

2020-02-15



SAIDI-påverkan på grund av oselektiva felbortkopplingar – en analys baserad på Vattenfall Eldistribution AB:s nät

Sara Skärström Daniel Thorén



EXAMENSARBETE
Elektroingenjör, elkraft
Institutionen för ingenjörsvetenskap

Förord

Detta examensarbete är det examinerande momentet i vår utbildning till elektroingenjörer med inriktning elkraft, på Högskolan Väst. Arbetet har utförts på uppdrag av Vattenfall Eldistribution AB, under en tio veckor lång period mellan november 2019 till och med januari 2020, arbetet omfattar 15 högskolepoäng.

Arbetet har framförallt utförts gemensamt men vissa kapitel har skrivits individuellt men med kontinuerligt samråd mellan författarna. Samtliga figurer i rapporten är skapade av författarna om inget annat anges. Rapporten skrivs med fördel ut i färg för att underlätta förståelse av figurer.

Vi vill tacka alla inblandade på Vattenfall Eldistribution AB för hjälp och stöd under arbetets gång, framförallt vill vi tacka vår handledare David Jacobsson som ställt upp och hjälpt oss, tack till Pär Karlsson och Petra Lönn som varit initiativtagare till arbetet. Vi vill även rikta ett tack till Mimmi Rudström och Andreas Hermansson på avdelningen Selektivplanering, som hjälpt oss med frågor angående störningsuppföljningsfilen och felbortkoppling. Tack till Erik Lindell som hjälpt till med rapportskrivning. Vi vill också tacka vår handledare Lena Max och examinator Andreas Peterson, från Högskolan Väst.

Till sist vill vi tacka våra familjer som stöttat oss under utbildningen.

Trollhättan, februari 2020

Sara Skärström

Daniel Thorén

SAIDI-påverkan vid oselektiva felbortkopplingar – en analys baserad på Vattenfall Eldistributions AB:s nät

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen ställer krav på elnätsbolagen vad gäller elkvalitet. Varje år ska såväl aviserade som oaviserade avbrott rapporteras. Dessa avbrott anges med hjälp av avbrottsindikatorerna SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) och SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), vilka skildrar medelavbrottsdagar per kund och medelavbrottsfrekvens per kund för ett aktuellt nätområde.

Detta examensarbete genomfördes med Vattenfall Eldistribution AB som uppdragsgivare. Studiens syfte är för att undersöka hur oselektiva felbortkopplingar bidrar till att påverka det årliga SAIDI-resultatet. Då företaget strävar efter att uppnå sitt SAIDI-mål krävs en klarläggning över vilka faktorer som ger upphov till ett förhöjt SAIDI och undersöka om dessa kan reduceras. De felbortkopplingar som analyserats är sådana som orsakats av felaktig utlösning av brytorgan samt felbortkopplingar i samband med provningar, för avbrott som varat längre än tre minuter.

De komponenter i elnätet som ansvarar för feldetektering och felbortkoppling är reläskydd, dessvärre känner de inte alltid av alla fel, ibland är de felkonfigurerade och felet kopplas inte bort av det avsedda reläskyddet, alltså felet kopplas bort oselektivt. Oselektiva felbortkopplingar kan också bero på att reläskyddet upptäckt felet och skickat en utlösningssimpuls, men någon annan komponent i kontrollanläggningen är trasig och felet kan därför inte kopplas bort med hjälp av det avsedda skyddet.

Det resultat som framkommit är att oselektiva felbortkopplingar har en betydelsefull påverkan på det årliga totala SAIDI-resultatet som rapporteras in till Energimarknadsinspektionen. Felorsakerna som ligger till grund för de felbortkopplingar som kunnat analyseras är bland annat begränsningar i reläskydden. Utifrån studiens resultat kan slutsatserna dras att det kan vara lönsamt för Vattenfall Eldistribution AB att undersöka eventuella investeringar, för att minska SAIDI för oselektiva felbortkopplingar. Till exempel kan äldre komponenter som saknar möjlighet för omkalibrering bytas ut och befintliga som är möjliga att kalibrera kan kalibreras om för att erhålla förbättrad funktion.

Datum:	2020-02-15
Författare:	Sara Skärström, Daniel Thorén
Examinator:	Andreas Peterson
Handledare:	Lena Max (Högskolan Väst), David Jacobsson (Vattenfall Eldistribution AB)
Program:	Elektroingenjör, elkraft, 180 hp
Huvudområde:	Elektroteknik
Kurspoäng:	15 högskolepoäng
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00, E-post: registrator@hv.se , Web: www.hv.se

The effect on SAIDI by selectivity issues in power systems

Summary

Swedish Energy Markets Inspectorate has requirements on the electrical distribution companies regarding power quality. Both power failure and planned interruptions in the distribution of electricity is to be reported annually. These interruptions are measured by SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) and SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*). These indexes narrate the average interruption duration or interruption frequency per electrical customer per year, in a certain area.

This thesis was made on the behalf of Vattenfall Eldistribution AB (VEAB). The purpose of this study was to analyze the annual effect on SAIDI by selectivity issues in power systems. If VEAB wants to reach the SAIDI-goal it is necessary for a study to be carried out. The study should investigate what factors that contributes to an increased SAIDI because of selectivity issues.

The analyze involved interruptions that had been caused by an incorrect operation of the protection systems and interruptions due to testing of these systems. Only interruptions that lasted longer than three minutes was considered.

There are components in power systems which are supposed to disconnect the faulty part, they are called protection relays. Unfortunately, they do not detect all faults that occur in the power system. For example, the protection systems can be wrongly configured and the faulty part will not be disconnected in a properly way.

The result of the study is that selectivity issues have a significant effect on the annual SAIDI that is reported to Swedish Energy Markets Inspectorate. One of the main reasons to selectivity issues are for example limitations in the protection relays. In conclusion, Vattenfall Eldistribution AB can profit from an investment to decrease SAIDI that is affected by selectivity issues. Older components that lacks the calibration feature could be replaced, and already existing ones that have such a calibration feature could be re-calibrated.

Date:	February 15, 2020
Author(s):	Sara Skärström, Daniel Thorén
Examiner:	Andreas Peterson
Advisor(s):	Lena Max (University West), David Jacobsson (Vattenfall Eldistribution AB)
Programme name:	Electrical Engineering, Electric Power Technology, 180 HE credits
Main field of study:	Electrical engineering
Course credits:	15 HE credits
Publisher:	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: +46 520 22 30 00, E-mail: registrator@hv.se , Web: www.hv.se

Innehåll

Förord	i
Sammanfattning	ii
Summary	iii
Nomenklatur	vii
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Tidigare examensarbeten inom området.....	2
1.3 Syfte.....	2
1.4 Problembeskrivning	2
1.5 Avgränsningar.....	2
1.6 Mål med studien	3
1.7 Tillvägagångssätt för datainsamling	3
1.8 Upplägg av rapport	4
2 Elkvalitet	5
2.1 Spänningskvalitet	5
2.2 Leveranssäkerhet	6
2.2.1 Energimarknadsinspektionens krav på elnätsbolagen.....	6
2.2.2 Negativa påföljder vid bristande leveranssäkerhet	7
2.3 Avbrottsindikatorerna SAIDI och SAIFI	7
2.4 SAIDI-mål för Vattenfall Eldistribution AB	8
2.4.1 Visionen för SAIDI	9
2.4.2 Elnätet år 2019/2020	10
2.4.3 Visionen om framtidens nät.....	10
3 Inledande teoriavsnitt om reläskydd	11
3.1 Historia.....	11
3.2 Reläskyddsfilosofi	11
3.2.1 Känslighet.....	12
3.2.2 Selektivitet	12
3.2.3 Snabbhet	13
3.2.4 Tillförlitlighet	13
3.3 Sub 1 och sub 2.....	13
3.4 Inre och yttre fel.....	14
3.5 Störningsskrivare	14
3.6 Symmetriska komponenter	15
3.7 Transient intermittent jordfel	17
3.8 Dubbelt jordfel.....	19
4 Vanliga typer av reläskyddsfunktioner	21
4.1 Brytarfelskydd	21
4.2 Differentialskydd	21
4.3 Distansskydd	22

4.4	Jordfelsskydd.....	23
4.4.1	Riktat jordfelsskydd	23
4.4.2	Oriktat jordfelsskydd.....	24
4.5	Samlingsskeneskydd.....	24
4.6	Transformatorskydd.....	26
4.6.1	Nollpunktsspänningskydd.....	27
4.7	Kortslutningsskydd	27
4.8	Översiktlig beskrivning av vakter.....	27
4.9	Reläskydds samverkan med mättransformatorer.....	28
4.9.1	Spänningstransformator.....	28
4.9.2	Strömtransformator	29
5	Oselektiva felbortkopplingars påverkan på SAIDI	31
5.1	Sammanställning av oselektiva felbortkopplingars påverkan år 2015 till mitten av 2019	31
5.2	Hur många SAIDI-minuter bidrog oselektiva felbortkopplingar med 2015–2019?	32
5.2.1	År 2015.....	32
5.2.2	År 2016.....	33
5.2.3	År 2017.....	34
5.2.4	År 2018.....	35
5.2.5	År 2019 (till och med 30 juni)	36
5.3	Procentuell sammanställning av vad feLEN beror på.....	37
5.3.1	Procentuell årssammanställning 2015	37
5.3.2	Procentuell årssammanställning 2016	38
5.3.3	Procentuell årssammanställning 2017	39
5.3.4	Procentuell årssammanställning 2018	40
5.3.5	Procentuell årssammanställning 2019	41
5.4	De fyra vanligaste felorsakerna - förklaring.....	41
5.5	Felorsaker - möjlig lösning.....	42
6	Diskussion	44
7	Slutsatser	47
7.1	Förslag till fortsatt arbete	47
	Referenser	49
	Bilagor	A:1
	A: Beräkningsunderlag oselektiva störningar SAIDI 2015	A:1
	B: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2015	B:1
	C: Beräkningsunderlag oselektiva störningar SAIDI 2016	C:1
	D: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2016	D:1
	E: Beräkningsunderlag oselektiva störningar SAIDI 2017	E:1
	F: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2017	F:1
	G: Beräkningsunderlag oselektiva störningar SAIDI 2018	G:1

H: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2018 **H:1**

I: Beräkningsunderlag oselektiva störningar SAIDI 2019 **I:1**

Figurer

Figur 2.1 Samband elkvalitet, kontinuitet, och spänningsnivå enligt Elsäkerhetsverket [3], [6]	5
Figur 2.2 VEAB:s målkurva för SAIDI mellan åren 2017 och 2027. SAIDI-mål för AOEÖI. [5]	9
Figur 3.1 Vektordiagram av plus-, minus- och nollföljdssystem. Figuren är framtagen med inspiration av "Jämförelse av reläskyddsfunktioner i impedansjordade nät. [22]	16
Figur 3.2 Visardiagram för intermittent jordfel.	18
Figur 3.3 Dubbelt jordfel på en ledning. Figuren är framtagen med inspiration av "Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelsskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät." [26]	19
Figur 3.4 Dubbelt jordfel som uppstår på två olika ledningar. Figuren är framtagen med inspiration av "Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelsskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät." [26]	20
Figur 4.1 Beskriver hur en selektivplan kan se ut för distansskydd. Figuren är framtagen med inspiration av kursmaterial från kursen "Eldistribution och kontrollanläggningar" [21]	23
Figur 4.2 Beskrivning av funktionsområde, öppningsvinkel och korregeringsvinkel för ett riktat jordfelsskydd. Figuren är framtagen med inspiration av "Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelsskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät" [26]	24
Figur 4.3 Samlingssskeneskydd med strömsummeringsprincipen. Figuren är framtagen med inspiration av "Reläskyddsfilosofi samlingssskeneskydd [31]	25
Figur 4.4 Samlingssskeneskydd med ledningsbrytarprincipen, Figuren är framtagen med inspiration av "Reläskyddsfilosofi samlingssskeneskydd [31]	26
Figur 5.1 Sammanställning av SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar under perioden 2015 till 30 juni 2019 (AOEÖI)	32
Figur 5.2 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2015	33
Figur 5.3 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2016	34
Figur 5.4 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2017	35
Figur 5.5 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2018	36
Figur 5.6 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2019	37
Figur 5.7 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2015 [5], [34]	38
Figur 5.8 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2016 [5], [34]	39
Figur 5.9 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2017 [5], [34]	40
Figur 5.10 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2018, [5], [34]	41

Nomenklatur

Vokabulär

A/D-omvandlare	= Analog till digital omvandlare
Intermittent jordfel	= Jordfel av återtändande karaktär
Laster	= Belastning som förbrukar aktiv effekt
Lokalnätskund	= Även kallat slutkund, de kunder som förbrukar den levererade effekten
NUS	= Nollpunktsspänningsskydd
Redovisningsenhet	= Ska skiljas från den privata ekonomin i årsredovisningen och anses vara en egen enhet.
SCADA	= Ett HMI som sammanför ett större antal RTU:er för insamling av information samt utföra manöver i elnätet.
Selektivitet	= Skyddet är inställt så att det skydd närmast felstället är det enda som löser ut, även om det framförliggande skyddet också känner av felströmmen.
Tripp	= Utlösningsimpuls
Hz	= Hertz
kV	= Kilovolt
ms	= Millisekunder
V	= Volt
VA	= Voltampere

Symboler

A	= Aviserat avbrott vid beräkning av SAIDI
I_0	= strömmens nollföljdskomponent [A]
I_1	= strömmens plusföljdskomponent [A]
I_2	= strömmens minusföljdskomponent [A]
I_{L1}	= fasströmmen för fas 1 [A]
I_{L2}	= fasströmmen för fas 2 [A]
I_{L3}	= fasströmmen för fas 3 [A]
I_{pn}	= ström på primärsidan [A]
I_{sn}	= ström på sekundärsidan [A]
N	= antal bitar i A/D-omvandlaren

O	= Oaviserade
R_f	= markens resistans vid felstället [Ω]
T	= Insamlingshastigheten [kHz]
t	= Längden på registreringen [s]
U	= spänning [V]
U_0	= Nollföljdsspänning [V]
U_1	= Plusföljdsspänning [V]
U_2	= Minusföljdsspänning [V]
U_{L1}	= Fasspänning L1 [V]
U_{L2}	= Fasspänning L2 [V]
U_{L3}	= Fasspänning L3 [V]
U_{pn}	= Märkspänning på primärsida [V]
U_{sn}	= Märkspänning på sekundärsida [V]
X	= Antal registreringar som skrivaren ska klara av att lagra
Z_0	= Nollföljdsimpedans [Ω]
Z_1	= Plusföljdsimpedans [Ω]
Z_2	= Minusföljdsimpedans [Ω]
\ddot{O}	= Överliggande nät
a	= Förskjutningen mellan faserna [$^\circ$]
Ω	= Ohm, elektriskt motstånd
φ	= vinkeln mellan nollföljdsström och nollföljdsspänning [$^\circ$]

1 Inledning

1.1 Bakgrund

I dagens digitala samhälle där tekniska lösningar används i stor utsträckning ökar kraven på en hög elkvalitet, vilket innefattar leveranssäkerhet och spänningskvalitet. Begreppet leveranssäkerhet mäts genom avbrott av elleveransen, oavsett om avbrotten är oplanerade eller planerade. En god leveranssäkerhet är att föredra då det betyder att leveransen av el sker med färre avbrott. Spänningskvalitet är viktigt för att känsliga tekniska apparater (datorer eller andra maskiner) inte ska gå sönder på grund av att felaktig spänning levererats till anslutningspunkten. Även spänningsdippar och förhöjda spänningar avses som felaktig spänning. [1], [2]

Energimarknadsinspektionen ställer kravet att såväl korta som långa avbrott ska byggas bort. Definitionen för ett kort respektive långt avbrott är 100 millisekunder till tre minuter samt över tre minuter. [3]

För att nätbolagen ska kunna uppnå de krav som staten ställt om att elleveransen ska ha rätt elkvalitet, krävs det att elnätet byggs om och byggs ut. Sådana arbeten medför att kopplingar och driftomläggning behöver utföras i nätet, vilka kan ge upphov till onormal driftläggning och avbrott som följd.

Vad som sker kopplingsmässigt i elnätet innan ett strömavbrott inträffar är att en brytare löser ut. Då brytaren löser ut blir den linje eller transformator som sitter efter spänningslös – det vill säga avbrott. För att brytarna ska kunna utföra manövrar styrs dem av reläskydd, vars funktion är att beordra brytarna att slå ifrån då reläskydden detekterar ett fel. Oavsett om en elanläggning är ny eller gammal skyddas den av reläskydd. Vid ändringar eller nyinstallation av reläskydd som görs i samband med om- och nybyggnationer ska de testas så att de fungerar på rätt sätt. Även om reläskydden provas innan idrifttagning kan dessa senare lösa ut på grund av felaktiga orsaker. Ibland går något fel vid provning och även då kan reläskydden lösa ut (även kallat trippa) på felaktiga grunder. Det är alltså av stor vikt att ta reda på orsakerna bakom olika driftstörningar som sker på grund av reläskydden. Det förekommer att reläskydden är felriktade eller trippar i felaktig ordning eller inte löser ut alls (oselektivt) vid störningar.

För att minska SAIDI (System Average Interruption Duration Index) vid felbortkopplingar och provningar behöver anledningarna till att reläskydden löst ut redogöras. [4]

Uppdragsgivaren menar att felriktade reläskydd har påträffats men också andra problem med oselektivitet har uppmärksammats, det har däremot inte genomförts någon studie hur oselektiva felbortkopplingar påverkar SAIDI-värdet i Vattenfall Eldistributions nät. Det har inte heller utretts hur omfattande problem det finns med reläskyddens inverkan vid felbortkoppling eller provning. Då målet är att minska SAIDI-minuterna för varje år är det av intresse att utreda faktorer som ger upphov till ett förhöjt SAIDI.

Detta arbete är en fortsättning på ett tidigare examensarbete, vilket berörde SAIDI-påverkan vid planerade avbrott och hur Vattenfall Eldistribution AB ska nå sitt SAIDI-mål 2025. [5]

1.2 Tidigare examensarbeten inom området

Det finns ett fåtal publicerade studier om SAIDI-resultat, varav en studie som utförts på uppdrag av Vattenfall Eldistribution AB, fortsättningsvis VEAB. Det tidigare arbetet fokuserade på felbortkopplingar vid planerade arbetens påverkan på SAIDI. I arbetet studerades VEAB:s SAIDI-historik från år 2015 till och med april 2019 för att författarna skulle få en bild av VEAB:s nät. Studien berörde också hur den önskade kurvan ser ut se 2.4.1, och visar i en figur en fiktiv illustration av denna då VEAB:s SAIDI-mål inte är publikt. Författarna studerade också hur stor andel av SAIDI-resultaten som berott på följdfel efter planerade driftorder. Resultatet visade på att siffrorna varierade från år till år. Arbetet berörde inte felbortkopplingar som skett vid provning, störningar eller planerade arbeten på regionnät, vilket kommer tas hänsyn till i denna rapport. [5]

1.3 Syfte

Studien är en förklarande och problemlösande studie med syftet att ta fram eventuella orsaker till felbortkopplingar som beror på oselektivitet och bidrar till ökade kundavbrottstider. Alltså hur många kunder som blir strömlösa på grund av att ett annat skydd än det avsedda har löst ut. För att komma fram till ett resultat kommer kundavbrottstider tas fram och sättas i relation till alla kunder och därefter räkas antal SAIDI-minuter fram. Arbetet kommer att beröra sådana avbrott som skett vid provningar av elnätets komponenter och avbrott som orsakats av oselektivitet.

1.4 Problembeskrivning

Följande problembeskrivningar behandlas i rapporten.

- Vilka är de vanligaste typerna av oselektiva felbortkopplingar?
- Vad är grundorsakerna till att oselektiva utlösningar inträffar?
- Hur ofta beror felbortkopplingar på att provningar gått fel?
- Hur stor är SAIDI-påverkan på grund av oselektiva utlösningar i Vattenfall Eldistributions elnät?

Samtliga frågeställningar kommer besvaras utifrån VEAB:s nät.

Inledningsvis krävs en fördjupning inom begreppet SAIDI samt reläskyddsfunktioner.

1.5 Avgränsningar

Studien kommer beröra hela VEAB:s mellan- och högspänningsnät (10-130kV). Lågspänningsnätet och störningar där enskilda nätstationer löst ut på mellanspanningen beaktas ej. Den statistik som kommer bearbetas berör år 2015 till och med 30 juni 2019.

När en felorsak tagits fram ska även en lösning presenteras för hur VEAB kan minska sina SAIDI-minuter. Studien kommer inte att beröra felbortkopplingar utan kundavbrott för lågspänningskunder, exempel på sådana kan vara regionnätstörningar. I arbetet redogörs det enbart för avbrott som är tre minuter eller längre, alltså långa avbrott. Studien kommer inte heller att beröra inställningar eller fabrikat för olika reläskydd.

Utifrån det underlag som givits berör studien endast felbortkopplingar som avdelningen Selektivplanering har analyserat, eftersom de ansvarar för felbortkoppling.

