marcus Gustafsson som med en gedigen kompetens stöttat, bistått och hjälpt oss under examenarbetets arbetsgång. Understöd i form av sakkunskap har Niklas Carlsson och Tord Larsen bidragit med och en tacksamhet ska även adresseras till dem. På Chalmers har Aleksander Bartnicki stått för handledningen och glada har vi varit för det. Den sista uppskattningen faller på Dennis Ossman, vid Göteborg Energi, som möjliggjorde utförandet av problemställningen.

Under arbetets gång har vi stött på flertalet engagerade personer som hjälpt oss nå slutresultatet. Vi har aldrig känt att vi varit till besvär för någon utan all personal på Göteborg Energi vi stött på har visat ansenligt intresse i vårt arbete.

Pontus Claesson  
Martin Skilbred



## Abstract

Göteborg Energi AB is a company with high ambitions of maintaining a stable electric distribution grid for the inhabitants of Gothenburg. To maintain a stable grid some safety regulations follows. These requirements must be fulfilled. It has come to Göteborg Energi's attention that when at fault in the low-voltage system the selectivity between low voltage fuses and high voltage fuses can not be ensured.

The problem is mainly based on the dimensioning on the designing standards that is used today. The non-selectivity has principally featured transformers with rated power 500 kVA and less. This study is limited to these dimensions.

Göteborg Energi's intentions with the study, is to assure that fuses which are to be installed in substations in the future are to be sized based on the results. This is to reduce the downtime for customers.

Underlying data for the study, which determines the fuse constellations that ensure selectivity between low voltage- and high voltage fuses, is primarily from short-circuit current calculations. These calculations have been verified with software such as dpSpatial and EL-Vis. These two programs are continually used at Göteborg Energi.

Datasheets and characteristics for fuses have been recalculated to the same voltage reference and been compiled in illustrations. Those illustrations allow fast and simple readings to guarantee selectivity between the fuses. All calculation methods can be found in the report.

As a result of this study it can be stated that selectivity between the high voltage fuse and low voltage fuse can not be guaranteed for all fuse combinations and different short circuit faults. The most disadvantageous short circuit fault is the 3-phase short circuit. This fault is never interrupted in time by the low voltage fuse. This conclusion led to a cheat sheet that implies which fuse combinations that may be used or should be avoided. Furthermore, some guidelines on how the problem should be approached to avoid non selectivity in future substations are presented.

Keywords: Selectivity, low voltage fuse, high voltage fuse, current-time-chart

## Sammanfattning

Göteborg Energi AB är ett bolag med höga ambitioner att säkerställa ett stabilt distributionsnät för sina kunder. Med ett säkerställande följer åtgärder i form av beräkningar för komponenter som transformatorer av olika märkeffekt, hög- och lågspänningssäkringar och andra kritiska skyddsanordningar som t.ex. reläskydd. Vid ett flertal tillfällen under de senaste åren har det uppmärksammats en problematik där ett fel i lågspänningsnätet har löst ut anslutande transformator. Felet har grundat sig en svag selektivitet mellan transformatorsäkring och lågspänningssäkring. Göteborg Energi är angelägna att finna en lösning till denna problematik då den är betydande för hur många abonnenter som berörs vid ett eventuellt fel. Problemet har uppdagats i nätstationer med distributionstransformatorer med märkeffekt 500 kVA och mindre.

Göteborg Energis mål med detta arbete är att säkringar i nätstationer ska dimensioneras efter de resultat som framkommer. Detta för att reducera bortkopplingstid och antal bortkopplingar per kunder i så hög utsträckning som möjligt. För avgörande av vilka säkringstransformator-konstellationer som garanterar selektivitet har gjorts efter beräkningar av kortslutningsströmmar. Kontrollberäkningar har gjorts med mjukvaror, dPspatial och EL-vis. Datablad och karakteristik för säkringar är omvandlad till aktuell spänningsnivå i Göteborg Energis nät.

Arbetet har visat att selektivitet mellan hög- och lågspänningssäkringar inte kan garanteras vid flertal olika kombinationer av parallella kablar och lågspänningssäkringar. Resultatet har lett till riktlinjer för vilka säkring/transformator-kombinationer som garanterar selektivitet. Slutligen ges riktlinjer för hur problemet bör bemötas för att kunna undvika oselektivitet i framtida nätstationer.

Nyckelord: Selektivitet, högspänningssäkring, lågspänningssäkring, ström-tid-diagram

## Definitioner

Dyn	<i>Delta-Y-noll</i>
F1	<i>Felställe 1</i>
F2	<i>Felställe 2</i>
GENAB	<i>Göteborg Energi Nät AB</i>
PENAB	<i>Partille Energi Nät AB</i>

## Storhetsbeteckningar:

$\mathbb{Z}^+$	<i>Positiva heltal</i>
$c$	<i>Spänningsfaktor</i>
$I$	<i>Ström</i>
$I_a$	<i>Högsta ström innan säkring är strömbegränsande</i>
$I_s$	<i>Momentan stötström</i>
$I_k$	<i>Stationär kortslutningsström</i>
$k$	<i>Faktor av förhållandet mellan aktuell och inställd ström i reläskydd</i>
$L$	<i>Induktans</i>
$l$	<i>Längd</i>
$N$	<i>Antal lindningsvarv</i>
$P$	<i>Aktiv effekt</i>
$P_{cu}$	<i>Belastningsförluster</i>
$P_0$	<i>Tomgångförluster</i>
$Q$	<i>Reaktiv effekt</i>
$R$	<i>Resistans</i>
$r_k$	<i>Relativ kortslutningsresistans vid märkspänning</i>
$S$	<i>Skenbar effekt</i>
$t$	<i>tid</i>
$u_k$	<i>Relativ kortslutningsimpedans vid märkspänning</i>
$U$	<i>Spänning</i>
$U_e$	<i>Enhetsspänning</i>
$X$	<i>Reaktans</i>
$x_k$	<i>Relativ kortslutningsreaktans vid märkspänning</i>
$Z$	<i>Impedans</i>
$Z_1$	<i>Plusföljdsimpedans</i>
$Z_2$	<i>Minusföljdsimpedans</i>
$Z_0$	<i>Nollföljdsimpedans</i>
$Z_F$	<i>Felimpedans mellan ledare och återledare</i>
$Z_N$	<i>Matande anläggningens jordslutningsimpedans</i>

## Index till storhetsbeteckningar:

bf	<i>Belastningsförluster</i>
f	<i>Fas</i>
HSP	<i>Högspänning</i>

k	<i>Kortslutning</i>
k1	<i>Enfasig jordslutning, fas – återledare</i>
k2	<i>Tvåfasig kortslutning, fas - fas</i>
k3	<i>Trefasig kortslutning</i>
L	<i>Ledning</i>
LSP	<i>Lågspänning</i>
L1	<i>Lindning 1</i>
L2	<i>Lindning 2</i>
L3	<i>Lindning 3</i>
M	<i>Matande ledning</i>
n	<i>märkdata</i>
T	<i>Transformator</i>
Q	<i>Matande nät</i>

## Innehållsförteckning

Förord	
Abstract	
Sammanfattning	
Definitioner	
<b>1. Inledning</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	1
1.3 Avgränsning	1
1.4 Precisering av frågeställning	2
1.5 Metod	2
<b>2. Göteborg Energi AB</b>	<b>3</b>
2.1 Verksamhet Göteborg Energi	3
2.2 Mål och vision	3
2.3 Elnätstruktur	4
2.4 Selektivitet idag	5
<b>3. Teoretisk referensram</b>	<b>6</b>
3.1 Kortslutningström	6
3.2 Säkring	10
3.2.1 Lågspänningssäkring	12
3.2.2 Högspänningssäkring	12
3.3 Reläskydd	12
3.4 Trefastransformator	14
3.5 Selektivitet	16
3.6 Delkortslutningseffekter	17
3.7 Impedanssummeringsmetoden	18
<b>4. Analys och beräkning</b>	<b>20</b>
4.1 Elmateriella förutsättningar	20
4.1.1 Hög- och lågspänningssäkringar	20
4.1.2 Kablar	21
4.1.3 Distributionstransformatorer	21
4.2 Felställe parallella kablar	22
4.3 Kritisk bryttid - Säkring	24
4.4 Problemstationer	30

4.4.1 Fall 1: 500 kVA transformator .....	32
4.4.2 Fall 2: 315 kVA transformator .....	69
4.4.3 Fall 3: 200 kVA transformator .....	73
4.4.4 Fall 4: 100 kVA transformator .....	77
4.5 Kritisk bryttid – Reläskydd .....	37
<b>5. Resultat .....</b>	<b>42</b>
5.1 Kritiska bryttider.....	42
5.1.1 500 kVA transformator .....	42
5.1.2 315 kVA transformator (25 A) .....	45
5.1.3 315 kVA transformator (20 A) .....	48
5.1.4 200 kVA transformator .....	50
5.1.5 100 kVA transformator .....	52
5.2 Problemstation.....	53
<b>6. Diskussion.....</b>	<b>54</b>
<b>7. Slutsats .....</b>	<b>545</b>
Referenser .....	57
Bilaga 1 SIBA Lågspänningssäkring .....	58
Bilaga 2 SIBA Högspänningssäkring .....	601
Bilaga 3 GEVEA Högspänningssäkring.....	62
Bilaga 4 AKKJ 3x240/72 mm <sup>2</sup> .....	63
Bilaga 5 N1XE 4x240 mm <sup>2</sup> .....	65
Bilaga 6 Datablad trefastransformator .....	67
Bilaga 7 Lathund för rekommenderade säkringskombinationer .....	68
Bilaga 8 Felfall .....	69

# 1. Inledning

Detta examensarbete utförs på uppdrag av Göteborg Energi AB i samverkan med institutionen för Material- och tillverkningsteknik på Chalmers tekniska högskola. Kapitlet redogör för vad syftet och avgränsningen är och avslutas med en precisering av frågeställningen.

## 1.1 Bakgrund

Göteborg Energi AB är ett bolag med ambitioner att säkerställa ett stabilt distributionsnät. Med ett säkerställande följer åtgärder i form av beräkningar av relevant data för underliggande komponenter som transformatorer av olika storlekar, hög- och lågspänningssäkringar och i viss utsträckning reläskydd.

För ett antal år sedan uppmärksammades ett fel där selektivitet för hög- och lågspänningssäkringar inte kunde säkerställas. Selektivitet i elnät innebär ett säkerställande av lämpligt skydd, placerat i serie med andra skydd, verkar i korrekt ordning. Felet upptäcktes efter att en högspänningssäkring för en 10/0,4 kV-transformator löst ut efter att ett fel förekom i underliggande 400 V-nät. Upphov till fel som detta initieras i många fall av fordon som kolliderar med anslutande 400/230 V-kabelskåp eller att en kabel demoleras i samband med schaktarbete. Fel kan också orsakas av överlast i anslutningspunkt. Felet påträffas vanligast när parallella kablar är enskilt säkrade.

## 1.2 Syfte

Arbetet omfattas av en analys för underliggande orsaker till problemet. Syftet med uppdraget är att i framtiden kunna säkerställa en god selektivitet mellan lågspänningssäkring och högspänningssäkring.

God selektivitet innefattar ett säkerställande av att driftsatta anläggningar i så hög grad som möjligt fortsätter vara i drift trots nätfel. Efter avslutat arbete skall ett resultat presenteras tillsammans med en praxis för hur ett likartat problem skall hanteras i framtiden.

## 1.3 Avgränsning

Arbete har definierats efter oselektivitet uppmärksammas inom spänningsområdet 10/0,4 kV-spänningsområde. De lågspänningssäkringar som undersöks har storlekarna: 160 A, 200 A, 250 A och 315 A och de högspänningssäkringar som undersöks har storlekarna: 6,3 A, 16 A, 20 A, 25 A och 40 A. Transformatorer aktuella för problemställningen är av märkeffekterna; 100 kVA, 200 kVA, 315 kVA och 500 kVA. Endast nämnda storlekar kommer ligga till grund för resultatet av rapporten, ty de är de vanligast installerade komponenter i Göteborg Energis transformatorstationer.

Arbetet har inte som syfte att inventera Göteborg Energis elnät utan snarare komma med lösningsförslag för hur och vilka skyddskomponenter som ska användas i framtiden, alternativt andra lösningar arbetet har lett till.

#### **1.4 Precisering av frågeställning**

Uppmärksammade områden som erfarit föreliggande fel kommer undersökas närmare. Vidare kommer även potentiella transformatorstationer och underliggande nät i Göteborgs Energis elnät undersökas för utredning av selektivitet ligga till grund för studien.

Arbetet har vidare som syfte att ta reda på varför vissa kombinationer av parallellt säkrade kablar och transformatormärkeffekt inte alltid utgör en god selektivitet mellan hög- och lågspäningssäkringar. En inventering av Göteborg Energis nät kommer göras för att ta reda på hur utbrett nätet är oselektivt säkrat.

Efter utfört arbete skall en handledning för projektering utformas för undvikande av problem av liknande slag i framtiden. Anvisningen ska underlätta arbete vid dimensionering, genom en okomplicerad urskiljning för när vilka säkringar kan installeras. Även när de kan installeras parallellt.

Ambitionen av resultatet för arbetet är således att ett kompliment till den projekteringshandbok som Göteborg Energi förhåller sig till vid projektering ska tas fram. Detta kompliment ska redovisa vilken säkring som kan installeras, beroende på vilken märkeffekt transformatorn har och antalet utgående parallella kablar.

#### **1.5 Metod**

Arbetet utförs på plats i Göteborg Energis lokaler, detta med anledning av personal som kunde bistå arbetet. Tillvägagångssättet bestod till störst del av analysering av angelägen data för arbetet, som t.ex. smältdiagram för säkringar och nät driftteknisk data. Den kvalitativa metoden för arbete görs genom exakt beräkning av strömmar och impedanser. Centrala begrepp som är genomgående för hela metoden är selektivitet, bryttid och kortslutningsström. Dessa begrepp beskrivs framåt i rapporten.

Praktiskt har tillvägagångssättet för arbetet utförs med analysering av impedanser för underliggande nät och med mycket hjälp av kunskapsrik personal på avdelningen för projektering och beredning på Göteborg Energi AB. Vidare så har teoretiska felströmmar beräknats som kan förorsaka oselektivitet i nätstationer. Till hjälp för beräkning har mjukvaran EL-Vis och dPspatial använts. Med EL-Vis och dPspatial kunde manuella beräkningar fastställas. Detta gjordes för att styrka resultatet.

I liten utsträckning har tidigare felrapporter som skrivits, efter att tidigare fel som uppstått i samband med oselektivitet i nätstationer, kunnat tas del av. Genomgående för hela metoden har noggrann granskning av smälttidskurvorna för aktuella säkringar gjorts, detta visade sig vidare i arbetet vara det mest elementära för avgöranden för selektiviteten.

## 2. Göteborg Energi AB

### 2.1 Verksamhet Göteborg Energi

Göteborg Energi ansvarar för att underhålla och utveckla det lokala elnätet i Göteborg. Med ett snabbt växande energibehov hos konsumenter följer att en kvalitativ elöverföring är en nödvändighet. SAIDI (System average interruption duration index) är ett mått för hur många minuter en kund i genomsnitt är strömlös efter att ett fel uppstått i anslutande anläggning. CAIDI (Customer average interruption duration index) är ett liknande mått som berättar hur många avbrott man har i genomsnitt per kund. Detta är mått som en stor del av verksamheten kommer ner till när man bedömer kvalitén för eldistributionen. Utöver SAIDI och CAIDI handlar även elkvalité om stabiliteten i nätet, där ett stabilt elnät definieras efter spänningsnivåskillnader, transienter och balanserade laster.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Summan av all kundavbrottstid}}{\text{Totalt antal kunder}}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Summan av all kundavbrottstid}}{\text{Totalt antal kundavbrott}}$$

Vidare i rapporten undersöks hur transienter kan undvikas att fortplanta sig från lågspänningsnätet till högspänningsnätet. Detta efter att felström i 400 V-nätet förorsakat utlösning av anslutande högspänningssäkring och således påverkat 10 kV-nätet.

### 2.2 Mål och vision

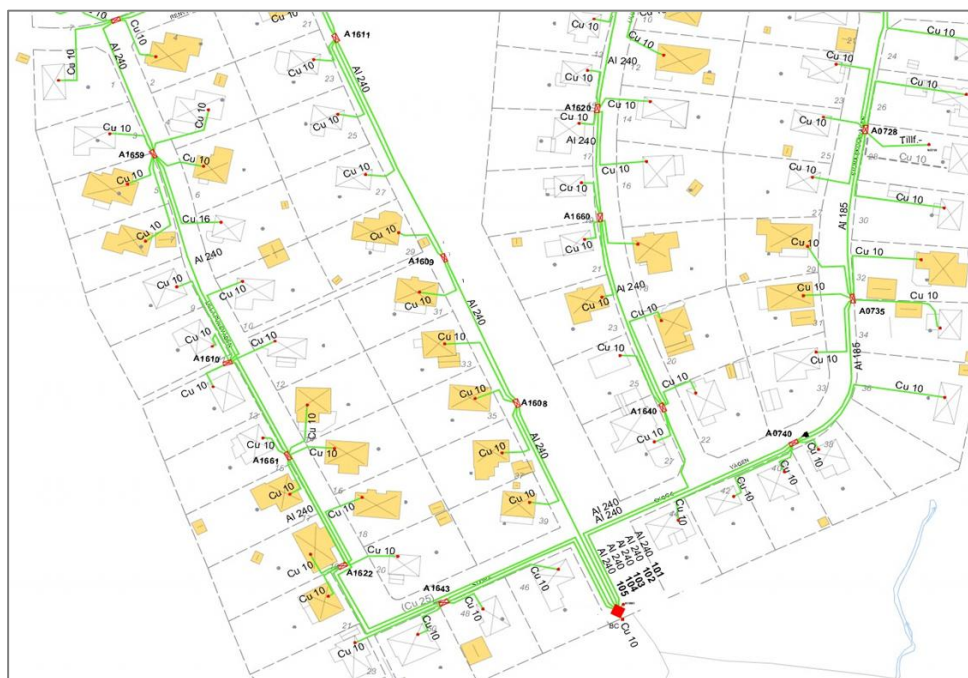
Nedan citeras Göteborg Energis vision för eldistribution 2014 [1].

*"Vi strävar efter att skapa **långsiktigt hållbara energilösningar** och vi arbetar ständigt för att minska miljöpåverkan och förebygga föroreningar från vår verksamhet. **Effektiv energiförsörjning** är en av de viktigaste grundstenarna i ett väl fungerande samhälle."*

## 2.3 Elnätstruktur

Eldistributionen från nätstationer ordnas huvudsakligen strängt eller i slinga, där en slingdistribution kännetecknas av 5-10 stationer placerade i serie och som matas av en k-station (kopplingsstation). Vid sträng matning är stationerna också placerade i serie fast med en start- och slutände i två olika k-stationer. I en k-station sker transformering av 130 kV till 10,5 kV. Nätet konstrueras på detta sätt för att säkerställa matning från två riktningar, för att uppfylla N-1 kriterium<sup>1</sup>.

Generellt i det lokala lågspänningsnätet, beroende på storlek, appliceras inte N-1 kriteriet i samma utsträckning. Konventionellt och med ekonomiskt förbehåll projekteras vanligen ledningar till kabelskåp som sedan fördelas vidare till kundanslutning. Kablar som ansluts till kabelskåp placeras så värmeförlusterna blir så små som möjligt. Vanligt är det också med så kallade direktserver, ledningar som ansluts direkt mellan station och kund. Direktserver används vid större effektbehov. *Figur 2.1* illustrerar ett lokalt lågspänningsnät i ett medelstort bostadsområde med en slingmatning.



## 2.4 Selektivitet idag

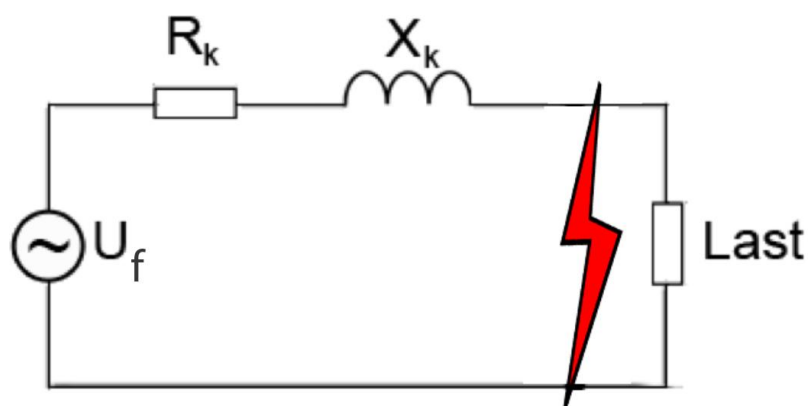
Som det ser ut idag så projekteras det inte efter selektivitet mellan hög- och lågspänningssäkringar. De högspänningssäkringar som presenteras senare i avsnitt *4.1 Elmatieriella förutsättningar* är de högspänningssäkringar som används vid projektering. Projektering idag görs med hänsyn till utlösningvillkoret att säkringen skall bryta inom 5 sekunder, som enligt Svensk Elstandard är praxis vid dimensionering. Vidare görs ingen utvärdering för huruvida lågspänningssäkringar är selektiva mot högspänningssäkringen i anslutande nätstation [3].

När oselektivitet i nätstationer upptäcks görs ingen djupare analys för att fastställa orsakat till fel. Det är till stor del av den anledningen som ett behov av detta examensarbete varit nödvändigt.

### 3. Teoretisk referensram

#### 3.1 Kortslutningström

Kortslutning innebär att en förbindelse i drift bryts och faser förbinds, vilket leder till ett avbrott. En kortslutning sker mellan ledande faser eller mellan fas och jord. Vid kortslutning uppstår en kortslutningsström. Denna förbindelse har en låg impedans då den last som är tänkt försörjas förbikopplas och blir strömlös vilket illustreras i *Figur 3.1*. Med låg impedans medförs en hög ström. Det är således viktigt att man dimensionerar elektriska anläggningar utifrån tänkbara fel då ett kortslutningsfel kan medföra kritiska följder i form av termiska och mekaniska verkningar. Skillnaden mellan kortslutning- och jordslutningsfel är att vid kortslutning förbinds faserna mellan varandra och vid jordslutning till jord.



**Figur 3.1** Illustration av en jordslutning

Kortslutningsfel är vanligtvis ett resultat av ett misstag förorsakat av den mänskliga faktorn. Mekaniska påverkningar leder till att faser förbinds eller jordslutning uppstår. Mekanisk påverkan kan ske i samband med schaktarbete, där en ledning grävs av, eller till följd av ett fordon vilket kolliderar med ett kabelskåp eller annan liknande anslutningspunkt. Vidare kan även kortslutning uppstå vid kabelfel utan påfrestningar.

##### 3.1.1 Felstorheter

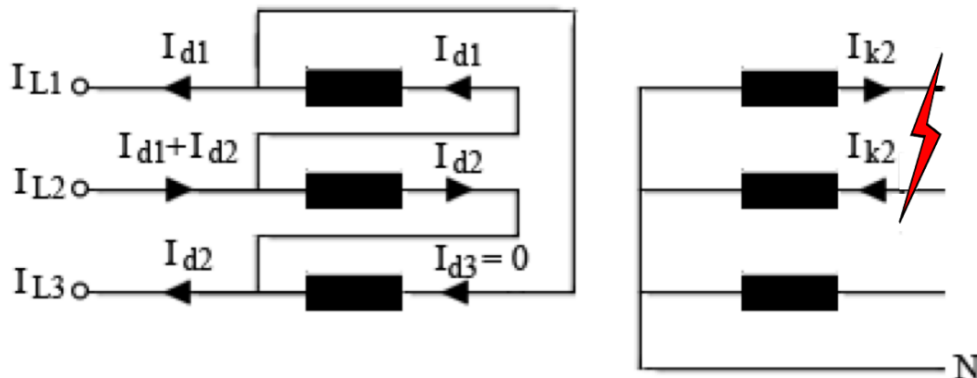
De vanligaste felen som uppstår i ett trefassystem<sup>1</sup> är [4]:

- Trefasig kortslutning
- Tvåfasig kortslutning
- Enfasig jordslutning

Av störst betydelse är trefasigt- och enfasigt fel. Eftersom fel förorsakade av trefasfel och enfasfel orsakar de dimensionerande amplituderna, således de största och minsta kortslutningsströmmarna. Minsta kortslutningsström är dimensionerande för den längsta bryttiden.

<sup>1</sup> Tre växelspanningar separerade i fas om 120°

Tvåfasfel i en Dyn-kopplad transformator utesluts för dimensionering, eftersom ett tvåfasigt fel endast ger högst utslag över en fas. Till skillnad från trefasfel där felström breder ut sig jämnt över samtliga faser. *Figur 3.2* illustrerar ett tvåfasfel.



**Figur 3.2** Strömmar vid en tvåfasig kortslutning i en Dyn-kopplad transformator [5, 6].

Dyn-koppling beskrivs vidare i 3.4 *Trefastransformator*. Skyddsanordningar dimensioneras efter förmåga att bryta trefasig kortslutning. Emellertid är enfasig jordslutning också dimensionerande för skyddet, men endast vid de tillfällen där matande ledning är mycket kort. Skyddet skall lösa ut inom lämplig tid för minsta felström, annars riskeras komponenter att skadas. I nätet kan enfasig kortslutningsström emellertid vara större än trefasig kortslutningsström precis vid transformatorn. Felstorlekarna för de olika felen erhålls med Ohms lag- Presenterade storheter nedan beskrivs avsnittet *Definitioner* [4].

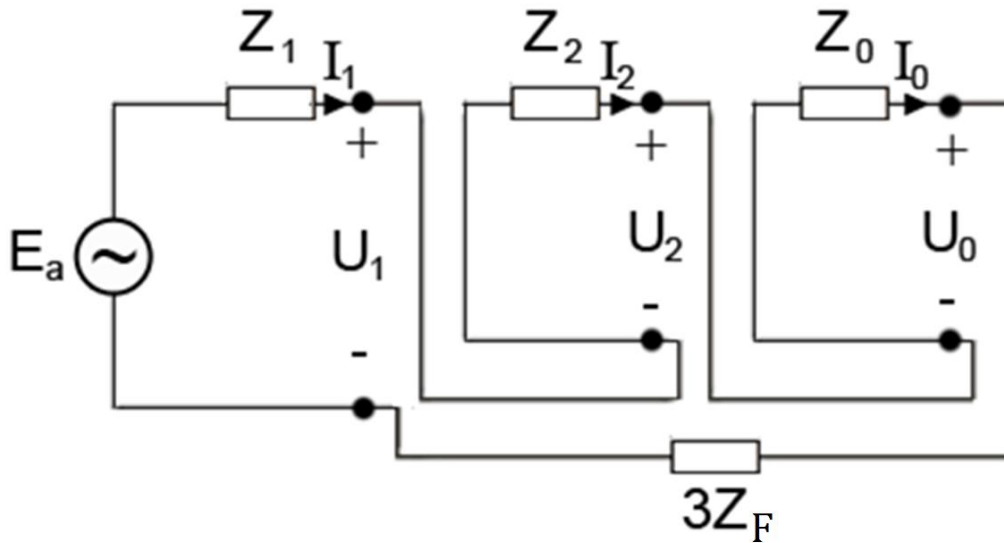
Trefasig kortslutning: 
$$I_{k3} = \frac{U_f}{Z} \quad (3.1)$$

Där  $Z$  är impedansen fram till felstället. Vid dimensionering av brytare och säkringar beräknas kortslutningsströmmen där skyddskomponenten placeras.

Tvåfasig kortslutning: 
$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3} \quad (3.2)$$

Enfasig jordslutning: 
$$I_{k1} = \frac{U_f}{Z_{k1}} = \frac{3 \cdot U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.3)$$

$Z_{k1}$  är den totala impedansen av symmetriska komponenter. Med symmetriska komponenter och trefasstorheter kan enfasig jordslutning beräknas. *Figur 3.3* visar hur ström och spänning visas i ett kretsschema vid enfasig jordslutning.



