



Underhåll och provning av felbortkopplingssystem

Numeriska skyddsenheter

Elforsk rapport 12:21



Lars Messing, Gothia Power AB

Mars 2012

ELFORSK

Underhåll och provning av felbortkopplingssystem

Numeriska skyddsenheter

Elforsk rapport 12:21

Förord

Rapporten 12:21 är ett projektresultat av det samlade ramprogrammet för Underhåll, Diagnostik och Reinvesteringsstrategi som startades under 2010.

Målsättning med ramprogrammet är att:

- *identifiera utvecklingsinsatser för det strategiska reinvesterings- och underhållsarbetet som kan leda till förbättrad nätekonomi, samt att medverka till att dessa genomförs*
- *öka kunskapen om nya möjligheter med diagnostiska metoder för underhåll av elnät*
- *skapa möjligheter till att förbättra underhållets styrning och planering*
- *sprida kunskap med syfte att höja kompetensnivån inom området*
- *vara en brygga mellan högskoleforskningens resultat och branschens möjliga applikationer*

Prioriteringar inom programmet har gjort att måluppfyllelsen är mycket god vad beträffar kortsiktiga och handgripliga projekt, men svagare vad beträffar långsiktiga frågor och managementfrågor. Reinvesteringsstrategier liksom reservdelshållning saknas i projektportföljen.

De finansierande företagen i ramprogrammet är följande:

Svenska Kraftnät
Vattenfall Eldistribution AB
E.ON Elnät Sverige AB
Fortum Distribution
ABB AB
Göteborg Energi AB
Skellefteå Kraft Elnät AB
Jämtkraft Elnät AB
Umeå Energi Elnät AB
Jönköping Energi Nät AB
Gävle Energi AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB
Sundsvall Elnät AB
Borås Elnät AB
Växjö Energi Elnät AB
Borlänge Energi AB
Pite Energi AB

Ramprogrammets styrgrupp består av följande personer:

- Hans-Erik Carlsson E.ON Elnät Sverige AB, ordförande
- Rikard Persson Svenska Kraftnät
- David Håkansson Borås Elnät AB
- Mats-Erik Jansson, Jämtkraft Elnät AB
- Torbjörn Jernström Vattenfall Eldistribution AB
- Henrik Karlsson Fortum Distribution
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi Nät AB
- Örjan Kvist, Växjö Energi Elnät AB

- Thomas Fogelberg ABB Power Transformers
- Reyna Lind, Sundsvall Elnät AB
- Sven Jansson Elforsk AB, programansvarig

Sammanfattning

Enligt föreskrift utfärdad av Elsäkerhetsverket [7] "ska innehavaren av en starkströmsanläggning fortlöpande kontrollera anläggningens säkerhet". Eftersom felbortkopplingssystemet är grundläggande för anläggningssäkerhet måste detta tolkas som krav på återkommande kontroll och provning med bestämda eller behovsstyrda tidsintervall.

Normal praxis för underhåll och provning av relä- och felbortkopplingssystem är i mångt och mycket oförändrad sedan skyddssystemen var baserade på elektromekanisk och analog elektronikteknik. I samband med införandet av numerisk teknik för skydds- och kontrollutrustning har förutsättningarna förändrats. I den nya tekniken ingår "självövervakning" av skyddskomponenterna i stor utsträckning. Vidare använder skyddssystemen i vissa applikationer modern datakommunikation som en del av skyddsfunktionen. Med detta som grund finns behov av att se över hur underhåll och provning skall bedrivas på felbortkopplingssystem med skydds- och kontrollenheter baserade på numerisk teknik.

I denna rapport behandlas följande punkter:

Kartläggning av "svaga punkter i felbortkopplingssystemet. Utgående från statistik och erfarenhet har olika orsaker till felaktiga funktioner hos felbortkopplingssystemet identifierats.

Värdering av "normalt" underhåll av felbortkopplingssystem och hur detta är lämpligt för system med numeriska skydds- och kontrollenheter. Som underlag har frågelistor sänts ut för synpunkter till olika kategorier som är involverade i felbortkopplingssystemens uppbyggnad och underhåll; anläggningsinnehavare, driftpersonal, underhållspersonal och tillverkare. Det kan konstateras att provning sker i stort sett på samma sätt för elektromekaniska skydd, skydd baserad på analog elektronik och numeriska skydd. För numeriska skydd är ofta provintervallen längre än för övriga skyddstyper. Exempel ges på felaktigheter hos felbortkopplingssystemet som är svåra att identifiera med konventionell underhållsprovning.

Förfrågningarna har givit olika synpunkter på kraven på kompetens hos underhålls- och driftpersonal, för att säkerställa hög kvalitet på underhållsarbetet.

Möjligheter och komplikationer med numerisk teknik. Värdet av självövervakning och andra övervakningsfunktioner värderas. Slutsatsen av detta är att en stor del av hård- och programvarufelen i skydds- och kontrollenheter detekteras. Vidare detekteras vissa felaktigheter i övriga delar av felbortkopplingssystemet. Dock konstateras att övervakningsfunktionerna inte är 100%-iga.

Ny numerisk teknik har möjliggjort ökad flexibilitet men även ökad komplexitet. Därmed ökas risken för felaktiga konfigureringar och parameterinställningar. Det är svårt att direkt detektera dessa med de beskrivna övervakningsfunktionerna.

De numeriska skydds- och kontrollenheterna ger möjligheter att samla in omfattande information från både ostörd drift och från inträffade

driftstörningar. Därmed finns ökade möjligheter att identifiera felaktigheter vid störningsutredningar.

Felavhjälpning. Olika synpunkter på felavhjälpning diskuteras. Hur snabbt en felaktighet skall åtgärdas är beroende på hur vilka konsekvenser man kan få som följd av det identifierade felet. Vidare är det viktigt att följa upp felaktigheter för att kunna styra underhåll till "svaga" punkter.

Administrativa rutiner. Ordning och reda är grundläggande förutsättningar för att säkerställa tillförlitlighet hos felbortkopplingssystem. Väl definierade och enkla administrativa rutiner är ofta en förutsättning för "ordning och reda". Olika typer av instruktioner och andra styrande dokument bör finnas såsom: definition av ansvarsområden, kravspecifikationer, beskrivning av dokumentationsrutiner, underhållsinstruktioner, mm.

Kostnadsuppskattningar. Enligt föreskrift [7] ska kontroll av elektriska starkströmsanläggningar genomföras regelbundet. Detta tolkas som att funktionskontroller av felbortkopplingssystemet krävs. Hur detta ska genomföras och hur ofta kan dock inte utläsas av föreskriften. Ett sätt att ge underlag för ambitionsnivån är att göra en ekonomisk analys av kostnaden för underhåll i relation till kostnad för felaktiga felbortkopplingsfunktioner. I rapporten ges exempel på hur kostnadsuppskattning kan göras. Analyserna har relativt stora osäkerheter men kan tjäna som vägledning.

Krav på utrustning. Med utrustning menas här dels alla delar av felbortkopplingssystemet och dels den utrustning som används vid underhållsprovning. Kraven nedan gäller enbart ur underhålls- och provningssynpunkt och inte beträffande felbortkopplingssystemets prestanda i övrigt.

Förslag till underhållsarbete.

För anläggningar som nyligen är ny- eller ombyggda bör det övervägas att genomföra en djupare provning innan garantitiden gått ut. Denna provning kan ha en omfattning liknade driftsättningsprovningen.

Underhållsarbetet kan delas upp i olika delar vilka beskrivs;

Planering och förberedelse där förutom den personal som genomför underhållsarbetet i fält även inbegriper ansvariga för parameterinställningar och driftpersonal. I detta arbete föreslås att aktuella reläskyddsinställningar uppdateras och att de aktuella skyddens "historik" studeras för att styra provning/underhåll.

Genomförande av underhållsarbetet som i stort sett görs på traditionellt sätt men där den numeriska tekniken ger möjlighet för ytterligare enkla kontroller. Om möjligt görs prov av felbortkopplingssystemet med primäranläggningen tagen ur drift för att kunna inkludera så stor del av felbortkopplingssystemet som möjligt.

Uppföljning av underhållsarbetet där identifierade felaktigheter åtgärdas enligt bestämda rutiner. Dokumentation upprättas och delges ansvariga.

Summary

According to regulations issued by Elsäkerhetsverket (The National Electrical Safety Board) [7] "shall the owner of an electrical installation continuously verify the security of the installation". As the fault clearance system is essential for the security of the installation the interpretation of this requirement is that maintenance and test must be performed with regular time intervals or when required.

The normal praxis for maintenance and test of relay protection and fault clearance systems is in many way unchanged since the time when the relay protection systems were based on electromechanical or analogue electronic technology. The establishment of numerical technology for protection and control equipment has changed the prerequisites significantly. The new technology integrates "self supervision" of the components to a large extent. Furthermore data communication is used as a part of certain protection functions. Vidare använder skyddssystemen i vissa applikationer modern datakommunikation som en del av skyddsfunktionen. Thus there is a need to evaluate how to perform maintenance and testing of fault clearance systems with equipment based on numerical technology.

In this report the following items are dealt with:

Survey of "weak parts of the fault clearance system". From statistics and experience reasons to malfunction of the fault clearance system are identified.

Evaluation of "normal" maintenance of fault clearance systems and if it is applicable for systems with numerical protection and control units. Questionnaires have been formulated and sent to different categories involved in the design and maintenance of the fault clearance system; owners of electrical installations, power system operation personnel, maintenance personnel and manufacturers. It is concluded that the maintenance and testing is made mainly in the same way for electromechanical protection, protection based on analogue electronics and numerical based protection. The test intervals are often longer when numerical equipment is used. Examples are given of incorrectness that are difficult to identify with conventional testing.

From the questionnaires different opinions of competence requirement, to assure quality, for maintenance- and operation personnel are given.

Possibilities and complications with numerical technology. The value of self supervision and other supervision functions are evaluated. The conclusion is that the major part of the hardware and software errors in the protection and control units are detected. Furthermore it is concluded that errors in other parts of the fault clearance system are detected to some degree. The supervision functions will however not detect 100 % of the incorrect equipment.

The new numerical technology has enabled increased flexibility but also increased complexity. This results in risk of incorrect configurations and parameter settings. Such incorrectness is difficult to identify by means of supervision functions.

The numerical protection and control units enable the possibility to collect comprehensive information both from undisturbed operation as well as from disturbances. In disturbance analysis, using this information, incorrectness can be identified.

Correction of faults. Different aspects on fault correction are discussed. Repair time/revision time for the correction is dependent of the possible consequences that can occur due to the identified incorrectness. Furthermore it is essential to follow up the error types in order to concentrate maintenance to "weak" points.

Administrative routines. Order is essential to assure reliability of the fault clearance system. Well defined and simple administrative routines are often a prerequisite for order. Different types of instructions and other documents should be available such as; definition of responsibility areas, specification of requirements for equipment etc., description of documentation routines, maintenance instructions, etc.

Cost estimation. Electrical installations shall according to regulation [7] be inspected on a regular basis. The interpretation of this is that functional tests are required. How to do this and how often is not specified. The ambition level of the maintenance can be based on economic analysis where the cost of maintenance is compared to the reduced cost of disturbances that will be avoided with a certain level of maintenance. Examples of this type economic analysis are given. The analysis is relatively uncertain but can give guidance for the ambition level.

Equipment requirements. The equipment is understood to be all parts of the fault clearance system and the equipment used at maintenance testing. The requirements are only specified from point of view of maintenance and testing and not in other aspects.

Suggestion of maintenance praxis. For installation recently built or rebuilt it is suggested to perform a relatively detailed test before guarantee expires. This test should be similar to the commissioning test.

Regular maintenance can be divided into different activities:

Planning and preparation where, apart from maintenance personnel also relay engineers and operation staff should be involved. In this preparation it is suggested to review parameter settings of the protection to be tested and the "history" of the equipment should also be studied for input to the field maintenance.

The field test is mainly done in traditional way but the numerical technology enables additional simple tests. The test should be done, if possible, with the primary object taken out of service. This gives the possibility to include most of the fault clearance system in the test (circuit breaker, etc.)

Follow-up of the maintenance shall be made according to routines. Documentation is written and distributed to responsible parts of the organisation.

Innehåll

Summary	8
1 Bakgrund	1
2 Kartläggning av "svaga" punkter i felbortkopplingssystemet	2
2.1 Statnett	3
2.2 Svenska Kraftnät	3
2.3 Nuon	3
2.4 ENTSO-E, Nordel	4
2.5 Slutsatser av statistik	4
3 Värdering av konventionellt underhåll och provning av felbortkopplingssystemet	5
3.1 Synpunkter från anläggningsinnehavare	5
3.2 Synpunkter från driftpersonal	9
3.3 Synpunkter från underhållspersonal	13
3.4 Synpunkter från tillverkare	18
3.5 Sammanfattande värdering	21
3.5.1 Skyddsenheter (reläskydd)	21
3.5.2 Likströmssystemet	22
3.5.3 Mättransformatorer	22
3.5.4 Effektbrytare	23
3.5.5 Montage	23
3.5.6 Kompetens	23
4 Kartläggning av "möjligheter" och "svårigheter" som erbjuds från kontroll- och skyddsutrustning med numerisk teknik	24
4.1 Övervakningsfunktioner	24
4.1.1 Självövervakning i skydds- och kontrollenheter	24
4.1.2 Övervakning av ström- och spänningsmatning från mättransformatorer	24
4.1.3 Övervakning av hjälpspänningsmatningen	25
4.1.4 Övervakning av utlösningsskretsarna i felbortkopplingssystemet	26
4.1.5 Övervakning av kommunikationskanaler	26
4.1.6 Övervakning och kontroll av kopplingsutrustningens kondition ..	26
4.2 Insamling och lagring av information	26
4.3 Åtgärder via kommunikation	27
4.4 Risker som följd av numerisk teknik	27
5 Felavhjälpning	29
5.1 Hårdvarufel i Skydds- och kontrollenheter	29
5.2 Programvarufel i Skydds- och kontrollenheter	29
5.3 Fel montage	30
5.4 Konfigureringsfel	30
5.5 Fel i mätgivare (ström- och spänningstransformatorer)	30
5.6 Olämplig dimensionering av mätgivare	30
5.7 Fel i likströmssystemet (likriktare, batteri och likströmskretsar)	30
5.8 Olämpliga/felaktiga parameterinställningar	31
5.9 Störningsutredning	31
5.9.1 Analys av fel i distributionsnät	32
5.9.2 Analys av fel i transmissionsnät	34
6 Administrativa rutiner	36

6.1	Instruktioner	36
6.2	Ritningar och kopplingsscheman	36
6.3	Skyddsmanualer	36
6.4	Manualer för annan utrustning i felbortkopplings-systemet	37
6.5	Programvara och Datafiler med skyddskonfigureringsfiler.....	37
6.6	Inställningsblad för skydds- och kontrollenheter.....	37
6.7	Rapporter från underhållsprovning	37
6.8	Rapporter från störningsutredningar	38
7	Kostnadsuppskattningar	39
7.1	Ekonomiska förutsättningar	39
7.2	Exempel 1	40
7.3	Exempel 2	41
7.4	Ekonomiska slutsatser	41
8	Krav på utrustningen	43
8.1	Felbortkopplingssystemet	43
8.2	Provningsutrustning	43
8.2.1	Komplexa skyddsfunktioner	43
8.2.2	Enklare skyddsapplikationer	44
8.3	Datorhjälpmedel	44
9	Förslag för underhållsarbete	45
9.1	Underhållsintervall	45
9.2	Planering och förberedelse	45
9.3	Underhåll/Provning i station	46
9.3.1	Huvudpunkter vid grundkontroll av skydds/kontrollenhet.....	46
9.3.2	Huvudpunkter vid injiceringsprov av oriktad fasöverströmsfunktion.....	48
9.3.3	Huvudpunkter vid injiceringsprov av distansskyddsfunktion	48
9.3.4	Huvudpunkter vid injiceringsprov av riktad jordströmsskyddsfunktion (effektivt jordat system).....	51
9.3.5	Huvudpunkter vid injiceringsprov av riktad känsligt jordströmsfunktion (höghohmigt jordade system)	52
9.4	Uppföljning.....	52
9.5	Driftåtgärder	53
	Beteckningar och förkortningar	54
	Referenser	55

1 Bakgrund

Enligt föreskrift utfärdad av Elsäkerhetsverket [7] "ska innehavaren av en starkströmsanläggning fortlöpande kontrollera anläggningens säkerhet". Eftersom felbortkopplingssystemet är grundläggande för anläggningssäkerhet måste detta tolkas som krav på återkommande kontroll och provning med bestämda eller behovsstyrda tidsintervall. För kontrollutrustning anges inget bestämt tidsintervall men: "Kontrollen ska vara anpassad till anläggningens beskaffenhet, ålder, omgivande miljö och användning". Vidare anges att kontroll skall dokumenteras och denna dokumentation skall kunna uppvisas för Elsäkerhetsverket.

Normal praxis för underhåll och provning av relä- och felbortkopplingssystem är i mångt och mycket oförändrad sedan skyddssystemen var baserade på elektromekanisk och analog elektronikteknik. I samband med införandet av numerisk teknik för skydds- och kontrollutrustning har förutsättningarna förändrats. I den nya tekniken ingår "självövervakning" av skyddskomponenterna i stor utsträckning. Vidare använder skyddssystemen i vissa applikationer modern datakommunikation som en del av skyddsfunktionen. Med detta som grund finns behov av att se över hur underhåll och provning skall bedrivas på felbortkopplingssystem med skydds- och kontrollenheter baserade på numerisk teknik.