1.6 Mål med studien

Målet med studien är framförallt att hitta logiska lösningar till hur oselektiva utlösningar som påverkar SAIDI kan minskas. Huvudmålen blir således att konstatera hur stor del av det årliga SAIDI-resultatet som orsakas av oselektiva utlösningar av reläskydd, för att sedan finna grundorsakerna till att reläskydden löser ut felaktigt. Resultat nås genom att ta fram och studera avbrottsstatik från felbortkopplingar som skett på grund av provningar eller naturliga av orsaker i VEAB:s elnät.

1.7 Tillvägagångssätt för datainsamling

Studien påbörjades genom att författarna fördjupade sin kompetens inom olika reläskyddstyper för att få en förståelse för hur det svenska kraftsystemet var uppbyggt. Detta gav författarna den kunskap som krävdes för att förstå den information som analyserades i störningsuppföljningsfilen.

I störningsuppföljningsfilen återfinns felbortkopplingar som utmärkt sig och som driftpersonal ansett haft analysbehov. För att ta fram den aktuella störningsuppföljningsfilen som beskriver oselektiva felbortkopplingar, sorterades alla störningar som inte hade skickats vidare till avdelningen selektivplanering bort (i driftcentralen avgörs det om en felbortkoppling är oselektiv eller ej). Dessutom filterades störningar som inte påverkat någon lokalnätkund också bort. Däremot innehåller inte störningsuppföljningsfilen den totala avbrottstiden som behövs för att kunna räkna fram SAIDI. Då tog författarna hjälp av VEAB:s masterdatasystem NetBas. I NetBas finns det en avbrottsstatistikshanteringsmodul som kallas DarWin. I denna modul registreras alla avbrott i VEAB:s elnät. Genom att sortera ut data från årtalen 2015–2019 då reläskydd löst oselektivt, med endast driftstörningar som störningstyp togs en DarWin-fil fram.

Vid sammanställningen av störningsuppföljningsfilen och DarWin-filen infogades extra kolumner i störningsuppföljningsfilen för att kunna infoga avbrottstiden, antal kunder samt författarnas eventuella kommentar om avbrottet. Sammanställningen av filerna gjordes manuellt då det inte återfanns något makro mellan filerna. För att kunna koppla ihop en oselektiv felbortkoppling ur störningsuppföljningsfilen med ett aktuellt avbrott från DarWin-filen var det fyra faktorer som behövdes tas hänsyn till. Exempelvis skulle den aktuella störningen inträffat vid samma tillfälle, samma station, samma utlösta brytarorgan och påverkat minst en lokalnätkund. Viktigt att poängtera är att de avbrottstider som beräknas

endast är för de extra kunder som blivit drabbade vid en störning i en annan del i nätet. Det vill säga att dessa kunder inte är direkt drabbade av störningen utan endast av själva felbortkopplingen.

När en manuell genomgång hade utförts saknades ett antal felbortkopplingar i filen från DarWin. Genom att manuellt söka upp varje brytarorgan samt att sammanställa antal minuter som varje brytarorgan vart frånslagen återfanns majoriteten av dessa. Den manuella sökningen gjordes med hjälp av VEAB:s SCADA-system. Till sist utfördes en sista sortering i störningsuppföljningsfilen där alla avbrott som vart kortare är tre minuter i sorterades bort.

För att studera felbortkopplingar som uppkommit vid provning togs data fram med hjälp av DarWin på samma sätt som beskrevs ovan. Däremot hanterade inte störningsuppföljningsfilen denna typ av driftstörning då orsakerna till sådana störningar oftast är kända från början. Här analyserades framförallt hur många SAIDI-minuter per år som beror på provning men inte varför de tillkommer. För att presentera resultatet delades de olika felbortkopplingarna in i nio felkategorier.

1.8 Upplägg av rapport

I kapitel 2 beskrivs begreppet elkvalitet och vad det innefattar, dels beskrivs spänningskvalitet i kapitel 2.1 och leveranssäkerhet i 2.2. Energimarknadsinspektionens krav på elnätsbolagen och negativa påföljder vid bristande leveranssäkerhet behandlas också. Kapitel 2.3 förklarar begreppet SAIDI och följs därefter av 2.4 som beskriver VEAB:s SAIDI-mål, elnätet i dagsläget samt framtidsvision för företaget.

Kapitel 3 är ett teorikapitel som beskriver reläskydd. I kapitlet ges en presentation av bland annat reläskyddets historia, reläskyddsfilosofi, sub 1- och sub 2-system, störningsskrivare samt två olika jordfelstyper.

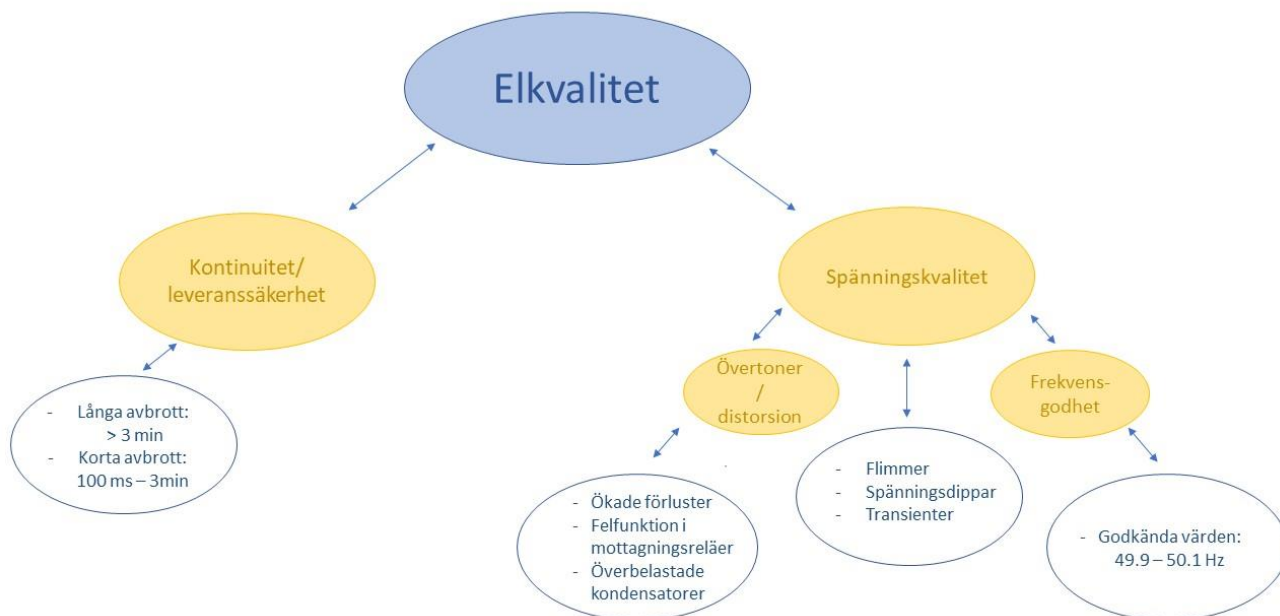
I kapitel 4 beskrivs det vanligaste reläskyddsfunktionerna exempelvis brytarfelsskydd, differentialskydd och distansskydd med mera. I slutet av kapitlet ges en översiktlig beskrivning av olika vakter och reläskyddens samverkan med mättransformatorer.

I kapitel 5 redovisas resultatet av den studie som genomförts med hjälp av VEAB:s statistik, det beskriver även faktorer som tagits hänsyn till. Inledningsvis redovisas orsaken till oselektivitet mellan åren 2015 och 2019. I 5.2 ges en sammanställning av resultatet och kapitel 5.3 presenterar en procentuell jämförelse av resultatet. De fyra vanligaste felorsakerna till oselektivitet förklaras och därefter ges möjliga lösningar på de fyra vanligaste felorsakerna.

I kapitel 6 diskuteras resultatet, datainsamlingen och metodvalet. Sista kapitlet är kapitel 7 och där presenteras slutsatsen som författarna kommit fram till, där ges även förslag till fortsatt arbete.

2 Elkvalitet

I Sveriges Ellag (1997:857) 3 kap. 9 § [7] framgår det vilka krav eldistributionsföretagen har på sig för att de ska uppfylla vad som anses vara god elkvalitet. Begreppet elkvalitet innefattar den förmåga som ett eldistributionsföretag har att leverera el till en kund utan betydande spänningsförändringar och avbrott. Begreppet delas in i spänningsnivå och leveranssäkerhet, se figur 2.1. [6]



Figur 2.1 Samband elkvalitet, kontinuitet, och spänningsnivå enligt Elsäkerhetsverket [3], [6]

Figur 2.1 visar att elkvalitet påverkas av leveranssäkerhet och spänningskvalitet. För att mäta leveranssäkerhet delas avbrott in i korta respektive långa avbrott. Det går även att utläsa att spänningskvaliteten beror på frekvensgodhet och övertoner eller distorsion.

2.1 Spänningskvalitet

Förutom att den el som levereras ska vara av god kvalitet och ske utan avbrott finns det ytterligare krav för elkvaliteten, spänningsnivån får exempelvis inte variera mer än vad som enligt svensk standard innebär en nominell spänning på $230 \pm 10\%$ i lågspänningsnätet. Kraven medför alltså en minsta nivå på 207 V och en maximal nivå på 253 V. [3]

Spänningskvalitet påverkas i sin tur av frekvensgodhet och övertoner eller distorsion. I figur 2.1 framgår det att godkända värden på nätfrekvensens variation är mellan 49.9 och 50.1 Hz. Anledningen till de snäva siffrorna är för att tekniska apparater ska erhålla avsedd funktion. Frekvensen i elnätet regleras med hjälp av Nordens vattenkraftverk men också till viss del med värmekraftstationer bland annat i Finland och på Själland. [3]

Spänningsnivån kan som ovan nämndes även påverkas av övertoner eller distorsion av sinuskurvan. Teknisk utrustning blir alltmer högteknologisk vilket innebär att känsligheten för dessa problem ökar, dock installeras det i samma takt utrustning som ger upphov till exempelvis övertoner. Exempel på apparater som kan ge upphov till övertoner är nätaggregat till datorer, mikrovågsugnar, TV-apparater, elbilsaddare, vindkraftverk och andra större installationer. [3],[6]

Ett av de problem som kan uppstå i elnätet som påverkar elkvaliteten är spänningsdippar, flimmer och transienter. Spänningsdippar beskrivs generellt som att spänningen tvärt och tillfälligt avtar för att därefter återgå till normal spänningsnivå. Det kan vara ett komplett bortfall eller en spänningssänkning, som regel varar denna typ av bortfall endast i en bråkdel sekund. Orsakerna till spänningsdipparna kan dels bero på att ett fel inträffar på överliggande nät eller att en tung last med hög strömförbrukning kopplas på elnätet.

I distributionsnät kan dippar även bero på väderförhållanden som exempelvis åsknedslag, detta då en del av nätet tillfälligt kopplas bort (på grund av den förhöjda spänningen) för att sedan återinkopplas en halvminut senare. [3],[6]

Åska och kopplingar i elnätet kan ge upphov till transienter i, vilket innebär en kort och hastig spänningsförändring.[6]

Flimmer beskrivs som snabba spänningsförändringar som framförallt orsakar ljusflimmer i lampor. För en enskild kundanläggning kan detta fenomen uppkomma vid användning av exempelvis en kopian eller en hiss. I elnätet kan flimmer bero på användning av ljusbågsugnar eller industrimaskiner då strömanvändningen varierar. [6]

2.2 Leveranssäkerhet

Leveranssäkerhet betyder att elleveransen från eldistributör till anslutningspunkt ska ske utan avbrott alltså med kontinuitet. Som tidigare nämnts delas avbrotten upp i korta och långa avbrott, vilka definieras som kortare (minst 100 millisekunder) eller längre än tre minuter, vilket visas i figur 2.1 i början av kapitlet. [6]

2.2.1 Energimarknadsinspektionens krav på elnätsbolagen

Det företag eller den förening som har nätkoncession (tillstånd från Energimarknadsinspektionen att handha elnätsverksamheten i området) har som skyldighet att utifrån rimliga villkor leverera el till sina kunder. De ska också rapportera in en sammanställning av det gångna årets avbrott till Energimarknadsinspektionen. Sammanställningen ska beröra såväl aviserade som oaviserade avbrott. [7]

Den el som överförs ska vara av god kvalitet. Då det finns brister i elöverföringen som orsakar besvär för elanvändarna har nätkoncessionsinnehavaren ansvaret att åtgärda dessa brister, i den mån kostnaderna för att åtgärda bristerna anses sannolika i förhållande till besvären.

Det ställs också krav på att ett avbrott i elleveransen från nätkoncessionshavare till elkonsument inte får överstiga 24 timmar (för lokalnät), med undantag att orsaken till avbrott är utanför koncessionsområdet och utom kontroll för koncessionsinnehavaren samt att störningen inte kunde förutses eller förhindras. [7]

Till elkund ges rätten för kompensation vid avbrott, om elöverföringen stoppas helt eller delvis (fasfel räknas även som avbrott) i 12 timmar har elnätskunden alltså rätt till ersättning. Om avbrottet varar mellan 12 och 24 timmar motsvarar ersättningen 12,5 % av den årliga beräknade kostnaden för elkunden (minst 900 kr enligt Energimarknadsinspektionen). För varje påbörjat dygn som avbrottet fortgått, höjs ersättningen med 25 % (eller minst 900kr), eftersom det är förbjudet enligt lag med avbrott som varar längre än 24 timmar. [3], [8]

2.2.2 Negativa påföljder vid bristande leveranssäkerhet

Apparater och teknisk utrustning har varierande känslighet vid bristfällig elkvalitet. De negativa konsekvenser som kan uppstå på elektrisk utrustning är bland annat försämrad prestanda, förkortad livslängd, permanent skada eller stopp och avbrott. För den enskilda kunden behöver inte konsekvenserna alltid bli förödande, men de kan bli för industrier som är beroende av god elkvalitet. För en industri kan ett avbrott innebära att de måste starta om sina maskiner, vilket i sin tur innebär omfattande förluster i produktionen. [6]

2.3 Avbrottsindikatorerna SAIDI och SAIFI

För att mäta leveranssäkerhet undersöker Energimarknadsinspektionen att elöverföringen från Sveriges distributionsföretag bibehåller en god kvalitet, såväl kortsiktigt som ur ett framtidsperspektiv. Energimarknadsinspektionen samlar in statistik från eldistributionsföretag för alla avbrott som varat längre än 100 millisekunder, och har gjort detta sedan år 1998. Med hjälp av den statistik som tas fram erhålls avbrottsindikatorerna SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) och SAIDI. [9], [10]

SAIFI beskriver den medelavbrottsfrekvens som en kund har per år (antal avbrott/kund, år). Denna avbrottsindikator används för att simulera framtida händelser samt att beräkna händelser som tidigare inträffat. För att kunna beräkna SAIFI adderas samtliga avbrott som är längre än 3 minuter oavsett om de är aviserade eller oaviserade avbrott och sedan divideras summan med totalt antal kunder. SAIFI beräknas med följande formel

$$SAIFI = \frac{\text{totalt antal kundavbrott}}{\text{totalt antal kunder}} \quad (2.3.a)$$

där,

totalt antal kundavbrott är summan av antal avbrott under året

totalt antal kunder är summan av alla kunder i området där SAIDI och SAIFI ska beräknas.

SAIDI beskriver en medelavbrottstid som en kund har per år (avbrottstid/kund, år), även denna indikator tar inte hänsyn till huruvida avbrotten är aviserade eller oaviserade. Detta tas

fram genom att addera total avbrottstid för samtliga kunder som sedan divideras med totalt antal kunder. Vilket medför en total avbrottstid för samtliga kunder i det aktuella området och per år samt redovisas som regel i minuter. SAIDI beräknas enligt

$$SAIDI = \frac{\text{total kundavbrottstid}}{\text{totalt antal kunder}} \quad (2.3.b)$$

där,

total kundavbrottstid är den sammanlagda kundavbrottstiden under året.

Det har inte tagits fram någon standard över hur SAIDI och SAIFI ska användas i Europa vilket innebär att det kan variera mellan nätbolagen på europainivå, men i Sverige följer alla nätbolag samma standard. Till grund för variationen ligger fem olika faktorer för att beräkna SAIDI och SAIFI:

- (A) Aviserat
- (O) Oaviserat
- (E) Eget nät
- (Ö) Överliggande nät
- (I) Inklusive störstörningar

Med "aviserat" menas att planerade avbrott och det avbrotten som skett när kunderna vart informerad. "Oaviserade" innebär avbrott som är oplanerade och kunden är inte informerad. Dessa avbrott sker exempelvis vid trädpåfall eller åsknedslag. "Eget nät" innefattar elbolagets egna nät. "Överliggande nät" indikerar att beräkningen har tagit med avbrott som skett på transmissionsnät eller stamnät, alltså det nätet som matar bolagets egna nät. Med faktorn "inklusive störstörningar" räknas större driftstörningar med, exempelvis orkanen Gudrun som drabbade Sverige 2005.

Däremot används dessa avbrottsindikatorer sällan för att redovisa avbrottstid och avbrottsfrekvens på regionnät på grund av att antal kunder på högre spänningsnivåer är färre än antal kunder på lågspänningsnivå. På regionnätetsnivå är det mer intressant att studera energi och effekt som inte överfördes till kund. Därför finns det även avbrottsindikatorerna AIT (*Average Interruption Time*) och AIF (*Average Interruption Frequency*) där avbrottsfrekvensen och avbrottstiden får en rättvisare bild. [5], [11],[12]

2.4 SAIDI-mål för Vattenfall Eldistribution AB

Företaget Vattenfall Eldistribution AB är ett dotterbolag inom koncernen Vattenfall AB, som ägs av svenska staten. Som företagsnamnet antyder ansvarar VEAB för Vattenfalls eldistribution till kunderna. Företaget har i Sverige cirka 800 anställda och är det största elnätsbolaget i landet.

VEAB har tio avtalsområden i Sverige, tillsammans utgör dem drygt hälften av landets elnät. Inom företaget kan avtalsområdena delas upp i Nord och Syd med anledningen att näten är

uppbyggda på olika vis, exempelvis består elnätet i Norr till stor del av luftledningarna och i mellersta och södra Sverige är det framförallt kabelnät. [13]

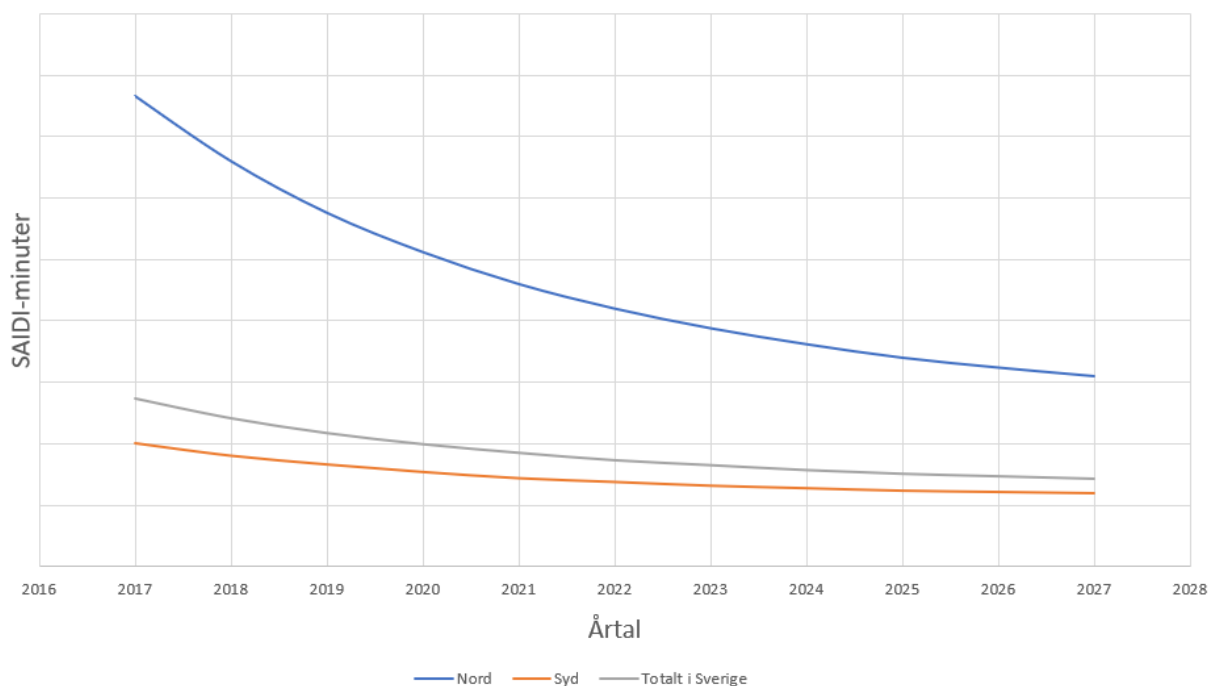
Även om avtalsområdena är stora till ytan i Norr finns det färre kunder än områdena i Söder. År 2019 hade område Syd cirka 772 000 kunder och område Nord hade 115 500. Glesheten mellan kunder och de stora ytorna i Norr innebär högre SAIDI-värde än i mellersta Sverige, detta i och med att SAIDI räknas fram genom avbrottsstid dividerat med kundantalet, se ekvation 2.3.b. Alltså en mindre kundkrets (nämnare) på större yta medför högre SAIDI (kvot). [14]

På grund av dessa skillnader delas också SAIDI-minuterna upp från Nord och Syd, för att få ett resultat som speglar verkligheten. Nord och Syd är också två skilda redovisningsenheter.