Figur 3.3 Sekvensnät vid enfasig jordslutning

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 (+3 \cdot Z_F)} \quad (3.4)$$

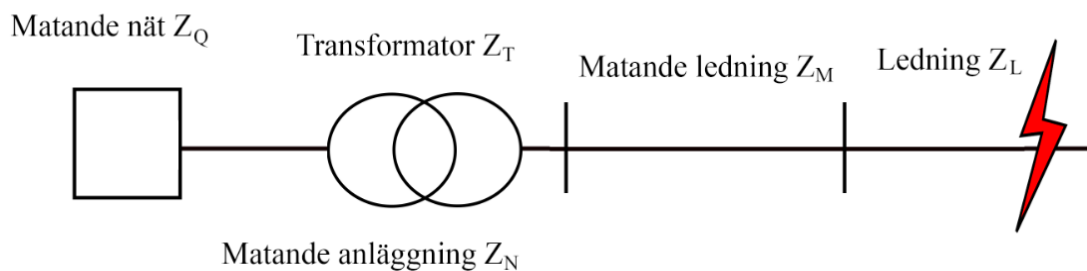
$$I_{k1} = 3 \cdot I_0 = \frac{3 \cdot U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 (+3 \cdot Z_F)} \quad (3.5)$$

( $+3Z_F$ ) i *ekvation 3.5 och 3.6* sätts inom parentes då denna felimpedans inte alltid finns eller är så liten att den försummas i vissa fall. Felimpedans är motståndet i vad som förbinder faserna eller som förbinder till jord.

Alternativt beräknas enfasig jordslutningsström enligt *ekvation 3.6*. Kortslutningsberäkningar i denna rapport använder *ekvation 3.6* då de parametrarna fanns att tillgå utan vidare mätningar och undersökningar. *Figur 3.4* nedan visar var respektive impedans finns i nätet. Storheterna i *Figur 3.4* beskrivs avsnittet *Definitioner*.

$$I_{k1} = \frac{c \cdot U_f}{Z_N + Z_M + Z_L} \quad (3.6)$$

Storheten  $c$  används för säkerställande av tillförlitliga beräkningar. Vanligtvis tilldelas  $c$  värdet 0,95 men i denna rapport tilldelas  $c$  värdet 1, detta för att resultatet ska bli så tillförlitligt som möjligt [3].



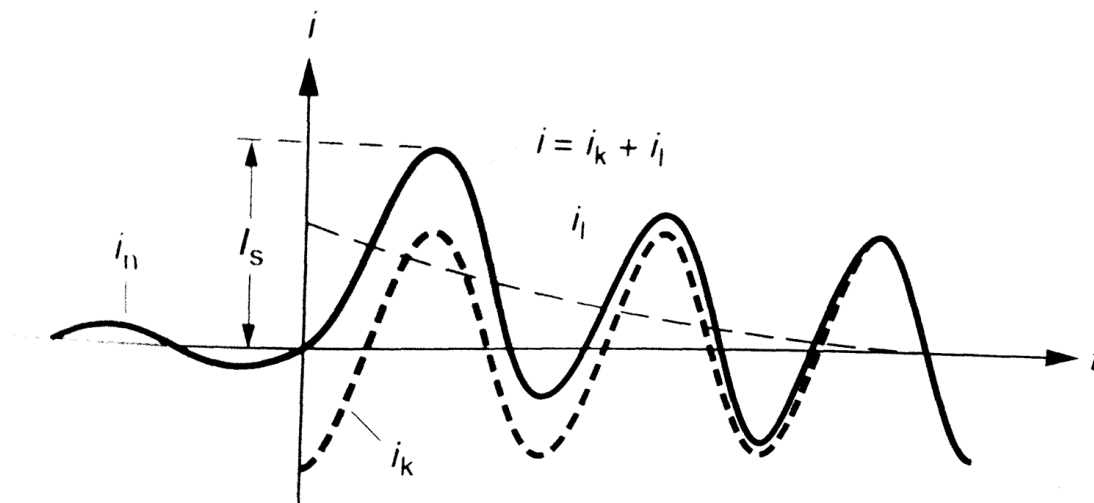
**Figur 3.4** Illustration av underliggande impedans fram till felställe

Matande anläggnings jordslutningsimpedans [3]:

$$Z_N = \frac{2 \cdot (Z_Q + Z_T) + Z_0}{3} \quad (3.7)$$

Där  $Z_Q + Z_T$  antas vara plus- och minusföljdsimpedanserna fram till och med matande transformator.

I fortsättningen avses kortslutningsströmmen som den stationära strömmen. Vid kortslutning är det momentana stötström  $I_s$  som har den högsta strömamplituden. Kortslutningsströmmens tidsförlopp illustreras i *Figur 3.5*.



**Figur 3.5.** Kortslutningsströmmens tidsförlopp [7].

Den momentana stötströmmen  $I_s$  följer sambanden i *Tabell 3.1* och *Tabell 3.2* [8].

**Tabell 3.1.** Förhållandet mellan  $I_s$  och  $I_k$  efter placering i högspänningsnät

Placering i nätet	$I_s$
Generatorklämma	$3 \cdot I_k$
Resterande nät	$2,55 \cdot I_k$

**Tabell 3.2.** Förhållande mellan  $I_s$  och  $I_k$  efter placering i lågspänningsnät

$I_k$	$I_s$
$I \leq 6 \text{ kA}$	$1,5 \cdot I_k$
$6 < I < 10 \text{ kA}$	$1,7 \cdot I_k$
$10 < I < 20 \text{ kA}$	$2,0 \cdot I_k$
$20 < I < 50 \text{ kA}$	$2,1 \cdot I_k$
$I > 50 \text{ kA}$	$2,2 \cdot I_k$

### 3.2 Säkring

En säkring är en skyddsanordning vars främsta syfte är att förhindra överbelastning av elektriska anordningar genom att bryta strömmen. En överbelastning i form av en hög ström kan medföra oönskade konsekvenser som brand- och rökutveckling. Detta är således något som förhindras med hjälp av en säkring. En säkring består huvudsakligen av en veckad metalltråd som vid hög temperatur smälter och bryter överströmmar.

Med bryttid avses medeltiden för när en säkring bryter efter specifik strömamplitud. Det är sålunda angeläget vid dimensionering av selektivplan<sup>1</sup> att ha god marginal för bryttiden. Två säkringssteg framhålls utgöra god selektivitet för säkringar placerade i serie. Det karakteriserande för smältsäkringen är värmeutveckling i metalltråden, vilket står i ungefärlig proportion till ström i kvadrat multiplicerat med tiden [9].

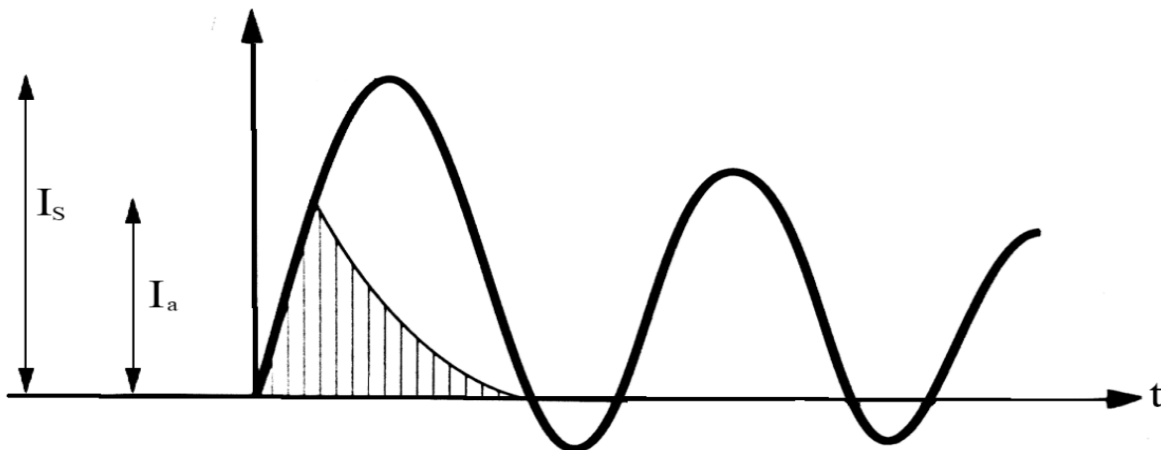
$$\text{Värmeutveckling} \propto I^2 \cdot t \quad (3.8)$$

Värmeutveckling i praktiken kommer att leda till högre motstånd, en högre impedans. Där med kommer kortslutningsströmmen i praktiken att vara lägre än beräknad ström i denna rapport. Detta förbises då en marginal vid dimensioneringen enbart ses som positiv.

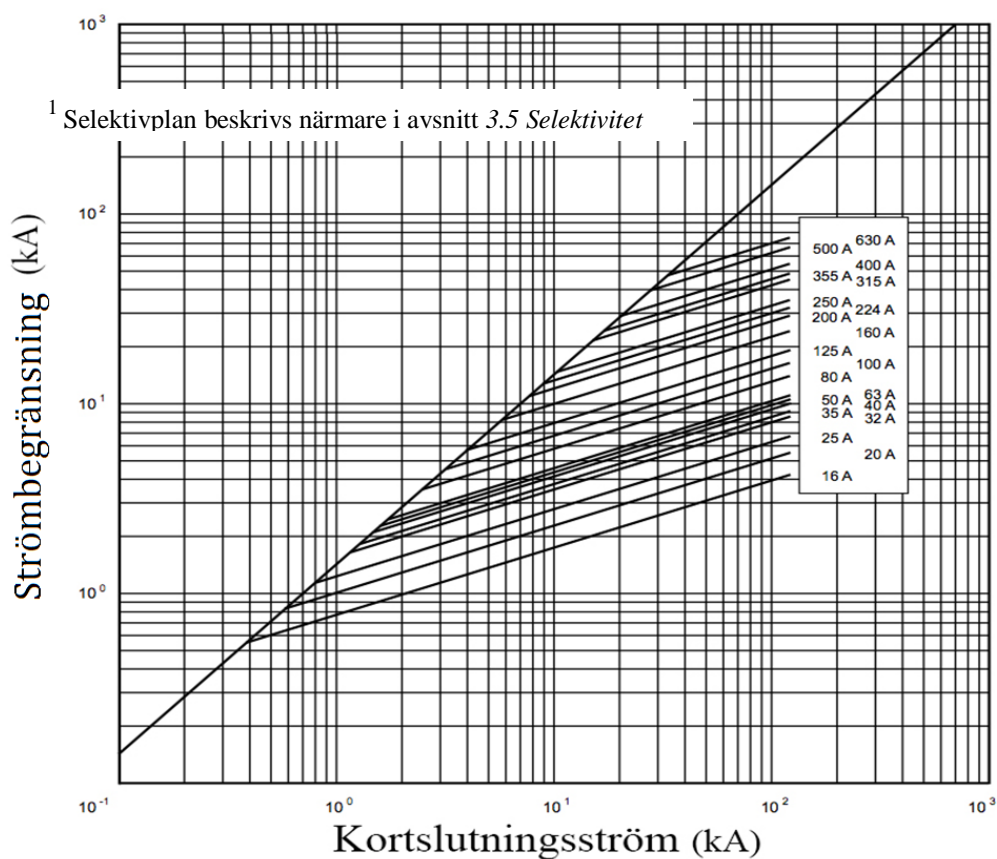
Beroende på tillverkningsmaterial varierar smälttiden avsevärt beroende på strömamplituden. Hög- och lågspänningssäkringar karakteriseras med olika smälttidskurvor. För uppnådd god selektivitet är det essentiellt att jämförelse av dessa smälttidskurvor utförs.

När säkringstråden smälter och bryts förbinder en ljusbåge kretsen. Ljusbågen förbinder tills impedansen i gapet blir hög nog att ljusbågen släcks. Brytprocessen delas upp i två perioder. En period för tiden det tar för tråden att smälta och en period för tiden det tar tills strömmen är bruten. Summan av dessa utgör den totala bryttiden [4].

Utmärkande för säkringsanvändning är anordningens förmåga att bryta strömmar som inte ännu nått sin högsta amplitud. Säkringen är således strömbegränsande över viss strömstorlek. *Figur 3.6* nedan framhåller innebörden av det strömbegränsande attributet medans *Figur 3.7* är ett diagram över hur olika storlekar på säkringar begränsar strömmen.



**Figur 3.6** Säkringens strömbegränsning  $I_a$  i förhållande till potentiell stötström  $I_s$



**Figur 3.7** Förhållande mellan kortslutningsström och genomsläppt ström, se Bilaga 1.

*Figur 3.7* avläses efter vald säkring för att sedan verifiera maximal genomsläppt ström efter aktuell kortslutningsström.

### Exempel 3.1 Avläsning av figur 3.7 efter specifik säkring och kortslutningsström

Förutsätt 100 A-säkring. Följande data ges efter avläsning:

$$I_k = 1 \text{ kA} \Rightarrow I_a = 1,50 \text{ kA}$$

$$I_k = 4 \text{ kA} \Rightarrow I_a = 4,85 \text{ kA}$$

$$I_k = 5 \text{ kA} \Rightarrow I_a = 4,85 \text{ kA}$$

#### 3.2.1 Lågspänningssäkring

För lågspänning är det gG- och aM-säkringar som är ledande principer. Där förkortningen avser vad säkringen skyddar mot och vad för elektrisk anordning som skall skyddas [10].

- g *Totalområdesäkring, skydd mot kortslutnings- och överlastström*
- a *Delområdessäkring, skydd mot kortslutningsström*
- G *Allmän användning*
- M *Motorkrets*

#### 3.2.2 Högspänningssäkring

Till skillnad från lågspänningssäkringar har högspänningssäkringar form av en cylinder. Säkringens omslutningsmaterial är normalt tillverkat i porslin och är fylld med kvartssand. Kwartssand har en god förmåga att släcka ljusbågar som uppstår vid brytning.

Det är framförallt ljusbågar i samband med högspänning som kräver en mer komplex teknik för släckning än för lågspänningssäkringar. Ledartråden i en högspänningssäkring är generellt tillverkad av silver vid lägre märkström och försilvrad koppar vid högre strömmar [11].

### 3.3 Reläskydd

Reläskydd fyller i många avseenden samma funktion som en säkring. Ett reläskydd ska vid fel eller vid onormalt tillstånd i elektrisk anordning ge impuls till en brytare för bortkoppling av viss anläggningsdel [4].

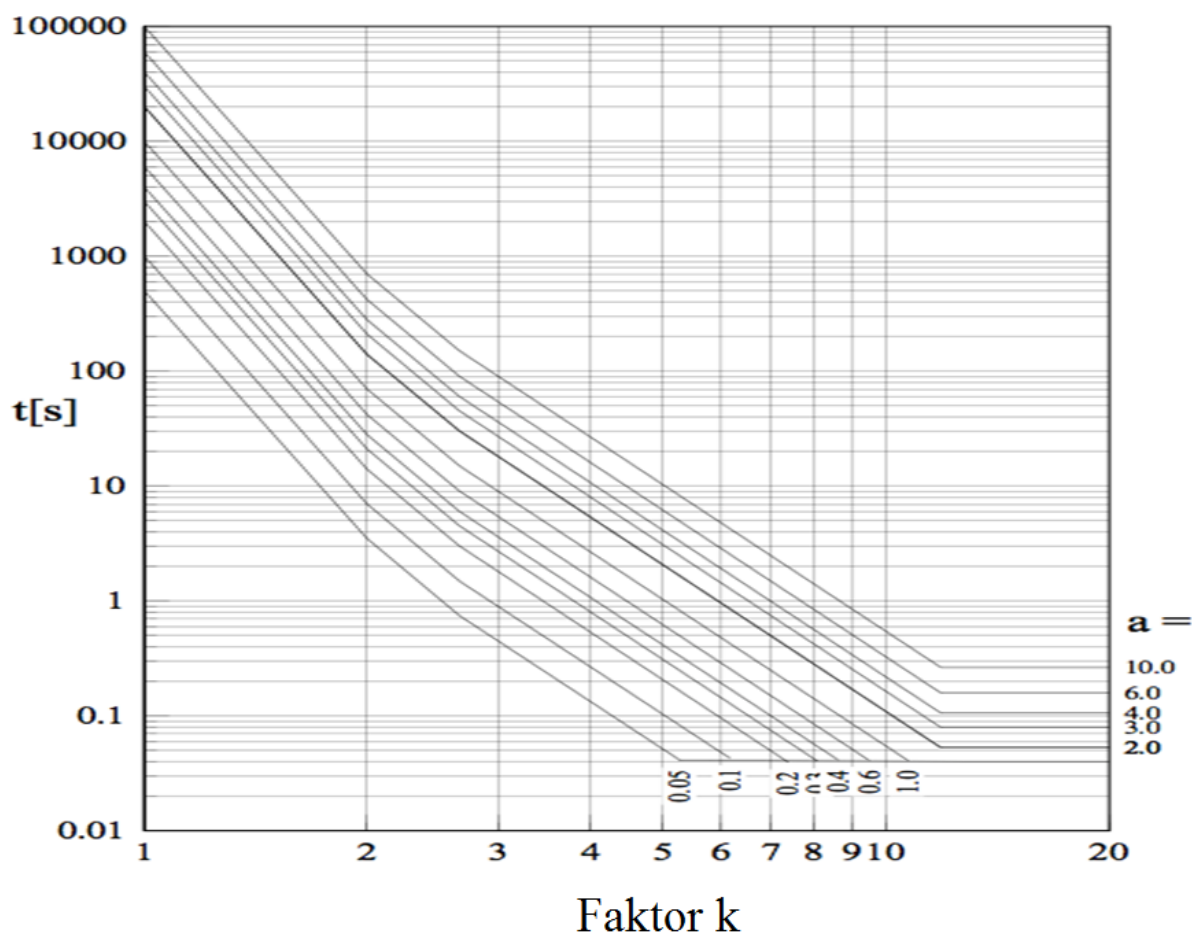
Det är således väsentligt att inställningar för reläskydd är tillräckligt känsligt justerat för att bryta fel för vilket aktuellt skydd är avsett att skydda mot. Inställningar görs utifrån olika principer beroende på vad för komponent eller vad för slags skydd som skall uppfyllas. Reläet kan vara justerat för att skydda mot kortslutningar, jordslutningar, överlast eller fel i samband med avbrott. De mest förekommande reläprinciperna följer nedan [12].

- Överströmsrelä – *mäter strömmen och bryter efter viss tid*
- Riktrelä – *mäter vinkel mellan ström och spänning*
- Differentialsskyddsrelä – *mäter skillnaden mellan två strömmar*

Vid nätfel kommer elektriska storheter att förändras och kommer inte följa märkkarakteristik för spänning, ström, frekvens, effekt och impedans. Den främsta fördelen med ett användande av reläskydd är att reläet kan regleras och ställas in efter uppskattad förändring av föreliggande storheter.

Beroende på vad reläskyddet ska utgöra för skydd ställs det in efter brytning av olika förändringar i nätet. Olika justeringar kan uppfylla krav för att bryta höga strömmar snabbt, medan andra inställningar för brytning av lägre strömmar med tidsfördröjning. Vid dimensionering främjas dessa möjligheter för uppfyllande av en god selektivplan.

Reläskydd i Göteborg Energis nät ställs in efter kurvformen för en totalområdessäkring (se *Figur 3.8*). Totalområdessäkringen är anpassad för att fungera som både ett överlastskydd och ett kortslutningsskydd. Till skillnad från säkringen är inte reläskyddet strömbegränsande. Reläskydd bryter alltså inte strömmar inom en halv period eller mindre utom vid en nollgenomgång för strömmen. Tid för brytning av kortslutningsströmmar är normalt mellan 1-3 perioder.



**Figur 3.8** Bryttid-ström karakteristik för ett reläskydd. Liknande karakteristik som totalområdessäkring.

Inställd tröghet  $a$ , som kan ses i *Figur 3.8*, avgör hur snabbt brytaren skickar brytimpuls till brytaren.

Faktor  $k$  är förhållandet mellan uppmätt ström genom reläskydd och inställd ström för brytning. Detta enligt *ekvation 3.9*.

$$k = \frac{I_{\text{aktuell}}}{I_{\text{inställd}}} \quad (3.9)$$

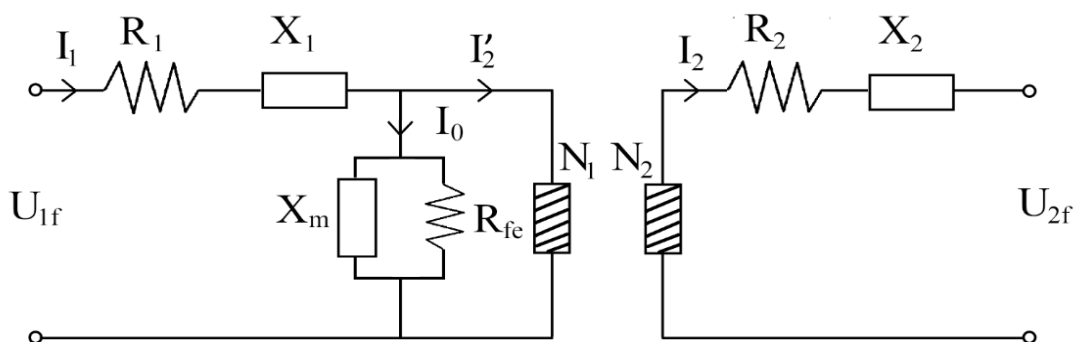
Det är viktigt att reläskyddsinställningar är anpassade så att anläggningar eller komponenters kortslutningshållfasthet inte överskrids. Bortkopplingstid för förhindrande av skadeverkning är normalt justerat till 0,1 sekunder eller snabbare.

### 3.4 Trefastransformator

En transformator transformerar olika nivåer av spänning med elektromagnetisk induktion. Rapporten behandlar uteslutande trefastransformatorer med spänningsnivån 10/0,4 kV och märkeffekterna 500, 315, 200 och 100 kVA. De olika storlekarna anger dimensionerna för utmatad effekt där en distributionstransformator med 500 kVA kan försörja flest elabbonenter. En transformator har en primärsida och en sekundärsida och består i huvudsak av en kärna med två lindningar med olika antal varv. Det är de två lindningarna, primär- och sekundärlindning, som styr den resulterande spänningsnivån på utgången. För en ideal transformator gäller följande förhållande mellan ström och spänning.

$$\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2 \quad (3.10)$$

Primär- och sekundärsidan av en transformator är sällan fysiskt anslutna utan är galvaniskt skilda. När den primära lindningen ansluts till en växelspanning ger den upphov till ett elektromagnetiskt flöde. Det elektromagnetiska flödet flyter genom transformatorns kärna och inducerar en spänning på sekundärsidan. Spänningen ändras följaktligen på sekundärsidan.



**Figur 3.9** Ekvivalent schema för icke ideal trefastransformator

I figur 3.9 visas det ekvivalenta schemat för en icke ideal trefastransformator med primär- och sekundärfasspänning  $U_{1f}$  och  $U_{2f}$ .  $R_1$  och  $R_2$  representerar resistansen i

lindningarna  $N_1$  och  $N_2$ . I kärnan uppstår det elektromagnetiska läckflöden, dessa avser reaktanserna  $X_1$  och  $X_2$ .  $R_{fe}$  och  $X_m$  avser järnförluster och magnetiseringsbehov i kärnan.

Den högsta verkningsgraden för trefastransformatörer erhålls vid 30-40 % av märkeffekten och högre och är då approximativt 99 %. Vid en exakt beräkning av verkningsgrad måste tomgång- och belastningsförluster vid märkström beräknas. Tomgångsförluster eller järnförluster  $P_0$  mäts genom att låta primärsida vara öppen och driva transformatorn med märkspänning från sekundärsidan, ett så kallat tomgångsprov. Kopparförluster eller belastningsförluster  $P_{cu}$  mäts genom att utföra ett kortslutningsprov där sekundärsidan kortsluts och primärsidan drivs med märkström [13].

$$\text{Verkningsgrad: } \eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{n \cdot P_n}{n^2 \cdot P_{Cu,n} + n \cdot P_n + P_0} \quad (3.11)$$

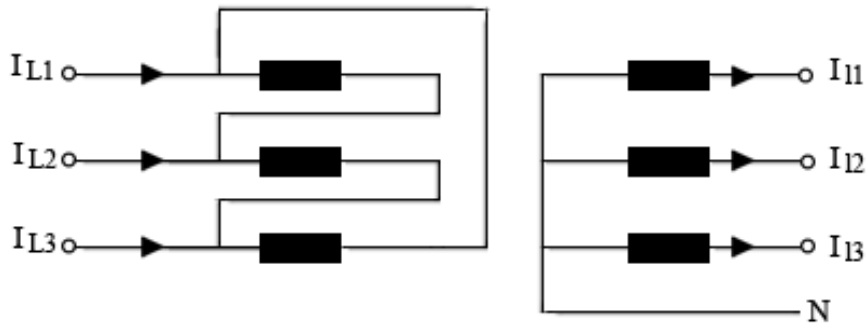
$$\text{Belastningsförluster: } P_{Cu} = 3 \cdot R_k \cdot I_{1n}^2 \quad (3.12)$$

$$\text{Tomgångsförluster: } P_0 = \frac{3 \cdot U_{1f}^2}{R_{fe}} \quad (3.13)$$

Variabeln  $n$  anger förhållandet mellan lastström och märkström, alternativt förhållandet för inmatad effekt och märkeffekt. Vid märklast erhålls  $n = 1$ .

$$n = \frac{I_2}{I_{2n}} \quad n = \frac{P_2}{P_{2n}} \quad (3.14)$$

Faserna på upp- och nedspänningssidan av transformatorn är Delta-, Y- eller Z-kopplade. Distributionstransformatörerna på Göteborg Energi är normalt dyn-kopplade, *Figur 3.9* visar en dyn-koppling, som avläses som delta-y-koppling med en neutralpunkt på sekundärsidan. Vid 10/0,4 kV transformatorer i Sverige är Dyn-koppling vanligast då en neutralpunkt finns tillgänglig på y-sidan och för att kunna nyttja enfasiga laster på nedspänningssidan [14].



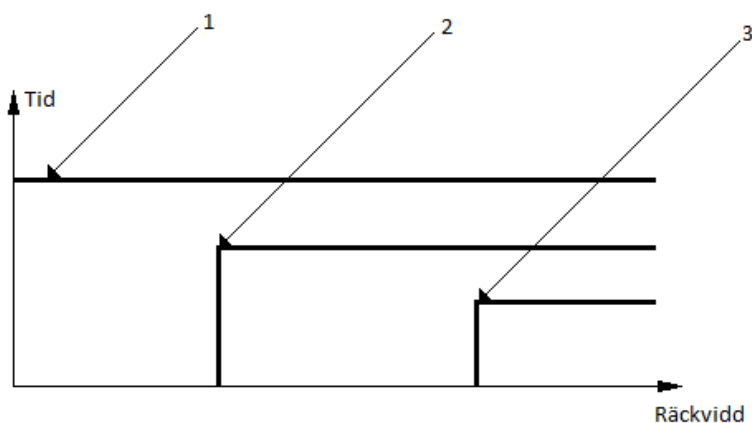
Figur 3.9 Dyn-koppling i en trefastransformator

### 3.5 Selektivitet

Selektivitet i elnät innebär ett säkerställande av lämpligt skydd, placerat i serie med andra skydd, verkar i korrekt ordning, där skydd närmast fel verkar först. Ett säkerhetsställande av lämpliga skydd är gynnsamt för driftsatt nät när anslutande nät påträffas av fel. I störst möjlig utsträckning frångörs endast delar av elnät där fel utgjorts. För olika fall tillämpas olika principer för att uppnå selektivitet [4].

- Funktionsselektivitet  
*Skydd ställs in efter strömstorlek, även kallat strömselektivitet.*
- Tidsselektivitet  
*Skydd ställs in efter den tid skyddet skall verka. Skydd närmast fel bryter först.*
- Riktningselektivitet  
*Skydd registrerar felets riktning och åtgärdar efter utfall.*
- Absolut selektivitet  
*Reläskydd installeras så det uteslutande skyddar en viss anordning.*

Principerna utvärderas efter flera parametrar. De företrädande parametrar som beaktas är ekonomisk förutsättning och teknisk genomförbarhet. Normalt används flera principer för förbättrandet av selektivitet mellan skydd. Ett exempel på bryttider och brytområde för en kombination av tids- och funktionsselektivitet visas i Figur 3.10.



Figur 3.10 Kombination av tids- och funktionsselektivitet där 1, 2 och 3 visar 3 olika skyddskomponenters brytområden.

