



EXAMENSARBETE 2018:06

Substation Automation System and IEC 61850 protocol

Regionnätets övervakningssystem enligt IEC 61850 protokoll

Norbert Batiuk
Robert Hermez



Institutionen för Elektroteknik
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Göteborg, Sverige 2018

Substation Automation System and IEC 61850 protocol
Regionsnätets övervakningssystem enligt IEC 61850 protokoll
Norbert Batiuk
Robert Hermez

© Norbert Batiuk, Robert Hermez, 2018.

Handledare: Peiyuan Chen, Elektroteknik
Examinator: Thomas Hammarström, Elektroteknik

Examensarbete 2018:06
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers University of Technology
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Framsida: Översiktsschema för ställverks automationssystem med redundansprotokollet PRP.

Typeset in L^AT_EX
Göteborg, Sverige 2018

Substation Automation System and IEC 61850 protocol
Norbert Batiuk
Robert Hermez
Department of Electrical Engineering
Chalmers University of Technology

Abstract

This analysis was based on investigating the Substation Automation System and IEC 61850 communication protocol with the purpose of focusing on the communication between the system components. This project started by investigating the communication protocol IEC 61850 compared to other protocols before moving on to investigate the reliability and costs in the redundancy protocols linked to communication between the components within the substation. As for the communication protocols, the IEC 61850 provides the complete Substation Automation System with the most developed system in terms of protection and communication between different vendors. For the redundancy protocols, the calculations supported the theories of which redundancy protocol that would provide the best option for each situation, where for smaller substations HSR had an advantage although for larger substations PRP is preferable. The IEC 61850 proved to be the protocol with the most developing potential in terms of overall lower cost as well as receiving a communication between different vendors and even different substations. From the results of the redundancy protocols we can draw the conclusion that which protocol that is preferable depends on the size of the substation, resources and how expandable the substation need to be.

Keywords: IEC 61850, SAS, Substation, Reliability, IEC 62439-3, HSR, PRP.

Substation Automation System and IEC 61850 protocol
Norbert Batiuk
Robert Hermez
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers University of Technology

Sammanfattning

Analysen i denna rapport är baserad på att undersöka Substation Automation System samt kommunikationsprotokollet IEC 61850 med fokus på kommunikationen mellan systemets komponenter. Projektet började med att undersöka IEC 61850 och dess skillnader gentemot andra protokoll för att sedan fortsätta att undersöka tillförlitlighet och kostnader för redundansprotokoll kopplade till dessa komponenter i ställverket. Ur kommunikationsprotokollens perspektiv erbjuder IEC 61850 det kompletta Substation Automation System när man tittar på parametrar som skydd och kommunikation mellan diverse komponenters tillverkare. För kommunikationsprotokollen kunde dessa stödjas av beräkningar som antydde på att teorin stämde överens med verkligheten angående vilket protokoll som passade till en viss situation. Där såg man att HSR hade ett övertag i mindre ställverk med tanke på både pris och dess enkelhet medan för större ställverk så var PRP den mer fördelaktiga. IEC 61850 visade sig vara det protokollet med den största utvecklingspotentialen när man tittar på totala kostnader samt kommunikationen mellan olika tillverkares komponenter och även möjligheten till kommunikation mellan ställverk. Från resultatet på redundansprotokollen kan vi dra slutsatsen att det protokoll som är mest lämpligt beror på ett flertal faktorer däribland storleken på ställverket, resurserna och hur mycket man vill kunna utöka sitt ställverk.

Nyckelord: IEC 61850, SAS, Ställverk, Tillförlitlighet, IEC 62439-3, HSR, PRP.

Förord

Först och främst skulle vi vilja tacka Jonas Strandberg, Jonathan Lindholm och Christer Björnholm som varit våra handledare på ÅF som framförallt gav oss möjligheten att bredda våra kunskaper inom detta område men även hjälpt till på vägen för att infria förväntningarna. Sedan vill vi självklart även rikta ett stort tack till våra handledare respektive examinerare, Peiyuan Chen och Thomas Hammarström för deras ständiga samarbete och vilja att utveckla och förbättra detta arbete. Sist men inte minst skulle vi vilja tacka ABB för deras nödvändiga mätdata som behandlades i detta projekt.

Norbert Batiuk, Robert Hermez, Göteborg, Maj 2018

Innehåll

Beteckningar	xv
Figurer	xvii
Tabeller	xxi
1 Introduktion	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	1
1.3 Mål	1
1.4 Avgränsningar	2
1.5 Precisering av frågeställningen	2
2 Teori och teknisk bakgrund	3
2.1 Tillförlitlighet och driftsäkerhet	3
2.1.1 Definition av tillförlitlighet och driftsäkerhet	3
2.1.2 Samband mellan MTTF, MTTR och MTBF	4
2.1.3 Samband mellan tillförlitlighet och driftsäkerhet	4
2.1.4 Tillförlitlighetsblockdiagram	5
2.1.4.1 Seriella tillförlitlighetsblockdiagram	5
2.1.4.2 Parallella tillförlitlighetsblockdiagram	6
2.2 Kommunikation	7
2.2.1 OSI-modellen	7
2.2.2 TCP/IP	8
2.2.3 Ethernet	9
2.2.4 LAN	9
2.2.5 VLAN	10
2.2.6 Gateway	10
3 Elkraftsnätet	11
3.1 Svenska elnätet	11
3.1.1 Ställverk	11
3.2 Typiska komponenter i SAS	12
3.2.1 RTU	12
3.2.2 Reläskydd	13
3.2.3 GPS-Klocka	15
3.2.4 Strömtransformator	15

3.2.5	Spänningstransformator	15
4	Utvärdering av kommunikationsprotokoll	17
4.1	Äldre Protokoll	17
4.1.1	Modbus	17
4.1.2	IEC 60870-5-104	18
4.1.3	SPA Bus	19
4.1.4	DNP3	19
4.1.5	LON	20
4.2	IEC 61850	21
4.2.1	Översikt	21
4.2.2	Datamodellering	23
4.2.3	Substation Configuration Description Language (SCL)	26
4.2.4	Konfigureringsprocessen	27
4.2.5	Kommunikation	29
4.2.5.1	Manufacturing Message Specification (MMS)	30
4.2.5.2	Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE)	30
4.2.5.3	Sampled Values (SV)	31
4.2.6	Implementering av IEC 61850	31
4.2.6.1	Stationsbuss	32
4.2.6.2	Processbuss	32
4.3	Resultat	33
5	Uppbyggnad av automationssystemet inom ställverk (SAS)	35
5.1	Design av systemet	35
5.2	Kommunikationsredundans	37
5.2.1	Self-Healing Ring	37
5.2.1.1	Spanning Tree Protocol (STP)	39
5.2.1.2	Rapid Spanning Tree Protokoll (RSTP)	39
5.2.2	IEC 62439-3: PRP och HSR	40
5.2.2.1	HSR	40
5.2.2.2	PRP	43
5.2.2.3	Kombination av PRP och HSR	45
5.3	Analys	46
5.3.1	Tillförlitlighet av komponenter	46
5.3.2	Tillförlitlighetsanalys	47
5.3.2.1	Point-to-Point-topologi	47
5.3.2.2	HSR	47
5.3.2.3	PRP	49
5.3.2.4	Resultat	49
5.3.3	Kostnadsanalys	51
5.3.3.1	Uppskattning av kabellängderna	51
5.3.3.2	Point-to-Point-topologi	52
5.3.3.3	HSR	52
5.3.3.4	PRP	52
5.3.3.5	Resultat	53
5.4	Resultat	54

6	Diskussion	57
6.1	Kommunikationsprotokoll	57
6.2	Redundansprotokoll	58
6.3	Fortsatt utveckling	58
	Referenser	61
	Appendix	I
A	Detaljer av IEC 61850 standarden	III
A.1	Lista för grupperingar av LN	III
A.2	Definition av LN: XCBR	III
A.3	Definition av LN: MMXU	III
B	Översiktschema	VII
B.1	Ställverkautomation: Point-to-Point	VII
B.2	Ställverkautomation: HSR	VII
B.3	Ställverkautomation: PRP	VII
C	En-linjeschema	XI
C.1	Exempel på en-linjeschema över ett ställverk	XI
D	Referenser uppdelade utefter område	XIII
D.1	Standarder	XIII
D.1.1	IEC 61850	XIII
D.1.1.1	IEC 61850-5	XIII
D.1.1.2	IEC 61850-6	XIII
D.1.1.3	IEC 61850-7-1	XIII
D.1.1.4	IEC 61850-7-2	XIII
D.1.1.5	IEC 61850-7-3	XIII
D.1.1.6	IEC 61850-7-4	XIII
D.1.1.7	IEC 61850-8-1	XIV
D.1.1.8	IEC 61850-9-2	XIV
D.1.2	IEC 60870-104	XIV
D.1.3	IEC 62439-3	XIV
D.1.4	Modbus	XIV
D.1.5	DNP3	XIV
D.1.6	SPA Bus	XIV
D.1.7	LON	XIV
E	Riktlinjer vid konfiguration av en IED och en RTU	XV
E.1	Mjukvaror	XV
E.2	Skapa LAN med RTU560CID11 samt anslutning till RTUs webbaserade gränssnitt	XVI
E.3	RTUtil500	XX
E.3.1	Exportera RCD-fil	XX
E.4	PCM500	XXIII
E.4.1	Skapa digital systemspecifikation	XXIII

E.4.2	Importera eller exportera SCD-fil	XXV
E.4.3	Importera eller exportera ICD-,CID eller IID-fil	XXVI
E.5	IEDScout	XXVII
E.5.1	Simulering av en IED	XXVII
E.5.2	Anslutning till en IED	XXXI
E.5.3	Övervakning av kommunikationsaktivitet	XXXII

Beteckningar

ACSI	Application Communication Service Interface
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
CCVT	Capacitor Voltage Transformer
CDC	Common Data Class
CT	Current Transformer
DANH	Double Attached Node HSR
DANP	Double Attached Node PRP
DNP	Distributed Network Protocol
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
HMI	Human Machine Interface
HSR	High availability Seamless Redundancy
I/O	Input/Output
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Internet Protocol
ISO	International Organization for Standardization
LAN	Local Area Network
LON	Local Operating Network
MMS	Manufacturing Message Specification
MTBF	Mean Time Between Failure
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
MU	Merging Unit
OSI	Open Systems Interconnection
PC	Personal Computer
PLC	Programmable Logic Controller
PRP	Parallel Redundancy Protocol
RS	Recommended Standard
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
RTU	Remote Terminal Unit
SAS	Substation Automation System
SAN	Single Attached Node
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Language

SPA	Serial Port Adapter
STP	Spanning Tree Protocol
TCP	Transmission Control Protocol
VLAN	Virtual Local Area Network
VT	Voltage Transformer
WAN	Wide Area Network

Figurer

2.1	Typiska kurvan av felintensiteten för elektroniska komponenter. II) representerar komponentens funktionella livstid. I) och III) representerar installationen respektive utslitningsperioden [1].	3
2.2	Tillförlitlighetsblockdiagram för en given systemsfunktion.	5
2.3	Seriellt system bestående av två komponenter.	5
2.4	Parallella system bestående av två komponenter.	6
2.5	OSI-modellen i jämförelse med TCP/IP-protokollet.	9
3.1	Typiska uppbyggnaden av ställverk. A: Primärsidan, B: sekundärsidan, 1: Primär luftledning, 2: Jordlina, 3: Luftledning, 4: Spänningsstranformator, 5: Frånskiljare, 6: Lastfrånskiljare, 7: Strömtransformator, 8: Ventilavledare, 9: Huvudtransformator, 10: Kontrolstation, 11: Avspärrningsstängsel och 12: Sekundär luftledning [2].	12
3.2	Figuren visar en ABB RTU560CID11, som är en mindre variant av en RTU.	13
3.3	Ett exempel på hur ett klassiskt elektromekaniskt reläskydd kan se ut. <i>"Elektromekaniskt reläskydd" av Darklanlan licensierad av CC BY 4.0</i>	14
3.4	ABBs moderna reläskydd RES670 som tillhör Relion-serien.	14
3.5	Bilden till vänster är ett exempel på hur en strömtransformator kan se ut i ett ställverk. Högra bilden påvisar transformatorns lindningar samt dess strömmar och hur man med en amperemeter kan mäta strömmen. <i>"Strömtransformator" av Elg commonswiki licensierad under CC BY-SA 3.0</i>	16
3.6	Bilden till vänster är ett exempel på hur en spänningstransformator kan se ut i ett ställverk. Högra bilden påvisar transformatorns funktion och hur den med hjälp av primär och sekundär sidan kan transformera ner spänningen. <i>"Spänningstransformator" av Philippe Mertens licensierad av CC BY-SA 3.0</i>	16
4.1	Virtuell representation av lastfrånskiljare. Det framgår även vilka delar av standarden som tillämpas för respektive område. Figuren förekommer på s. 290 i [3].	23
4.2	Hierarkin för dataklasserna i IEC 61850-7-4 [4].	24
4.3	Hierarkiska strukturen samt enhetsgrupperingen av datamodellen. Figuren är inspirerad från s. 291 i [3].	24

4.4	Den flexibla IED-kompositionen i IEC 61850. 1) IED innehåller flera skyddsfunktioner och skickar hårdtrådad trippsignal till lastfrånskiljaren. 2) Två IEDs kommunicerar via GOOSE. Lastfrånskiljaren erhåller hårdtrådad trippsignal. 3) Flera IEDs kommunicerar via GOOSE. Lastfrånskiljaren erhåller tripp-GOOSE. Notera att dessa kompositioner kan konfigureras fritt. Figuren är inspirerad från s. 31 i [5].	25
4.5	Engineeringsprocessen samt informationsutbytet enligt [6]. I figuren presenteras vilka ABB-mjukvaror som används för att erhålla respektive fil. Rödmarkering innebär extern leverantör av respektive fil. Beskrivning till respektive steg beskrivs i texten.	28
4.6	Protokollets kommunikationstjänster i förhållande till OSI-modellen [7].	29
4.7	Återpubliceringstid av GOOSE där t_0 är pulseringstid under normaldrift. GOOSE triggas och pulseringsfrekvensen ökar, efter flertal publikationer avtar frekvensen till t_0	31
4.8	(1) Stationsbuss med hårdtrådade signaler från mätinstrumenten, (2) Processbussen möjliggör publicerare/prenumerant kommunikation med mätinstrumenten eller/och omkopplingsenheterna.	32
5.1	Enlinjeschema för ett typiskt 130/10 kV ställverk. F: Frånskiljare, S: Skiljare, T: Transformator, L: Inkommande linje, LS: Last, A/B: 10kV skena.	36
5.2	Koncept för Self-healing-ring. (1) Meddelande skickas på primärlänk. (2) Öväntat avbrott sker i kommunikationen. (3) Switch 1 omkonfigurerar kommunikationsnätet och sekundärlänk tas i drift.	38
5.3	Koncept för HSR. SAN sänder meddelande, RedBox adderas HSR-frame och meddelandet skickas ut i två riktningar av ringen (röd respektive blå pil).	41
5.4	Flödeschema för mottagningsprocess av meddelande för ex. DANH.	42
5.5	Koncept för PRP. SAN (ex. lokal stations-PC) sänder meddelande till destinations-IED. RedBox sänder meddelandet vidare via två separata LAN. Slutligen tas meddelandet emot via RedBox.	44
5.6	Exempel på design av system med både PRP och HSR topologi.	45
5.7	RBD för IED-till-IED kommunikation i en PTP-topologi.	47
5.8	RBD för värsta fallet i IED-till-IED HSR-kommunikation.	48
5.9	RBD för i IED-till-IED PRP-kommunikation.	49
5.10	Typisk skåpsuppsättning för ett ställverk [8].	51
B.1	Kopplingschema för ställverksautomationssystem i Point-to-Point uppkoppling.	VIII
B.2	Kopplingschema för ställverksautomationssystem i HSR-uppkoppling.	IX
B.3	Kopplingschema för ställverksautomationssystem i PRP-uppkoppling.	X
C.1	En-linjeschema över ett ställverk.	XII

E.1	Def.IP-switch utplacering på framsidan av RTU560CID11. Figuren förekommer på s. 1 i [9].	XVI
E.2	1) Navigera fram till Network and Sharing Center i kontrollpanelen. 2) Klicka på "Ethernet".	XVII
E.3	Klicka på "Properties".	XVII
E.4	1) Markera "Internet Protocol Version 4 (TCP/IPv4). 2) Klicka på "Properties".	XVIII
E.5	Adresser från databladet ([9]) används för att förse datorn i gemensam LAN med RTU. Notera att IP-adressen måste vara unik, i detta exempel valdes 192.168.0.2.	XVIII
E.6	RTU560s webbaserade gränssnittet kan nu nås genom att söka på RTUn IP-adress i webbläsaren. I detta fall är IP-adressen 192.168.0.1 (dvs. RTUn fabrikinställda IP-adress).	XIX
E.7	1) Klicka på "Project". 2) Klicka på "Build RTU files...".	XX
E.8	Konfigureringsfilens destination kan ändras genom att klicka på "Browse". Sedan klicka på "Next".	XXI
E.9	Gå vidare genom att klicka på "Consistency".	XXI
E.10	Generera slutgiltiga konfigureringsfilen (RCD-filen) genom att klicka på "Generate File".	XXII
E.11	Genom att högerklicka på "Substation", sedan på "New" och vidare till "General" kan ny spänningsnivå infogas genom att klicka på "Voltage Level".	XXIII
E.12	Exempel på den digitala systemspecifikationen i PCM500.	XXIV
E.13	SCD-filen kan importeras eller exporteras genom att högerklicka på "Substation" och sedan klicka på "Import" respektive "Export". Navigera sedan till önskade mapp där önskade filen önskas att importeras från eller exporteras till.	XXV
E.14	Högerklicka på IED vars konfigureringsfil önskas att importeras eller exporteras.	XXVI
E.15	Om konfigureringsfilen önskas att exporteras, tryck på "Export" (detta illustrerades i figur E.15). Klicka på "✓" för att utöka vyn och välj sedanefter den önskade filändelsen.	XXVI
E.16	Startsidan i IEDScout. Klicka på "Simulate IED" att öppna simuleringensverktögen.	XXVII
E.17	För att påbörja simuleringen, måste antingen CID-, IID- eller SCD-filen för IEDn importeras in i verktyget. Klicka på "Open SCL", navigera till konfigurationsfilen och importera den.	XXVIII
E.18	Klicka på "Start" för att påbörja simuleringen.	XXVIII
E.19	Innan simuleringen påbörjas, uppkommer förfrågan angående vilken IP-adress IEDn ska tilldelas. OBS! Välj en IP-adress som inte redan förekommer på LAN. I detta exemplet valdes IP-adressen till 127.0.0.1	XXIX
E.20	1) Gröna symbolen bredvid "SIP" (namnet på IED) indikerar att IED är online. 2) Om GOOSE är inaktiverat, dvs "Enabled = false" följ steg 6 och 7.	XXIX
E.21	1) Ändra statusvärdet till "true". 2) Klicka på "Start".	XXX
E.22	Gröna symbolen indikerar att GOOSE är aktiverad.	XXX

E.23 Startsidan i IEDScout. Klicka på "Discover IED" för att ansluta sig till en IED.	XXXI
E.24 1) Skriv in IP-adressen för IEDn som önskas att anslutas. 2) Klicka på "Discover".	XXXI
E.25 Startsidan i IEDScout. Klicka på "Sniffer" för att påbörja övervakning av kommunikationsaktiviteten.	XXXII
E.26 Klicka på "Start" för att påbörja insamlingen av signalerna.	XXXII
E.27 Insamlingen av kommunikationsaktiviteten är igång.	XXXIII

Tabeller

2.1	OSI-modellen med dem 7 olika skikten. Tabellen förekommer i [10].	7
4.1	Filtyper av SCL som definieras i [6]. Alla dessa filer är i XML-format men deras filändelse varierar beroende på dess syfte. De gråmarkerade raderna är utökningen i den andra upplagan av [6]. Tabellen är inspirerad av [11].	26
4.2	Tolererade återhämtningstider för respektive signaler [12].	30
4.3	Sammanfattning av de etablerade kommunikationsprotokollen. IEC 61850 kännetecknas främst för interoperabilitet, *-markerade raderna presenterar dess interoperabilitetsattribut samt vad de övriga protokollen erbjuder som alternativ.	34
5.1	Möjlig reläskyddsuppsättning för respektive fack. Se figur 5.1 för respektive notation.	37
5.2	Omkonfigureringstid för respektive protokoll [13].	38
5.3	MTTF och driftsäkerhet av respektive SAS-komponenter.	46
5.4	De fyra värsta fallen för IED-till-IED i HSR-kommunikation.	49
5.5	Resulterade tillförlitlighet och driftsäkerhet för respektive uppkoppling.	50
5.6	Resulterade kabellängder för respektive konfiguration.	52
5.7	Kostnadskalkyl för PTP-konfiguration.	52
5.8	Konstnadskalkyl för HSR-konfiguration.	52
5.9	Kostnadskalkyl för PRP-konfiguration.	53
5.10	Kostnader samt relativa kostnadsdifferensen mellan respektive kommunikationskonfiguration.	53
5.11	Sammanställning av dem viktigaste resultaten för HSR och PRP. Respektive data är tagna från tabell 5.5 och 5.10.	54
5.12	För- respektive nackdelar för HSR och PRP.	55
5.13	Egenskaper av respektive kommunikationstopologi/redundansprotokoll.	56
A.1	Lista för grupperingar av logiska noder som definieras på s. 19 i [4]. De gråmarkerade raderna är de ursprungliga grupper från den första upplagan.	IV
A.2	XCBB definition som förekommer på s. 106 i [4]. I fjärde kolumnen framgår om respektive dataobjektet är obligatorisk (M - mandatory) eller valfri (O - optional). Med andra ord, obligatoriska dataobjekt måste alltid stödjas oavsett fabrikat.	V

A.3	MMXU definition som förekommer på s. 58 i [4]. I fjärde kolumnen framgår om respektive dataobjektet är obligatorisk (M - mandatory) eller valfri (O - optional). Med andra ord, obligatoriska dataobjekt måste alltid stödjas oavsett fabrikat.	VI
E.1	Nödvändiga mjukvaror för konfigurering av en IED och RTU. IEDscout är ett användbart verktyg om given IED ska simuleras eller om kommunikationsaktiviten önskas att övervakas.	XV

1

Introduktion

1.1 Bakgrund

Regionnätets infrastruktur står inför modernisering av olika slag vilket inkluderar bland annat reläskydd, kontroll och kommunikation. Moderna reläskydd har flera olika applikationer förutom skyddsfunktionen. De har också möjlighet att styra, signalera och övervaka olika högspänningskomponenter.

Denna rapport är skriven med begäran av ÅF Elkraft som önskar sig en utredande rapport inom detta område då de ser en stor lönsamhetspotential i denna utvecklande bransch.

1.2 Syfte

Det främsta syftet med arbetet är att analysera integrationspotentialen av moderna digitala reläskydd in i regionnätets infrastruktur. Dessutom ge en djupare förståelse kring reläskydd och dess kommunikation mellan skydd och överordnat system.

Fortsättningsvis utreda vilka funktioner och fördelar som finns med IEC 61850 protokollet i jämförelse med äldre protokoll. Utreda samt redogöra för vilka olika typer av uppbyggnad som finns mellan IEDer och tex switch. Analysera skillnaderna mellan Self-healing ring, PRP och HSR genom att utföra en tillförlitlighetsanalys respektive kostnadsanalys av kommunikationsnätet. Utreda vad GOOSE-kommunikation är och när man använder det, för- och nackdelar.

1.3 Mål

Skriva en rapport med en analys av kommunikationsprotokollet IEC 61850 samt en analys på uppbyggnaden av redundanta system i ett projekt där man använder IEC 61850 med GOOSE kommunikation.

1.4 Avgränsningar

Det kommer att vara ett teoretiskt projekt som analyserar och klargör IEC 61850 protokoll samt redogör möjliga systemlösningar för detta. Avsikten initialt var att konfigurera en RTU men efter svårigheter att erhålla nödvändig hårdvara såväl som mjukvara beslutades det att exkluderas ur arbetet. I slutändan saknades licensen för det mest väsentliga systemverktyget IET600, där IEC 61850-kommunikationen definieras. I appendix E presenteras de förvärvade kunskaperna vid konfigurering av en RTU men även en IED. Det bör tilläggas att denna steg-för-steg instruktionen inte är fullständig, då konfigureringen aldrig slutfördes p.g.a. ovanstående skäl.

1.5 Precisering av frågeställningen

1. Vad är skillnaden mellan IEC 61850 och äldre protokoll?
 - (a) Finns det besparingsmöjligheter genom att använda IEC 61850 och GOOSE kommunikation?
2. Hur kan IEC 61850 implementeras in i regionnätets infrastruktur?
3. Vad är GOOSE kommunikation?
4. Utreda vilka olika typer av uppbyggnad som finns mellan IEDer och tex switch. Vad är skillnaden mellan:
 - (a) Self-healing Ring,
 - (b) PRP (Parallel Redundancy Protocol) och
 - (c) HSR (High-availability Seamless Redundancy).
5. Fördelar respektive nackdelar med dessa redundans protokoll?
 - (a) Tillförlitlighet

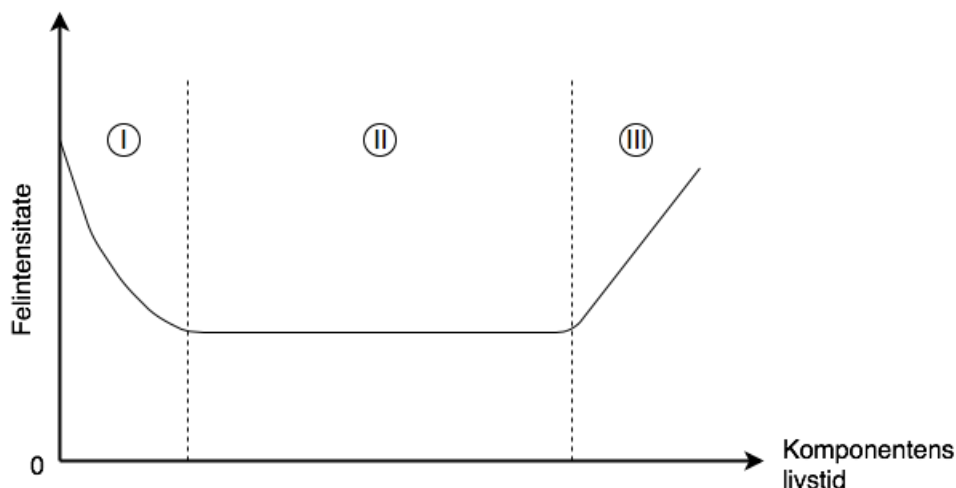
2

Teori och teknisk bakgrund

2.1 Tillförlitlighet och driftsäkerhet

2.1.1 Definition av tillförlitlighet och driftsäkerhet

Den typiska definitionen av tillförlitlighet (eng. Reliability) indikerar kapaciteten av framgångsrika utfall av givna funktioner under särskilda villkor och tidsbegränsningar. Denna enheten är statistiskt beroende och ger ett sannolikhetsmått på när nästa fel bör inträffa, för ett givet system [1]. Ett annat sätt att uttrycka tillförlitlighet är genom dess invers, nämligen felintensitet $\lambda(t)$. Felintensiteten är ett mått på hur frekventa felen är. Figur 2.1 presenterar den typiska felintensitetskurvan för elektroniska komponenter.



Figur 2.1: Typiska kurvan av felintensiteten för elektroniska komponenter. II) representerar komponentens funktionella livstid. I) och III) representerar installationen respektive utslitningsperioden [1].

Det framgår i figuren att komponentens livstid kan approximeras genom tre övergripande perioder, där period II representerar komponentens funktionella livstid. Medan period I och III representerar installationen respektive utslitningsperioden. Orsaken till dess höga felintensitet beror främst på felkonfigurerings och slutligen p.g.a slitage. Som det framgår i figur 2.1, kännetecknas period II av den konstanta

felintensiteten. Om exponentiell distribution av felintensiteten antas, kan tillförlitlighetsfunktionen uttryckas enligt följande [1],

$$R_i(t) = e^{-\lambda_i t} \quad (2.1)$$

där,

$R_i(t)$ är tillförlitlighet som funktion av tid och
 λ_i är felintensitet.