Energimarknadsinspektionen har kravet på elnätsbolagen att de blir ersättningskyldiga till kunder som drabbats av avbrott som varat längre än 12 timmar. Vattenfall har istället valt att avbrottsdrabbade kunder får ersättning vid avbrott som varat längre än fyra timmar. [15]

2.4.1 Visionen för SAIDI

I figur 2.2 nedan redovisas SAIDI-målen som VEAB upprättat från år 2017 till 2027. I diagrammet är y-axeln inte graderad eftersom målen inte är offentliga utan endast interna inom VEAB.



Figur 2.2 VEAB:s målkurva för SAIDI mellan åren 2017 och 2027. SAIDI-mål för AOEÖI. [5]

Målkurvorna i figur 2.2 motsvarar de SAIDI-mål som VEAB har för område Nord, Syd samt totalt i Sverige, dessa är fiktiva men upprättade med inspiration från VEAB:s verkliga målkurvor. Samtliga kurvor avtar exponentiellt fram till år 2025, diagrammet är något

missvisande eftersom graferna för Syd och på Sverigebasis ställs i förhållande till grafen för Nord vilken har ett högre SAIDI-mål. Kurvorna har en tydligare sänkning per år fram till 2020 för att sedan plana ut innan slutmålet uppnås. Anledningen till att kurvorna stagnerar mer mellan de sista åren är för att varje reducerad SAIDI-minut blir allt mer kostsam och svår att uppnå, vilket innebär att till slut kommer en brytpunkt att uppnås där investeringar med syftet att minska SAIDI-värdet inte längre är ekonomiskt försvarbart, ett sådant exempel är vädersäkring. Det är däremot möjligt att hitta andra orsaker som bidrar till negativ påverkan på SAIDI och försöka eliminera dem. [5]

2.4.2 Elnätet år 2019/2020

År 2019/2020 ansvarar VEAB:s för verksamheten i Berlin i Tyskland samt i Sverige med en kundbas på omkring 3,3 miljoner kunder, varav knappt 900 000 i Sverige. VEAB distribuerar sin el genom 11 000 mil långa ledningar genom Sverige, vilket motsvarar ungefär 16 % av den totala ledningslängden i landet. Av dessa 11 000 mil består 14 % av isolerad luftledning, 43% av jordkabel men även 43% av oisolerad friledning. [1], [5]

År 2018 bestod den distribuerade elen till 54 % av kärnkraft, 44 % av Vattenkraft och av vind-och solkraft generades tillsammans 2 %. Vattenfall AB menar att koncernens elförsörjning är spårbar till 100 % vilket medfört att inga fossila energikällor används. [16]

VEAB har som mål att minska antalet kundavbrott och dess varaktighet, med leveranssäkerhet och god elkvalitet som huvudmål.

2.4.3 Visionen om framtidens nät

Smarta elnät är vad VEAB satsar på i framtiden med syftet att varje kund ska ha en aktiv roll i sin energianvändning. Exempelvis drivs ett projekt på Gotland som kallas för Smart Grid, projektet är ett samarbete mellan VEAB och andra intressenter. Projektet grundar sig i att allt fler vill ha möjligheten att välja varifrån de får sin el och med ett smart elnät kan konsumenten själv göra det. Med Smart Grid ska alltså en betydande andel vindkraft integreras i elnätet. [17] Tanken är också att alltfler konsumenter ska kunna producera el via exempelvis solceller, de ska även kunna sälja eventuellt överskott till elnätsbolagen. VEAB kallar dessa för pro-consumers. [5]

Utöver framtidens visioner om elnätet drev VEAB tillsammans med bland annat Askersunds kommun samt ytterliga aktörer ett pilotprojekt, med slut under hösten 2018. Projektet gick ut på att prova olika former av driftstrategier för energilagring. Syftet var att påvisa hur batterilager och smart styrning kan bidra till dels en förbättrad driftsekonomi samt systemstabilitet. [18], [19]

3 Inledande teoriavsnitt om reläskydd

I ett kraftsystem krävs det en stor mängd olika övervakningssystem för att kunna garantera en säker drift med god elkvalitet. Reläskydd definieras som ”Relä eller relägrupper med tillhörande som vid fel eller annat onormalt tillstånd i anläggningen ger impuls till bortkoppling av viss anläggningsdel eller till signal” [4]. Deras huvuduppgift är att skydda olika komponenter i elnätet från olika sorters störningar. När ett fel upptäcks sänder reläskyddet en signal exempelvis till en effektbrytare för att koppla bort den defekta delen i anläggningen. Det finns olika sorters reläskydd med olika egenskaper och dessa har olika uppdrag i elnätet. Genom att kombinera effekt, frekvens, impedans, spänning och ström på olika sätt tas ett reläskydd fram som fungerar i det aktuella arbetsområdet. Ett reläskydd kan också ha egenskapen att sända signalen till brytaren momentant eller med en tidsfördröjning. För ett reläskydd som skickar signalen momentant får utlösningstiden maximalt vara 40 millisekunder. Ett tidsfördröjt reläskydd kan vara inställt på en specifik tid eller variera beroende på den aktuella storheten reläskyddet mäter. [4]

3.1 Historia

Reläskydd i Sveriges kraftsystem är en viktig del i den dagliga övervakningen. Utvecklingen av reläskydd har pågått lika länge som Sveriges kraftsystem funnits. ASEA (*Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget*) utvecklade år 1905 det första överströmsreläskyddet med inverttidskaraktär, där tekniken bygger på blåsbägare. År 1918 utvecklades RI-relät som är ett elektromagnetiskt relä. Detta bygger på den kraft som en järnkärna alstrar när en ström passerar genom en spole som är lindad runt järnkärnan.

Statiska reläskydd utvecklades i mitten av 1960-talet där elektronik, dioder och transistorer används. På samma sätt som elektromekaniska reläskydd tar de statiska reläskydden in en analog signal som använder elektronik för att jämföra. Dessa reläskydd är mindre än de elektromagnetiska reläskydden och medförde en lägre effektförbrukning och bättre livslängd. Mikroprocessortekniken som togs fram under 1980-talet medförde att reläskydden fick en bättre känslighet till ett lägre pris. I dagens kraftsystem i Sverige nyinstalleras nästan bara reläskydd som är processbaserade dock är majoriteten av dagens reläskydd i världen fortfarande elektromagnetiserade reläskydd. [4]

3.2 Reläskyddsfilosofi

Utformning av ett reläskydd bygger i första hand på normer, lagar och föreskrifter och i andra hand ekonomiska aspekter. I ett reläskyddssystem finns det fyra olika faktorer att ta hänsyn till för att uppnå en säker drift för ett kraftsystem. Dessa faktorer är känslighet, selektivitet, snabbhet och tillförlitlighet. Ett reläskydd är inte till för att förhindra att ett fel uppstår utan är till för att minimera skadan som uppstår vid ett elektriskt fel. [4]

3.2.1 Känslighet

Då ett reläskydd skyddar en eller flera komponenter så behöver det vara tillräckligt känsligt för att kunna garantera bortkoppling vid ett fel. Detta är speciellt viktigt när exempelvis en ledning har fallit ner på backen och utgör en personfara även om felströmmen enbart är några ampere. Detta medför att känsliga reläskydd även kommer att koppla bort fel som är obefogade. Detta kan förhindras genom att installera ytterligare ett villkor för reläskyddet. Exempelvis kan en motor ha en hög startström som ett känsligt överströmsskydd skulle detektera och därefter sända en utlösningssimpuls för. Genom att installera en tidsfördröjning för reläskyddets utlösning kan motorn starta utan att reläskyddet löser ut. [4]

3.2.2 Selektivitet

Genom att upprätta en selektivplan över anläggningens reläskydd fås en säker driftläggning där endast felbortkoppling sker för den del av kraftsystemet som är defekt. I normalfall täcker ett reläskydd upp ett visst objekt eller en viss zon av ett kraftsystem. En god selektivitet kan skapas genom fyra varierande sätt; absolut selektivitet, funktionsselektivitet, riktningselektivitet och tidsselektivitet eller genom att kombinera dessa variationer. [4]

- Absolut selektivitet

Detta betyder att reläskyddet endast fungerar på det objektet som ska skyddas. Ett exempel på detta är ett differentialskydd för en transformator.

- Funktionsselektivitet

Funktionsselektivitet innebär att reläskyddets inställningar syftar på funktionsvärdet. Exempel impedansselektivitet eller strömselektivitet.

- Riktningselektivitet

Med hjälp av reläskyddets funktion att kunna känna riktning på felet, kommer endast bortkoppling av berörd del kopplas bort.

- Tidsselektivitet

Genom att ställa in olika tidsfördröjningar hos reläskydden kan en selektivitet upprätthållas. Detta används exempelvis mellan ledningsbrytare och transformatorbrytare som är anslutna till samma samlingskena. [4]

Ett exempel när en selektivplan används är vid ett radiellt matat nät där en kombination av tid- och funktionsselektivitet ger en säker drift. I ett maskat nät behövs även riktningvillkor användas för att upprätthålla en god selektivitet. I vissa nät fås selektivitet naturligt genom att transformatorbortkopplingar begränsar jordfelsströmmarna mellan transformatorns primär- och sekundärsida.

De flesta reläskydden som finns i dagens kraftsystem är även utrustade med flera olika steg för att kunna agera som reservskydd för liknande reläskydd i närstående anläggningar. Exempelvis så kan steg 1 innebära att reläskyddet ska upptäcka fel på eget skyddsobjekt, men steg 2 ska dessutom känna av ett fel som uppstår i ett större skyddsområde. [4]

3.2.3 Snabbhet

För att förhindra att en anläggningsdel utsätts för en kortslutningsström behöver vissa reläskydd arbeta snabbt, detta med anledning att vid en hög felström utsätts komponenten för en termisk- och mekanisk påverkan. Vid en kortslutning uppstår det en kortslutningsström vars högsta värde kallas *stötström* och medför en elektrodynamisk kraft som kan ge en mekanisk skada på anläggningen. Den termiska påfrestningen som en anläggningsdel klarar benämns oftast som kortslutningshållfastighet och anges oftast som hur hög ström en komponent klarar under 1 sekund utan att ta skada. [4]

3.2.4 Tillförlitlighet

Systemets huvuduppgift är att koppla bort den felbehäftade delen av nätet då ett fel inträffar. Detta sker genom en impuls från reläskyddet, till exempel indikerar reläskyddet ett fel och så sänder en impuls till effektbrytaren för att koppla bort felet. Reläskyddssystemet funktionssättning kan delas in i *korrekt funktion* och *felaktig funktion* beroende på hur reläskyddet agerat vid en viss situation. De felaktiga funktionerna kan sedan ytterligare delas upp i två olika grenar, *utebliven funktion* och *obefogade funktioner*. Följderna som uppstår vid en felaktig funktion har en stor variation beroende på konsekvensen som reläskyddet orsakat. Däremot fås generellt en större negativ påverkan om en utebliven funktion skett. Orsaken till att ett reläskydd har haft en felfunktion kan bero på många olika faktorer. Till exempel kan det vara fel på tekniken i reläskyddet, felaktiga inställningar, fel i spännings- och strömkretsen som försörjer reläskyddet med data eller att försörjning av lågspänning till reläskyddet är felaktig. Då en utebliven funktion medför betydande konsekvenser bör det finns reservskydd som kopplar bort ett fel om huvudskyddets bortkoppling uteblir. [4]

3.3 Sub 1 och sub 2

Inom VEAB finns riktlinjer för felbortkoppling, bland annat enkelfelskriteriet, som har sin grund i ELSÄK-FS 2008:1 kap 3, § 1. Kriteriet innebär att det ska finnas minst ett felbortkopplingssystem som utför felbortkopplingen om det ordinarie reläskyddet inte skulle fungera. Inom VEAB finns det två olika sätt för hur kriteriet uppfylls, utförande utan sub-uppdelning (bakomvarande felbortkopplingssystemet utgör reservreläskydd) och utförande med sub-uppdelning vilket beskrivs nedan. [20]

För att uppnå ett stabilt och redundant bortkopplingssystem installeras två likadana reläskydd för att säkerställa att ett fel bortkopplas även om enstaka reläskydd eller brytare inte fungerar. Detta kan utföras i en lokal reserv och innebär att dubbla reläskydd installeras i relästället som är i drift parallellt. Denna utrustning betecknas ofta som sub 1 och sub 2. När en installation är upprättad på detta sätt ställs krav på sub-konstruktionen.

Subarna ska exempelvis matas med olika säkringar men kan matas från samma likspänningskälla. De olika konstruktionerna ska anslutas till olika kärnor i mättransformatorerna och med separata kablar samt med olika utlösningmagneter i

brytaren. Genom att placera sub 1 och sub 2 geografiskt separerade ifrån varandra i en anläggning undviks ofrivillig hopkoppling av systemen vid underhåll eller arbete.

Det andra sättet att säkerställa en säker felbortkoppling bygger på att via fjärrkommunikation kunna placera två likadana reläskydd på olika reläställena och på så sätt upprätthålla redundans. Det är viktigt att reläskyddens inställningar är korrekta för att reläskydden ska känna av fel på hela ledningen. En nackdel med denna typ av reservbortkopplingssystem är att felströmmarna kan bli komplexa i maskade nät. Reläskydden får då begränsad utbredningen på grund av att andra ledningar kan anslutas mellan dem. [4], [21]

3.4 Inre och yttre fel

När ett fel inträffar någonstans i Sveriges elnät delas dessa fel in i inre fel och yttre fel. Vid ett inre fel har ett fel uppstått i transformatorn eller i lindningskopplaren. Det kan exempelvis vara gasvakten som indikerar att en ljusbåge har tänts upp i transformatorn, som i sin tur värmer upp oljan som medför en ökad gasutveckling. Då ett reläskydd har löst ut för ett inre fel, exempelvis en kortslutning, aktiveras tillslagsmanöverblockering för de aktuella brytarna. En tillslagsmanöverblockering innebär att det inte går att manövrera brytarna via fjärr utan endast på plats, detta är en säkerhetsåtgärd.

Detta är till för att det inte ska vara möjligt att manövrera brytarna via fjärr om transformatorn tagit skada när felet uppstod.

Ett yttre fel uppstår utanför transformatorn till exempel på samlingskena eller ute på ledningen. Dessa fel anses inte lika skadligt för elnätet som det inre felet och normalt spänningssätts felområdet med hjälp av automatisk återinkoppling. [21]

3.5 Störningsskrivare

I början av 1950-talet blev störningsskrivaren ett myndighetskrav för transmissionsnäten där bolagen var tvungna att kunna redovisa storleken och varaktighet av jordfelsströmmarna på elnätet. Störningsskrivaren ligger även till grund för en bra dialog med nätbolagets kunder samt ett sätt att kunna samordna reläskyddssystem.

Uppbyggnaden av dagens störningsskrivare består av numerisk datorteknik. Där de analoga kanalerna fortlöpande samlar in mätvärden som jämförs med startvillkoren som störningsskrivaren är programmerad med. När mätvärdet uppfyller startvärdet lagras störningsskrivaren händelsen. Störningsskrivare registrerar även en liten tid före och efter störningen för att garantera att hela störningen kommer med. När ett fel uppstår är förloppet periodiskt och med hjälp av Fouriertransformering kan signalen återskapas för utskrift. Den huvudsakliga faktorn för att bestämma noggrannheten för en störningsskrivare är antal bitar i A/D-omvandlaren (analog-till-digital-omvandlare) Då det är stor variation på felströmmarna på stamnätet krävs en störningsskrivare med minst en 12-bitars A/D-omvandlare, däremot räcker det oftast med 10-bitars A/D-omvandlare för transmissionsnätet. Noggrannheten kan bestämmas med hjälp av formeln

$$A = \frac{1}{2^n} \cdot 100\% \quad (3.5.a)$$

där,

A = Noggrannhet

n = antal bitar i A/D-omvandlaren

Beroende på hur många störningar en störningsskrivare ska klara av samt i vilken hastighet som insamlingen sker förändras minneskapaciteten. Längden på registreringen och antal analoga kanaler påverkar även storleken på minnet som störningsskrivaren behöver. Med hjälp av formeln nedan kan den totala minneskapaciteten tas fram enligt

$$M = T \cdot k \cdot t \cdot X \quad (3.5.b)$$

där,

M = Minnesbehovet

T = Insamlingshastigheten

k = Antal analoga kanaler

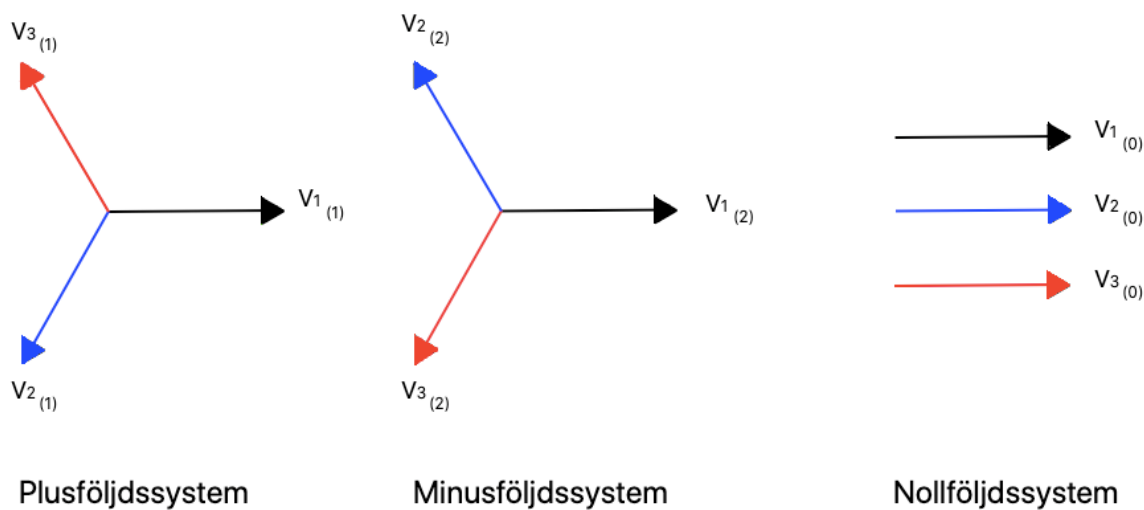
t = Längden på registreringen

X = Antal registreringar som skrivaren ska klara av att lagra.

När störningsskrivaren etablerades på marknaden användes den framförallt som en central utrustning, medan i dag är den i större utsträckning integrerad i transformator- och ledningsskydden. En integrerad störningsskrivare kan missa att registrera alla händer i nätet på grund av filtrering, en central störningsskrivare är däremot ge en korrekt bild över vad som orsakar störningen. [4]

3.6 Symmetriska komponenter

Dagens elkraftssystem är vid normal drift symmetriskt med undantag för enfasiga- och tvåfasiga jordslutningar och kortslutningar. När dessa fel uppstår kommer en osymmetri att råda i nätet och enfasig analys kan ej nyttjas. Genom att dela upp ett osymmetriskt trefassystem i flera symmetriska delsystem kan enfasig analys även användas för de symmetriska komponenterna. Genom att använda plus-, minus- och nollföljdskomponenter då dessa vektorer tillsammans resulterar till ett osymmetriskt tillstånd i elkraftssystemet. Se figur 3.1



Figur 3.1 Vektordiagram av plus-, minus- och nollföljdssystem. Figuren är framtagen med inspiration av ”Jämförelse av reläskyddsfunktioner i impedansjordade nät. [22]

Figur 3.1 visar de tre symmetriska fasföljderna för storheterna plus-, minus- och nollföljdssystem i vektorplanet. Plus- och minusföljdssystemen har $\pm 120^\circ$ förskjutning mellan faserna.

I ett trefassystem där kretsen endast består av ledning- och belastningsimpedans uppträder endast symmetriska strömmar och spänningar, kallas plusföljdssystem. Vid en tvåfasig kortslutning skapas en obalans i systemet. Denna obalans betecknas som minusföljdssystem och har motsatt fasföljd jämfört med plusföljdssystemet. Vid ett fel av jordslutningskaraktär samt vilken kopplingsbild och jordning som används i systemet varierar nollföljdssystemet. Impedans, spänning och ström komponenter benämns enligt följande:

Plusföljdsenheter: I_1, U_1, Z_1

Minusföljdsenheter: I_2, U_2, Z_2

Nollföljdsenheter: I_0, U_0, Z_0

Genom att ange L1 som referensfas kan villkor tas fram mellan de symmetriska vektorkomponenterna där fasförskjutningen är följande

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j120^\circ} \text{ eller } +120^\circ \quad (3.6.a)$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j240^\circ} \text{ eller } +240^\circ \quad (3.6.b)$$

där,

a är förskjutningen mellan faserna

Att multiplicera de tre delsystemen med fasskillnaden (a) kan fasströmmarna tas fram enligt

$$I_{L1} = I_1 + I_2 + I_0 \quad (3.6.c)$$

$$I_{L2} = a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0 \quad (3.6.d)$$

$$I_{L3} = a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0 \quad (3.6.e)$$

där,

I_{L1} är fasströmmen för fas 1

I_{L2} är fasströmmen för fas 2

I_{L3} är fasströmmen för fas 3

När fasströmmarna $L1$, $L2$ och $L3$ är kända kan plus-, minus- och nollföljdskomponenterna tas fram enligt:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_{L3} + a \cdot I_{L2} + a^2 \cdot I_{L1}) \quad (3.6.f)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_{L3} + a^2 \cdot I_{L2} + a \cdot I_{L1}) \quad (3.6.g)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(2I_{L3} + I_{L2}) \quad (3.6.h)$$

där,

I_1 är strömmens plusföljdskomponent

I_2 är strömmens minusföljdskomponent

I_0 är strömmens nollföljdskomponent

Samtliga villkor gäller även för spänning (U) vid symmetriska trefassystem.