### 3.5.1 Dimensioneringsparametrar

Vid dimensionering av säkerhetsskydd är den minimala kortslutningsströmmen central för samtliga feltyper. Till minsta kortslutningsströmmen avses allmänt den enfasiga kortslutningsströmmen [3].

För återkoppling till rapportens syfte gäller att lågspänningsställverkets säkring ska bryta felströmmar före säkringen i högspänningsställverket. I Sverige gäller krav, för lågspänningsnät enligt Svensk Standard, att en felström ska brytas inom 5 sekunder om säkringen är större än 32 A. På liknande sätt kontrolleras samband för lågspänning- och högspänningssäkringar för den högsta potentiella felström. Högsta felström påträffas vid trefasig kortslutning [15].

Olika delar av elnätet har olika spänningsnivåer, detta för att maximera effektivitet av uttagen effekt i transformatorstationer. Detta medför en komplikation vid amplitudberäkning av strömmar då spänningsreferens varierar [7].

### 3.6 Delkortslutningseffekter

Vid beräkning av kortslutningsströmmar kan olika beräkningsmetoder användas. En av dessa är metoden för kortslutningsberäkning med hjälp av delkortslutningseffekter. Metoden utgår från användning av de ekvivalenta kortslutningseffekter som uppskattas efter position i nätet. Bristfälligheten för metoden är att den endast framhåller symmetrisk trefasig kortslutningsström. Kortslutningseffekt för transformator och generator beräknas enligt *ekvation 3.14* och ledning enligt *ekvation 3.15*.

$$S_k = \frac{S_n}{z_k} \quad (3.15)$$

$$S_k = \frac{U_n^2}{Z} \quad (3.16)$$

Kortslutningseffekter beräknas fram till felställe. Delkortslutningseffekter som i serie beräknas:

$$\frac{1}{S_{k.TOT}} = \sum_1^n \frac{1}{S_{k.n}} \quad (3.17)$$

Parallella delkortslutningseffekter beräknas:

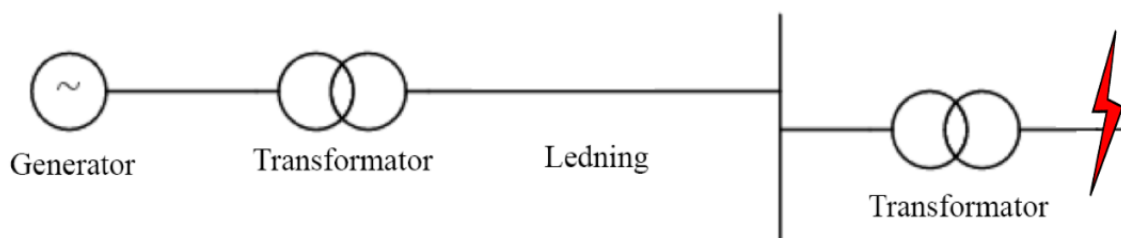
$$S_{k.TOT} = \sum_1^n S_{k.n} \quad (3.18)$$

Där n avser antal positioner i nätet. Metoden indikerar endast approximativt resultat för dimensionering och används sålunda inte för total tillförlitlighet.

### 3.7 Impedanssummeringsmetoden

Till skillnad från metod redovisad i föregående avsnitt föranleder impedanssummeringsmetoden en mer tillförlitlig lösning för beräkning av kortslutningsström. Impedanssummeringsmetoden antaganden är inte lika utbredda och inexakta som för metoden för beräkning av delkortslutningseffekter. Metoden ger följaktligen ett korrektare resultat.

Alla komponenter (impedanser) i ett nät har dämpande effekt på ström. Med komponenter avses generatorer, transformatorer och luftledningar/kablar. I nätet förekommer olika spänningsnivåer, samtliga impedanser hänvisas till enhetsspänningen  $U_e$ . Detta görs med grund för en korrekt kalkylering av uppträdd kortslutningsström i aktuell del av nätet.



**Figur 3.11.** Förenklat elschema vid kortslutning

$$\text{Generator: } X_d = x_d \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (3.19)$$

Vid omräkning av reaktansen sätts  $U_n = U_e$ .

$$X_d = x_d \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \left(\frac{U_e}{U_n}\right)^2 = x_d \frac{U_e^2}{S_n} \quad (3.20)$$

Endast reaktanser tas till hänsyn i generatorm då resistansen är så liten att den kan försummas.

Resistans och reaktans i transformatorn beräknas enligt ekvation 3.20 och 3.21.

$$R_T = r_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (3.21)$$

$$X_T = x_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (3.22)$$

Med samma utförande sätts  $U_n = U_e$  för omräkning till enhetsspänningen i transformatorn. Kortslutningsströmmen erhålls enligt ekvation 3.22, där  $Z_k$  är total impedans fram till felställe.

$$\text{Kortslutningsström: } I_k = \frac{U_{ef}}{Z_k} \quad (3.23)$$

## 4. Analys och beräkning

### 4.1 Elmaterieella förutsättningar

Med elmateriel avses materiel som används vid nyttiggörande av elektrisk energi i elektriska anordningar. Föreliggande undersökning utgörs efter specifika hög- och lågspänningssäkringar, kablar och distributionstransformatorer vilkas datablad återfinns i bilagor [7].

#### 4.1.1 Hög- och lågspänningssäkringar

För skydd av högspänningsnätet mot fel i lågspänningsnätet används delområde-högspänningssäkringar eller reläskydd med tillhörande brytare. En delområdessäkring fyller funktionen att främst bryta mot kortslutningsströmmar och inte mot överlastströmmar. Denna funktion medför att delområdessäkringen vanligtvis inte bryter för relativt låga strömmar. Högspänningssäkringar som Göteborg Energi använder är av märket SIBA och GEVEA. Göteborg Energi dimensionerar säkringar och transformatorer utifrån interna standarder. *Tabell 4.1* nedan visar vilken säkringsstorlek som används för respektive transformator. Beslut för tabell är fattat 2010 och omfattar inte transformatorstationer installerade innan dess.

**Tabell 4.1.** Installerad säkring i högspänningsverk för transformatorer med olika märkeffekt och isolation

Märkeffekt (kVA)	Isolation	Högspänningssäkring (A)	Märke
500	Olja	40	SIBA
315	Olja	25	SIBA
315	Torr	20	GEVEA
200	Torr	16	GEVEA
100	Torr	6,3	GEVEA

För torrisolerade transformatorer används generellt lägre säkringar eftersom värmeutvecklingen inte är lika påfrestande som för en oljeisolerad transformator. Således blir inte kortslutningsströmmarna lika påtagliga. Tid-ström och begränsningström-kortslutningsström karaktäristiken för SIBAs och GEVEAs högspänningssäkringar återfinns i *Bilaga 2* och *Bilaga 3*.

Även för lågspänningssäkringar använder Göteborg Energi SIBAs produkter. Men till skillnad från projektering av högspänningssäkringar förekommer inga liknande tabeller för dimensionering av lågspänningssäkringar. För varje enskild utgående kabel görs en bedömning av säkringsstorlek. I bedömningen tas hänsyn till efterfrågad energi, längd och dimension på kabel och högsta kortslutningsström. De lågspänningssäkringar som främst används av Göteborg Energi är 315, 250, 200, 160, 125, 100 och 80 A. De säkringar som ligger till grund för problemformuleringen är 315, 250, 200 och 160 A-säkringar.

Det är vid kritiskt användande av dessa säkringar som utlösta transformatorer påträffats. Tid-ström och begränsningsström-kortslutningsström karaktäristik för SIBAs lågspännings-säkringar återges i *Bilaga 1*.

#### 4.1.2 Kablar

En betydelsefull del av problemställningen är dimensionerna för ledningar. Detta avser inte enbart de kablar som projekteras idag utan även de som användes förr. Kablar som tas till hänsyn i utredningen är AKKJ 3x240/72 mm<sup>2</sup> och N1XE 4x240 mm<sup>2</sup>. AKKJ är den kabeltyp som inte längre projekteras, detta med anledning av den nyare kabeln N1XE som har en bättre återledare. För serviskablar används TN-C-system och för matarkablar används TN-S-system. TN-C-systemet används vid anslutning direkt till kund, där kabeln har tre ledare och en delad PEN-ledare. PEN-ledaren består av en skyddsjord (PE, protective earth) och en neutralledare (N). TN-S-systemet omfattar även det ett system med tre ledare men däremot ingen delad neutralledare och skyddsjord. De storheter som är av störst relevans är resistansen och induktansen för ledarna i kabeln och kabelskärmen. I *Tabell 4.2* presenteras kabeldata.

**Tabell 4.2.** Kabeldata för kablar av relevans för undersökning

Kraftkabel	Ledararea mm <sup>2</sup>	Resistans ledare mΩ/km	Induktans ledare mH/km	Resistans skärm mΩ/km	Induktans skärm mH/km
AKKJ	240/72	125	0.18	253	0
N1XE	240	125	0.23	-	-

Noterbart för *Tabell 4.2* är att N1XE inte har något skärm och därför ingen skärmresistans eller skärminduktans. När en enfasig jordslutning uppstår i en AKKJ-kabel kommer strömmen att ledas tillbaka genom skärmen till jord. Men för N1XE, som inte har skärm, leds strömmen tillbaka via neutralledaren. Datablad för AKKJ och N1XE återfinns i *Bilaga 4* och *Bilaga 5*.

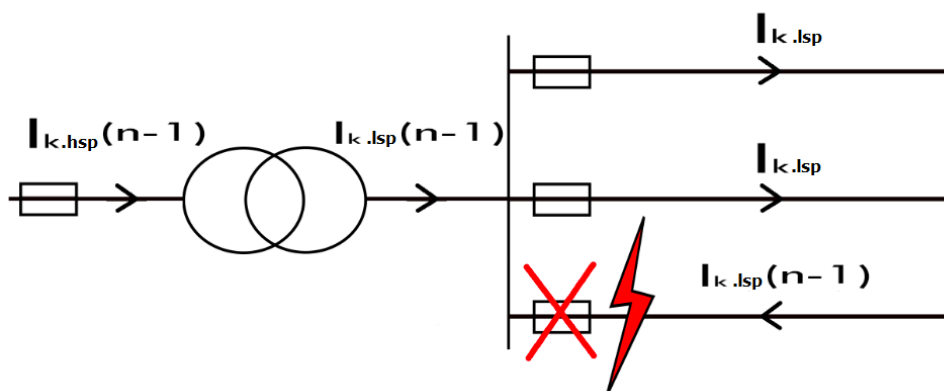
#### 4.1.3 Distributionstransformatorer

Transformatorer som behandlas i undersökningen är av storlekarna 100, 200, 315 och 500 kVA och lindningen är Dyn-kopplad. Det föreligger en stor mängd av olika märken av distributionstransformatorer. Det som är av betydelse för analysen skiljer sig inte märkbart mellan de olika leverantörerna. Vid införskaffning av enskilda transformatorer, för Göteborg Energi, görs det från det kroatiska elkraftindustribolaget Končar. Det är från Končars tekniska datablad, för oljeisolerade distributionstransformatorer med märkspänning 11/0.42 kV, som värden hämtas för beräkning (se *Bilaga 6*). Vedertagen relativ kortslutningsimpedans för aktuella transformatorer är 4 % men för den generella redogörelsen av beräkningar beaktas även 5 %. Utifrån belastningsförlusterna erhålls reaktansen och resistansen. Det är betydande för beräkning av de olika faskortslutningarna hur impedans förefaller både resistivt och reaktivt. Belastningsförlusterna  $P_{bf}$  varierar mellan 3000-4000 W och följer inget linjärt samband med märkeffekt av transformator men för ett allmänt framtagande av data antas belastnings-förlusten till 0,8 % av märkeffekten.

## 4.2 Felställe parallella kablar

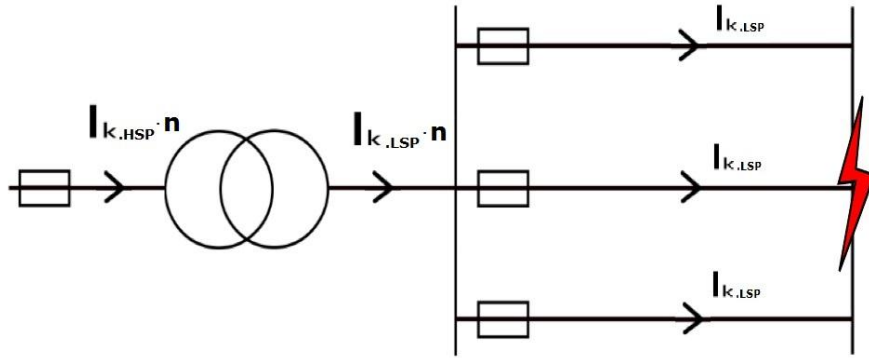
Med felställe avses de två fall för vilket den mest ogynnsamma kortslutningsströmmen kan inträffa. I aktuellt fall hänförs det till parallella utgående kablar med lika säkringar i mottagarände och sändarände. Således förevisas felställe 1 (F1) och felställe 2 (F2) till felen som infaller precis efter en lågspänningssäkring respektive vid anslutande skena. I Göteborg Energis elnät är det sistnämnda felstället det mest utbredda felet.

Betydelsefullt för felställe 1 och 2 är avgörandet av vilket felställe som är dimensionerande för selektiviteten mellan hög- och lågspänningssäkring. För F1 förutsätts att säkring i närmast anslutning till inträffad kortslutning löser ut direkt. Detta leder till att felströmmen i resterande kabel/kablar är  $I_k$ . Följaktligen uppträder den totala strömmen i felande kabel och på lågspännings-ställverkets skena som  $I_k \cdot (n-1)$ . Där  $n$  är antal parallella kablar. Säkringar i anslutande skena försummas för uppfyllnad av ett värsta fall scenario. Matande nät antas vara förlustfritt. *Figur 4.1* illustrerar felställe 1.



**Figur 4.1.** Felställe 1 med uppträdd ström i tre parallella kablar

För F2 hänvisas felstället istället till en kortslutning i mottagarände, praktiskt hänförs detta till anslutningspunkt hos elabonnten. De parallella kablarna är nu intakta och strömmen genom varje enskild kabel presenteras som  $I_k$ . Strömmen som då uppträder på lågspänningsstälverkets skena blir sålunda  $n \cdot I_k$  [3].



**Figur 4.2.** Felställe 2 med kortslutning i mottagarände med tre parallella kablar

För F1 och F2 är  $I_k$  inte ekvivalent. Vid ett antagande att ledningar är dimensionerande utifrån utlösningvillkoret för felställe F1 ges att  $I_k$  för F2 alltid kommer vara större eller lika med  $I_k$  för F1. Detta tyder på att den totala impedansen för F2 alltid är mindre än för F1, oberoende av hur många parallella kablar som anses. Ekvation 4.1 visar den totala impedansen vid ett fel mitt på en kabel, således impedansen för en hel kabel adderat med resterande kablar parallellt med varandra. Ekvation 4.2 visar impedansen i parallella kablar fram till ett fel förorsakat i en mottagarskena enligt F2. Där variabel  $n$  presenterar antalet parallella kablar.

$$Z_{\text{Felställe.1}} = \frac{Z_{\text{kabel}}}{n-1} + Z_{\text{kabel}} \quad (4.1)$$

$$Z_{\text{Felställe.2}} = \frac{Z_{\text{kabel}}}{n} \quad (4.2)$$

$$Z_{\text{Felställe.1}} > Z_{\text{Felställe.2}} \Leftrightarrow \frac{Z_{\text{kabel}}}{n-1} + Z_{\text{kabel}} > \frac{Z_{\text{kabel}}}{n} \Leftrightarrow \frac{1}{n-1} + 1 > \frac{1}{n}$$

Där  $n$  är ett positivt heltal, alltså antal parallella kablar.  $Z_{\text{Felställe.1}}$  och  $Z_{\text{Felställe.2}}$  är impedansen fram till felstället för de olika felsätten.

Slutligen följer att selektivitet för hög- och lågspänningssäkring är F2 dimensionerande då F2 ger högsta kortslutningsströmmen med dessa antaganden.

### 4.3 Kritisk bryttid - Säkring

I avsnitt 4.2 *Felställe parallella kablar* motiveras att F2 är det dimensionerande feletstället vid kortslutning. Vidare följer att den största potentiella felströmmen alltid påträffas närmast i anslutning till lågspänningssäkring.

Förhållandet mellan ledningslängd  $l$  och kortslutningsström  $I_k$  redogörs i (4.3) och klargör att ökad ledningslängd leder till minskad kortslutningsström.

$$I_k(l) = \frac{U}{Z} = \frac{U}{l \cdot \sqrt{R_{\text{kabel}}^2 + (2\pi f \cdot L_{\text{kabel}})^2}} \quad (4.3)$$

$$\Rightarrow \lim_{l \rightarrow \infty} I_k(l) = 0$$

Sålunda sker jämförelsen för hög- och lågspänningssäkringar med utgångspunkt precis vid utgående ledning i lågspänningställverket. Karakteristiken för de säkringar som används på Göteborg Energi återfås i *Bilaga 1*, *Bilaga 2* och *Bilaga 3*.

För jämförelse av föreliggande karakteristik krävs en hänvisning av högspänningssäkringens smältkurva till lågspänning. Strömförhållandet mellan upp- och nedspänningssidan i en transformator beskrivs i avsnitt 3.4 *Trefastransformator*.

*Ekvation 4.4* nedan visar hur strömmen på högspänningssidan av transformatorn hänvisas till lågspänningsnivå.

$$I_{\text{lsp}}(t_{\text{smält.hsp}}) = \frac{U_{\text{hsp}}}{U_{\text{lsp}}} \cdot I_{\text{hsp}}(t_{\text{smält.hsp}}) \quad (4.4)$$

Där  $t_{\text{smält.hsp}}$  avser tiden när högspänningssäkring smälter vid strömstyrka  $I_{\text{hsp}}$  och  $I_{\text{lsp}}$ . Skildringen görs med utgångspunkt för tider, hsp- och lsp-säkring enligt *Tabell 4.3* och *Tabell 4.4*. Omräkningen görs med Göteborg Energis märkspänning.

$$U_{\text{hsp}} = 10\,500\text{ V} \quad U_{\text{lsp}} = 400\text{ V}$$

För framtagande av *Tabell 4.3* och *Tabell 4.4* följer exempel 4.1.

**Exempel 4.1.** Metod för plotning av Tabell 4.3 och Tabell 4.4

Först avläses strömmen för bryttid 0,01 s för lågspänningssäkring från *Bilaga 1*:

$$I_{\text{lsp}} = I_{\text{lsp.säkring}}(0,01) = 3400 \text{ A}$$

Sedan avläses strömmen för bryttid 0,01 s för högspänningssäkring från *Bilaga 2* som sedan hänvisas till lågspänningssidan:

$$I_{\text{hsp}}(0,01) \cdot \frac{U_{\text{hsp}}}{U_{\text{lsp}}} = 3806 \text{ A}$$

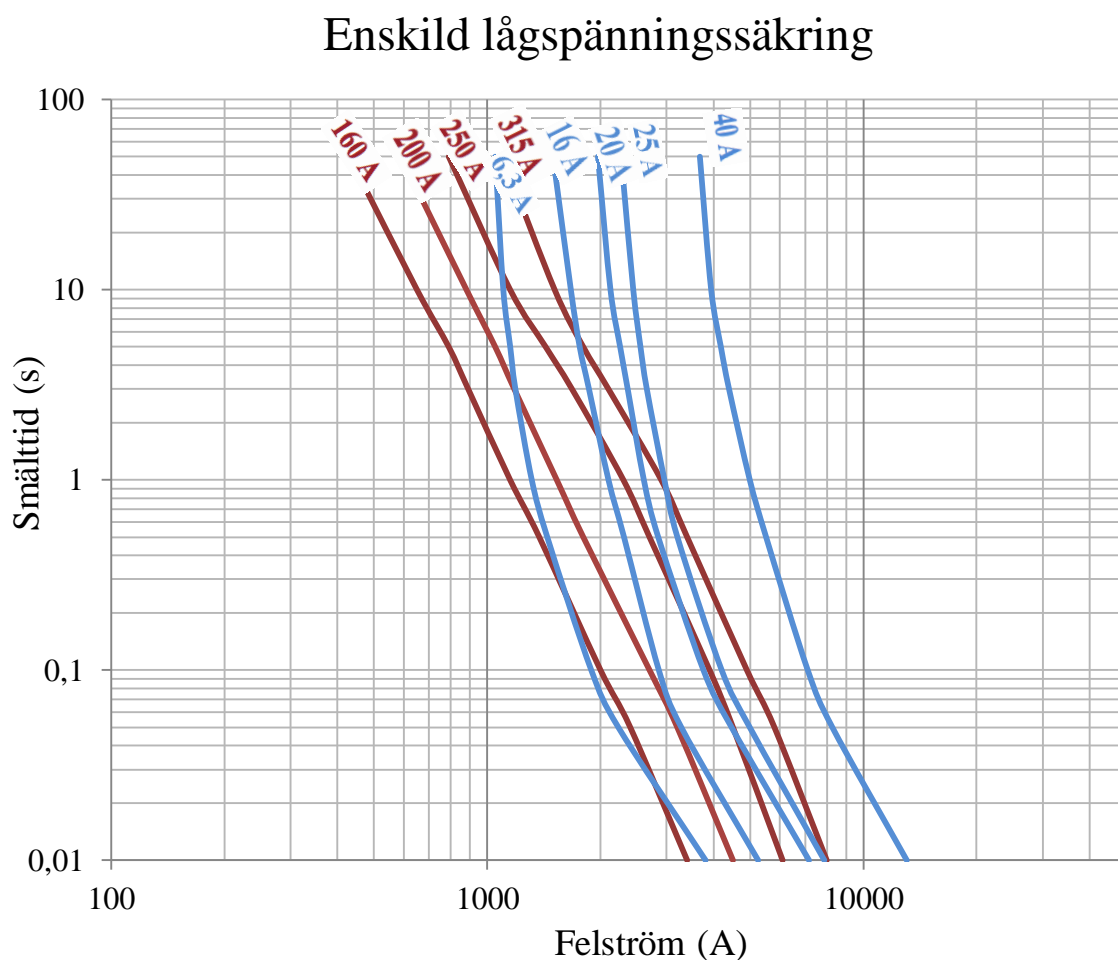
**Tabell 4.3.** Smälttid/Felström-förhållande för lågspänningssäkring

Smälttid (s)	160 A-säkring (A)	200 A-säkring (A)	250 A-säkring (A)	315 A-säkring (A)
<b>0,01</b>	3400	4500	6100	7990
<b>0,05</b>	2400	3200	4500	5800
<b>0,1</b>	2000	2700	3900	4900
<b>0,5</b>	1375	1800	2700	3400
<b>1</b>	1150	1530	2300	2900
<b>3</b>	890	1180	1680	2100
<b>5</b>	790	1050	1430	1800
<b>10</b>	650	880	1150	1510
<b>50</b>	430	590	790	1100

**Tabell 4.4.** Smälttid/Felström-förhållande för högspänningssäkring med nominell lågspänningsreferens

Smälttid (s)	6,3 A-säkring (A)	16 A-säkring (A)	20 A-säkring (A)	25 A-säkring (A)	40 A-säkring (A)
<b>0,01</b>	3806	5250	7350	7875	13046
<b>0,05</b>	2231	3150	4463	4988	8269
<b>0,1</b>	1890	2888	3806	4200	7612
<b>0,5</b>	1444	2310	2888	3203	5513
<b>1</b>	1313	2100	2678	2888	4988
<b>3</b>	1208	1864	2363	2756	4594
<b>5</b>	1181	1811	2336	2625	4200
<b>10</b>	1103	1628	2126	2494	3938
<b>50</b>	1050	1496	1969	2310	3675

För visualisering plottas hämtade värden, från *Tabell 4.3* och *Tabell 4.4*, i ett diagram (*Figur 4.3*) med logaritmisk x- och y-axel.



**Figur 4.3.** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och HSP-säkring 6,3-40 A (blå)

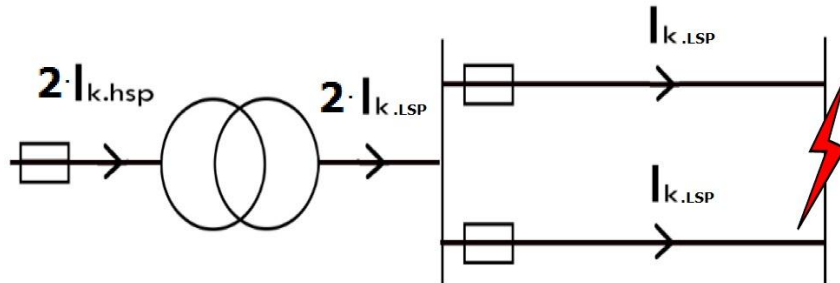
*Figur 4.3* redovisar bryttider för hög- och lågspänningssäkringar vid en enskilt utgående kabel. Säkringarna är selektiva om högspänningssäkring (blå) bryter strömmen senare än lågspänningssäkring (röd). Vad som är betydande för problemställningen är huruvida hög- och lågspänningssäkringarna förhåller sig till varandra vid parallellt utgående ledningar.

För parallellt utgående kablar följer att lågspänningssäkringar i fler antal,  $n$ , tillsammans förmår att hantera större felströmmar.

$$I_B = \frac{I_k}{n} \quad (4.5)$$

Där  $I_B$  är belastad ström för en säkring förorsakad av kortslutningsströmmen  $I_k$ .

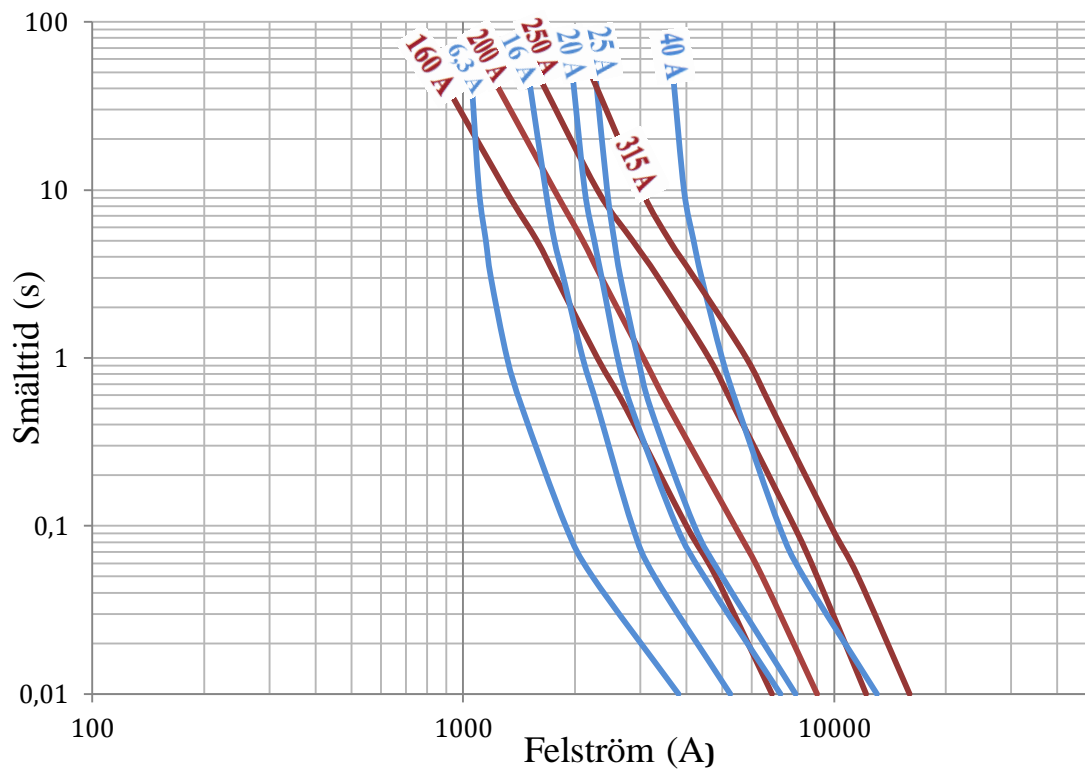
Figur 4.4 illustrerar en uppdelad kortslutningsström över två parallella kablar och ett felställe 2.



Figur 4.4. Kortslutningsström över två parallella ledningar och en kortslutning enligt felställe 2.

Omräkning från låg- till högspänning beräknas på liknande sätt, men nu med förutsättning att lågspänningssäkringarna förmår att hantera dubbelt så stor kortslutningsström för två parallella kablar.