Låt medelvärdet av exponentiella distributionen kallas MTTF (Mean Time To Failure),

$$MTTF_i = \int_0^{\infty} R_i(t) dt = \frac{1}{\lambda_i} \quad (2.2)$$

2.1.2 Samband mellan MTTF, MTTR och MTBF

Nedanför följer sambandet mellan felfrekvensen (MTBF), medeltid till fel (MTTF) och medeltid för reparation (MTTR) för given komponent i [1],

$$MTBF_i = MTTF_i + MTTR_i \quad (2.3)$$

där,

$MTBF_i$ Mean Time Before Failure,
 $MTTF_i$ Mean Time To Failure och
 $MTTR_i$ Mean Time To Repair.

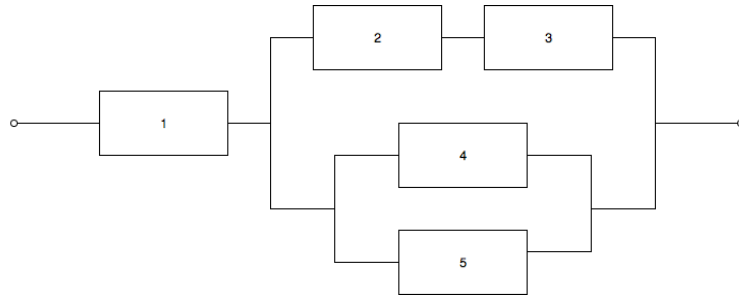
2.1.3 Samband mellan tillförlitlighet och driftsäkerhet

Driftsäkerheten (eng. Availability) är ett statistiskt mått på hur länge en komponent eller system förväntas fungera under given tid uttryckt i procent. Driftsäkerhet A för komponent i med given reparationsintensitet $MTTR_i$ kan uttryckas som [1],

$$A_i = \frac{MTTF_i}{MTTF_i + MTTR_i} \quad (2.4)$$

2.1.4 Tillförlitlighetsblockdiagram

Tillförlitlighetsblockdiagram (eng. Reliability Block Diagram) är en grafisk modell för att representera komplexa beroendeförhållanden vid givna systemfunktioner. Dessa beroenden kan formuleras matematiskt och därmed kan systemets tillförlitlighet samt driftsäkerhet beräknas [1]. Initialt, är dessa beroendeflöden väldigt komplicerade även för enkla system. Därför presenteras de seriella- och parallellkopplingslagarna nedan som är användbara vid förenklingar av dessa system.



Figur 2.2: Tillförlitlighetsblockdiagram för en given systemsfunktion.

2.1.4.1 Seriella tillförlitlighetsblockdiagram

I figur 2.3 presenteras två komponenter i seriell uppkoppling. Från tillförlitlighetsperspektivet, är dessa två beroende av varandra, då båda två måste vara funktionella för att systemet skall utföra dess uppgift [1].



Figur 2.3: Seriellt system bestående av två komponenter.

Tillförlitlighetsfunktionen för seriella system kan beräknas enligt följande,

$$R_s(t) = R_1(t)R_2(t) = e^{-\lambda_1 t}e^{-\lambda_2 t} = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t} \quad (2.5)$$

Härefter erhålles seriella systemets MTTF,

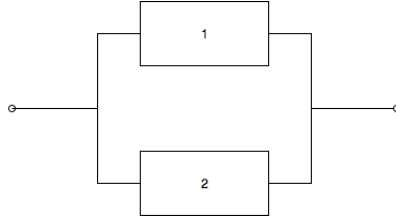
$$MTTF_s = \int_0^\infty R_s(t)dt = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} = \frac{MTTF_1 MTTF_2}{MTTF_1 + MTTF_2} \quad (2.6)$$

Driftsäkerheten för seriella systemet erhålles enligt följande samband,

$$A_s = A_1 A_2 \quad (2.7)$$

2.1.4.2 Parallella tillförlitlighetsblockdiagram

I figur 2.4 presenteras två komponenter i parallell uppkoppling. Från tillförlitlighetsperspektivet, är dessa två oberoende av varandra, då enbart en av dessa måste vara funktionell för att systemet skall utföra dess uppgift [1].



Figur 2.4: Parallella system bestående av två komponenter.

Tillförlitlighetsfunktionen för parallella system beräknas på följande vis,

$$R_s(t) = R_1(t) + R_2(t) - R_1(t)R_2(t) = e^{-\lambda_1 t} + e^{-\lambda_2 t} - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t} \quad (2.8)$$

Härefter erhålles parallella systemets MTTF,

$$\begin{aligned} MTTF_p &= \int_0^\infty R_p(t)dt = \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} \\ &= MTTF_1 + MTTF_2 - \frac{MTTF_1 MTTF_2}{MTTF_1 + MTTF_2} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Driftsäkerheten för parallella systemet erhålles enligt följande samband,

$$A_p = A_1 + A_2 - A_1 A_2 \quad (2.10)$$

2.2 Kommunikation

Detta delkapitel kommer att ge en kort beskrivning av viktig information som är grundläggande för förståelsen av kommunikationen i ställverk. Här berörs bland annat protokoll som: OSI-modellen, TCP/IP och Ethernet.

2.2.1 OSI-modellen

OSI-modellen OSI (Open Systems Interconnection) skapades av ISO (International Organization for Standardization) för att underlätta standardiseringen av kommunikationsprotokoll [10]. Modellen består av sju olika delar, som är uppdelade i två större lager. Dessa lager kan delas in på olika sätt där man antingen kategoriserar dem tre eller fyra nedersta skikten som mediumskiktet och resterande ovanför blir då värdsskiktet. Mediumskiktet behandlar elektriska signaler, binära data och dirigerar data mellan nätverken. Värdsskiktet berör bland annat representation av data och nätverksprotokollet är riktat mot användarens synvinkel [10].

Vid kommunikation mellan olika system flyter data genom dessa sju lager (se tabell 2.1) för att meddelandet ska framföras. Första lagret som behandlas är det fysiska, för att sedan nå resterande lager för att slutligen nå applikationsstadiet [10].

Tabell 2.1: OSI-modellen med dem 7 olika skikten. Tabellen förekommer i [10].

	Data	Skikt
7	Data	Applikation Nätverksprocess till applikation
6	Data	Presentation Dataframställning och kryptering
5	Data	Session Mellanvärdslig kommunikationssamordning
4	Segment	Transport Sändning, mottagning och ankomstkontroll
3	Paket	Nätverk Navigering och IP (logisk adressering)
2	Ramar	Datalänk MAC och LLC (fysisk adressering)
1	Bitar	Fysiskt Media, signal och binär överföring

Fysiskt - Det första lagret som är det fysiska lagret kännetecknas av att vara det fysiska kommunikationsmediumet som till exempel en hårdtrådad, Ethernet eller fiberoptisk kabel.

Datalänk - Det andra lagret som kallas datalänk handlar främst om att den informationen som sänds i första lagret fördelas vidare i systemet. I detta skikt kan funktioner som bekräftelse av ankomst av ett meddelande och liknande förekomma.

Nätverk - Tredje lagret kallas nätverksskiktet och berör meddelandens adresser där det främst handlar om att översätta logiska adresser till fysiska adresser. Detta skikt beslutar även om vilken väg som ett meddelande skall transporteras samt dessutom sköter trafikproblem. Exempel på funktioner i detta skikt är felhantering, routing och flödeskontroll.

Transport - Transportskiktet är OSI-modellens fjärde skikt som beskriver dataöverföring i ett system. Dess främsta syfte handlar om att erbjuda en pålitlig dataöverföring där felkontroll och meddelandets skick står i fokus. I detta skikt används huvudsakligen nätverksprotokollet TCP.

Session - Det femte lagret i OSI-modellen är sessionsskiktet som har som huvuduppgift att kunna bistå med nödvändiga medel för att sammanfoga presentations lagret med transportlagret för att få en dialog och ett utbyte av informationen mellan flera lager.

Presentation - Presentationsskiktet som är det sjätte skiktet grundar sig på dessa 5 steg:

1. Komprimering
2. Kryptering
3. Bitordning
4. Byteordning
5. Filformat

Dessa steg presenterar informationen som meddelandet fört med sig.

Applikation - Det sista lagret som är det sjunde kallas applikationsskiktet. I detta skikt körs applikationsprogram som sköter meddelanden som färdats genom dessa lager. Dessa program använder sig av olika protokoll för att kunna kommunicera med varandra [10].

OSI-modellen var från början tänkt att förbli en standard för hur man bygger upp nätverkssystem, men idag används denna snarare som underlag för bland annat kommunikationsprotokoll men även nätverksteknologier i stort [10].

2.2.2 TCP/IP

Likt OSI-modellen är TCP/IP en arkitektur för datakommunikation i nätverk som även delas in i olika lager. TCP/IP innehåller fyra lager till skillnad från OSI-modellens sju lager. TCP/IP (Transmission Control Protocol/ Internet Protocol) består av dessa lager: Applikationslagret, Transportlagret, Internetlagret och Länklaget (som ibland sammanvävs från datalänklaget och fysiska lagret) se figur 2.5 [14].

TCP/IP utvecklades på slutet av 1960-talet av DARPA (Defense Advanced Research Projects Agency), detta företaget var även dem som utvecklade ARPANET som är en föregångare till dagens Internet [14]. TCP/IP är en samling av flertal olika protokoll där varje enskild dator som använder TCP/IP alltid kommer inneha en

IP-adress. Detta för att rätt paket ska kunna skickas till rätt dator över hela världen. Vid interna nätverk är IP-adresserna ofta dynamiska vilket innebär att varje dator i nätverket har ett nätverkskort innehållande en unik MAC-adress [14].

OSI-modellen		TCP/IP	
#7	Applikation	#4	Applikation
#6	Presentation		
#5	Session	#3	Transport
#4	Transport		
#3	Nät	#2	Internet
#2	Datalänk	#1	Länk
#1	Fysiska skiktet		

Figur 2.5: OSI-modellen i jämförelse med TCP/IP-protokollet.

2.2.3 Ethernet

Ethernet är den mest använda LAN-teknologin i världen. Den grundar sig till att vara ett så kallat länk lager protokoll till TCP/IP där protokollet huvudsakligen kan kopplas till dem två första lagerna i OSI-modellen vilka främst är det fysiska skiktet och datalänken. Ethernet förknippas mest med det fysiska lagret där det används som kommunikationsmedium i dagens moderna nätverk. På 1980-talet när Ethernet började etableras som kommunikationsmedium bestod det av en koaxialkabel medan dagens lösning är en partvinnad kabel som även kallas RJ45 [15].

En av fördelarna med Ethernet är att man uppnår en höghastad kommunikation. Hastigheterna kan skilja sig från 10 Mbps till 100 Gbps beroende på vilket kommunikationsmedium som används. Sedan ett antal år tillbaka har man även kunnat implementera Ethernet i fiberoptisk kabel [15].

Ethernet kan konfigureras i dem flesta topologier bland annat som ring- eller stjärntopologier. Samtidigt som det kan användas i nya s.k. redundansprotokoll som HSR och PRP från IEC 62493-3 (se avsnitt 5.2).

2.2.4 LAN

Local Area Network eller lokalt nätverk på svenska, kallas det när olika komponenter kopplas ihop till samma nätverk i samma rum eller byggnad [15]. Dessa komponenter kan antingen kopplas upp med tråd eller trådlöst. Med en router¹ som stöder båda dessa alternativ kan man ansluta sig både med och utan tråd samtidigt [15]. I dem flesta LAN brukar endast en router skapa ett nätverk där anslutningen till alla

¹Router - Komponent som fungerar som en central knutpunkt där olika apparater kan ansluta sig till samma nätverk.

komponenter sker. Ett LAN kan innehålla allt från två apparater till tusentals inom samma nätverk [15].

En av fördelarna med LAN är att filer, program, hårdvara etc. kan delas genom nätverket. Ett exempel på LAN är en arbetsplats där en skrivare kan vara uppkopplad på nätverket som alla anställda kan ta del av istället för att varje anställd själv skulle behöva sin egna skrivare. Andra fördelar är att kommunikationen sker fort i ett delat nätverk, där exempelvis filer fort kan delas mellan olika användare [15].

2.2.5 VLAN

Virtual Local Area Network är ett subnetwork² som kan samla ihop en rad apparater från olika fysiska LAN [15]. Man kan se det som att man kopplar ihop flera LAN till ett gemensamt nätverk. Resultatet blir då ett Virtual LAN som har som uppgift att bland annat förbättra den allmänna prestandan i hårt trafikerade nätverk. Då ska exempelvis apparater som frekvent kommunicerar med varandra fortsätta kunna göra så trots all trafik i nätverket. Vanligtvis behandlas trafiken i nätverket mellan olika LAN genom olika routers men med VLAN kan det istället göras med nätverks switchar som är ett effektivare verktyg. En annan fördel med VLAN är att man får en ökad säkerhet i stora nätverk genom att man kontrollerar vilka apparater som har tillgång till varandra.

VLAN protokoll är något som krävs eftersom att trafik från olika nätverk kan korsa ett fysiskt nätverk samtidigt, då behöver datan vara indelad till ett specifikt nätverk. Det finns olika VLAN protokoll som till exempel IEEE 802.1Q, Ciscos ISL och 3COMs VLT. Av dessa är det absolut vanligaste protokollet IEEE 802.1Q för moderna VLAN. Med detta protokoll kan man skapa upp till 4094 VLAN inom samma Ethernetnätverk [15]. Även trådlösa apparater kan ansluta sig till VLAN men de måste då vara uppkopplade till en router som i sin tur är ansluten till systemets LAN.

2.2.6 Gateway

En gateway är en hårdvaruapparat som kan vara en router, server, brandvägg eller någon komponent som sammankopplar två nätverk så att dessa kan kommunicera med varandra [15]. Den kan implementeras i ett program, i hårdvaran eller i en kombination av dessa. Funktionen för gateways är den samma för alla, där LAN kopplas in och ansluts tillsammans med alla apparater till Internet. Det finns lite olika typer av gateways beroende på situation, exempelvis kan en liten bredbandsrouter agera gateway för ett hushåll eller ett mindre företag.

Det är vanligt att de två nätverken som en gateway sammankopplar, använder sig av olika protokoll. Då är en gateway väldigt bra på att förena dessa protokoll och ge upphov till fortsatt kommunikation. Därav brukar man säga att en gateway sitter i änden av ett nätverk och styr all data som kommer in respektive ut ur nätverket [15].

²Subnetwork - Litet nätverk som är en del av ett större nätverk.

3

Elkraftsnätet

Detta kapitel kommer att inleda med att ge en kort inblick i hur det Svenska elnätet är uppbyggt för att sedan beskriva de olika komponenterna som krävs för att både skydda och kontrollera ställverket, men även upprätthålla kommunikation enligt IEC 61850.

3.1 Svenska elnätet

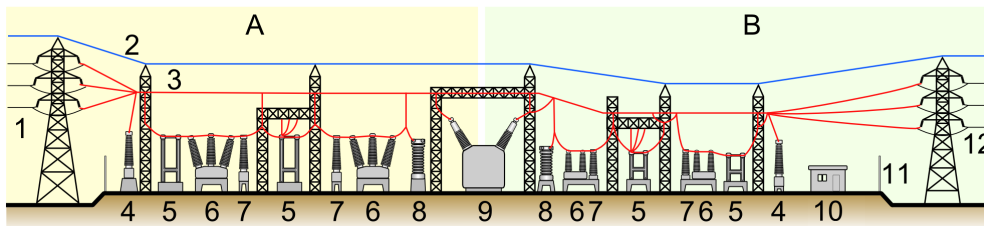
Svenska nätet fördelas främst i tre huvudkategorier: stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet är luftledningar vars huvudsakliga syfte är att transmitta energi över långa sträckor. Stamnätet sträcker sig genom hela Sverige för att leverera den elektriska energi som producerats i norra Sverige och som främst konsumeras i södra Sverige. Stamnätets ledningar har en spänning på 400 kV som antingen transformeras ner till 130 kV (finns andra specialfall) eller tvärtom att man matar upp 400 kV från 130 kV. Vid övergång till regionnätet transmittas elenergin antingen till industrier eller fortsätter till lokalnätet där den behöver transformeras ner ytterligare till i vissa fall 20-10 kV eller direkt ner till 400 V för att sedan distribueras ut till svenska hushåll via nätstationerna [16].

Svenska kraftnät är den statliga verksamheten som förvaltar svenska stamnät. En av deras huvuduppgifter är att se till att frekvensen i elnätet håller sig så nära 50 Hz som möjligt med en felmarginal på 0,1 Hz, då all elutrustning som används i Sverige är anpassat efter denna frekvens [17].

En annan viktig del av det svenska elnätet är att detta är anslutet till 16 svenska grannländer, främst för att ta del av internationella energimarkaden. Sverige är till största delen exportör av elen, i detta fall till grannländerna men vid krissituationer finns även möjligheten att kunna importera el för att få en större säkerhet. [17].

3.1.1 Ställverk

Ställverk har som huvuduppgift att transformera ned och förgrena anslutningen, samtidigt som detta även kan bryta respektive öppna anslutningen vid behov. Ställverket fungerar likt en elcentral som man har i hus eller i en lägenhet som har i uppgift att fördela strömmen till användarna men även att kunna skydda dessa vid eventuella fel [18]. Reläskyddet fungerar likt säkringar i en elcentral där dess huvuduppgift är att



Figur 3.1: Typiska uppbyggnaden av ställverk. A: Primärsidan, B: sekundärsidan, 1: Primär luftledning, 2: Jordlina, 3: Luftledning, 4: Spänningsstrantransformator, 5: Frånskiljare, 6: Lastfrånskiljare, 7: Strömtransformator, 8: Ventilavledare, 9: Huvudtransformator, 10: Kontrolstation, 11: Avspärningsstängsel och 12: Sekundär luftledning [2].

skydda främst ledningsutrustning vid eventuella fel (ex. jordfel). Dessa felen identifieras genom olika givare (strömtransformator och spänningstrantransformator) som är anslutna till reläskydden, som till exempel mäter frekvens och obalans mellan faser [18].

Det finns olika typer av ställverk, dels så finns det högspänningsställverk men även mellanspänningsställverk. Högspänningsställverk är generellt stora anläggningar vilka är belägna utomhus (se appendix för fullständigt en-linjeschema C.1). Dessa ställverk används framförallt i stam- och regionnätet i spänningsnivåer från 400 kV till 50 kV [18]. Mellanspänningsställverk är riktade mot distributionsnätet där ledningarna fördelas mot stora industrier och kommersiella fastigheter. Spänningsnivåerna skiljer sig från 1–50 kV i mellanspänningsställverk [18].

3.2 Typiska komponenter i SAS

Detta delkapitel berör ingående komponenter för ställverksautomationssystem (SAS). Här beskrivs komponenternas grundläggande funktioner för att ge en ökad förståelse av skyddsystemets uppgifter.

3.2.1 RTU

RTU är en mikroprocessorbaserad enhet avsedd för integrering av överliggande kontrollsystem (SCADA) samt en process av något slag. I den här rapporten kopplas den mellan just det överordnade systemet samt en switch som kopplas till reläskydden. RTU:n används främst för insamling av signaler som sedan skickas vidare till en överordnande driftcentral, men en RTU kan även användas för styrning av processer på distans [19]. Det finns lite olika typer av RTU:er, dem kan skilja sig från att innehålla ett enda kretskort till att bestå av flera sektioner av utbytbara kretskort som är anpassade till det specifika systemet. Varje kretskort i RTU:n innehåller specifika funktioner som en RTU kan innehålla, dessa är bland annat: kommunikationsenhet, internenhet, utgångsenhet och strömförsörjningsenhet [19].

RTU jämförs ofta med en PLC p.g.a. deras likheter i funktionalitet. Men det finns

vissa skillnader mellan enheterna som gör att dem är mer lämpade i specifika områden som t.ex. att en PLC främst är avsedd för mindre system och riktad mot industrin medan en RTU täcker större områden med en bredare kommunikationsradie. Den stora skillnaden mellan dessa är dock att en RTU är bättre på att hantera överspänningar och störningar från elnätet vilket är en förklaring på dess tillämpningsområde [20].



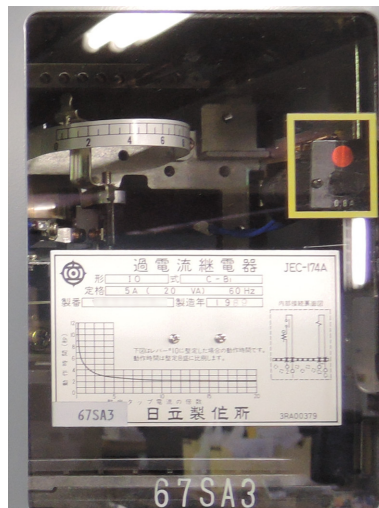
Figur 3.2: Figuren visar en ABB RTU560CID11, som är en mindre variant av en RTU.

3.2.2 Reläskydd

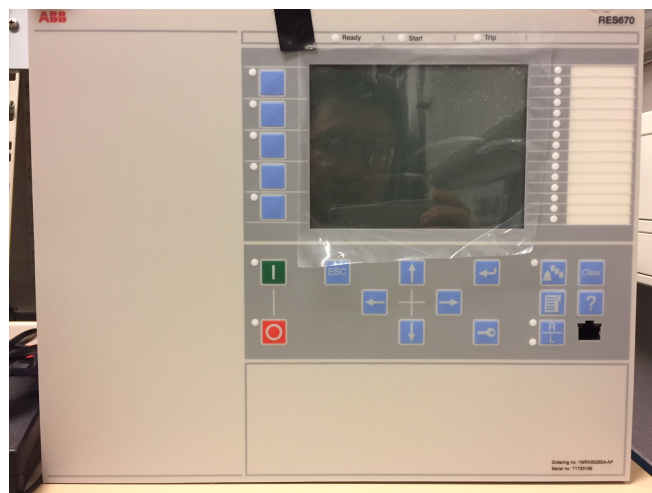
Reläskydd eller kraftnätets skyddare som ABB väljer att kalla dem, kan i sin grundfunktionalitet jämföras med en automatsäkring där strömmen, vid eventuella fel snabbt bryts för att skydda apparater. Kraftnätets apparater skulle utan reläskydd få utstå en hel del störningar och haverier [21].

Reläskydden refereras som IED i denna rapport, då den nya typen av moderna reläskydd kategoriseras till IED (Intelligent Electronic Device). Men det ska även klargöras att innan dessa reläskydd introducerats, fanns det mekaniska reläskydd i början på 1900-talet för att sedan runt 1930-talet utvecklas elektromekaniska reläskydd (se figur 3.3). Inte förrän 1980-talet kom det reläskydd med digital teknik som sedan kom att utvecklas till moderna reläskydd (IED) år 2005 (se figur 3.4)[21].

Det finns ett flertal typer av reläskyddsfunktioner beroende på vilken komponent som ska skyddas. Exempel på olika reläskyddsfunktioner kan vara ledningsskydd, transformatorskydd eller brytarfelsskydd. Reläskydden har två huvudsakliga uppgifter där det dels ska kunna bryta en ledning genom att sända en signal till en lastfrånskiljare och dels skicka mätdata till en driftcentral (SCADA) [21].



Figur 3.3: Ett exempel på hur ett klassiskt elektromekaniskt reläskydd kan se ut.
"Elektromekaniskt reläskydd" av Darklanlan licensierad av CC BY 4.0



Figur 3.4: ABBs moderna reläskydd RES670 som tillhör Relion-serien.

En av dem mest väsentliga skillnaderna mellan gamla reläskydd och dagens moderna IEDs är att de gamla elektromekaniska reläskydden har en särskild funktionalitet, där flera olika reläskydd betjänar ett skyddsobjekt. Medan moderna IEDs har stöd för flera funktioner och därmed kan flertal gamla reläskydd ersättas med en enhet. Skyddet kan dessutom kommunicera direkt med överordnade systemet eller andra IEDs.

Reläskydden tar emot mätvärden från ström- eller spänningstransformatorer och vid fel (ex. jordfel), sänder skyddet en brytsignal till en lastfrånskiljare. Dessutom registrerar det moderna reläskyddet alla händelser som inträffar och sparar denna data som exempelvis kan vara mätvärden på ström och spänning, tidpunkter för olika händelser. För att sedan använda denna information för att skapa en störnings- eller funktionsrapport [21]. En annan viktig funktion med reläskydden är att dem kan kommunicera med varandra samt med en driftcentral så att man snabbt kan

upptäcka fel på en ledning och kunna åtgärda det.

3.2.3 GPS-Klocka

Det som skiljer IEC 61850 från vissa andra protokoll är användningen av en GPS-klocka i systemet. Dess betydelse för systemet grundar sig på att synkronisera datum och tid för alla ingående komponenter i systemet. Detta utförs ofta med hjälp av en GPS (Global Positioning System) mottagare som tar emot en signal från en satellit för att få real-tid synkronisering med resten av systemet [22]. På så sätt tidsstämplas alla händelser som sedan kan lagras och analyseras.

I dagens SAS sker tidsynkroniseringen huvudsakligen i stationsbussen (se avsnitt 4.2.6.1) där ett exempel på ett protokoll som används är SNTP. Enligt IEC 61850 så kräver komponenterna i stationsbussen en synkroniseringstid på endast 1 ms vilket protokollet uppfyller. Detta gäller däremot inte för processbussens komponenter där det enligt IEC 61850 krävs en synkroniseringstid på $1\mu\text{s}$ (se avsnitt 4.2.6.2). SNTP protokollet stöder inte denna hastighet men däremot finns IEEE 1588 som stöder detta [7].

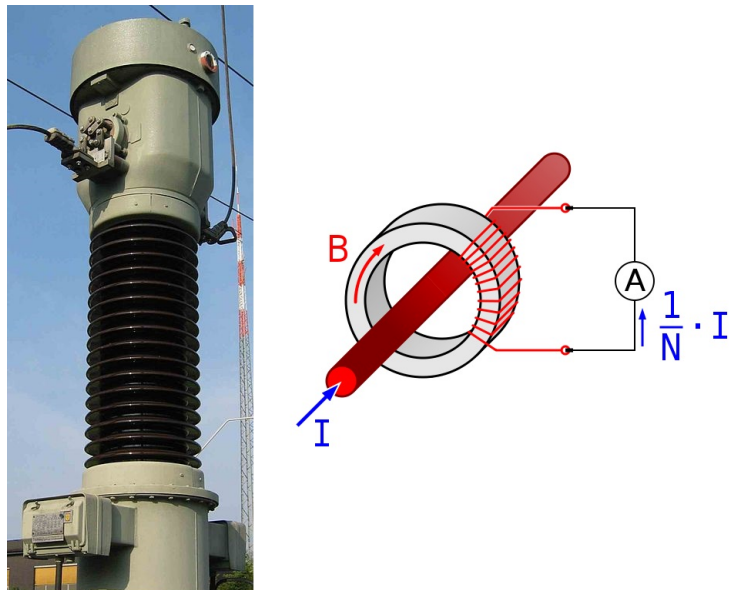
3.2.4 Strömtransformator

En strömtransformator är konstruerad för att producera en ström i dess sekundärsida som är proportionell mot strömmen i primär sidan. Dess syfte är att transformera ner höga strömmar till en nivå där man på ett säkert sätt kan mäta dessa. Då transformeringsrelationen är känd, kan den verkliga strömmen i ledningen beräknas [3].

Som nämnt tidigare, så ansluts strömtransformatorn till ett reläskydd. Det är från både strömtransformatorn och spänningstransformatorn som reläskyddet får sin information. I dagens moderna system, finns IEC 61850 ställverk som har så kallade Merging Units (MU) som behandlar den analoga signalen som transformatorerna skickar och omvandlar denna till en digitalsignal som de moderna reläskyddet kan prenumerera på (se avsnitt 4.2.6.2 för mer information).