Generatorer som är anslutna till ett trefassystem genererar i regel enbart symmetriska plusföljdsspänningar. Detta leder till att minus- och nollföljdskomponenter enbart kan skapas vid osymmetriska impedanser. När en tvåfasig kortslutning uppstår kommer både plus- och minusföljdskomponenter att bidra. Däremot om enfasis- eller tvåfasigjordslutning sker erhålls även nollföljdskomponenten.

För ett symmetriskt trefassystem är förhållandet mellan delsystemen oberoende av varandra och enbart resultat från plusföljdskomponenten ger bidrag. Då ett fel uppstår kommer trefassystemet bli osymmetriskt och resultatet blir då ett bidrag bestående av plusföljdskomponenter såväl som nollföljd- och minusföljdskomponenter. Uppdelningen av de olika bidragen är direkt förknippat med feltyp. [22], [23]

3.7 Transient intermittent jordfel

Ett intermittent jordfel, även kallat återvändande jordfel kännetecknas på så vis att det tänds och släcks, felen upprepas därefter med oregelbundna tidsintervall och särskiljer sig därmed från ett vanligt jordfel. Felen uppstår oftast vid en särskild spänning för att sedan slockna på egen hand. Var och en av jordslutningarna ger en transient som innehåller en uppladdnings- och urladdningsström. Alltså en omfördelning av laddningarna mellan skärm och ledare inträffar under kort tid vilket resulterar i höga strömspikar.[24],[25]

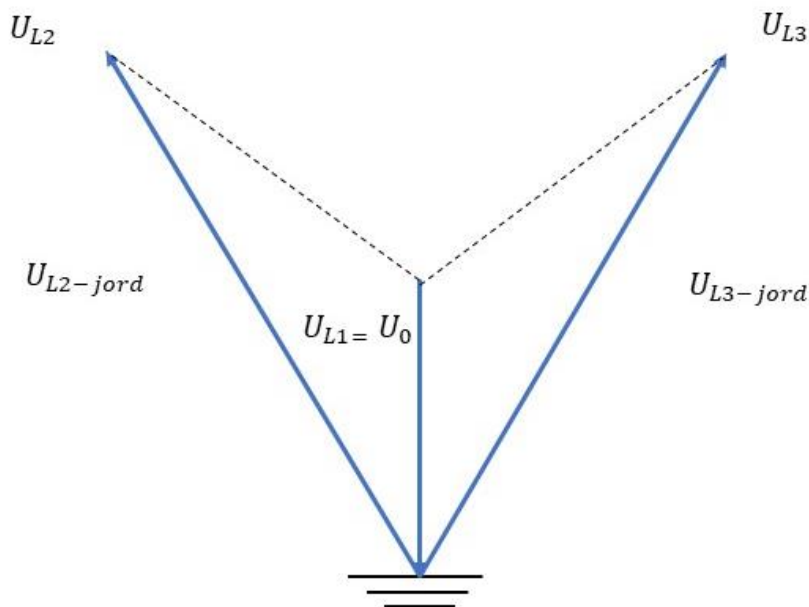
De intermittenta jordfelen innehåller även höga övertonshalter [26], och inträffar med större sannolikhet i kabelnät än i luftledningsnät. Den ökade kablifieringen för att byta ut luftledningarna har därmed bidragit till att en ökad andel intermittenta jordfel inträffar i mellanspänningsnätet. [27]

Jordfelen orsakas exempelvis av spruckna isolatorer, skadade kablar eller av att kabelskarvar är dåliga, framförallt i impedansjordade nät. [28] I PEX-kablar förekommer mikroskopiska hål i isolationen som kan orsaka jordfel, även kallat treeing [27].

Då det är en spricka i en kabels isolation och vatten tränger in uppstår jordfelet, i samma stund som felet uppstår torkas vattnet upp på grund av värmen från den uppkomna ljusbågen och felet försvinner tills nästa gång vatten tränger in i kabeln. [28]

De intermittenta jordfelen kan orsaka problem då reläskyddsutrustning inte hinner känna av felströmmen utan nollställs så att reläskyddet inte skickar någon tripp. Reläskyddet kommer alltså inte att koppla bort det felbehäftade facket om felströmsimpulsernas tidsintervall är kortare än återställnings- och utlösningstiden för det strömmätande reläskyddet, vilket kommer hinna återställas utan att skicka någon utlösningssimpuls. Istället förekommer det att nollpunktsspänningsskydden (NUS) löser ut och hela stationen blir strömlös. [27],[28]

Då ett enpoligt jordfel inträffar förflyttas nätets nollpunkt till felstället, samtidigt får nollpunkten fasspänning.

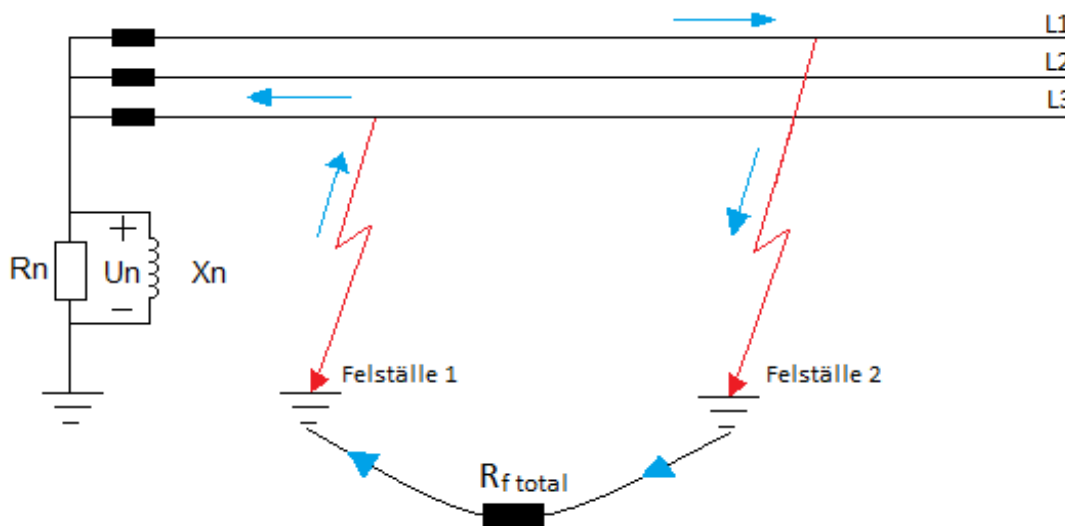


Figur 3.2 Visardiagram för intermittent jordfel.

Ur visardiagrammet i figur 3.7 kan det utläsas att de friska faserna U_{L2} och U_{L3} ökar med en faktor $\sqrt{3}$ gentemot nollpunktsspänningen och den felbehäftade fasen L_1 (i impedansjordade nät). [26]

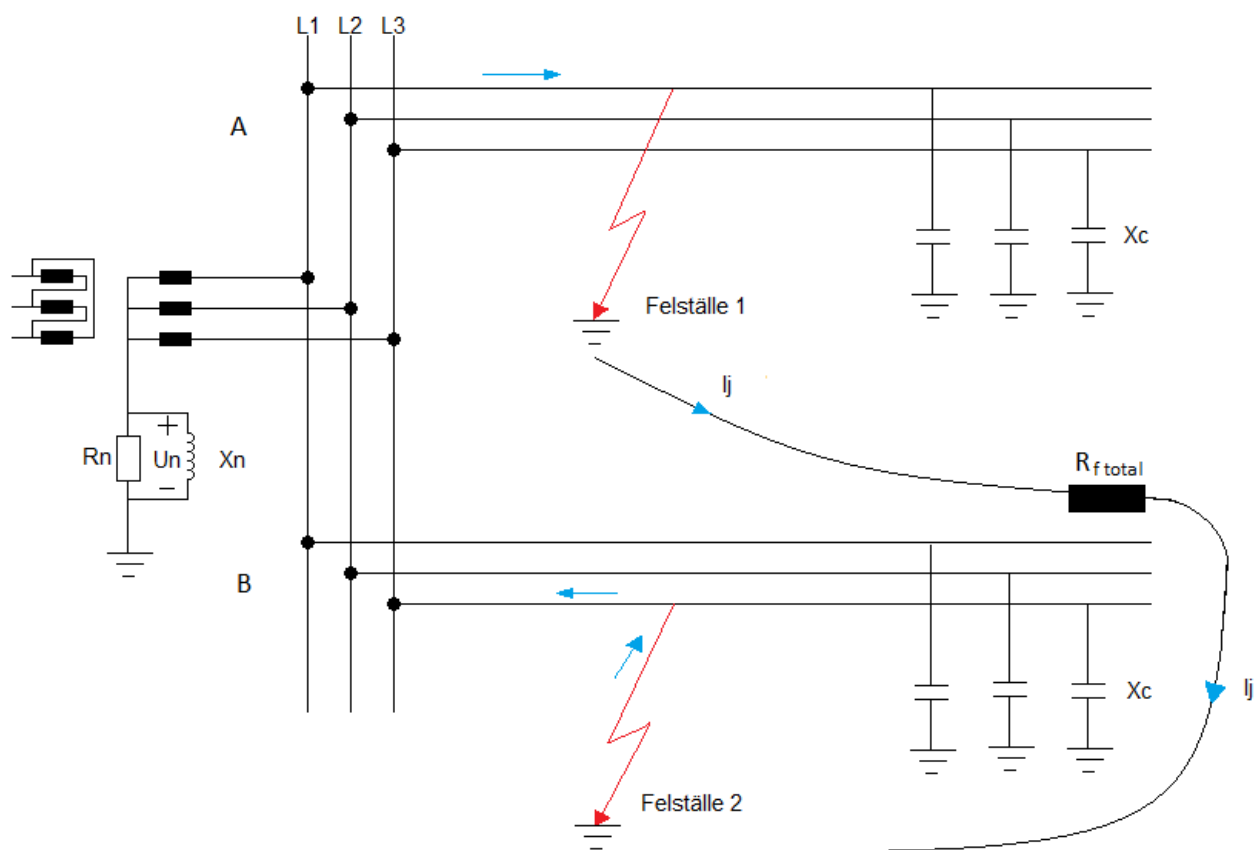
3.8 Dubbelt jordfel

Dubbelt jordfel även kallat *Crosscountry fel* inom energibranschen uppstår när två enpoliga jordslutningar sker på två olika ställen ute i nätet. Detta fel kan även ses som en tvåfasig kortslutning mellan faserna och jord. Ett dubbelt jordfel skapas i regel genom att ett enfasigt jordfel sker och genererat till en spänningshöjning på de två friska faserna. Detta leder till ökad belastning på nätet som kan tända upp ett till jordfel på en av de friska faserna. Ett exempel på ett ställe där ytterligare ett jordfel kan skapas är ett ställe där isolationen är försämrad. [25], [26] Nedan följer figur 3.3 och 3.4 som beskriver två olika scenarion för hur dubbla jordfel kan se ut.



Figur 3.3 Dubbelt jordfel på en ledning. Figuren är framtagen med inspiration av "Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät." [26]

Figur 3.3 illustrerar ett dubbelt jordfel på en ledning där jordfelsströmmen går ut på $L1$ och går ner i felställe 2, jordfelsströmmen vandrar igenom marken vars resistans beskrivs i figuren som $R_{f\text{ total}}$ och där går upp igenom felställe 1 samt går ut på $L3$. Observera att avståndet mellan felställena kan vara flera kilometer långt. Dubbelt jordfel mellan två ledningar beskrivs i figur 3.4 nedan.



Figur 3.4 Dubbelt jordfel som uppstår på två olika ledningar. Figuren är framtagen med inspiration av ”Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät.” [26]

Figur 3.4 beskriver ett dubbelt jordfel som uppstått på två olika ledningar. Jordfelsströmmen går ut på L1 i ledning A och sedan vidare ner i felställe 1. Jordfelsströmmen vandrar igenom marken där övergångsresistansen beskrivs som R_f total och sedan upp igenom felställe 2 samt ut på ledning B.

4 Vanliga typer av reläskyddsfunktioner

Dagens kraftsystem består av ett stort antal olika komponenter som generatorer, kablar, ledningar, transformatorer och övriga komponenter i ett ställverk. Det finns även utrustning för att kunna reglera, styra och övervaka kraftsystemet. För att skydda dessa komponenter från olika typer av elektriska fel installeras reläskyddsfunktioner i kraftsystemet. Där syftet är att mildra de materiella skadorna som kan uppstå samt att hålla en säker drift på kraftsystemet för djur, egendom och människor. Då det varken är ekonomiskt försvarbart eller tekniskt möjligt att skapa ett kraftsystem som aldrig utsätts för ett fel, det finns olika alternativ för att reducera konsekvenser vid elektriska fel. Om ett fel ska kunna kopplas bort krävs det en kontrollanläggning detekterar att felet inträffar och var felet är. För att upprätthålla en god selektivitet krävs det att reläskydden detekterar i rätt riktning så att rätt anläggningsdel kopplas bort vid händelse av fel. [4]

4.1 Brytarfelskydd

Inom spänningsområdet 50 kV – 400 kV installeras brytarfelskydd i fördelningsstationer och i transformatorstationer för att garantera bortkoppling då den ordinarie brytaren inte löst ut. Reläskyddets arbetsområde är normalt inom stationen. Beroende på vilken spänningsnivå och reläskyddsfunktion som avses förses brytarfelskyddet med olika utlösningsskriterier.

Ett brytarfelskydd för 6 kV – 50 kV där reläskyddsområdet är avsett för ledningar förses reläskyddet med kriterierna överström samt överström för parallellt reservskydd. Dessa strömvärden ställs i regel till samma värde som ledningens överlastskydd är inställt på. Vid ett fel på en ledningsbrytare ska transformatorbrytaren på sekundärsidan slå ifrån i de stationer där ledningen är ansluten.

Där brytarfelskyddet har till uppgift att skydda samlingskenan förses reläskyddet med ett överströmskriterium. Denna reläskyddsfunktion medför att vid ett fel på samlingskenan där transformatorns sekundära brytare inte löser ut ska transformatorns primära brytare slå ifrån. För de transformatorer som har tre lindningar ska även transformatorbrytaren för den tredje lindningen slås ifrån.

Om brytarfelsreläskyddet är inställt för att skydda transformatorn kompletteras överströmskriteriet med transformatordifferentielskydd samt vakter för transformatorn och lindningskopplaren. Om transformatorns primära brytare inte löser ut vid ett fel ska ledningsbrytare slås ifrån med hjälp av brytarfelskyddet. [29]

4.2 Differentialskydd

För ett differentielskydd bygger funktionen på Kirchhoffs strömlag som innebär att summan av de vektorströmmar som matas i en anläggning eller komponent blir noll. För att reläskyddet ska kunna användas till att mäta vektorströmmarna för en transformator måste en kompenserings ske mellan primär- och sekundärsidan.

Detta görs i äldre stationer med hjälp av en mellanströmstransformator, denna komponent sitter i reläskyddskretsen medan i nyare stationer används i regel numeriska reläskydd som har en inbyggd funktion för att justera fas- och amplitudläget. [30] Om den aktuella transformatorn är av kopplingsart Dy11 fås ingen nollföljdsförbindelse mellan sekundärsidan och primärsidan av transformatorn. Vid en enfasig jordslutning som erhålls på primärsidan frambringar en nollföljdsström som flödar igenom transformatorn och bidrar med en tvåfasig jordfelsström, en minusföljdsström där emot ingen nollföljdsström på sekundärsidan. [4]

Med hjälp av en mellanströmstransformator kan detta kompenseras och differentialskyddet kommer känna av ett inre fel. Det är även viktigt att inställningarna på differentialskyddet är korrekt inställda eftersom reläskyddet alltid kommer att känna av en liten strömdifferens mellan den primär- och sekundärströmmen som motsvarar magnetiseringsströmmen i en transformator. Denna skillnad i märkström kan vid normaldrift vara några procent. Däremot vid ett onormalt tillstånd kan skillnaden öka markant. Om ett fel sker utanför det området som reläskyddet ska täcka kommer reläskyddet känna av en strömskillnad men för att undvika höga funktionsvärden kompletteras reläskydden med överströmsstabilisering. [4]

En benämning som anges för det reläskydd som garanterar selektivitet kallas *Enhetsreläskydd*, ett av dessa reläskydd är längddifferentialskyddet. Historiskt sett har detta reläskydd framförallt används på kortare ledningar och på lägre spänningsnivåer. Tekniken som används är biledningar med högimpedansprincipen så kallad *pilot wire protection*, genom att använda denna metod summeras de tre fasströmmarna till en signal som sedan sänds till det andra relästället över biledningen. Med denna typ av mätning över en längre sträcka skickas informationen mellan reläskydden med fiberoptik vilket medför att informationsöverföringen mellan längre ledningar kan utföras. [4]

4.3 Distansskydd

I många år har det svenska kraftsystemet använt sig av elektromagnetiskt distansskydd för kortslutning samt ett separat jordströmsreläskydd för jordfel. Anledningen är att den cirkulära funktionskaraktistiken som det elektromagnetiska distansreläskyddet erhåller inte kan detektera jordfel vid en viss felresistans. Att komplettera distansreläskyddet med ett jordfelskydd som har egenskapen att kunna mäta nollföljdsströmmen kan upptäcka högresistiva fel i nätet. Då det statiska distansreläskyddet utvecklades möjliggjordes även framtagningen av ett reläskydd med egenskaper för att upptäcka alla olika feltyper i elnätet. [4]

Dagens distansskydd innefattar både jordfels- och kortslutningsmätning samt är kompletterade med terminaler som innehåller fellokalisering, störningskrivare och fjärrkommunikation.

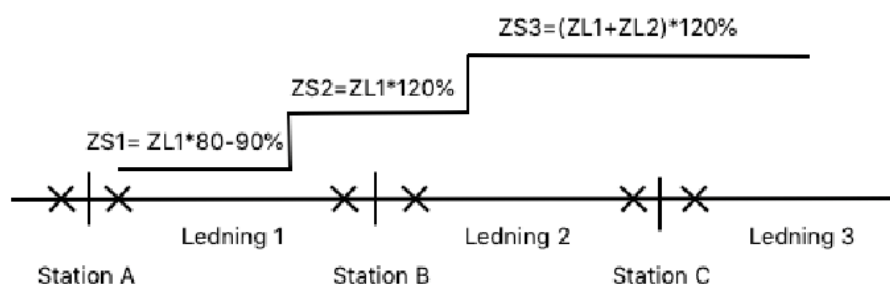
Ett distansskydd använder impedansmätning för att hitta felställt och jämför med det inställda börvärdet. I Sveriges nät används distansskydd med fyra steg.

Första steget (ZS1) har till uppgift att koppla bort fel som inträffar på 80–90 % av ledningslängden och har en momentan utlösning.

Andra steget (ZS2) kommer att koppla bort fel som sker på ledningen eller 20 % in på nästkommande ledning och har en fördröjning på 0,4 s.

Tredje steget (ZS3) ska koppla bort ledningen då fel inträffar på den, nästkommande ledning eller då fel inträffar 20 % in på ledningen därefter, vilket figur 4.3 visar. Detta steg har en tidsfördröjning på 1.2 s.

Fjärde steget (ZS4) är ett reservsteg för det underliggande stegen och har en tidsfördröjning på 3–5 s samt kopplar bort fel oriktat.