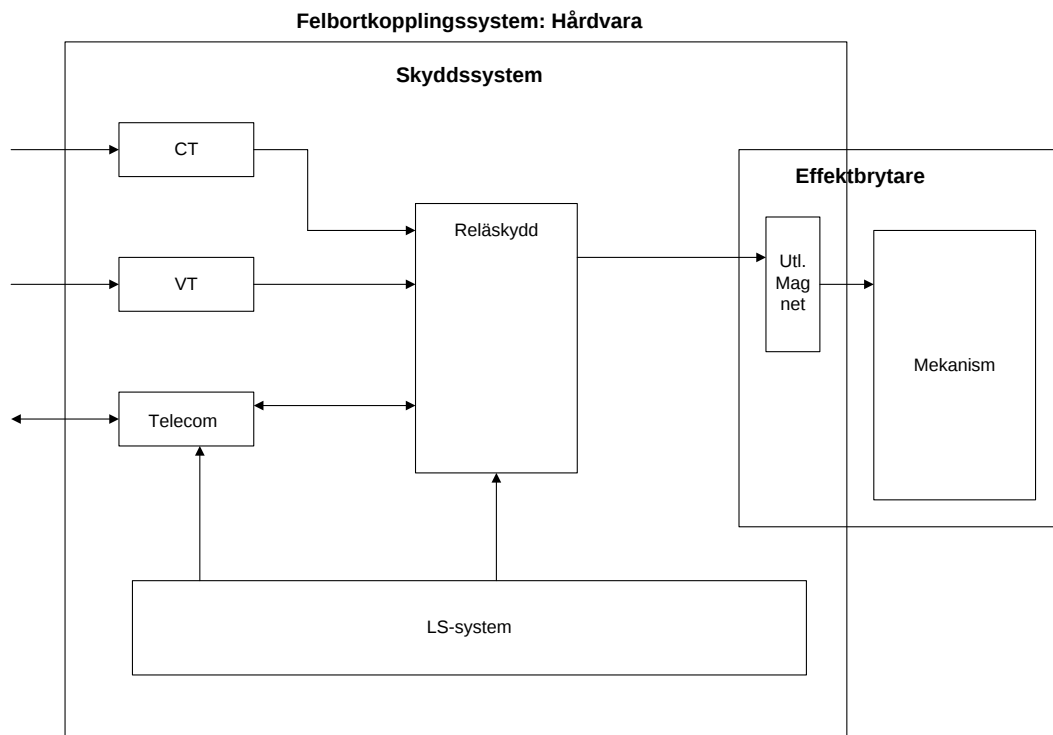
Projektet syftar till att erhålla ett effektivt och kostnadseffektivt underhålls- samt provningsarbete vilket innebär:

- Underhålls- och provningsarbetet skall leda till ökad pålitlighet hos felbortkopplingssystemet: Antalet uteblivna felbortkopplingar skall minskas
- Underhålls- och provningsarbetet skall leda till ökad säkerhet hos felbortkopplingssystemet: Antalet oönskade bortkopplingar av anläggningsdelar skall minskas
- Lämplig omfattning för underhålls- och provningsarbetet skall definieras, dvs. hur ofta och vad skall göras vid underhåll och provning

För att uppnå ovanstående mål ska nya metoder för underhålls- och provningsarbetet utvecklas.

2 Kartläggning av "svaga" punkter i felbortkopplingssystemet

Felbortkopplingssystemet för olika objekt i kraftsystemet innefattar en rad olika komponenter. Kopplingen mellan dessa komponenter kan beskrivas i Figur 1.



Figur 1, Schematisk bild av felbortkopplingssystem

För att felbortkopplingsfunktionen skall vara korrekt måste alla delar av felbortkopplingssystemet vara funktionsdugliga.

Tillförlitlig felbortkoppling eftersträvas vilket innebär följande två, till viss del motstridiga, krav:

- Pålitlig felbortkoppling (dependability), vilket innebär hög sannolikhet att inträffade fel bortkopplas
- Säker felbortkoppling (security), vilket innebär lågt antal oönskade bortkopplingar av primärobject i kraftsystemet

Övergripande mål för underhåll av felbortkopplingssystemet är att få så god tillförlitlighet som möjligt, till en rimlig kostnad.

För att kunna styra underhållsprovningen identifieras orsaker till felaktiga (uteblivna eller oönskade) felbortkopplingsfunktioner. Indelning kan göras enligt följande:

- Olämplig/felaktig konstruktion
- Felaktigt montage
- Fel i kontroll- och provningsförfarande (Instruktioner, Rutiner, Provningstrustning mm)
- Olämplig/felaktig konfigurering
- Hårdvarufel i skydds-/kontrollutrustning
- Programvarufel i skydds-/kontrollutrustning
- Fel i mätgivare (ström- och spänningstransformatörer)
- Olämplig dimensionering av mätgivare
- Fel i likströmssystemet (likriktare, batteri och likströmskretsar)
- Olämpliga/felaktiga parameterinställningar
- Miljö (Kyla, Fukt, Värme, Torka (statisk urladdning), Djur (Råttor, Möss, Fåglar (Fladdermöss) mm.)
- Olämplig driftläggning (onormalt driftläge)

Viss tillgänglig statistik ger följande information, som dock omfattar skydd av olika generationer, dvs. inte enbart numerisk skydds- och kontrollutrustning.

2.1 Statnett

Felstatistik för åren 2000 – 2009 [4] visar följande orsaker till icke korrekt skyddsfunktion, angivna i % av samtliga icke korrekta funktioner:

Konstruktion och montage: 29 %

Teknisk utrustning: 25 %

Övriga: 17 %

Personalfel: 15 %

Driftpåkänningar: 3 %

Personrelaterat, icke personal: 9 %

Omgivning: 2 %

2.2 Svenska Kraftnät

I översiktlig statistik från Svenska Kraftnät kan konstateras att merparten av felaktiga funktioner i felbortkopplingssystemet medför oönskad bortkoppling av anläggningsdel, dvs. pålitligheten är bättre än säkerheten.

2.3 Nuon

I [5] beskrivs översiktlig statistik över utlösningssystem i NUON (Holland) 110 och 150 kV nät under en period om 1 ½ år. Det konstateras att ca 50 % av alla tripfunktioner var felaktiga. Av dessa var ca hälften orsakade direkt av

mänskliga fel, d v s felinställda skydd och misstag vid reläprovning. Relativ liten andel berodde på felaktiga skydd.

2.4 ENTSO-E, Nordel

Enligt statistik från ENTSO-E RG Nordic (tidigare Nordel) [6] redovisas följande felstatistik för kontrollutrustning för 10 årsperioden 2001-2010.

**Tabell 1, Sammanfattad felstatistik för kontrollutrustning 2001 - 2010
ENTSO-E Norden**

Sp (kV)	Fel/100 utrustn, år	Procentuell fördelning beroende på orsak (%)						
		Åska	Andra omgivnings- faktorer	Extern påverkan	Drift och underhåll	Teknisk utrustning	Annat	Okänt
400	6,90	0,3	0,7	0,1	21,9	60,2	8,5	8,2
220	5,54	1,0	1,3	0,9	33,0	45,8	5,5	12,5
130	1,69	2,6	1,7	1,1	35,2	32,7	6,8	19,9

Även denna statistik ger relativt grov bild av orsaker till fel men "Drift och underhåll" torde inbegripa mänskliga handhavandefel. Vidare kan "Teknisk utrustning" delvis omfatta konstruktion och montage vilket också kan betraktas som felaktigheter beroende av den "mänskliga faktorn". Vidare är det alarmerande att orsaken till relativt stor andel av fel är okänd. God kvalitet på statistikföring av fel på kontrollutrustning är centralt för att kunna se var problemen är.

2.5 Slutsatser av statistik

Den tillgängliga statistiken över skyddsfunktionerna är mycket begränsad och det är därför svårt att dra noggranna slutsatser om vilka svaga punkter som finns i felbortkopplingssystemen. Vidare innefattar statistiken reläskyddssystem baserade på olika teknologier: elektromekanik, analog elektronik och numerisk teknik.

Följande lärdomar kan dock dras:

- Hård- och mjukvara hos skydds- och kontrollenheter, som normalt underhålls provas regelbundet, har trots detta en viss andel av felbortkopplingssystemets felaktigheter
- Handhavande av felbortkopplingssystemet är upphov till många felaktiga skyddsfunktioner. Detta gäller vid konstruktion, konfigurering, beräkning av inställningsparametrar, driftsättning och underhållsprovning.

Det är troligt att felaktig hård- och mjukvara hos skydds- och kontrollenheter är mindre förekommande i numeriska enheter jämfört med annan teknologi, beroende på självövervakning av numeriskt baserad utrustning.

Underhållsprovning och funktionskontroller bör lägga fokus på identifiering av "mänskliga fel". Dessa fel kan vara mycket svåra att finna. En förutsättning för detta är att underhållspersonal har hög kompetens. Vidare bör det finnas bra instruktioner och manualer samt väl utarbetade rutiner för provningen.

3 Värdering av konventionellt underhåll och provning av felbortkopplingssystemet

För att få underlag för värdering av underhåll och provning av felbortkopplingssystemet som det görs i dag har frågeformulär skickats till olika intressenter:

- Anläggningsinnehavare
- Driftpersonal
- Underhållspersonal
- Tillverkare

3.1 Synpunkter från anläggningsinnehavare

Nedan ges frågeställningarna och de inkomna kommentarerna, punkt för punkt.

1. Till vilken omfattning anses att utförandet av underhållsarbete hos anläggningsägare bör göras inhouse (med egen personal) kontra erhållas genom outsourcing (med inhyrd personal)?

Fortum: Inhouse 20% Outsourcing 80%.

SvK: SvK har totalentreprenad på underhåll av kontroll- och teleutrustning

2. Vilken kompetens krävs för underhållspersonal?
 - a. Reläskyddskunskap, hårdvara

Fortum: God

SvK: Enligt tekniska riktlinjer TR12-09

- b. Reläskyddskunskap, programvara

Fortum: Grund

SvK: Enligt tekniska riktlinjer TR12-09

- c. Kraftsystemkunskap

Fortum: God

SvK: Inga egentliga krav på systemkunskap, men viss erfarenhet

- d. Kommunikationskunskap

Fortum: Grund

SvK: Inga egentliga krav på systemkunskap, men viss erfarenhet

GENAB: Underhållet sköts i nätägarens regi. Utbildning fås genom praktisk erfarenhet och kunskapsutbyte med hjälp av kollegor. En del teoretisk och praktisk utbildning fås genom kurser av leverantörer och utbildningsinstitut. Vi försöker ha egen kunskap inom samtliga områden a-d.

3. Vilken kompetens krävs för beställare av underhåll på felbortkopplingssystem?

- a. Reläskyddskunskap, hårdvara

Fortum: God

SvK: Ingen spetskompetens krävs, men det ska finnas inom SvKs egna organisation (t. ex. teknikspecialister, analytiker, teknikstöd m. m.)

- b. Reläskyddskunskap, programvara

Fortum: Grund

SvK: Ingen spetskompetens krävs, men det ska finnas inom SvKs egna organisation (t. ex. teknikspecialister, analytiker, teknikstöd m. m.)

- c. Kraftsystemkunskap

Fortum: God

SvK: Ingen spetskompetens krävs, men det ska finnas inom SvKs egna organisation (t. ex. teknikspecialister, analytiker, teknikstöd m. m.)

- d. Kommunikationskunskap

Fortum: Grund

SvK: Ingen spetskompetens krävs, men det ska finnas inom SvKs egna organisation (t. ex. teknikspecialister, analytiker, teknikstöd m. m.)

4. Hur säkerställs att underhållspersonal har tillräcklig kompetens, dvs. hur sker utbildning och vem ansvarar för utbildning: entreprenör eller anläggningsinnehavare?

Fortum: Utbildning sker normalt i egen regi hos entreprenör resp hos anläggningsägare.

SvK: Kraven finns specificerade i TR12 (underhållsavtalet mellan SvK och entreprenören)

5. Hur specificeras underhållsarbetet?

Fortum: Enligt riktlinjer som dock ger utrymme för varierande provningssätt och omfattning.

SvK: Kraven finns specificerade i TR12 (underhållsavtalet mellan SvK och entreprenören)

6. Vilka krav finns för återrapportering från underhållsarbetet?

Fortum: Protokoll på funktionsvärden, avvikelser mm. Dock inte på rapport angående provningssätt.

SvK: All rapportering ska ske genom avrapportering (med bifogade felrapporter, provprotokoll mm) in i vårt underhållssystem "Banken"

7. Hur mycket får underhåll av felbortkopplingssystemet kosta?

Fortum: Finns ingen fastlagd nivå.

SvK: No limits, vi MÅSTE hålla och säkerställa att ellagen följs

GENAB: Vi lägger den tiden vi behöver för att systemen skall fungera. Då underhållet sker i egen regi kan vi utföra arbetet när inte andra arbeten är inplanerade.

8. Följer ni upp inträffade driftstörningar med avseende på felbortkopplingsfunktionen?

Fortum: Ja

SvK: Ja

GENAB: Ja! Vi har möten varje torsdag där samtliga hsp-störningar går igenom. Här deltar driftledare, vakthavande ingenjör och kopplingspersonal.

9. Finns statistik?

Fortum: Ja, men på en nivå som inte ger tillräcklig information för åtgärder.

SvK: Ja

GENAB: Ja

10. Hur styrs underhållsvolymen beroende på driftstörningstrend?

Fortum: På sikt följer driftstörningstrenden

SvK: Ingen direkt återkoppling, men ser man ett mönster på en viss felande komponent, så kan vi gå in och sänka provintervall

GENAB: Skulle det vara dåligt underhåll som orsakar en oselektiv utlösning sätter man naturligtvis in en punktinsats här, men det är oftast elektromekaniska skydd som orsakar den här typen av fel som beror på dåligt underhåll.

Det kan också vara så att vi upptäcker en feltrend på grund av att skydden åldras materiellt t.ex. RXIDE 43 då byter vi i stället ut dessa. Vi har även haft problem med att detektera intermittenta jordfel när det gäller numeriska skydd. Vi försöker då utreda vad detta beror på med hjälp av leverantör, varefter vi gör förbättringar.

11. Accepteras avbrott på primäranläggning för att genomföra underhållsarbete på sekundäranläggning?

Fortum: Normalt undviks det.

SvK: I vissa stationer (nära kärnkraft m. m.) planeras all provning in under avbrott, men då är det andra nätägare, producenter som har ställt dessa krav till SvK

GENAB: Ja! Om inte kunderna får avbrott.

12. Hur dokumenteras felbortkopplingssystemet och hur underhålls denna dokumentation (rutiner)?

a. Ritningar

SvK: Stationen, ritningsarkiv och eventuellt även i Banken

GENAB: Vi har ett dokumenthanteringssystem som administreras av vårt servicebolag. Om ändringar görs skall dessa delges dokumentationsansvarig, varefter renritade kopior sätts ut i station.

b. Kopplingsscheman

SvK: Stationen, ritningsarkiv och eventuellt även i Banken

GENAB: Som ovan

- c. Kopplingstabeller

SvK: Stationen, ritningsarkiv

GENAB: Som ovan

- d. Konfigurering av IED:er

SvK: SvK databas samt lokalt i stationen.

GENAB: Här sparas filerna oftast hos den som har gjort konfigureringen. Om någon utomstående har utfört konfigurering tas en backup av vår egen provare. Hanterbar backup brukar alltid finnas i något annat skydd i anläggningen. Vi har dock pratat mycket om att vi borde lägga in filerna på en gemensam yta.

- e. Parameterinställningar

SvK: SvK databas samt lokalt i stationen.

GENAB: Som ovan

- f. Provningsprotokoll

SvK: Banken

GENAB: Sparas på gemensam yta i GENABs Server.

- g. Datafiler som rör anläggningen (SCD m. m.)

SvK: Banken samt SvK databas

13. Kan testning/kontroll av felbortkopplingssystem via kommunikationssystem (fjärrtestning) accepteras?

SvK: Nej

Fortum: Nej

14. Vilka relevanta frågeställningar finns inte med här?

3.2 Synpunkter från driftpersonal

Nedan ges frågeställningarna och de inkomna kommentarerna, punkt för punkt.

1. Följer ni upp inträffade driftstörningar med avseende på felbortkopplingsfunktionen?

E.ON: DC har uppgiften att meddela Analysingenjören om det har löst felaktigt/konstigt. På 130 kV sker en viss uppföljning av Analysingenjören på alla störningar.

E.ON: Vid mer omfattande utlösning villkor följs alla störningar upp för kontroll av alla utlösningar och blockeringar.

Vattenfall: Ja, vid misstänkt felfunktion görs en störningsanalys.

GENAB: Ja! Vi har ett Nätinformationssystem Facil Plus

2. Finns statistik?

E.ON: Alla regionnätstörningar (40-130 kV) finns i en databas. Störningar i mellanspänningsnäten finns i Cadops som mer är inriktad på kundavbrott än varför det löste än vilket primärfelet var.

GENAB: Ja! Uppföljning sker månadsvis inom driftavdelningen och rapporteras till Energimyndigheten en gång per år.

3. Accepteras avbrott på primäranläggning för att genomföra underhållsarbete på sekundäranläggning?

E.ON: Inget vi planerar inför, av princip har man alltid kört under drift och systemen byggs för att kunna göra underhåll person och driftsäkert under drift.

E.ON: Helst inte får vara i undantagsfall. Jag anser att stationen är felbyggd om så måste göras.