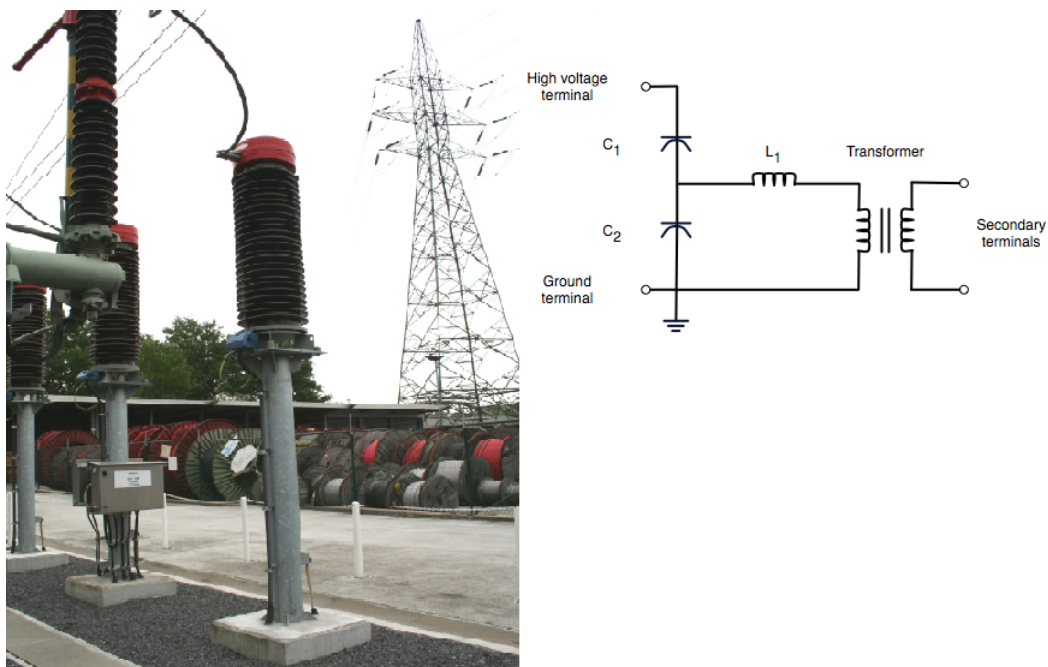
3.2.5 Spänningstransformator

En spänningstransformator är väldigt lik strömtransformatorn i dess uppgifter, där huvudsaken är att transformera ner höga spänningar till en säker nivå för att kunna mäta spänningsnivåerna i nätet [3]. Där den som tidigare beskrivits är vital för att ställverkets skyddssystem ska fungera.



Figur 3.5: Bilden till vänster är ett exempel på hur en strömtransformator kan se ut i ett ställverk. Högra bilden påvisar transformatorns lindningar samt dess strömmar och hur man med en amperemeter kan mäta strömmen.

”Strömtransformator” av Elg commonswiki licensierad under CC BY-SA 3.0



Figur 3.6: Bilden till vänster är ett exempel på hur en spänningstransformator kan se ut i ett ställverk. Högra bilden påvisar transformatorns funktion och hur den med hjälp av primär och sekundär sidan kan transformera ner spänningen.

”Spänningstransformator” av Philippe Mertens licensierad av CC BY-SA 3.0

4

Utvärdering av kommunikationsprotokoll

4.1 Äldre Protokoll

Denna del presenterar gamla kommunikationsprotokoll som fortfarande använts som kommunikationsstandard i olika ställverk. Flera etablerade protokoll kommer att beröras som Modbus, IEC 60870-5-104, DNP3, SPA Bus och LON. Värt att poängtera är att det finns flertal andra protokoll som används men dessa behandlas inte då dem inte är lika vanligt förekommande, de protokoll som presenteras är de mest etablerade.

4.1.1 Modbus

Modbus protokollet har blivit det vanligaste protokollet för kommunikation i industrin med många olika nätverks applikationer däribland seriell kommunikation, optik eller radionätverk, RS-232¹ och RS-422 [24]. Vanligtvis används detta genom att man skickar signaler från en kontrollapparat till något slags data insamlarsystem som till exempel mäter temperatur, som sedan kommunicerar resultatet till en dator.

Protokollet användes till en början främst för seriell kommunikation med hårdtrådade kablar mellan olika komponenter men på senare tid även genom användandet av Ethernet. Modbus RTU och Modbus TCP/IP är två olika sätt att koppla upp ett system med Modbus. Där Modbus RTU är traditionell hårdtrådning mellan det som man kallar Master och Slave [25]. Där Master ofta är SCADA/HMI och Slave kan vara en PLC/RTU. I den traditionella hårdtrådningen finns det olika sätt att koppla upp sin Master/Slave teknik, beroende på situation och syfte. Har man endast en Slave som inte kräver en kabel som är längre än 15 m så är RS-232 systemet som bör användas. Har man en längre uppkoppling kan man använda sig av RS-485 som även har möjlighet att kunna koppla ihop upp till 32 Slaves till en Master i serie [26].

Modbus TCP/IP skapades år 1999 för att kunna vara konkurrenskraftig till 2000-talets nya kommunikationsprotokoll började använda sig av Ethernet. Den är hu-

¹RS-x - är en ANSI standard för seriell databuss, där RS står för Recommended Standard [23].

vudsakligen väldigt lik Modbus RTU med den stora skillnaden att man kopplar ihop apparater med hjälp av en Ethernet kabel. Med en Ethernet kabel får man en mångsidig, skalbar och världsetablerad produkt med en universell standard (TCP/IP), och en leverantör oberoende Modbus. På detta vis blir det ett öppet nätverk som gör att data kan fördelas mellan olika apparater samt enkelt att implementera då alla apparater stöder TCP/IP uttag. Ethernet är även ett mycket snabbare system och lättare att felsöka än Modbus RTU.

Snabbheten i systemet är inte alltid så nödvändigt då viss information endast behöver rapporteras var enstaka sekund. Detta gäller t.ex. vissa sensorer som mäter nivå, temperatur och liknande där informationen inte är lika tidskritisk [25].

För och Nackdelar med Modbus:

Fördelar med Modbus:

- Öppen kommunikationsstandard
- Simpel och kostnadseffektiv integration av enheter
- Enkel integration av ny utrustning
- Stödjer kommunikation med SCADA/HMI

Nackdelar med Modbus:

- Inga tider för historik, när vissa händelser skett
- Ingen kommunikation mellan olika leverantörer, som leder till höga kostnader då det behövs alternativa produkter som ska sammanlänka komponenter.
- Modbus RTU erbjuder endast seriell kommunikation
- Slaves kan inte kommunicera med varandra utan måste alltid kommunicera med en Master som sedan kan fördela ut informationen till en Slave.
- Ingen kontinuerlig respons av mätdata, leder till att antalet kontroller av komponenterna blir för många, högre kostnader [24].

Men ska man välja mellan dessa två system så kan man komma till slutsatsen att ett system med en Ethernet kabel är en robust lösning med få konfigurations problem som absolut är att föredra.

4.1.2 IEC 60870-5-104

Likt andra protokoll är IEC 60870 ett öppet protokoll vilket innebär att vem som helst har möjlighet att implementera sin version av standarden samtidigt som det leder till större konkurrens på marknaden mellan dessa utvecklare. Detta protokolls huvudsakliga syfte gäller kommunikation i ställverk, men det används även i olika typer av industrier för att kommunicera mellan olika apparater.

Protokollet är uppdelat i 6 olika delar där den mest väsentliga delen som behandlas i denna rapport är IEC 60870-5. Denna del berör skydd, kontroll och kommunikation i olika typer av elkraftssystem. Detta kapitel 5 är även det indelat i 5 olika dokument som beskriver protokollet mer ingående.

Även detta protokoll stöder hårdtrådat alltså seriell kommunikation genom RS-232 samt RS-485, men även kommunikation genom fiberoptik [27]. Dock skiljer sig kommunikationen från IEC 61850 då den endast är avsedd för en specifik IED åt gången. IEC 60870-5-103 och 104 är två av dessa dokument som är väldigt vanliga och som används främst vid kommunikation mellan en RTU och ett övervakningssystem. Där skillnaden mellan dessa är att 103 stöder seriell kommunikation och 104 främst TCP/IP.

Eftersom att IEC 60870-5-104 är ett protokoll ämnat för överordnade systemet så används just detta protokoll i den delen. Resterande del, mellan till exempel en switch och IEDs kan vara programmerade enligt IEC 61850 protokollet. Just av anledningen att IEC 61850 är designat att vara ett ställverksbaserat kommunikationsmedel som numera för det mesta används lokalt för närvarande.

4.1.3 SPA Bus

SPA Bus protokollet är ett alternativ till IEC 60870-5-103 där man använder sig av samma kommunikationsport. I detta fall används kommunikationen främst för övervakningssystemet. Protokollet är ASCII baserat vilket betyder att dess meddelanden är av ASCII symboler som är betydligt lättare för människor att förstå jämfört med hexadecimal kod (som normalt används i andra protokoll). Även detta protokoll baseras på master-slave principen där mastern i detta fall är en PC och slave en IED [28]. Endast en master kan vara uppkopplad i en fiberoptisk ring enligt detta protokoll.

De viktigaste inställningarna för att uppnå en kommunikation med en IED enligt SPA protokollet är att ställa in slave numret och rätt kommunikationshastighet. Utan dessa inställningar kan man inte uppnå någon kommunikation med en IED. Dessa inställningar kan endast utföras i systemets lokala HMI, där slave numret ska vara ett unikt tal mellan 1–899. Kommunikationshastigheten som även kallas baud rate ska vara mellan 300–38400 baud, där hela stationen bör vara programmerad i samma hastighet, även om det kan förekomma olika hastigheter i en sluten ring [28].

4.1.4 DNP3

DNP3 (Distributed Network Protocol) är en samling av flera kommunikationsprotokoll som används mellan komponenter i olika automation system. Protokollet utvecklades under tiden som IEC 60870-5 var under utveckling, eftersom att det fanns ett stort behov av en standard som kunde erbjuda interoperabilitet mellan olika leverantörers produkter. Dess huvudsakliga användning kommer framförallt i SCADA system där det bland annat används i RTUer, IEDer och kontrollcenter [29]. Protokollet är likt andra vanliga protokoll, ett öppet protokoll med Ethernet som främsta kommunikationsmedium. Det skapades med följande 5 mål i åtanke:

- **High data integrity** - Protokollet ska kunna ta emot olika typer av meddelanden.

- **Flexible structure** - Struktur som tillåter en mängd tillämpningar under interoperabilitet² mellan olika komponenter.
- **Multiple applications** - DNP3 kan användas i olika typer av lägen.
- **Minimized overhead** - Försök att minska antalet luftledningar samtidigt som man ska återta flexibilitet.
- **Open standard** - Öppen standard för allmänheten.

När det gäller kommunikationsmediumet för detta protokoll användes till en början mestadels seriell kommunikation via RS-232 eller RS-485 genom koppar, fiber eller radio som fysiskt medium. Men på senare tid har man även börjat använda sig av Ethernet för kommunikationen som gör att detta protokoll ihop med IEC 61850 är dem protokoll som främst använder sig av Ethernet som kommunikationsmedium [30].

4.1.5 LON

Ett annat vanligt protokoll som används för kommunikation i ställverk kallas LON. Inom detta system kan man använda sig av optisk fiber för att kommunicera med olika IEDs i 670 serien (som är ABBs egna skyddsserie för 130kV). Protokollet är designat enligt ett så kallat peer-to-peer protokoll där alla komponenter som är uppkopplade på systemet ska direkt kunna kommunicera med varandra [31].

Nätverkets hastighet beror både på vilket medium som används men även vilken typ av signalmottagare som finns. I detta fall när kontroll och skyddskomponenter används är oftast optisk fiber medium där den maximala hastigheten är 1.25 Mbit/s [31]. Sedan är det LON bussens uppgift att länka ihop dem olika delarna av systemet. Alla mätvärden, status samt annan viktig information skickas vidare till komponenter som till exempel en RTU som kan bearbeta informationen [31].

Protokollet stöder två olika typer av meddelanden, som kallas network variables och explicit messages. Network variables används för att skicka korta meddelanden, dessa kan innehålla mätvärden, status och blocksignaler. Explicit messages används för att skicka längre meddelanden med mer information för att kunna förstå den data man erhållit från en komponent [31].

Fördelen med detta system är att man kan få en snabb kommunikation mellan IED:s där de ska kunna kommunicera direkt med varandra. Största nackdelen är att man endast kan kommunicera med en leverantörs produkter och inte mellan olika likt IEC 61850 protokollets princip.

²Interoperabilitet - komponenter från olika fabrikat kan samverka med varandra utan några konverteringar av protokoll.

4.2 IEC 61850

Under längre tid har DNP och IEC 60870–5, även känt som IEC 870–5, varit den mest etablerade SCADA-kompatibla standarden. I brist på en enhetlig standard för ett ställverk samt bristande stöd för interoperabilitet, väcktes intresset för en global standardisering. År 1995 påbörjades ett IEC-projekt, med närmare 60 medlemmar från olika delar av världen, med målet att skapa en standard med följande specifikationer [32]:

- fullständig standard som täcker alla önskvärda datamoduleringar i ett ställverk,
- ramverk för kommunikation som inte begränsar framtida innovationer,
- skapa förutsättningar för samordning mellan komponenter från olika fabrikat,
- enhetlig metod för lagring av data
- specificerad testprocess

Protokollet tilldelades titeln *Communication networks and systems in substation*, men den etablerade titeln är IEC 61850. Protokollets första upplaga publicerades först år 2004. Flera delar (del 4, 6, 7-1 till 7-4, 8-1, 9-2) har reviderats år 2010. Andra upplagan tillför en utökning av funktioner, klargörelser, rättelser men även presenterar nya koncept och modeller. Protokollets officiella titel har ändrats likaså, då nuvarande titeln är *Communication networks and systems for power utility automation*. Detta för att belysa det faktum att protokollet inte längre riktar enbart sig för ställverk, då den numera är applicerbar även för energiproduktionsämnade anläggningar [33].

4.2.1 Översikt

Varje del av standarden har en unik agenda då det berör olika aspekter av protokollet. Nedanför följer en lista av ingående delar samt en kort beskrivning. *-markering indikerar dem viktiga och centrala delarna av standarden, då dessa definierar dem mest väsentliga funktionsegenskaperna. Det är även dessa delar som undersöks i denna rapport.

IEC 61850-1 Introduction and overview introducerar och ger en översikt av protokollets delar.

IEC 61850-2 Glossary innehåller definitioner samt beskrivningar av specifika terminologier som förekommer i de övriga delarna.

IEC 61850-3 General requirements specificerar de generella förutsättningar för nätverkskommunikation för att upprätthålla tillförlitlighet, underhållbarhet (Maintainability) och framförallt driftsäkerhet.

IEC 61850-4 System and project management förhåller sig till system- och projektgenomförande med hänsyn till engineering-processen, livslängden på SAS samt kvalitetsförsäkran.

IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models klargör alla nödvändiga funktioner för att upprätthålla kommunikationskraven mellan överordnade systemet och komponenterna. Interoperabilitet är huvudmålet.

***IEC 61850-6 Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs** specificerar filformatet för beskrivningen av kommunikationsrelaterade IED-konfigurationer samt ingående parametrar, kommunikationssystemets konfiguration, ställverkets struktur samt hur dessa hänger ihop. Det huvudsakliga målet med formatet är utbytet av IED kapacitetsbeskrivning (eng. IED Capability Description) och systembeskrivningar mellan konfigureringsverktygen från oberoende tillverkare. Definierade språket kom att kallas Substation Configuration Description Language (SCL).

***IEC 61850-7-1 Basic communication structure – Principles and models** introducerar modelleringsmetoder, kommunikationsprinciper samt informationsmodeller som används i IEC 61850-7-X. Denna del presenterar även utförlig klarläggning samt specifikationskrav av IEC 61850-7-X med hänsyn till IEC 61850-5.

***IEC 61850-7-2 Basic communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)** presenterar tjänster för informationsutbytet för funktioner så som; kontroll, rapportering, data tillträde etc.

***IEC 61850-7-3 Basic communication structure – Common data classes** innehåller lista med vanligt Common Data Classes. Där definitionen för dessa är klasser för statusindikering, mätvärden etc.

***IEC 61850-7-4 Basic communication structure – Compatible logical node classes and data classes** definierar specifika informationsmodeller för automatiska ställverkfunktionaliteter, så som: lastfrånskiljare med positionsindikering, inställningar för skyddsutrustning.

***IEC 61850-8-1 Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3** specificerar hur tidskritiska samt icke-tidskritiska data kan komma att utbytas i det lokala nätverket.

***IEC 61850-9-2 Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3** specificerar hur mätvärden (Sampled Values) bör transmittas enligt IEC 61850-7-2.

IEC 61850-10 Conformance testing definierar testmetoder för att upprätthålla specifikationskraven enligt IEC 61850-5.

4.2.2 Datamodellering

De föregående protokollen har i första hand definierat hur bitar transmitteras i ledaren men inte hur data skall struktureras [34]. Det sistnämnde återlämnades till ingenjören ansvarig för systemets konfigurering. Denna data konfigurerades och modellerades, vanligtvis, utefter namngivna/numeriska index och/eller tillhörande I/O-portar. Detta resulterade i en hög grad av frihet men indirekt skapades förutsättningar för inkonsekventa lösningar på marknaden, då enskilda leverantörer och installatörer utformade egna filosofier och därmed egna system [35]. I detta avseende är IEC 61850 unikt, då protokollets avsikt är att standardisera transmission men även datastrukturen [34].

I figur 4.1 framgår grundprincipen av protokollet, där en lastfrånskiljare representeras med datatypen logisk nod (LN, Logical Node på eng.). Protokollet erbjuder fördefinierade datatyper för respektive komponenter, för lastfrånskiljare är det exempelvis XCBR och därmed tilldelas komponenten namnet XCBR1 [4].

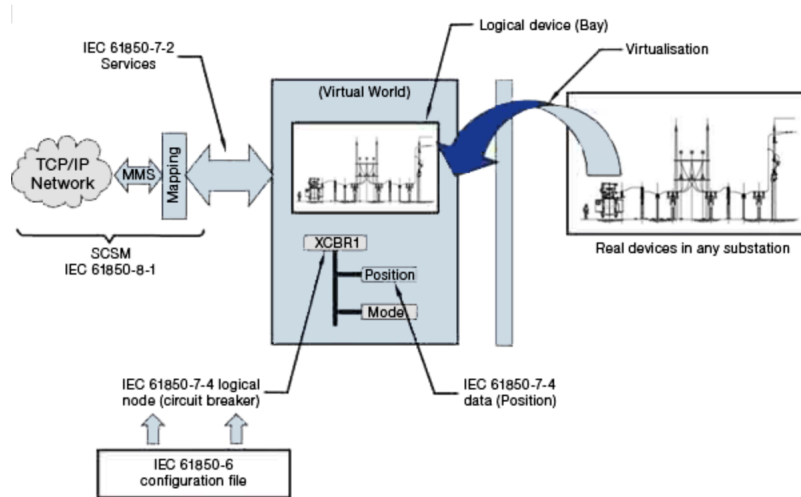
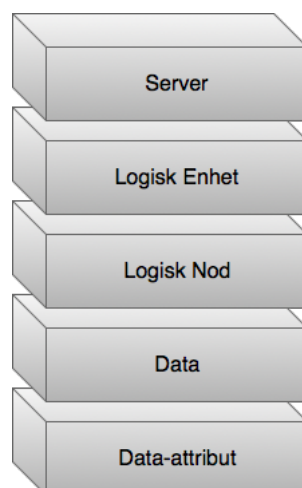


Figure 4.1: Virtuell representation av lastfrånskiljare. Det framgår även vilka delar av standarden som tillämpas för respektive område. Figuren förekommer på s. 290 i [3].

Modellen grundas på fördefinierade dataklasser som är hierarkiskt uppdelade, detta illustreras i figur 4.2. Logiska noder är de essentiella elementen av modellen, då de representerar en särskild funktionalitet av en komponent de tillhör. Dessutom, är logiska noderna den minsta enheten som kan sända ut information till övriga komponenter. Inledningvis definierades totalt 91 logiska noder som kategoriserades i 13 olika subgrupperingar. Dessa subgrupperingar utformades huvudsakligen efter karakteristiska egenskaper. Exempelvis logiska noden för att modellera lastfrånskiljaren XCBR, infaller i subgruppen X som ackumulerar alla logiska noder ämnade för omkopplingsutrustning³. Detta medför att alla logiska noder för denna sorten av utrustning kommer att tilldelas ett objektnamn som påbörjas med X. Samma

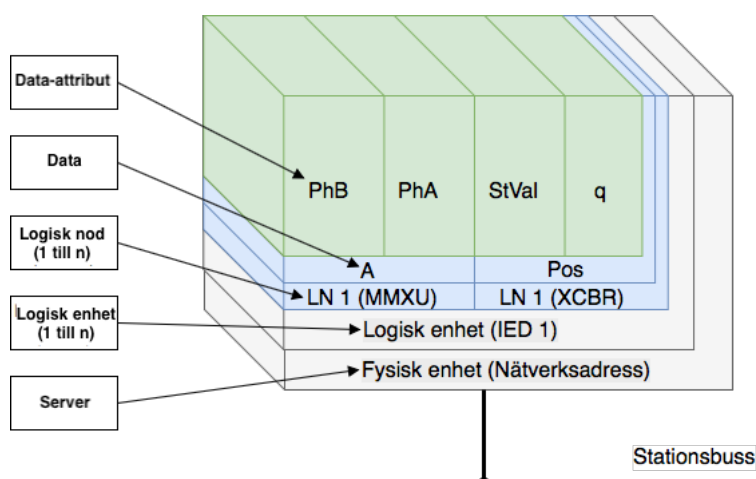
³Switchgear på eng. Dessa kan exempelvis vara lastfrånskiljare och frånskiljare.



Figur 4.2: Hierarkin för dataklasserna i IEC 61850-7-4 [4].

princip råder för övriga subgrupperingar. I den andra publikationen, utökades antalet subgrupperingar till 27 stycken och totalt definieras 283 logiska noder i IEC 61850-7-4 ([4]). Lista över alla dessa grupperingar presenteras i bilaga A.1.

Logiska noder har i sin tur tillhörande, fördefinierade dataobjekt, som kan betraktas som funktioner. Som illustrerat i figur 4.3, logiska noden XCBR har fördefinierad, exempelvis, funktion Pos som kan användas både för positionsindikering men även för styrning av enheten. I bilagan A.2 presenteras alla fördefinierade dataobjekt för XCBR-noden, detta för att presentera omfattningen av dessa definitioner. Dessa dataobjekt innehåller fortsättningsvis specifika dataattribut, i standarden betecknas dessa som gemensamma dataklasser (CDC, Common data classes på eng.) och definieras i [36]. Dessa beskriver vilken typ (ex. flyttal, booleskt värde etc.) och struktur av data logiska noden innehåller. Det definieras gemensamma dataklasser för statusindikeringar, mätvärden samt kontrollkommando.

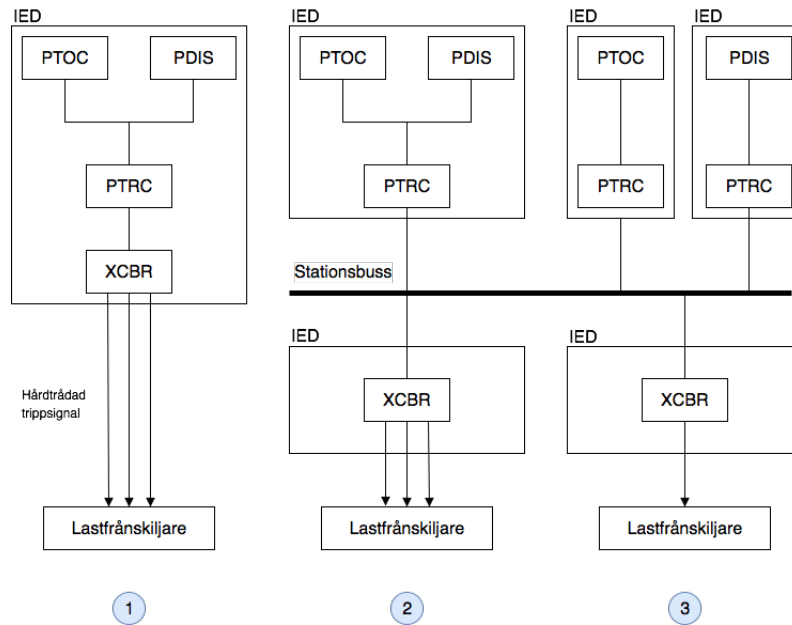


Figur 4.3: Hierarkiska strukturer samt enhetsgrupperingen av datamodellen.

Figuren är inspirerad från s. 291 i [3].

Som nämnt tidigare, utgör logiska noden grunden för modellen. En eller flera logiska

noder kan grupperas till respektive logiska enhet (LD, Logical Device på eng.). På så sätt, kan ex. en IED tilldelas flertal olika funktioner och därmed skapas en virtuell modell över komponenten. Hädanefter, kan en eller flera logiska enheter tillhöra en fysisk enhet, även kallad server. En fysisk enhet brukar vanligtvis vara en enhet som äger en egen IP-adress. Slutligen, erhålles en trädstruktur över anläggningen. Detta visas mer ingående i appendix E.12.



Figur 4.4: Den flexibla IED-kompositionen i IEC 61850. 1) IED innehåller flera skyddsfunktioner och skickar hårdtrådad trippsignal till lastfrånskiljaren. 2) Två IEDs kommunicerar via GOOSE. Lastfrånskiljaren erhåller hårdtrådad trippsignal. 3) Flera IEDs kommunicerar via GOOSE. Lastfrånskiljaren erhåller tripp-GOOSE. Notera att dessa kompositioner kan konfigureras fritt. Figuren är inspirerad från s. 31 i [5].

IEC 61850s flexibilitet framgår främst ur figuren 4.4, där det illustreras tre principiella IED-kompositioner. Dessa olika uppsättningar används av samma logiska noder används för att konstruera en likvärdig funktionalitet. I figuren presenteras följande logiska noder: överströmsskydd PTOC (Time overcurrent protection), distansskydd PDIS (Distance protection), funktion för trippvillkoren PTRC (trip conditioning) och styrojektet XCBR. Första fallet demonstrerar en IED-uppsättning med två skyddsfunktioner vars styrning av lastfrånskiljaren sker via hårdtrådade signaler. Likt första fallet, visar andra fallet en likvärdig skyddsanordning, däremot sker styrning via en separat enhet som tar emot trippordern. I tredje fallet, presenteras funktioner med dedikerade enheter för önskade funktionen. I praktiken resulterar detta i att, om IEDn stödjer dessa logiska noder, så kan den då konfigureras enligt första principen. I ICD-filen för respektive IED, framgår vilka logiska noder som stöds. Detta beskrivs mer ingående i del 4.2.3.

4.2.3 Substation Configuration Description Language (SCL)

För att fullständigt förverkliga interoperabilitet, publicerades IEC 61850-6 ([6]) som definierar XML-baserade konfigureringsspråket Substation Configuration Description Language (SCL). För att garantera interoperabilitet, ställs kraven att alla IEC 61850-kompatibla komponenter såväl som konfigureringsverktyg ska stödja SCL-språket. Primära syftet med SCL-filerna är att beskriva kommunikationsrelaterade konfigureringar, IED-parametrar samt systemspecifikationer [6]. Språket var inledningsvis uppbyggt av fyra filtyper, där varje fil har eget syfte. I den andra upplagan utökades antalet till 6 stycken. I tabell 4.1 presenteras de olika filerna samt en kort beskrivning.

Tabell 4.1: Filtyper av SCL som definieras i [6]. Alla dessa filer är i XML-format men deras filändelse varierar beroende på dess syfte. De gråmarkerade raderna är utökningen i den andra upplagan av [6]. Tabellen är inspirerad av [11].