## Två parallella lågspänningssäkringar

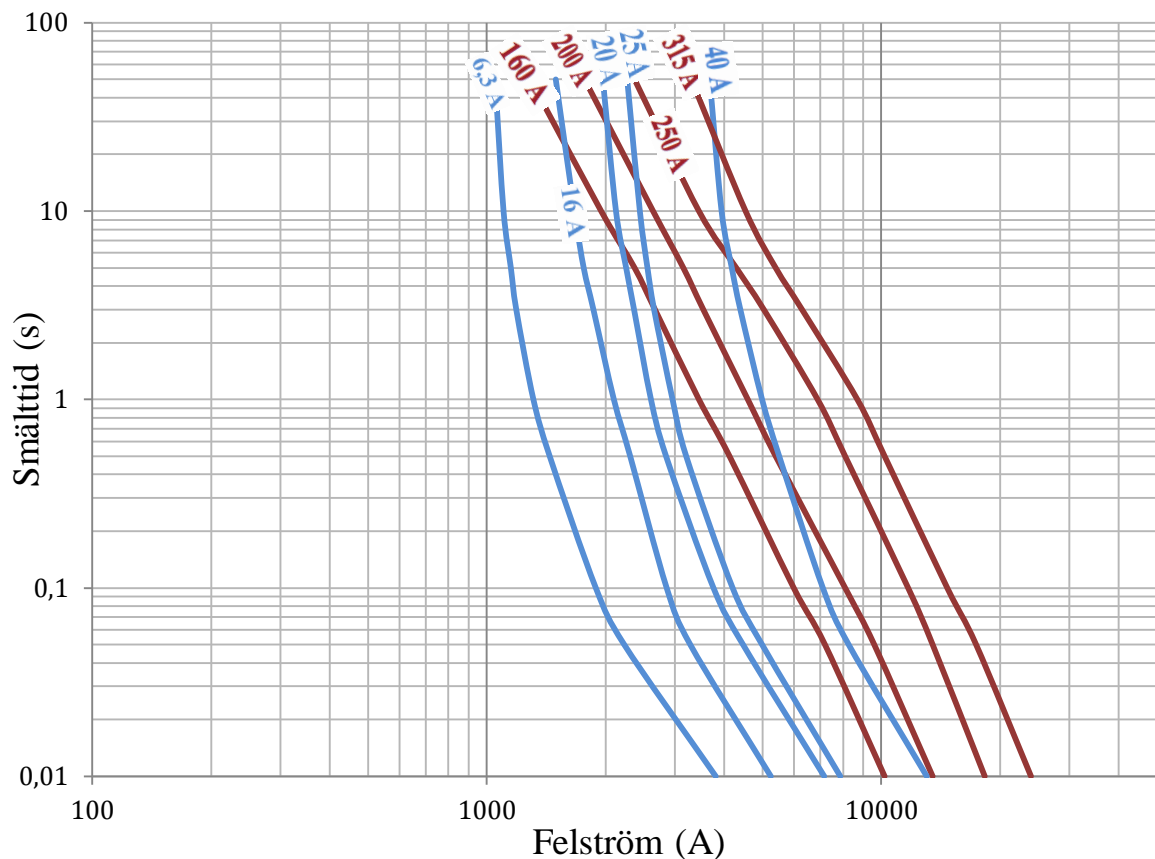


Figur 4.5. Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och HSP-säkring 6,3-40 A med två parallella ledningar

Resultatet för två parallella lågspänningssäkringar visar att två 315 A eller 250 säkringar inte kan användas, för att garantera selektivitet, då högspänningssäkring har märkström 40 A eller lägre.

På samma sätt följer smältidsdiagram för tre och fyra parallella kablar (Figur 4.6 och Figur 4.7), men med antagande att en säkring förmår att hantera tre och fyra gånger så hög felström.

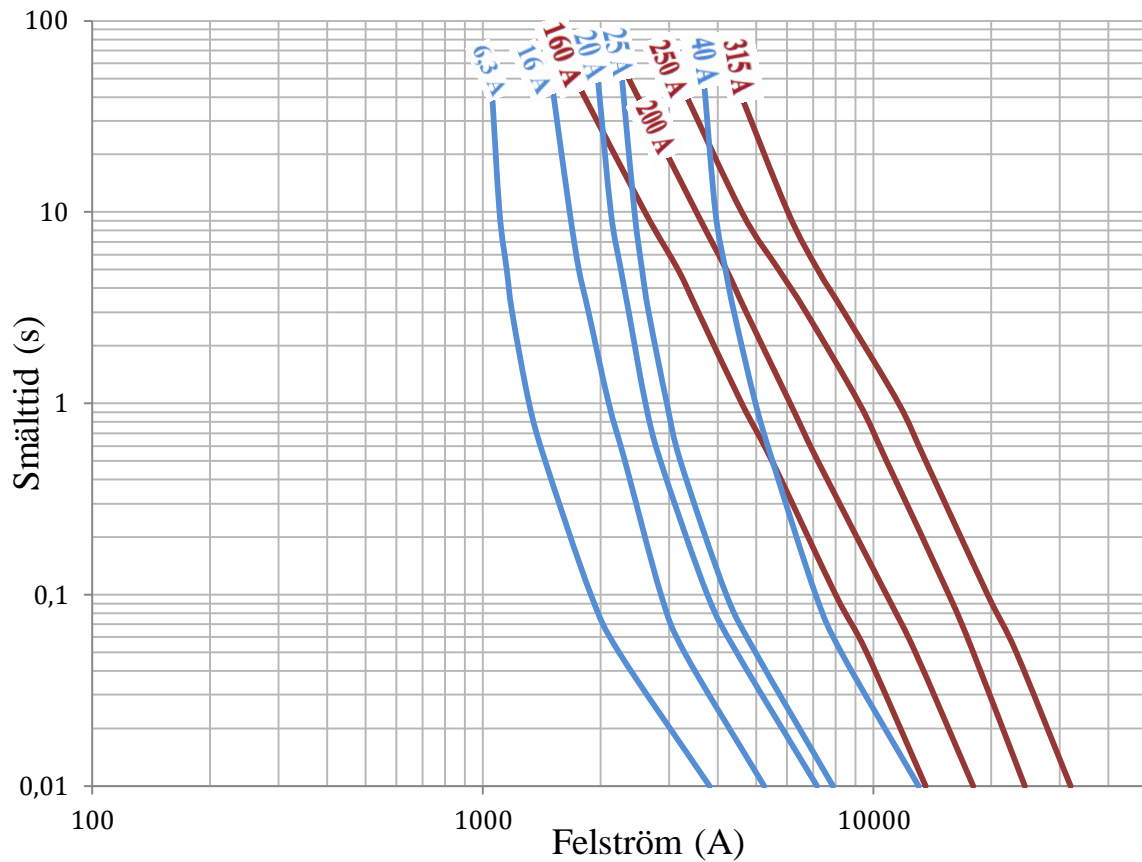
## Tre parallella lågspänningssäkringar



**Figur 4.6.** Diagram för smältkurva LSP-säkring (röd) 160-315 A och HSP-säkring 6,3-40 A (blå) med tre parallella ledningar.

Likt två parallella lågspänningssäkringar visas liknande resultat för tre parallella kablar fränsett att lågspänningssäkringarna har en än längre bryttid. Vilket medför att inte lågspänningssäkring med märkström 200 A bör användas vid tre parallella kablar för att undvika oselektivitet.

## Fyra parallella lågspänningssäkringar



**Figur 4.7.** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och HSP-säkring 6,3-40 A (blå) med fyra parallella ledningar.

Fyra parallella lågspänningssäkringar visar ännu tydligare problematiken med att lågspänningssäkringarnas bryttid förlängs och på så vis bryter för högspänningssäkring.

#### 4.4 Problemstationer

För avgörandet av omfånget för hur många stationer som är oselektivt säkrade gjordes en inventering av Göteborg Energis elnät. Inventeringen omfattade samtliga transformatorstationer med 500, 315, 200 och 100 kVA transformatorer. Nedan redovisas hur många transformatorer som är säkrade så selektivitet inte garanteras. *Tabell 4.5 till 4.8* anger antal parallella kablar kombinerat med säkringsstorlek, t.ex. 5 x 250 A.

**Tabell 4.5.** Antal oselektivt säkrade 500 kVA-transformatorer

500 kVA Transformator	Antal	Oselektivt säkrat	110 (25,3 %)
5 x 250 A	2	Selektivt säkrat	325 (74,7 %)
4 x 250 A	3	Totalt	435
3 x 250 A	9		
2 x 250 A	85		
4 x 315 A	4		
3 x 315 A	7		

**Tabell 4.6.** Antal oselektivt säkrade 315 kVA-transformatorer

315 kVA Transformator	Antal	Oselektivt säkrat	15 (11,8 %)
2 x 250	10	Selektivt säkrat	112 (88,2 %)
3 x 315	3	Totalt	127
2 x 315	1		
1 x 355	1		

**Tabell 4.7.** Antal oselektivt säkrade 200 kVA-transformatorer

200 kVA Transformator	Antal	Oselektivt säkrat	20 (40 %)
3 x 250	1	Selektivt säkrat	30 (60 %)
2 x 250	1	Totalt	50
1 x 250	15		
2 x 200	1		
1 x 200	3		

**Tabell 4.8.** Antal oselektivt säkrade 100 kVA-transformatorer

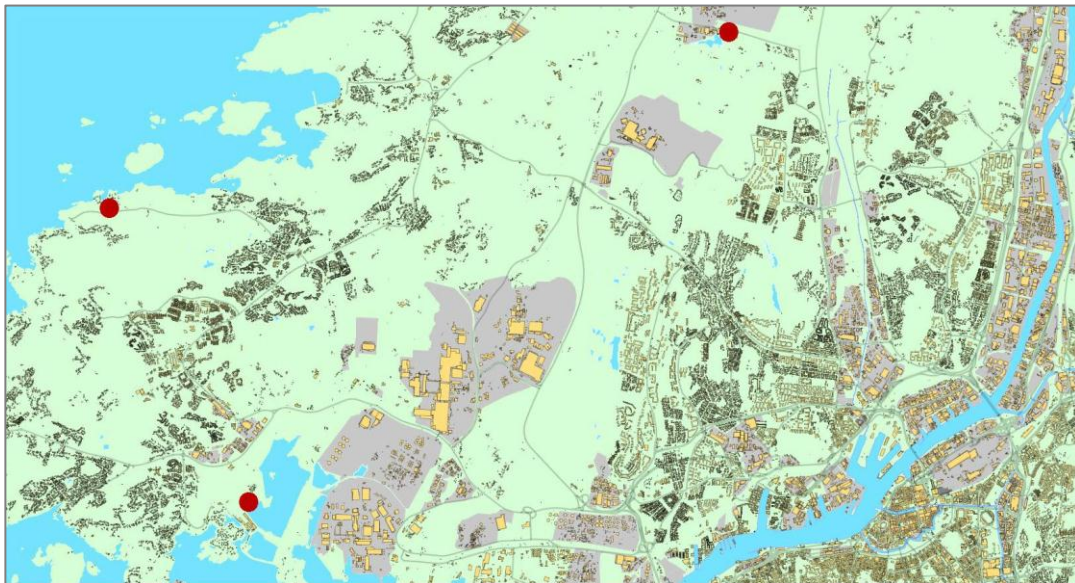
100 kVA Transformator	Antal	Oselektivt säkrat	16 (33,3 %)
1 x 300	1	Selektivt säkrat	32 (66,7 %)
1 x 250	4	Totalt	48
1 x 160	11		

I *Tabell 4.5* till *4.8* antas att samtliga transformatorer i Göteborg Energis nät har högspänningssäkringar enligt *Tabell 4.1*.

I följande avsnitt 4.4.1 till 4.4.4 presenteras beräkningar av amplituden för kortslutningen som utvecklas på både hög- och lågspänningssidan på transformatorn vid felställe 2. Därtill avläses även tiden för när respektive säkring bryter. Resultat visas och kommenteras i *5.2 Problemstation*.

De stationer som valts för undersökning är tre stationer belägna på Hisingen och en i Partille, alla med olika märkeffekt. Samtliga är av intresse då ingen uppfyller fullständigt krav för selektivitet enligt avsnitt *4.3 Kritisk bryttid*.

Fall 2, avsnitt 4.4.2, är den enda av de fyra stationerna där en oselektivitet har uppmärksamats efter att ett fel i kundanläggningen påträffats och orsakat en trefaskortslutning. *Figur 4.8* belyser utmärkta transformatorstationer på Hisingen som undersöks i avsnitt 4.4.1 till 4.4.4.



**Figur 4.8.** Delkarta över Hisingen med tre av stationerna som ligger till grund för utredning [2].

Kortslutningsimpedanserna som används i beräkningarna är hämtade från Göteborg Energis driftcentrals nätberäkningar från 2013. Aktuell låg- och högspänning, kabeltyp och kabellängd är hämtade från GIS-mjukvaran<sup>1</sup> dpSpatial.

<sup>1</sup> Geografiskt Informationssystem

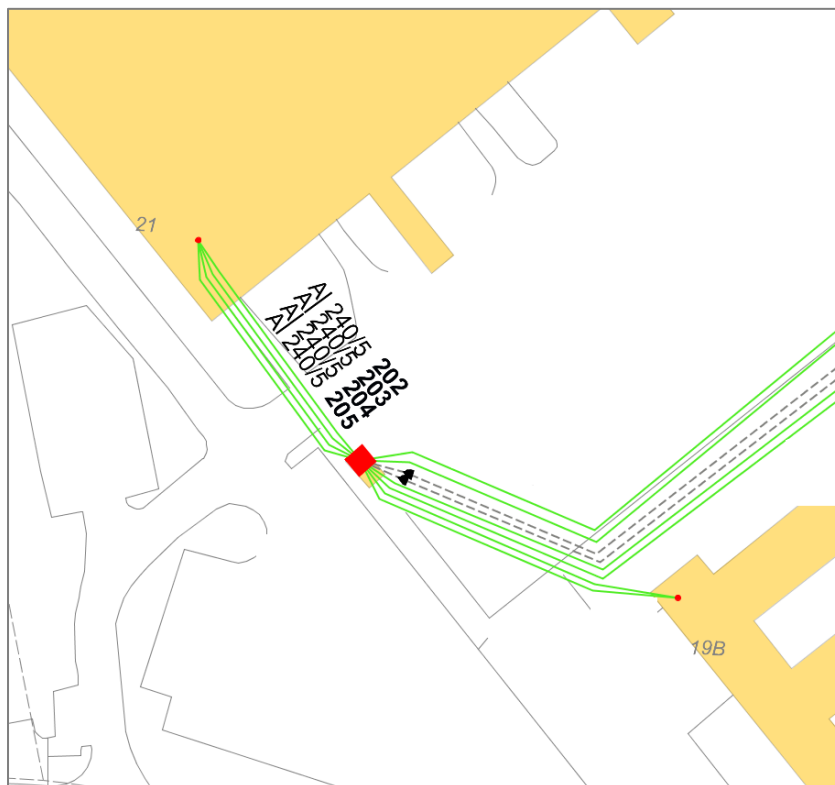
#### 4.4.1 Fall 1: 500 kVA transformator

##### Materiell- och nätberäknad data

$U_{\text{hsp}}$ :	10599 V	$R_{\text{AKKJ}}$ :	125 m $\Omega$ /km
$U_{\text{lsp}}$ :	400 V	$L_{\text{AKKJ}}$ :	0,18 mH/km
$Z_k$ :	5 %	$R_{\text{skärm}}$ :	253 m $\Omega$ /km
$S_{k,\text{för}}$ :	99,55 MVA	$P_{\text{bf}}$ :	4 kW
$P_{k,\text{för}}$ :	53,43 MW	$c$ :	1
$Q_{k,\text{för}}$ :	83,97 MVar	Hsp-säkring:	40 A
Kabellängd:	40 m	Lsp-säkring:	4 x 315 A

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{k,\text{för}}}{S_{k,\text{för}}} = \frac{53,43}{99,55} = 0,54$$

$$\sin(\varphi) = \sin(\cos^{-1}(\varphi)) = 0,84$$



Figur 4.9. Områdeskarta för transformatorstation för problem fall 1

### Matande näts impedans $Z_Q$

$$Z_Q = \frac{U_{lsp}^2}{S_{k.för}} = \frac{400^2}{99,55 \cdot 10^6} = 1,61 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$R_Q = \cos(\varphi) \cdot Z_Q = 0,54 \cdot 1,61 = 0,86 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_Q = \sin(\varphi) \cdot Z_Q = 0,84 \cdot 1,61 = 1,36 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + jX_Q = (0,86 + j1,36) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Ledningsimpedans $Z_L$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L(x) &= x(R + jX) = x(R_{AKKJ} + j2\pi f \cdot L_{AKKJ}) = x(0,125 + j2\pi f \cdot 0,18 \cdot 10^{-3}) \\ &= x(0,125 + j0,0565) \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_L(0,04) = 0,04 \cdot (0,125 + j0,0565) = 5 + j2,26 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_L(4 // 0,04) = \frac{0,04 \cdot (0,125 + j0,0565)}{4} = (1,25 + j0,57) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Skärmimpedans för ledning $Z_{skärm}$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{skärm}(x) &= x(R + jX) = x(R_{skärm} + j2\pi f \cdot L_{skärm}) = x(0,253 + j0) \\ &= x \cdot 253 \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{skärm}(0,04) = 0,04 \cdot 253 = 10 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Transformatorimpedans $Z_T$

$$Z_T = \frac{U_{isp}^2}{S_n} \cdot \frac{z_k}{100} = \frac{400^2}{500 \cdot 10^3} \cdot \frac{5}{100} = 16 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$r_k = \frac{P_{bf}}{S_n} = \frac{4000}{500 \cdot 10^3} = 0,8 \%$$

$$R_T = r_k \cdot Z_T = 0,008 \cdot 16 = 0,128 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{16^2 - 0,128^2} = 15,99 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (0,128 + j15,99) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Nollföljdsimpedans $Z_0$

$$\underline{Z}_0 = 0,95 \cdot \underline{Z}_T = 0,95 \cdot (0,128 + j15,99) \text{ m}\Omega = (0,122 + j15,19) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Matande anläggnings jordimpedans $Z_N$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_N &= \frac{2(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) + \underline{Z}_0}{3} = \frac{2(0,86 + j1,36 + 0,128 + j15,99) + 0,122 + j15,19}{3} \\ &= 0,69 + j16,63 \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### Impedans fram till felställe $Z$

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \underline{Z}_Q + \underline{Z}_L + \underline{Z}_T = 0,86 + j1,36 + 1,2 + j0,57 + 0,128 + j15,99 \\ &= (2,19 + j17,92) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### 3-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k3.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{\underline{Z}} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{2,19 + j17,92} = 12,79 \text{ kA}$$

$$I_{k3.lsp/s\ddot{a}kring} = \frac{I_{k3.lsp}}{4} = \frac{12,79 \cdot 10^3}{4} = 3,20 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (3,20 \text{ kA}) = \mathbf{0,6 \text{ s}}$$

$$I_{k3.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{400}{10599} \cdot 12,79 \cdot 10^3 = 480 \text{ A}$$

$$t_{40 \text{ A}} (480 \text{ A}) = \mathbf{0,045 \text{ s}}$$

### 2-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k2.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,79 \cdot 10^3 = 11,08 \text{ kA}$$

$$I_{k2.lsp/s\ddot{a}kring} = \frac{I_{k2.lsp}}{4} = \frac{11,08 \cdot 10^3}{4} = 2,77 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (2,77 \text{ kA}) = \mathbf{1,5 \text{ s}}$$

$$I_{k2.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k2.lsp} = \frac{400}{10599} \cdot 11,08 \cdot 10^3 = 418 \text{ A}$$

$$t_{40 \text{ A}} (418 \text{ A}) = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

### 1-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k1.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_M + \underline{Z}_L + \underline{Z}_{skärm}} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{0,69 + j16,63 + 0 + 1,2 + j0,57 + 10,12} = 11,01 \text{ kA}$$

$$I_{k1.lsp/säkring} = \frac{11,01 \cdot 10^3}{4} = 2,75 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (2,75 \text{ kA}) = \mathbf{1,5 \text{ s}}$$

$$I_{k1.hsp} = \frac{U_{f.lsp}}{U_{hsp}} = \frac{400}{10599} \cdot 11,01 \cdot 10^3 = 415 \text{ A}$$

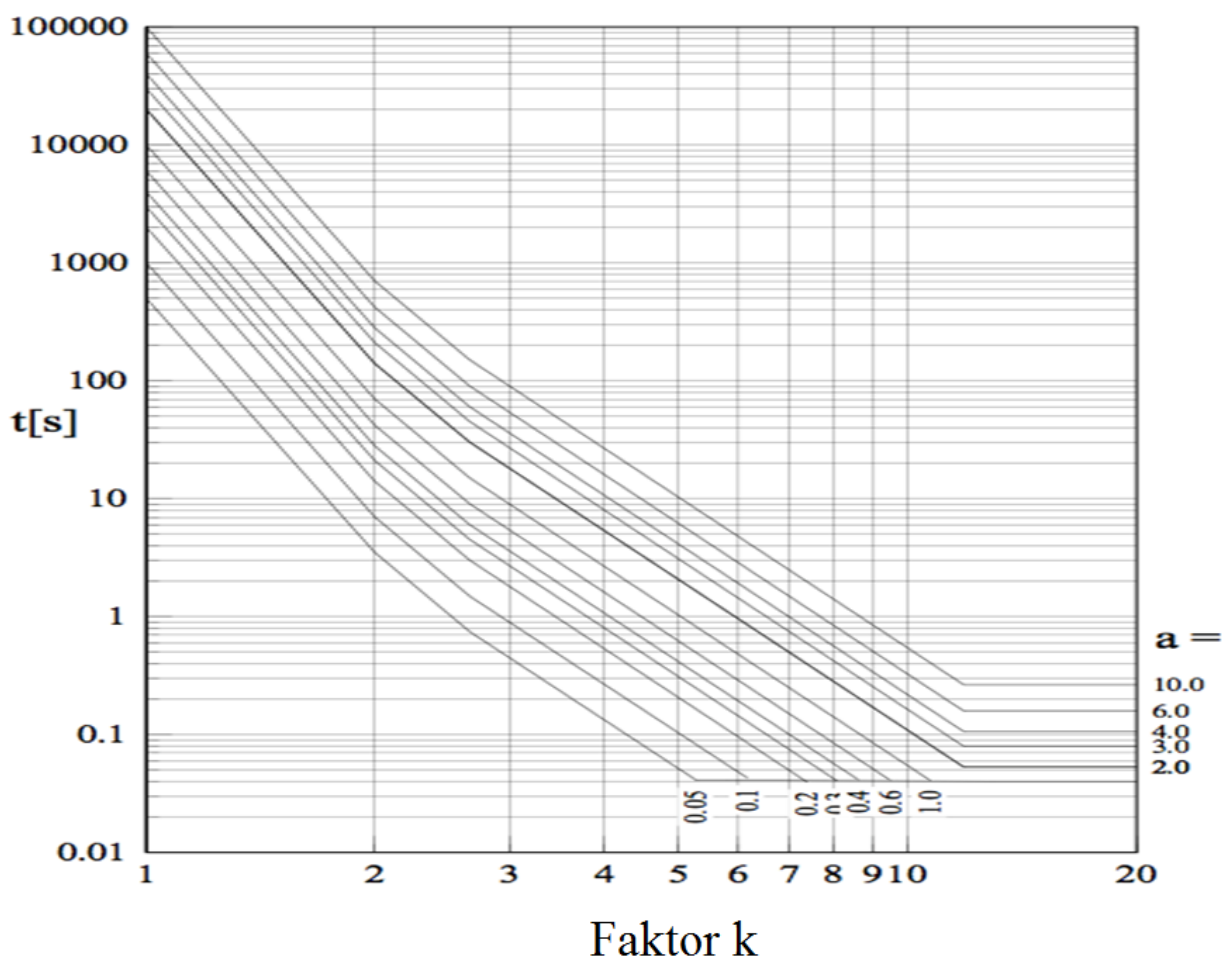
$$t_{40 \text{ A}} (415 \text{ A}) = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

Resultat visas och kommenteras i 5.2 *Problemstation*. Även beräkningar för 3 liknande exempel, dock annan märkeffekt på transformatorerna, följer i *Bilaga 8*.

## 4.5 Kritisk bryttid – Reläskydd

Med samma metod utförd i avsnitt 4.3 *Kritisk bryttid - säkring*, jämförs reläskydd med tillhörande brytare och lågspänningssäkring. Jämförelse utförs efter Göteborg Energis nuvarande standardinställningar för reläskydd i distributionsstationer.

Reläskyddskaraktäristiken på Göteborg Energi justeras efter överensstämmelse med totalområdessäkringskaraktäristiken. *Figur 4.14* visar samband mellan bryttid, faktor k och inställd tröghet a.



**Figur 5.13** Reläskydd bryttid-ström karaktäristik. Liknande karaktäristik som totalområdessäkring [16].

$$k = \frac{I_{\text{aktuell}}}{I_{\text{inställd}}} \quad (5.6)$$

Där  $I_{\text{aktuell}}$  är uppmätt strömvärdet och  $I_{\text{inställd}}$  är inställt strömvärdet i reläet. Inställt strömvärde justeras efter transformatorstorlek utifrån *Tabell 4.9*.

**Tabell 4.9.**  $I_{inst\ddot{a}lld}$  förhållande till transformatorstorlek

Transformatorstorlek (kVA)	$I_{inst\ddot{a}lld}$ (A)
<b>500</b>	32
<b>315</b>	20
<b>200</b>	16

På Göteborg Energi justeras tröghet  $a$  till  $a = 0,05$ . Bryttidsjämförelsen mellan reläskydd och lågspänningssäkring utförs efter exempel 4.2 som sedan plottas i diagram i *Figur 4.14* till *4.18*.

**Exempel 4.2.** *Metod för jämförelse av bryttider, reläskydd och lågspänningssäkring*

Antag 500 kVA transformator med en enskild ledning säkrad med 160 A på lågspänningssidan.

$$I_{Isp.s\ddot{a}kring [160 A]} (1 s) = 3400 A \quad (\text{Avläst från Bilaga 1})$$

$I_{aktuell}$  vid 1 sekund erhålls enligt *Figur 5.13* och faktorn  $k$  enligt ekvation 5.6.

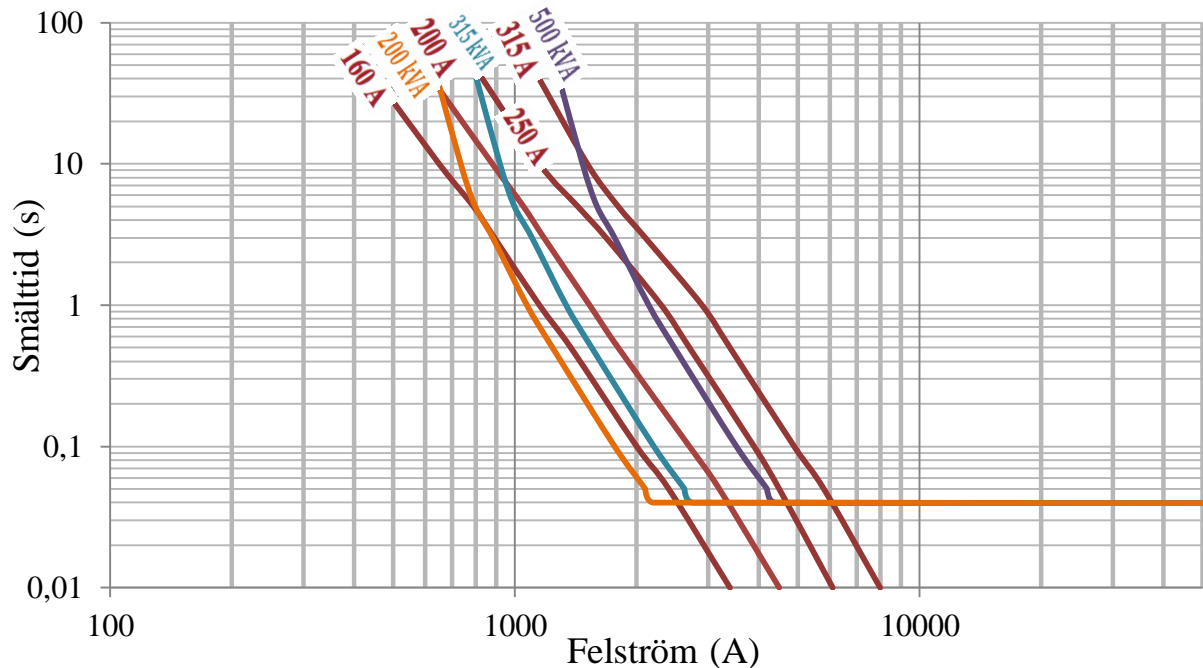
$$I_{aktuell} (1 s) = I_{inst\ddot{a}lld} \cdot k = 32 \cdot 2,55 = 81,6 A$$

$I_{aktuell}$  hänvisas till lågspänningssidan med aktuellt hög- och lågspänningsförhållande.

$$I_{aktuell.lsp} (1 s) = 81,6 \cdot \frac{10500}{400} = 2142 A$$

*Figur 4.14* till *4.17* illustrerar felström-bryt karaktäristik för reläskydd för 200, 315 och 500 kVA-transformator. För tydlig skildring görs illustrationen tillsammans med karaktäristiken för aktuella lågspänningssäkringar.