Vattenfall: Primärprov och utlösningssprov genomförs normalt endast i samband med drifttagningar och misstänkta fel i kontrollutrustningen. För normalt underhållsarbete på reläskydd genomförs reläprov via provdon enligt fastställda underhållsplaner och då påverkas inte primäranläggningen.

GENAB: Ja! Om inga kunder blir störda

4. Hur hanteras den realtidsinformation som kommer till driftcentral och som kan ge indikationer på underhållsbehov?

Vattenfall: Driftcentralen meddelar Underhållsansvariga.

5. Vilka utredningar görs efter driftstörningar?

E.ON: Fellägesberäkningar vid direktjordat system för alla fel. Analys endast när bortkopplingssystemet felfungerat.

E.ON: Oavsett spänningsnivå analyseras allt som har löst oselektivt som meddelas Analysingenjören. Om det har löst oselektivt så skall en diareförd utredning skrivas. På 130 kV görs alltid en fällägesberäkning därmed ses alla dessa fel över oavsett om det löst korrekt eller ej.

Vattenfall: Störningsanalys.

GENAB: Vi har möte med avgående beredskapsstyrka varje torsdag där vi som arbetar med relä och kontrollutrustning ingår som vakthavande ingenjör. Här går vi igenom alla störningar, planerade kopplingar, samt signaler efter beredskapsveckan. Skulle en oselektiv utlösning uppstå utreds orsak av detta av vakthavande ingenjör (provningingenjör).

6. Hur hanteras logglistor från kontrollutrustning?

E.ON: Samlas i STINA databas där vi har kommunikation till stationer eller i databasen från vårt driftsystem. (Händelse och logglista från de signaler vi valt att koppla via RTU)

E.ON: I UDW sparas allt som kommer via RTU annars finns det ingen heltäckande databas. (STINA:s databas är ju bara för det som funka just då och vi har rätt många kommunikationsproblem på många håll. Behövs registreringen på grund av störningsanalys och den inte finns i STINA hämtas den på plats och sparas sedan på G-disken).

Vattenfall: I dagsläget kontrolleras de i samband med en störning då även störningsskrivarfiler tankas ur skydden som underlag för störningsanalys. I framtiden ska de hanteras på samma sätt som störningsskrivarfiler dvs. de tankas ur skydden och skickas till en central server.

GENAB: Vi har ett Network Manager system på vår driftcentral där händelser från stationerna samlas in och sparas. Informationen från stationerna varierar beroende på ålder och utrustning. Skall störningsskrivarfiler från skydden tankas av behöver vi besöka stationen. Vi har ett Metrum elkvalitetssystem där vi mäter ström och huvudspänning, samt nollspänning på våra samtliga krafttransformatorer.

7. Vid förändringar i primärsystemet krävs ofta omställning, omkonfigurering eller annan justering av felbortkopplingssystemet. Detta kan gälla anläggningar som inte byggs om men som påverkas av förändringen i kraftsystemet. Hur säkerställs att dessa aktiviteter genomförs?

E.ON: När det gäller förändringar på grund av ombyggnationer så finns det alltid en Selektivplane representant i alla projekt den personen är ansvarig för att felbortkopplingen fungerar efter ombyggnationen också (alltså både skyddsinställning i ny anläggning

samt ev omställning i anläggningar runt om). Vi försöker också ha återkommande rutin beräkningar med jämna mellanrum för att hitta de fel som har uppstått i ett projekt tyvärr har denna biten inte hunnits med så bra som det borde göras de senaste åren (t.ex. målet är att alla mellanspänningsnäts selektivplaner skall beräknas vart 8 år).

E.ON: När det gäller tillfälliga reläomställningar på grund av driftomläggningar (ej normalkopplat nät) försöker vi undvika att bygga nät som kräver detta. Om det ändå behövs är det Analysingenjören som är ansvarig för att dessa görs.

Vattenfall: Förändringar i primärsystemet drivs i projektform och det ingår då i projektet att se över hur felbortkopplingssystemet i angränsande stationer samt hur nätet i stort påverkas och att ställa om skydden vid behov.

GENAB: Vid ombyggnationer finns det en projektansvarig som måste se till att informationen kommer fram till någon i vår provningsgrupp, vilken skickar in arbetsbegäran. Driftorder upprättas där våra åtgärder kommer med som en punkt. Om det rör sig om driftåtgärder som uppkommer mindre planerat måste driftledningsingenjören se till att vakthavande ingenjören blir informerad.

8. Vilka relevanta frågeställningar finns inte med här?

E.ON: Hur stöder den information vi har idag från kontrollanläggningen driftoperatörens agerande vid fel?

E.ON: Vad ska man ha för filosofi när det gäller tillfälliga reläomställningar (på plats eller fjärr)? Hur ska man säkerställa att återgången till normalinställning inte glöms bort? (i dag ställer vi om på plats med provare som har en hög arbetsbelastning som skulle behöva pyssla med andra saker dessutom blir det ibland fel...)

E.ON: Vad ska man kräva har provats innan man driftsätter en ny anläggning? Hur säkerställs det att vi får den funktionen vi har krävt? (många av våra oselektiva utlösningar i nya stationer beror på felställda/konfigurerade skydd)

E.ON: Vilken kompetens måste Analysingenjören ha om varje enskild tillverkares skydd för att kunna göra en korrekt störningsanalys? (vi saknar idag spetskompetens vilket gör att vi inte förstår vissa felkonfigureringar innan det har gått för långt och gett flera utlösningar som har påverkat kunder i onödan).

E.ON: Hur sprider vi informationen från operativ drift till anläggningsägare/underhållare

GENAB: Sortering av information från skydden. Vad vill Driftledningsingenjören veta?

3.3 Synpunkter från underhållspersonal

Nedan ges frågeställningarna och de inkomna kommentarerna, punkt för punkt.

1. Hur utförs underhåll i dag?

One Nordic: Underhållsprov sker huvudsakligen på klassiskt sätt oberoende av generation på kontrollutrustning (elektromekanisk, elektronisk, numerisk) dvs. genom uppmätning av funktions och återgångsvärde för mätande relä, uppmätning av funktionstider, prov av signaler till signalsystem/fjärr, kontroll av inställningsvärde mot reläinställningsblad, uppmätning av driftstorheter, prov av utlösning till provdon/provbleck m.m.
Provningen utförs ofta manuellt men även semiautomatisk provning förekommer.

Vattenfall: Sekundärt underhållsprov för olika typer av reläskydd med ett tidsintervall 1, 2 eller 4 år beroende på typ.

GENAB: Reläprovning utförs var 4:e år på elektromekaniska och statiska skydd och var 6:e år på numeriska skydd med självövervakning. Underhållsprovning utförs med nätbolagets egen personal.

2. Sker underhållsprovning med primäranläggningen i drift?

One Nordic: Ja underhållsprovningen sker oftast med primäranläggningen i drift.

Vattenfall: Ja

GENAB: Ja. Vi har provdon eller provomkopplare överallt med undantag för Holec ställverk med Wic reläskydd.

3. Vilka komponenter ingår i underhåll av felbortkopplingssystemet?

One Nordic: Mättransformatorerna genom uppmätning av driftstorheter. Reläskydd och vissa automatiker.
Normalt mäts endast minus via reläspole i utlösningsenhet alternativt minus via frånslagsspole (UM) i brytare till provdon/provbleck beroende på utformning av utlösningsskedjan och utlösning av brytaren sker endast i undantagsfall. Vallogik för utlösning provas ej.

Vattenfall: Reläskydd ner till utlösningspluggar i reläskåp samt mätning av UM- från brytare. LS-system som likriktare och batterier, brytare, frånskiljare m. m. Underhålls av annan personal.

GENAB: Reläskydd provas enbart sekundärt. Brytarunderhåll utförs av vår serviceorganisation. Utlösningssprov från skydd till brytare ingår ej i underhållet.

4. Görs test på hela systemet eller testas varje objekt för sig?

Vattenfall: Varje objekt testas för sig.

5. Vilka felaktigheter upptäcks vid underhållsprovning?

One Nordic: Oftast fel relaterade till åldringsfenomen i reläskydden men det som blir allt vanligare är även fel relaterade till felaktigheter från idrifttagningen (felaktig konfigurering/inställning) i takt med att reläskyddsterminalerna blir mer komplicerade, kompetensen hos olika entreprenörer blivit sämre, avsaknad av standardlösningar, komprimerade tidplaner m. m.

Vattenfall: Fel på komponenter som reläer och reläskydd. Urbleckade plintar. Felaktiga inställningar i reläskydd eller selektivplan (jämför alltid med selektivplan).

GENAB: Tröghet på elektromekaniska skydd.
Osäkra funktionsvärden på statiska skydd.
Glapp i provomkopplare.
Trasiga plastkomponenter i äldre Combiflexskydd.
Vi har även haft en hel del fel på numeriska skydd från ABBs SPACOM serie, men dessa har upptäckts av självövervakningen.

6. Vilka åtgärder vidtas när felaktigheter upptäckts? Finns olika prioritet för åtgärder beroende på hur allvarig felaktigheten bedöms vara?

One Nordic: Utebliven utlösning åtgärdas snarast medan för andra typer av avvikelser som dålig mätnoggrannhet, dåliga återgångsvärde, opålitlig funktion m.m. rapporteras till ansvarig hos anläggningsägare.

Vattenfall: Beror på feltyp och hur viktigt det är. Akuta allvariga fel måste åtgärdas så snart som möjligt.

GENAB: Fel som har med skyddets förmåga att lösa för fel rättas till omedelbart.

7. Hur dokumenteras underhåll?

One Nordic: Underhåll dokumenteras med provningsprotokoll och rapport till ansvarig hos anläggningsägaren. Provningsprotokoll skrivs alltid men i övrigt varierar förfarandet beroende på krav från beställaren.

Vattenfall: Kunderna har egna underhållssystem som vi jobbar i eller mot. Vi har nyligen börjat med ett eget ärendehanteringssystem som ska ha automatisk eller manuell koppling mot kundernas underhållssystem.

GENAB: Stationerna bockas av i ett Excelark när de har provats. Vi har en Accessdatabas med samtliga stationers reläinställningar, vilka vi provar efter.

8. Sammanställs någon statistik?

One Nordic: Vet ej om detta sker hos beställaren men hos oss som underhålls-entreprenör sammanställs ingen statistik.

Vattenfall: Om det görs så är det hos våra kunder.

GENAB: Nej vi sammanställer ingen statistik över våra fel som upptäcks i samband med provning. Vi är bara tre personer som arbetar med den här typen av arbete.

9. Ge gärna förslag hur underhållsarbetet kan förändras.

One Nordic: Även utlösning av brytaren från reläskyddet bör om möjligt ingå i underhållsprovet.

One Nordic: Elektromekaniska och elektroniska reläskydd/automatiker bör provas på klassisk sätt medan moderniserat anpassat underhåll kan tillämpas på numeriska reläskydd/automatiker. Eftersom dessa utrustningar ofta har en internövervakning som larmar till driftcentralen vid fel kan man tänka sig att funktionerna i dessa utrustningar inte provas förutsatt att de fungerar på korrekt sätt vid idrifttagningen. Det som inte inkluderas i internövervakningen skall provas som t.ex. I/O snittet mot utrustningen. Mätstorheter monitoras i reläskyddet och jämföras med uppmätta storheter samt digitala ut och ingångar verifieras. T.ex. kan utlösningen kontrolleras genom att med hjälp av ansluten provutrustning endast initiera en utlösning från skyddet alternativt aktivera binär ingång (testingång-provutlösning) som via logik i skyddet verkställer utlösning och eventuellt återinkoppling.

One Nordic: Inställningar tankas av och jämförs med reläinställningsblad.

One Nordic: Vad som övervakas av internövervakningen i reläskyddet kan varieras beroende på fabrikat och version och måste vägas in vid bedömningen av underhållsmetodiken.

GENAB: Det känns som vi har ett väl inarbetat arbetssätt, varför idétorka råder.

10. Ger manualer relevant stöd för underhållsarbetet?

One Nordic: De olika skydden provas ofta som en "svart låda" där ju funktionen är känd. Detta är ofta fallet med de enklare skydden i lokalnäten vilket gör att beroendet av manualen inte är så stor vid underhållsprov. För de mer avancerade utrustningarna ökar ju behovet av bra manualer och kvaliteten på innehållet varierar mellan de olika fabrikaten men är ofta tillfredställande.

Vattenfall: Ja, om de finns.

GENAB: I samband med underhållsprovning klarar vi oss oftast med kretsschema och vår kunskap av skyddets funktioner. Vid idrifttagning av nya skydd krävs det en hel del letande i manualer för att få önskvärda funktioner.

11. Vilken kompetens har underhållspersonal?

- a. Reläskyddskunskap, hårdvara
- b. Reläskyddskunskap, programvara
- c. Kraftsystemkunskap
- d. Kommunikationskunskap

One Nordic: a, b. Har en känsla av att kompetensen är avtagande i branschen genom att många erfarna provare har slutat och att det inte anställts ny kompetent personal. Antalet fabrikat och versioner inom respektive fabrikat har ju ökat samt komplexiteten hos de olika utrustningarna vilket ju starkt bidrar till att det är svårt att hålla tillfredsställande nivå på kompetensen. Sedan finns det ju fortfarande många gamla utrustningar (elektromekaniska/elektroniska) i drift.

One Nordic: c. Har även här en känsla av att kompetensen är avtagande bland provare. Mycket kraft och energi går åt för att sätta sig in i de olika komplexa terminalernas funktionalitet bl.a. på bekostnad av kraftsystemkunskap.

One Nordic: d. Kunskapen är begränsad men blir ju viktigare även för reläprovare där allt blir mer integrerat (t. ex. IEC 61850 med horisontell kommunikation mellan terminaler och vertikal kommunikation mellan terminal och RTU).

Vattenfall: a. Mycket bra, enligt min åsikt.

Vattenfall: b. Bra, enligt min åsikt.

Vattenfall: c. Bra, enligt min åsikt.

Vattenfall: d. Inte så bra, enligt min åsikt.

- a. Reläskyddskunskap, hårdvara

GENAB: Vi försöker att få utbildning av leverantör när nya produkter introduceras i vårt nät. Det mesta lär man sig dock av eget arbete.

- b. Reläskyddskunskap, programvara

GENAB: Här måste man lägga mycket egen tid för att orientera sig i de olika reläskyddstillverkarnas produkter. Varje tillverkare har ju egna programvaror som fungerar olika.

- c. Kraftsystemkunskap

GENAB: Elkraftteknisk bakgrund, kurser såsom STF m.m. Den viktigaste kunskapen ligger nog i praktisk erfarenhet vid idrifttagning och felsökning av anläggningar.

d. Kommunikationskunskap

GENAB: På det här området är vi självlärda. Vi arbetar även mycket med fjärrkontroll, vilket man har nytta av även inom relätekniken.

12. Är kompetensnivån tillräcklig i dagsläget?

Vattenfall: Det är inom kommunikation (t. ex. IEC 61850) som det behövs mer kunskaper

13. Sker provning av automatikfunktioner som är nära länkade till skyddsfunktioner, t. ex. återkopplingsautomatik?

Vattenfall: Ja, om det är möjligt att prova dem sekundärt. Ibland kan en åi-automatik vara inbyggd i brytaren och då går den ej att prova utan omkopplingar eller avbrott

14. Vilka krav finns på provutrustning? Uppfyller befintlig utrustning dessa krav?

Vattenfall: Finns inga direkt specificerade krav mer än det den ska vara lämplig för skyddet ifråga samt att de ska vara testade/kalibrerade med vissa intervall. Jag tycker att vi har olika typer av provutrustningar som täcker alla våra typer av skydd.

15. Kan viss testning/kontroll av felbortkopplingssystem utföras via kommunikationssystem (fjärrtestning)?

Vattenfall: Möjligt att det skulle gå att testa vid kopplingar när t. ex. En brytare ska slås från men det görs ej. Största hindren är nog kunskapsbrist och tid hos driftcentralpersonal att utföra det

16. Finns beredskap/jour för akuta insatser?

Vattenfall: Det finns beredskapsgrupper men dessa har liten eller i bästa fall allmän kontrollanläggningskompetens.

17. Vilka relevanta frågeställningar finns inte med här?

One Nordic: Upprätthållandel av provarkompetens.
Med längre intervall mellan underhållsproven och ett moderniserat anpassat underhåll av utrustningarna finns det risk för att kompetensen hos provare blir sämre. Även om underhållsbehovet minskar för modern kontrollutrustning kvarstår behovet av att upprätthålla kompetensen hos provare för att kunna agera snabbt och säkert vid t.ex. felsökning i samband med driftstörningar.

One Nordic: Utformning av anläggningen vid konstruktion är naturligtvis viktig för att kunna underhållsprova anläggningen på ett effektivt och säkert sätt.

One Nordic: För att kunna gå över till ett förenklat sätt att underhållsprova modern kontrollutrustning ställs krav på att anläggningen verkligen fungerar på avsett vis efter idrifttagningen. En del felaktigheter från denna har tidigare upptäckts vid det klassiska sättet att underhållsprova.

GENAB: Behöver underhåll utföras på reläskydd som sitter i kompaktställverk t.ex. Holec ställverk med WIC skydd. Tillverkaren påstår att skydden inte kräver detta, men fel måste det ju kunna bli.

3.4 Synpunkter från tillverkare

Nedan ges frågeställningarna och de inkomna kommentarerna, punkt för punkt.