Filändelse	Filnamn	Beskrivning
.icd	IED Capability Description	Filen erhålles från leverantören, där fullständiga specifikationer av kapaciteten för givna IEDs ingår i filen. Filen innehåller beställningsspecifika skydds- och kommunikationskonfigureringar.
.ssd	System Specification Description	Fullständig specifikation av SAS exklusive IED beskrivning.
.scd	Substation Configuration Description	Fullständig specifikation av SAS inklusive IED beskrivning
.cid	Configured IED Description	Fullständig specifikation av IEDs skydds- och kommunikationskonfigurering.
.iid	Instantiated IED Description	Filen innehåller modifikationen av IEDn som är skapade efter projektets specifikation.
.sed	System Exchange Description	SCD med innehåll av rättigheter för varje IED och projekt. Avsedd att användas mellan olika projekt

Alla dessa SCL filer är XML baserade och varje fil innehåller följande delar:

1. **Header** används för att identifiera versionen samt övriga detaljer av SCL-filen.
2. **Ställverksbeskrivning** beskriver anläggningens uppbyggnad, uppkoppling mellan ingående enheter (ex. IEDs) samt deras funktioner. Men även spänningsnivåer och utrustning så som lastfrånskiljare.
3. **Kommunikation**, här deklarerar accesspunkter för systemet.
4. **IED** beskriver fullständiga uppbyggnaden av en IED.

5. **Underlag för datatyper** definierar alla använda fysiska enheter, logiska enheter och logiska noder.

4.2.4 Konfigureringsprocessen

Alla presenterade filer i tabell 4.1 uppfyller en särskild roll i konfigureringsprocessen av systemet. I figur 4.5 illustreras den möjliga konfigureringsprocessen för ett IEC 61850 system, där processen börjar i form av en specifikation av systemet.

Steg 1 En order på reläskydden genomförs utefter specificerade funktionalitet. Leverantören skapar ICD-filen vars innehåll deklarerar skyddskapaciteten (vilka LN som stöds) men även vilka kommunikationsprotokoll som stöds (dvs. HSR, PRP etc.).

Steg 2 Deklaration av önskade funktioner i anläggningen genomförs såväl som specifikation av spänningsnivåer samt utrustning för kraftnätet. Detta anordnas i ett systemspecifikations verktyg (ex. Helinks System Tool) och därmed erhålles SSD-filen. Detta steget kan dock genomföras direkt i fjärde steget.

Steg 3 Definition av alla önskade signaler som är avsedda för kommunikationen i systemet. Detta kan anordnas i Excel och sedan efter importeras i konfigureringsverktygen för RTU respektive IED.

Steg 4 Den levererade ICD-filen för respektive reläskydd från leverantören importeras och konfigureringen påbörjas. I appendix E.4.3 beskrivs hur ICD-filen kan importeras i konfigureringsverktygen PCM500.

I steg 2 nämndes att den digitala systemspecifikationen kan genomföras i IED-konfigureringsverktyget. I appendix E.4.1 presenteras steg-för-steg instruktioner för hur detta kan genomföras i PCM500 (konfigureringsverktygen för IEDs från ABB).

När skyddet har färdigkonfigurerats, kan CID-filen exporteras direkt till respektive IED, i appendix E.4.3 beskrivs hur CID-filen kan erhållas ur PCM500. Även SCD-filen exporteras ur PCM500 för att sedan möjliggöra RTU-konfigureringen. Se appendix E.4.2 för steg-för-steg instruktion.

Steg 5 Den erhållna SCD-filen från steg 4 importeras såväl som Excel-filen med signalsdefinitioner. RTU-konfigurationen består främst av hårdvaru-specifikation, med andra ord deklARATION av bl.a. kommunikationsportar. Men även enhetens signalbehandling definieras, där informationsflödet till respektive komponent (lokal-HMI, SCADA eller IED) specificeras.

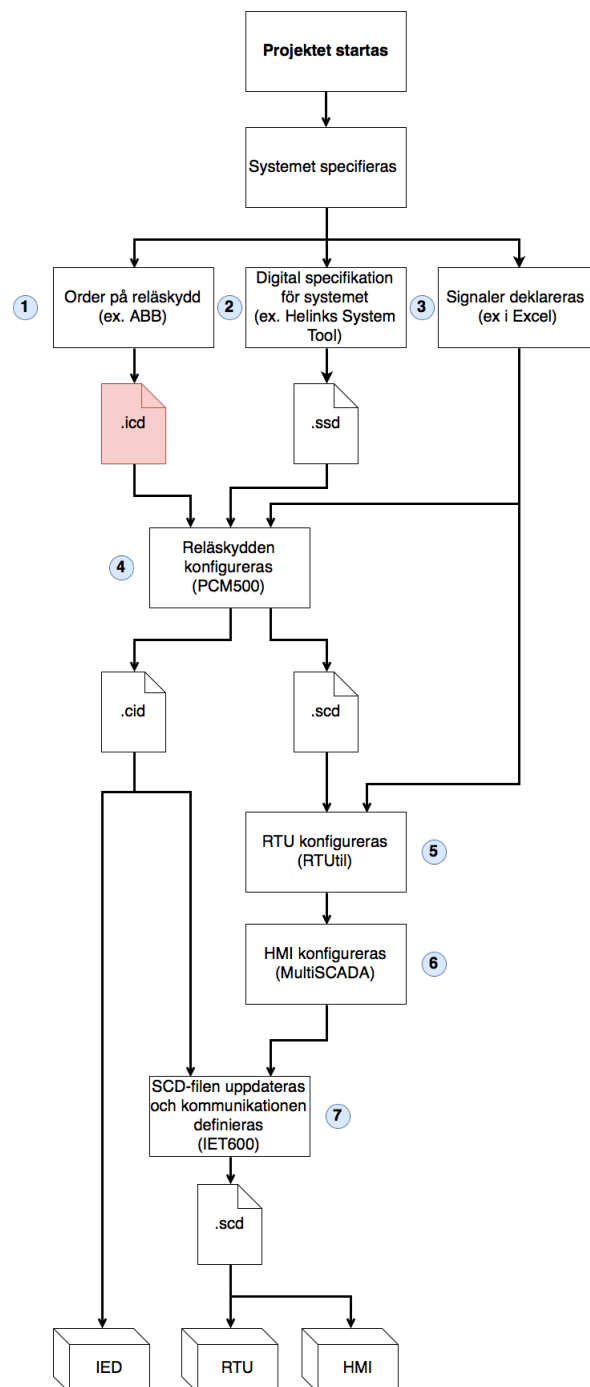
För RTUer från ABB, erhålles en särskild RCD-fil som är enhetens konfigureringsfil. I appendix E.3.1 presenteras intruktion för hur denna fil erhålles i RTU500 (konfigureringsverktyg för RTU) men även hur denna filen importeras till RTU via dess webbaserade gränssnitt.

Steg 6 Konfiguration av lokala SCADA-systemet (HMI).

Steg 7 Definition av IEC 61850-kommunikationen mellan komponenterna.

Om en RTU från ABB används, importeras den erhållna SCD-filen (från ex.

IET600) i RTUtil500 och dess konfigurationsfil (RCD-fil) uppdateras. Detta framgår inte i figur 4.5 då denna steg är fabrikatberoende.



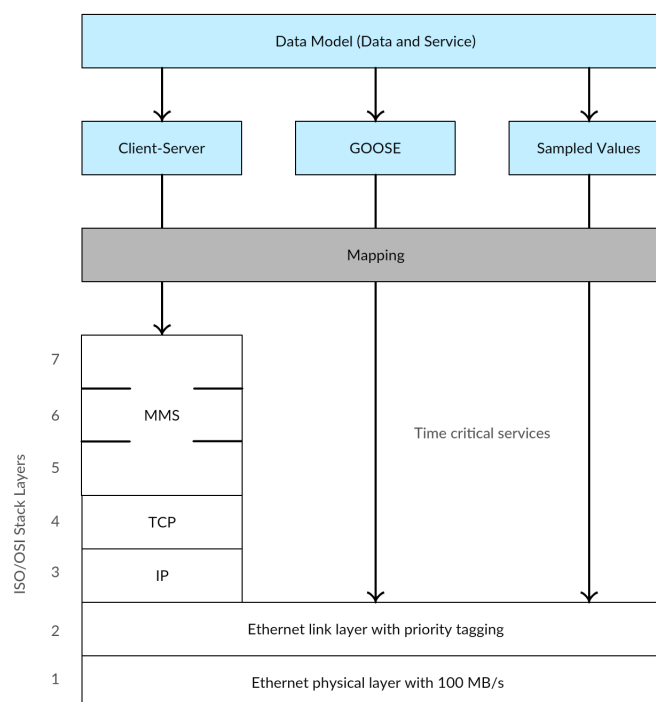
Figur 4.5: Engineeringprocessen samt informationsutbytet enligt [6]. I figuren presenteras vilka ABB-mjukvaror som används för att erhålla respektive fil.

Rödmarkering innebär extern leverantör av respektive fil. Beskrivning till respektive steg beskrivts i texten.

4.2.5 Kommunikation

Inom klassiska ställverksanläggningar sker kommunikationen främst via hårdtrådade signaler. Denna enkla, men pålitliga metod bygger principiellt på att varje signal har egen reserverad ledare avsedd enbart för denna signalen. Ex. IED 1 skickar statusindikering via sin digitala utgång och IED 2 tar emot signalen genom sin digitala ingång. Denna kommunikation kan ske både genom en centraliserad RTU eller/och direkt till mottagaren. Detta har varit en de facto lösning p.g.a. sin simplicitet och därmed pålitlighet. IEC 61850 erbjuder en alternativ lösning, där kommunikation sker via en gemensam buss och därmed minskas installationskostnaden (kablage kostnad) avsevärt.

Kommunikationen i IEC 61850 präglas inte av den centraliserade master/slave-hierarkin, utan kommunikationen sker istället via server/client-principen. Dvs. i master/slave sker kommunikationen vertikalt, där mastern (ex. RTU) erhåller informationen från slave 1 (ex. IED 1) och därefter vidarebefordrar det till slave 2 (ex. IED 2). Medan i server/client-strukturen där alla komponenter kan vara server eller client. Denna principen kallas även publicerare/prenumerant-principen, där ex. IED 1 lägger ut mätdata på bussen (därmed förblir server) och IED 2 och/eller IED 3 tar emot signalen (därmed förblir client).



Figur 4.6: Protokollets kommunikationstjänster i förhållande till OSI-modellen [7].

I IEC 61850 används det mest förekommande protokollet i sin kommunikationsstack. Stackens struktur kan beskrivas med hjälp av OSI-modellen, där Ethernet utgör första och andra lagret, TCP/IP utgör tredje och fjärde lagret och de 3 kvarstående lagren utgörs av MMS (se figur 4.6). Hädanefter definieras tre kommunikationspro-

tokoll som är avsedda för särskilda kommunikationer i ställverket. Dessa protokoll är GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), MMS (Manufacturing Message Specification) även kallat Client-Server kommunikation, och slutligen SMV (Sampled Measured Values). Som det framgår i figur 4.6, dessa tidskritiska meddelanden placerar råa mätvärden direkt på bussen.

För att garantera tillförlitlighet, ställs krav på tidskritiska signaler. Främst på transmissionstiden men även applikationstiden, dvs processeringstiden av data genom OSI-modellen som visas i figur 4.6. Transmissionstiden är ytterst viktig vid val av kommunikationstopologier (mer om det i del 5).

Tabell 4.2: Tolererade återhämtningstider för respektive signaler [12].

Kommunikationsenheter	Tjänst	Tillåten applikationsfördröjning	Tillåten återhämtningstid för kommunikation
SCADA till IED (Client-server)	IEC 61850-8-1	800 ms	400 ms
IED till IED (interlocking)	IEC 61850-8-1	12 ms	4 ms
IED till IED (reverse blocking)	IEC 61850-8-1	12 ms	4 ms
Skydds-tripp	IEC 61850-8-1	8 ms	4 ms
Busskене-skydd	IEC 61850-9-2	<1ms	-
Mätvärden (Sampled Values)	IEC 61850-9-2	-	-

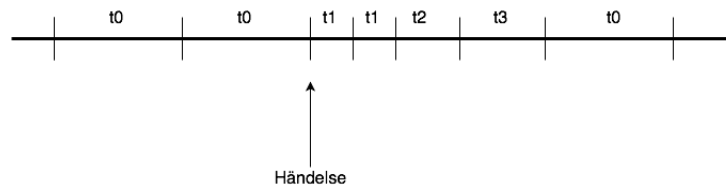
4.2.5.1 Manufacturing Message Specification (MMS)

Den övergripande kommunikationen sker via Manufacturing Message Specification (MMS) protokollet. Detta protokollet refereras ofta som den vertikala kommunikationen då, denna är främst avsedd för kommunikation mellan övervakningssystemet och IEDs [7]. Bortsett från GOOSE och SV, sker all kommunikation via detta protokoll. Ett skäl till detta, som även framgår i tabell 5.2, är att dessa två är tidskritiska signaler. Den vertikala kommunikationen är således inte lika tidskritisk, då majoriteten av signalerna är status- samt mätvärdesrapporteringar till ex. SCADA [37].

4.2.5.2 Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE)

IEC 61850-8-1 ([38]) erbjuder ett alternativ till den klassiska hårdtrådade lösningen av horisontella kommunikationen mellan IEDs. Denna kommunikationen är baserad på publicerade/prenumerant-principen, där en eller flera IEDs erhåller data via bussen. GOOSE-meddelandet är avsett för tidskritiska händelseförlopp som ex. trippfunktioner. Dessutom, GOOSE-meddelanden är icke-kvittensbaserade, med andra ord, publiceraren (dvs. IED) erhåller ingen mottagningsbekräftelse. Istället, återpubliceras meddelandet på bussen, detta för att säkerhetsställa att meddelandet når

fram vid eventuella kommunikationsnätets omkonfigureringar [38]. Notera att GOOSE pulseras kontinuerligt ut på bussen, men om villkoren för tripp-signalen uppfylls, pulseras signalen enligt figur 4.7. Värt att poängtera, tiden mellan varje publikation t_0 kan konfigureras. Även antalet meddelanden vid "händelse" kan ställas in såväl som deras återpubliceringstiderna (t_1 , t_2 , $t_3... t_n$).



Figur 4.7: Återpubliceringstid av GOOSE där t_0 är pulseringstid under normaldrift. GOOSE triggas och pulseringsfrekvensen ökar, efter flertal publikationer avtar frekvensen till t_0 .

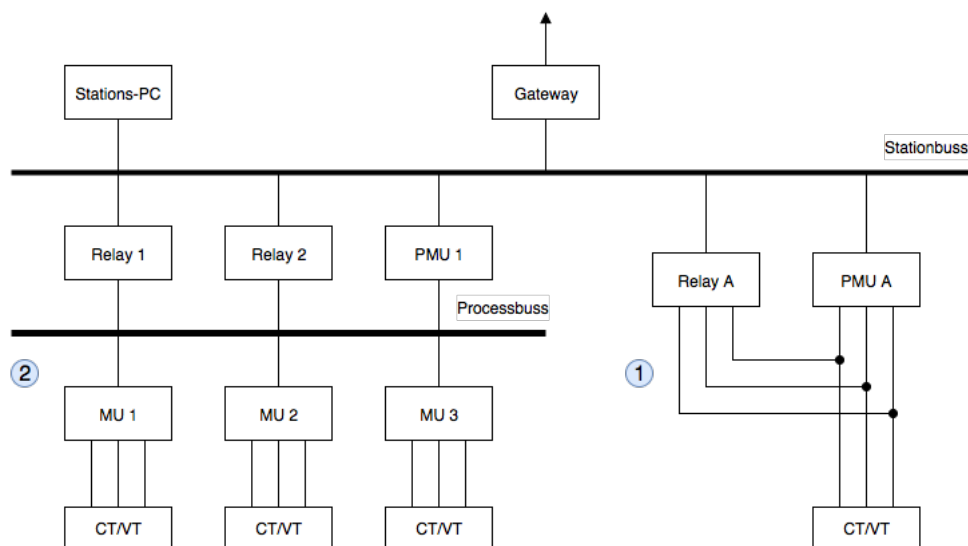
Som nämnts tidigare, är den stora fördelen med GOOSE just det faktumet att den transmitteras på den befintliga stationsbussen. Till skillnad från de klassiska hårdtrådade signalerna där varje signal transmitterades på en egen ledare. Detta medför potentiella besparingar i form av reducerade kablagekostnader där framförallt installationskostnader kan minskas. Dessutom, kan anläggningen potentiellt konfigureras på distans, där den ansvariga personen för konfigurationen ansluter sig till en IED och aktiverar eventuellt avaktiverar prenumerationen av befintliga signaler. Detta kan på sikt öka besparingar ytterligare, då dessa omkonfigurationer inte kräver utbyggnation av kommunikationsnätet.

4.2.5.3 Sampled Values (SV)

I IEC 61850-9-2 ([39]) definieras Sampled Values (SV)- protokollet som liknar GOOSE i dess funktionalitet, detta protokoll är dock avsett för delning av mätvärden mellan enheterna. Likt GOOSE, pulseras denna signalen ut på kommunikationsbussen (stationsbuss eller processbuss).

4.2.6 Implementering av IEC 61850

För att inte äventyra IEC 61850s etablering eller för att begränsa framtida teknologier, väljer upphovsmakarna att inte definiera kommunikationsnätets struktur. Däremot, definieras signalerna och hur dessa ska transmittas. I IEC 61850-8-2 [38] och IEC 61850-9-2 [39] presenteras stationsbussen respektive processbussen som en möjlig kommunikationsstruktur, detta illustreras i figur 4.8. I protokollet presenteras även en vision, där digitaliserade omkopplingsenheter kan anslutas direkt på processbussen och därmed eliminera hårdtrådning även på denna nivå. På så sätt, kan hela anläggningens kommunikation ske via kommunikationsbussar, där varje enhet kan publicera eller prenumerera på mätdata såväl som statusindikeringar.



Figur 4.8: (1) Stationsbuss med hårdtrådade signaler från mätinstrumenten, (2) Processbussen möjliggör publicerare/prenumerant kommunikation med mätinstrumenten eller/och omkopplingsenheterna.

4.2.6.1 Stationsbuss

Denna kommunikation berörs i IEC 61850-8-1 ([38]). Stationsbussen möjliggör kommunikationen mellan driftcentralen (HMI, SCADA) och IEDs. Denna bussen är en förutsättning för att konstruera ett IEC 61850-system. Då det är denna bussen som nyttjas av GOOSE-kommunikationen, men även rapporteringar till driftcentralen (genom en Gateway) såväl som manöverkommandon.

4.2.6.2 Processbuss

Denna kommunikation berörs i IEC 61850-9-2 ([39]). Processbussen är en potentiell lösning om digitaliseringen ska utökas närmare hårdvaran för kraftnätet. Denna bussen är främst ämnad för kommunikation mellan IEDs och omkopplingenheterna respektive mätinstrumenten. På denna bussen skickas tripp-signaler såväl mätvärden, där en eller flera IEDs kan prenumerera på mätdata för respektive ställverkssektion. Men för att möjliggöra processbussen, behövs en särskild enhet, nämligen Merging Unit (MU). Denna tar emot rådata från mätutrustningar samt statusindikeringar för omkopplingsenheterna och packar ihop informationen till DataSet, som sedan publiceras på bussen. På sikt, kan potentiellt brytare och lastfrånskiljare förse med en intern MU och därmed anslutas direkt till processbussen för att nyttja den flexibla client-server kommunikationen. På så sätt, digitaliseras även hårdvaran som är direkt ansluten till kraftnätet. Värt att poängtera är att, varje MU behöver egen synkroniseringssignal (GPS-klocka) med en högre upplösning. Typiska klockupplösningen för systemet är 1 ms, men p.g.a.. mängden data som skickas i processbussen, ställs kraven att upplösningen bör vara 1 μ s [39]. Se avsnitt 3.2.3 för mer ingående beskrivning.

4.3 Resultat

Det som skiljer IEC 61850 från resterande protokoll, är dess faktiska potential för fullständig interoperabilitet inom ställverksautomation. Då i utmärkelse från de övriga, erbjuder IEC 61850 en fördefinierad datamodell, XML-baserat konfigureringspråk men även en standardiserad kommunikation. En ytterligare stor fördel, är att protokollet kan användas över hela anläggningen där komponenter från olika fabrikat kan kommunicera främst på stationsbussen men även processbussen. Detta är något unikt, då detta mestadels var exempellöst med de övriga protokollen. Vilket ledde till att installationen genomfördes exklusivt från en enskild leverantör [35]. Dessutom är IEC 61850 oerhört flexibelt, något som illustreras i figur 4.4. Där flertal skyddsfunktioner kan utföras av ett enskilt reläskydd, förutsatt att dessa funktioner stöds.

Som nämnt tidigare, är den stora fördelen med GOOSE just det faktum att den transmittas på den befintliga stationsbussen. Till skillnad från dem klassiska hårdtrådade signalerna där varje signal transmittades på en egen ledare. Detta medför potentiella besparingar i form av reducerade kablagekostnader med framförallt installationskostnader. Dessutom, kan anläggningen potentiellt konfigureras på distans, där den ansvariga personen för configurationen ansluter sig till en IED och aktiverar eventuellt avaktiverar prenumerationen av befintliga signaler. Detta kan på sikt öka besparingarna ytterligare, då dessa omkonfigurationer inte kräver utbyggnationer av kommunikationsnätet.

IEC 61850 har dessutom en god framtida framförhållning, där processbussen har en stor potential om digitaliseringen ska utökas närmare hårdvaran för kraftnätet. Där varje mätenhets rådata digitaliseras av en respektive MU och publiceras på bussen. Även brytare och lastfrånskiljare kan på sikt uppgraderas med en intern MU och därmed nyttja den flexibla client-server kommunikationen. Därmed minskas kablage- och installationskostnader ytterligare, då befintliga kabellängder kan reduceras kraftigt genom att låta mätvärden publiceras via SV-protokollet på processbussen.

Ett stort problem med IEC 61850, är dess komplexitet. Något som påpekas bland flertal referenser [3, 40, 11]. Som konsekvens av detta, förblir även felsökningen komplicerad och kräver en stor expertis inom protokollets funktionalitet.

I tabell 4.3 summeras och presenteras alla protokoll gentemot varandra.

Tabell 4.3: Sammanfattning av de etablerade kommunikationsprotokollen. IEC 61850 kännetecknas främst för interoperabilitet, *-markerade raderna presenterar dess interoperabilitetsattribut samt vad de övriga protokollen erbjuder som alternativ.

Standard	IEC 61850 ed.2	IEC 60870-5-104 ed.2	DNP3	MOD-bus
Utgivare	IEC	IEC	GE-Harris Canada (numera IEEE st.)	Modicon
Publicerat	2011 (2004)	2006	2010	1999 (1979)
Avsedd för	Intern SAS kommunikation. - Extern SAS kommunikation (Kommunikation med SCADA) - Intern kommunikation inom kraftproduktionsanläggningen (vatten/vindkraft). - Lagring av tidsstämplad data.	- Intern SAS kommunikation. - Extern SAS kommunikation (Kommunikation med SCADA)	- Intern SAS kommunikation. - Extern SAS kommunikation (Kommunikation med SCADA)	- Intern SAS kommunikation. - Extern SAS kommunikation (Kommunikation med SCADA)
SCADA	Standardiserad dataöverföring inklusive kvalitets- samt tidsstämpel	Standardiserad dataöverföring inklusive kvalitets- samt tidsstämpel	Standardiserad dataöverföring inklusive kvalitets- samt tidsstämpel	Stöds
Interoperabilitet	Kommunikation oberoende av fabrikat (gäller hela SAS)	Kommunikation mellan SCADA och RTU oberoende fabrikat	Kommunikation mellan SCADA och RTU oberoende fabrikat	Kommunikation mellan SCADA och RTU oberoende fabrikat
Stöd för fabrikat-oberoende konfigureri*	Standardiserad datamodell (PD, LD, LN etc.)	Inget stöd eller begränsad stöd	Inget stöd eller begränsad stöd	Inget stöd eller begränsad stöd
Dokumentation*	SCD-filen innehåller fullständiga dokumentationen av SAS	Pappersformat	Pappersformat	Pappersformat
Standardiserad filhantering*	SSD, ICD, SCD, CID, IID och SED. Alla IEC 61850 kompatibla mjukvaror och hårdvaror stödjer dessa	Inget stöd eller begränsad stöd	Inget stöd eller begränsad stöd	Inget stöd eller begränsad stöd
Medium	- Optiskfiber - Ethernet	- Optiskfiber	- Ethernet	- RS485 - Etherhet
Stöd för tids-stämpling	Ja	Ja	Ja	Nej
Kommunikation mellan IEDs	- Horisontell kommunikation via GOOSE, (server/client) - hårdtrådnig	- Master/slave - Hårdtrådnig	- Master/slave - Hårdtrådnig	- Master/slave - Hårdtrådnig
Anslutning till CTs, VTs, Switchgear	- Processbuss: GOOSE, SV, MMS (Kräver MU) - Hårdtrådad analogsignal	- Hårdtrådad analogsignal	- Hårdtrådad analogsignal	- Hårdtrådad analogsignal

5

Uppbyggnad av automationssystemet inom ställverk (SAS)

Det här kapitlet avser att presentera ett automationsystem för ett enkelt ställverk. Där det inleds med att designa ett system med en motivering till dess utseende för att sedan presentera dem olika redundans protokollen. Dem två redundans typerna som behandlas är omkonfigurerande och "zero time recovery". Dessutom behandlar kapitlet även en analys av dessa redundans protokoll med fokus på dess tillförlitlighet och kostnader.

5.1 Design av systemet

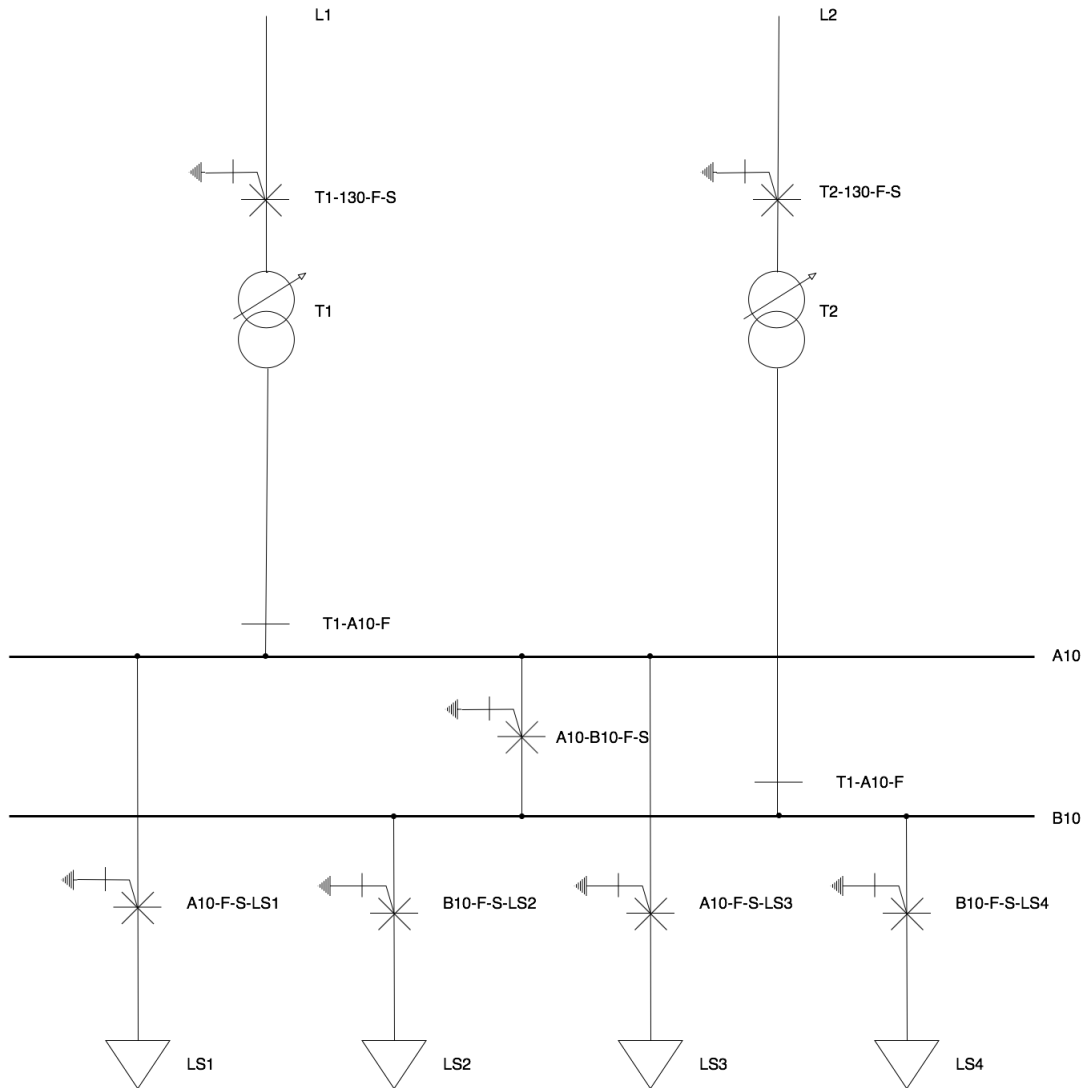
Då ställverkslösningar är kundbaserade, är det ytterst svårt att peka ut en lösning och påstå att denna utgör en standard. Därför specificeras ett antal grundförutsättningar och därefter härleds en typisk konstruktion. Avsikten med detta är att, utgöra en grund för övriga undersökningar av kommunikationstopologierna.