Figur 4.1 Beskriver hur en selektivplan kan se ut för distansskydd. Figuren är framtagen med inspiration av kursmaterial från kursen "Eldistribution och kontrollanläggningar" [21]

I Figur 4.1 beskrivs hur en selektivplan kan se ut för station A. Vid fel mitt på ledning 1 kommer steg 1 att agera huvudreläskydd medan steg 2, 3 och 4 som reservreläskydd. [4],[21]

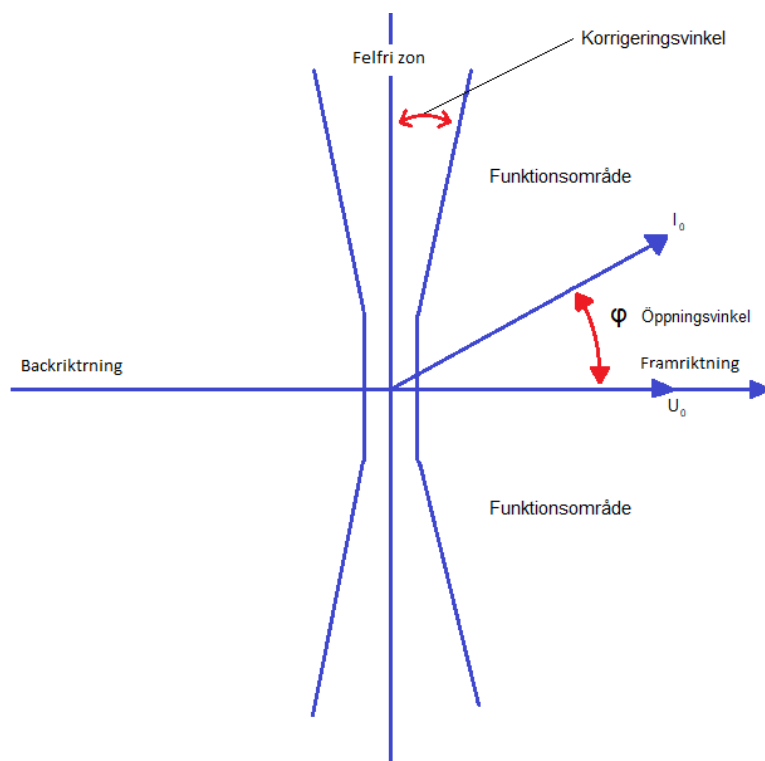
4.4 Jordfelsskydd

Ett jordfelsskydd som ska detektera för en jordanslutning i elnätet mäter nollföljdsspänning och nollföljdsström. Inställningarna för dessa reläskydd har sin grund hos myndighetskraven för bortkopplingstid för den specifika systemspänningen samt vilket sorts systemjordning anläggningen är utförd med. Beroende på vilket förläggningssätt nätet är utformat på, så påverkas inställningarna.

4.4.1 Riktat jordfelsskydd

Vid ett riktat jordfel skapas nollföljdsspänningar och nollföljdsströmmar som det riktade jordfelsskyddet ska mäta för att kunna detektera felet. För att det riktade jordfelsskyddet ska kunna koppla bort den felbehäftade delen i elnätet fordras att vinkeln mellan spänningen och strömmen är inom ett angivet område. I elkraftsammanhang omnämns denna vinkel som öppningsvinkel (se figur 4.2). Jordfelsskydden kan använda sig av både $\cos(\varphi)$ - och $\sin(\varphi)$ -karaktäristik. För impedansjordade nät används $\cos(\varphi)$ -karaktäristik där öppningsvinkeln är

$\pm 90^\circ$ när felet är i framriktningen. För att säkerställa att felet är i framriktningen införs en korrigeringsvinkel på $\pm 4^\circ$ vilket ger en öppningsvinkel inom intervallet $\pm 86^\circ$. [26], [29], [30]



Figur 4.2 Beskrivning av funktionsområde, öppningsvinkel och korrigeringsvinkel för ett riktat jordfelskydd. Figuren är framtagen med inspiration av "Undersökning och exemplifiering av ett riktat jordfelskydd för detektering av dubbelt jordfel i impedansjordade nät" [26]

Figur 4.2 beskriver ett riktat jordfelskydd där öppningsvinkel φ befinner sig inom funktionsområdet. Det beskrivs även om kompensationsvinkel som säkerställer att felet är i framriktningen. [26]

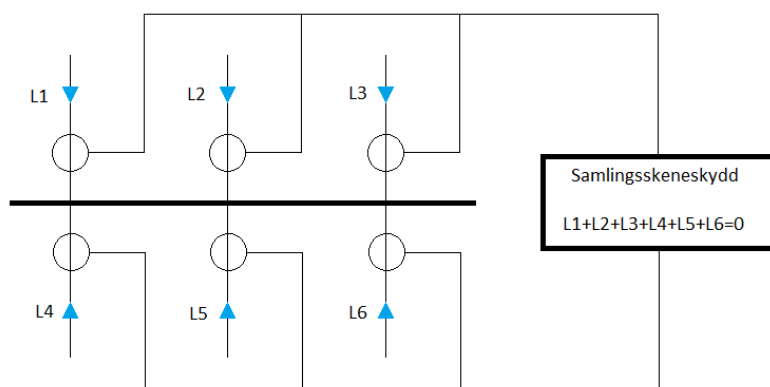
4.4.2 Oriktat jordfelskydd

Det oriktade jordfelskyddet tar inte hänsyn till nollföljdsströmmens riktning vid en bortkoppling av ett jordfel utan mäter endast beloppet av nollföljdsströmmen. För att koppla bort ett dubbelt jordfel kan ett oriktat jordfelskydd användas. För att upprätthålla en god selektivitet med det oriktade jordfelskyddet krävs det god kännedom gällande de kapacitiva jordfelsströmmar som förekommer i nätet. Detta behövs för att ledningskydden för andra utgående ledningar inte ska lösa vid fel på annan ledning. [26], [30]

4.5 Samlingskeneskydd

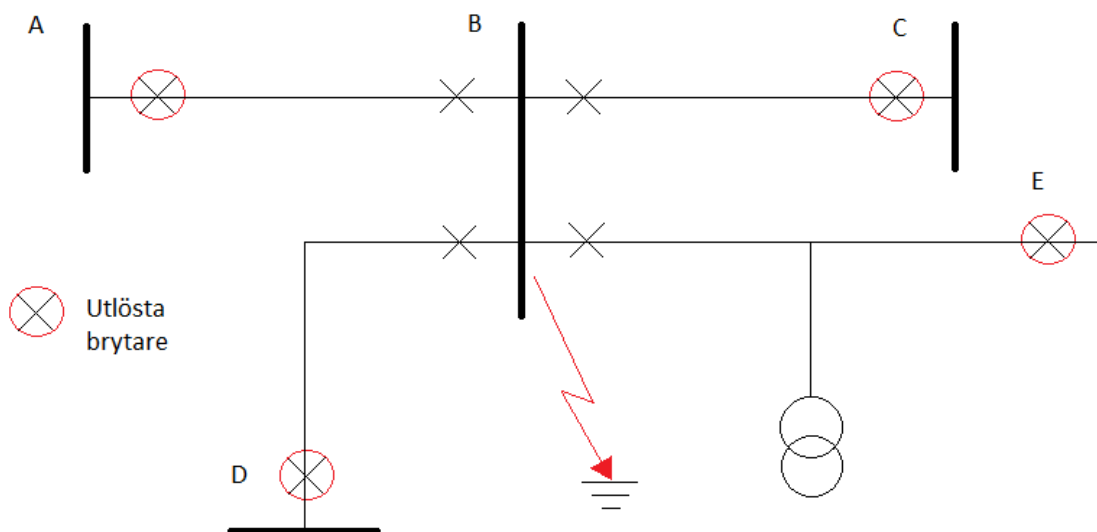
Ett fel på samlingskenan är relativt ovanligt men måste ändå dimensioneras för då påföljderna kan generera till en stor omfattning skador. Ett fel på samlingskenan ger oftast en stor kortslutningsström som måste kopplas bort snabbt för att begränsa den termiska

påverkan. En utlösningssimpuls för ett modernt samlingsskeneskydd är cirka 20 ms, beroende på vilken typ av brytare som används fås en manövertiden på 40–60 ms. Vilket medför en total bortkopplingstid på 60–80 ms. Beroende på vilken spänningsnivå som samlingsskeneskyddet ska jobba i fungerar det på olika sätt. När ett samlingsskeneskydd har till uppgift att skydda en samlingsskena på 130 kV kan två olika tekniker användas. För den ena tekniken används Kirchhoffs strömlag, se figur 4.3. Den andra tekniken är att låta ledningsbrytarna i angränsade stationer koppla bort felen, detta visualiseras i figur 4.4 nedan. [4], [31]



Figur 4.3 Samlingsskeneskydd med strömsummeringsprincipen. Figuren är framtagen med inspiration av ” Reläskyddsfilosofi samlingsskeneskydd [31]

I figur 4.3 illustrerar hur ett ekvivalent schema kan se ut för ett samlingsskeneskydd när Kirchhoffs strömlag används. Detta reläskydd är ett differentialskydd där reläet summerar alla strömmar som går in mot skenan och jämför det med de summerade strömmarna som går ut från skenan.



Figur 4.4 Samlingskeneskydd med ledningsbrytarprincipen, Figuren är framtagen med inspiration av ” Reläskyddsfilosofi samlingskeneskydd [31]

I figur 4.4 visas ett enlinjeschema över ett 130 kV nät där ett fel på skena B. Vilket medför att ledningsbrytarna i angränsade stationer löser vid steg 2. Denna metod för felbortkoppling ger en trippetid på 40 ms adderat med manövertiden på cirka 20–40 ms. Att använda sig av denna metod medför svårigheter att använda ledningsskydden i avgränsade stationer som primärreläskydd för samlingskenan. Framförallt när motstående ände på det överliggande nätet är starkt jämfört med nätet som ska kopplas bort.

På spänningsnivån 6 kV – 50 kV används ett överströmsskydd för bortkoppling av en kortslutning som sker direkt under transformatorns nedsida och på samlingskenan. Detta reläskydd fungerar även som ett reservskydd för ledningsskyddet. [4]

4.6 Transformatorskydd

Vid en onormal påkänning så som ett åsknedslag kan en svaghet i transformatorn resultera i ett transformatorfel. En svaghet kan till exempel vara en förorening eller vatten i transformatoroljan. Detta bidrar till att en ökad risk för ett överslag i transformatorn som i regel sker mot jord men kan även ske mellan lindningarna.

Det finns en mängd olika transformatorskydd och variationen beror på vilken typ av transformator, storlek och spänningsnivå. När brytaren löser ut av signal från differentialskydd, gasvakt, nollpunktspänningsskydd eller tryckvakt aktiveras tillslagsmanöver och kan endast återställas i stationen. Följande reläskydd kan användas för att skydda transformatorn: [4], [29]

- Differentialskydd
- Gasvakt
- Jordfelsdifferentialskydd

- Jordfelskydd
- Nollpunktspänningsskydd
- Transformatorimpedansreläskydd
- Tryckvakt
- Övermagnetiseringsreläskydd

4.6.1 Nollpunktsspänningsskydd

Som ett huvudskydd till transformatorn och samlingsskenan används nollpunktsspänningsskyddet som reläskydd för skydd mot jordfel. Då nollföljdsspänningen är densamma i hela nätet kan inte nollpunktsspänningsskydd användas för en selektiv bortkoppling av ett fel. Däremot används reläskyddet som ett reservskydd till ledningarnas jordfelskydd. Detta reläskydd är i regel försett med en tidsfördröjning för att ge jordfelskydden på ledningen tid att kunna koppla bort felet. Nollpunktsspänningsskyddet använder två tidssteg, där steg 2 löser ut sekundära sidan av transformatorn, steg 3 löser ut både primära- och sekundära sidan av transformatorn samt utlöser tillslagsmanöverblockering på den aktuella transformatorn. [29]

4.7 Kortslutningsskydd

När två eller tre spänningsförda faser förs samman i ett kraftsystem uppkommer en kortslutning. Detta kan även ske vid ett enfasigt jordfel. Beroende på vilken del i systemet som ska skyddas från en kortslutning kan reläskyddet utföras på olika sätt. [4]

Vid en transformator används differentialskydd för att skydda komponenten mot en kortslutning. Genom att mäta strömmen på primär- och sekundärsidan med hjälp av strömtransformatorer kan en kortslutning upptäckas i transformatorn. [4]

För ledningar mellan 6 kV – 50 kV i ett radiellt nät förses i regel med ett oriktat överströmsskydd. Genom att förse överströmsskyddet med en tidsfördröjning upprättas selektivitet mellan reläskyddet och säkringar längre ut i nätet. [4]

Kortslutningsskydd som finns på 70 kV slingnät som har en spoljordning kan ett riktat distansskydd användas. Genom att förse distansskydden tidsfördröjning upprättas selektivitet i nätet. [4]

För ledningar på 130 kV- 400 kV används elektromekaniska distansskydd som detekterat på två- och trefasig kortslutning. Dessa bygger på två olika mätorgan där ena organet mäter en tvåfasigkortslutning och det andra organet mäter trefasig kortslutning. [4]

4.8 Översiktlig beskrivning av vakter

Som ett komplement för att skydda kraftsystemet vid fel finns det olika typer av vakter, vars uppgifter är att upptäcka ett inre fel på exempelvis transformatorn och lindningskopplaren eller ljusbågar vid händelse av kortslutning.

Gasvakt, även för kallad Buchholz relä har fått namnet från dess uppfinnare, är det viktigaste reläskyddet för transformatorn. Eftersom dess egenskap är att upptäcka alla fel som kan förekomma i en transformator. Gasvakten tillhör de absolutselektiva reläskydden som enbart detekterar för inre fel på transformatorn. Exempel på fel som kan uppstå är faskortslutning, jordfel, kärnfel och varvkortslutning. Vid en svag gasutveckling i systemet sänds en signal men för en kraftig gasutveckling i transformatorn skickas en utlösningssimpuls. När gasvakten avsänt en utlösningssignal aktiveras även tillslagsmanöverblockering.

Tryckvakten används för att indikera för överlast samt inre fel som värmer upp transformatoroljan, denna vakt ger endast utlösningssimpuls. Tryckvakten kan även användas för lindningskopplaren då det i regel inte sitter någon gasvakt i denna komponent. Anledningen till att en tryckvakt installeras i lindningskopplaren är att manöver på lindningskopplaren bidrar till ökad förorening av oljan och ökad explosion. Efter en utlösningssimpuls från tryckvakten förses brytarna med tillslagsmanöverblockering. [31]

Ljusbågsvakens uppgift är att detektera ljusbågsfel i ett ställverk och kommunicera med övrig fränkopplingsutrustning som ska koppla bort felet. Vakten består bland annat av en fotodiod som är känslig för allt synligt ljus. Då en ljusbåge detekteras av fotodioden omvandlas den optiska signalen till en elektronisk signal och skickas därefter som utlösningssignal till aktuell brytare. Eftersom ljusbågsvakten är ljuskänslig kompletteras den med ett strömavbrott. Alltså måste dioden upptäcka en ljusbåge samt en mättransformator känna av en felström för att en utlösningssimpuls ska sändas. [4]

4.9 Reläskydds samverkan med mättransformatorer

En mättransformator används för att kunna använda elektriskt isolerade instrument på kraftsystemet. Den används även för att ge reläskydd det data de behöver för att kunna agera. Eftersom reläskydd använder sig av 12 V – 110 V krävs det att mättransformatorerna även kan transformera ner spänning och ström. En mättransformator kan liknas med en enfasig transformator där lindningarna dimensioneras kraftigt för att minimera effektförluster och spänningsfall. Denna komponent i kraftsystemet delas in i två typer av transformatorer, spänningstransformator där en vanlig spänningsnivå är 110 V på sekundära sidan och strömtransformator där en vanlig förekommande ström är 1 A eller 5 A på sekundära sidan. [32]

4.9.1 Spänningstransformator

Spänningstransformatorn primärsida kopplas parallellt med den aktuella kretsen som ska mätas. På den sekundära sidan av spänningstransformatorn ansluts en eller flera komponenter med hög resistans, till exempel reläskydd, voltmeter eller wattmeter. Vid transformering med en spänningstransformator kommer en fasförskjutning och ett spänningsfall uppstå i förhållandet till primärspänningen. Detta beskrivs som att transformatorn har ett *omsättningsfel* och ett *vinkelfel*. För att undvika ett spänningsfall har spänningstransformatorn en låg impedans vilket medför en stor kortslutningsström. [4]

För att klassificera spänningstransformatörer delas de in i noggrannhetsklasser där omsättningsfel anges i procent vid märkbörda och märkspänning. Märkbördan definieras som den skenbara effekten i VA. Där syftet för spänningstransformatören är att mäta spänningen används klassifikationen 0,1, 0,2, 0,5, 1,0 och 3. För att använda en spänningstransformator till att förse reläskydd med data används klass 3. [4]

För att ta fram omsättningen mellan sekundära och primära märkspänningen kan nedanstående formel användas.

$$m = \frac{U_{pn}}{U_{sn}} \quad (4.1)$$

där,

m = omsättning

U_{pn} = Märkspänning på primärsida

U_{sn} = Märkspänning på sekundärsida

För spänningsnivåer över 100 kV används i regel kondensatorspänningstransformatörer där tekniken bygger på seriekopplade kondensatorer som är anslutna mellan fas och jord. Denna teknik använder sig av den kapacitiva spänningsdelningen som sker mellan kondensatorerna. Den nedre kondensatorn parallellkopplas med en spänningstransformator för att ta emot en lägre mätspänning. [33]

4.9.2 Strömtransformator

Strömtransformatorns uppbyggnad beror på vilken noggrannhet som eftersträvas samt vilken primär märkspänning som den ska anslutas vid. På den sekundära sidan av strömtransformatorn ansluts apparater med låg resistans så som amperemeter, strömpoler i wattmetern eller reläskydd. Då flera komponenter ska anslutas mot den sekundära sidan av strömtransformatorn ska dessa kopplas i serie. Strömtransformatorn sekundärkrets måste alltid vara sluten vid drift eftersom den primära strömmen kommer ge upphov till en sekundärström. [33]

För att få en strömtransformator som klarar av att mäta den höga linjeströmmen samtidigt som att den ska kunna leverera den aktuella strömmen till reläskyddet krävs det en strömtransformator med rätt omsättning. Denna omsättning tar fram med nedslående formel. [4]

$$m = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} \quad (4.2)$$

där,

m = omsättning

I_{pn} = ström på primärsidan

I_{sn} = ström på sekundärsidan

För att klassificera strömtransformatorerna delas de in i noggrannhetsklasser där det procentuella strömfelet vid märksströmmen avgör vilken klass som strömtransformatorn tillhör. Då syftet är att använda strömtransformatorn för mätning används 0,1, 0,2, 0,5, 1,0 och 3. Klass 3 används på strömtransformatorer för övervakning och överlastskydd. [33]

5 Oselektiva felbortkopplingars påverkan på SAIDI

I denna del av rapporten kommer studiens resultat att presenteras med hjälp av statistik från VEAB. Resultatet har tagits fram med hjälp av en så kallad störningsuppföljningsfil, där företaget samlar avbrott som utmärkt sig och behöver analyseras, exempelvis oselektiva utlösningar.

Genom att sortera bort störningar som inte hade påverkat någon lokalnätskund, varit selektiva, haft en avbrottstid kortare än tre minuter och inte skickats vidare till för analys framkom 798 relevanta störningar mellan 1 januari 2015 till 30 juni 2019.

Redovisningen kommer att presenteras årsvis där uppdelningen av oselektiva störningar är grupperade enligt begränsningar i reläskydd, felfunktion i primärdel, hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning, induktionsfenomen, medvetet ställt oselektivt, onormal driftläggning, selektivplan felaktig, störning som orsakats av provning och störningsanalys ej möjlig. Det kommer även att presenteras total SAIDI-påverkan vid planerade arbeten, där resultatet tagits ifrån examensarbetet, *planerade arbetens påverkan på SAIDI* [5].

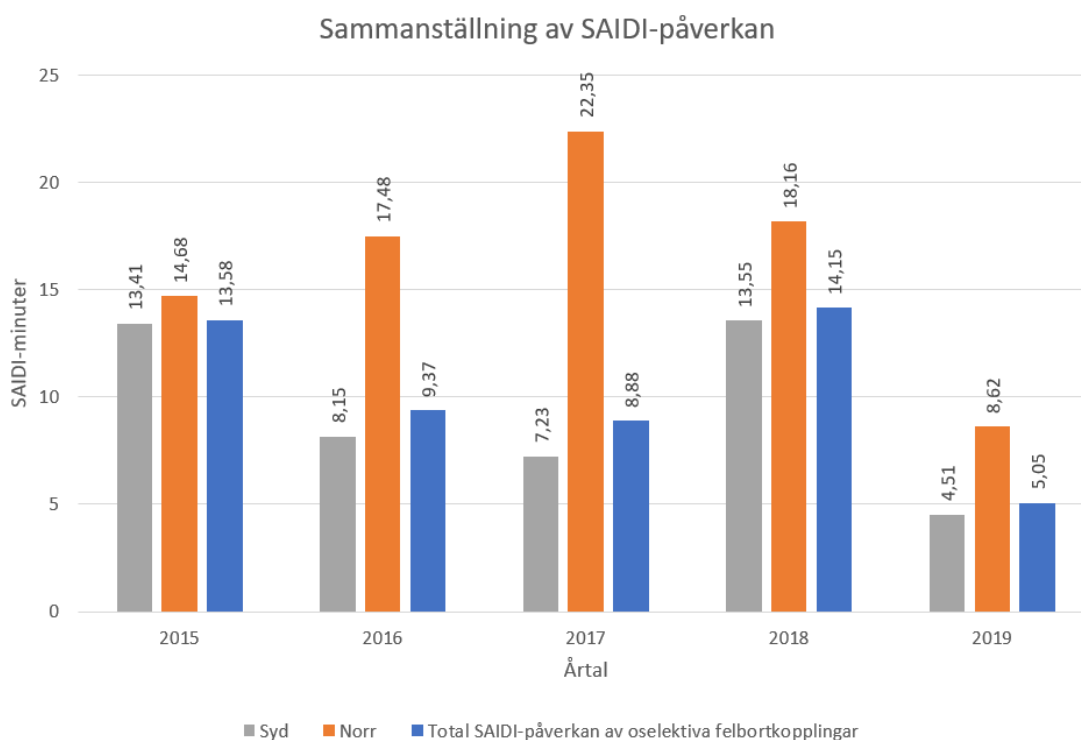
Resultatet kommer att presenteras både genom geografisk uppdelning och på Sverigebasis för att ge en så tydlig bild som möjligt.