1. Vilken återkoppling fås från användare?

Alstom: Den återkoppling som sker när användaren ringer in om ett fel på reläskyddet

Schneider: Problem / frågeställningar som gäller reläskydd typ Sepam alternativt MiCOM kommer antingen direkt till teknisk expert (TE) eller till vår allmänna kundsupport

Siemens: Vi som tillverkare och leverantör får väldigt lite återkoppling till oss från användarna avseende underhåll

ABB: Ingen eller lite direkt återkoppling om underhållsprovning. Troligen förekommer det mycket som aldrig kommer till tillverkarnas vetskap. Viss återkoppling från användare vid störningar där man tolkat felbortkopplingen som felaktig.

2. Förs statistik över orsaker till användarnas problem?

Alstom: Inrapporterade fel hamnar i en databas

Schneider: Reläskyddens interna självövervakning kan larma för typiska normala övergående orsaker alternativt interna reläfel. Vi registrerar ärenden som kräver åtgärd för internt reläfel och utför kontroller på plats av våra service-enheter inom Schneider Electric (Tyskland/Frankrike alternativt Sverige). För fel som ej går att avhjälpa på plats, skickas reläskyddet för analys och åtgärd till Frankrike (Sepam) och Tyskland (MiCOM). Sepam reläskydd repareras normalt ej utan ersätts med nytt reläskydd.

Vi informeras i regel även beträffande övriga ej lika allvarliga registreringar som utförts av reläskyddets självövervakning (och som är möjliga att återställa av våra kunder).

Siemens: Inte vad gäller användarnas problem med underhåll. Statistik förs över rapporterade eventuella kvalitetsproblem med våra produkter.

ABB: Ja speciellt angående komponenter. Vissa felaktigheter/olämpligt handhavande som kommer in resulterar i uppgradering. Statistik i stort sett inte öppet.

3. Har svagheter identifierats, och i så fall vilka?

Alstom: Generellt inga svagheter. Min erfarenhet är att kondensatorer i matningsdon är störst felkälla. Den kan leda till elektronik problem i andra komponenter. (oberoende av reläskyddstillverkare)

Schneider: Reläskydden har idag avancerad självövervakning och det har framförts önskemål om så kallad "filter-funktion" för olika typer av registreringar (t. ex. för att begränsa överföring till överordnade system/SCADA) (en notering giltig främst för MiCOM).

Siemens: Avseende underhållsfrämjande funktioner. Njae. Vi får för lite återkoppling från användarna. Samt att användare idag inte i någon större omfattning använder de underhållsfrämjande funktioner som redan finns integrerade i exempelvis reläskydd.
(Varierande former av analog monitoring, brytarstatistik, utlösningsskretsövervakning osv.)

ABB: Oklarheter i manualer som har lett till felaktig inställning. Felaktiga konfigureringar och konstruktion har identifierats i vissa fall.

4. Hur effektiv är självövervakningen? Vilka felaktigheter kan inte identifieras med självövervakningen?

Alstom: I princip så övervakas all mjukvara och hårdvara, men rena fysiska utgångskontakter kan ha "klibbat ihop" utan att det upptäcks.

Schneider: Sepam reläskydd har mindre avancerad självövervakning jämfört med MiCOM reläskydd.

a) För Sepam gäller att självövervakningen kontrollerar endast elektroniken (anslutning av olika tillvalsmoduler samt eventuell överlast av CPU, batterispänning etc.), ingångar för sensorer och in/utgångar för signaler måste fortfarande provas.

b) För MiCOM gäller även att övervakning av ingångar för ström/spänning, kommunikationsportar (inklusive IRIG-B) utförs samt cyklisk övervakning av vissa skyddsfunktioner (t. ex. transientmätande jordfelsmodul etc) men även datahantering från I/O alternativt RTD.

Siemens: Självövervakningen i exempelvis reläskyddsprodukter är relativt "standardiserad" oavsett tillverkare. Utförs med Watchdog, checksum osv. M.a.o. så är självövervakningen utformad för att inte fördyra produkterna. Kundernas kräver idag inte omfattande självövervakning, och är därmed inte beredda att betala för den. Exempelvis så övervakas inte reläkontakten på binära utgångsreläer. I vissa produkter övervakas det integrerade tripreläets spole. Men inte i reläskydd för enklare applikationer.

Sen kan ett reläskydd naturligtvis inte övervaka att någon inställt det felaktigt. Det är nog det största problemet!

ABB: *Signaler från självövervakningen kan ge information om tillståndet. Kan nog utnyttjas mer. Kunskap om denna funktion bör spridas bland användarna. Självövervakningen är dock inte 100%-ig*

5. Hur bör loggning från utrustning tolkas?

Alstom: *I registret kan larm synas som t. ex. Fel på batteri spänning, CPU fel. Skyddet bör i samband med dessa tända larmdiod.*

Schneider: *För MiCOM reläskydd finns ett flertal s. k. felkoder (inklusive förtydligande text) som ger vägledning beträffande typ av självövervakning (SFMON) som har aktiverats. Informationen, som är registrerad i olika register med tillhörande tidsmarkering, kan uppladdas för vidare analys. För Sepam anges olika huvudgrupper av reläfel via olika felmeddelanden i teckenfönstret /frontens lysdioder. Generellt gäller att loggning av typiska stöningsdata tolkas från fall till fall, och för vissa fall kontaktas våra produkt- och systemspecialister i Tyskland/Frankrike*

ABB: *Dålig kommunikation kan identifieras. Självövervakningssignaler kan identifiera svagheter. Information bör grupperas på ett intelligent sätt, och delges rätt person.*

6. Vilken underhållsstrategi rekommenderar ni till användarna?

Alstom: *Enkelt prov med motionering av kontakter och koll av analoga ingångar vart annat år. Fullskaligt reläprov vart 5:e år*

Schneider: *Underhåll bör göras förslagsvis vart 4:e år.*

Siemens: *Ingen då vi inte får frågan från dem!*

ABB: *Kolla manualen. Troligen finns ingen konkret rekommendation. Driftsättning genomgående. Grundlig ettårskontroll. Sedan störningsutredningar. Mycket beroende av viktighet, redundans, m. m. Annat fokus; rätt inställningar, ingen drift i A/D omvandlingen.*

7. Vilka relevanta frågeställningar finns inte med här?

Alstom: *Hur provas bäst ett reläskydd idag som är självövervakat? Via primär prov då hela kedjan tas med i provet.*

ABB: *Städa datorn i IED:erna kan vara en vettig utveckling.*

ABB: *Kompetens, security! Välutbildande underhållspersonal med bred kunskap.*

3.5 Sammanfattande värdering

Utgående från ovan presenterade svar och från övrig erfarenhet dras följande slutsatser om konventionellt underhåll av felbortkopplingssystemet

3.5.1 Skyddsenheter (reläskydd)

Nedan relateras till svar på frågeställningar som ställts till de som genomför underhållsarbete:

Underhållsprov sker huvudsakligen på klassiskt sätt oberoende av generation på kontrollutrustning (elektromekanisk, elektronisk, numerisk) dvs. genom uppmätning av funktions- och återgångsvärde för mätande relä, uppmätning av funktionstider, prov av signaler till signalsystem/fjärr, kontroll av inställningsvärde mot reläinställningsblad, uppmätning av driftstorheter, prov av utlösning till provdon/provbleck m.m. Underhållsprovning görs i stort sett alltid med primäranläggningen i drift. Detta begränsar möjligheten att testa hela felbortkopplingssystemet.

Provningen utförs ofta manuellt men även semiautomatisk provning förekommer.

Sekundärt underhållsprov görs för olika typer av reläskydd med ett tidsintervall 1, 2 eller 4 år beroende på typ. För numeriska skydd är ofta provintervallen längre än för övriga skyddstyper.

I dagsläget är ofta underhållsarbetet av felbortkopplingssystemet relaterat till provning med injicering av ström- och spänningssignal till reläskyddsenheterna. Vid denna provning fås kontroll av följande:

- Skydds- /kontrollenheten "lever", dvs. den reagerar för injicerade strömmar/spänningar
- Funktionsvärden: ström, spänning, impedans m. m. kontrolleras i relation till de värden som bestäms i selektivplan.
- Funktionstider kontrolleras i relation till de värden som bestäms i selektivplan.

För elektromekaniska skydd och skydd baserad på analog elektronik är återkommande underhållsprovning helt relevant eftersom funktionsvärden förändras över tid på grund av mekanisk tröghet (elektromekaniska skydd) eller drift hos elektronikkomponenter (främst kondensatorer i elektroniska skydd). För numeriska skydd är det mindre troligt att funktionsvärden förändras. Det kan dock ske vid fel i analoga ingångsenheter hos numeriska skydd.

I dagsläget finns sofistikerad provutrustning som kan kontrollera ström, spänning, frekvens och impedanskaraktistik med stor noggrannhet och

flexibilitet. Provningsen sker normalt med rena grundtonsstorheter (ström och spänning) utan DC-komponent.

Det finns möjlighet att, med moderna skydd och provutrustningar, tanka ned aktuella parameterinställningar från skydds-enheten för att sedan automatiskt använda vid provningen. Detta förenklar provningsarbetet men det ger viss risk att felaktiga inställningsvärden inte upptäcks.

Provningsen är effektiv för att kontrollera att ett antal parameterinställningar överensstämmer med selektivplanen. Dock finns ett antal parametrar som inte berörs av "normal" provning.

Denna typ av provning innebär att endast en begränsad del av hela felbortkopplingssystemet provas, dvs. kontroll av följande delar är inte heltäckande.

- Konstruktion av skyddssystemet som inte kan upptäckas vid de provade felfallen
- Montage av skyddssystemet som inte kan upptäckas vid de provade felfallen
- Konfigurering i enheten som inte påverkas av de provade felfallen
- Parameterinställningar i enheten som inte påverkas av de provade felfallen
- Skyddens respons vid förvrängd kurvform: det måste dock förutsättas att skydds-algoritmerna är grundligt testade hos tillverkaren med olika realistiska former av förvrängd kurvform.

Korrekt inkoppling av ström- och spänningstransformatörer skall vara kontrollerad och verifierad vid driftsättningsprov. Erfarenheter visar dock att felaktig riktning-funktion på grund av felaktig inkoppling eller inställning för analoga ingångar inte alltid identifieras vid driftsättning. Orsaken till detta är att det normalt inte finns primära värden att jämföra med, eftersom driftsättningsprov av sekundärutrustning ofta görs innan driftsättning av primäranläggningen.

3.5.2 Likströmssystemet

Likströmssystemet provas regelbundet genom urladdningsprov för att kontrollera aktuell kapacitet.

Denna provning bedöms vara viktig för felbortkopplingssystemets tillgänglighet. I övrigt bedöms att likströmssystemen är väl övervakade beträffande olika fel.

3.5.3 Mättransformatorer

Normalt sker inga underhållsprov beträffande mätstorheternas relevans efter driftsättning. Dock sker regelbundet kontroller relaterade till högspänningssidan, t ex termovisionsmätningar.

Mättransformatorerna bedöms vara stabila där mätfel inte förändras. Ett undantag är kapacitiva spänningstransformatorer (CVT) där mätnoggrannheten kan förändras efter hand. I stamnätet kontrolleras dessa regelbundet.

För strömtransformatorer finns krav på överströmstal för att säkerställa korrekt funktion även vid strömtransformatormättning. Detta är något som förändras hos strömtransformatorn men förändringar i primärsystemet kan medföra ökade felströmmar och därmed krav på högre överströmstal (knäpunktsspänning). Det är därför viktigt att kontroll görs vid förändringar av det primära kraftnätet.

3.5.4 Effektbrytare

Underhåll och provning av effektbrytare sker regelbundet. Av betydelse för felbortkopplingsfunktionen är att kontrollera bryttid, tillslagstid och minsta varaktighet för utlösningsskarp.

3.5.5 Montage

Vid underhållsarbete görs normalt ingen kontroll av montaget. Det förutsätts att montaget är korrekt efter driftsättningsprovning.

Det kan finnas behov att göra vissa kontroller av montage beträffande kontaktdon, provdon m.m. där det finns risk för avbrott eller nedsatt isolation.

3.5.6 Kompetens

En förutsättning för effektiv underhållsprovning av felbortkopplingssystemet är att den utförs av personal med tillräcklig kompetensnivå. För att säkerställa tillgången till kompetent personal fordras utbildning och regelbunden träning (deltagande i underhållsarbete).

Vid upphandling av underhållsreparationer ställs kompetenskrav på olika nivåer. Numeriska skydds- och kontrollutrustningar kräver ny typ av kompetens samtidigt som det är viktigt att personalen har grundläggande "klassisk" kraftsystemkompetens.

4 Kartläggning av "möjligheter" och "svårigheter" som erbjuds från kontroll- och skyddsutrustning med numerisk teknik

Den moderna numeriska tekniken erbjuder nya möjligheter för övervakning, kontroll och provning av felbortkopplingssystemet. Nedan diskuteras olika funktioner för övervakning.

4.1 Övervakningsfunktioner

Det finns ett antal övervakningsfunktioner, dels i modern kontrollutrustning, men även som etablerade analoga övervakningsfunktioner. Nedan beskrivs och värderas olika övervakningsfunktioner, och hur dessa kan ersätta eller reducera traditionell underhållsprovning.

4.1.1 Självövervakning i skydds- och kontrollenheter

Självövervakning av hårdvara och mjukvara i skydds- och kontrollenheten (IED). Denna självövervakning utförs av olika delar; normal "watchdog"-funktion för processor, kontroll av minnen, kontroll av digitala mätsignaler, m. m. Självövervakningsfunktionen kan ge information om enheten och dess status.

Viss beskrivning av självövervakningsfunktionerna ges ofta i skyddsmanualerna. Ett exempel ges i [1].

Självövervakningen identifierar merparten av fel som kan uppstå i enheten. Till viss del kan den därför ersätta återkommande underhållsprovning. Självövervakningen kan dock aldrig vara 100%-ig.

4.1.2 Övervakning av ström- och spänningsmatning från mättransformatorer

Övervakning av ström- och spänningsmatningen (från mättransformatorer) till skydds- och kontrollutrustningen kan ske genom inbyggda funktioner såsom strömkretsövervakning (current circuit supervision) och säkringsövervakning (fuse failure supervision) i numeriska enheter. Merparten av avbrott eller kortslutning i matningskretsarna från mättransformatorerna kan detekteras men man kan finna fall där detta normalt inte är möjligt, t. ex. avbrott i strömtransformatorkrets om primärströmmen är låg.

4.1.3 Övervakning av hjälpspänningsmatningen

Hjälpspänningen utgörs normalt av ett batterisäkrat likströmssystem. De fel/svagheter som kan förekomma är:

- Kortslutning mellan plus- och minusledare: Dessa fel bortkopplas med smältsäkringar eller automatsäkringar. Efter ett sådant fel är delar av kontrollutrustningen spänningslös. Detektering av spänningslöshet bör ske i varje skydds/kontrollenhet. Signal skall ges till annat hjälpkraftsystem än det som matar aktuell skydds/kontrollenhet.
- Jordslutning: DC-systemet är normalt högresistivt jordat så att drift kan fortsätta även vid jordslutning mellan plus- eller minusledare till jord. Det är dock mycket viktigt att jordslutning detekteras och signaleras så att felsökning och reparation kan genomföras så snabbt som möjligt. Jordslutning skall detekteras av separat detektor, oftast utförd som bryggkopplad övervakning. Signal skall ges till annat hjälpkraftsystem än det övervakade systemet.
- Överspänning: Hållladdningsspänning skall inte få överstiga det värde som specificeras för aktuellt batteri. Övervakning av överspänning bör ske i separat utrustning och inte integrerat i laddningslikriktare. Signal skall ges till annat hjälpkraftsystem än det övervakade systemet.
- Underspänning: Hållladdningsspänning skall inte få understiga det värde som specificeras för aktuellt batteri. Vidare skall signal ges om spänningen underskrider den spänning som krävs för fullgod funktion hos ansluten skydds- och kontrollutrustning. Låg spänning uppstår när laddning inte kan ske, t. ex. vid avbrott på växelspanning till laddningslikriktaren. Underspänningsövervakning bör ske i två steg. Övervakning av underspänning bör ske i system separat utrustning och inte integrerat i laddningslikriktare. Signal skall ges till annat hjälpkraftsystem än det övervakade systemet.
- Avbrott i batteri: Det finns olika alternativ för automatisk detektering av avbrott i batterikretsen, t. ex. stegsvar vid reduktion av laddningsspänning. Detta system kan vara integrerat i laddningslikriktaren eftersom övervakning sker av del utanför likriktaren.
- Reducerad batterikapacitet: Batterikapaciteten avtar under batteriets livslängd. Det finns krav på hur länge en station skall kunna fungera utan extern växelströmsmatning. Om batterikapaciteten är för låg kan gällande krav inte uppfyllas.
- Självövervakning av laddningslikriktare: Fel i likriktare skall signaleras. Signal skall ges till annat hjälpkraftsystem än det övervakade systemet.

Krav på övervakningsutrustning för likströmssystem finns bland annat beskrivet i SvK TR2-09-4, Övervakningsutrustningar [2].

För hjälpspänningsmatning görs bedömningen att övervakningsfunktioner inte helt kan ersätta återkommande kontroll och underhållsinsatser. Det gäller främst kontroll av aktuell batterikapacitet. Främst bedöms det av vikt att inspektera batterier med avseende på vätskenivå samt att genomföra kapacitetsprov (urladdningsprov) med viss periodicitet.

4.1.4 Övervakning av utlösningsskretsarna i felbortkopplingssystemet

Det är grundläggande för felbortkoppling att utlösningsskretsar är intakta. Det finns dock viss risk för avbrott i dessa kretsar. Detta kan bero på en rad orsaker: Avbrott i kabel, avbrott i kopplingar (provhandtag, plint, etc.) avbrott i frånslags- eller tillslagsspolar, m. m.