I figur 3.1 presenterades den typiska konstruktionen av ställverket avsett för 130kV till 10kV. I figur 5.1 presenteras dess enlinjeschema, där ställverket är uppbyggt av två transformatorer som i sin tur matar varsin samlingsskena. Samlingsskenorna kan sammankopplas med fränkskiljaren A10-B10-F-S som förbinder bägge skenorna, på så sätt kan respektive samlingsskena matas av en gemensam transformator.

Automationssystemet ska ha tillgång till lokal-SCADA (för lokalmanövrering) men ställverket ska även kunna fjärrstyras. Detta resulterar i följande komponenter,

- RTU för ett centraliserat övervakningssystem.
- GPS-mottagare för tidstämpling av signaler.
- Gateway som förbinder anläggningen med driftcentralen.

Alla kritiska skyddsobjekt betjänas av ett eget reläskydd. Dessa reläskydd är direkt förbundna med närliggande lastfränkskiljare respektive fränkskiljare, men även anslutna till respektive mätinstrument för att exekvera skyddsalgoritmer. Dessa reläskydd ska även kommunicera via GOOSE och därmed informera varandra när särskilda skyddsåtgärder ska genomföras men även förhindra drifttagning av respektive objekt



Figur 5.1: Enlinjeschema för ett typiskt 130/10 kV ställverk. F: Franskiljare, S: Skiljare, T: Transformator, L: Inkommande linje, LS: Last, A/B: 10kV skena.

under särskilda omständigheter (ex. underhållsarbete). I tabell 5.1 presenteras val av IEDs för respektive sektion i ställverket. Totalt betjänas systemet av tio IEDs.

Fortsättningsvis, ansluts komponenterna enligt point-to-point-topologi, då den erbjuder högst tillförlitlighet bland de icke-redundanta topologierna. Denna topologi är de facto lösning, då den eliminerar risken att en enhet slår ut kommunikationen i hela anläggningen [33]. I appendix B.1 presenteras översiktschema för systemet.

Tabell 5.1: Möjlig reläskyddsuppsättning för respektive fack. Se figur 5.1 för respektive notation.

Fack	IED	Antal
L1	REL 670	1
L2	REL 670	1
T1	RET 670	1
T2	RET 670	1
A10	REB 615	1
B10	REB 615	1
LS1	REF 615	1
LS2	REF 615	1
LS3	REF 615	1
LS4	REF 615	1

5.2 Kommunikationsredundans

I denna delen analyseras främst hur systems tillförlitlighet kan ökas genom lämpliga kommunikationstopologier, men även ska det behandlas vilken lösning som är den mest kostnadseffektiva. Redundans i sin grunddefinition syftar främst på back-up (n-1) av given funktionalitet. Inom kommunikations teori, kan redundans uppnås i första hand genom upprepning av meddelandet men även genom alternativa kommunikationslinjer. Redundans är en effektiv metod för att öka tillförlitlighet, då systemet inte är beroende av alla ingående komponenter[1].

För att avgränsa analysen, antas följande grundspecifikationer,:

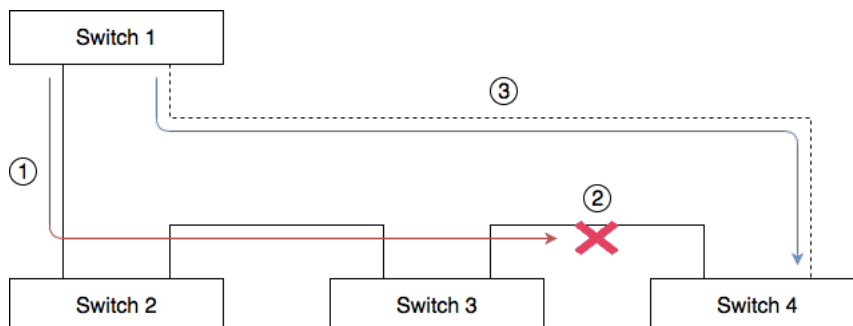
1. Lösningen ska vara kostnadseffektiv,
2. Lösningen ska ha högsta möjliga tillförlitlighet
3. Lösningen ska innehålla så få komponenter som möjligt (pga nr. 2 då tillförlitligheten minskar med antal komponenter).
4. Lösningen ska kunna tillåta n-1 antal fel utan att det slår ut resten av systemet.

Pga ovanstående punkter, utvärderas enbart redundansprotokoll och inte hårdvaruredundans. Nedan presenteras två sorters redundansprotokoll, omkonfigurerande och zero-time-recovery.

5.2.1 Self-Healing Ring

Self-Healing Ring (även kallat Dual Ring) är en topologi som erbjuder redundans och flexibilitet åt nätverket. Denna topologi är en omkonfigurerande ring-struktur som använder antingen STP- eller RSTP-protokoll. Där switcharna är kaskadkopplade och meddelandet vidarebefogas till dess destination. Det som kännetecknar self-healing är dess förmåga att omkonfigurera kommunikationsnätet då fel uppstår. Som illustrerat i figur 5.2, används alltid en ände av ringen som primärlänk. Vid eventuella kommunikationsfel, ska switch 1 omkonfigurera kommunikationen och

sekundärlänken tas i drift [41]. Därav leder det till att topologin är redundant i form av att det vid fel inte bryter hela kommunikationen utan det omkonfigureras så att systemet kan förbli i drift. I tabell 5.2 presenteras omkonfigureringstiderna för respektive protokoll.



Figur 5.2: Koncept för Self-healing-ring. (1) Meddelande skickas på primärlänk. (2) Öväntat avbrott sker i kommunikationen. (3) Switch 1 omkonfigurerar kommunikationsnätet och sekundärlänk tas i drift.

Denna topologi fungerar enligt master-slave tekniken där det vanligtvis finns en master som kommunicerar med sina slaves [41]. Slaves i detta fallet syftas främst till switchar där det finns en begränsning på 30 stycken inom ett och samma nätverk. Vid fler switchar än 30 rekommenderas det att man styckar upp nätverket i flera delar. Topologin kan tillämpas med IEC 61850, DNP3 och Modbus TCP/IP [41].

Tabell 5.2: Omkonfigureringstid för respektive protokoll [13].

Protokoll	Topologi	Omkonfigureringstid av nätet (beroende av antal switchar)		
		10	15	20
STP	Ring	>30s		
RSTP	Ring	<50 ms	<75 ms	<100 ms

5.2.1.1 Spanning Tree Protocol (STP)

Vid ring-topologier kan det uppstå problem vid kommunikationen mellan switchar. Ett exempel på detta kan vara att meddelandet cirkulerar tills hela meddelande bandbredden ockuperats och inte längre kan användas längre [42]. Ett annat problem som kan inträffa, är att ett meddelande transmittas i både riktningar av ringen [42].

Lösningen på problemen kallas STP (Spanning Tree Protocol) som enkelt uttryckt kan blockera signalen till en av switcharna för att undvika detta. Genom att en signal blockeras förhindras meddelandet från att dubbleras varje gång det lämnar en switch, detta måste då gå genom primärlänken enligt figur 5.2 [42]. Vid avbrott i kommunikationen sker en omkonfigurering av systemet där en sekundärlink tas i drift för att leverera meddelandet, se figur 5.2.

Problemet med denna lösning är att STP tar relativt lång tid på sig innan systemet omkonfigureras vid ett fel [41]. Det kan gå upp emot några sekunder att konfigurera systemet vilket i sin tur kan ge upphov till problem vid tidskritisk kommunikation [42]. När det gäller ställverk är vissa funktioner (ex. trippa en lastfrånskilare) oerhört tidskritiska. Dessa funktioner kräver en snabb kommunikation, exempelvis en tripp-GOOSE som har en tolererad transmission fördröjning på 4 ms. Av dessa skäl, är inte detta protokoll lämpligt för detta ändamålet. Däremot finns det funktioner som insamling av mätvärden som inte alls är lika tidskritiska vilket detta protokoll är bättre lämpat för.

5.2.1.2 Rapid Spanning Tree Protokoll (RSTP)

RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) är en vidareutveckling av STP, då STP-metoden kräver lång tid för systemet att utföra en omkonfigurering är RSTP en betydligt snabbare lösning. Med RSTP kan tiden minska från flertal sekunder till ett tiotal millisekunder för att få ett fungerande system med hjälp av denna teknik. Dock är även detta huvudsakligen endast applicerbart mot ett SCADA/HMI system då det enligt IEC 61850 inte uppfyller kravet för trip-GOOSE på en fördröjning av 4ms (se tabell 5.2).

5.2.2 IEC 62439-3: PRP och HSR

Ett stort problem i RSTP-baserade kommunikationsnät, är att vid avbrott i kommunikationsnätet, sker en fördröjning innan nätet har kunnat identifiera felet och omkonfigurerat anslutningen. RSTP-protokollet, som kännetecknas med dess snabba omkonfigurering, har omkopplingstider på upp till flera tiotals millisekunder [41]. Detta medför stora problem när GOOSE används som den primära kommunikationen mellan IEDs. Detta eftersom GOOSEs tillförlitlighet bygger på dess upprepning av meddelandet. Som konsekvens av detta, kommer GOOSE att pulseras ut till en död länk. Dessutom, i tabell 5.2 presenterades de tillåtna återhämtningstiderna för kommunikationsnätet, för tripp-GOOSE, som är det mest tidskritiska meddelandet, är återhämtningstiden 4 ms. Detta leder till slutsatsen att RSTP-baserad kommunikationsredundans inte är lämpad för GOOSE-kommunikation.

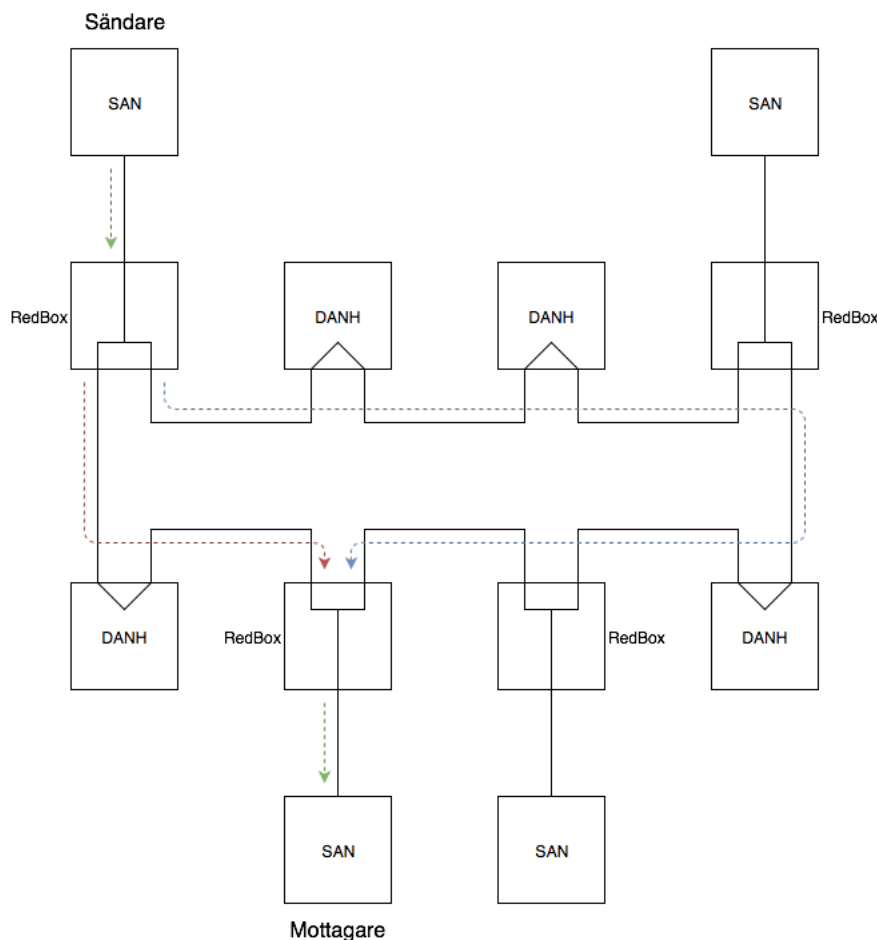
För att garantera att GOOSE når sin destination inom 4 ms, adopterades redundansprotokollet IEC 62439-3 i den andra upplagan av IEC 61850. IEC 62439-3 definierar de två kommunikationsprotokollen, Parallell Redundancy Protocol (PRP) och High-Availability Seamless Ring (HSR). Dessa protokoll erbjuder zero-time recovery, dvs. nästintill obefintlig återhämtningstid men framförallt, inga förluster av meddelandet vid kommunikationsavbrott.

5.2.2.1 HSR

High-availability Seamless Redundancy (HSR) är det andra protokollet som erbjuder "zero time recovery" av redundansprotokollen som publicerades i IEC 62439-3. Detta protokoll grundas på ring-topologi, men skillnaden från ex. self-healing ring, är att denna ring skapas av IEDs och inte switchar. Meddelandet som skickas från den publicerande komponenten dupliceras och sänds i båda riktningar av ringen, se figur 5.3. Destinationskomponenten i ringen ska ta emot två meddelanden där det första meddelandet som tas emot, är det meddelandet som processeras varav det andra meddelandet enbart utgör kvittens (dvs. indikerar att ringen är sluten). Grundprincipen i denna konfiguration, är att varje IED agerar som en switch i nätet. Där varje IED, följer en algoritm (se figur 5.4) för att avgöra om denne är dess menade mottagare.

Protokollet definierar vissa principiella komponenter. Dessa komponenter följer grundprincipen från PRP, med undantag för QuadBox [41].

- **DANH** är en så kallad "Double attached node" som innehåller två portar, port A och B. DANH är en HSR-kompatibel enhet och kan anslutas direkt till ring-nätverket.
- **SAN** "Single attached node" är en icke-kompatibel HSR-enhet. Exempel på SAN är en PC eller switch.
- **RedBox** även kallad "Redundancy Box" är en enhet som används för att tillåta icke-kompatibla enheter kommunicera på ring-nätverket. Denna enhet tar emot en TCP/IP-signal och adderar en HSR-frame och därmed sänds meddelandet i båda riktningar.



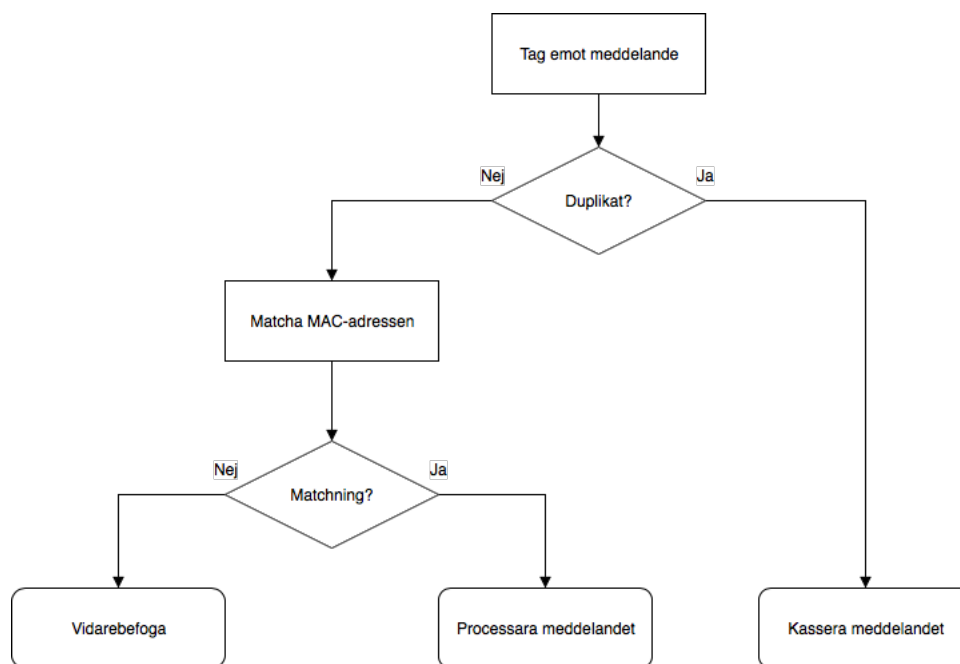
Figur 5.3: Koncept för HSR. SAN sänder meddelande, RedBox adderas HSR-frame och meddelandet skickas ut i två riktningar av ringen (röd respektive blå pil).

- **QuadBox** är en komponent som används för att sammanlänka två HSR ringar vid större system. Av främsta skälet för att minska fördröjningen men även för att minska trafiken (bandbredden).

Enligt IEC 62439-3 standarden [43] så definieras ett antal olika installations referenser på vad man ska tänka på när man konfigurerar ett system enligt HSR protokollet, (se figur B.2 för exempel på hur ett sådant system kan se ut). Exempel på dessa är bland annat:

- Alla noder i ringen ska vara DANH noder.
- Komponenter som inte stöder HSR måste vara kopplade till ringen genom en RedBox.
- LAN switchar kan inte kopplas in i ringen eftersom att det är en SAN komponent som inte stöder HSR protokollet.
- Kablar för port A och port B ska vara tydligt identifierade.

Antalet noder som kan anslutas till en ring är begränsat till den nod i ringen med lägst bandbredd. I referensen [41] påstås att ringen bör inte innehålla fler än 20



Figur 5.4: Flödeschema för mottagningsprocess av meddelande för ex. DANH.

komponenter. Om HSR används på processbussen, bör inte antalet överstiga 6 komponenter, av det skälet att mätvärden publiceras betydligt oftare och därmed upptar mer bandbredd. Därav använder man sig av QuadBox för att både utöka storleken på systemet men även forma systemet så att trafiken kan flyta på bättre med lägre tidsfördröjning. Även när det gäller QuadBoxes kan man välja att inneha redundans för att minska riskerna till fel.

Kommunikationsfördelar med HSR är framförallt enkelheten i systemet där det inte krävs några Ethernetswitchar som behöver konfigureras efter systemet. Det räcker med att man kopplar ihop dem olika HSR komponenterna tillsammans i ringen och konfigurerar systemet efter detta [41].

Då ringen består av ihopkopplade IEDs, måste alla komponenter vara i drift för att ringen skall förbli sluten. Om en enhet tas ur drift, bryts ringen och därmed upphör redundansen [41]. En av dem största nackdelarna är att man till exempel vid underhållsarbete inte kan koppla bort en komponent utan att bryta ringen, därför rekommenderas att underhållsarbete utförs samtidigt på befintliga komponenter. En annan nackdel är att bandbredden begränsar antalet komponenter som kan anslutas till ringen. Vilket leder till att ytterligare komponenter krävs som i detta fallet är en QuadBox för att utöka systemet [41].

5.2.2.2 PRP

Detta system är ett av dem två redundanta system som erbjuder så kallad "zero time recovery" [41]. Protokollet bygger på principen att man har två skilda nätverk vilka kan användas sammantidigt för kommunikation. Dessa nätverk behöver inte vara likadana utan endast kopplade till samma IEDs, för att dessa skall kunna motta två identiska meddelanden. Enheterna skickar dubletter av meddelanden (på enskilt nätverk) där första meddelandet processeras av destinations-IEDn, varav det andra meddelandet utgör en bekräftelse att både nätverken är funktionella (som är illustrerat i figur 5.5). Fördelen är då att man får en ständig redundans på meddelandet där åtminstone ett av meddelandena ska gå fram till ändamålet. Vid eventuella kommunikationsstörningar, når åtminstone ena meddelandet fram. Därav garanterar protokollet att de skickade paketen alltid når fram [41].

Protokollet definierar tre principiella komponenter, dessa är enligt följande:

- **DANP** är en så kallad "Double attached node" som innehåller två portar med likvärdig MAC-adress, port A och B. DANP är en PRP-kompatibel enhet och kan anslutas direkt till dubbla nätverken.
- **SAN** "Single attached node" är en icke-kompatibel PRP-enhet. Exempel på SAN är en PC eller switch.
- **RedBox** även kallad "Redundancy Box" är en enhet som används för att tillåta icke-kompatibla enheter kommunicera på dubbla nätet. Denna enhet tar emot en TCP/IP-signal och adderar en PRP-frame och därmed placerar meddelandet på dubbla nätet. [41].

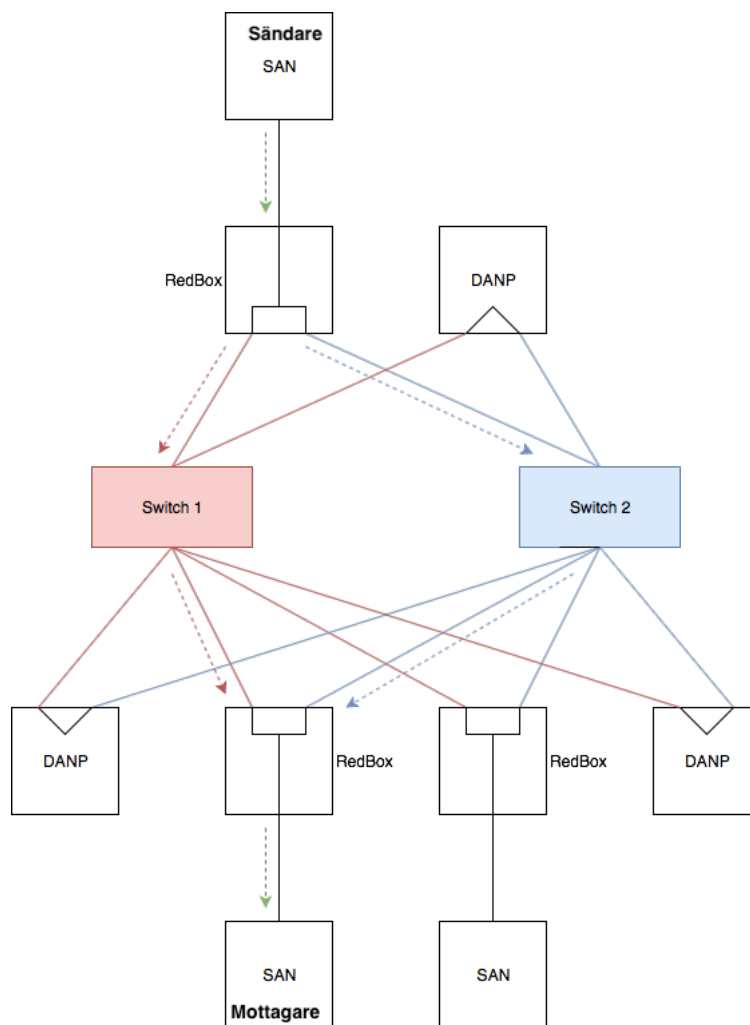
Enligt IEC 62439-3 standarden [43] så definieras ett antal olika installations referenser på vad man ska tänka på när man konfigurerar ett system enligt PRP protokollet, (se figur B.3 för exempel på hur detta system kan se ut). Exempel på dessa är bland annat:

- LAN A och LAN B ska vara separerade.
- Kablar för LAN A respektive LAN B ska vara tydligt markerade till exempel med olika färger.
- Switchar för LAN A och LAN B ska vara tydligt identifierade.
- Utseendet på LAN A och LAN B kan skiljas åt, men dem ska vara oberoende av fel och inneha likvärdig tidsfördröjning.
- Alla DANP ska vara kopplade till både LAN A och LAN B. DANPs måste inneha samma MAC adress på både port A och B som är unika inom nätverket. Samtidigt ska portarna även besitta samma IP adress som även den ska vara unik i nätverket.

En av fördelarna med PRP är bland annat att protokollet är uppbyggt av två standard Ethernet nätverk, som leder till att man på ett lättare sätt kan styra stora nätverk med vanliga nätverksverktyg exempel på detta kan vara justering av bandbredd i nätverket. En annan fördel är att man får "zero fail over time" vilket innebär att man vid ett fel ändå får ett giltigt meddelande till ändamålet under samma tid. Ytterligare fördelar med PRP är att man kan använda sig av olika topologier när

man konfigurerar ett system med PRP protokollet. Ring, stjärn eller andra topologier är applicerbara i PRP protokollet [41].

En av de främsta nackdelarna med PRP är dess höga installationskostnad, då dess tillförlitlighet grundas i dubbla nätverk [41]. En ytterligare nackdel är att PRP kräver att dess ingående komponenter stödjer protokollet, om dessa inte gör det, krävs en RedBox [41].

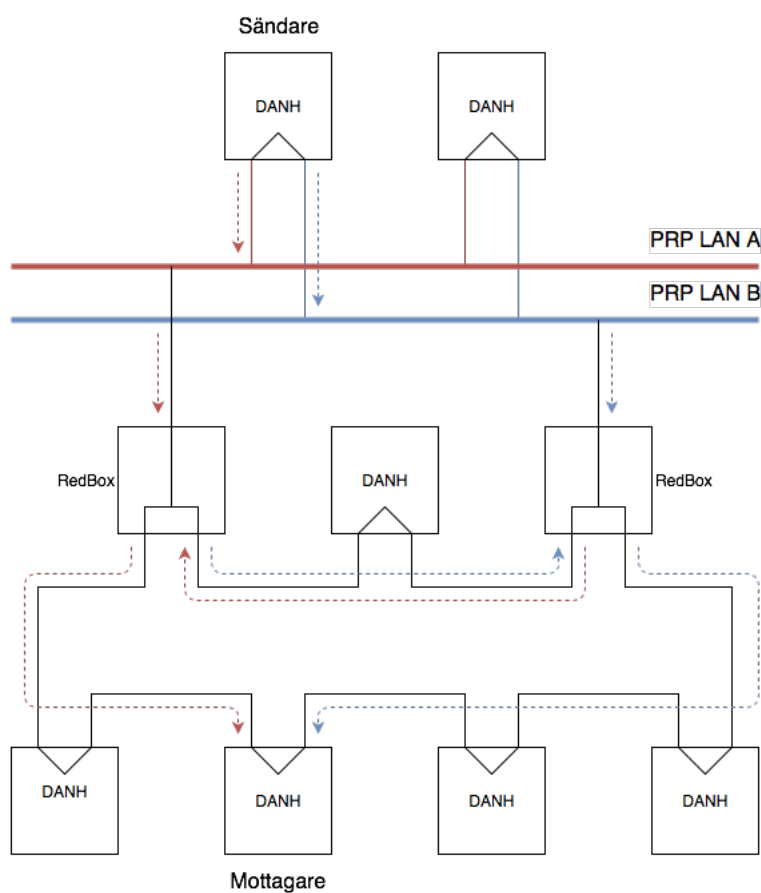


Figur 5.5: Koncept för PRP. SAN (ex. lokal stations-PC) sänder meddelande till destinations-IED. RedBox sänder meddelandet vidare via två separata LAN. Slutligen tas meddelandet emot via RedBox.