## Singel lågspänningssäkring

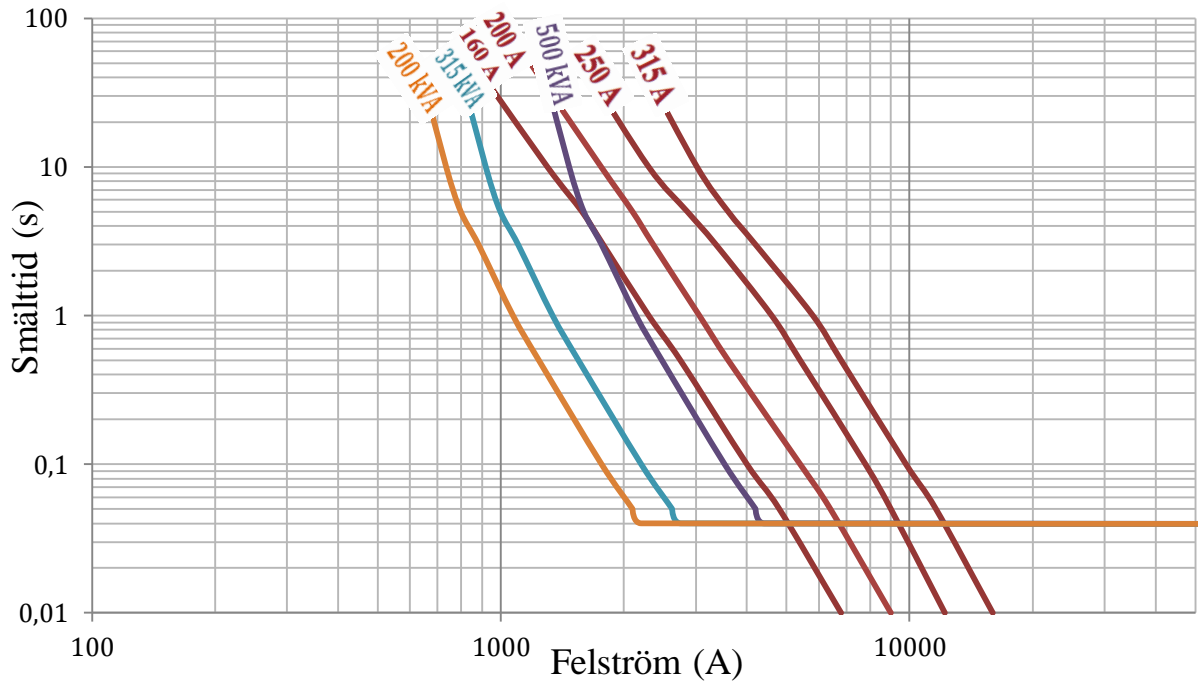


**Figur 4.14** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och reläskydd 200-500 kVA med enskild ledning.

Likt kapitel 4.3 *Kritisk bryttid - Säkring* visas bryttiderna för en singel lågspänningssäkring i jämförelse med tiden innan brytaren på högspänningssidan brutit strömmen efter mottagen brytimpuls från reläskydd i *Figur 4.14*. Jämförande med högspänningssäkringarna i kapitel 4.3 visar *Figur 4.14* att reläskydden bryter strömmen ännu tidigare. En 500 kVA transformator med standardinställt reläskydd bör alltså inte ha 315 A eller 250 A lågspänningssäkring för garanterad selektivitet.

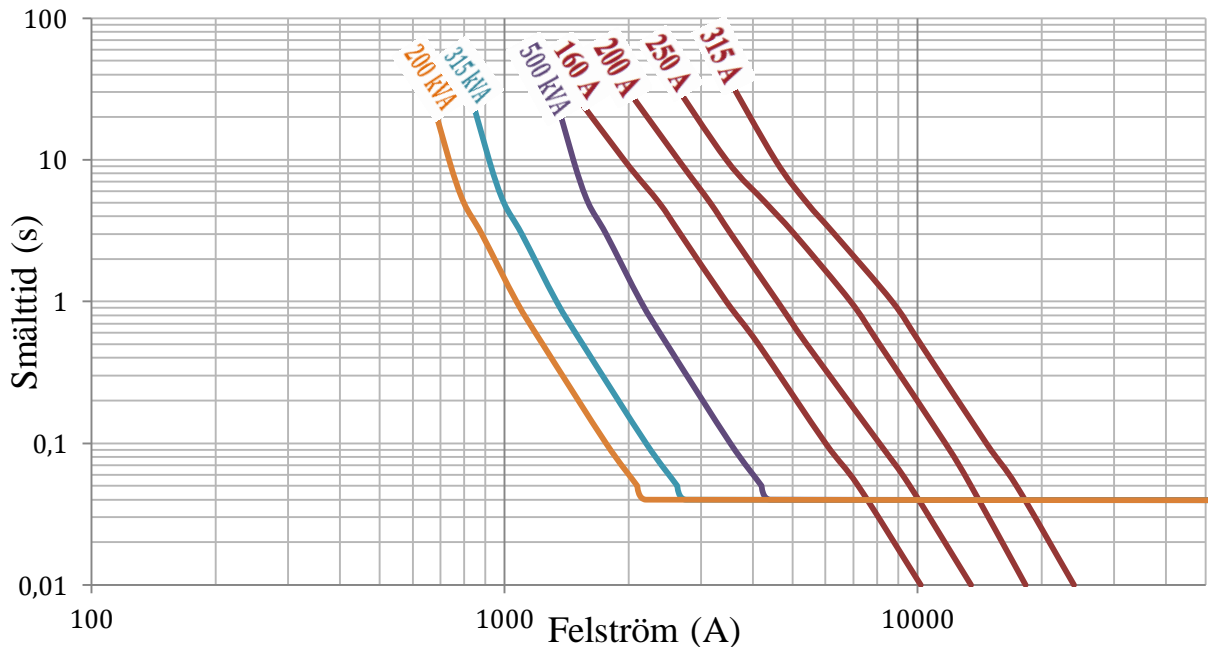
Följande *Figurer 4.15–4.17* visar att fler parallella kablar leder till sämre selektivitet.

## Två parallella lågspänningssäkringar



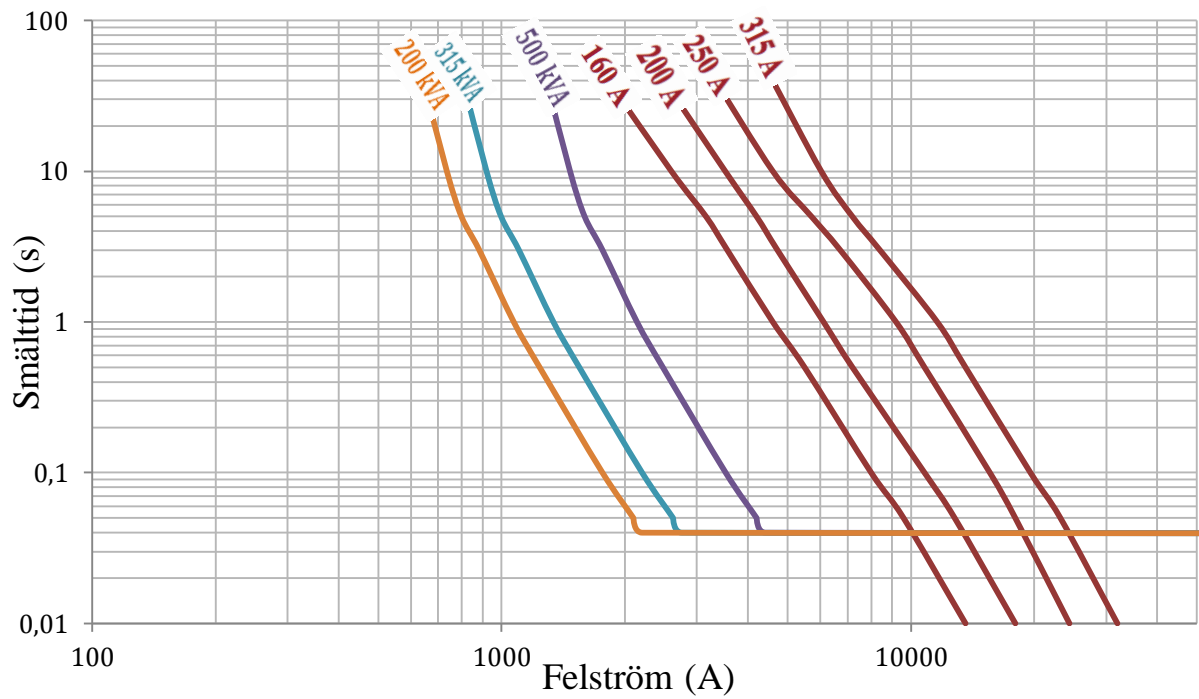
**Figur 4.15** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och reläskydd 200-500 kVA med två parallella ledningar.

## Tre parallella lågspänningssäkringar



**Figur 4.16** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och reläskydd 200-500 kVA med tre parallella ledningar

## Fyra parallella lågspänningssäkringar



**Figur 4.17** Diagram för smältkurva, LSP-säkring (röd) 160-315 A och reläskydd 200-500 kVA med fyra parallella ledningar

## 5. Resultat

Det femte kapitlet syftar till redogörelse av resultat för beräkningar presenterade i föregående kapitel, *kapitel 4. Analys och beräkning*.

### 5.1 Kritiska bryttider

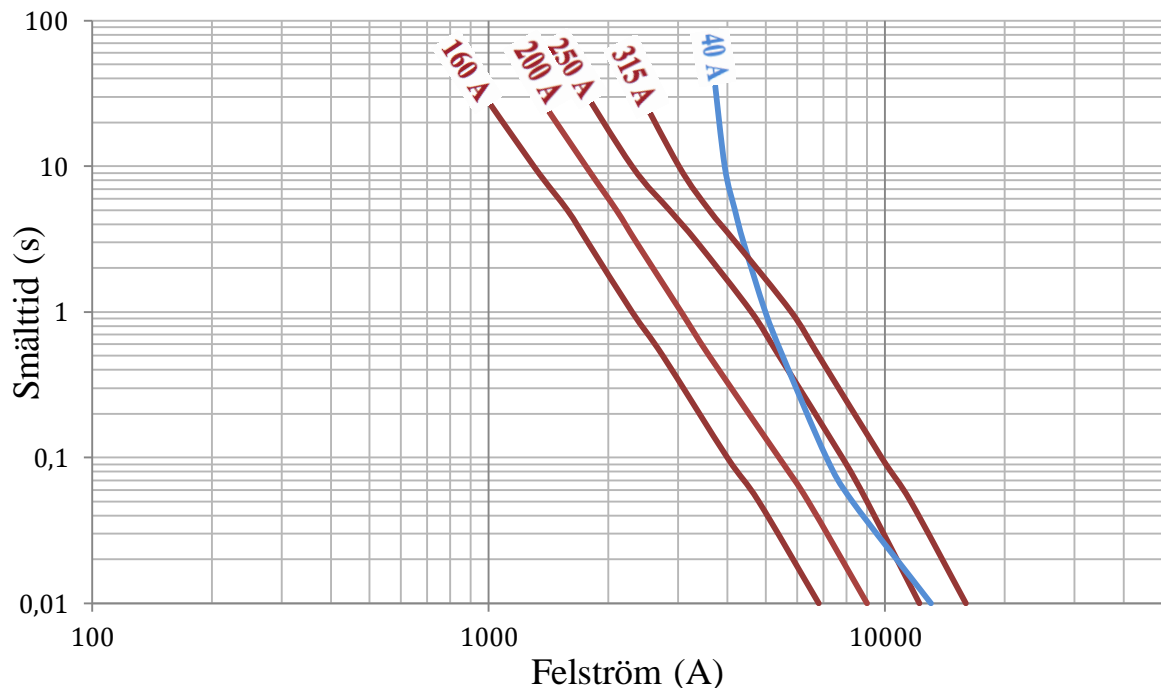
I *Bilaga 1, 2 och 3* är bryttid-felström karaktäristiken bifogad för samtliga säkringar behandlade i denna rapport. Följande avsnitt presenterar diagram för när det är kritiskt att kombinera lågspänningar parallellt med transformatorer aktuella för undersökning. Således presenteras följaktligen kombinationer för när selektivitet inte garanteras.

I slutet av avsnitt *5.1.1* till *5.1.5* realiseras en tabell som motiverar ett praktiskt förekommande av oönskad felström. Data för tabeller förutsätter trefasig kortslutning 10 meter ut på en N1XE 240 mm<sup>2</sup>-kabel med en transformator med kortslutningsimpedans  $z_k = 4\%$ .

#### 5.1.1 500 kVA transformator

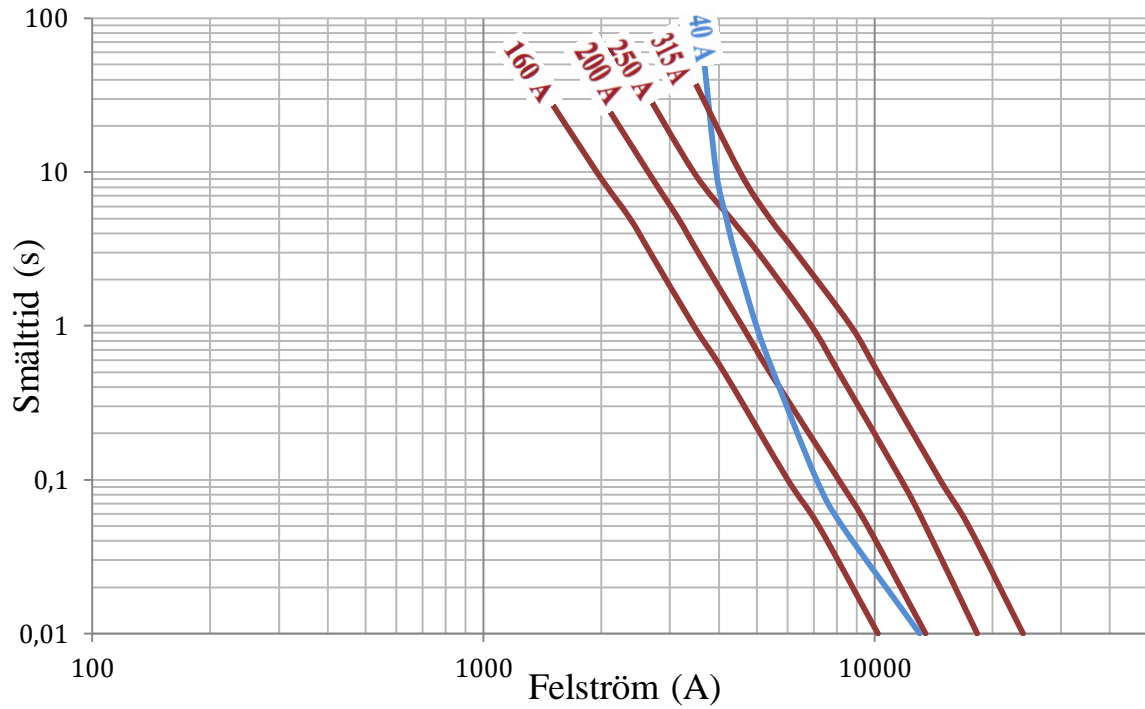
Följande tre figurer visar bryttiden för högspänningssäkring i förhållande till fyra olika storlekar på lågspänningssäkringar för olika antal parallella kablar. Alla figurer kommenteras sammanfattningsvis efter *Figur 5.3*.

### Två parallella lågspänningssäkringar



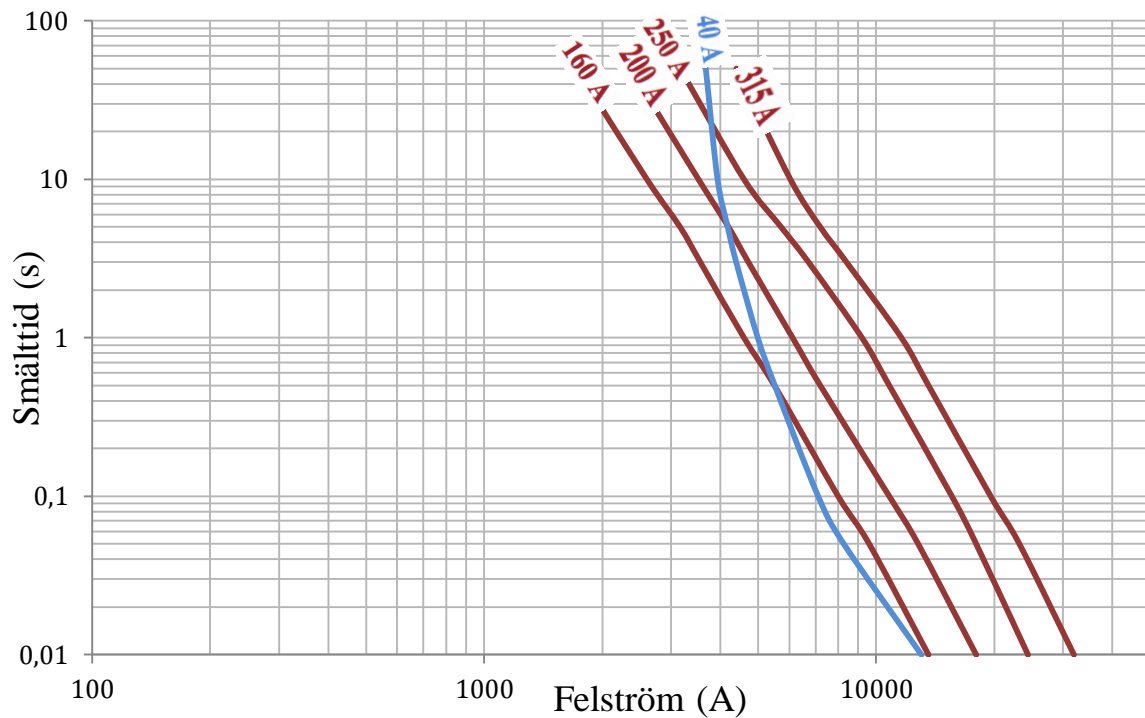
**Figur 5.1.** Smältkurva för två parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Tre parallella lågspänningssäkring



**Figur 5.2.** Smältkurva för tre parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Fyra parallella lågspänningssäkringar



**Figur 5.3.** Smältkurva för fyra parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

Figur 5.1-5.3 visar att för två parallella kablar är maximal märkström på säkring 200 A, för tre parallella 160 A och för fyra parallella är inte 160 A selektiv. Som tidigare nämnts i kapitel 4.3 *Kritisk bryttid – Säkring* flyttas brytkurvan för lågspänningssäkringarna till vänster, lägre bryttid.

Dessa figurer och Tabell 5.2 visar att lågspänningssäkringarna bryter tidigare än högspänningssäkringen i en stor del av kombinationerna. Utifrån det utformades Tabell 5.1 som visar maximal storlek för olika antal parallella kablar för en 500 kVA transformator.

**Tabell 5.1.** Maximal säkringsstorlek som kan anordnas för 500 kVA transformator med 2, 3 och 4 parallella kablar.

Parallella kablar	Max säkring per kabel
2	200 A
3	160 A
4	< 160 A

**Tabell 5.2.** Praktisk realisation av hypotetisk felström med tillhörande bryttid för respektive säkring.

Antal parallella kablar	HSP-sida (A)	40 A (s)	LSP-sida (A)	200 A (s)	250 A (s)	315 A (s)
2	617	0,006	8096	0	0	0,009
3	619	0,006	5454	0	0,015	0,050
4	622	0,006	4112	0,010	0,045	0,180

**Exempel 4.2.** Metod för framtagning av ström på lågspänningssida som sedan avläses i Bilaga

Hypotetisk felström på höspänningssidan antas vara 617 A och två parallellt utgående kablar med separata säkringar antas vara placerade på lågspänningssidan.

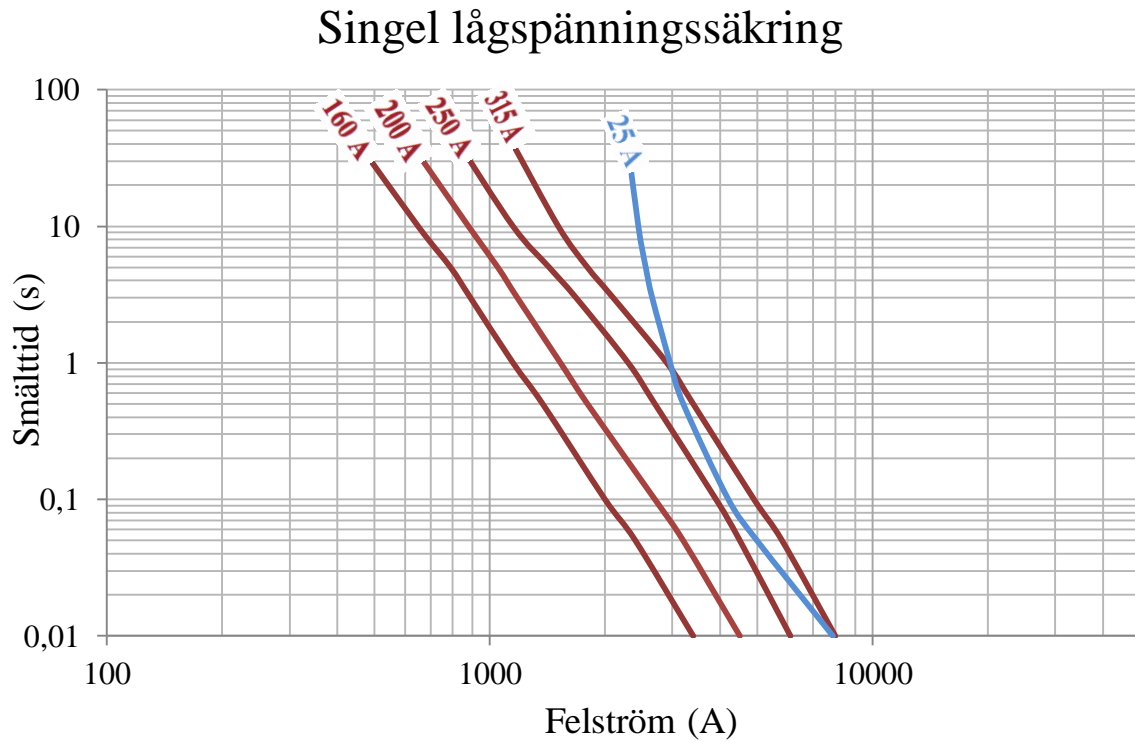
$$I_{\text{lsp}} = 617 \cdot \frac{400}{10500} = 16196 \text{ A}$$

Vilket per säkring ger:

$$I_{\text{lsp}} = \frac{16196}{2} = 8096 \text{ A/säkring}$$

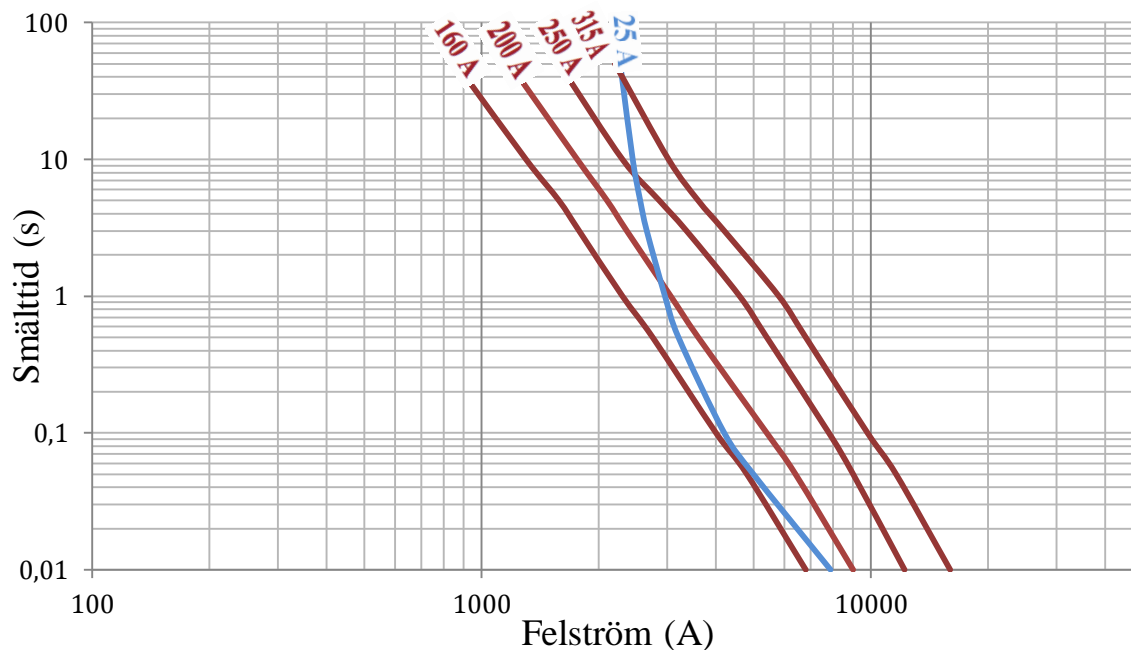
### 5.1.2 315 kVA transformator (25 A)

Följande tre figurer visar bryttiden för högspänningssäkring i förhållande till fyra olika storlekar på lågspänningssäkringar för olika antal parallella kablar. Alla figurer kommenteras sammanfattningsvis efter *Figur 5.6*.



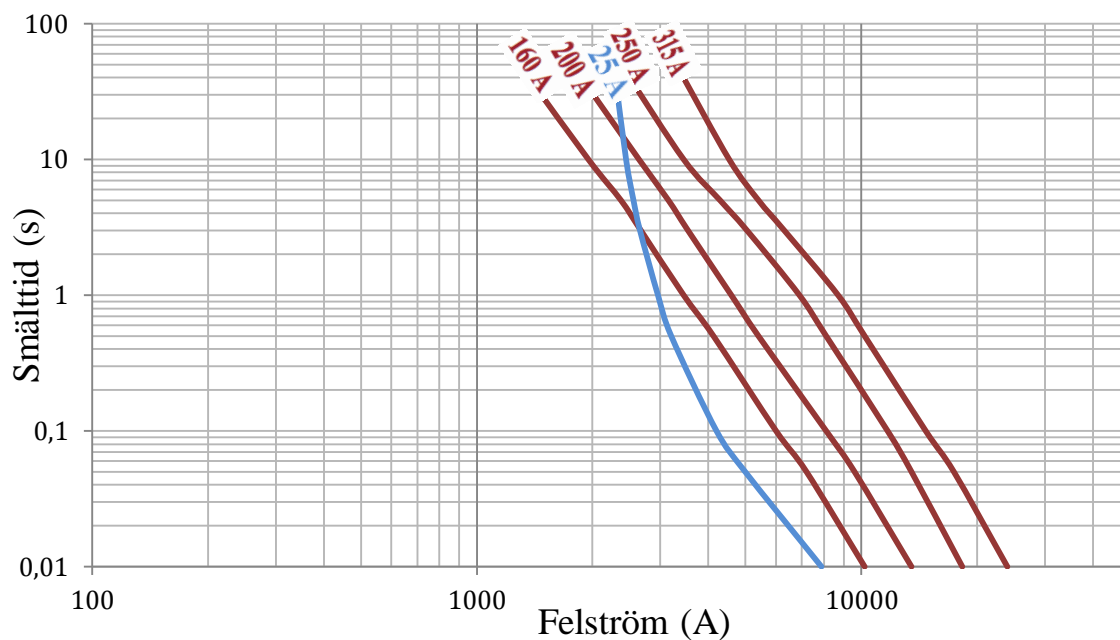
**Figur 5.4.** Smältkurva för en utgående kabel. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Två parallella lågspänningssäkringar



**Figur 5.5.** Smältkurva för två parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Tre parallella lågspänningssäkring



**Figur 5.6.** Smältkurva för tre parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

Figur 5.4-5.6 visar att för en singel kabel är maximal märkström på säkring 250 A, för två parallella 160 A och för tre parallella är knappt 160 A selektiv.