Övervakning av utlösningsskretsarna i felbortkopplingssystemet kan utgöras av inbyggda eller separata funktioner såsom övervakning av utlösningsskrets (trip circuit supervision). Denna funktion bedöms som relativt tillförlitlig.

Om det är möjligt att utföra underhållsprovning med primäranläggningen ur drift rekommenderas att inkludera brytarmanöver i provet.

4.1.5 Övervakning av kommunikationskanaler

Kommunikationskanaler mellan stationer är grundläggande för felbortkoppling med längsdifferentialskydd, samverkande distansskydd eller samverkande jordströmsskydd. Därför krävs att kommunikationssystemen har hög tillgänglighet och hög kvalitet beträffande snabbhet och korrekt information.

Övervakning av kommunikationskanalerna som används för skydds- och kontrollsystemet kan ske internt i skydds- och kontrollenhet genom ett antal övervakningsfunktioner: tidsfördröjning i överföring, avbrott i informationsöverföring (hur ofta och hur långa avbrott), mm. Signalering av detta kan ske och kan därför ge god information om kommunikationssystemet tillstånd. Underhållsinsatserna blir mer felavhjälpande än förebyggande.

4.1.6 Övervakning och kontroll av kopplingsutrustningens kondition

Kopplingsutrustningen, främst effektbrytare, utgör en mycket viktig del av felbortkopplingssystemet.

Övervakningen utgörs av separata funktioner som kan logga antal brytarmanövrer med och utan felström, larm om bristande funktion (fjäderspänning, gastryck, m. m.). Denna övervakning kan användas för styrning av planerat underhåll på kopplingsorgan.

4.2 Insamling och lagring av information

Lagring av störningsinformation som kan användas för störningsanalys. Varje driftstörning är unik och utgör i sig ett prov av hela felbortkopplingssystemet. Analys av inträffade händelser kan ge god information om eventuella felaktigheter i skyddssystemet och omgivande utrustning.

Hantering av interna händelselistor på ett intelligent och strukturerat sätt där interna problem i utrustningen kan identifieras på ett tidigt stadium. De olika övervakningsfunktionerna i skydds- och kontrollutrustning kan loggas i händelselistor. Exempelvis kan återkommande signaler från självövervakning ge indikation om felaktigheter. En svårighet är att antalet signaler som kommer in till en driftcentral är ofta mycket stor, vilket innebär att det är svårt att identifiera felaktigheter i enstaka utrustningar. Hanteringen av signalflödet är därför central.

4.3 Åtgärder via kommunikation

Här avses möjlighet att genomföra vissa prov genom fjärrkommandon, dvs. fysisk närvaro av personal är ej nödvändig. I dagsläget accepteras inte denna typ av prov. Det som kan vara aktuellt är programvarukontroll och programvaruuppggradering. Det finns i dag inte metoder och rutiner för detta.

4.4 Risker som följd av numerisk teknik

I och med införandet av numeriska skydds- och kontrollenheter fås nya möjligheter med betydande flexibilitet, men samtidigt stor komplexitet vilket ger risk för oönskad funktionalitet. Nedan identifieras ett antal problemställningar.

Antalet inställningsparametrar för de olika skydds- och kontrollfunktionerna har ökat. Därmed finns risk att olämpliga inställningar väljs på grund av brist på tid och brist på kompetens att analysera och välja lämpligaste inställning för varje enskild parameter. Vid konventionell provning är det svårt att identifiera olämpligt valda inställningsparametrar.

De numeriska skydds- och kontrollenheterna ger möjlighet att "skraddarsy" skydd för ett visst objekt. Detta kan göras genom "konfigurering" av enheten, där skyddsfunktioner kan kopplas till logiska funktioner och till andra skydds- och kontrollfunktioner. I detta arbete finns risk för logiska misstag som kan leda till felaktiga skydds- och kontrollfunktioner.

Standardisering med kommunikation enligt IEC 61850 kan ge en helt ny uppbyggnad av felbortkopplingssystemet med införande av "processbus". Mätvärden och andra signaler (t. ex. utlösningssignaler till effektbrytare) överförs via denna processbus. Här måste metoderna för provning troligen förnyas. En viktig del av detta kan vara att underhållsarbete på kontroll- och skyddsutrustning bör ske när primäranläggningen är tagen ur drift för underhåll.

Programvaran i numeriska skydds- och kontrollenheter utvecklas kontinuerligt för att avhjälpa programfel (buggar) och för att förbättra funktionalitet. Uppdatering av mjukvaran i enheterna sker därför mer eller mindre ofta. Efter utbyte av mjukvara är därför enheten ofullständigt provad. Behov av provning efter uppggradering av mjukvaran är svår att bedöma men krävs nog i viss mån. Det kan dock konstateras att provning för att upptäcka felaktigheter i programvara i skydden är svåra (omöjliga) att genomföra vid underhållsprovning. Användaren måste kunna lita på att tillverkaren har tillräckligt god kvalitetssäkring.

Frågan är hur stor andel av felaktigheter som kan upptäckas med de olika typerna av automatisk övervakning. Underhållsprovning bör koncentreras till de delar som inte täcks av automatisk övervakning. Exempel på detta är:

- Kontroll av miljö för skydds- och kontrollutrustning beträffande temperatur, fuktighet, smuts, kemikalier, m. m. En dålig miljö kan i förlängningen ge fel på hårdvaran i felbortkopplingssystemet.
- Felaktig eller olämplig konstruktion av felbortkopplingssystemet. Detta är något som bör identifieras före idrifttagning av en anläggning. Det finns dock en risk att förändringar i primärsystemet, t. ex. genom

etablering av påstick på en befintlig ledning, kan kräva förändring av skyddsutformningen.

- Felaktig eller olämplig installation. Detta skall helst upptäckas vid drifttagning av anläggning. Erfarenheten är dock att felaktigheter inte alltid upptäcks vid detta tillfälle, t. ex. på grund av tidsbrist under driftsättning.
- Felaktig eller olämplig konfigurering av skydds- och kontrollenheter. Detta skall helst upptäckas vid drifttagning av anläggning. Erfarenheten är dock att felaktigheter inte alltid upptäcks vid detta tillfälle, t ex på grund av tidsbrist under driftsättning.
- Felaktiga eller olämpligt framtagna parameterinställningar (inställningsblad).
- Avvikelse mellan existerande inställningsparametrar och korrekta (enligt inställningsblad) inställningsparametrar.
- Felaktiga kopplingar av binära signaler i felbortkopplingssystemet.

5 Felavhjälpning

Felaktigheter i felbortkopplingssystemet identifieras vid underhållsprov och vid analys av inträffade driftstörningar där felbortkopplingssystemet inte fungerat korrekt. Identifierade felaktigheter är olika allvarliga och har därför olika prioritet för felavhjälpning. Följande klassificering kan göras:

- Mindre allvarliga felaktigheter: Dessa felaktigheter påverkar inte felbortkopplingsfunktionen. Det kan röra sig om felaktig information från systemet. Felavhjälpning bör göras inom någon vecka.
- Fel som kan medföra oselectiv felbortkoppling t. ex. beroende på fel inställd skyddsfunktion eller felaktig skyddskonfigurering. Dessa felaktigheter medför ofta beräkningsarbete eller omkonfigurering. Arbetet med felavhjälpning bör i detta fall ske så snabbt som möjligt med hänsyn till det arbete som krävs.
- Fel som ger risk för utebliven utlösningssfunktion klassificeras som mycket allvarlig. Hur snabbt denna typ av felaktigheter skall åtgärdas beror på vilken grad av redundans skyddssystemet har. I de fall man har fjärrserv, dvs. om reservbortkoppling sker i angränsande stationer, skall felavhjälpning ske utan dröjsmål. Om felbortkopplingssystemet har lokal redundans är någon dags fördröjning ofta acceptabel. Dock är detta beroende på hur viktig anläggningen är för kraftsystemets driftsäkerhet.

5.1 Hårdvarufel i Skydds- och kontrollenheter

Elektromekaniska skyddsenheter kan oftast repareras på plats i stationerna då det kan röra sig om rengöring eller utbyte av insticksreläer (relä av plug-in typ).

I elektroniska skydd innebär hårdvarufel att komponenter måste bytas. I vissa fall kan detta göras på plats i stationerna men ofta behöver enheten demonteras och repareras hos tillverkaren. Med tanke på skyddsenhetens tillgänglighet är det värdefullt om felavhjälpning (reparation) kan ske på plats. Detta innebär att ersättningskomponenter (t. ex. kretskort) skall finnas tillgängliga. Innehavaren kan ha visst lager men oftast är det effektivare att tillverkaren tillhandahåller reservdelar inom viss bestämd tid. För att få rätt reservdel måste felet identifieras.

5.2 Programvarufel i Skydds- och kontrollenheter

Med programvarufel menas här felaktigheter i programvaran (buggar). När detta upptäcks måste detta meddelas skyddstillverkaren. Efter uppdatering av programvara, om tillverkaren bedömer detta nödvändigt, skall denna laddas in i skyddsenheten.

5.3 Fel montage

När felaktigt montage upptäckts är det oftast enkelt att åtgärda praktiskt. Arbetet utföres normalt av underhållspersonal i fält. För att säkerställa kvalitet bör, om möjligt, förändring av montage granskas och godkännas. Efter förändring av montage genomförts bör dessutom relevant provning genomföras. En mycket viktig åtgärd efter montageförändring är att dokumentation uppdateras.

5.4 Konfigureringsfel

Felaktig eller olämplig konfigurering av skydds- och kontrollenheter åtgärdas normal i kontorsmiljö, dvs. inte i fält. Ny konfigurering laddas ned i skyddsenheten genom att underhållspersonal gör detta på plats i station eller genom nedladdning via kommunikationslänk mellan kontor och skyddsenheten. För att säkerställa kvalitet bör, om möjligt, förändring av konfigurering granskas och godkännas. Efter förändring av konfigurering genomförts bör dessutom relevant provning genomföras. En mycket viktig åtgärd efter förändring av konfigurering är att dokumentation uppdateras.

5.5 Fel i mätgivare (ström- och spänningstransformatörer)

Felaktiga ström- eller spänningstransformatörer fordrar normalt utbyte.

Felaktig omsättning hos omkopplingsbara ström- och spänningstransformatorer åtgärdas när det upptäcks.

5.6 Olämplig dimensionering av mätgivare

Detta gäller främst strömtransformatorer där ökade kortslutningsströmmar medfört att aktuellt överströmstal inte uppfyller kraven för att säkerställa korrekt skyddsfunktion. I detta fall kan olika åtgärdsalternativ undersökas:

- Byte av sekundärledare mellan strömtransformator och skydd till grövre area för att minska strömtransformatorns börda (sekundärimpedans) och därmed öka överströmstalet.
- Byte av skyddsenhet med lägre börda och/eller lägre krav på överströmstal.
- Byte av strömtransformator.

Efter utredning av alternativen tas beslut om vad som skall göras.

5.7 Fel i likströmssystemet (likriktare, batteri och likströmskretsar)

Denna typ av fel måste åtgärdas så snabbt som möjligt eftersom ett felaktigt likströmssystem mycket väl kan slå ut hela eller delar av felbortkopplings-systemet.

5.8 Olämpliga/felaktiga parameterinställningar

Om man identifierar felaktiga reläinställningar, som avviker från inställningsblad, skall dessa justeras omedelbart när de upptäcks.

Om man identifierar olämpliga eller felaktiga reläinställningar vid störningsutredning skall arbetet med att ta fram nya parametervärden göras så snabbt som möjligt.

Vid förändring av inställningsvärden bör verifiering ske med konventionell provning, dvs. sekundär injicering av ström/spänning till skyddet för att säkerställa överensstämmelse mellan verklig skyddsinställning och inställningsblad.

5.9 Störningsutredning

Ett flertal av felaktigheter i felbortkopplingssystemet identifieras vid utredningar av inträffade driftstörningar. Det är därför viktigt att störningsutredningar genomförs på ett lämpligt sätt. Därmed kan felavhjälplingen stödjas genom att störningsutredningen kan ge information om varför felbortkopplingen inte skett på rätt sätt och därmed kan man snabbt och effektivt åtgärda felaktigheten.

För att effektivt kunna göra störningsutredningar krävs följande:

- Rätt information från driftstörningen. Numeriska skydds- och kontrollenheter kan ge mycket omfattande information i form av tidsstämplade händelser (t ex start och utlösningar av skyddsfunktioner) och störningsregistreringen (kurvform av strömmar och spänningar under felförlopp). I detta sammanhang är det även viktigt att informationen finns snabbt tillgänglig för den som skall genomföra störningsutredning. Det är därför närmast ett krav att informationen från skydds- och kontrollenheterna skall kunna överföras via dataförbindelse till kontorsmiljön där utredningen görs. Det bör påpekas att den information som normalt krävs för störningsutredning är mer omfattande än den information som används för driftövervakning.
- Tillräcklig kompetens hos den som gör störningsutredningen. Denna kompetens bör omfatta kunskap om kraftsystemet, kunskap om mättransformatorer, kunskap om skyddsutrustningen, färdighet att genomföra analyser av felförlopp (felströmsberäkningar mm), kunskap om kommunikationssystem som används av felbortkopplingssystemet m.m.
- Tillgång till manualer för skydds- och kontrollenheterna.

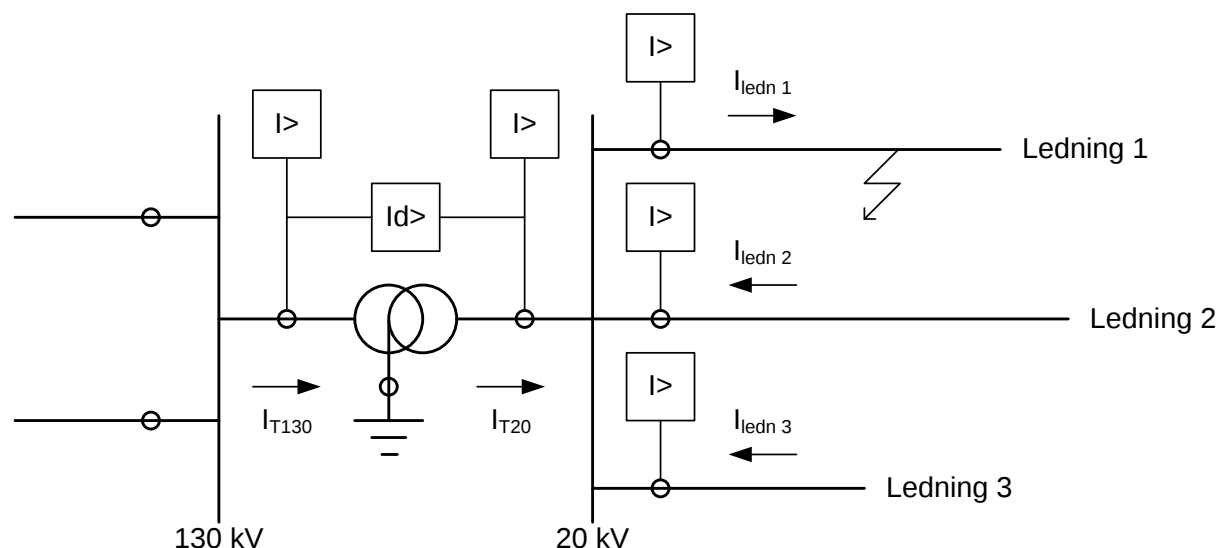
Störningsutredningar sker normalt när man identifierat att felbortkoppling varit felaktig, dvs. att något skydd inte givit utlösning, någon brytare inte lyckats koppla bort felet eller om felbortkopplingen varit oselektiv. Det kan dock vara av värde att analysera störningar där felbortkopplingen har varit

korrekt. Information från skydd för det felbehäftade objektet samt från skydd för icke felbehäftade objekt i närheten av det felbehäftade objektet kan ge värdefull information om skydden. Kontroll kan ske att de skydd som skall detektera det aktuella felet verkligen givit startsignal. Om så inte är fallet kan det vara indikering på felaktighet i skyddet. Kontroll kan även ske att signaler som aktiverats verkligen är relevanta, exempelvis riktningssindikeringar.

Nedan ges exempel på hur man kan utnyttja numeriska skydd och dess information för störningsutredning och kontroll av skyddsfunktionen.

5.9.1 Analys av fel i distributionsnät

Vid inträffade driftstörningar görs ofta analys av felbortkopplingssystemet för den felbehäftade anläggningen för att utröna om felbortkopplingen varit korrekt. Ofta är det dock så att en inträffad driftstörning även påverkar skyddsenheter för andra primärobjekt i nätet. En analys av dessa kan ge värdefull information om status för dessa skydd. Ett strukturerat sätt att analysera en "normal" driftstörning kan vara enligt Figur 2 nedan.



Figur 2, Exempel på driftstörning med kortslutning på en 20 kV distributionsledning

Samtliga visade skyddsfunktioner är integrerade i numeriska skyddsenheter. Tillgänglig störningsinformation från dessa enheter är följande:

Skydden för utgående 20 kV ledningar:

Utlösningssindikeringar; fasselaktiva, stegselektiva

Startindikeringar; fasselaktiva, stegselektiva

Störningsregistrering; Strömkurvform, binära signaler enligt ovan med ca 1 ms upplösning

Skydden för 130/20 kV transformator:

Utlösningsindikeringar för 130 kV och 20 kV fasöverströmsskydd samt transformatordifferentialskydd; fasselaktiva, stegselektiva

Startindikeringar för 130 kV och 20 kV fasöverströmsskydd; fasselaktiva, stegselektiva

Speciella indikeringar från transformatordifferentialskydd: Internt/extern fel, övertonsblockering, mm.