5.2.2.3 Kombination av PRP och HSR

Detta system är en sammankoppling av PRP och HSR topologierna. PRP-topologin nyttjas främst mellan det överordnade systemet och RTU/switch där som tidigare nämnts frihet råder på vilka komponenter som ska vara redundanta. Systemet konfigureras genom att det kopplas varsin RedBox till varsitt LAN. RedBoxarna är sin tur kopplade till varsin HSR ring. Se figur 5.6.

Denna kombination blir då fördelaktig i många avseenden inte minst inom stora ställverk där man på ett lättare sätt kan expandera systemet antingen genom att endast koppla in en ny HSR ring till PRP nätverket. Ett annat alternativ är att direkt koppla in skyddskomponenter till PRP nätverket [41].



Figur 5.6: Exempel på design av system med både PRP och HSR topologi.

5.3 Analys

Följande delkapitel innefattar beräkningar på redundans protokollens tillförlitlighet samt en kostnadsanalys på dessa olika protokoll.

5.3.1 Tillförlitlighet av komponenter

I teoridelen 2.1.1, motiverades att MTTF kan, för enkelhetens skull, vara ett uttryck för systemets tillförlitlighet. Värt att poängtera, är att MTTF ej är ett mått för hur länge systemet förväntas att fungera, utan ett mått för hur ofta felen kan komma att inträffa. Försättningsvis, MTTF-värden för tillförlitlighetsanalysen betraktas från följande referenser [44, 45]. ABB har dessutom verifierat att deras IEDs från relion-serien har en felfrekvens (MTBF) på 100 år. Reparationsintensiteten antas vara MTTR vara 8 timmar, dvs. felen åtgärdas under en arbetsdag. Då MTTF är mycket högre än MTTR, kan det antas att MTTR är försumbart. Ur ekvation 2.3 framgår det att MTTF är ekvivalent med MTBF. Försättningsvis antas kommunikationen ske fullständigt via optisk fiber. Generellt, är MTTF för kommunikationslänkar mycket högre än för komponenterna och kan därmed försummas ur beräkningarna [44, 45, 46].

Då både MTTF och MTTR är känt, kan driftsäkerheten för IED beräknas m.h.a ekv. 2.4, se ekv. 5.1. På samma sätt beräknas driftsäkerheten för ethernetswitchen. I tabell 5.3 presenteras värdena för respektive komponenter.

$$A_{IED} = \frac{MTTF_{IED}}{MTTF_{IED} + MTTR_{IED}} = \frac{100}{100 + \frac{8}{24 \cdot 365}} * 100 = 99.99908677 \quad (5.1)$$

Tabell 5.3: MTTF och driftsäkerhet av respektive SAS-komponenter.

SAS komponent	MTTF (i år)	Driftsäkerhet
IED	100	0.9999908677
Switch	20	0.9999543400
RedBox	20	0.9999543400
Optisk fiber	-	100

5.3.2 Tillförlitlighetsanalys

I teoridelen 2.1.4 introducerades primära analysmetoden. RBD är ett enkelt men kraftfullt verktyg för att beräkna systemet tillförlitlighet [1]. I detta fall, används RBD för att modellera IED-till-IED kommunikation i dess värsta fall för att avgöra vilken metod som erbjuder den mest tillförlitliga kommunikationen. Respektive data för komponent presenterades i tabell 5.3 och dessa utgör grunder för följande beräkningar.

5.3.2.1 Point-to-Point-topologi

Som nämnt tidigare, PTP-topologi erbjuder ingen redundans i kommunikationen. Men denna, relativt enkla topologin eliminerar beroendesförhållandet då kommunikation mellan givna IEDs alltid kommer ske genom en switch. Detta resulterar i RBD enligt figur 5.7, där IED x (sändaren) skickar meddelandet till switchen, switch i sin tur vidarebefogar meddelandet i IED y. Se appendix B.1 för översiktschema för systemet.



Figur 5.7: RBD för IED-till-IED kommunikation i en PTP-topologi.

MTTF för denna kommunikationen beräknas enligt sambandet för seriella system (ekv 2.6) som presenterades i avsnitt 2.1.4.2.

$$MTTF_{ptp} = \frac{1}{MTTF_{ied}} + \frac{1}{MTTF_{sw}} + \frac{1}{MTTF_{ied}} = 14.28 \text{ år} \quad (5.2)$$

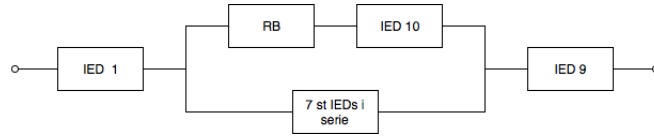
Driftsäkerheten för systemet beräknas enligt sambandet för seriella system (ekv. 2.7).

$$A_{ptp} = A_{ied}A_{sw}A_{ied} = 0.999936076 \quad (5.3)$$

5.3.2.2 HSR

Att modellera HSR är något svårare, då IED-till-IED kommunikationen varierar beroende på vilken IED som utgör destinationen. För att avgöra HSR tillförlitlighet, måste alla möjliga kombinationer av kommunikationen tas hänsyn till. I figur 5.8 modelleras det värsta fallet för HSR, detta sker då IED 1 skall kommunicera med IED 9. Se appendix B.2 för översiktschema för systemet.

För att beräkna MTTF för detta fallet, måste några förenklingar göras. Låt 7 st IEDs i serie representeras som $MTTF_1$ och RedBox i serie med IED 10 som $MTTF_2$. Samma princip och notation råder för driftsäkerhet. Dessa kan beräknas enligt följande,



Figur 5.8: RBD för värsta fallet i IED-till-IED HSR-kommunikation.

Förenkla kopplingen av 7 st IEDs i serie genom seriekopplingslagen och låt dess resultat noteras som $MTTF_1$. Samma princip och notation gäller för driftsäkerhet.

$$MTTF_1 = \left(\sum_{i=1}^{k=7} \frac{1}{MTTF_i} \right)^{-1} = 14.286 \text{ år} \quad (5.4)$$

$$A_1 = \prod_{i=1}^{k=7} A_i = 0.99936076 \quad (5.5)$$

Förenkla seriekopplingen av en switch (SW) och en IED genom seriekopplingslagen och låt dess resultat noteras som $MTTF_2$. Samma princip och notation gäller för driftsäkerhet.

$$MTTF_2 = \frac{1}{MTTF_{sw}} + \frac{1}{MTTF_{ied}} = 16.6667 \text{ år} \quad (5.6)$$

$$A_2 = A_{sw}A_{ied} = 0.999945208 \quad (5.7)$$

Förenkla parallellkopplingen mellan punkt 1 och 2, låt den kallas $MTTF_{1,2}$. Samma princip och notation gäller för driftsäkerhet.

$$MTTF_{1,2} = MTTF_1 + MTTF_2 - \frac{MTTF_1 MTTF_2}{MTTF_1 + MTTF_2} = 23.26 \text{ år} \quad (5.8)$$

$$A_{1,2} = A_1 + A_2 - A_1 A_2 = 0.999999965 \quad (5.9)$$

Nu återstår enbart seriella sambandet för systemet. MTTF och driftsäkerhet för HSR beräknas enligt följande,

$$MTTF_{hsr} = \frac{1}{MTTF_{ied}} + \frac{1}{MTTF_{1,2}} + \frac{1}{MTTF_{ied}} = 15.876 \text{ år} \quad (5.10)$$

$$A_{hsr} = A_{ied} A_{1,2} A_{ied} = 0.999981735 \quad (5.11)$$

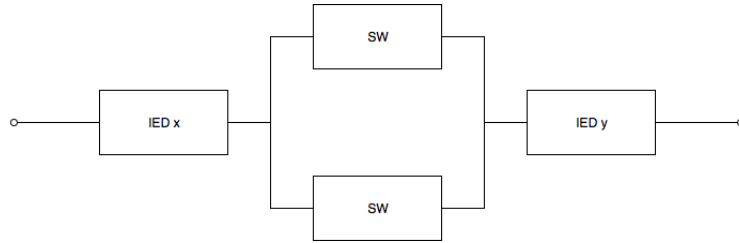
I tabell 5.4 presenteras de värsta kommunikationsfallen för HSR. IED 1 till IED 8 och IED 9 är de värsta fallen, där med förblir tillförlitligheten och driftsäkerheten för HSR.

Tabell 5.4: De fyra värsta fallen för IED-till-IED i HSR-kommunikation.

Fall	MTTF (år)
IED 1 - IED 10	16.577
IED 1 - IED 9	15.876
IED 1 - IED 8	15.876
IED 1 - IED 7	16.577

5.3.2.3 PRP

Kommunikationstillförlitligheten mellan IED - IED modelleras på liknande princip som för PTP, förutom att nu kan kommunikationen ske genom två switchar, se figur 5.9. Se appendix B.3 för översiktschema för systemet.



Figur 5.9: RBD för i IED-till-IED PRP-kommunikation.

För att erhålla MTTF, behövs en förenkling av de parallella switcharna. Låt resultatet för parallellkopplingen noteras som $MTTF'$. Samma princip och notation gäller för driftsäkerhet.

$$MTTF' = 2MTTF_{sw} - MTTF_{sw}^2 = 30 \text{ år} \quad (5.12)$$

$$A' = 2A_{sw} - A_{sw}^2 = 0.9999998 \quad (5.13)$$

MTTF och driftsäkerhet för PRP beräknas enligt seriellt samband.

$$MTTF_{prp} = \frac{1}{MTTF_{ied}} \frac{1}{MTTF'} \frac{1}{MTTF_{ied}} = 18.75 \text{ år} \quad (5.14)$$

$$A_{prp} = A_{ied} A' A_{ied} = 0.99996348 \quad (5.15)$$

5.3.2.4 Resultat

MTTF och driftsäkerhet beräknades för respektive kommunikationer. Som det framgår i tabellen 5.5, erbjuder PRP högre tillförlitlighet med 24 % och sänker den förväntade otillgängligheten med 25 minuter på ett år. Även HSR erbjuder en förbättring av tillförlitlighet och sänker otillgängliga tiden med 18 minuter. Point-to-Point

har en relativt hög MTTF för att vara en icke-redundant topologi. En möjlig förklaring till detta må vara det faktum att systemet nyttjar enbart tre komponenter i kommunikationen. Medan i HSR, ringen består utav alla kommunikationsobjekt och därmed resulterar i något bättre MTTF.

Tabell 5.5: Resulterade tillförlitlighet och driftsäkerhet för respektive uppkoppling.

Resultat	PTP	HSR	PRP
MTTF (i år)	14.28	15.875	18.75
Ökning av MTTF (%)	-	+10%	+24%
Driftsäkerhet	0.999936076	0.999981735	0.99996348
Förväntad otillgänglighet av kommunikation (min/år)	34	16	9

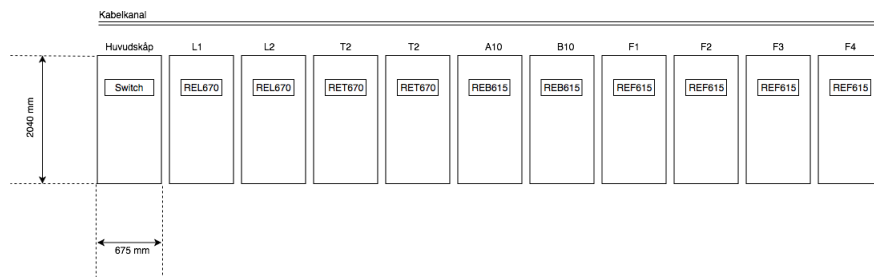
5.3.3 Kostnadsanalys

Avsikten med kostnadsanalysen är att belysa det faktum att installationskostnaden varierar avsevärt beroende på vilken topologi som används. Dessutom, genom att presentera den tillförlitlighet och installationskostnad en topologi medför, ökar dess motivering för investeringen. Värt att poängtera, är att kostnadsanalys är oerhört problematisk att genomföra utan att vissa generaliseringar och antagelser ingår, då lösningar är situations- och kundanpassade. Av dessa skäl, görs aktiva valet att undersöka enbart topologirelaterade kostnader för därmed utesluta totala installationskostnaden för en komplett anläggning, då denna rapport enbart utreder redundans för IED-till-IED kommunikation. Försättningsvis, tjänstekostnader i form av installation, konfigurerings, engineering och dylikt tas inte ställning till.

5.3.3.1 Uppskattning av kabellängderna

För att genomföra kostnadsanalysen, krävs en uppskattning av kabellängderna mellan IEDs och switch/RedBox. I figur 5.10 presenteras typisk uppsättning av skåp i ställverk. För att genomföra kalkylen, antogs följande:

- Skåpsdimensionen är 2040x675 mm
- Kabeln mellan skåpen installeras på en kabelkanal där kanalen installeras 500 mm ovanför skåpen.
- 6 meter kablage från switch till REL670 i L1. Switch till REL670 i L2 kräver 6 + 1 m kablage etc.



Figur 5.10: Typisk skåpsuppsättning för ett ställverk [8].

För PTP-konfiguration, dras separat kabel till varje IED, detta resulterar i två kabellängder per skåp. Totala längden beräknas enligt följande,

$$6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 13 + 14 = 90 \text{ m} \quad (5.16)$$

I PRP-konfiguration, installeras dubbla nätverk. Det resulterar i dubbla längder av PTP-konfiguration. HSR installeras i ringkonfiguration och den totala längden beräknas enligt följande:

$$10 * 6 + 14 = 74 \text{ m} \quad (5.17)$$

Tabell 5.6: Resulterade kabellängder för respektive konfiguration.

Konfiguration	Kabellängd (m)
PTP	90
HSR	74
PRP	180

5.3.3.2 Point-to-Point-topologi

En kontakt på ABB angav ett typiskt pris för en switch (ex. AFS677), priset motsvarade ca 40 000 kr. Dessutom, antas det att en RedBox från ABB (ex. AFS660) har en likvärdig kostnad, samt att IEDs från 615-serien stöder HSR och PRP i sin grundkonfiguration. Då kabellängder är kända, kan kostnadskalkyleringen påbörjas. I PTP-konfiguration, krävs en 16 portars switch samt kablageanslutning till respektive IED. Kostnadskalkylen presenteras i tabell 5.7. Fortsättningsvis, kostnaden för IEDs försummas då kalkylen tar enbart hänsyn till topologirelaterade kostnader.

Tabell 5.7: Kostnadskalkyl för PTP-konfiguration.

Antal (st eller m)	Komponent	Pris/st eller m (kr)
1	AFS677 (switch)	40 000
90	Optisk fiber (kablage)	180
Totalt		56 200

5.3.3.3 HSR

I tabell 5.6 framgår att den totala kabellängden är 33 m i en ringkonfigurering. För att icke-HSR/PRP-kompatibla enheter skall kunna kommunicera i ringar, krävs en RedBox. Switchen kvarstår i konfigurationen, om fler än en enhet skall anslutas till RedBox. Kostnadskalkylen framgår i tabell 5.8.

Tabell 5.8: Kostnadskalkyl för HSR-konfiguration.

Antal (st eller m)	Komponent	Pris/st eller m (kr)
1	AFS677 (switch)	40 000
74	Optisk fiber (kablage)	180
1	AFS660 (RedBox)	40 000
Totalt		93 320

5.3.3.4 PRP

PRP-konfiguration är i princip dubbla uppsättningar av PTP. Men för att icke-HSR/PRP-kompatibla enheter skall kunna kommunicera på nätet, krävs en RedBox. I tabell 5.9 presenteras kostnadskalkylen.

Tabell 5.9: Kostnadskalkyl för PRP-konfiguration.

Antal (st eller m)	Komponent	Pris/st eller m (kr)
2	AFS677 (switch)	40 000
180	Optisk fiber (kablage)	180
1	AFS660 (Redbox)	40 000
Totalt		152 400

5.3.3.5 Resultat

Hårdvarukostnadskalkyleringen genomfördes för respektive nätkonfigurationer och dess resultat presenteras i tabell 5.10. Det som kan konstateras, är att om installations- samt konfigureringskostnaden hade tagits i betraktelse, så hade den totala spridningen i kr ökat ytterligare. Då exempelvis PRP har närmare tre gånger längre kabellängder i jämförelse med HSR och dubbla konfigureringsenheter. Men då dessa siffror är svåra att uppskatta, beslutades det att försumma dessa i beräkningarna.

Tabell 5.10: Kostnader samt relativa kostnadsdifferensen mellan respektive kommunikationskonfiguration.

Konfiguration	Kostnad (kr)	Relativkostnad
PTP	56 200	100 %
HSR	93 320	166,2 %
PRP	152 400	271,2 %

5.4 Resultat

Som nämnt tidigare, är RSTP-baserade redundans ej lämpad åt GOOSE-kommunikation och därmed tog inte hänsyn till under beräkningar. När det gäller jämförelsen av redundansprotokollen som erbjuder "zero time recovery" finns det ett flertal fördelar respektive nackdelar och dessa presenteras i tabell 5.12. I tabell 5.11 framgår kostnadseffektiviten för respektive konfiguration. Även att resultatet är marginellt, erbjuder PRP en mer kostnadseffektiv redundans. Sistnämnde påståendet kan dock ifrågasättas, då flertal kostnadsparametrar togs inte hänsyn till. Att döma av kabel-längderna, kräver PRP nästan 3 ggr så mycket kabellängd som HSR, detta medför att installationskostanden hade ökat proportionerligt. Dessa faktorer hade rimligtvis kunnat resultera i att HSR hade varit den med konstandseffektivaste lösningen. I tabell 5.13 presenteras de fundamentala skillnader mellan undersökta redundanslösningar.

Både HSR och PRP erbjuder en lägre otillgänglighet av kommunikation, där HSR reducerar otillgänglighet av kommunikation med 18 min/år medan PRP reducerar tiden med 25 min/år. Värt att poängtera är att detta är ett statistiskt beroende värde där avvikelser under ett givet år kan förekomma, men under en längre drift kan avbrottsintensiteten och därmed förväntade otillgänglighet av kommunikationen förväntas att minska.

Tabell 5.11: Sammanställning av dem viktigaste resultaten för HSR och PRP. Respektive data är tagna från tabell 5.5 och 5.10.

Resultat	PTP	HSR	PRP
MTTF (i år)	14.28	15.875	18.75
Ökning av MTTF (%)	-	10	24
Driftsäkerhet	0.999 936 076	0.999 981 735	0.999 963 480
Förväntad otillgänglighet av kommunikationen (min/år)	34	18	9
Installationskostnad (%)	100	166,2	271,2

Tabell 5.12: För- respektive nackdelar för HSR och PRP.

HSR	PRP
+ Ökar tillförlitligheten	+ Ökar tillförlitligheten
+ Låg installationskostnad	+ Latency konstant oavsett antal komponenter
+ Enkel i konstruktion	+ Bandbredden begränsar inte i samma utsträckning
+ Enkel att konfigurera	+ En eller flera enheter kan tas ur drift utan att tillförlitligheten blir lidande
+ Zero-time recovery	+ Zero-time recovery
+ Ring utan switchar	+ Enheter som inte stödjer PRP kan anslutas i resp. LAN
- Latency ökar proportionerligt med antal komponenter	+ Större flexibilitet gällande topologier
- Bandbredden begränsar antal komponenter	- Hög installationskostnad (Dubbla kommunikationsnät)
- Om en enhet tas ur drift bryts ringen	- Komplex
- Alla komponenter måste tas ur drift samtidigt vid	- Kräver stöd för protokollet annars krävs RedBox
- Kräver stöd för protokollet annars krävs Redbox	

Tabell 5.13: Egenskaper av respektive kommunikationstopologi/redundansprotokoll.

	Point-to-Point	Self-Healing Ring	HSR	PRP
Standard	-	exempelvis RSTP	IEC 62439-3: PRP och HSR	IEC 62439-3: PRP och HSR
Topologi	Point-to-Point	Ring med switchar	Ring utan switchar	Dubbla Point-to-Point
Redundans	-	Sekundär länk	Dubbla meddelande	Dubbla meddelande och dubbla nätverk
Omkonfiguration	-	Fördröjning (>flertal ms)	Zero-time recovery	Zero-time recovery
Garanterad framkomlighet för tripp-GOOSE vid n-1?	Nej	Nej, omkonfigurerings-tiden är inte robust nog. GOOSE riskeras att inte nå fram.	Ja, då GOOSE sänds i ringens bägge riktningar, når åtminstone ett paket fram.	Ja, då GOOSE sänds i båda nätverken, når åtminstone ett paket fram.

6

Diskussion

Grundfrågeställningar som presenterades i avsnitt 1.5 besvarades under rapportens gång. Fundamentala frågor som skillnad mellan IEC 61850 och äldre protokoll besvarades i kapitel 4, där även frågeställningar som "Vad är GOOSE kommunikation?" och dess potentiella besparingar klargjordes och diskuterades.

I kapitel 5 besvarades frågeställningar relaterade till uppbyggnaden mellan IEDs och switchar. Där det även genomfördes en kostnadsanalys i följd av tillförlitlighetsanalys för respektive kommunikationsnätet.

Alla beräkningar som genomförts grundas på flertal antaganden på hur ett litet ställverk skulle kunna se ut. Vilket leder till att dessa beräkningar kan inneha en viss felmarginal från hur det egentligen ser ut i verkligheten. Därav kan det ha varit mer fördelaktigt att undersöka en befintlig anläggning och undersöka vilka besparingsmöjligheter som faktiskt existerar. Dessutom, i brist på tillgång till data, försumades kostnader så som konfigureringsstimmar och installationskostnader.

Tillförlitlighetsanalysen för redundansprotokoll byggde på flertal antaganden och förenklingar, som exempelvis att RedBox har likvärdig MTTF som en switch. Detta kan ge möjliga upphov till avvikelser från verkligheten.

Nedanför följer en diskussion för respektive område, där slutsatser presenteras och diskuteras.

6.1 Kommunikationsprotokoll

Bland dessa äldre kommunikationsprotokoll kan man komma till slutsatsen att alla har sina olika styrkor gentemot varandra, men inget av protokollen är komplett. Vissa är främst ämnade åt överordnat system eller SCADA medan andra fokuserar på hela ställverket.

IEC 61850 däremot är ett komplett protokoll som där hela ställverket står i fokus. Där dess främsta egenskaper jämfört med andra protokoll är interoperabilitet mellan olika leverantörers produkter. Protokollet erbjuder även en fördefinierad datamodell, XML-baserat konfigureringsspråk och en standardiserad kommunikation. En annan viktig skillnad är dess dokumentation som sker digitalt via SCD-filen jämfört med andra protokoll som enbart har all dokumentation i pappersformat. IEC 61850 är även det enda protokollet som kan erbjuda GOOSE kommunikation vilket på sikt leder till minskade kostnader vad gäller installation och drift. Potentiellt

sätt ska man med IEC 61850 även kunna digitalisera kommunikation som sker från både spänning- och strömtransformatorerna med hjälp av Merging Units i den så kallade processbussen för att få en fullständig kommunikation med protokollet. Fortsättningsvis, IEC 61850 har en god potential att sänka installationskostnader, då protokollet är designat i åtanke att frångå från det klassiska hårdtrådade signalerna.

Dock har detta protokoll även sina nackdelar som främst syftas åt komplexiteten i systemet. Protokollets andra upplaga utgavs 2011 men än idag har det inte riktigt etablerats på marknaden. Detta har sina förklaringar i att det dels är ett mer komplext system att konfigurera. Systemets konfigureringsprocess är minst lika komplex. Dessutom, råder det fortfarande en stor okunskap gällande IEC 61850.

6.2 Redundansprotokoll

Redundansprotokollen medför fördelar såväl som nackdelar. Self-healing ring som inte kan hantera det tidskritiska grundförutsättningar bör inte uteslutas helt, då dess flexibilitet och simplicitet är fortfarande användbart för överordnat kommunikation. Då SCADA-till-IED är inte alls lika tidskritisk som GOOSE.

Däremot för stationsbussens vars kommunikation sker primärt via GOOSE ställs höga hastighetskrav på kommunikationen där det finns två alternativ som erbjuder "zero time recovery" som är PRP och HSR. Vilket av dessa system som man väljer att använda sig av beror främst på storlek av ställverket och vilka resurser man är villig att investera i sitt ställverk. Enligt kostnadskalkylen, framgår att HSR erbjuder den mest kostnadseffektiva lösningen för mindre ställverk. Vid större anläggningar, ser utsiktet för PRP bättre ut. Av prestandaskäl, bör ringen delas upp i sub-ringar. Detta medför högre installationskostnader och därmed avtar dess främsta motiv. Dessutom, PRP erbjuder bättre utbyggnationsmöjligheter, då bandbredden är av underordnad betydelse.

Det finns även möjlighet av kombination av HSR och PRP, för att på så sätt eliminera nackdelar med respektive konfiguration. Där överordnade kommunikationen sker via PRP och stationsbussen (möjligtvis även processbussen) kommuniceras i en HSR-uppsättning. Detta medför en reduktion på alla möjliga kommunikationslänkar utan att fullständigt genomföra installationen av dubbla nätverk.

6.3 Fortsatt utveckling

För den fortsatta utvecklingen av IEC 61850 krävs först och främst att kunskapen inom detta område breddas så att fler människor både kan förstå men även fortsättningsvis kunna arbeta med detta. Komplexiteten och kunskapsbristen är nog de största motståndarna till utvecklingen av protokollet. Därav tror vi att mer fokus på utbildning och en marknad som så småningom går ifrån gamla system kommer att påtvinga utvecklingen av detta protokoll.

Ska man idag bygga ett modernt ställverk så är det bästa alternativet att man an-

vänder sig av IEC 61850 protokollet med tanke på dess utvecklingspotential men även för att marknaden går emot just denna utvecklingen av ställverk. I framtiden när konfigureringsstimmarna minskar för dessa projekt kommer även den totala kostnaden minska avsevärt med tanke på att installationskostnaderna även minskar. Detta leder till att det kostnadsmässigt även kommer vara det främsta alternativet på marknaden. Med IEC 61850 ska man även kunna styra ställverk på distans vilket på sikt kommer att innebära lägre personalkostnader i form av att personal inte behöver sitta i ställverket och styra därifrån.

Överlag ser utvecklingspotentialen väldigt bra ut för IEC 61850 med en marknad som anpassas efter protokollet samtidigt som det i framtiden kommer att kunna göras större besparingar. Mycket talar för att vi inom kommande år kommer få se ett dominerande antal ställverk som är konfigurerade efter detta protokoll.

Referenser

- [1] R. Billinton och A. Ronald N, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 2a uppl., 1992.
- [2] Wikipedia, "Electrical substation," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://en.wikipedia.org/wiki/Electrical_substation (Hämtad: 2018-05-18).
- [3] J. M. Gers och E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 3e uppl. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [4] IEC 61 850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation - Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes*, 2010.
- [5] IEC 61 850-7-1, *Communication networks and systems for power utility automation - Basic communication structure - Principles and models*, 2011.
- [6] IEC 61 850-6, *Communication networks and systems for power utility automation - Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*, 2009.
- [7] K. P. Brand *et al.*, "Special report iec 61850," ABB, Zurich, Schweiz, 2010. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/a56430e1e7c06fdcf12577a0004\3ab8b\3BSE063756_en_ABB_Review_Special_Report_IEC_61850.pdf (Hämtad: 2018-05-16).
- [8] "Substation automation solutions sas 600 series," ABB Switzerland Ltd, 2002. [Online].
Tillgänglig: <http://new.abb.com/docs/librariesprovider101/default-document-library/1kha001069-sen-substation-automation-solutions-sas-600-series.pdf> (Hämtad: 2018-05-19).
- [9] *RTU 540 product line: DIN Rail 560CID11 Connections and settings*, ABB, Mannheim, Germany, 2017. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/e9773dd268b7494d91dc21e9de3728f8/560CID11_CS_en.pdf (Hämtad: 2018-05-02).