Genom att använda standard formel för SAIDI har resultatet för *Syd* och *Norr* tagits fram enligt formel (2.3.b). För att få totala SAIDI i Sverige har beräkningar utförts enligt

$$\text{SAIDI Sverige}_{(\text{alla avbrott} > 3\text{min})} = \frac{\text{totalt antal minuter Syd} + \text{totalt antal minuter Norr}}{\text{antal kunder Syd} + \text{antal kunder Norr}} \quad (5.1)$$

5.1 Sammanställning av oselektiva felbortkopplingars påverkan år 2015 till mitten av 2019

Mellan år 2015 till 30 juni 2019 återfanns 574 störningar i Syd och 224 störningar i Norr som påverkade SAIDI-resultatet under perioden. I figur 5.1 nedan redovisas en sammanställning av oselektiva felbortkopplingars påverkan på SAIDI.



Figur 5.1 Sammanställning av SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar under perioden 2015 till 30 juni 2019 (AOEÖI)

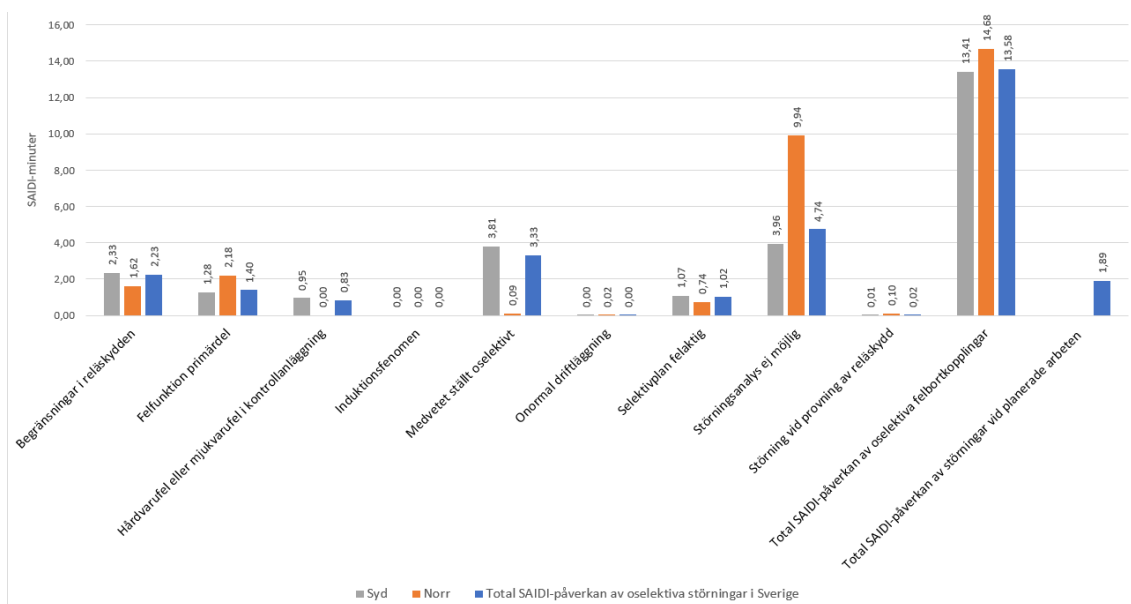
I figur 5.1 beskrivs det totala SAIDI som uppkommit till följd av oselektivitet. Staplarna i diagrammet visar ett resultat för Syd, Norr och ett för totalt i Sverige för varje år. Ett av åren som utmärker sig är år 2017 med 22,35 minuter i Norr, däremot utmärker sig inte SAIDI-värdet på Sverigebasis eller i Syd. Ur figur 5.1 utläses det även att för år 2016 utmärker sig avtalsområde Nord med 17,48 minuter, men inte totala SAIDI för Sverige gav inget framträdande resultat. Notera att för år 2019 har endast statistik från 1 januari till och med 30 juni tagits med, vilket inte ger ett fullständigt jämförbart resultat mot de tidigare åren.

Adderas de totala SAIDI för respektive år, mellan 2015 och 2018 fås ett medelvärde på 10,59 minuter per år.

5.2 Hur många SAIDI-minuter bidrog oselektiva felbortkopplingar med 2015–2019?

5.2.1 År 2015

För avtalsområde Syd återfinns 147 störningar som kan härledas till oselektiva utlösningar. Dessa störningar har resulterat i 13,41 SAIDI-minuter. I Norr inträffade 51 störningar som kan kopplas till oselektiva störningar. Detta medförde en SAIDI-påverkan på 14,68 minuter, se figur 5.2 nedan.



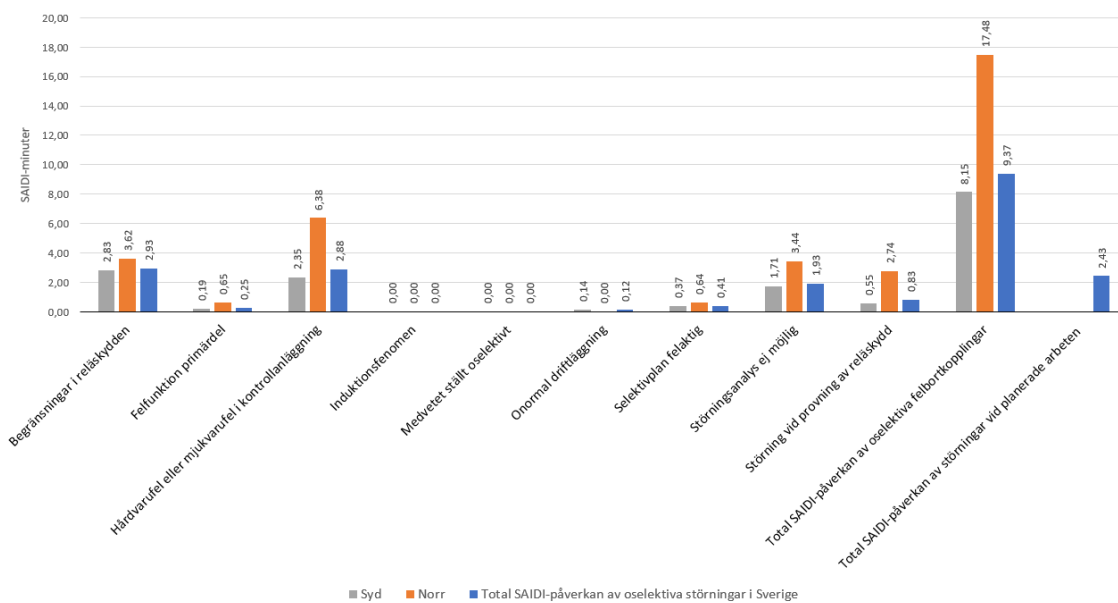
Figur 5.2 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2015

I figur 5.2 ses det olika kategorier som påverkat SAIDI vid oselektiva felbortkopplingar samt vid provning av reläskydd. Det redogörs även för totala SAIDI-påverkan vid planerade arbeten [5]. De kategorier som utmärker sig år 2015 är *störningsanalys ej möjlig* med 3,96 minuter för Syd och 9,94 minuter för Norr samt *begränsningar i reläskydd* med 2,33 minuter för Syd och 1,62 minuter för Norr. Det kan även utläsas att *medvetet ställt oselektivt* utmärker sig detta år med 3,81 minuter i Syd och 0,09 minuter i Norr. För total avbrotts tid och antal kunder, se bilaga A. Det framgår även ur tabell att antal SAIDI-minuter för *störning vid provning av reläskydd* uppgått till 0,02 minuter totalt i Sverige.

Kategorierna onormal driftläggning och induktionsfenomen ger låga utslag detta år. Onormal driftläggning innebär exempelvis att det har gjorts omkopplingar i nätet och att önskad selektivitet inte råder. Induktionsfenomen innefattar felbortkopplingar där en spänningshöjning skett på grund av induktion mellan parallellgående ledningar, skydden har alltså löst ut för överspänning.

5.2.2 År 2016

År 2016 hittades 129 fel i Syd som orsakats av oselektiva utlösningar. Dessa felbortkopplingar bidrog med 8,15 minuter på det totala SAIDI-värdet. I Norr samma period uppstod det 53 fel som kan relateras till oselektivitet. Detta medförde ett SAIDI-värde på 17,48 minuter, se figur 5.3



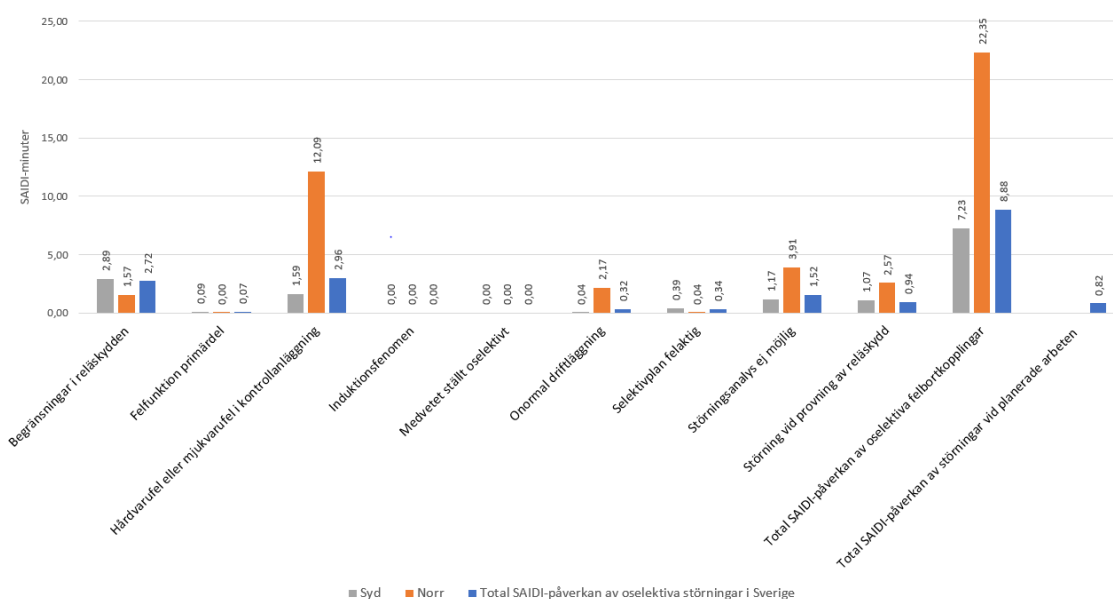
Figur 5.3 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2016

Figur 5.3 beskriver de olika grupperna som består av oselektiva utlösningar av reläskydd som påverkat SAIDI-värdet, det beskrivs även hur provning av reläskydd påverkat värdet. Den totala SAIDI-påverkan beskrivs för störningar i samband med planerade arbeten [5]. Under den aktuella perioden utmärker sig kategorin *härvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* där Syd bidrar med 2,35 minuter och Norr med 6,38 minuter samt att *begränsning i reläskydd* med 2,83 minuter i Syd och 3,62 minuter för Norr. Det ses även att *störningsanalys ej möjlig* bidragit med 1,71 minuter från Syd och 3,44 minuter från Norr. För antal kunder samt total avbrottstid, se bilaga C. Ur figuren framgår även att provning selektivt som oselektivt påverkat med totalt 0,83 minuter på det totala SAIDI-värdet

5.2.3 År 2017

Det lokaliserades 126 fel i Syd som kunde härledas till oselektiva felbortkopplingar år 2017. Dessa fel i Syd skapade ett SAIDI-värde på 7,23 minuter. I Norr samma år inträffade 33 oselektiva felbortkopplingar som bidrog med 22,35 minuter, se figur 5.4.

SAIDI-påverkan på grund av oselektiva felbortkopplingar – en analys baserad på Vattenfall Eldistribution AB:s nät

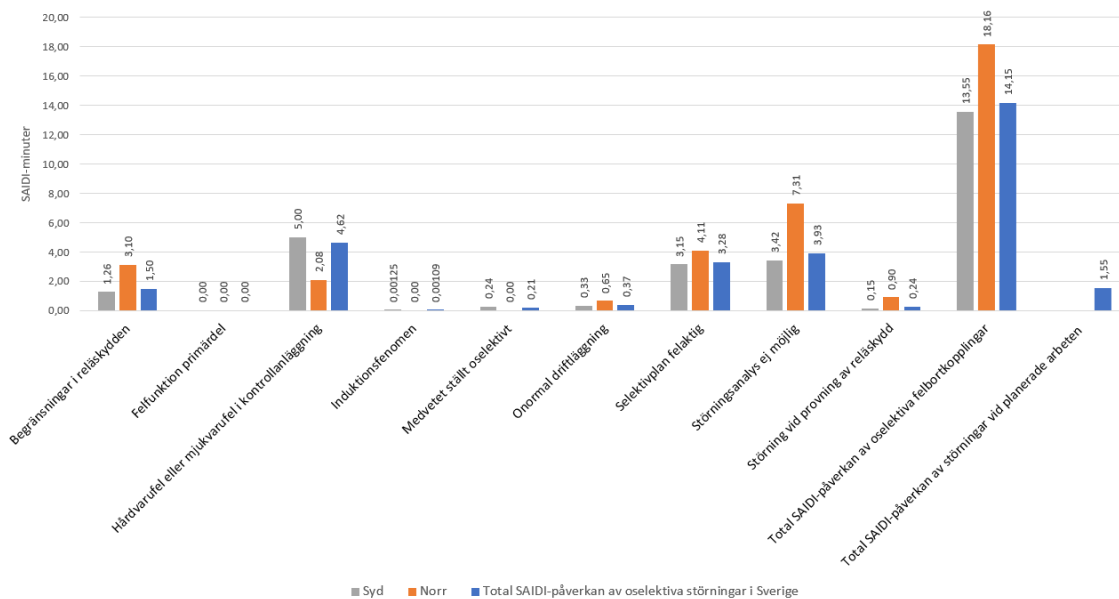


Figur 5.4 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2017

I Figur 5.4 ses olika kategorier som bidragit till SAIDI-värdet på grund av problem som orsakats av oselektivitet, det ses även hur provning påverkar avbrottsstatistiken. En av kategorierna består av SAIDI-påverkan vid planerade arbeten [5]. För år 2017 utmärkte sig *hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* där bidraget från Syd var 1,59 minuter och 12,09 minuter från Norr. Även kategorin *begränsning i reläskydd* visar på ett resultat med 2,89 SAIDI-minuter i Syd och 1,57 minuter i Norr samt *störningsanalys ej möjlig* som gav 1,17 minuter i Syd och 3,91 minuter i Norr. För antal kunder samt total avbrotts tid se bilaga E. Kategorierna för provning resulterade i ett totalt SAIDI-värde på 0,94 minuter under samma period.

5.2.4 År 2018

I Syd år 2018 inträffade 128 fel som orsakats av oselektiv utlösning. Dessa fel resulterade i att Syd bidrog med 13,55 minuter. Under 2018 återfanns 47 fel i Norr vars resulterande påverkan på SAIDI är 18,16 minuter, se figur 5.5.

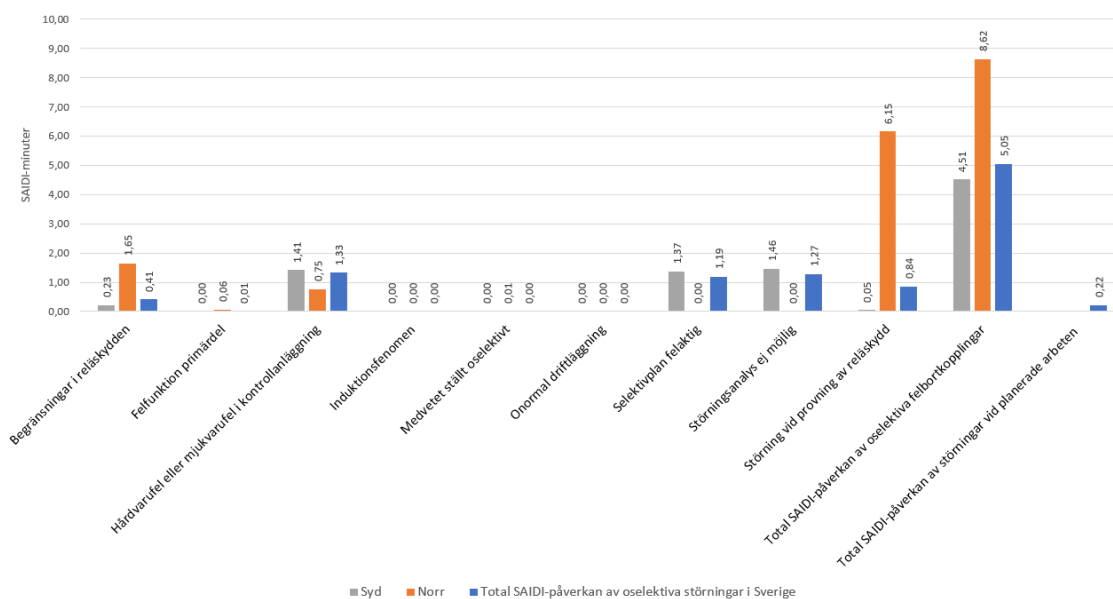


Figur 5.5 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2018

Figur 5.5 beskriver de olika typerna av orsakerna till oselektiva felbortkopplingar som i studien påverkade SAIDI-värdet, det framställs även hur störningar som inträffat vid reläskyddsprovning påverkar värdet. I diagrammet beskrivs det hur planerade arbeten påverkade SAIDI-värdet under 2018 [5]. Den kategori som utmärker sig mest är *hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* där Syd bidrar med 5,0 minuter och Norr 2,08 minuter samt *störningsanalys ej möjlig* bidragit med 3,42 minuter för Syd och 7,31 minuter för Norr. Det framgår även att *selektivplan felaktig* gav tydlig inverkan på SAIDI med 3,15 minuter i Syd och 4,11 minuter i Norr. Se bilaga G för total avbrotts tid samt antal kunder. Samma år hittades störningar som orsakats av provning vilket resulterade i 0,24 minuter totalt i Sverige.

5.2.5 År 2019 (till och med 30 juni)

I figur 5.6 nedan utläses det att år 2019 mellan 1 januari och 30 juni återfanns 44 störningar i Syd som orsakats av oselektivitet. Dessa störningar tillförde 4,51 minuter till det totala SAIDI-värdet. I Norr för samma period uppstod 40 fel där orsaken var oselektiv utlösning. Detta genererade till 8,26 minuter påverkan på SAIDI-värdet.



Figur 5.6 SAIDI (AOEÖI) vid oselektiva felbortkopplingar år 2019

I Figur 5.6 redovisas SAIDI-resultatet för de första sex månaderna av år 2019 som påverkats av olika problem med oselektivitet, det framgår även hur resultatet påverkats av provning. Det redogörs även för hur planerade arbeten påverkar SAIDI-värdet, tidsperioden för den undersökningen är dessvärre endast mellan januari och april 2019. [5].

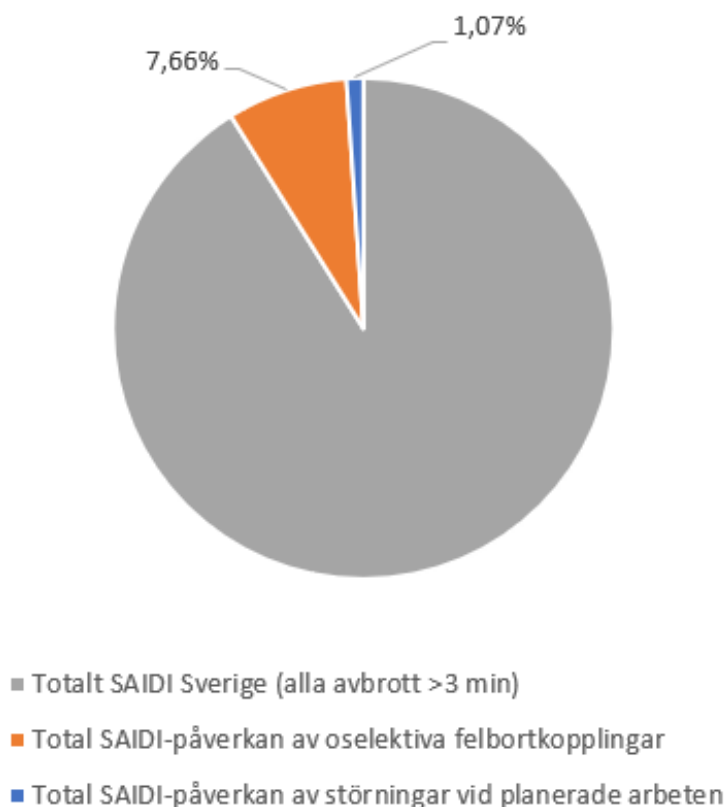
En av grupperna som utmärker sig är *störning vid provning utlösning* där Syd bidrog med 0,05 minuter och Norr med 6,08 minuter. Det beskrivs även hur *hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* bidragit med 1,41 minuter i Syd och 0,75 minuter i Norr samt att gruppen *störningsanalys ej möjlig* bidrog med 1,46 minuter i Syd. Se bilaga I för total avbrottstid och antal kunder. Figuren visar att totalt i Sverige under samma period orsakade provning 0,89 minuter

5.3 Procentuell sammanställning av vad felen beror på

Notera att Figur 5.7 – 5.10 som redovisas i följande kapitel redovisar en procentuell uppdelning av SAIDI-minuter som beror på oselektiva störningar inklusive störningar som skett i samband med provning.