Dessa figurer och Tabell 5.4 visar på samma sätt som tidigare avsnitt, som behandlade en 500 kVA transformator, att lågspänningssäkringarna bryter tidigare än högspänningssäkringen i en stor del av kombinationerna. Utifrån det utformades Tabell 5.3 som visar maximal storlek för olika antal parallella kablar för en 315 kVA transformator.

**Tabell 5.3.** Maximal säkringsstorlek som kan anordnas för 315 kVA transformator (25 A) med 1, 2 och 3 parallella kablar.

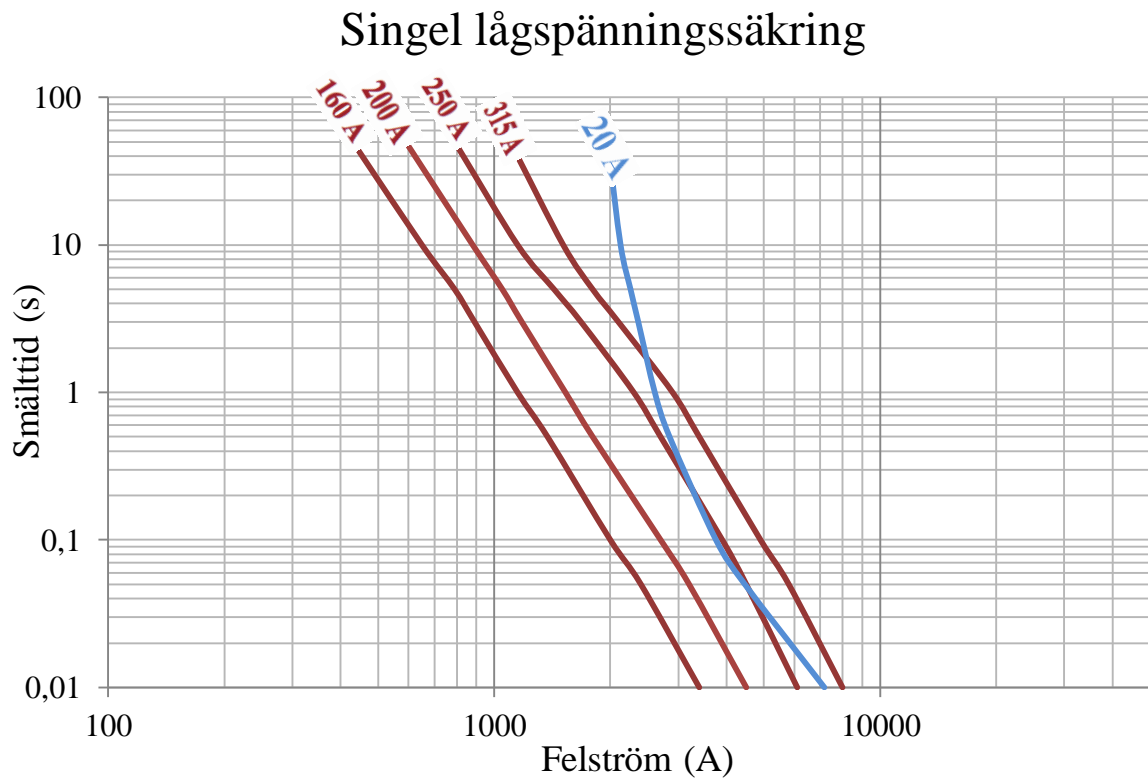
Parallella kablar	Max säkring per kabel
1	250 A
2	160 A
3	<< 160 A

**Tabell 5.4.** Praktisk realisation av hypotetisk felström med tillhörande bryttid för respektive säkring med 315 kVA-transformator (25 A).

Antal parallella kablar	HSP-sida (A)	25 A (s)	LSP-sida (A)	200 A (s)	250 A (s)	315 A (s)
1	397	0	10420	0	0	0
2	404	0	5312	0	0,017	0,060
3	407	0	3564	0,025	0,140	0,400

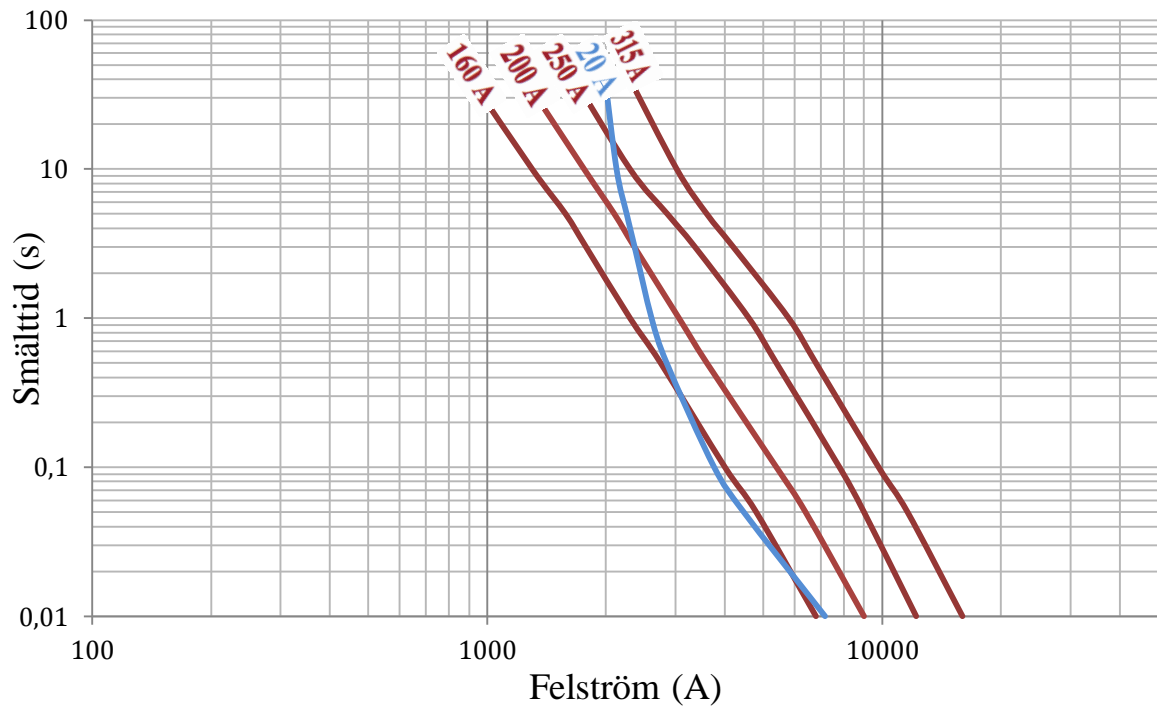
### 5.1.3 315 kVA transformator (20 A)

Följande två figurer visar bryttiden för högspänningssäkring i förhållande till fyra olika storlekar på lågspänningssäkringar för olika antal parallella kablar. Figurerna kommenteras sammanfattningsvis efter *Figur 5.8*.



**Figur 5.7.** Smältkurva för en utgående kabel. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Två parallella lågspänningssäkringar



**Figur 5.8.** Smältkurva för fyra parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

Figur 5.7-5.8 visar att vissa säkringskombinationer är oselektiva. Här är resultatet ännu tydligare än i tidigare avsnitt då redan vid två parallella kablar saknas selektivitet helt vid användning av lågspänningssäkringar med denna storlek.

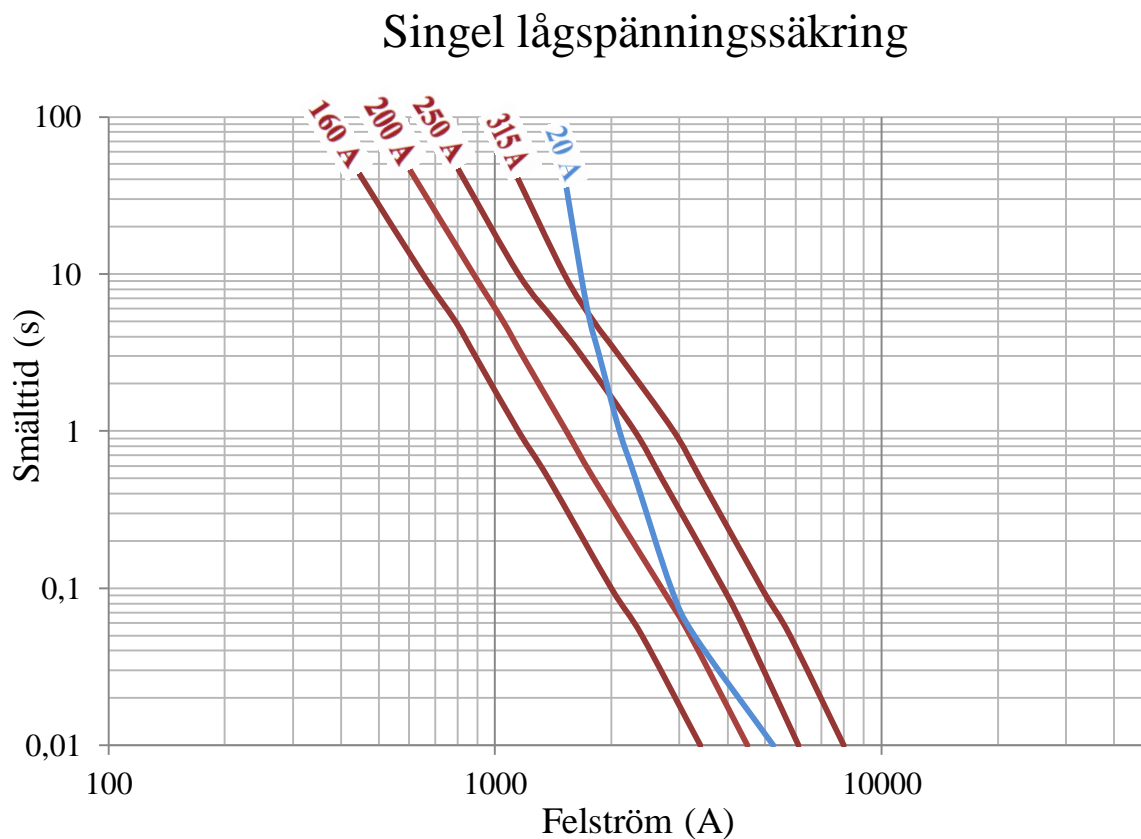
**Tabell 5.5.** Maximal säkringsstorlek som kan anordnas för 315 kVA transformator (20 A) med 1 och 2 parallella kablar.

Parallella kablar	Max säkring per kabel
1	250 A
2	< 160 A

Figur 5.6-5.8 visar att för en singel kabel är maximal märkström på säkring 250 A och för två parallella är knappt 160 A selektiv.

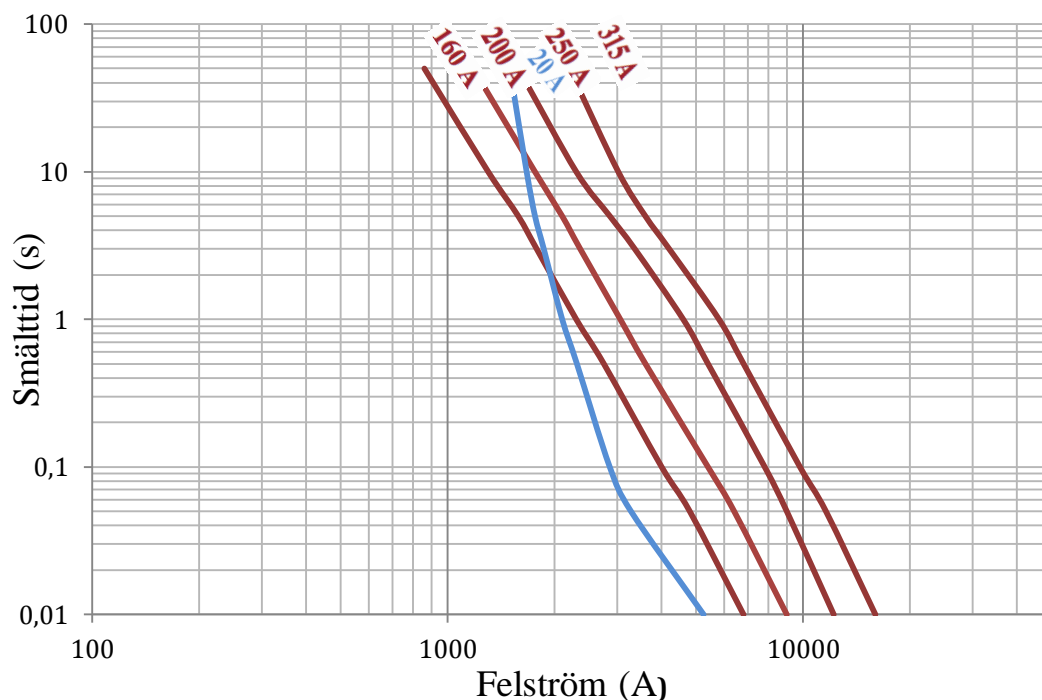
### 5.1.4 200 kVA transformator

Följande två figurer visar bryttiden för högspänningssäkring i förhållande till fyra olika storlekar på lågspänningssäkringar för olika antal parallella kablar. Figureerna kommenteras sammanfattningsvis efter *Figur 5.10*.



**Figur 5.9.** Smältkurva för en utgående kabel. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

## Två parallella lågspänningssäkringar



**Figur 5.10.** Smältkurva för två parallellt utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

Figur 5.9-5.10 visar i jämförelse med figurer från transformatorer med högre märkeffekt att selektiviteten mellan hög- och lågspänningssäkring försvagas ju mindre märkeffekt du har på transformatorn. Detta är på grund utav att högspänningssäkringar med mindre märkström används desto mindre transformator.

**Tabell 5.6.** Maximal säkringsstorlek som kan anordnas för 200 kVA transformator med 1 och 2 parallella kablar.

Parallella kablar	Max säkring per kabel
1	200 A
2	<< 160 A

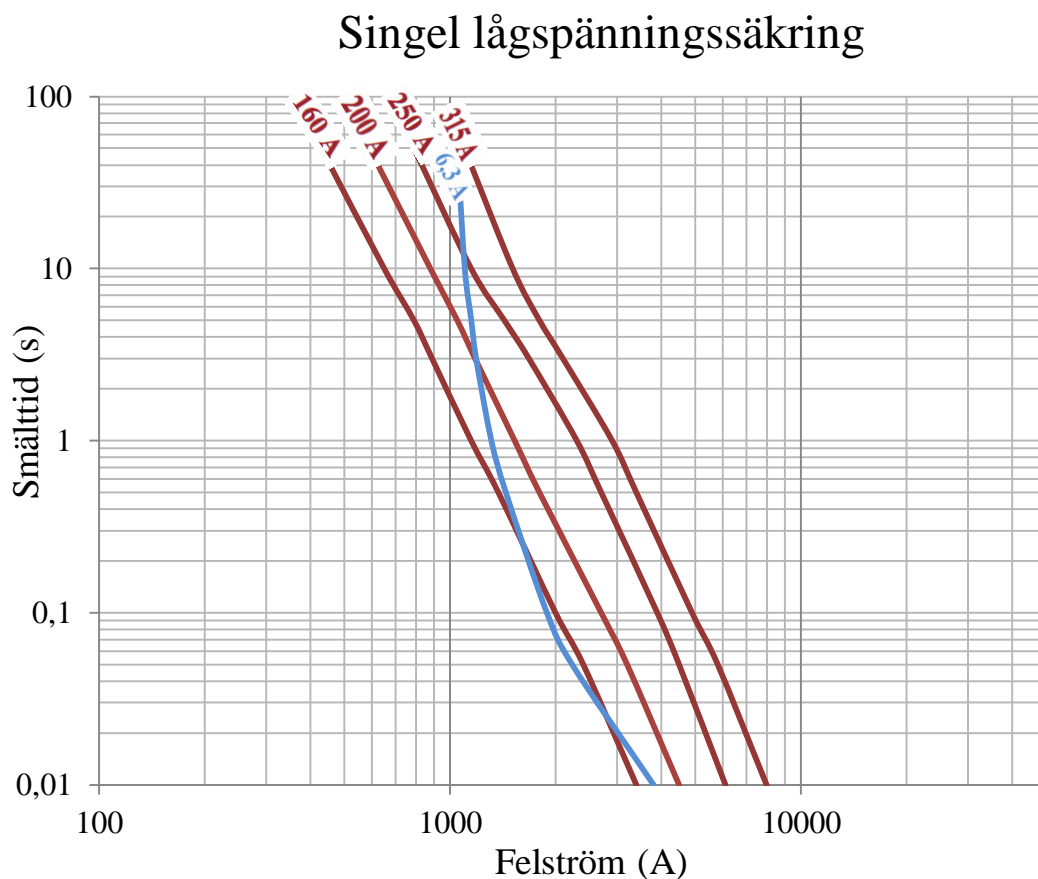
**Tabell 5.7.** Praktisk realisation av hypotetisk felström med tillhörande bryttid för respektive säkring med 200 kVA-transformator.

Antal parallella kablar	HSP-sida (A)	16 A (s)	LSP-sida (A)	160 A (s)	200 A (s)	250 A (s)	315 A (s)
1	260	0,005	6833	0	0	0,007	0,019
2	263	0,005	3458	0,008	0,03	0,015	0,5

Figur 5.9-5.10 visar att för en singel kabel är maximal märkström på säkring 200 A och för två parallella är knappt 160 A selektiv.

### 5.1.5 100 kVA transformator

Följande figur visar bryttiden för högspänningssäkring i förhållande till fyra olika storlekar på lågspänningssäkringar för olika antal parallella kablar.



**Figur 5.11.** Smältkurva för en utgående kablar med separata lågspänningssäkringar. Lågspänningssäkring röd och högspänningssäkring blå.

Figur 5.1 visar att dessa storlekar på lågspänningssäkringar är för stora för att användas för en 100 kVA transformator. Dessa lågspänningssäkringar är alltså inte selektiva med högspänningssäkring med 6,3 märkström.

**Tabell 5.8.** Praktisk realisation av hypotetisk felström med tillhörande bryttid för respektive säkring med 100 kVA-transformator.

Antal parallella kablar	HSP-sida (A)	6,3 A (s)	LSP-sida (A)	160 A (s)	200 A (s)	250 A (s)	315 A (s)
1	139	0,015	3512	0,250	0,120	0,028	0,009
2	135	0,005	3458	0,2	0,700	2,800	6,700

**Tabell 5.9.** Maximal säkringsstorlek som kan anordnas för 200 kVA transformator med en enskild kabel.

Parallella kablar	Max säkring per kabel
1	< 160 A

## 5.2 Problemstation

I avsnitt 5.4.1 till 5.4.4 beräknades eventuella fel orsakade i anslutningspunkt i kundanläggnings. Nedan presenteras resultat av bryttider. Samtliga stationer resulterade i icke godtagbar selektivitet.

Tabell 5.10. Redovisning av resultat av beräkningar gjorda i avsnitt 4.4.1 till 4.4.4.

Felfall 1	Trefasig kortslutning (s)	Tvåfasig kortslutning (s)	Enfasig jordslutning (s)
<b>Lsp-säkring</b>	<b>0,6</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
<b>Hsp-säkring</b>	<b>0,045</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>
<b>Felfall 2</b>			
<b>Lsp-säkring</b>	<b>0,17</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>
<b>Hsp-säkring</b>	<b>0,008</b>	<b>0,015</b>	<b>0,007</b>
<b>Felfall 3</b>			
<b>Lsp-säkring</b>	<b>0,15</b>	<b>0,2</b>	<b>0,28</b>
<b>Lsp-säkring-skena</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,05</b>
<b>Hsp-säkring</b>	<b>0</b>	<b>0,006</b>	<b>0,007</b>
<b>Felfall 4</b>			
<b>Lsp-säkring</b>	<b>1,2</b>	<b>1,7</b>	<b>0,9</b>
<b>Hsp-säkring</b>	<b>0,04</b>	<b>0,32</b>	<b>0,29</b>

## 6. Diskussion

Vad finns det för alternativ för att undvika oselectivitet?

1. Reläskydd är ett alternativ. Dock utifrån den brytinställningstandard som reläskydden i Göteborg Energis nät är inställda efter i dagsläget skulle oselectivitet vara än mer utbrett. Vilket framgår i avsnittet för reläskydd i kapitel 4. För att reläskydd skall vara ett alternativ krävs att man ökar trögheten i inställningarna och på så sätt får en längre bryttid. Det finns i WIC-skydden, reläskydden som Göteborg Energi installerar idag, ett antal olika bryttidskurvor som skulle vara intressanta att utreda närmare. Dagens inställning har en bryttidskurva likt en totalområdessäkring vilket innebär att samma problematik kvarstår. Nackdelen med reläskydd är att de kräver underhåll och med över 2500 transformatorer är det inte idag hållbart att besikta alla med dagens teknik. Reläskydd kan även helt sluta fungera efter viss tid.
2. En annan lösning som fungerar bättre i teorin än praktiken är att dimensionera nya nätstationer helt från fall till fall och inte alltid säkra högst möjligt. Alla nya nätstationer har unika kombinationer av kabellängder, transformatorstorlekar etc. Det bör innebära unika kombinationer av säkringsutrustning för garanterad selektivitet.

En tabell över godkända kombinationer har framställts och går att finna under *Bilaga 7*. Detta är ett hanterbart verktyg för att underlätta vid val av säkringsstorlekar vid dimensionering. En standard som enbart tar hänsyn till trefasigt kortslutningsfel vid dimensionering.

Förslag på framtida utredningar:

- Överväga vilka högspänningssäkringar som används, eller vilka säkringar i allmänhet. Går det att dimensionera selektivsmartare med andra säkringstyper?
- Analysera olika slags brytinställningar i reläskydden.

## 7. Slutsats

I beräkningar har ett antagande av hela meteravstånd för kabellängder och uppskattning av nollföljdsimpedans tagits. Detta gjordes med hänsyn till effektivisering av beräkningar och då särskilda exakta värden utgör en liten differens i slutligt resultat.

Dataparametrar använda vid beräkning är teoretiskt fattade, materiellt praktiska mätningar har därmed inte genomförts. Avläsning av smältkurvor har gjorts manuellt vilket bidragit till att milli-sekund-exakta bryttider inte varit möjlig. Dock skiljer dessa tider ytterst lite från verkligheten och då smältkurvor har en viss felmarginal är det av mindre relevans att de inte är 100 % tillförlitliga.

Slutsats för urskiljning av figurer redovisade i *Kapitel 4 Analys och beräkning*, beskriver att parallellt utgående kablar med separata säkringar utgör ett problem för uppfyllanden av selektivitet. Vid vidare granskning av problemstationer framgår även att det allt som oftast är vid två- eller trefasig kortslutning selektiviteten inte garanteras. Vid enfasig jordslutning är det emellertid större sannolikhet att lågspänningssäkringarna bryter i tid. Detta leds till frågeställningen, är det ekonomiskt hållbart att dimensionera utifrån absolut högsta felström? Ett trefasigt kortslutningsfel uppstår sällan och det är framförallt enfasiga jordslutningar som utgör de mest utbredda felströmmarna vid nätfel. Ytterligare undersökning krävs för avgörande av hur stor del av resurserna, som används för reducering av SAIDI och CAIDI, som kan användas för förhindring av oselektivitet i lågspänningsnät. Är det således ekonomiskt hållbart att säkra om samtliga stationer presenterade i *4.4 Problemstationer*?

Anledning till att högspänningssäkring löst ut före lågspänningssäkring är alltså på grund av en oselektivitet säkringarna emellan. Vilket framgår dels i *Tabell 5.10* kapitel 5 avsnitt *5.2 Problemstation* men också på grund utav prioritering vid dimensionering av skyddsanordningar i lågspänningsnätet. Man prioriterar att utlösningvillkoret, att strömmen bryts snabbare än 5 sekunder, uppfylls och inte selektivitet mellan låg- och högspänningsskydd.

Samma problematik är inte helt avgränsad till denna rapport avgränsning av märkeffekt på transformatorer. Större transformatorer skulle på samma sätt som för mindre kunna stöta på oselektivitet med vissa kombinationer av skydd. Anledningen till att felet inte är lika utbrett i Göteborg Energis nät för transformatorer med högre märkeffekt är för att en mer omfattande standard för dimensionering är utformad. Problematiken utbreder sig helt utifrån karakteristiken mellan skyddsanordningarnas bryttider.

Med återkoppling till sammanfattning gjord i *4.4 Problemstationer* dras slutsatsen att en omvärdering av hur framtida säkringskombinationer bör projekteras. Denna sammanfattning bör dock avläsas med viss reservation då den endast redogör för hur nätet hade sett ut om det dimensionerades efter dagens standarder. Uppemot 25-30%, av Göteborg Energis nätstationer med transformatorer med märkeffekt om 500 kVA och mindre, är i dagsläget oselektivt säkrat.

Vidare bör en omvärdering för säkringsstandarder göras för högspänningssäkringarna man installerar i Göteborg Energis nät. För tillfället väljs högspänningssäkringarna utifrån *Tabell 7.1 Val av högspänningssäkring*. Som det ser ut så skulle man kunna använda högspänningssäkringar med högre märkström och således undvika oselectivitet i samma usträckning som tidigare redovisat. En omvärdering bör inte göras med hänsyn till billigast säkring utan även efter fabrikat. Olika säkringar har olika smältkurvor även om de till synes är av samma storlek så kan de skilja sig märkbart efter fabrikat.

**Tabell 7.1.** Val av högspänningssäkring.

Märkeffekt transformator (kVA)	Isolation transformator	Högspänningssäkring (A)
500	Olja	40
315	Olja	25
315	Torr	20
200	Torr	16
100	Torr	6,3

Reläskydd som undersöks i Kapitel 5 avsnitt 4.5 *Kritisk bryttid – Reläskydd* är som framgår i avsnittet inte lösningen utifrån Göteborg Energis inställningar. Om en mer exakt inställningsguide för brytkurvan i dessa reläskydd utformas skulle det dock vara det.