- [10] ISO/IEC 7498-1, *Information technology - Open Systems Interconnection - Basic Reference Model: The Basic Model*, 1994.
- [11] E. Hammer och E. Sivertsen, "Analysis and implementation of the iec 61850 standard," Lyngby, Denmark, 2008. [Online].
Tillgänglig: <http://brodersen.com/wordpress/wp-content/uploads/DTU-Master-Thesis-RTU32.pdf> (Hämtad: 2018-01-08).
- [12] IEC 61850-5, *Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models*, 2013.
- [13] M. Pustyl'nik *et al.*, "Performance of the rapid spanning tree protocol in ring network topology," Siemens, 2007. [Online].
Tillgänglig: <https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/en/rugged-communication/Documents/rstp-in-ring-network-topology-en.pdf> (Hämtad: 2018-05-19).
- [14] Wikipedia, "TCP/IP," 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://sv.wikipedia.org/wiki/TCP/IP> (Hämtad: 2018-05-31).
- [15] C. E. Spurgeon, *Ethernet: The Definitive Guide*, 1a uppl. Sebastopol, USA: O'Reilly Media inc., 2000.
- [16] Göteborg Energi. "Så här fungerar elnätet," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://www.goteborgenergi.se/Privat/Produkter_och_priser/Elnat/Sa_har_fungerar_elnatet (Hämtad: 2018-04-20).
- [17] Energiforetagen, "Elnätet – distribution," 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/distribution/> (Hämtad: 2018-04-20).
- [18] ABB, "Ställverket - fördelar el och skyddar nätet," 2018. [Online].
Tillgänglig: <http://new.abb.com/se/om-abb/teknik/sa-funkar-det/stallverk> (Hämtad: 2018-04-20).
- [19] Wikipedia, "Remote terminal unit," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://sv.wikipedia.org/wiki/Remote_terminal_unit (Hämtad: 2018-03-27).
- [20] M. Inc., "Scada systems: A comparison of rtus and plcs," Motorola, 2007. [Online].
Tillgänglig: http://www.sigmawireless.com/Portals/5/SCADA_Sys_Wht_Ppr-2a_New.pdf (Hämtad: 2018-05-10).
- [21] ABB, "Reläskydd - kraftnätets väktare," 2018. [Online].
Tillgänglig: <http://new.abb.com/se/om-abb/teknik/sa-funkar-det/relaskydd> (Hämtad: 2018-03-27).
- [22] R. Ozansoy *et al.*, "Time synchronisation in a iec 61850 based substation automation system," Victoria University, Melbourne, Australien, 2008. [Online].

- Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4812969> (Hämtad: 2018-05-16).
- [23] Wikipedia, "RS-232," 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://sv.wikipedia.org/wiki/RS-232> (Hämtad: 2018-04-11).
- [24] Schneider Electric. "Modbus," 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://www.schneider-electric.se/sv/product-range-presentation/574-modbus/> (Hämtad: 2018-03-13).
- [25] R. Frohock, "Modbus RTU verses Modbus TCP/IP: What's the Difference?" 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://www.linkedin.com/pulse/modbus-rtu-verses-tcpip-whats-difference-david-bohn> (Hämtad: 2018-03-13).
- [26] Omega, "RS485, RS422 and RS232 Differences and Typical Applications," 2018. [Online].
Tillgänglig: <https://www.omega.co.uk/techref/das/rs-232-422-485.html> (Hämtad: 2018-04-12).
- [27] ABB, "IEC 60870-5-103 Communication Protocol Manual," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/bef31e7062a10606c125783a00454c9a/1MRK511243-UEN_-_en_Communication_protocol_manual___IEC_60870-5-103___650_series___IEC.pdf (Hämtad: 2018-03-07).
- [28] ABB, "670 series 2.0 IEC SPA Communication Protocol Manual," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/366797359db6681ec1257d94004875ef/1MRK511306-UEN_-_en_Communication_protocol_manual___SPA___670_series_2.0___IEC.pdf (Hämtad: 2018-03-21).
- [29] ABB, "650 series DNP3 Communication Protocol Manual," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/5b0552a1511e3d9ac125783a004549d7/1MRK511241-UEN_-_en_Communication_protocol_manual___DNP___650_series___IEC.pdf (Hämtad: 2018-04-11).
- [30] J. Makhija, "Comparison of protocols used in remote monitoring: Dnp 3.0, iec 870-5-101 & modbus," IIT Bombay, Bombay, Indien, 2003. [Online].
Tillgänglig: https://www.ee.iitb.ac.in/~esgroup/es_mtech03_sem/sem03_paper_03307905.pdf (Hämtad: 2018-03-07).
- [31] ABB, "670 series 2.0 IEC LON Communication Protocol Manual," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://library.e.abb.com/public/c82d982069eddb42c1257d940039f3b7/1MRK511305-UEN_-_en_Communication_protocol_manual___LON___670_series_2.0___IEC.pdf (Hämtad: 2018-03-22).
- [32] Wikipedia, "IEC 61850," 2018. [Online].
Tillgänglig: https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61850 (Hämtad: 2018-04-03).
- [33] U. B. Anombem, "Evaluation of IEC 61850 process buss architecture and reliability," Ph.D. dissertation, The University of Manchester, Manchester,

- United Kingdom, 2018. [Online].
Tillgänglig: https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/61845783/FULL_TEXT.PDF (Hämtad: 2018-03-22).
- [34] R. Mackiewicz och S. Heights, “Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation,” *Proceedings of the 2006 Power Systems Conference and Exposition*, pp. 623–630, 2006.
- [35] B. Bastos, “Development of data models according to iec 61850 for protection, automation and control units of high end,” Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico, 2008. [Online].
Tillgänglig: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395139416816/PAPER%20TESE.pdf> (Hämtad: 2018-03-19).
- [36] IEC 61 850-7-3, *Communication networks and systems for power utility automation - Basic communication structure - Common data classes*, 2010.
- [37] IEC 61 850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation - Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI)*, 2010.
- [38] IEC 61 850-8-1, *Communication networks and systems for power utility automation - Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*, 2011.
- [39] IEC 61 850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation - Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3*, 2011.
- [40] C. Brunner, “IEC 61850 for power system communication,” *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1–6, 2008. [Online].
Tillgänglig: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4517287>
- [41] R. Hunt och B. Popescu, “Comparison of prp and hsr network for protection and control applications,” GE Digital Energy, Markham, Canada, 2015. [Online].
Tillgänglig: https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/21893ab38e0b7ba63a8c74d922f6d07f_hun_pap.pdf (Hämtad: 2018-05-06).
- [42] IEEE 802.1D-2004, *IEEE Standard for Local and metropolitan area networks: Media Access Control (MAC) Bridges*, 2004.
- [43] IEC 62 439-3:2016, *Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)*, 2016.
- [44] L. Andersson *et al.*, “Reliability investigations for sa communication architectures based on iec 61850,” 2005. [Online].
Tillgänglig: <https://ieeexplore-ieee-org.proxy.lib.chalmers.se/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4524707> (Hämtad: 2018-05-17).

- [45] G. W. Scheer, "Assessing the effectiveness of self-tests and other monitoring means in protective relays," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1998. [Online].
Tillgänglig: <https://modalholong.files.wordpress.com/2012/11/answering-substation-automation-questions-through-fault-tree-analysis.pdf> (Hämtad: 2018-05-14).
- [46] G. W. Scheer och D. J. Dolezilek, "Comparing the reliability of ethernet network topologies in substation control and monitoring networks," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2002. [Online].
Tillgänglig: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6103_ComparingReliability_20020612_Web.pdf (Hämtad: 2018-05-14).

Appendix

A

Detaljer av IEC 61850 standarden

A.1 Lista för grupperingar av LN

Tabell A.1 visar grupperingar av logiska noder som definieras i del 5.1 av [4].

A.2 Definition av LN: XCBR

Tabell A.2 definierar logiska noden XCBR, som är ämnad för att modellera lastfrånskiljare med kapacitet att bryta kortslutningsströmmar. Tabellen förekommer i del 5.16.2 i [4].

A.3 Definition av LN: MMXU

Tabell A.3 definierar logiska noden MMXU, som är ämnad för beräkning av strömmar, spänningar, effekt och impedans i tre-fas system. Tabellen förekommer i del 5.10.12 i [4].

Tabell A.1: Lista för grupperingar av logiska noder som definieras på s. 19 i [4].
De gråmarkerade raderna är de ursprungliga grupper från den första upplagan.

Group indicator	Logical node groups
Axxx	Automatic control
Bxxx	Reserved
Cxxx	Supervisory control
Dxxx	Distributed energy resources
Exxx	Reserved
Fxxx	Functional
Gxxx	Generic function references
Hxxx	Hydro power
Ixxx	Interfacing and archiving
Jxxx	Reserved
Kxxx	Mechanical and non-electrical primary equipment
Lxxx	System logical nodes
Mxxx	Metering and measurement
Nxxx	Reserved
Oxxx	Reserved
Pxxx	Protection functions
Qxxx	Power quality events detection related
Rxxx	Protection related functions
Sxxx	Supervision and monitoring
Txxx	Instrument transformer and sensors
Uxxx	Reserved
Vxxx	Reserved
Wxxx	Wind power
Xxxx	Switchgear
Yxxx	Power transformer and related functions
Zxxx	Further (power system) equipment

Tabell A.2: XCBR definition som förekommer på s. 106 i [4]. I fjärde kolumnen framgår om respektive dataobjektet är obligatorisk (M - mandatory) eller valfri (O - optional). Med andra ord, obligatoriska dataobjekt måste alltid stödjas oavsett fabrikat.

XCBR class			
Data object name	Common data class	Explanation	M/O
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.	
Data objects			
<i>Descriptions</i>			
EENaMe	DPL	External equipment name plate	O
<i>Status information</i>			
EEHealth	ENS	External equipment health	O
LocKey	SPS	Local or remote key (local means without substation automation communication, hardwired direct control)	O
Loc	SPS	Local control behaviour	M
OpCnt	INS	Operation Counter	M
CBOPCap	ENS	Circuit breaker operating capability	O
POWCap	ENS	Point on wave switching capability	O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged	O
Dsc	SPS	Discrepancy	O
<i>Measured and metered values</i>			
SumSwARs	CBR	Sum of switched amperes, resettable	O
<i>Controls</i>			
LocSta	SPC	Switching authority at station level	O
Pos	DPC	Switch position	M
BlkOpn	SPC	Block opening	M
BlkCls	SPC	Block closing	M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled	O
<i>Status Information</i>			
CBTmms	ING	Closing time of breaker	O

Tabell A.3: MMXU definition som förekommer på s. 58 i [4]. I fjärde kolumnen framgår om respektive dataobjektet är obligatorisk (M - mandatory) eller valfri (O - optional). Med andra ord, obligatoriska dataobjekt måste alltid stödjas oavsett fabrikat.

MMXU class			
Data object name	Common data class	Explanation	M/O
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.	
Data objects			
<i>Measured and metered values</i>			
TotW	MV	Total active power (total P)	O
TotVAr	MV	Total reactive power (total Q)	O
TotVA	MV	Total apparent power (total S)	O
TotPF	MV	Average power factor (total PF)	O
Hz	MV	Frequency	O
PPV	DEL	Phase to phase voltages (VL1,VL2, ...)	O
PNV	WYE	Phase to neutral voltage	O
PhV	WYE	Phase to ground voltages (VL1ER, ...)	O
A	WYE	Phase currents (IL1, IL2, IL3)	O
W	WYE	Phase active power (P)	O
VAr	WYE	Phase reactive power (Q)	O
VA	WYE	Phase apparent power (S)	O
PF	WYE	Phase power factor	O
Z	WYE	Phase impedance	O
AvAPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of current of the 3 phases. Average(Ia,Ib,Ic)	O
AvPPVPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of phase to phase voltage of the 3 phases. Average(PPVa, PPVb, PPVc)	O
AvPhVPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of phase to reference voltage of the 3 phases. Average(PhVa, PhVb, PhVc)	O
AvWPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of active power of the 3 phases. Average(Wa, Wb, Wc)	O
AvVAPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of apparent power of the 3 phases. Average(VAa, VAb, VAc)	O
AvVArPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of reactive power of the 3 phases. Average(VAra, VARb, VARc)	O
AvPFPhs	MV	Arithmetic average of the magnitude of power factor of the 3 phases. Average(PFa, PFb, PFc)	O

B

Översiktsschema

B.1 Ställverkautomation: Point-to-Point

Figur B.1 presenteras översiktsschema för en icke-redundant konfiguration. Komponenterna ansluts i stjärn-topologi.

B.2 Ställverkautomation: HSR

Figur B.2 presenteras översiktsschema för en redundant konfiguration. Komponenterna ansluts i ring-topologi och konfigurationen säkerhetsställer zero-time recovery vid äventyrliga fel.

B.3 Ställverkautomation: PRP

Figur B.3 presenteras översiktsschema för en redundant konfiguration. Komponenterna ansluts i redundant-stjärn-topologi och konfigurationen säkerhetsställer zero-time recovery vid äventyrliga fel.



IX

C

En-linjeschema

C.1 Exempel på en-linjeschema över ett ställverk

I figur C.1 presenteras en komplett en-linjeschema över ett ställverk. Ställverket består utav två stycken 130 kV samlingskenor, en 40 MVA transformator och en 20 kV samlingskena.



D

Referenser uppdelade utefter område

ÅF önskar sig en referensenslista som är uppdelad ut efter områden istället för vid första ankomst. Nedanför följer en direkt anvisning till respektive referenser.

D.1 Standarder

D.1.1 IEC 61850

D.1.1.1 IEC 61850-5

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-5: [12]

D.1.1.2 IEC 61850-6

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-6: [6]

D.1.1.3 IEC 61850-7-1

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-7-1: [5]

D.1.1.4 IEC 61850-7-2

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-7-2: [37]

D.1.1.5 IEC 61850-7-3

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-7-3: [36]

D.1.1.6 IEC 61850-7-4

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-7-4: [4]

D.1.1.7 IEC 61850-8-1

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-8-1: [38]

D.1.1.8 IEC 61850-9-2

Följande referenser hänvisas till IEC 61850-9-2: [39]

D.1.2 IEC 60870-104

Följande referenser hänvisas till IEC 60870-104: [27]

D.1.3 IEC 62439-3

Följande referenser hänvisas till HSR och PRP: [43]

D.1.4 Modbus

Följande referenser hänvisas till Modbus: [24],[25],[26]

D.1.5 DNP3

Följande referenser hänvisas till DNP3: [29],[30]

D.1.6 SPA Bus

Följande referenser hänvisas till SPA Bus: [28]

D.1.7 LON

Följande referenser hänvisas till LON: [31]

E

Riktlinjer vid konfigurerering av en IED och en RTU

Denna bilagan presenterar förvärvade konfigureringskunskaper för några mjukvaror som presenteras i E.1. Licensen för IET600 lyckades aldrig att erhållas för projektet och därmed exkluderas. Enbart de grundläggande stegen presenteras i nedanstående manual.

E.1 Mjukvaror

Tabell E.1: Nödvändiga mjukvaror för konfigurerering av en IED och RTU.
IEDscout är ett användbart verktyg om given IED ska simuleras eller om kommunikationsaktiviten önskas att övervakas.

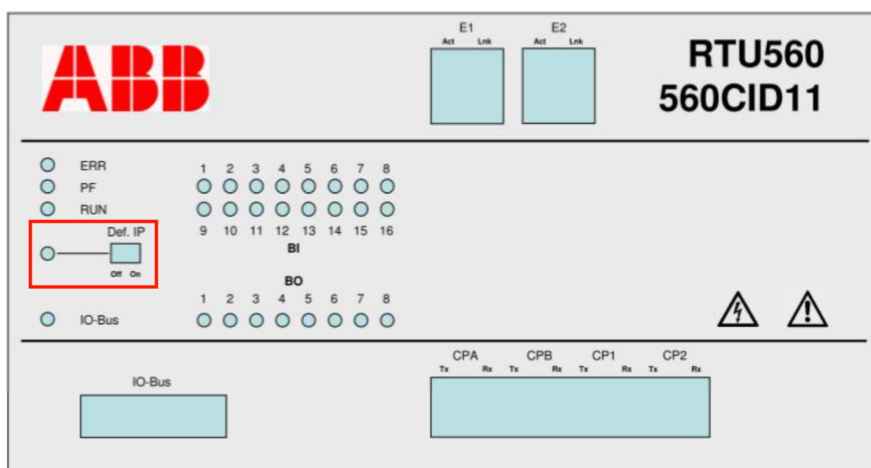
Mjukvara	Utgivare	Tillgänglighet	Kommentar
PCM500	ABB	Gratis - finns att hämta på ABBs hemsida	Konfigureringsverktyg för IED
RTUutil500	ABB	Licenskrav	Konfigureringsverktyg för RTU
IET600	ABB	Licenskrav	Systemverktyg för IEC 61850-kommunikation
IEDscout	Omicron	30 dagars provtid därefter licenskrav	Simuleringsverktyg för IED.

E.2 Skapa LAN med RTU560CID11 samt anslutning till RTUs webbaserade gränssnitt

För att möjliggöra anslutningen till RTUs webbaserade gränssnitt, måste RTUn respektive PCn befinna sig på gemensam LAN. Det absolut enklaste fallet är att forcera RTU in i fabrikinställning, där den erhåller sin ursprungliga IP-adress.

Steg 1

Från databladet för RTU560CID11 ([9]) framgår att enheten kan erhålla sin ursprungliga IP-adress genom att ställa in Def.IP-switchen på läge "On". Denna switch finns på RTUs framsida. När grundinställningen erhålles, indikeras detta genom dess LED-lampa tänds.



Figur E.1: Def.IP-switch utplacering på framsidan av RTU560CID11. Figuren förekommer på s. 1 i [9].

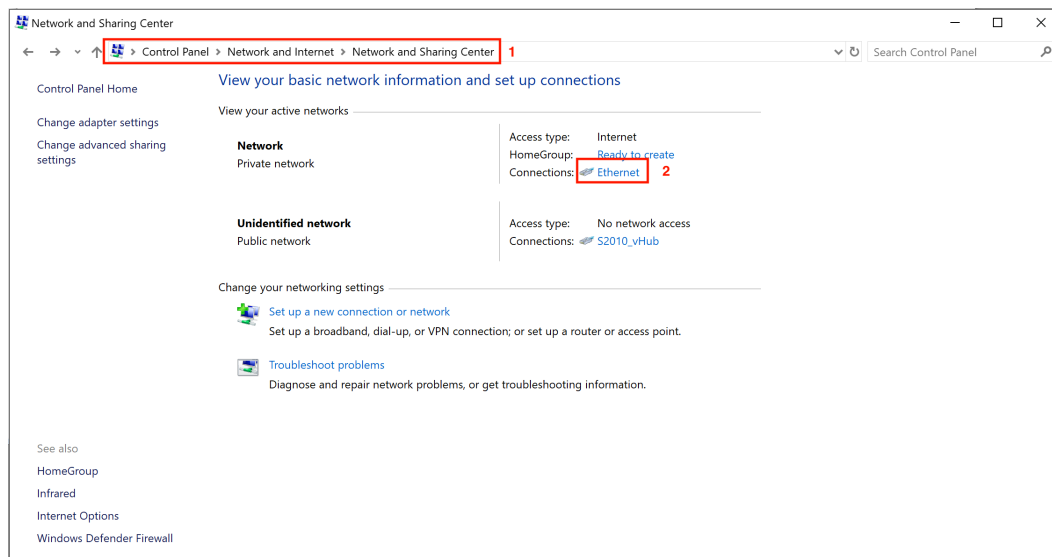
Steg 2

Från första sidan av databladet för RTU560CID11 ([9]) framgår att RTUn förses med följande nätadresser. Dessa adresser (Subnet mask och Gateway) används i sin tur för att ställa in datorn kommunikationsinställningar.

IP-adress	192.168.0.1
Subnet mask	255.250.250.0
Gateway	192.168.0.20

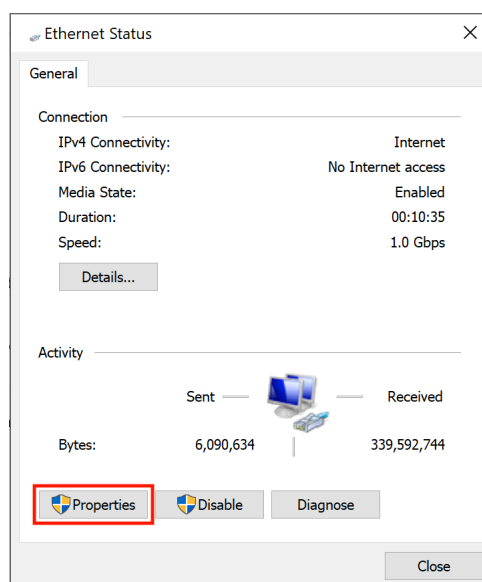
För att ställa in PCs nätverksinställningar för att skapa gemensam LAN, följ stegen nedan:

Steg 3



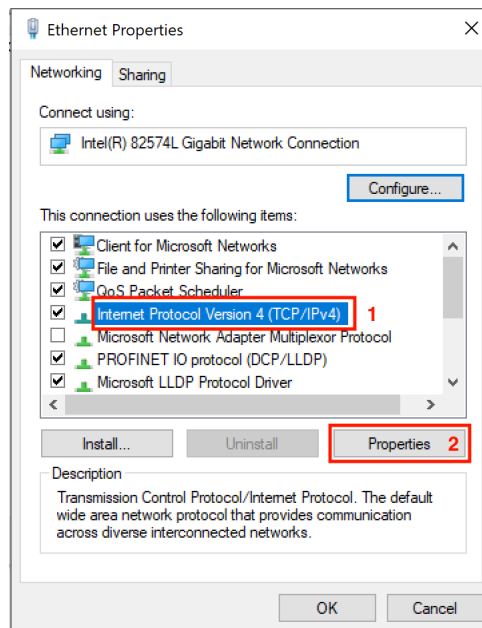
Figur E.2: 1) Navigera fram till Network and Sharing Center i kontrollpanelen. 2) Klicka på "Ethernet".

Steg 4



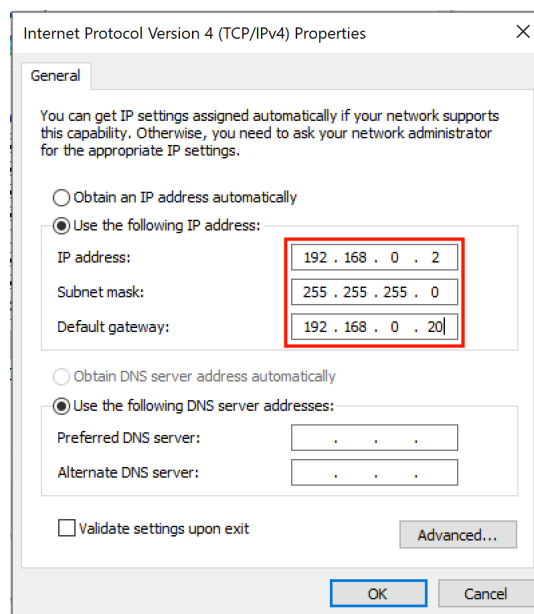
Figur E.3: Klicka på "Properties".

Steg 5



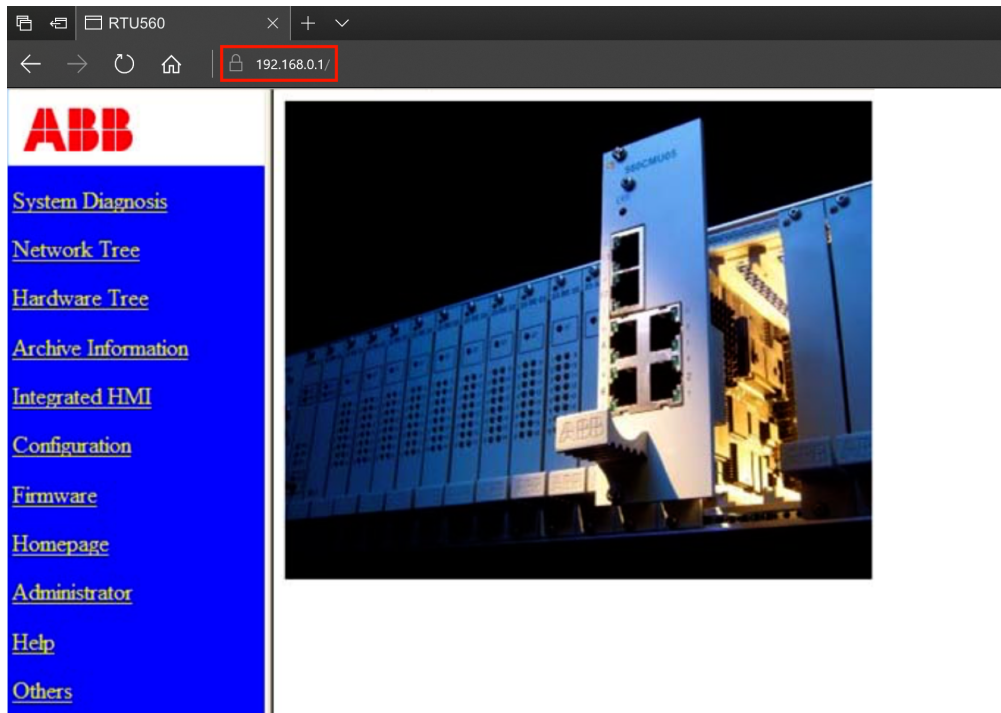
Figur E.4: 1) Markera "Internet Protocol Version 4 (TCP/IPv4). 2) Klicka på "Properties".

Steg 6



Figur E.5: Adresser från databladet ([9]) används för att förse datorn i gemensam LAN med RTU. Notera att IP-adressen måste vara unik, i detta exempel valdes 192.168.0.2.

Steg 7



Figur E.6: RTU560s webbaserade gränssnittet kan nu nås genom att söka på RTU:n IP-adress i webbläsaren. I detta fallet är IP-adressen 192.168.0.1 (dvs. RTU:n fabrikinställda IP-adress).

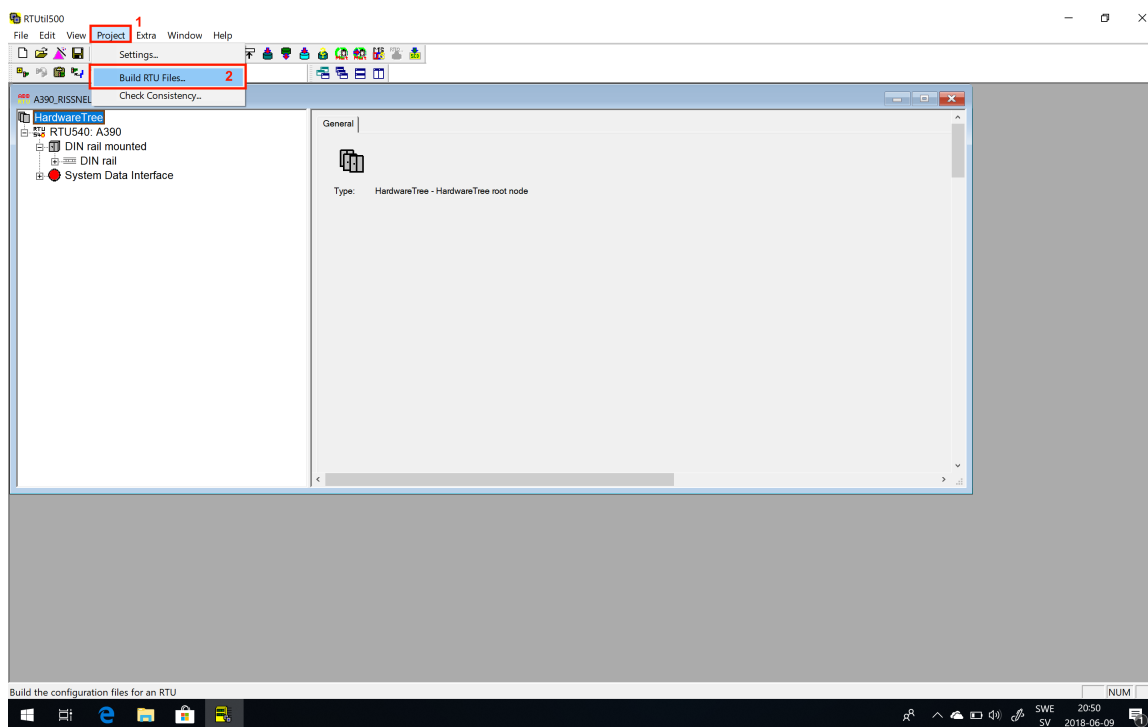
Om ny konfigurationsfil (RCD-fil) önskas att laddas upp till RTU, klicka på "Configuration" i högra menyn för att sedan importera den nya konfigurationsfilen. Om en ny RCD-fil önskas att exporteras, gå till avsnitt E.3.1.