5.3.1 Procentuell årssammanställning 2015

År 2015 återfanns totalt 198 störningar i Sverige som resulterat i 13,58 minuter, detta ger att cirka 7,66 % av totalt SAIDI påverkas av reläskyddsproblem. SAIDI-påverkan vid planerade arbeten var 1,89 minuter vilket resulterade i 1.07 % av det totala SAIDI, se figur 5.7.

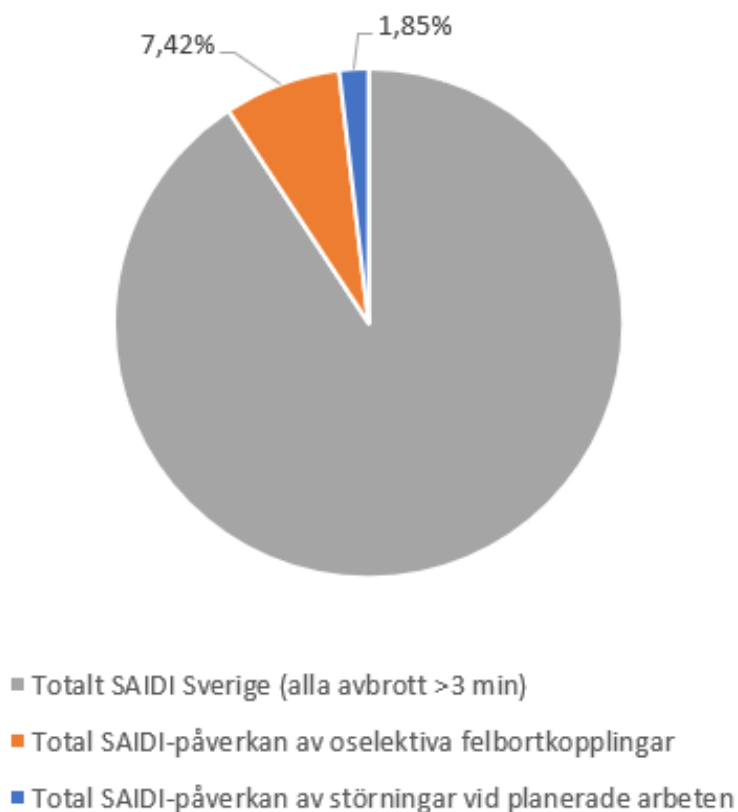


Figur 5.7 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2015 [5], [34]

I figur 5.7 utläses en procentuell jämförelse mellan hur avbrott orsakade av oselektiva störningar samt avbrott vid planerade arbeten påverkat det totala SAIDI-värdet på Sverigebasis. Hela cirkeln motsvarar 100 % vilket är den totala avbrottstiden per kund år 2015, alltså de tre färgerna i diagrammet utgör tillsammans SAIDI-resultatet för det givna året. Uppdelningen syftar till att visualisera hur stor del av den totala avbrottstiden per kund och år som kan härledas till störningar orsakade av oselektiv utlösning av reläskydd, detta i förhållande till planerade arbetens påverkan på SAIDI [5].

5.3.2 Procentuell årssammanställning 2016

182 fel hittades år 2016 i Sverige vilket ger 9,37 minuter, som resulterar i cirka 7,42 % av total SAIDI påverkan av oselektiva störningar. I figur 5.8 redovisas det att vid planerade arbeten var SAIDI-påverkan 2,34 minuter vilket ger 1,85 % av det totala SAIDI i Sverige.

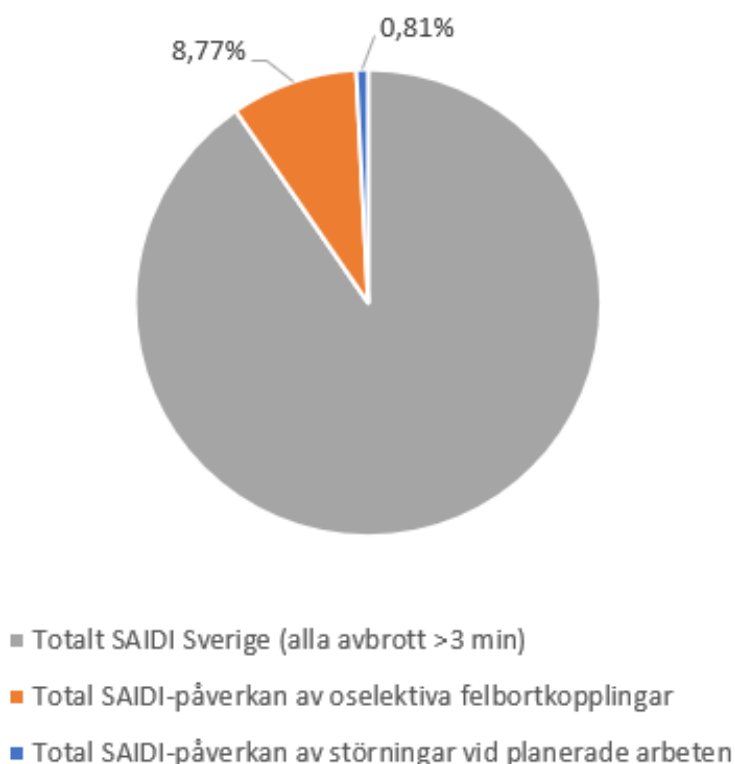


Figur 5.8 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2016 [5], [34]

I figur 5.8 ses en jämförelse mellan hur avbrott orsakats av oselektivitet och avbrott vid planerade arbeten i procent av det totala SAIDI-värdet Sverigebasis. Figuren visar en cirkel som motsvarar 100 % vilket är det totala avbrottstiden per kund år 2016, vilket genererar till att de tre färgerna i figuren motsvarar tillsammans SAIDI-värdet som är givet för det året. Indelningen visualiserar hur stor andel störningar som beror på oselektiv utlösning av reläskydd samt följdfel vid planerade arbeten påverkat det totala SAIDI Sverige [5].

5.3.3 Procentuell årssammanställning 2017

År 2017 hittades 159 störningar i Sverige som genererade till 8,88 minuter, vilket ger cirka 8,77 % av total SAIDI-påverkan av oselektivitet. Vid planerade arbeten var 0,82 minuter vilket gav cirka 0,81 % av total SAIDI, se figur 5.9 nedan.

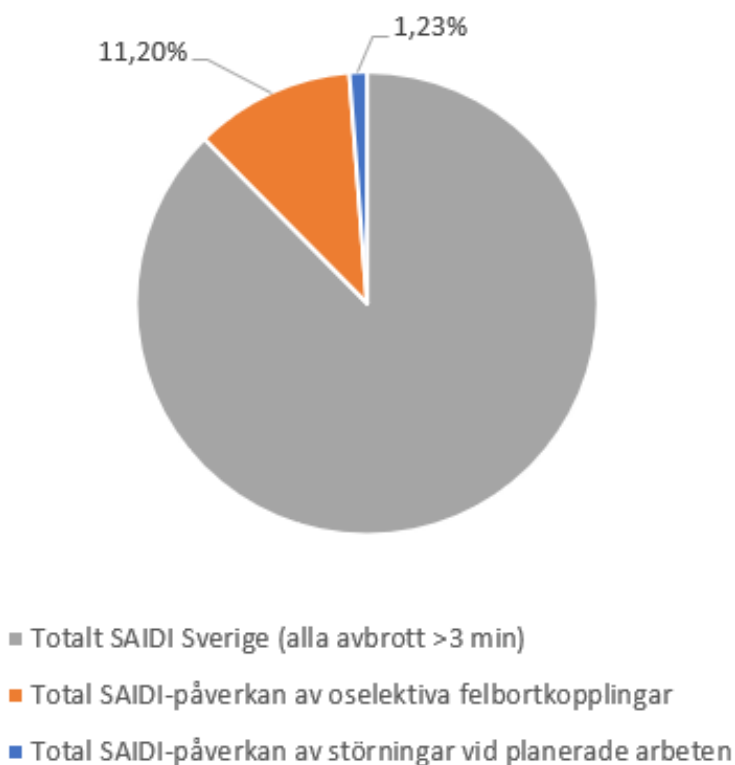


Figur 5.9 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2017 [5], [34]

Figur 5.9 beskriver en jämförelse mellan störningar orsakats av planerade arbeten samt oselektiva störningar i procent av det totala SAIDI-värdet på Sverigebasis. Cirkeln i figuren beskriver 100 % vilket är det totala SAIDI år 2017, Genom att det tre olika färgerna i diagrammet tillsammans utgör det totala SAIDI-resultatet för det givna året. Grupperingen syftar på att ge en visuell förståelse för hur stor del av den totala avbrotts tiden som kan härledas till oselektiv utlösning av reläskydd samt i förhållande till planerade avbrotts påverkan på SAIDI [5].

5.3.4 Procentuell årssammanställning 2018

År 2018 hittades totalt 175 störningar i Sverige vilket medfört 14,15 minuter, detta ger att cirka 11,20 % av totalt SAIDI påverkas av oselektiva reläskyddsutlösningar. SAIDI-påverkan vid planerade arbeten redovisas var 1,23 minuter vilket resulterade i 1.23 % av det totala SAIDI, dessa siffror visualiseras i figur 5.10.



Figur 5.10 Årssammanställning för SAIDI (AOEÖI) år 2018, [5], [34]

Figur 5.10 utläses en procentuell jämförelse mellan hur avbrott orsakade av felaktig utlösning av reläskydd samt avbrott vid planerade arbeten påverkat det totala SAIDI-värdet på Sverigebasis. Hela cirkeln motsvarar 100 % vilket är den totala avbrottstiden per kund år 2018, alltså de tre färgerna i diagrammet utgör tillsammans SAIDI-resultatet för det givna året. Uppdelningen syftar till att visualisera hur stor del av den totala avbrottstiden per kund och år som kan härledas till störningar orsakade av oselektiv utlösning av reläskydd, detta i förhållande till planerade arbetens påverkan på SAIDI [5].

5.3.5 Procentuell årssammanställning 2019

Eftersom årssammanställningen för respektive år beräknas och skickas in till Energimarknadsinspektionen efter första halvåret in på nästkommande år fanns det inte tillgång till år 2019 års totala SAIDI-minuter vid den tidpunkt som studien genomfördes.

5.4 De fyra vanligaste felorsakerna - förklaring

Nedan ges en beskrivning över de fyra problemkategorier som mellan åren 2015 och 2019 haft störst påverkan på det årliga SAIDI-resultatet. Denna beskrivning ges med anledning till en djupare förståelse vilka faktorer som påverkar SAIDI vid oselektiva störningar, de fyra vanligaste problemkategorierna beskrivs nedan i nummerordning.

- 1) *Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* - Var den mest förekommande anledningen till oselektiv utlösning av reläskydd mellan åren 2015 och 2019. I

kategorin innefattas störningar orsakade av att det blivit ett fel i någon komponent i kontrollanläggningen. Exempelvis kan det innebära att reläskyddet blivit felkonfigurerat vid installation, inte haft rätt riktning eller att en utlösningsskrets varit defekt. I denna kategori återfinns även trasiga komponenter, till exempel materiella fel såsom att de brunnit upp eller varit gamla.

- 2) *Störningsanalys ej möjlig* – Inom denna kategori finns störningar som inte kan analyseras på grund av bristfällig information om händelseförloppet. Exempelvis saknas det data från störningsskrivaren då den aktuella störningen blivit överspelad med en senare störning eller så saknas själva störningsskrivaren. Eftersom informationen är bristfällig går det inte att fastställa vilka typer av reläskydd som löst ut, vad som kan utläsas är att somliga störningar beror på att jordfelsskydden varit felvända.
- 3) *Begränsningar i reläskydden* – Den tredje felkategorin innehåller störningar som uppkommit på grund av att det aktuella reläskyddet inte känt av felet eller har egenskapen att känna av det. Flertalet av störningarna inom denna kategori beror på att ledningsskydden inte är utrustade med transienta och intermittenta jordfelsskydd. Det framgick ur störningsuppföljningsfilen att även skydd som har transient- och intermittentsfunktion har problem att upptäcka den typen av jordfel, detta innebär att reläet för transformatorns nollpunktsspänningsskydd löser ut istället och alla utgående ledningar från den aktuella stationen fränkopplas.
- 4) *Selektivplan felaktig* – I störningsuppföljningsfilen hittas inom denna kategori även störningar som orsakats av att selektivplanen varit felaktig, reläskyddet för dessa störningar löste alltså rätt enligt den givna selektivplanen men fel enligt driftläggningen. En felaktig inställning kan vara att börvärdet för kortslutningsströmmen varit för lågt inställt eller att utlösningstiden för ett reläskydd vart felaktig.

5.5 Felorsaker - möjlig lösning

Nedan ges möjliga lösningar på de felorsaker som omnämns i kapitel 5.4, numreringen är i samma kronologiska ordning som i föregående kapitel.

- 1) *Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning* – Då de felaktiga utlösningarna som faller inom denna kategori beror på olika orsaker finns det flera olika lösningar. Då det framgår ur störningsuppföljningsfilen att felorsaken är gamla reläskydd är en eventuell lösning att inventera elnätet, med syftet att inom en given period byta alla reläskydd av äldre modell och på så vis förebygga avbrott. En annan eventuell lösning för att förebygga såväl mjuk- som hårdvarufel är att korta ner intervallen för underhållsprov om detta är möjligt. Alternativt utöka antalet okulärbesiktningar för att undvika synliga hårdvarufel. Ibland går dessvärre reläskydden sönder av oförutsägbara anledningar och sådana felorsaker går inte att förebygga.

- 2) *Störningsanalys ej möjlig* – I kapitel 5.4 förklaras att störningar inom denna kategori inte kunnat analyserats och därför inte kunnat delas in i någon störningskategori. Då störningsskrivarna har överspelats är aktuellt att undersöka möjligheten att uppgradera till ett större minne så att störningsinformation kan lagras för sedan analyseras. I de kontrollanläggningar som saknar störningsskrivare bör det installeras för att kunna samla in störningsinformation. Detta är rimligtvis ett första steg för att få ett fullständigt störningsunderlag för att sedan ta beslut om ytterligare åtgärder för ett minskat SAIDI. Rimligtvis skulle det vara möjligt att konsolidera mätdata från störningar i realtid, i en central databas. Därigenom kan standardrapporter från respektive störning upprättas samt analyser utföras. I förlängningen är eventuella AI-tillämpningar en lösning på dessa problem, det skulle innebära såväl ett smart elnät som effektivare störningsanalyser.
- 3) *Begränsningar i reläskydden* - Då reläskydden är begränsade och inte har transient- eller intermittentfunktion kan dessa bytas ut för att undvika att friska delar av nätet kopplas bort. I kapitel 3.7 förklaras det att reläskyddsutrustning inte hinner känna felströmmen för transienter vars felimpuls tidsintervall är kortare än utlösningstiden för reläskyddet. För att förhindra denna typ av störning kan det vara aktuellt att undersöka om det går att förkorta utlösningstiden (som normalt ställs mellan 20–40 ms) för det aktuella skyddet. Det är även intressant att undersöka om det finns möjlighet att skärpa utlösningsvillkoren. Önskvärt är att få ett jordfelsskydd med samma karaktäristik som ett samlingsskeneskydd har då dessa har en hälften så lång utlösningstid (11 – 20 ms) [28],[31].
- 4) *Selektivplan felaktig* – För denna felkategori bör störningarna även fortsättningsvis följas upp och selektivplanerna ses över. Störningsuppföljningsfilen visar på att VEAB har ett fungerande arbetssätt för denna typ av oselektiva felbortkopplingar.

6 Diskussion

Genom att analysera oselektiva felbortkopplingar och kategorisera dem efter störningarnas felorsaker som presenteras i figur 5.1–5.5 har studien uppfyllt målet att beskriva grundorsakerna för dessa oselektiva felbortkopplingar. Figur 5.6 redovisar att i Norr var SAIDI-minuterna nästan genomgående högre än i Söder, detta med anledning att det är färre antal kunder på ett större område i Nord än i Syd. Med denna anledning kan resultatet misstolkas som att avtalsområde Nord har fler antal avbrott än avtalsområde Syd.

Författarna benämnde en felkategori som *störningsanalys ej möjlig*. För denna felkategori kan grundorsaken till den oselektiva utlösningen inte fastställas eftersom informationen ifrån störningsuppföljningsfilen inte var tillräcklig, för att störningsskrivare saknas eller var överspelade. Då det inte fanns tillräckligt med tid för att analysera dessa störningar mer ingående presenterades kategorin som en egen felorsak. På grund av att denna felkategori är en av de som är mest förekommande finns det en möjlighet att resultatet inte speglar de verkliga orsakerna till oselektiva felbortkopplingar.

Det hade varit intressant att redovisa vilka typer av skydd, inställningar och fabrikat som oftast löser ut, för att eventuellt se något mönster. Dessvärre kunde inte konsekvent data kring dessa uppgifter utläsas från de filer som författarna hade tillgång till. För att eventuellt kunna analysera detta hade ytterligare filer behövts men då tiden var begränsad till 10 veckor har detta uteslutits från studien. Utifrån störningsuppföljningsfilen framgår det att transformatorns nollpunktsspänningsskydd givit upphov till oselektiva felbortkopplingar inom kategorin *begränsningar i reläskydd*, framförallt då intermittenta jordfel inträffat vilka vissa av dagens reläskydd har svårt att detektera. I Figureerna 5.1–5.5 för felkategorin *begränsningar i reläskydd* har Syd ungefär lika stort värde som Norr under den analyserade perioden. Vilket kan tyda på att nätet i Syd har större problem med *begränsningar i reläskydd*, som exempelvis transienta intermittenta jordfel, vilket också är vanligare i kabelnät än i luftledningsnät.

För felkategorin *störningar vid provning av reläskydd* har resultatet visat att detta inte är en sedvanlig faktor som påverkat VEAB:s totala SAIDI. Författarna ser detta som en mänsklig faktor som inte går att undkomma eftersom ett kraftsystem behöver underhållas. Vilket i fåtal fall inneburit att en störning uppkommit i anslutning till en provning av reläskydd.

I resultatet framkom felkategorier med låg SAIDI-påverkan, en av dessa är *medvetet ställt oselektivt*. Denna kategori hade däremot höga siffror år 2015. En möjlig anledning till de tillfälliga siffrorna kan vara storstörningar som inneburit omkopplingar till onormal drift (eller ej efter selektivplan) i nätet, detta för att minska antalet strömlösa vid störningarna och efterarbetet. Med storstörningar avses exempelvis stormen Alfrida och Gudrun eller liknande stormar.

Figureerna 5.7 – 5.10 presenteras de olika procentandelarna som oselektiva avbrott representerade i förhållande till det totala SAIDI-resultatet respektive år. Som minst var det 6,76 % och då påverkade *störningar vid planerade arbeten* 1,85 % vilket var ett högsta värde i den undersökningen.

Eftersom resultatet tagits fram utifrån den dokumentation som VEAB samlar in redovisas en sammanställning av faktiska och konkreta värden för oselektiva felbortkopplingar. Dokumentationen som givits från VEAB förutsätts spegla verkligheten, dock är det upp till den enskilda operatören i driftcentralen att avgöra om en felbortkoppling är oselektiv eller inte. Det vill säga att på grund av den mänskliga faktorn kan det förekomma ett visst mörkertal med störningar som inte uppmärksammats.

Metoden som användes gick ut på att börja med den första felbortkopplingen i störningsuppföljningsfilen som inträffade 01-01-2015 och därefter succesivt gå igenom dag för dag. Författarna valde att hoppa över de felbortkopplingar som var svåra att matcha ihop med Darwin i första genomgången. Detta medförde att störningsuppföljningsfilen behövde genomgå en ytterligare gång, vilket kan ha lett till att sammanställningen tog längre tid än nödvändigt. Anledningen till att utföra sammanställningen på det viset var att det var svårt och tog tid att finna en metod som fungerade. Även om den använda metoden gav resultat skulle den kunna effektiviseras enkelt genom att inte gå igenom filen två gånger utan tagit itu med komplexa störningar från början.

Då störningsuppföljningsfilen hade genomgått en andra granskning var det 25 störningar som inte hittades i filen från Darwin. Med hjälp utav VEAB:s SCADA-system kunde en manuell jämförelse utföras, med anledning att ta fram ett så sanningsenligt resultat som möjligt. Genom att i SCADA-systemet söka upp varje brytarorgan samt sammanställa antal minuter som brytarorganet vart frånslaget återfanns 16 av 25 störningar. Resterande 9 störningar återfanns inte eller var för svåra att analysera.