Störningsregistrering; Strömkurvform och spänningskurvform, binära signaler enligt ovan med ca 1 ms upplösning

Vid driftstörningen enligt ovan förutsätts att den felbehäftade ledningen frånkopplats. Vad som nu kan kontrolleras är följande:

Strömregistreringar för alla 20 kV fack:

$$I_{ledn} = I_{T20} + \sum I_{lednx}$$

Strömregistrering för transformator upp- och nedspänningssida.

Om trefasfel: $I_{T130} = \frac{U_{N20}}{U_{N130}} \cdot I_{T20}$ och fasvridning enligt transformatorns

kopplingsart: t ex YNd11 => I_{T130} skall vara 30° före I_{T20}

Om tvåfasfel och kopplingsart YNy0: $I_{T130} = \frac{U_{N20}}{U_{N130}} \cdot I_{T20}$ och fasvridning 0°

Om tvåfasfel och kopplingsart YNd: $I_{T130} = \frac{U_{N20}}{U_{N130}} \cdot I_{T20}$ i en fas och

$I_{T130} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{N20}}{U_{N130}} \cdot I_{T20}$ i de övriga faserna och fasvridning enligt

transformatorns kopplingsart.

Startindikeringar:

Kontrollera om överströmsskyddens startindikeringar aktiverats vid jämförelse med avlästa strömvärden.

Kontrollera att överströmsskyddens fasvisa startindikeringar överensstämmer med skyddet för den felbehäftade ledningen.

Kontrollera att transformatordifferentialskyddets indikeringar är korrekta.

Slutsatser:

Om man vid ovanstående analys funnit avvikelser mot vad som borde vara registrerat skall detta initiera "felavhjälpning" vilket kan innebära något eller några av nedanstående punkter:

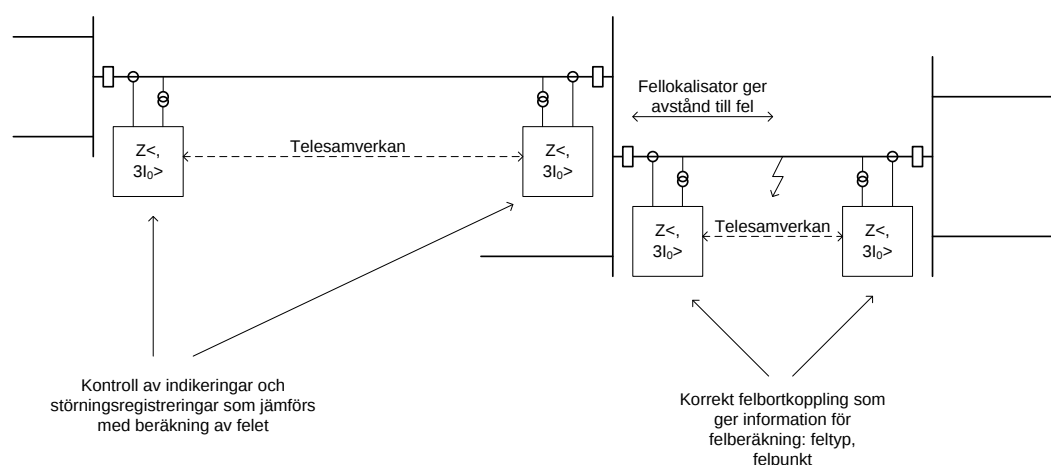
- Genomgång av skyddskonfigurering

- Genomgång av parameterinställning
- Provning i fält/reparation

Om man vid ovanstående analys inte funnit några avvikelser mot vad som borde vara registrerat, kan underhållsprovning av de aktuella skydden nedprioriteras (skjutas på framtiden).

5.9.2 Analys av fel i transmissionsnät

Vid driftstörning enligt Figur 3 kan analys göras för att kontrollera skyddsfunktionerna både för det felbehäftade objektet och för närliggande objekt i ett 400 kV transmissionsnät.



Figur 3, Exempel på driftstörning med fel på transmissionledning

Samtliga visade skyddsfunktioner är integrerade i numeriska skyddsenheter. Tillgänglig störningsinformation från dessa enheter är följande:

Skydden för 400 kV ledningar:

Utlösningssindikeringar distansskydd; fasselektiva, zonselektiva

Startindikeringar distansskydd; fasselektiva, zonselektiva

Andra indikeringar distansskydd; riktning till fel, mm

Signaler från telesamverkan distansskydd: mottagen acceleration (CR), skickad acceleration (CR)

Utlösningssindikeringar jordströmsskydd; zonselektiva

Startindikeringar jordströmsskydd; zonselektiva

Andra indikeringar jordströmsskydd; riktning till fel, övertonsblockering, mm

Signaler från telesamverkan jordströmsskyddskydd: mottagen acceleration (CR), skickad acceleration (CR)

Signaler från återinkopplingsautomatik

Störningsregistrering; Strömkurvform för fasströmmar och nollföljdsström, spänningskurvform för fasspänningar och nollföljdsspänning samt binära signaler enligt ovan med ca 1 ms upplösning

Skydden för anslutna transformatorer:

Utlösningssindikeringar fasöverströmsskydd, underimpedansskydd, transformatordifferentialskydd mm; fasselaktiva, stegselektiva.

Startindikeringar enligt ovan.

Speciella indikeringar från transformatordifferentialskydd: Internt/externt fel, övertonsblockering, mm.

Störningsregistrering; Strömkurvform och spänningskurvform, binära signaler enligt ovan med ca 1 ms upplösning

Vid driftstörningen enligt ovan förutsätts att den felbehäftade ledningen fränkopplats.

Med moderna skydd med fellokalisator kan felpunkten identifieras. Detta görs för skydden för den felbehäftade ledningen. Vidare kan feltypen identifieras med hjälp av störningsregistrering. Med dessa uppgifter görs en felströmsberäkning där mätstorheterna för de övriga skydden används för att kontrollera att relevanta signaler erhållits, dvs. startsignaler, riktningssignaler mm från distans- och jordströmsskydd.

Slutsatser:

Om man vid ovanstående analys funnit avvikelser mot vad som borde vara registrerat skall detta initiera "felavhjälpning" vilket kan innebära något eller några av nedanstående punkter:

- Genomgång av skyddskonfigurering
- Genomgång av parameterinställning
- Provning i fält/reparation

6 Administrativa rutiner

Ordning och reda är grundläggande förutsättningar för att säkerställa tillförlitlighet hos felbortkopplingssystem. Väl definierade och enkla administrativa rutiner är ofta en förutsättning för "ordning och reda".

6.1 Instruktioner

Ett antal olika företag och personalkategorier är ofta involverade i hantering av felbortkopplingssystem. Därför krävs att de olika ansvarsområdena är väl definierade och dokumenterade. Vidare skall informations- och kommunikationsvägar mellan olika ansvariga enheter vara definierade. Följande instruktioner är aktuella:

- Ansvarsområden: Anläggningsinnehavare är alltid ansvarig för felbortkoppling. Av praktiska skäl delegeras olika delar av detta ansvar ut i organisationen. Instruktionen skall beskriva delegering och rapportvägar.
- Kravspecifikationer: Funktionskrav felbortkoppling, Krav på underhåll, Krav på möjlighet att underhålla anläggning (ställs till entreprenör vid ny- eller ombyggnad), mm
- Beskrivning: dokumentation. Hur skall olika dokument lagras så att de är tillgängliga för dem som behöver dokumenten.
- Underhållsinstruktioner: Relativt utförlig beskrivning hur underhållet skall utföras.
- Arkivering av nedan beskrivna dokumentation. Ansvarig för arkivering av varje dokumenttyp skall anges.

6.2 Ritningar och kopplingsscheman

Ritningar och kopplingsscheman skall vara tillgängliga för underhållspersonal för att möjliggöra effektiv provning, felsökning och felavhjälpning. Dokumenten skall därför finnas tillgängliga i stationerna och även hos anläggningsinnehavaren. Beskrivning av lagring och uppdatering av dokumenten skall finnas.

6.3 Skyddsmanualer

Skydds- och kontrollutrustning är ofta relativt komplex. För att kunna konfigurera, bestämma parameterinställningar och genomföra provning krävs ofta tillgång till manualer för aktuell utrustning. Med tanke på ofta förekommande versionsbyten bör varje skydd ha "sin" manual för att säkerställa rätt information. Skyddsmanualerna ger ofta förslag för provningsmetoder. Skyddsmanualer skall vara tillgängliga för underhållspersonal och för reläskyddsingenjörer.

Äldre manualer bör vara tillgängliga hos tillverkare.

6.4 Manualer för annan utrustning i felbortkopplings-systemet

Främst inbegrips här underhållsmanualer för hjälpkraftssystem (batterier, laddningslikriktare) och effektbrytare. Dessa manualer skall vara tillgängliga för underhållspersonal för att möjliggöra effektiv provning, felsökning och felavhjälpning.

6.5 Programvara och Datafiler med skyddskonfigureringar

Skyddskonfigureringar är grundläggande för funktionen hos numeriska skydds- och kontrollenheter. Konfigureringsfiler skall vara tillgängliga för underhållspersonal för att möjliggöra effektiv provning, felsökning och felavhjälpning. Vidare skall de finnas tillgängliga för reläskyddsingenjörer. Arkivering sker lämpligen i datafiler i system med tillförlitlig säkerhetskopiering (backup tagning).

För framtagning och underhåll av konfigureringar används specifik programvara för skydds- och kontrollenheterna. Dessa programvaror uppdateras fortlöpande. För att säkerställa att underhåll av skyddskonfigurering kan göras måste säkerställas att programvara för alla enheter finns tillgänglig. Detta innebär i praktiken att ny programvara måste vara bakåtkompatibel med äldre versioner av skydds- och kontrollenheter.

Det måste påpekas att konfigureringsfilen för en skydds/kontrollenhet kräver stort datalagringsutrymme.

6.6 Inställningsblad för skydds- och kontrollenheter

Inställningsblad är grundläggande för funktionen hos numeriska skydds- och kontrollenheter. Inställningsblad skall vara tillgängliga för underhållspersonal för att möjliggöra effektiv provning, felsökning och felavhjälpning. Vidare skall de finnas tillgängliga för reläskyddsingenjörer. Arkivering kan göras i datafiler i system med tillförlitlig säkerhetskopiering (backup tagning) eller som pappersdokument.

Det måste påpekas att parameterlistor för en skydds/kontrollenhet innehåller en stor mängd data och kräver därför stort datalagringsutrymme eller pärmutrymme.

6.7 Rapporter från underhållsprovning

Vid underhållsprovning skall protokoll skrivas som beskriver vad som gjorts vid underhållstillfället och vilka eventuella åtgärder som vidtagits. Dessa rapporter skall finnas tillgängliga för att kunna spåra svagheter i utrustning och för att kunna planera framtida underhållsarbete. Vidare bör rapporter från underhållsprovning användas som underlag för statistik och i förlängningen identifiering av svagheter i utrustning.

6.8 Rapporter från störningsutredningar

Vid driftstörningar i kraftsystemet görs ofta utredningar om orsaker till driftstörning och en analys av felbortkopplingssystemets funktion. Det finns olika rutiner för när störningsutredning skall göras. Endera sker detta för varje driftstörning eller endast för driftstörningar där felaktig felbortkopplingsfunktion misstänks. Dessa rapporter skall finnas tillgängliga för att kunna spåra svagheter i utrustning och för att kunna planera framtida underhållsarbete. Vidare bör störningsutredningar användas som underlag för statistik och i förlängningen identifiering av svageter i utrustning.

För att kunna göra användbar statistik bör störningsrapporterna ha en del med standardiserat innehåll men även en del som beskriver det specifika fallet.

7 Kostnadsuppskattningar

Enligt föreskrift [7] ska kontroll av elektriska starkströmsanläggningar genomföras regelbundet. Detta tolkas som att funktionskontroller av felbortkopplingssystemet krävs. Hur detta ska genomföras och hur ofta kan dock inte utläsas av föreskriften. Ett sätt att ge underlag för ambitionsnivån är att göra en ekonomisk analys av kostnaden för underhåll i relation till kostnad för felaktiga felbortkopplingsfunktioner.

Underhåll av felbortkopplingssystemet medför kostnader i form av löner till underhållspersonal, kostnader för utrustning som krävs för underhållet, m. m. Underhåll av felbortkopplingssystem ger i sin tur minskning av driftstörningar med felaktig skyddsfunktion, dvs. en reducering av kostnader för oönskad bortkoppling av anläggningsdel, reducering av kostnader för skador på anläggningsdel och reducering av kostnader för nätinstabilitet (nätsammanbrott).

7.1 Ekonomiska förutsättningar

Vid ekonomiska kalkyler utgår vi från följande antagna förutsättningar:

Underhållsprovning antas kosta 1000 SEK/timme (arbetstid och kostnad för utrustning)

Tiden för att prova olika typer av skydd antas enligt:

- Distributionsledningsskydd: 1 timme
- Transmissionsledningsskydd med distansskyddsfunktion: 4 timmar
- Transformatorskydd: 4 timmar

Dessa tidsuppskattningar bygger på att underhållsprov sker i en hel station varför etableringstid m. m. är gemensamma för flera skydd.

Felaktiga felbortkopplingsfunktioner kan leda till kundavbrott. Kostnad för kund varierar kraftigt mellan olika kundkategorier. Vidare finns ett tidsberoende för avbrottskostnaden. Ofta redovisas avbrottskostnaden i en effektdel (tidsberoende) och en energidel (tidsberoende):

$$Kostnad = P_{bortkopplad} \cdot PKostnad(SEK / kW) + P_{bortkopplad} \cdot avbrottstid \cdot EKostnad(SEK / kWh)$$

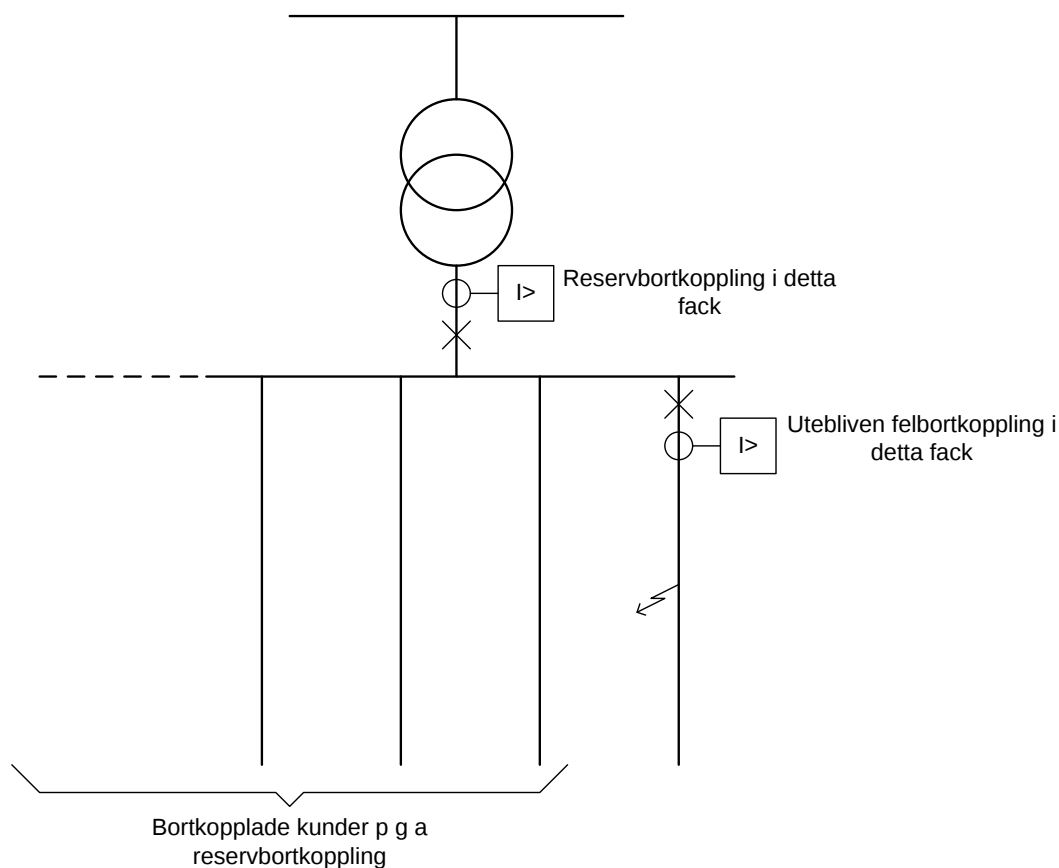
I [8] "ELFORSK RAPPORT 06:15, Kostnader av elavbrott" redovisas elavbrottskostnader för olika typer av elkunder. I korthet kan följande siffror (avrundade) redovisas för avbrott upp till en timme (tolkning av rapporten):

- Hushåll: 0 SEK/kW, 5 SEK/kWh
- Industri: 14 SEK/kW, 50 SEK/kWh
- Handel/Tjänster: 55 SEK/kW, 130 SEK/kWh
- Offentlig sektor: 3 SEK/kW, 35 SEK/kWh

- Jordbruk: 3 SEK/kW, 5,5 SEK/kWh

7.2 Exempel 1

I Figur 4 visas exempel på ett distributionsnät där utebliven felbortkoppling i ett fack ger bortkoppling av hela nätet.