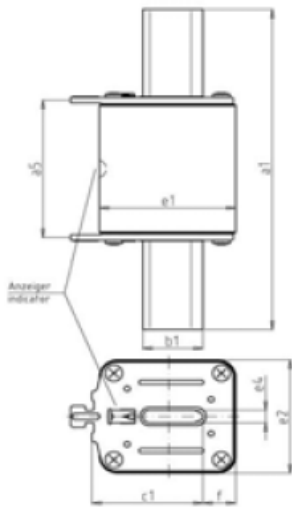
Konkret bör alltså dessa punkter användas som riktlinjer vid en lösningsframtagning för detta problem:

- Finn hög- och lågspänningssäkringar som är selektiva för fler säkringskombinationer
- Säkra inte alltid lågspänningssidan med högsta möjliga märkström på säkringen
- Använd säkringar med lägre märkström först för att senare dimensionera på nytt ifall ett högre strömbehov tillkommer senare
- Installationen för reläskyddens brytkurva ska ändras
- Följ *Bilaga 7 Lathund för säkringskombinationer* vid framtida val av säkringar och parallella kablar

## Referenser

- [1] "Det här är Göteborg Energi," *Göteborg Energi*. [Online]. Tillgänglig: [http://www.goteborgenergi.se/Om\\_oss/Var\\_verksamhet/Organisation](http://www.goteborgenergi.se/Om_oss/Var_verksamhet/Organisation). [Hämtad: 2014-05-15].
- [2] Egentagen bild
- [3] Svensk standard SS 424-14-05.
- [4] C. Öhlén, "Skydd av olika systemdelar" i *Elkraftshandboken: Elkraftsystem*, andra upplagan, vol. 1, H. Blomqvist, Red. Stockholm, Sweden: Liber AB, 1997, ss. 325-345.
- [5] I en muntlig intervju med T.Larsen 6 maj.2014, framkom att vid ett tvåfasfel i en delta-y kopplad trefastransformator uppträder strömmar på primär- och sekundärsidan enligt figur 3.2
- [6] P.Saadat, *Power system analysis:* , 1. New Delhi: WCB, 1999.
- [7] Svensk elstandard, *Elinstallationsreglerna: SEK Handbok 444*. Sweden: SEK Svensk Elstandard, 2010.
- [8] L. Winell, "Elkraftberäkningar" i *Elkraftshandboken: Elkraftsystem*, andra upplagan, vol. 2, H. Blomqvist, Red. Stockholm, Sweden: Liber AB, 1997, ss. 126.
- [9] B.Mörnås, Selektivitet i nätstationer, *ERA*, vol. 6/7, April 1978.
- [10] "Säkringsmateriel" *Onninen*. [Online]. Tillgänglig: [http://www.onninen.com/sweden/produkter/onnline/Documents/Flik\\_07\\_Sakringsmateriel.pdf](http://www.onninen.com/sweden/produkter/onnline/Documents/Flik_07_Sakringsmateriel.pdf). [Hämtad: 2014-04-29]
- [11] "High Voltage Fuse Technology," Bussman, [Online]. Tillgänglig: <http://www.desitek.dk/media/fullrange.pdf>. [Hämtad: 2014-04-28].
- [12] "Reläskydd," *Ideer-nya*, [Online]. Tillgänglig: <http://www.ideer-nya.se/31321005>. [Hämtad: 2014-05-01].
- [13] DOE Mandates Higher Efficiency for Distribution Transformers," *copper.org*, 2014 [html]. Tillgänglig: [http://www.copper.org/environment/sustainable-energy/transformers/education/archive/dist\\_trans.html](http://www.copper.org/environment/sustainable-energy/transformers/education/archive/dist_trans.html). [Hämtad: 19 apr., 2014 ].
- [14] C.A. Gross. "Power Transformers" i *The Electrical Engineering Handbook*: ED. Richard och C. Dorf Red. Boca Raton: CRC Press LLC, 2000, ss.
- [15] Svensk standard SS 424-14-05, 411.3.2.3.
- [16] Diagram hämtad från bildarkiv hos Göteborg Energi

# Bilaga 1 SIBA Lågspänningssäkring

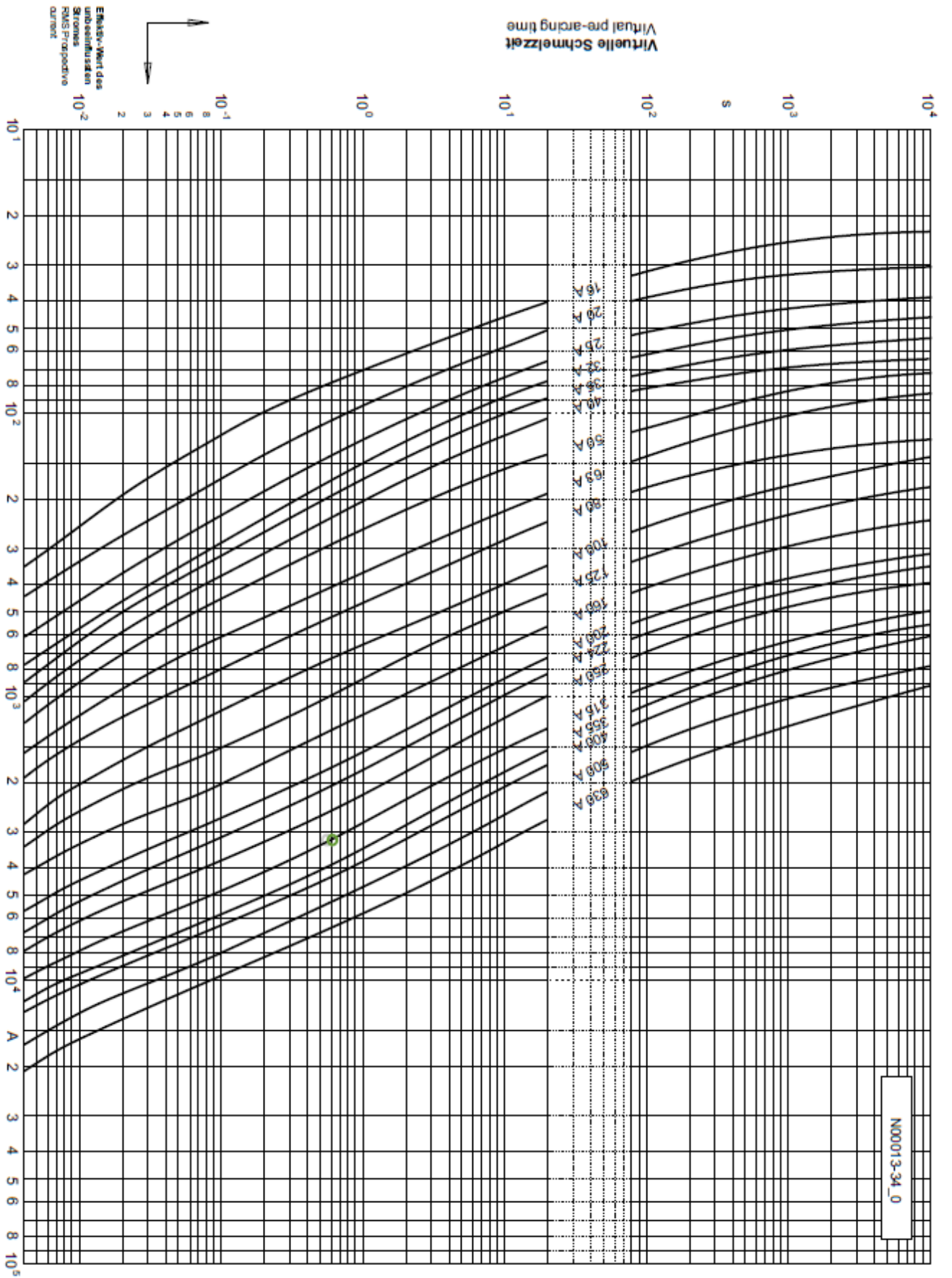


Spannungsführende Griffflaschen / Non insulated removal tags  
 Verpackung / Packing 3 Stück / 3 pieces

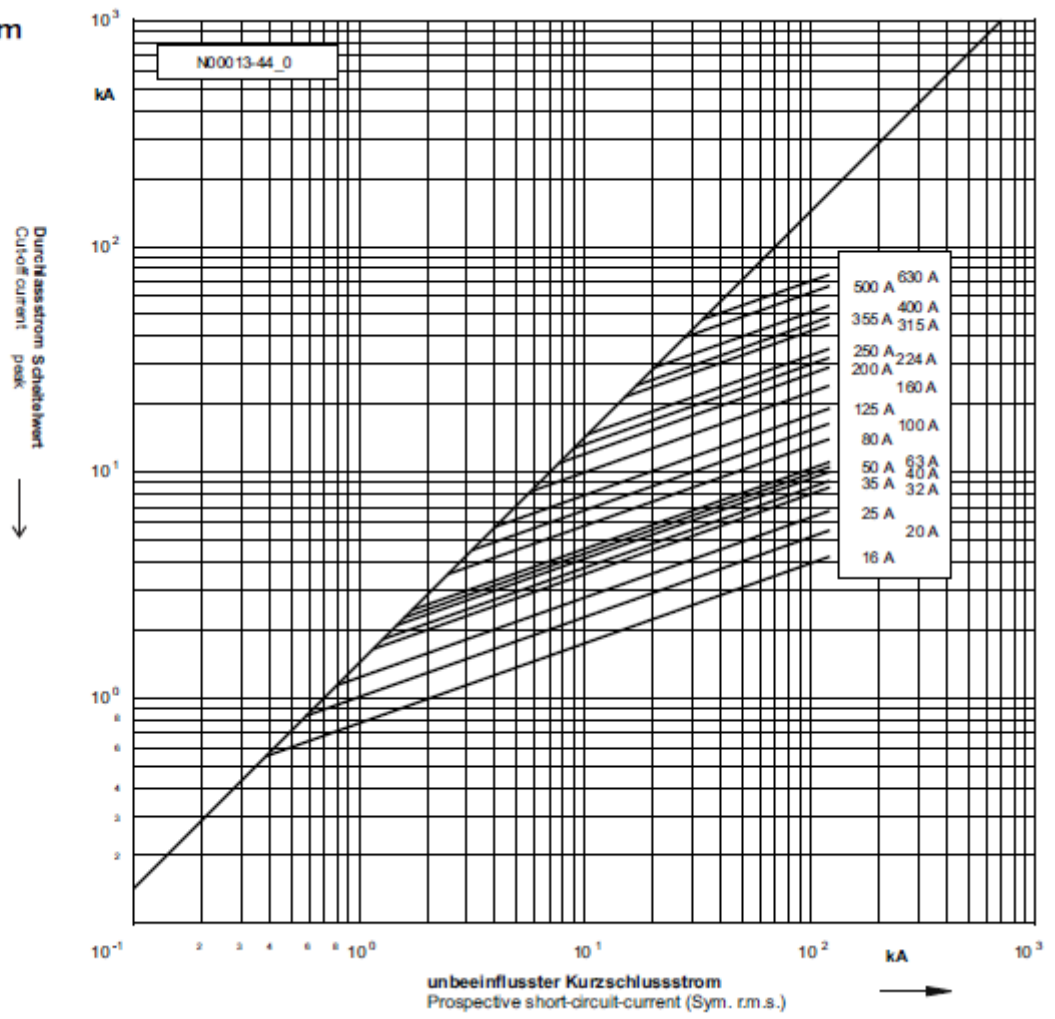
Betriebsklasse / Class <b>gG</b>	IEC 60269-2 VDE 0636 Teil 2
-------------------------------------	--------------------------------

Bemes- sungs- spannung Rated Voltage	Artikel Article	Größe Size	Bemes- sungs- strom Rated Current	Länge Length							
				a <sub>3</sub>	a <sub>1</sub>	b <sub>1</sub>	e <sub>1</sub>	e <sub>2</sub>	f	c <sub>1</sub>	
V			I <sub>n</sub> / A	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
500	20 003 13	NH 1	16 - 160	65	135	20	6	46	29,5	8	40
			200 - 250	65	135	20	6	51,5	42	14	40
	20 004 13	NH 2	35 - 160	65	150	20	6	46	29,5	5,5	48
			200 - 250	65	150	20	6	51,5	42	14	48
	20 005 13	NH 3	100 - 400	65	150	26	6	59	53	14	60
			500 - 630	65	150	32	6	73,5	65	17	60

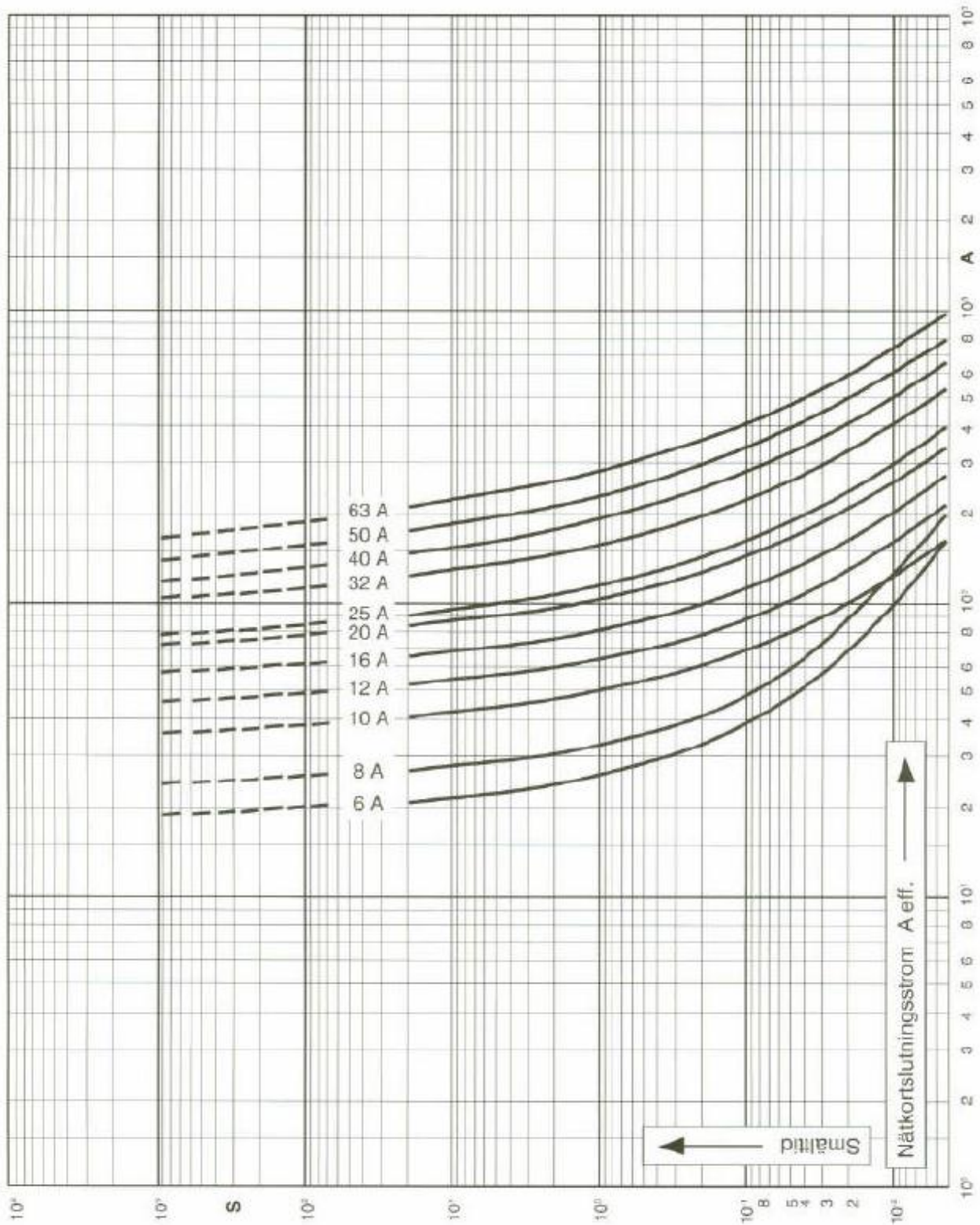
Bemessungs- strom Rated Current	Artikel Nr. / Leistungsabgabe Article No. / Power Loss						Gewicht Weight	Bemessungs- ausschalt- vermögen Rated Breaking Capacity	Schmelz- integral Pre-Arching- i <sup>2</sup> t-Value	Ausschaltintegral Total i <sup>2</sup> t-Value	
	NH 1		NH 2		NH 3					@ AC 254 V	@ AC 440 V
I <sub>n</sub> / A	W	W	W	W	W	kg/1	kA	A <sup>2</sup> s	A <sup>2</sup> s	A <sup>2</sup> s	
16	20 003 13.16	4,2	-	-	-	0,26	120	420	490	810	
20	20 003 13.20	2,7	-	-	-	0,26	120	760	910	1.480	
25	20 003 13.25	3,1	-	-	-	0,26	120	1.440	1.780	2.890	
32	20 003 13.32	3,5	-	-	-	0,26	120	2.600	3.360	5.630	
35	20 003 13.35	3,9	20 004 13.35	3,9	-	0,26/0,29	120	3.100	4.770	7.610	
40	20 003 13.40	4,3	20 004 13.40	4,3	-	0,26/0,29	120	4.700	6.750	11.300	
50	20 003 13.50	5,1	20 004 13.50	5,1	-	0,26/0,29	120	5.900	8.340	13.600	
63	20 003 13.63	5,8	20 004 13.63	5,8	-	0,26/0,29	120	10.300	16.200	26.400	
80	20 003 13.80	6,5	20 004 13.80	6,5	-	0,26/0,29	120	17.300	27.200	45.500	
100	20 003 13.100	7,8	20 004 13.100	7,8	20 005 13.100	7,8	0,26/0,29/0,65	120	28.900	45.500	88.600
125	20 003 13.125	10,0	20 004 13.125	10,0	20 005 13.125	10,0	0,26/0,29/0,65	120	44.400	78.600	127.500
160	20 003 13.160	12,8	20 004 13.160	12,8	20 005 13.160	12,8	0,26/0,29/0,65	120	78.500	139.600	226.600
200	20 003 13.200	15,0	20 004 13.200	15,5	20 005 13.200	15,5	0,44/0,46/0,65	120	157.600	248.200	390.900
224	20 003 13.224	16,2	20 004 13.224	16,4	20 005 13.224	16,4	0,44/0,46/0,65	120	194.800	297.600	483.400
250	20 003 13.250	17,9	20 004 13.250	18,0	20 005 13.250	18,0	0,44/0,46/0,65	120	240.800	368.000	616.000
315	-	-	20 004 13.315	23,0	20 005 13.315	23,0	0,65/0,71	120	513.000	716.000	1.164.000
355	-	-	20 004 13.355	30,0	20 005 13.355	30,0	0,65/0,71	120	616.000	859.000	1.483.000
400	-	-	20 004 13.400	32,0	20 005 13.400	32,0	0,65/0,71	120	859.000	1.236.000	2.008.000
500	-	-	-	-	20 005 13.500	38,0	1,00	120	1.130.000	1.670.000	2.800.000
630	-	-	-	-	20 005 13.630	46,0	1,00	120	1.950.000	2.980.000	4.840.000



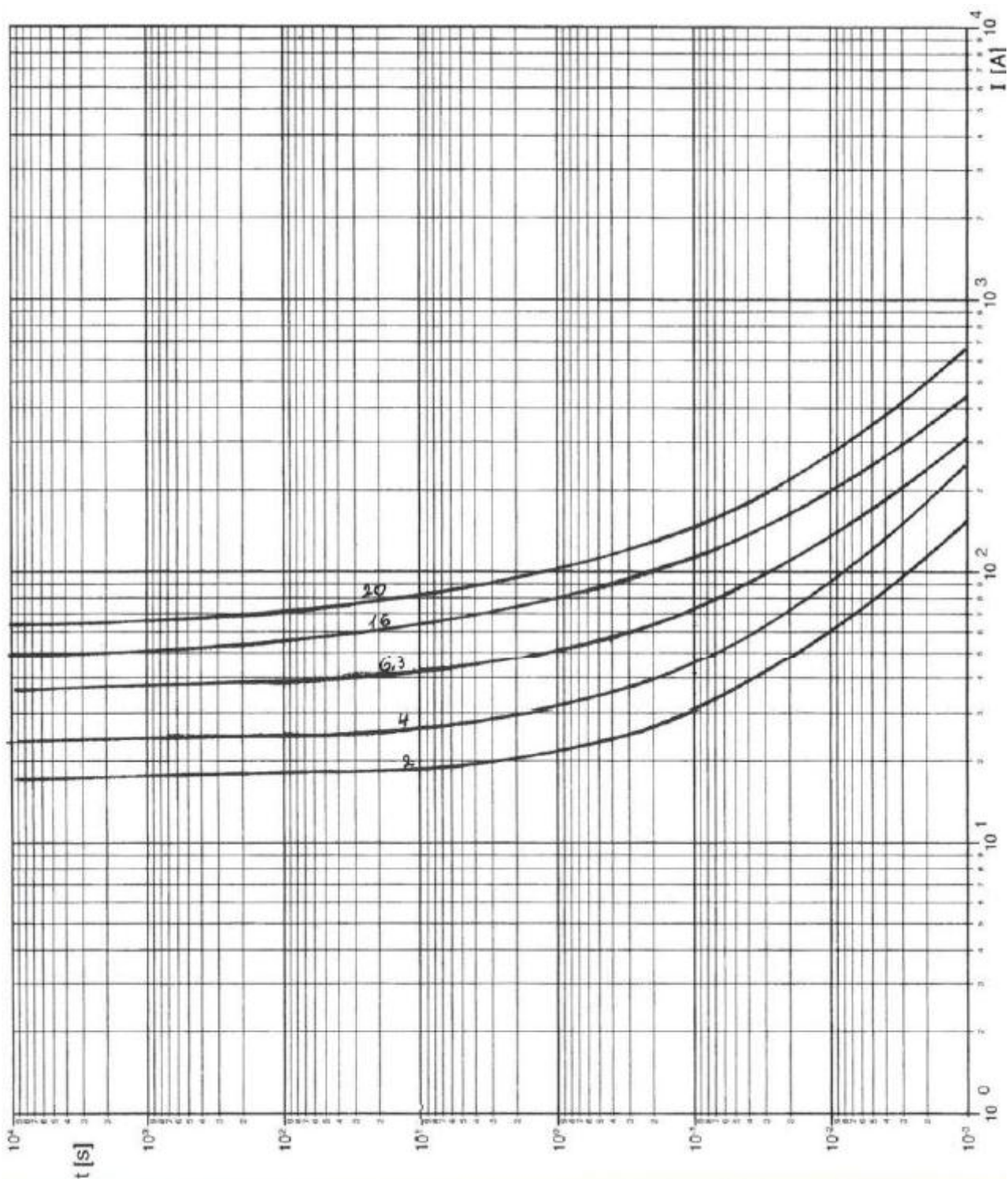
**Durchlass-Strom**  
Cut-off current



## Bilaga 2 SIBA Högspänningssäkring



### Bilaga 3 GEVEA Högspänningssäkring



## Bilaga 4 AKKJ 3x240/72 mm<sup>2</sup>



**Kontaktuppgifter**  
Försäljning Hög och mellanspänning  
Telefon: +46 (0)325 80 000  
hvpowercable-pc.se@nexans.com

### AKKJ 1 kV 4-ledare

AKKJ 1 kV 4X240/72

Artikelnr: 15315088

E-nr: 0010985

Kabeln är avsedd för fast förläggning inomhus och utomhus i luft, mark och vatten.

#### Beskrivning

AKKJ är en blyfri, PVC isolerad och PVC mantlad kabel med sektorformade fåtrådiga ledare av aluminium. Kabeln har en skärm av glödgad koppartråd med motspiral. AKKJ är konstruerad enligt SS 424 14 18. Ledarna har tråddantal och resistans enligt IEC 60228 klass 2. Parterna är färgmärkta enligt SS 424 17 20. Manteln är märkt typ/tillverkare/år+mån/metermärkning. AKKJ uppfyller brandspridningsklass IEC 60332-3 kategori B (F4B). Kabeln är godkänd av SEMKO.



#### Lifemark(TM) recycling marking

Beständig märkning på kabelns ytermantel. Märkningen specificerar ingående plastkvaliteter och förbereder en framtida återvinning av kabeln.

#### Konstruktionsnorm

AKKJ är tillverkad och provad enligt SS 424 14 18.

#### Certifiering

Godkänd av SEMKO.

#### Kvalitetssystem

Konstruktion, tillverkning och provning har skett enligt de krav som är fastlagda enligt ISO 9001.

#### Miljöledningssystem

Verksamheten vid vår fabrik i Grimsås är certifierad enligt ISO 14001.



#### Standarder

Internationell HD 603 S1/3L

Nationell SS 424 14 18

Ledare, flexibilitet Fåtrådig klass 2	Blyfri Ja	Spänning, klass Uo/U 0,6/1 kV	Temperatur vid förläggning, min. -10 °C	Temperatur vid drift, max. 70 °C	Böjningsradie vid installation, min 472 mm	Böjningsradie, statisk 590 mm	Brandspridningsklass SS 424 14 75 klass F4B
Genererad 2014-05-15 - <a href="http://www.nexans.se">http://www.nexans.se</a>							Sida 1 / 2
Alla illustrationer, konstruktioner, specifikationer, ritningar och angivelser om vikt, storlek och dimensioner i Nexans tekniska eller kommersiella dokumentation är endast indikativa och kan inte förbinda Nexans eller anses vara representativa för Nexans.							

## AKKJ 1 kV 4-ledare

AKKJ 1 kV 4X240/72

Artikelnr: 15315998

### Egenskaper

Konstruktionsegenskaper	
Ledare, material	Aluminium
Ledare, flexibilitet	Fåtrådig klass 2
Ledare, tvärsnittstyp	Sektorformad
Isolering, material	PVC
Mantel, material	PVC
Färg	Svart
Blyfri	Ja
Dimensionsegenskaper	
Antal ledare	4
Ledare, area	240 mm <sup>2</sup>
Isolering, tjocklek	2,2 mm
Skärm, area	72 mm <sup>2</sup>
Mantel, tjocklek	2,9 mm
Ytterdiameter, nom	59,0 mm
Vikt	510,0 kg/100m
Elektriska egenskaper	
Ledaresistans vid 20° C, max	0,125 Ohm/km
Resistans i skärm	0,25 Ohm/km
Induktans, nom	0,18 mH/km
Spänning, klass Uo/U	0,6/1 kV
Hanteringsinformation	
Temperatur vid förläggning, min.	-10 °C
Rekommenderad förläggningstemperatur, min.	0 °C
Temperatur vid drift, max.	70 °C
Temperatur vid kortslutning, max	150 °C
Längd	500 m
Förpackning	K22
Böjningsradie vid installation, min	472 mm
Böjningsradie, statisk	590 mm
Installationssätt	Inomhus/utomhus
Brandspridningsklass	SS 424 14 75 klass F4B

### Leveransinformation

AKKJ levereras i längder om 500 m. Trumman är märkt med tillverkare, kabeltyp och längd. Kabeländarna är förlutna.

							
Ledare, flexibilitet Fåtrådig klass 2	Blyfri Ja	Spänning, klass Uo/U 0,6/1 kV	Temperatur vid förläggning, min. -10 °C	Temperatur vid drift, max. 70 °C	Böjningsradie vid installation, min 472 mm	Böjningsradie, statisk 590 mm	Brandspridningsklass SS 424 14 75 klass F4B
Genererad 2014-05-15 - <a href="http://www.nexans.se">http://www.nexans.se</a>							Sida 2 / 2
Alla illustrationer, konstruktioner, specifikationer, ritningar och angivelser om vikt, storlek och dimensioner i Nexans tekniska eller kommersiella dokumentation är endast indikativa och kan inte förbinda Nexans eller anses vara representativa för Nexans.							

## Bilaga 5 N1XE 4x240 mm<sup>2</sup>



**Kontaktuppgifter**  
Försäljning Hög och mellanspänning  
Telefon: +46 (0)325 80 000  
hvpowercable-pc.se@nexans.com

### SE-N1XE-AS 1 kV

SE-N1XE-AS 1 kV 4G240

Artikelnr: 15015088

E-nr: 0012345

Kabeln är avsedd för fast förläggning utomhus i luft, mark och vatten.

#### Beskrivning

SE-N1XE-AS är en halogenfri, PEX-isolerad, PE-mantlad kabel med sektorformade, glödgade, fåtrådiga ledare av aluminium. Kabeln är konstruerad efter SS 424 14 18. Ledaren har trådantal och resistans enligt IEC 60228 klass 2. Parterna är färgmärkta enligt SS 424 17 20. Manteln är märkt typ/tillverkare/år +mån/metemärkning. SE-N1XE-AS är ej flamskyddad. Kabeln är godkänd av SEMKO.

#### Lifemark(TM) recycling marking

Beständig märkning på kabelns yttermantel. Märkningen specificerar ingående plastkvaliteter och förbereder en framtida återvinning av kabeln.

#### Normer

SE-N1XE-AS är tillverkad och provad enligt SS 424 14 18. Kabeln kan belastas enligt SS 424 14 24.

#### Certifieringar

Kabeltypen är godkänd av SEMKO.

#### Kvalitetssystem

Konstruktion, tillverkning och provning sker enligt de krav som är fastlagda i ISO 9001.

#### Miljöledningssystem

Verksamheten vid vår fabrik i Grimsås är certifierad enligt ISO 14001.



**Standarder**  
Internationell HD 603 S1/50  
Nationell SS 424 14 18

Halogenfri Ja	Ledare, flexibilitet Fåtrådig	Spänning, klass Uo/U 0,6/1 kV	Temperatur vid förläggning, min. -20 °C	Temperatur vid drift, max. 90 °C	Böjningsradie, statisk 550 mm	Bending factor installed 8 (xD)	Minsta böjradie vid förläggning 12 (xD)

Genererad 2014-04-23 - <http://www.nexans.se>

Sida 1 / 2

Alla illustrationer, konstruktioner, specifikationer, ritningar och angivelser om vikt, storlek och dimensioner i Nexans tekniska eller kommersiella dokumentation är endast indikativa och kan inte förbinda Nexans eller anses vara representativa för Nexans.