För vissa felbortkopplingar fick avbrottsinformation approximeras då det förekom olika data i DarWin och störningsuppföljningsfilen angående samma avbrott. Avvikelserna kan således bidra till ett något missvisande resultat. En anledning till skillnaderna i informationen kan vara att driftläggningen vid avbrottet var annorlunda än vid analysen eller i dagsläget. Vid enstaka tillfällen har inte alla brytorgan funnits med i DarWin-filen men redovisats i störningsuppföljningsfilen, detta har bidragit till att då författarna manuellt kollat i SCADA-systemet har SAIDI-värdet uppskattats för driftläggningen december 2019. Alltså kan SAIDI-resultatet skilja sig från det faktiska värdet vid störningstillfället.

En annan eventuell felkälla är att avbrottstiden enbart återfanns i hela minuter från Darwin. Dessvärre innebär det att då störningar kortare än tre minuter sorterades bort kan även sådana avbrott som varat längre än tre minuter men inte avrundats upp till fyra minuter sorterats bort. Resultatet kan därmed vara något missvisande.

Under studiens gång har författarna diskuterat huruvida de oselektiva felbortkopplingarna påverkar kundnöjdhet och avbrottsersättning för VEAB. Någon ekonomisk beräkning har inte utförts eftersom författarna inte haft möjlighet att studera det på grund av tidsbrist. Hur kundnöjdhet beräknas i sammanhanget hade inte författarna förkunskaperna för att beräkna, all mindre tidsmöjligheten att leda studien i en sådan inriktning. Där emot har författarna konstaterat att det är intressant att jämföra detta med den kostnad det skulle kosta att lösa de problem som resultatet antyder.

Information har hämtats från tidigare examensarbeten, interna källor, kurslitteratur och övriga elektroniska källor, insamlingen av information har fungerat bra. Inom VEAB har information hämtats och tagits fram i mötessituationer både formella och informella sådana. Viss information har erhållits genom mejlkontakt vilket också fungerat bra, det har sällan inneburit någon väntan på svar.

7 Slutsatser

Andelen oselektiva felbortkopplingar som påverkar SAIDI har varierat under de år som analyserats och följer ingen trend förutom att SAIDI för avtalsområde Nord ligger högre än Syd.

Utifrån det resultatet som presenterats kan slutsatsen dras att oselektiva felbortkopplingar mellan åren 2015 - 2018 bidragit med ett genomsnitt på cirka 10,59 SAIDI-minuter. Ur resultatet framgår det även att oselektiva störningar påverkar SAIDI, framförallt fel på hårdvara eller mjukvara i kontrollanläggningen, begränsningar i reläskydden, felaktig selektivplan. Det finns en andel störningar som inte kunnat analyseras då data för dess störningar saknas, vilka utgör den tredje största felkategorin.

Av de analyserade åren förekom det årligen störningar som inte kunde analyseras och för dessa var brist på störningsskrivare och minne i befintliga sådana en genomgående trend i studiens resultat. Det tyder på att resurser bör läggas på att uppdatera samt förse fler reläskydd med störningsskrivare. Detta bör göras för att kunna analysera alla störningar och därmed klargöra grundorsaken för samtliga oselektiva felbortkopplingar i VEAB:s elnät.

I takt med kablifieringen har andelen störningar som orsakats av intermittenta jordfel ökat, då till exempel vissa skydd inte känner av dessa fel eller saknar funktionen att känna av dessa. Genom att byta ut gamla skydd och minska utlösning- och återställningstiden på befintliga skydd kan oselektiva utlösningar till följd av intermittenta jordfel minskas, och därmed minskas SAIDI.

Störningar orsakade av provningar påverkar SAIDI en bråkdel av vad de övriga felorsakerna som tagits fram i studien gör. Det innebär alltså att lägga resurser på denna felkategori inte medför någon betydande minskning av SAIDI.

Arbetet har nått syftet och även de mål som sattes upp, dessutom har arbetet öppnat upp för diskussion om en investering till att byta ut gamla reläskydd och störningsskrivare så att Vattenfall Eldistribution ha möjlighet att förbättra sin elkvalitet och följa sitt SAIDI-mål. Arbetet har också öppnat upp för vidare arbeten för hur VEAB ska gå till väga för att minska oselektiva utlösningar.

7.1 Förslag till fortsatt arbete

Ett förslag på ett fortsatt arbete är att genomföra en studie för att undersöka hur mycket känsligheten kan reduceras för jordfelsskydd med transient och intermittentfunktion. Undersökningen skulle kunna testa olika fabrikat, modeller och variera utlösning- och återställningstiderna med syftet att finna någon inställning som upptäcker flest simulerade transienta och intermittenta jordfel. Ett sådant arbete skulle kunna användas för att skapa en modell som utgår ifrån hur VEAB skulle kunna genomföra en uppdatering av dessa reläskydd i sitt elnät. Detta hade medfört att SAIDI hade kunnat reducerats.

Ett ytterligare exempel på fortsatt arbete kan vara att kartlägga den faktiska kostnaden för det totala SAIDI som orsakas av oselektivitet i VEAB:s elnät. Kartläggningen kan exempelvis beröra kundnöjdhet och avbrottsersättning. För att sedan kunna jämföra dessa kostnader med vad investeringar för att minska SAIDI skulle kosta. Ska komponenter bytas ut med ekonomisk eller teknisk livslängd som riktmärke?

Det hade även varit intressant att räkna fram ett CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) på avtalsområde Nord och Syd. CAIDI räknas ut som kvoten av SAIDI och SAIFI. För att istället få ett mått på den genomsnittliga avbrottstiden för varje kundavbrott som påverkas av oselektivitet. Genom att få fram CAIDI för dessa problem kan en indikator tas fram för att se hur snabbt VEAB återgår till normal drift efter att det haft en störning som orsakats av oselektivitet. Alltså, vilka felorsaker bidrar till störst skada i elnätet och är svårast att avhjälpa.

Referenser

- [1] C.J. Wallnerström, G. Wigenborg, och M. Seratelius, ”Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2017: Statistik och analys av elavbrott”, Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, Sverige. [Online] Tillgänglig: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_R2018_16.pdf, hämtad 2019-11-13
- [2] R2018:16, 2018. [Online]. Tillgänglig: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_R2018_16.pdf, hämtad 2019-11-13
- [3] T. Hernvall, Å. Andersson, ”Åkes kompendium för Elkraftingenjörer samt Elkrafttekniker, Eldistribution”, Opublicerat material.
- [4] K-A. Jacobsson, S. Lidström, C. Öhlén, Elkraftshandboken: Elkraftssystem 1. 3:e uppl, Stockholm, Sverige: Liber AB, 2016
- [5] J. Hendberg, E. Lundgren, ”Planerade arbetens påverkan på SAIDI: analys baserad på Vattenfall Eldistribution AB:s nät,” Examensarbete för kandidatexamen, institutionen för ingenjörsvetenskap, Högskolan väst, Trollhättan, Sverige, 2019. [Online]. Tillgänglig: http://hv.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=5366&pid=diva2%3A1339708&c=1&searchType=SIMPLE&language=sv&query=Planerade+arbetens+paverkan+pa+SAIDI&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&q2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all, hämtad: 2019-11-13
- [6] Elsäkerhetsverket, ”EMC och elkvalitet,” 2015. [Online]. Tillgänglig: <https://www.elsakerhetsverket.se/om-oss/vi-arbetar-med/tillsyn-och-marknadskontroll/EMC/EMC-och-elkvalitet/>, hämtad 2019-12-15
- [7] Riksdagen, ”Ellag (1997:857),” 2019. [Online]. Tillgänglig: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857, hämtad 2019-12-16
- [8] Energimarknadsinspektionen, ”Elavbrott,” 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.ei.se/sv/for-energikonsument/el/Elnat/elavbrott/>, hämtad 2019-12-16
- [9] C. Sjöberg, B. Gustavsson, ”R2010:8 Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering,” Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, Sverige, 2010. [Online]. Tillgänglig: https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202010/EI_R2010_08.pdf, hämtad 2019-11-21
- [10] Vattenfall Eldistribution AB, ”El utan avbrott – Vad får det kosta? Investeringsrapport 2018,” 2018. [Online] Tillgänglig: https://www.vattenfalleldistribution.se/globalassets/om-oss/vara-nyheter/vattenfall_eldistr_investeringsrapport_2018.pdf, hämtad 2019-11-21
- [11] Vattenfall Eldistribution AB, internt material, opublicerat.
- [12] K. Bassem Yehia, V. Abdowod, ”Analys av indikatorerna AIT, AIF, SAIDI, och SAIFI i lokalnätet,” Examensarbete för elektroingenjör med inriktning mot elkraft, institutionen för ingenjörsvetenskap, Högskolan väst, Trollhättan, Sverige, 2019. [Online]. Tillgänglig: <http://hv.diva-portal.org/smash/get/diva2:1290706/FULLTEXT01.pdf>, hämtad 2019-11-21

- [13] Vattenfall Eldistribution AB, internt material, opublicerat.
- [14] Vattenfall Eldistribution AB, internt material, opublicerat.
- [15] Vattenfall Eldistribution AB, ”Avbrottsersättning,” 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenfalleldistribution.se/kundservice/amne/stromavbrott/avbrottsersattning/>, hämtad: 2019-11-14
- [16] Vattenfall Eldistribution AB, ”Elens ursprung och miljöpåverkan,” 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenfall.se/foretag/miljo/vara-energislag/elens-ursprung/>, hämtad 2019-11-14
- [17] Vattenfall Eldistribution AB, ”Smarta elnät,” 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenfalleldistribution.se/vart-arbete/smarta-elnat/>, Hämtad 2019-12-12
- [18] Vattenfall AB, ”Hur en basstudie kan göra världen lite bättre,” 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenfall.se/fokus/trender-och-innovation/bastuide-kan-gora-varlden-lite-battre/>, hämtad 2019-12-12
- [19] Vattenfall AB, ”Mål och utfall,” 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://group.vattenfall.com/se/om-oss/vart-foretag/mal-och-utfall> , hämtad 2019-12-12
- [20] Vattenfall Eldistribution AB, internt material. Opublicerat.
- [21] D. Petersson, U. Astonsson. ”Eldistribution och kontrollanläggningar,” opublicerat material.
- [22] R. Andersson, J. Larsson, ”Jämförelse av riktade reläskyddsfunktioner i impedansjordade nät,” Examensarbete för elektroingenjör med inriktning mot elkraft, institutionen för ingenjörsvetenskap, Högskolan väst, Trollhättan, Sverige, 2014. [Online]. Tillgänglig: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:704866/FULLTEXT01.pdf>, hämtad 2019-12-22
- [23] A. Berlin, ”Kompletterande blad, Elanläggningsberäkningar för dimensionering av elkraftnät i normala drifttillstånd,” Opublicerat material.
- [24] J. Persson, ”Jordfelsproblematik i icke direktjordade system,” Examensarbete för Elektroingenjör med inriktning mot automation, intuitionen för elektro-och informationsteknik, Lund, Sverige, 2005. [Online]. Tillgänglig: https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5205_full_document.pdf, hämtad 2019-12-22
- [25] J. Hägg, ”Provning av reläskydd med intermittentfunktion,” Examensarbete för Elektroingenjör med inriktning mot automation, intuitionen för elektro-och informationsteknik, Lund, Sverige, 2011. [Online]. Tillgänglig: https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5284_full_document.pdf, hämtad 2019-12-22
- [26] I. Carlander, M. Holmberg, ”Undersökning och exemplifiering av ett oriktat jordfelskydd för detektering av dubbla jordfel i impedansjordade nät,” Examensarbete för elektroingenjör med inriktning mot elkraft, institutionen för ingenjörsvetenskap, Högskolan väst, Trollhättan, Sverige, 2016. [Online]. Tillgänglig: www.diva-portal.se/smash/get/diva2:910524/FULLTEXT01.pdf, hämtad 2019-12-22

- [27] Lund tekniska högskola, ”Intermittenta jordfel – vad är de och hur kan de återskapas?”, 2010. [Online]. Tillgänglig: https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Short%20article/5273_Smf.pdf hämtad 2020-01-11
- [28] MMA LAB, tankesmedja inom elkraft, ”intermittenta jordfel i distributionsnät”, 2016. [Online]. Tillgänglig: <http://mmalab.se/Elkraftteknik/transienta%20intermittenta%20jordfel.html>, hämtad 2019-12-22
- [29] ABB, ”Transformatorer”, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://new.abb.com/substation-automation/sv/produkter/reläskydd-kontroll/combiflex/relatillbehor/transformatorer>, hämtad 2019-11-21
- [30] H. Bring, O. Emanuelsson, ”Vinkelfelet i mätkretsens påverkan på riktade jordfelsskydd”, Examensarbete för elektroingenjör med inriktning mot elkraft, institutionen för ingenjörsvetenskap, Högskolan väst, Trollhättan, Sverige, 2015. [Online]. Tillgänglig: <http://hv.diva-portal.org/smash/get/diva2:802797/FULLTEXT01.pdf>, hämtad 2020-01-07
- [31] Vattenfall Eldistribution AB, internt material. Opublicerat.
- [32] M. Nilsson, R. Olsson, ”Framtagning av reläskyddsinställningar för en transformatorstation”, Examensarbete för elektroingenjörsprogrammet, fakulteten för teknik-och naturvetenskap, Karlstads universitet, Karlstad, Sverige, 2012. [Online]. Tillgänglig: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:548997/FULLTEXT01.pdf>, hämtad 2020-01-10
- [33] A. Alfredsson, K-A. Jacobsson, Elkraftshandboken: Elmaskiner. 3:e uppl, Stockholm, Sverige: Liber AB, 2016
- [34] Vattenfall Eldistribution AB, ”Avbrottsrapportering till Ei”, internt material, Opublicerat.

Bilagor

A: Beräkningsunderlag oselektiva felbortkopplingar SAIDI 2015

År 2015						
Område:	Syd		Norr		Total SAIDI-påverkan av oselektiva störningar i Sverige	
Antal kunder:	758849		114297		873146	
Bedömning av selektivitet	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI
Oselektivt - Begränsningar i reläskydden	1766478	2,33	184921	1,62	1951399	2,23
Oselektivt - Felfunktion primärdel	971233	1,28	248746	2,18	1219979	1,40
Oselektivt - Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning	723607	0,95	0	0,00	723607	0,83
Oselektivt - Induktionsfenomen	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Medvetet ställt oselektivt	2894494	3,81	9984	0,09	2904478	3,33
Oselektivt - Onormal driftläggning	1448	0,00	2393	0,02	3841	0,00
Oselektivt - Selektivplan felaktig	809458	1,07	84495	0,74	893953	1,02
Störningsanalys ej möjlig	3004419	3,96	1135560	9,94	4139979	4,74
Störning vid provning av reläskydd	5733	0,01	11434	0,10	17167	0,02
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						1,89

B: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2015

År 2015							
Område:	Syd		Norr		Totalt i Sverige		
Antal kunder:	757937		114147		872084		
SAIDI påverkan	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt SAIDI Sverige (alla avbrott >3 min) i %
Totalt SAIDI Sverige	107258196,38	141,51	47033003,18	412,04	154291199,56	176,92	100%
Total SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar	10176870,00	13,41	1677533,00	14,68	11854403,00	13,58	7,66%
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						1,89	1,07%

C: Beräkningsunderlag oselektiva felbortkopplingar SAIDI 2016

År 2016						
Område:	Syd		Norr		Total SAIDI-påverkan av oselektiva störningar i Sverige	
Antal kunder:	754635		113851		868486	
Bedömning av selektivitet	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI
Oselektivt - Begränsningar i reläskydden	2133944	2,83	412072	3,62	2546016	2,93
Oselektivt - Felfunktion primärdel	146070	0,19	74500	0,65	220570	0,25
Oselektivt - Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning	1773874	2,35	726086	6,38	2499960	2,88
Oselektivt - Induktionsfenomen	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Medvetet ställt oselektivt	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Onormal driftläggning	108512	0,14	0	0,00	108512	0,12
Oselektivt - Selektivplan felaktig	282842	0,37	73055	0,64	355897	0,41
Störningsanalys ej möjlig	1287796	1,71	391973	3,44	1679769	1,93
Störning vid provning av reläskydd	412008	0,55	311732	2,74	723740	0,83
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						2,34

D: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2016

År 2016							
Område:	Syd		Norr		Totalt i Sverige		
Antal kunder:	753699		113700		867399		
SAIDI påverkan	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt SAIDI Sverige (alla avbrott >3 min) i %
Totalt SAIDI Sverige	58588038,07	77,73	50895417,30	447,63	109483455,37	126,22	100%
Total SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar	6145046,00	8,15	1989418,00	17,48	8134464,00	8,53	7,42%
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						2,34	1,85%

E: Beräkningsunderlag oselektiva felbortkopplingar SAIDI 2017

År 2017						
Område:	Syd		Norr		Total SAIDI-påverkan av oselektiva störningar i Sverige	
Antal kunder:	762146		114543		876689	
Bedömning av selektivitet	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI
Oselektivt - Begränsningar i reläskydden	2201084	2,89	179461	1,57	2380545	2,72
Oselektivt - Felfunktion primärdel	65208	0,09	99	0,00	65307	0,07
Oselektivt - Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning	1212217	1,59	1384988	12,09	2597205	2,96
Oselektivt - Induktionsfenomen	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Medvetet ställt oselektivt	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Onormal driftläggning	30791	0,04	248545	2,17	279336	0,32
Oselektivt - Selektivplan felaktig	295579	0,39	4735	0,04	300314	0,34
Störningsanalys ej möjlig	888909	1,17	447447	3,91	1336356	1,52
Störning vid provning av reläskydd	814298	1,07	293866	2,57	1108064	1,26
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						0,82

F: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2017

År 2017							
Område:	Syd		Norr		Totalt i Sverige		
Antal kunder:	761199		114352		875551		
SAIDI påverkan	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt SAIDI Sverige (alla avbrott >3 min) i %
Totalt SAIDI Sverige	64553481,20	84,81	24056001,54	210,37	88609482,73	101,20	100%
Total SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar	5508086,00	7,23	2559141,00	22,35	18610316,09	8,88	8,77%
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						0,82	0,81%

G: Beräkningsunderlag oselektiva felbortkopplingar SAIDI 2018

År 2018						
Område:	Syd		Norr		Total SAIDI-påverkan av oselektiva störningar i Sverige	
Antal kunder:	773525		115393		888918	
Bedömning av selektivitet	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI
Oselektivt - Begränsningar i reläskydden	975858	1,26	358046	3,10	1333904	1,50
Oselektivt - Felfunktion primärdel	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning	3866282	5,00	240544	2,08	4106826	4,62
Oselektivt - Induktionsfenomen	967	0,00125	0	0,00	967	0,00109
Oselektivt - Medvetet ställt oselektivt	187094	0,24	0	0,00	187094	0,21
Oselektivt - Onormal driftläggning	254146	0,33	75289	0,65	329435	0,37
Oselektivt - Selektivplan felaktig	2438020	3,15	474245	4,11	2912265	3,28
Störningsanalys ej möjlig	2646695	3,42	843068	7,31	3489763	3,93
Störning vid provning av reläskydd	113458	0,15	103569	0,90	217027	0,24
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						1,55

H: Beräkningsunderlag procentuell uträkning av SAIDI 2018

År 2018							
Område:	Syd		Norr		Totalt i Sverige		
Antal kunder:	772572		115201		887773		
SAIDI påverkan	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt SAIDI Sverige (alla avbrott >3 min) i %
Totalt SAIDI Sverige	77069465,00	99,76	35135729,00	305,00	112205194,00	126,39	100%
Total SAIDI-påverkan av oselektiva felbortkopplingar	10482520,00	13,55	2094761,00	18,16	20920022,08	14,15	11,20%
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						1,55	1,23%

I: Beräkningsunderlag oselektiva felbortkopplingar SAIDI 2019

År 2019						
Område:	Syd		Norr		Total SAIDI-påverkan av oselektiva störningar i Sverige	
Antal kunder:	771617		115505		887122	
Bedömning av selektivitet	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI	Totalt antal minuter	SAIDI
Oselektivt - Begränsningar i reläskydden	175084	0,23	190512	1,65	365596	0,41
Oselektivt - Felfunktion primärdel	0	0,00	6788	0,06	6788	0,01
Oselektivt - Hårdvarufel eller mjukvarufel i kontrollanläggning	1089074	1,41	86791	0,75	1175865	1,33
Oselektivt - Induktionsfenomen	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Medvetet ställt oselektivt	0	0,00	1366	0,01	1366	0,00
Oselektivt - Onormal driftläggning	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Oselektivt - Selektivplan felaktig	1053356	1,37	0	0,00	1053356	1,19
Störningsanalys ej möjlig	1124512	1,46	0	0,00	1124512	1,27
Störning vid provning av reläskydd	38362	0,05	710862	6,15	749224	0,84
Total SAIDI-påverkan av störningar vid planerade arbeten						0,22