Figur 4, Exempel på anläggning för ekonomisk analys

Vi antar att återuppbyggnad efter felbortkopplingen tar 1 timme. Bortkopplad effekt är 20 MW. Bortkopplade kunder är av blandade kategorier med avbrottskostnad 10 SEK/kW och 50 SEK/kWh. Kundkostnaden för denna driftstörning blir:

$$\text{Kostnad} = 20000 \text{ kW} \cdot 10 \text{ SEK} / \text{kW} + 20000 \text{ kW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 50 \text{ SEK} / \text{kWh} = 1200000 \text{ SEK}$$

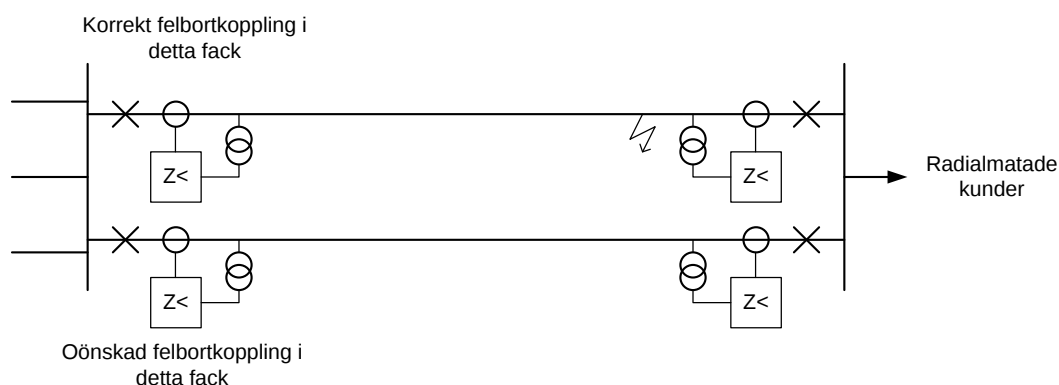
Antag att felraten för fel på aktuell ledning är 7 fel/(100 km, år). Med ledningslängd 10 km resulterar detta i 0,7 fel per år för denna ledning.

Antag att felraten för skydden är 10 % där hälften av dessa resulterar i utebliven funktion. Detta innebär att för denna ledning kommer 0,035 fel/år att resultera i bortkoppling av hela det radialmatade distributionsnätet. Årskostnaden blir 42 000 SEK.

Kostnaden för underhållsprovning som reducerar risken för den beskrivna oselektiva felbortkopplingen kostar vid varje provtillfälle: 1000 SEK (1 timme/skydd). Även om många osäkra antaganden gjorts i den ekonomiska analysen är troligen underhållsprovningen ekonomisk berättigad i detta exempel.

7.3 Exempel 2

I Figur 5 visas exempel på en 130 kV dubbelledning som matar en stor industrikund (processindustri). Vid fel på den ena ledningen och oönskad (oselektiv) felbortkoppling i ett fack ger bortkoppling av hela industrin.



Figur 5, Exempel på anläggning för ekonomisk analys

Vid den inträffade störningen stoppas industriprocessen med en återstartstid om 6 timmar. Bortkopplad effekt är 100 MW. Bortkopplad industrikund antas ha avbrottskostnad 14 SEK/kW och 50 SEK/kWh. Kundkostnaden för denna driftstörning blir:

$$\text{Kostnad} = 100000 \text{ kW} \cdot 14 \text{ SEK} / \text{kW} + 100000 \text{ kW} \cdot 6 \text{ h} \cdot 50 \text{ SEK} / \text{kWh} = 31,4 \text{ MSEK}$$

Antag att felraten för fel på aktuell ledning är 2 fel/(100 km, år). Med ledningslängd 20 km resulterar detta i 0,4 fel per år för denna ledning.

Antag att felraten för skydden är 10 % där hälften av dessa resulterar i oönskad funktion. Detta innebär att för denna ledning kommer 0,02 fel/år att resultera i bortkoppling av hela det radialmatade distributionsnätet. Årskostnaden blir ca 0,6 MSEK.

Kostnaden för underhållsprovning som reducerar risken för den beskrivna oselektiva felbortkopplingen är vid varje provtillfälle: 4000 SEK (4 timmar/skydd). Även om många osäkra antaganden gjorts i den ekonomiska analysen är troligen underhållsprovningen ekonomisk berättigad i detta exempel.

7.4 Ekonomiska slutsatser

Ovan har redovisats två fall där ekonomisk nytta av underhållsprovning visats. Analyserna har stor osäkerhet men ger viss vägledning. Det är konstaterat att kontroll och provning är ett myndighetskrav för att säkerställa

anläggningarna säkerhet. Den ekonomiska analysen kan ge underlag för vilken ambitionsnivå underhållsarbetet skall ha och med vilken periodicitet underhållsprovning skall göras. Observera att den ovan beskrivna ekonomiska analysen ger endast värdet av reducerad avbrottskostnad. Andra viktiga delar är när felaktig skyddsfunktion ger direkta skadekostnader vilket inte beaktats här.

De visade exemplen kan utvecklas med andra skyddsapplikationer för att kunna vara grund för provnings- och underhållsstrategi, t.ex. periodicitet för underhållsprovning.

8 Krav på utrustningen

Med utrustning menas här dels alla delar av felbortkopplingssystemet och dels den utrustning som används vid underhållsprovning. Kraven nedan gäller enbart ur underhålls- och provningssynpunkt och inte beträffande felbortkopplingssystemets prestanda i övrigt.

8.1 Felbortkopplingssystemet

Systemet skall vara så utformat att underhåll och felavhjälpning kan ske så enkelt som möjligt. Nedan anges några viktiga punkter:

- Systemet skall vara så utformat att provning av flertalet objekt i felbortkopplingssystemet skall kunna ske utan att man behöver ta primäranläggningen ur drift.
- All provning av kontroll- och skyddsenheter skall kunna ske via provdon.
- Injicering av ström och spänning till skyddsenheter skall göras via provdonet.
- Vid applicering av provdonet skall utlösningsskretsar från det provade skyddet brytas upp.
- Utlösningsspulser från provat skydd skall kunna loggas via provdonet.
- Vid applicering av provdonet skall sekundärkretsar från strömtransformatorer kortslutas och sekundärkretsar från spänningstransformatorer öppnas.

8.2 Provningsutrustning

Med provningsutrustning menas här utrustning för injicering av ström och spänning till provad skydds- eller kontrollenhet. Prestanda och möjligheter för provutrustningen är beroende på komplexitet för den skyddsfunktion som skall provas. Nedan redovisas lämpliga krav för komplexa skyddsfunktioner (normalt transmissions- och generatorskydd) och för enklare applikationer (normalt distributionsskydd).

8.2.1 Komplexa skyddsfunktioner

Nedan anges några viktiga punkter:

- Provutrustningen skall kunna mata minst en trefasig ström och en trefasig spänning. För vissa objekt, t. ex. transformatordifferential-skydd fordras två eller tre stycken trefasiga strömmatningar.
- Provutrustning skall kunna detektera och mäta utlösningstider med en maximal onoggrannhet om ca 1 ms.

- Injicerad ström och spänning skall kunna justeras fritt: amplitud och fasvinkel för varje fas.
- För provning av skyddsfunktioner baserade på impedansmätning (t.ex. distansskydd) skall provutrustningen vara anpassad för att ge korrekt ström- och spänningsinjicering motsvarande angivna feldata: Feltyp, impedans till felställe: plus- och nollföljd ($R1 + jX1$ samt $R0 + jX0$) samt resistans i felstället R_f

8.2.2 Enklare skyddsapplikationer

Nedan anges några viktiga punkter:

- Provutrustningen skall kunna mata minst en enfasig ström och en enfasig spänning. Trefasig strömmatning kan vara värdefull i vissa fall.
- Provutrustning skall kunna detektera och mäta utlösningstider med en maximal onoggrannhet om ca 1 ms.
- Injicerad ström, för prov av fasöverströmsskydd, skall kunna justeras fritt.
- Injicerad ström och spänning, för prov av känsliga jordströmsskydd, skall kunna justeras fritt: amplitud och fasvinkel för varje fas.

8.3 Datorhjälpmedel

Numeriska skydds- och kontrollenheter utbyter till stor del data och annan information via dataöverföring till persondator eller stationskontrollsystem. Vid underhållåtgärder ansluts normalt en persondator med relevant programvara till skydds/kontrollenheten. Detta möjliggör följande:

- Upp- och nedladdning av konfigureringsdata
- Upp- och nedladdning av parameterinställningar
- Uppladdning av störningsinformation från skydds/kontrollenheten
- Uppladdning av händelseloggning från skydds/kontrollenheten

Datorprogrammen är anpassade till respektive fabrikat av skydds/kontrollenhet. Lämpliga krav kan formuleras:

- En "normal" persondator skall kunna användas
- Programvaran skall kunna hantera alla äldre versioner av aktuella skyddstyper

9 Förslag för underhållsarbete

Nedan ges förslag till hur underhållsarbete på felbortkopplingssystem kan genomföras. Delvis överensstämmer många moment med konventionellt underhållsarbete som det utförs i många fall i dag. En bedömning vad som är "nytt" görs för de olika aktiviteterna.

Underhållsarbetet kan delas upp i olika delar enligt nedan.

9.1 Underhållsintervall

Anläggningsägare har ofta bestämt med vila tidsintervall underhållsarbete skall ske. Här är typen av skydd betydelsefull för val av underhållsintervall. I [1] anges att provningsintervall för utrustning utan självövervakning är vald inom intervallet 1 – 4 år. För utrustning med självövervakning anges motsvarande intervall till 4 – 8 år. Liknande siffror anges i [9] som bygger på en omfattande kartläggning i USA. I denna undersökning verkar provningsintervallen vara oberoende av typ av utrustning. I denna rapport redogöres även för faktorer som påverkar provintervallens längd. De viktigaste faktorerna anges vara: Tidigare provresultat, spänningsnivå (ju högre systemspänning desto oftare) och personalbegränsningar.

För vissa utrustningar förespråkar tillverkaren ett bestämt intervall, vilket kan vara bestämt av batteribyte i de fall batteri finns integrerat i utrustningen.

Underhållsintervallen varierar från företag till företag. För att bestämma lämpliga underhållsintervall är uppföljning av tidigare underhållsprovning och av störningsstatistik värdefull. Det kan dock konstateras att denna typ av statistik finns i mycket liten omfattning.

9.2 Planering och förberedelse

I god tid, t.ex. årsvis, planeras i vilka stationer underhållsprovning och kontroll av felbortkopplingssystemet skall göras. För varje station, där underhållsprovning skall genomföras, görs i god tid följande:

- Reläskyddsingenjör gör en kontroll/revision av parameterinställningar. Förändringar i primärsystemet skall beaktas. Detta ger en kontinuerlig uppdatering av skyddsinställningar som inte alltid görs i dag.
- En "historikkontroll" genomförs för de skydd och andra objekt i felbortkopplingssystemet som skall kontrolleras/provas. Denna kontroll kan innefatta reparation eller parameterändringar som har skett sedan senaste underhållsprovet. Vidare kontrolleras, om möjligt, logglistor över interna signaler från aktuell utrustning (omstart eller andra signaler från skyddsenheter). Bedömningen är att detta normalt inte görs i dag.
- Kontroll skall göras om det aktuella felbortkopplingssystemet aktiverats vid inträffade driftstörningar (utlösningar eller andra

indikeringar). Denna kontroll kan ge indikation på specifika delar av utrustningen som kan undersökas mer noggrant. Bedömningen är att detta normalt inte görs i dag.

För anläggningar som nyligen är ny- eller ombyggda bör det övervägas att genomföra en djupare provning innan garantitiden gått ut. Denna provning kan ha en omfattning liknade driftsättningsprovningen.

9.3 Underhåll/Provning i station

Väl i stationen görs följande:

- Okulär kontroll av den utrustning som skall kontrolleras/provas.
- Kontroll av anslutna ledare: sitter de fast?
- Om skydds/kontrollenheten har visning av aktuella mätvärden i HMI (service values) jämförs dessa värden med separat uppmätta värden: inkopplad amperemeter, inkopplad voltmeter och mätvärden i driftövervakningssystem.
- Gör om möjligt riktningskontroll för skydd med riktningsfunktion genom att använda aktuella driftströmmar/spänningar.
- Provning görs genom sekundär injicering av ström/spänning till skyddsenheten för att verifiera parameterinställningar.
- Om underhållsprovningen görs med primäranläggningen tagen ur drift inkluderas brytaren i provningen, dvs. utlösningsspulsen från injiceringsprov skall lösa brytaren.
- Protokoll förs enligt normal rutin
- Om felaktigheter hittats skall dessa avhjälpas om möjligt genast. I annat fall sker återkoppling för utredning eller annan åtgärd.

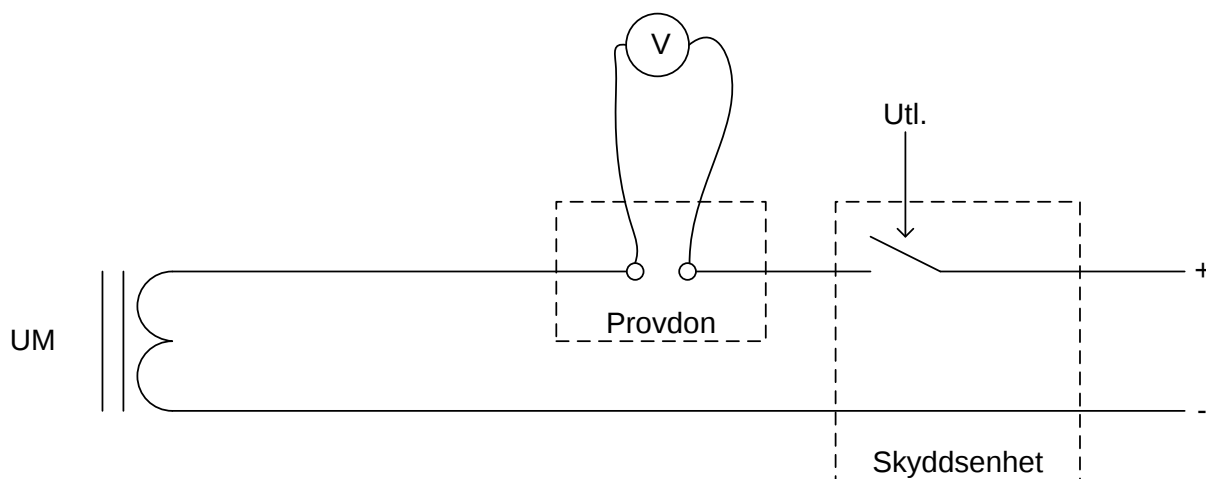
Ovanstående punkter bedöms överensstämma med vad som görs i dag.

Provningsinstruktioner finns ofta föreskrivna i skyddsmanualer. Nedan beskrivs vissa generella provinstruktioner för provning av vanliga skyddsfunktioner.

9.3.1 Huvudpunkter vid grundkontroll av skydds/kontrollenhet

1. Kontrollera att skyltning på skyddsenheten är korrekt.
2. Undersök skyddsenheten okulärt: finns missfärgningar, eller annat?
3. Kontrollera anslutna kablar genom att kontrollera att de sitter fast
4. Slå från hjälpspänningsmatningen och slå till den igen efter minst 10 s spänningslöshet. Observera att återstart av enheten lyckas. Kontrollera återstartstiden och jämför med vad tillverkaren specificerar som maximal återstartstid.
5. Kontrollera ström-, spännings-, och/eller effektmätvärden på HMI och jämför med andra, av skyddet oberoende, uppmätta värden, t ex visade i stationsdator. OBS: endast relevant om primärobjektet är i drift.

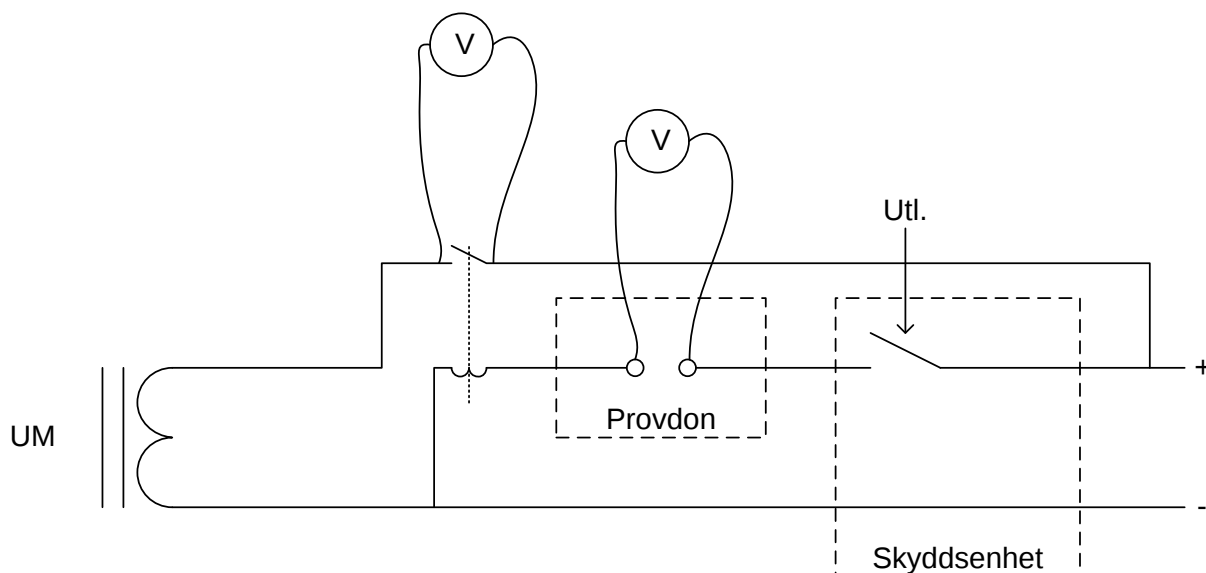
6. Om primäranläggningen är tagen ur drift: Testa hela utlösningsskedjan genom aktivering av utlösning från skyddsenheten. Detta kan göras genom att injicera felström/spänning till utlösningssfunktion och kontrollera att brytaren slås från.
7. Om primäranläggningen är i drift: Mät spänningen vid aktivering av utlösning över den öppna tripkretsen enligt figuren:



Figur 6, Kontroll av utlösningsskrets vid direkt utlösning från skydd

Med intakt utlösningsskrets skall voltmeteren mäta i stort sett full likspänning.
OBS: Brytaren måste vara tillslagen vid detta test.