## SE-N1XE-AS 1 kV

SE-N1XE-AS 1 kV 4G240









Artikelnr: 15015088

### Egenskaper

Konstruktionsegenskaper	
Ledare, material	Aluminium
Isolering, material	PEX
Mantel, material	PE (polyeten)
Färg	Svart
Halogenfri	Ja
Ledare, flexibilitet	Fåtrådig
Ledare, tvärsnittstyp	Sektorsformad, fåtrådig
Dimensionsegenskaper	
Antal ledare	4
Ledare, area	240 mm <sup>2</sup>
Isolering, tjocklek	1,7 mm
Mantel, tjocklek	2,8 mm
Ytterdiameter, nom	54,0 mm
Vikt	345,0 kg/100m
Elektriska egenskaper	
Resistans i ledare	0,125 Ohm/km
Kapacitans, fas	0,14 µF / km
Induktans vid installation, nom	0,23 mH/km
Spänning, klass Uo/U	0,6/1 kV
Hanteringsinformation	
Temperatur vid förläggning, min.	-20 °C
Temperatur vid drift, max.	90 °C
Temperatur vid kortslutning, max	250 °C
Längd	500 m
Förpackning	K22
Böjningsradie, statisk	550 mm
Minsta böjradie vid slutmontage	8 (xD)
Minsta böjradie vid förläggning	12 (xD)

### Leveransinformation

SE-N1XE-AS levereras i längder om 500 m. Trumman är märkt med tillverkare, kabeltyp och längd. Kabeländarna är förlutna.

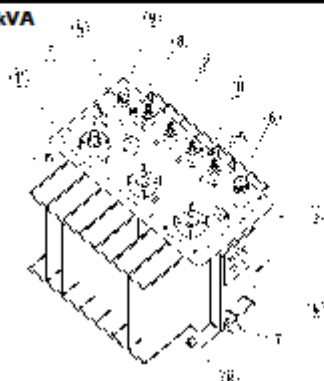
							
Halogenfri Ja	Ledare, flexibilitet Fåtrådig	Spänning, klass Uo/U 0,6/1 kV	Temperatur vid förläggning, min. -20 °C	Temperatur vid drift, max. 90 °C	Böjningsradie, statisk 550 mm	Bending factor Installed 8 (xD)	Minsta böjradie vid förläggning 12 (xD)

## Bilaga 6 Datablad trefastransformator

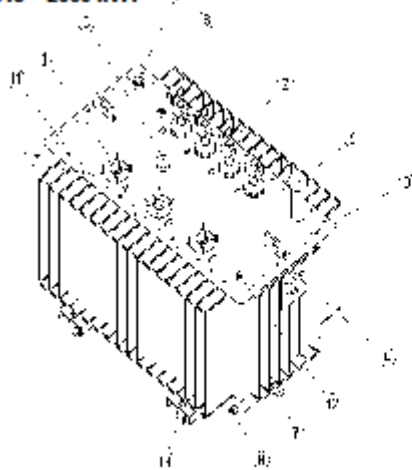


### Oljeisolerade distributionstransformatorer 50 – 2000 kVA Serie 6TBN; 6TBNO; 6TBNp

50 – 200 kVA



315 – 2000 kVA



#### TEKNISK DATA

TYP 6TBN; 6TBNO; 6TBNp			
50 – 2000 kVA			
MÄRKPÄNNING HSP	[kV]	11	
OMKOPPLING	[%]	±2×2.5	
MÄRKPÄNNING LSP	[kV]	0.42	
FREKVENS	[Hz]	50	
KOPPLINGSGRUPP		Dyn11	
KYLNING		ONAN	
ISOLATIONSNIVA		LI75 AC28 / AC5	
STANDARD		IEC 60076	

1. HSP Plug-in-genomföring
2. LSP Porslingenomföring
3. Lyftögler
4. Märkskylt
5. Omkopplare
6. Oljepåfyllningsplugg
7. Avtappningskran
8. Jordskruv
9. Termometerficka (≥200 kVA)
10. Fästhal för stolpmontage
11. Fästhal för ventilavledare
12. Kopplingsplint för tryckvakt (≥500 kVA)
13. Transporthjul

\*Annan utrustning på begäran



PRELIMINÄR MÄTTSKISS

POS.	TYP	EFFEKT [kVA]	IMP. [%]	Pk [W]	Po [W]	DIMENSIONER				VIKT		ROSTSKYDD
						Längd [mm]	Bredd [mm]	Höjd [mm]	Hjulbas [mm]	OLJA [kg]	TOTAL [kg]	
1	6TBNp 50-12	50	4.0	1100	125	760	530	850	-	75	340	varmgalvaniserad
2	6TBN 100-12	100	4.0	1750	210	840	535	905	-	95	520	varmgalvaniserad
3	6TBNO 200-12	200	4.0	2800	360	940	640	1070	-	155	850	varmgalvaniserad
4	6TBNO 315-12	315	4.0	3900	520	1000	800	1230	670	180	1050	målad
5	6TBNO 500-12	500	4.0	5500	720	1150	840	1350	670	240	1425	målad
6	6TBNO 800-12	800	6.0	8400	930	1570	980	1360	670	320	1930	målad
7	6TBNO 1000-12	1000	6.0	10500	1100	1700	1070	1805	820	480	2450	målad
8	6TBNO 1250-12	1250	6.0	13500	1350	1870	1200	1645	820	550	2800	målad
9	6TBN 1600-12	1600	6.0	17000	1700	1960	1130	1940	820	760	3850	målad
10	6TBN 2000-12	2000	6.0	21000	2100	2180	1280	1980	1070	1000	4870	målad

KONČAR – DISTRIBUTIVNI I SPECIJALNI TRANSFORMATORI d.d.  
Josipa Mirovića 8, P.O.Box 100, HR-10090 Zagreb, Croatia  
Tel. (+385 1) 37 83 777, Fax (+385 1) 37 94 051  
E-mail: [info@koncar-dst.hr](mailto:info@koncar-dst.hr), Internet: [www.koncar-dst.hr](http://www.koncar-dst.hr)

Ref.: 6TBN-12-SWE-C0-CK-Plug-In  
Rev.D, 22.3.2011.



## Bilaga 7 Lathund för säkringskombinationer

Kombinationer markerade med **X** representerar rekommenderade kombinationer för selektivitet mellan hög- och lågspänningssäkring.

<u>En kabel</u>				
Transformator- storlek [kVA]	160 A Lsp-säkring	200 A Lsp-säkring	250 A Lsp-säkring	315 A Lsp-säkring
<b>100</b>				
<b>200</b>	<b>X</b>	<b>X</b>		
<b>315 [20 A]</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
<b>315 [25 A]</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
<b>500</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>

<u>Två kablar</u>				
Transformator- storlek [kVA]	160 A Lsp-säkring	200 A Lsp-säkring	250 A Lsp-säkring	315 A Lsp-säkring
<b>100</b>				
<b>200</b>				
<b>315 [20 A]</b>	<b>(X)</b>			
<b>315 [25 A]</b>	<b>X</b>			
<b>500</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>(X)</b>	

<u>Tre kablar</u>				
Transformator- storlek [kVA]	160 A Lsp-säkring	200 A Lsp-säkring	250 A Lsp-säkring	315 A Lsp-säkring
<b>100</b>				
<b>200</b>				
<b>315 [20 A]</b>				
<b>315 [25 A]</b>				
<b>500</b>	<b>X</b>			

<u>Fyra kablar</u>				
Transformator- storlek [kVA]	160 A Lsp-säkring	200 A Lsp-säkring	250 A Lsp-säkring	315 A Lsp-säkring
<b>100</b>				
<b>200</b>				
<b>315 [20 A]</b>				
<b>315 [25 A]</b>				
<b>500</b>				

## Bilaga 8

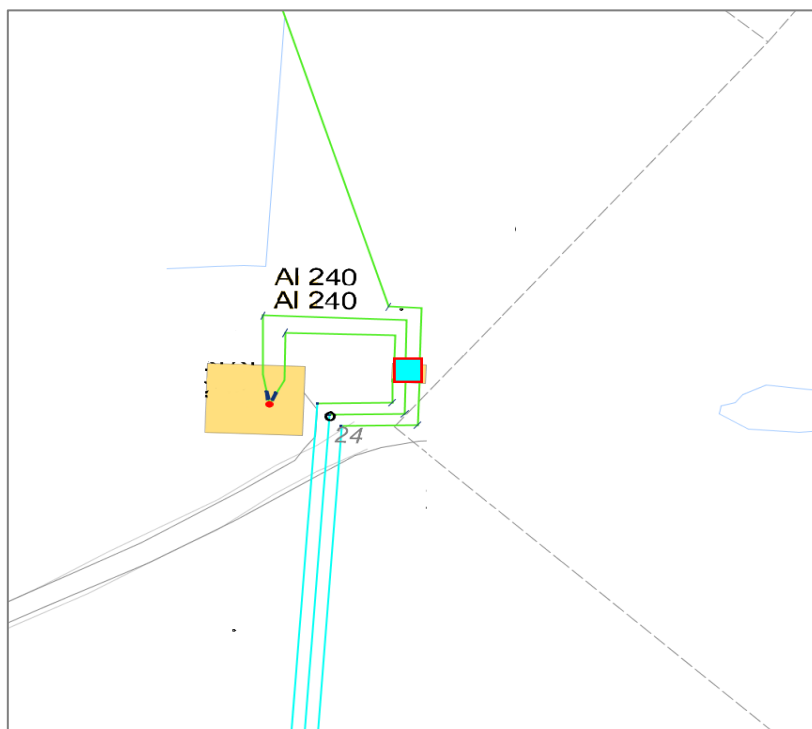
### Fall 2: 315 kVA transformator

#### Materiella och nätberäknad data

$U_{hsp}$ :	10519 V	Kabellängd:	30 m
$U_{lsp}$ :	400 V	$R_{N1XV}$ :	125 m $\Omega$ /km
$Z_k$ :	5 %	$L_{N1XV}$ :	0,23 mH/km
$S_{k.för}$ :	74,1445 MVA	$P_{bf}$ :	2,52 kW
$P_{k.för}$ :	54,1611 MW	$c$ :	1
$Q_{k.för}$ :	52,089 MVar	Hsp-säkring:	25 A
		Lsp-säkring:	2 x 315 A

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{k.för}}{S_{k.för}} = \frac{54,1611}{74,1445} = 0,73$$

$$\sin(\varphi) = \sin(\cos^{-1}(\varphi)) = 0,68$$



Figur 4.10. Områdeskarta för transformatorstation för problemfall 2

### Matande näts impedans $Z_Q$

$$Z_Q = \frac{U_{lsp}^2}{S_{k.för}} = \frac{400^2}{74,1445 \cdot 10^6} = 2,16 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$R_Q = \cos(\varphi) \cdot Z_Q = 0,73 \cdot 2,16 = 1,58 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_Q = \sin(\varphi) \cdot Z_Q = 0,68 \cdot 2,16 = 1,47 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + jX_Q = (1,58 + j1,47) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Ledningsimpedans $Z_L$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L(x) &= x(R + jX) = x(R_{N1XV} + j2\pi f \cdot L_{N1XV}) = x(0,125 + j2\pi f \cdot 0,23 \cdot 10^{-3}) \\ &= x(0,125 + j0,0723) \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_L(0,03) = 0,03 \cdot (0,125 + j0,0723) = 3,75 + j2,169 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_L(2 // 0,03) = \frac{0,03 \cdot (0,125 + j0,0723)}{2} = (1,875 + j1,0845) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_L(0,03) = \underline{Z}_{äter}(0,03) = 3,75 + j2,169 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Transformatorimpedans $Z_T$

$$Z_T = \frac{U_{lsp}^2}{S_n} \cdot \frac{u_k}{100} = \frac{400^2}{315 \cdot 10^3} \cdot \frac{5}{100} = 25,4 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$r_k = \frac{P_{bf}}{S_n} = \frac{2520}{315 \cdot 10^3} = 0,8 \%$$

$$R_T = r_k \cdot Z_T = 0,008 \cdot 25,4 = 0,2032 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{25,4^2 - 0,2032^2} = 25,4 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (0,2032 + j25,4) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Nollföljdsimpedans $Z_0$

$$\underline{Z}_0 = 0,95 \cdot \underline{Z}_Q = 0,95 \cdot (0,2032 + j25,4) \text{ m}\Omega = (0,122 + j24,13) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Matande anläggnings jordimpedans $Z_N$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_N &= \frac{2(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) + \underline{Z}_0}{3} = \frac{2(1,58 + j1,47 + 0,2032 + j25,4) + 0,122 + j24,13}{3} \\ &= (1,23 + j25,96) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### Impedans fram till felställe $Z$

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \underline{Z}_Q + \underline{Z}_L + \underline{Z}_T = 1,58 + j1,47 + 1,875 + j1,0845 + 0,2032 + j25,4 \\ &= (3,6582 + j27,9545) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### 3-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k3.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{|\underline{Z}|} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{\sqrt{3,6582^2 + 27,9545^2}} = 8,19 \text{ kA}$$

$$I_{k3.lsp/s\ddot{a}kring} = \frac{I_{k3.lsp}}{2} = \frac{8,19 \cdot 10^3}{2} = 4,1 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}}(4,1 \text{ kA}) = \mathbf{0,17 \text{ s}}$$

$$I_{k3.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{400}{10519} \cdot 8,19 \cdot 10^3 = 311 \text{ A}$$

$$t_{25 \text{ A}}(311 \text{ A}) = \mathbf{0,008 \text{ s}}$$

### 2-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k2.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,19 \cdot 10^3 = 7,09 \text{ kA}$$

$$I_{k2.lsp/säkring} = \frac{I_{k2.lsp}}{2} = \frac{7,09 \cdot 10^3}{2} = 3,55 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (3,55 \text{ kA}) = \mathbf{0,4 \text{ s}}$$

$$I_{k2.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k2.lsp} = \frac{400}{10519} \cdot 7,09 \cdot 10^3 = 270 \text{ A}$$

$$t_{25 \text{ A}} (270 \text{ A}) = \mathbf{0,015 \text{ s}}$$

### 1-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k1.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_M + \underline{Z}_L + \underline{Z}_{skärm}} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{1,23 + j25,96 + 0 + 1,875 + j1,0845 + 3,75 + j2,169} = 7,7 \text{ kA}$$

$$I_{k1.lsp/säkring} = \frac{7,7 \cdot 10^3}{2} = 3,85 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (3,85 \text{ kA}) = \mathbf{0,3 \text{ s}}$$

$$I_{k1.hsp} = \frac{U_{f.lsp}}{U_{hsp}} = \frac{400}{10519} \cdot 7,7 \cdot 10^3 = 290 \text{ A}$$

$$t_{40 \text{ A}} (290 \text{ A}) = \mathbf{0,007 \text{ s}}$$

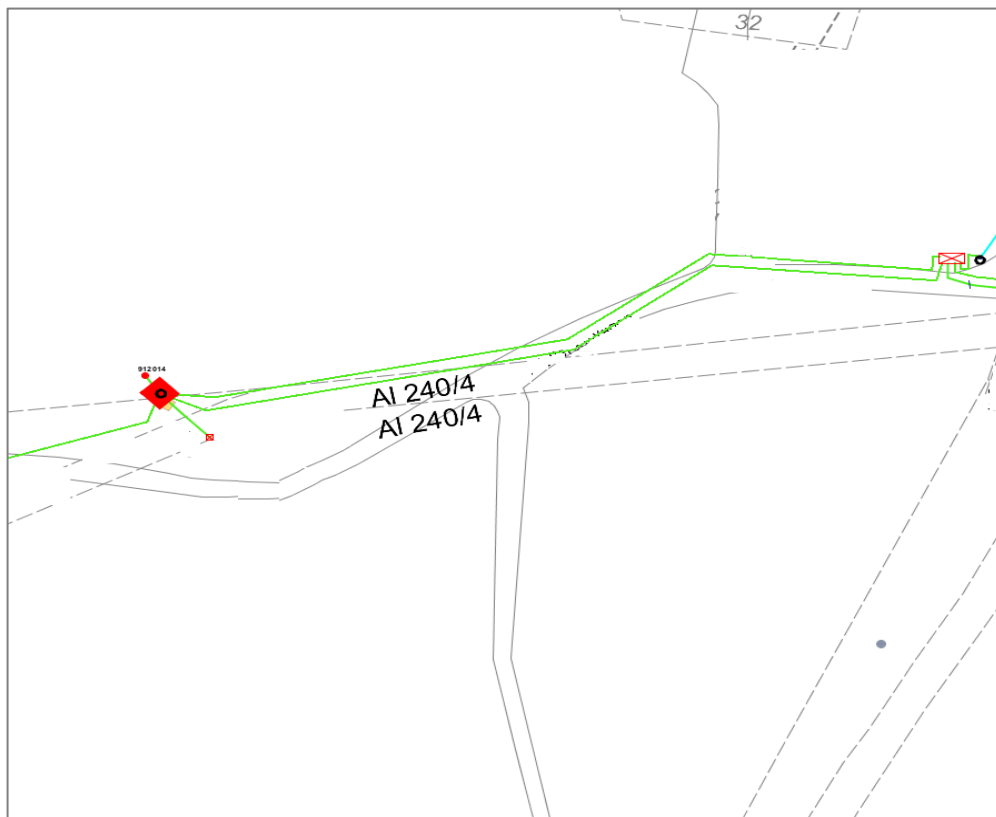
### Fall 3: 200 kVA transformator

#### Materiella och nätberäknad data

$U_{hsp}$ :	10667 V	$R_{N1XV}$ :	125 m $\Omega$ /km
$U_{lsp}$ :	400 V	$L_{N1XV}$ :	0,23 mH/km
$z_k$ :	5 %	$P_{bf}$ :	1600 W
$S_{k.för}$ :	94,172 MVA	$c$ :	1
$P_{k.för}$ :	45,3436 MW	Hsp-säkring:	10 A
$Q_{k.för}$ :	82,5368 MVar	Lsp-säkring skena:	250 A
Kabellängd:	100 m	Lsp-säkring:	2 x 200 A

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{k.för}}{S_{k.för}} = \frac{45,3436}{94,172} = 0,48$$

$$\sin(\varphi) = \sin(\cos^{-1}(\varphi)) = 0,88$$



Figur 4.11. Områdeskarta för transformatorstation för problemfall 3

### Matande näts impedans $Z_Q$

$$Z_Q = \frac{U_{lsp}^2}{S_{k.för}} = \frac{400^2}{94,172 \cdot 10^6} = 1,69 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$R_Q = \cos(\varphi) \cdot Z_Q = 0,48 \cdot 1,69 = 0,81 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_Q = \sin(\varphi) \cdot Z_Q = 0,88 \cdot 1,69 = 1,49 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + jX_Q = (0,81 + j1,49) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Ledningsimpedans $Z_L$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L(x) &= x (R + jX) = x (R_{N1XV} + j2\pi f \cdot L_{N1XV}) = x (0,125 + j2\pi f \cdot 0,23 \cdot 10^{-3}) \\ &= x (0,125 + j0,0723) \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_L(0,1) = 0,1 \cdot (0,125 + j0,0723) = 12,5 + j7,23 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_L(2 // 0,1) = \frac{0,1 \cdot (0,125 + j0,0723)}{2} = (6,25 + j3,615) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_L(0,1) = \underline{Z}_{äter}(0,1) = 12,5 + j7,23 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Transformatorimpedans $Z_T$

$$Z_T = \frac{U_{lsp}^2}{S_n} \cdot \frac{u_k}{100} = \frac{400^2}{200 \cdot 10^3} \cdot \frac{5}{100} = 40 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$r_k = \frac{P_{bf}}{S_n} = \frac{1600}{200 \cdot 10^3} = 0,8 \%$$

$$R_T = r_k \cdot Z_T = 0,008 \cdot 40 = 0,32 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 0,32^2} = 40 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (0,32 + j40) \text{ m}\Omega$$

### Nollföljdsimpedans $Z_0$

$$\underline{Z}_0 = 0,95 \cdot \underline{Z}_T = 0,95 \cdot (0,32 + j40) \text{ m}\Omega = (0,304 + j38) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Matande anläggnings jordimpedans $Z_N$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_N &= \frac{2(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) + \underline{Z}_0}{3} = \frac{2(0,81 + j1,49 + 0,32 + j40) + 0,304 + j38}{3} \\ &= (0,85 + j40,33) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### Impedans fram till felställe $Z$

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \underline{Z}_Q + \underline{Z}_L + \underline{Z}_T = 0,81 + j1,49 + 6,25 + j3,615 + 0,32 + j40 \\ &= (7,38 + j45) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### 3-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k3.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{|\underline{Z}|} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{\sqrt{7,38^2 + 45^2}} = 5,1 \text{ kA}$$

$$I_{k3.lsp/s\ddot{a}kring} = \frac{I_{k3.lsp}}{2} = \frac{5,1 \cdot 10^3}{2} = 2,55 \text{ kA}$$

$$t_{200 \text{ A}} (2,55 \text{ kA}) = \mathbf{0,15 \text{ s}}$$

$$t_{250 \text{ A}} (5,1 \text{ kA}) = \mathbf{0,02 \text{ s}}$$

$$I_{k3.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{400}{10667} \cdot 5,1 \cdot 10^3 = 191 \text{ A}$$

$$t_{10 \text{ A}} (191 \text{ A}) = \mathbf{0 \text{ s}}$$

### 2-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k2.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,1 \cdot 10^3 = 4,4 \text{ kA}$$

$$I_{k2.lsp/säkring} = \frac{I_{k2.lsp}}{2} = \frac{4,4 \cdot 10^3}{2} = 2,2 \text{ kA}$$

$$t_{200 \text{ A}} (2,2 \text{ kA}) = \mathbf{0,2 \text{ s}}$$

$$t_{250 \text{ A}} (4,4 \text{ kA}) = \mathbf{0,02 \text{ s}}$$

$$I_{k2.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k2.lsp} = \frac{400}{10667} \cdot 4,4 \cdot 10^3 = 165 \text{ A}$$

$$t_{10 \text{ A}} (165 \text{ A}) = \mathbf{0,006}$$

### 1-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k1.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_M + \underline{Z}_L + \underline{Z}_{skärm}} = \frac{1 \cdot 400 / \sqrt{3}}{0,85 + j40,33 + 0 + 6,25 + j3,615 + 12,5 + j7,23} = 4,21 \text{ kA}$$

$$I_{k1.lsp/säkring} = \frac{4,21 \cdot 10^3}{2} = 2,11 \text{ kA}$$

$$t_{200 \text{ A}} (2,11 \text{ kA}) = \mathbf{0,28 \text{ s}}$$

$$t_{250 \text{ A}} (4,21 \text{ kA}) = \mathbf{0,05 \text{ s}}$$

$$I_{k1.hsp} = \frac{U_{f.lsp}}{U_{hsp}} = \frac{400}{10667} \cdot 4,21 \cdot 10^3 = 158 \text{ A}$$

$$t_{10 \text{ A}} (158 \text{ A}) = \mathbf{0,007 \text{ s}}$$

Resultat visas och kommenteras i 5.2 *Problemstation*.

#### Fall 4: 100 kVA transformator

##### Materiella och nätberäknad data

$U_{hsp}$ :	10413 V	$R_{AKKJ}$ :	125 m $\Omega$ /km
$U_{lsp}$ :	400 V	$L_{AKKJ}$ :	0,18 mH/km
$z_k$ :	5 %	$R_{skärm}$ :	253 m $\Omega$ /km
$S_{k.för}$ :	74,1568 MVA	$P_{bf}$ :	800 W
$P_{k.för}$ :	41,1298 MW	$c$ :	1
$Q_{k.för}$ :	61,7055 MVar	Hsp-säkring:	16 A
Kabellängd:	25 m	Lsp-säkring:	315 A

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{k.för}}{S_{k.för}} = \frac{41,1298}{74,1568} = 0,55$$

$$\sin(\varphi) = \sin(\cos^{-1}(\varphi)) = 0,84$$



**Figur 4.12.** Områdeskarta för transformatorstation för problemfall 4

### Matande näts impedans $Z_Q$

$$Z_Q = \frac{U_{\text{isp}}^2}{S_{\text{kför}}} = \frac{400^2}{74,1568 \cdot 10^6} = 2,16 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$R_Q = \cos(\varphi) \cdot Z_Q = 0,55 \cdot 2,16 = 1,19 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_Q = \sin(\varphi) \cdot Z_Q = 0,84 \cdot 2,16 = 1,81 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + jX_Q = (1,19 + j1,81) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Ledningsimpedans $Z_L$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L(x) &= x(R + jX) = x(R_{\text{AKKJ}} + j2\pi f \cdot L_{\text{AKKJ}}) = x(0,125 + j2\pi f \cdot 0,18 \cdot 10^{-3}) \\ &= x(0,125 + j0,0565) \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_L(0,1) = 0,025 \cdot (0,125 + j0,0565) = 3,125 + j1,413 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Skärmimpedans för ledning $Z_{\text{skärm}}$

$$\underline{Z}_{\text{skärm}}(x) = x(R + jX) = x(R_{\text{skärm}} + j2\pi f \cdot L_{\text{skärm}}) = x(0,253 + j0) = x \cdot 253 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_{\text{skärm}}(0,025) = 0,025 \cdot 253 = 6,325 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Transformatorimpedans $Z_T$

$$Z_T = \frac{U_{\text{Isp}}^2}{S_n} \cdot \frac{u_k}{100} = \frac{400^2}{100 \cdot 10^3} \cdot \frac{5}{100} = 80 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$r_k = \frac{P_{\text{bf}}}{S_n} = \frac{800}{100 \cdot 10^3} = 0,8 \%$$

$$R_T = r_k \cdot Z_T = 0,008 \cdot 80 = 0,64 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{80^2 - 0,64^2} = 80 \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (0,64 + j80) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Nollföljdsimpedans $Z_0$

$$\underline{Z}_0 = 0,95 \cdot \underline{Z}_T = 0,95 \cdot (0,64 + j80) \text{ m}\Omega = (0,608 + j76) \text{ m}\Omega/\text{fas}$$

### Matande anläggnings jordimpedans $Z_N$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_N &= \frac{2(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) + \underline{Z}_0}{3} = \frac{2(1,19 + j1,81 + 0,64 + j80) + 0,608 + j76}{3} \\ &= (1,42 + j79,87) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### Impedans fram till felställe $Z$

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \underline{Z}_Q + \underline{Z}_L + \underline{Z}_T = 1,19 + j1,81 + 3,125 + j1,413 + 0,64 + j80 \\ &= (4,955 + j83,223) \text{ m}\Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

### 3-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k3.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{|Z|} = \frac{1 \cdot 400/\sqrt{3}}{\sqrt{4,955^2 + 83,223^2}} = 2,77 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (2,77 \text{ kA}) = \mathbf{1,2 \text{ s}}$$

$$I_{k3.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{400}{10413} \cdot 2,77 \cdot 10^3 = 106 \text{ A}$$

$$t_{16 \text{ A}} (106 \text{ A}) = \mathbf{0,04 \text{ s}}$$

### 2-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k2.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3.lsp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,77 \cdot 10^3 = 2,39 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (2,39 \text{ kA}) = \mathbf{1,7 \text{ s}}$$

$$I_{k2.hsp} = \frac{U_{lsp}}{U_{hsp}} \cdot I_{k2.lsp} = \frac{400}{10413} \cdot 2,39 \cdot 10^3 = 91,8 \text{ A}$$

$$t_{16 \text{ A}} (91,8 \text{ A}) = \mathbf{0,32 \text{ s}}$$

### 1-fas kortslutningsström vid felställe

$$I_{k1.lsp} = \frac{c \cdot U_{f.lsp}}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_M + \underline{Z}_L + \underline{Z}_{skärm}} = \frac{400/\sqrt{3}}{1,42 + j79,87 + 0 + 3,125 + j1,413 + 6,325}$$
$$= 2,82 \text{ kA}$$

$$t_{315 \text{ A}} (2,82 \text{ kA}) = \mathbf{0,9 \text{ s}}$$

$$I_{k1.hsp} = \frac{U_{f.lsp}}{U_{hsp}} = \frac{400}{10413} \cdot 2,82 \cdot 10^3 = 106 \text{ A}$$

$$t_{16 \text{ A}} (106 \text{ A}) = \mathbf{0,29 \text{ s}}$$

Resultat visas och kommenteras i 5.2 *Problemstation*.