Alternativt: om utlösning går via utlösningssenhet görs två mätningar:



Figur 7, Kontroll av utlösningsskrets vid utlösning via utlösningssenhet

9.3.2 Huvudpunkter vid injiceringsprov av oriktad fasöverströmsfunktion

1. Kontrollera att inställningsparametrarna i skyddsenheten överensstämmer med aktuellt inställningsblad.
2. Anslut via provdon provningsutrustning till skyddsenheten. Skyddet matas med trefasström där varje fasström kan styras individuellt. Vidare ansluts utlösningssignal och adekvata startsignaler från skyddsenheten för att kunna kontrollera och mäta skyddet funktionstid.
3. Injicera ström i fas L1 genom att långsamt öka strömmen tills startsignal för lågströmssteg erhålls och notera detta strömvärde: startvärde. Startvärdet jämförs med funktionsvärde enligt inställningsblad.
4. Minska strömmen långsamt tills startsignalen faller och notera detta strömvärde: återgångsvärde. Återgångsförhållandet jämförs med angivet värde i skyddsmanual.
5. Punkt 3 görs även för fas L2 och fas L3.
6. Om fasöverströmsskyddet har flera steg repeteras punkterna 3 – 5 för varje steg.
7. Funktionsstiden för varje steg kontrolleras:
 - a. Om skyddsfunktionen endast har konstanttidsfunktion matas skyddet med strömsteg motsvarande 1,2 gånger inställd funktionsström och funktionstiden noteras och jämförs med funktionsvärde enligt inställningsblad.
 - b. Om skyddsfunktionen har invertertidsfunktion matas skyddet med strömsteg motsvarande 1,2, 2 och 5 gånger inställd funktionsström och funktionstiden noteras och jämförs med funktionsvärde enligt inställningsblad och tidskaraktistik.
8. Kontroll av övertonsblockering (om den skall vara aktiverad) görs genom att injicera grundtonsström (50 Hz) med överlagrad 2:a ton (100 Hz). Grundtonsströmkomponenten skall vara 2 gånger funktionsströmmen och 2:a tonsströmmen skall vara större än inställd blockeringsnivå. Vid provet verifieras att blockering aktiveras.

9.3.3 Huvudpunkter vid injiceringsprov av distansskyddsfunktion

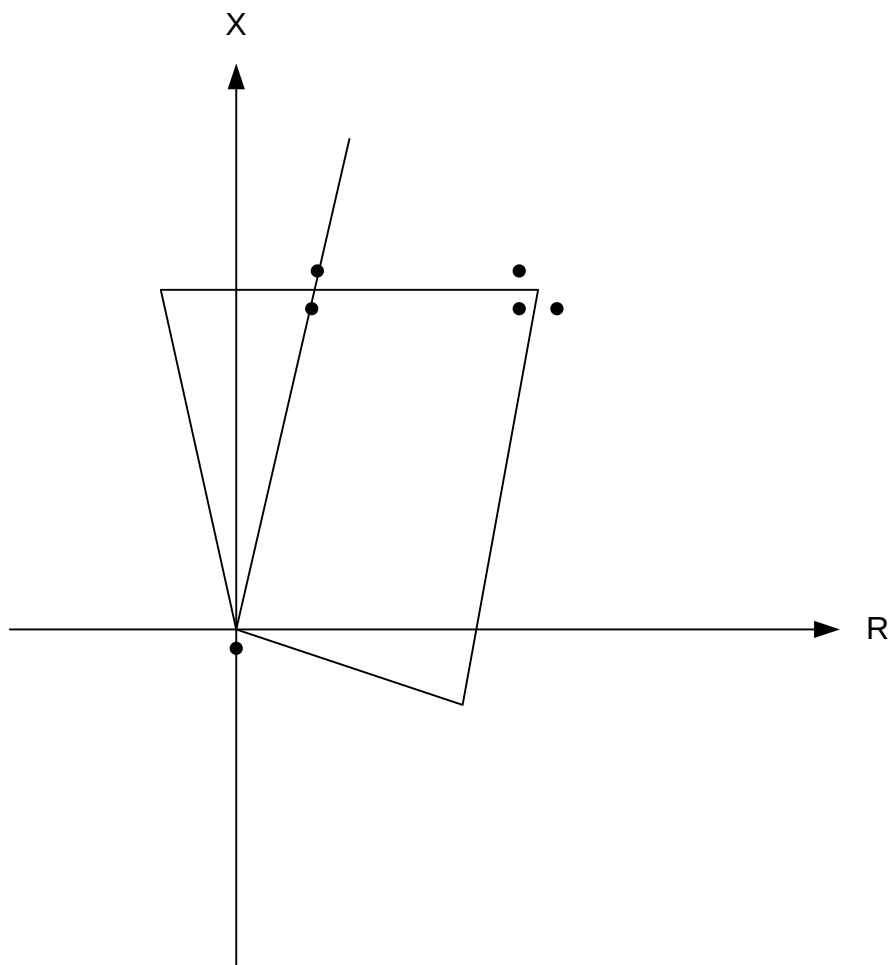
Vid dessa prov utgår vi från att provutrustningen är anpassad för att ge korrekt ström- och spänningsinjicering motsvarande angivna feldata:

- Feltyp
- Ledningsimpedans till felställe: plus- och nollföljd ($R_1 + jX_1$ samt $R_0 + jX_0$)
- Resistans i felstället R_f

Nedan beskrivna provning kan utvidgas beroende på speciell utformning av aktuellt skydd. Sådan provning skall normalt beskrivas i skyddsmanual.

1. Kontrollera att inställningsparametrarna i skyddsenheten överensstämmer med aktuellt inställningsblad.

2. Anslut via provdon provningsutrustning till skyddsenheten. Skyddet matas med trefasström och trefasspänning där varje fasström och fasspänning kan styras individuellt. Vidare ansluts utlösningssignal och adekvata startsignaler från skyddsenheten för att kunna kontrollera och mäta skyddet funktionstid.
3. Prova funktionsvärde för zon 1 vid fas-fas fel genom att injicera ström och spänning motsvarande kortslutning fas L1 – L2 i de felställen som anges i figuren. Fler felpunkter kan provas om det anses relevant.
 - a. $0,95 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 0$, skall ge momentan utlösning, notera utlösningstiden. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning
 - b. $1,05 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 0$, skall inte utlösning från zon 1. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning
 - c. $0,95 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 0,95 R_f$, skall ge momentan utlösning, notera utlösningstiden. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning
 - d. $0,95 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 1,05 R_f$, skall inte utlösning från zon 1. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning
 - e. $1,05 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 0,95 R_f$, skall inte utlösning från zon 1. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning
 - f. $-0,05 \cdot Z(\text{zon 1})$, $R_f = 0$, skall inte utlösning från zon 1. Kontrollera signaler som skall aktiveras: fasindikeringar, riktningsindikering fel i framriktning



Figur 8, Impedanspunkter för test

4. Genomför motsvarande prov för fas-jord fel.
5. Utför prov enligt punkterna 2 och 3 för övriga använda distansskyddszoner.
6. Prova minnesspänningsfunktion genom att injicera ström och spänning motsvarande trefasig kortslutning i fram (zon 1 skall ge momentan utlösning) och backriktning (zon 1 skall inte ge utlösning). Före fel skall nominell trefasspänning matas till skyddet och vid felet skall injicerad spänning vara noll.
7. Testa funktionen tillslag mot fel (SOTF) genom att injicera en ström motsvarande den ström som fås vid fel direkt utanför zon 1. Spänningen före fel skall vara noll. Skyddet skall ge momentan utlösning.
8. Testa distansskyddssamverkan:
 - g. Genom att injicera ström och spänning motsvarande inom den zon som skall initiera sändning av accelerationssignal (zon 1 vid underräckande system och normalt zon 2 vid överräckande system) men utanför innanliggande zon vid överräckande

system (normalt zon 1). Sänd signal (CS) skall aktiveras momentant.

- h. Genom att aktivera ingången för mottagen signal (CR) och genom att injicera ström och spänning motsvarande inom den zon som skall accelereras av accelerationssignal (normalt zon 2). Utlösningssignal skall aktiveras momentant.

9.3.4 Huvudpunkter vid injiceringsprov av riktad jordströmsskyddsfunktion (effektivt jordat system)

1. Kontrollera att inställningsparametrarna i skyddsenheten överensstämmer med aktuellt inställningsblad.
2. Anslut via provdon provningsutrustning till skyddsenheten. Skyddet matas med summaström eller trefasström (om summaström beräknas internt genom numerisk summering i skyddsenheten) och nollföljdsspänning (öppet delta) eller trefasspänning (om nollföljdsspänning beräknas internt genom numerisk summering i skyddsenheten) där varje fasström och fasspänning kan styras individuellt. Vidare ansluts utlösningssignal och adekvata startsignaler från skyddsenheten för att kunna kontrollera och mäta skyddet funktionstid.
3. Prova funktionsvärde för steg 1 vid fas-jord fel genom att injicera ström och spänning motsvarande jordslutning fas L1 – jord: Injicera nollpunktsspänning 1,2 gånger inställt spänningsvärde med vinkel 0° . Injicera sedan ström med vinkel lika med skyddets karakteristiska vinkel (normalt inställt ca 70°) genom att långsamt öka strömmen tills startsignal och notera detta strömvärde: startvärde. Startvärdet jämförs med funktionsvärde enligt inställningsblad.
4. Minska strömmen långsamt tills startsignalen faller och notera detta strömvärde: återgångsvärde. Återgångsförhållandet jämförs med angivet värde i skyddsmanual.
5. Injicera ström: $1,2 \cdot$ inställd steg1-ström med vinkelvridning 180° jämfört med skyddets karakteristiska vinkel. Funktionen skall inte ge utlösning.
6. Injicera ström: $1,2 \cdot$ inställd steg1-ström med skyddets karakteristiska vinkel. Notera utlösningstid.
7. Utför prov enligt punkterna 3 – 6 för övriga använda steg.
8. Testa funktionen tillslag mot fel (SOTF) genom att injicera en ström något mindre än inställd ström för steg 1. Skyddet skall ge momentan utlösning.
9. Testa jordfelsskyddssamverkan:
 - i. Genom att injicera ström och spänning motsvarande det steg som skall initiera sändning av accelerationssignal (steg 1 vid underräckande system och normalt steg 2 vid överräckande system). Sänd signal (CS) skall aktiveras momentant.
 - j. Genom att aktivera ingången för mottagen signal (CR) och genom att injicera ström och spänning motsvarande det steg

som skall accelereras av accelerationssignal (normalt steg 2).
Utlösningssignal skall aktiveras momentant.

9.3.5 Huvudpunkter vid injiceringsprov av riktad känsligt jordströmsfunktion (höghmigt jordade system)

Denna skyddstyp används främst för ledningar i höghmigt jordade mellanspänningsnät.

1. Kontrollera att inställningsparametrarna i skyddsenheten överensstämmer med aktuellt inställningsblad.
2. Anslut via provdon provningsutrustning till skyddsenheten. Skyddet matas normalt från en kabelströmtransformator som mäter summatrömmen ut på skyddad ledning och från en öppet deltakopplad spänningstransformatorgrupp som mäter nollpunktsspänningen (noppföjdsspänningen) i nätet. Därför matas skyddet vid provning med en ström (summaström) och en spänning (nollpunktsspänning) som båda kan styras individuellt. Vidare ansluts utlösningssignal och adekvata startsignaler från skyddsenheten för att kunna kontrollera och mäta skyddet funktionstid.
3. Injicera nollpunktsspänning genom att långsamt öka denna spänning tills signal för spänningsstart erhålls (om sådan signal finns). Jämför funktionsvärdet med inställd spänningsnivå.
4. Om utlösning från nollpunktsspänningsskydd finns kontrolleras utlösningstiden. Injicera ett spänningssteg med spänning 1,2 gånger inställt spänningsvärde. Notera utlösningstiden och jämför med inställningsblad.
5. Injicera nollpunktsspänning 1,2 gånger inställt spänningsvärde med vinkel 0° . Injicera sedan ström med vinkel lika med skyddet karakteristiska vinkel (0° för nät med nollpunktsmotstånd och $-90^\circ/90^\circ$ för isolerat nät) genom att långsamt öka strömmen tills startsignal och notera detta ström värde: startvärde. Startvärdet jämförs med funktionsvärde enligt inställningsblad. OBS: kontrollera i manual hur vinkel skall väljas för aktuellt skydd vid isolerat system.
6. Minska strömmen långsamt tills startsignalen faller och notera detta ström värde: återgångsvärde. Återgångsförhållandet jämförs med angivet värde i skyddsmanual.
7. Injicera ström med vinkelvridning 180° jämfört med punkt 5. Funktionen skall inte ge utlösning.
8. Injicera strömsteg med amplitud 1,2 gånger inställt värde och med vinkelvridning enligt punkt 5. Utlösningstiden noteras och jämförs med värde enligt inställningsblad.

9.4 Uppföljning

Efter underhåll/provning i station delges protokoll till berörda. Protokoll arkiveras enligt fastställda rutiner. Vid identifierade fel/avvikelser görs följande:

- Om fel identifierats på skyddsenhets hårdvara beställs reservdelar omedelbart om inte dessa finns till hands hos anläggningsinnehavaren.
- Om misstänkt mjukvarufel identifierats tas kontakt med tillverkaren.
- Om montagefel identifieras och detta åtgärdats på plats skall uppdatering av dokumentation; ritningar, kopplingstabeller, m. m. initieras.
- Om felaktighet i skyddskonfigurering identifierats skall konfigurering revideras av ansvarig. Uppdaterad konfigurering skall laddas ned i skyddsenhet med viss verifierande provning på plats i stationen.
- Om felaktighet i parameterinställning identifierats, dvs. verkligt parameterinställning avviker från inställningsblad skall parametrar enligt inställningsblad laddas ned i skyddsenhet med viss verifierande provning på plats i stationen.
- Om misstänkt felaktighet i parameterinställning identifierats, dvs. verkligt parameterinställning stämmer med inställningsblad men bedöms vara orimlig skall selektivplaneansvarig meddelas så snabbt som möjligt. Revision av parameterinställningen görs och om ändring av parametervärde skall göras implementeras detta i skydds/kontroll-enheten så snabbt som möjligt.

9.5 Driftåtgärder

I kraftsystemet förekommer en mängd driftåtgärder såsom:

Primärobjekt (transformatorer, ledningar, reaktiv kompensering) tas ur drift för underhåll eller av andra orsaker. Därmed fås onormala driftläggningar. Ofta kan dessa påverka felbortkopplingsfunktionen så att reläskydd måste ställas om. Vid omställning av parameterinställningar är det lämpligt att verifiering sker genom injiceringsprov.

Vid omställning av skydd orsakad av driftåtgärder kan det vara lämpligt att ta tillfället i akt för att göra "normal" underhållsprovning.

Beteckningar och förkortningar

A/D: Analog/digitalomvandling

CVT: Kapacitiv spänningstransformator

DC: Likström/Likspänning

IED: Skydds/kontrollenhet (Intelligent Electronic Device)

I/O: In/Ut-gångar för skydds/kontrollenhet

IRIG-B: Standardiserad tidssynkronisering av skydds/kontrollenheter

LS: Likström/Likspänning

RTU: Fjärrterminal (Remote Terminal Unit)

SCADA: Driftövervakningssystem (Supervisory Control And Data Acquisition)

STINA: Centralt placerat datorsystem för insamling och lagring av störningsrelaterad information

UM: Frånslagsspole (Utlösningmagnet)

Referenser

- [1] ABB: 1MRK 580 172-XEN, Self supervision techniques, 670 series, Principles and functions, October 2009
- [2] SvK TR2-09-2, Rev D 2009-01-29, Övervakningsutrustningar
- [3] SvK TR12-09, Rev B1 2010-05-11, Riktlinjer för underhåll av stationer
- [4] Statnett, Årsstatistikk, Driftforstyrrelser og feil i 33 – 420 kV nettet
- [5] A.L.J Janssen et al. Simplicity versus complexity in relation to the reability of protection schemes, Cigré Conference 2008, B5-210
- [6] ENTSO-E, Nordic Grid Disturbance and Fault Statistics 2010, 31.08.2011
- [7] ELSÄK-FS 2008:3, Elsäkerhetsverkets föreskrifter och allmänna råd om innehavarens kontroll av elektriska starkströmsanläggningar och elektriska anordningar
- [8] ELFORSK RAPPORT 06:15, Kostnader av elavbrott
- [9] IEEE Power Engineering Society, A SURVEY OF RELAYING TEST PRACTICES, January 2002

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se