E.3 RTUtil500

E.3.1 Exportera RCD-fil

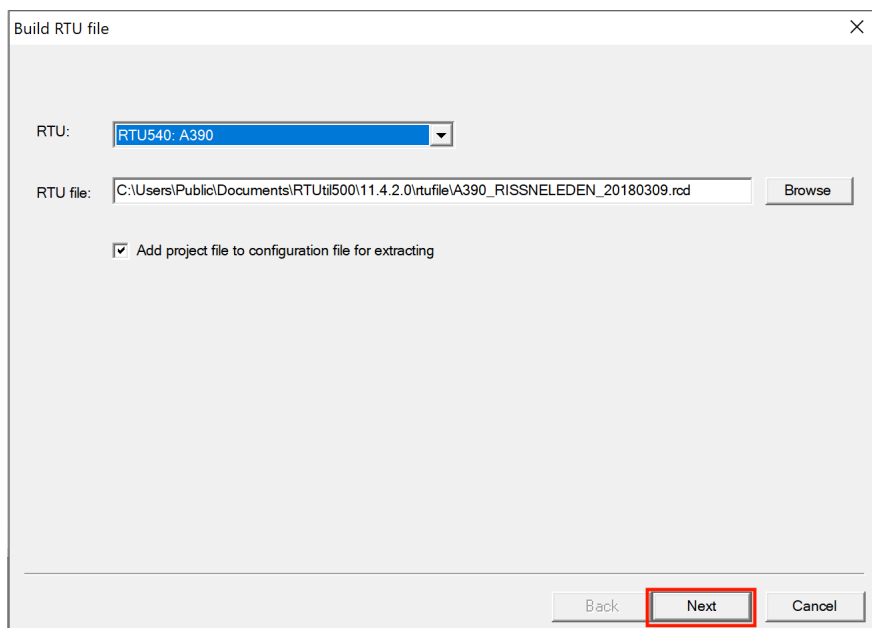
Om RTUn konfigureringsfilen (RCD-fil) önskas att exporteras, kan det göras enligt följande. Den exporterade RCD-filen kan sedan importeras in i RTU genom den webbaserade gränssnittet som visas i figur E.6.

Steg 1



Figur E.7: 1) Klicka på "Project". 2) Klicka på "Build RTU files..."

Steg 2



Build RTU file

RTU: RTU540: A390

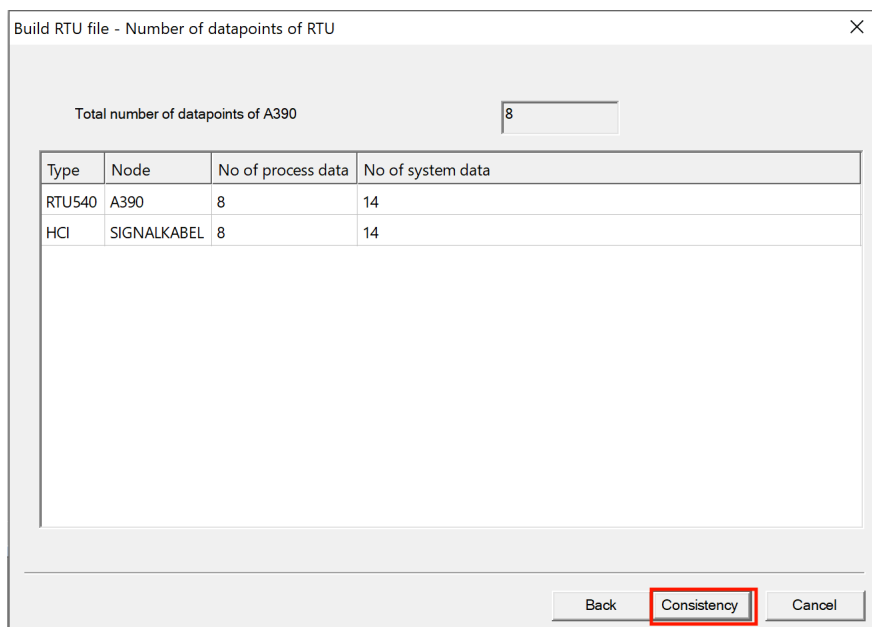
RTU file: C:\Users\Public\Documents\RTU\11.4.2.0\rtufile\A390_RISSNELEDEN_20180309.rcd Browse

☒ Add project file to configuration file for extracting

Back Next Cancel

Figur E.8: Konfigureringsfilens destination kan ändras genom att klicka på "Browse". Sedan klicka på "Next".

Steg 3



Build RTU file - Number of datapoints of RTU

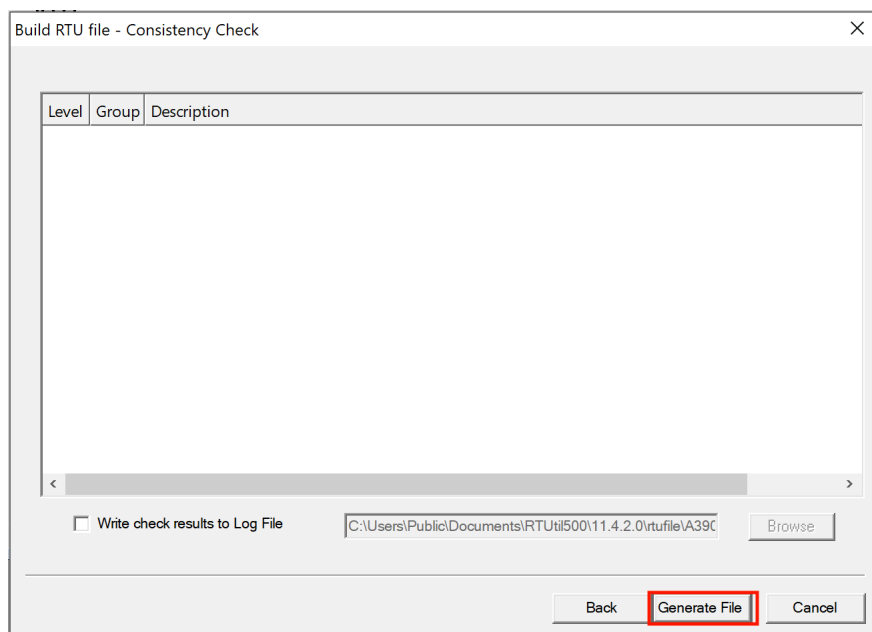
Total number of datapoints of A390 8

Type	Node	No of process data	No of system data
RTU540	A390	8	14
HCI	SIGNALKABEL	8	14

Back Consistency Cancel

Figur E.9: Gå vidare genom att klicka på "Consistency".

Steg 4



Figur E.10: Generera slutgiltiga konfigureringsfilen (RCD-filen) genom att klicka på "Generate File".

E.4 PCM500

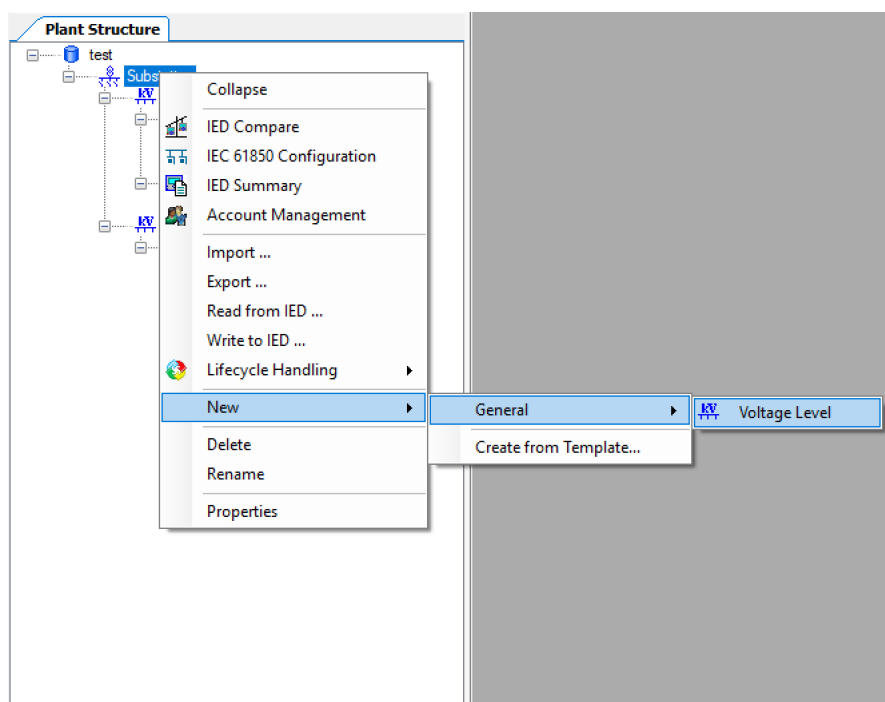
E.4.1 Skapa digital systemspecifikation

I avsnitt 4.2.4 nämndes det faktum att digitala specifikationen av systemet kunde genomföras i Helinks System Tool såväl men att i praktiken gjordes detta i PCM500. Nedanför följer ett exempel på hur denna digitala systemspecifikation kan skapas i PCM500.

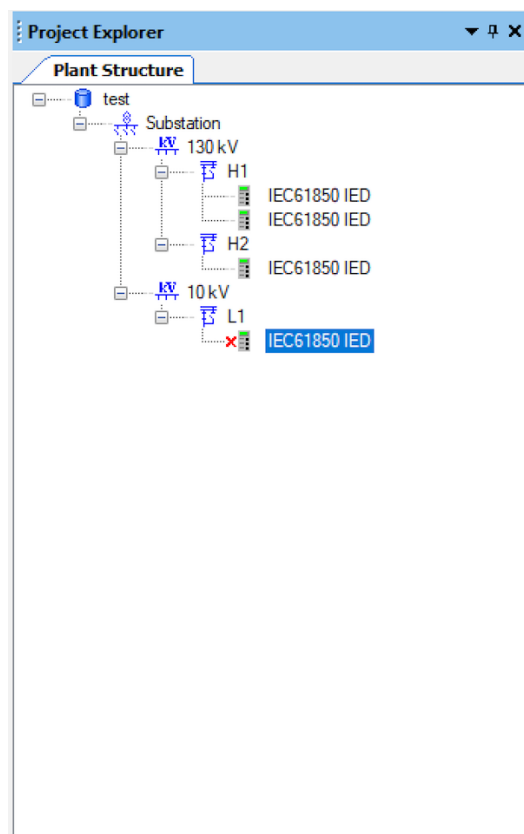
I figur E.11 illustreras hur spänningsnivåer i systemet kan specificeras.

Om nytt fack önskas att infogas, högerklicka på spänningsnivån där facket önskas att infogas och följ samma navigeringsmönster och slutligen klicka på "Bay".

Om en IED önskas att infogas, högerklicka på önskade fack där IED önskas att inkluderas och följ samma navigeringsmönster som ovan och slutligen klicka på "IED".



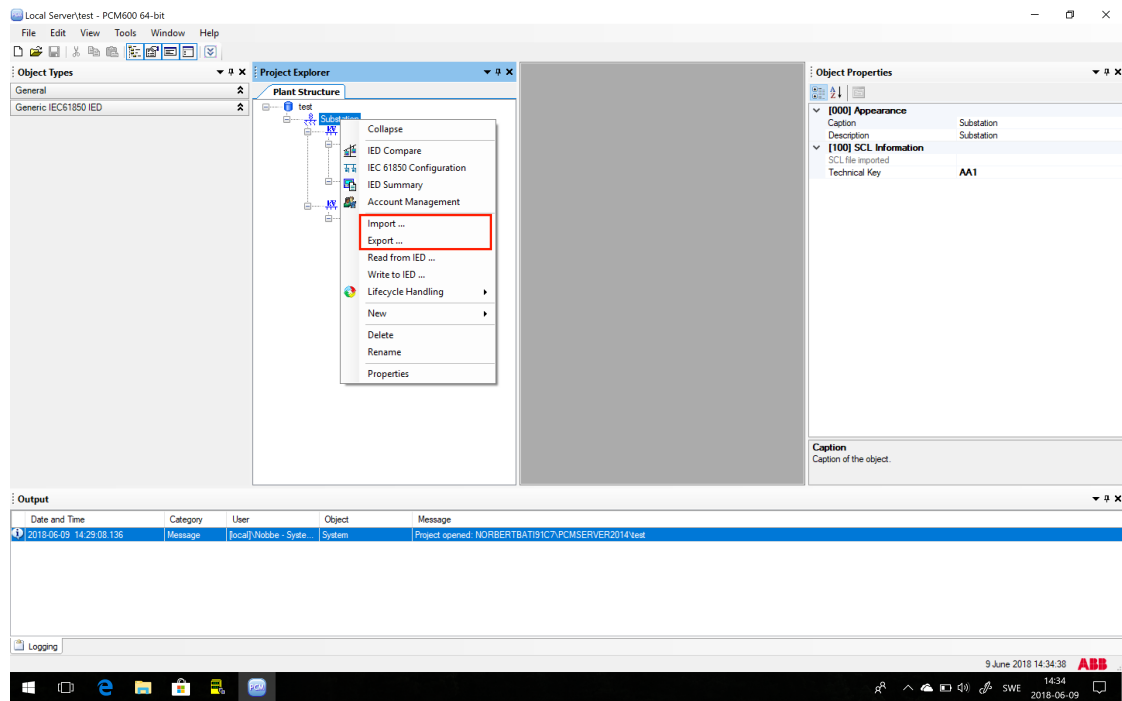
Figur E.11: Genom att högerklicka på "Substation", sedan på "New" och vidare till "General" kan ny spänningsnivå infogas genom att klicka på "Voltage Level".



Figur E.12: Exempel på den digitala systemspecifikationen i PCM500.

E.4.2 Importera eller exportera SCD-fil

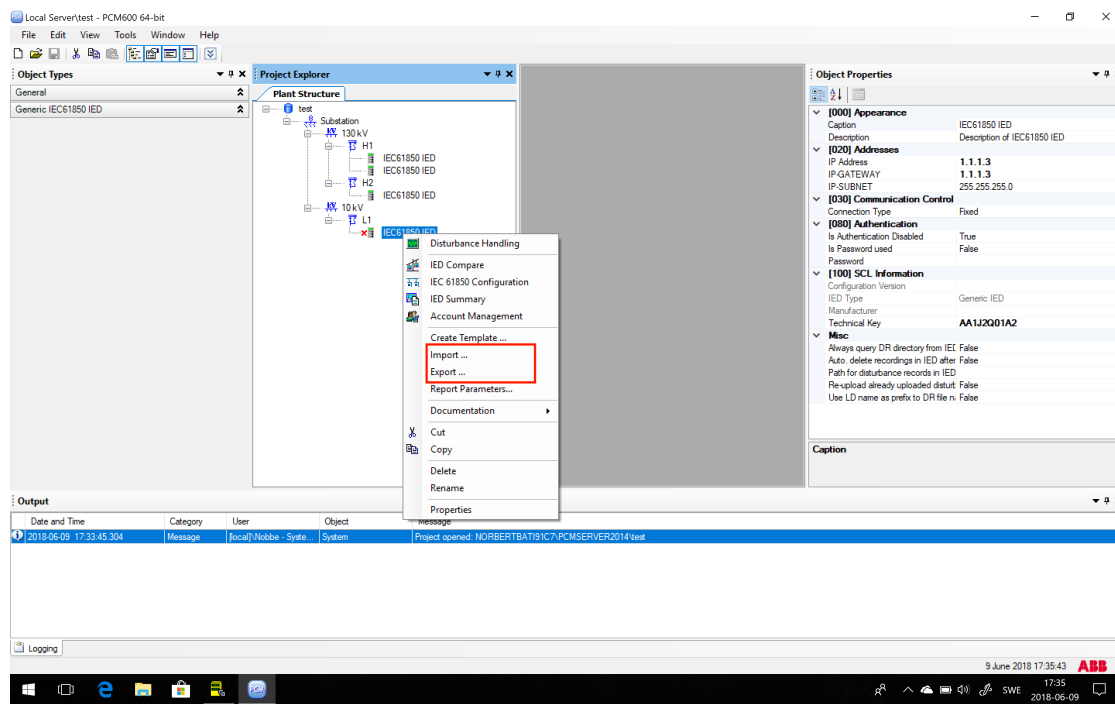
Systemets konfigurationsfil, dvs SCD-filen kan importeras eller exporteras genom följande.



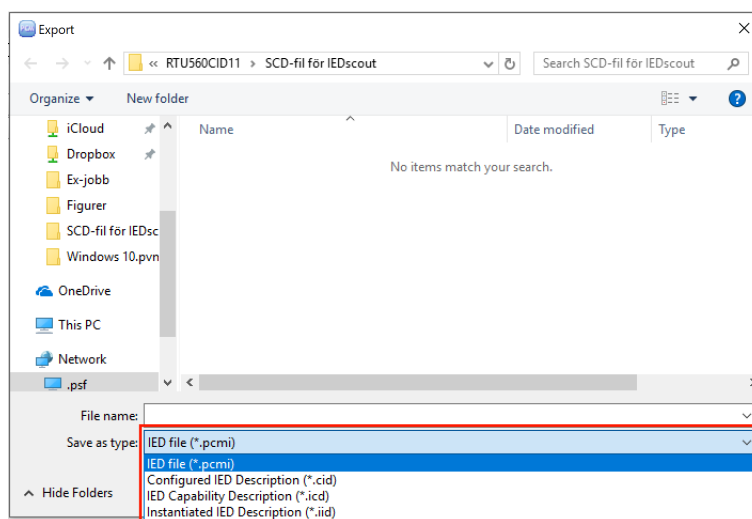
Figur E.13: SCD-filen kan importeras eller exporteras genom att högerklicka på "Substation" och sedan klicka på "Import" respektive "Export". Navigera sedan till önskade mapp där önskade filen önskas att importeras från eller exporteras till.

E.4.3 Importera eller exportera ICD-,CID eller IID-fil

Konfigurationsfilen för IED kan exporteras eller importeras enligt följande. Filändelsen (dvs .icd, .cid eller .iid) kan väljas frivilligt.



Figur E.14: Högerklicka på IED vars konfigureringsfil önskas att importeras eller exporteras.



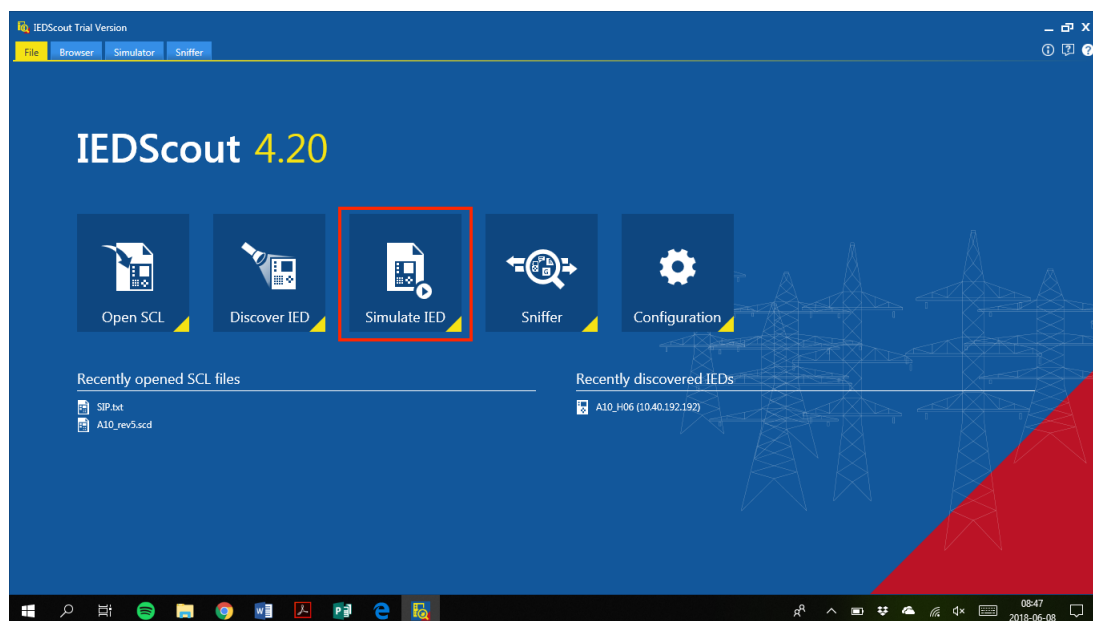
Figur E.15: Om konfigureringsfilen önskas att exporteras, tryck på "Export" (detta illustrerades i figur E.15). Klicka på "v" för att utöka vyn och välj sedan efter den önskade filändelsen.

E.5 IEDScout

Nedanför följer steg-för-steg instruktion för hur simulering av en IED kan genomföras med IEDScout såväl som hur IEDScout kan användas för att övervaka kommunikationsaktiviteten av en IED.

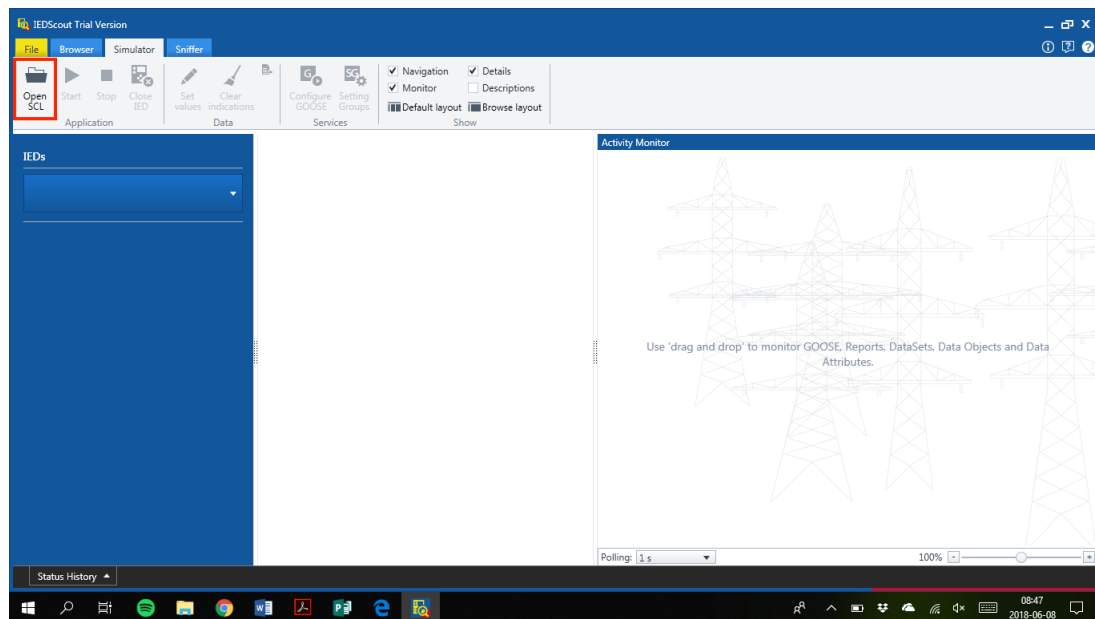
E.5.1 Simulering av en IED

Steg 1



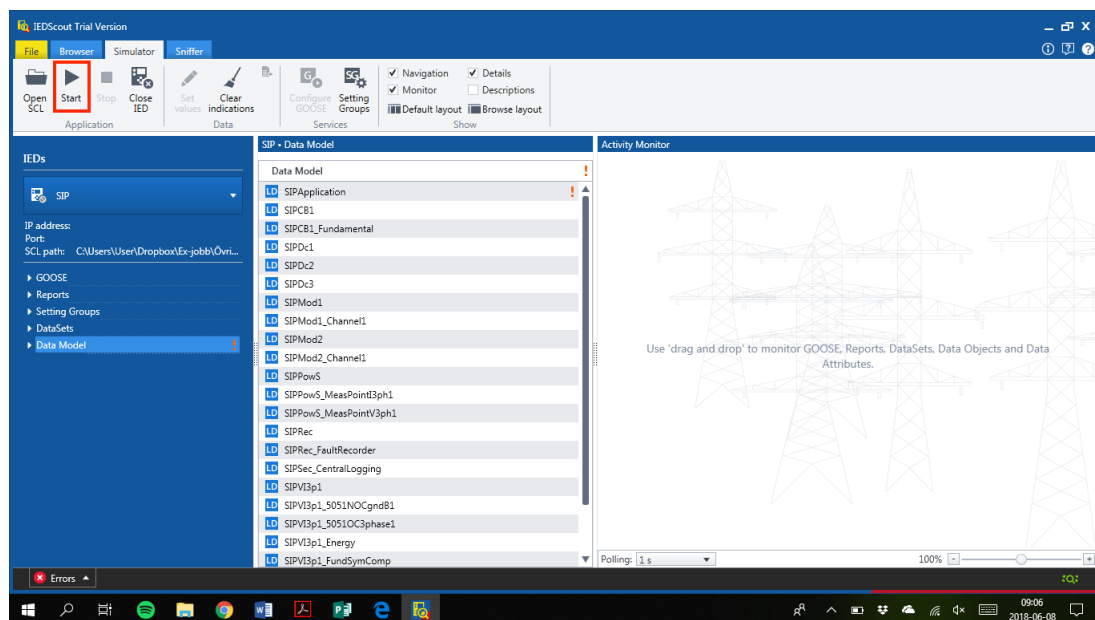
Figur E.16: Startsidan i IEDScout. Klicka på "Simulate IED" att öppna simuleringsverktygen.

Steg 2



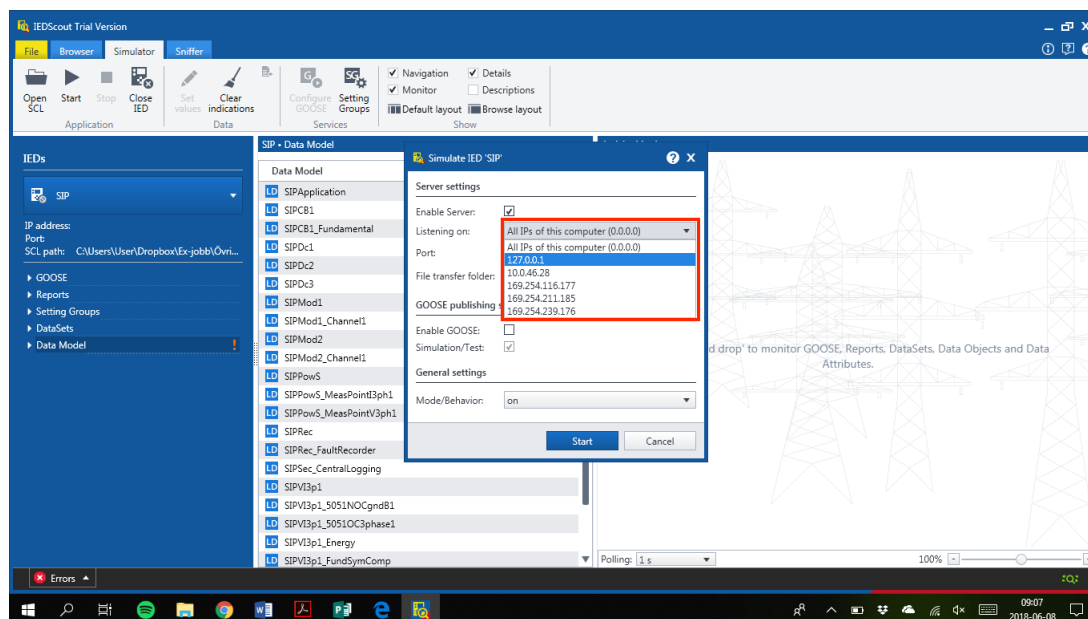
Figur E.17: För att påbörja simuleringen, måste antingen CID-, IID- eller SCD-filen för IEDn importeras in i verktyget. Klicka på "Open SCL", navigera till konfigurationsfilen och importera den.

Steg 3



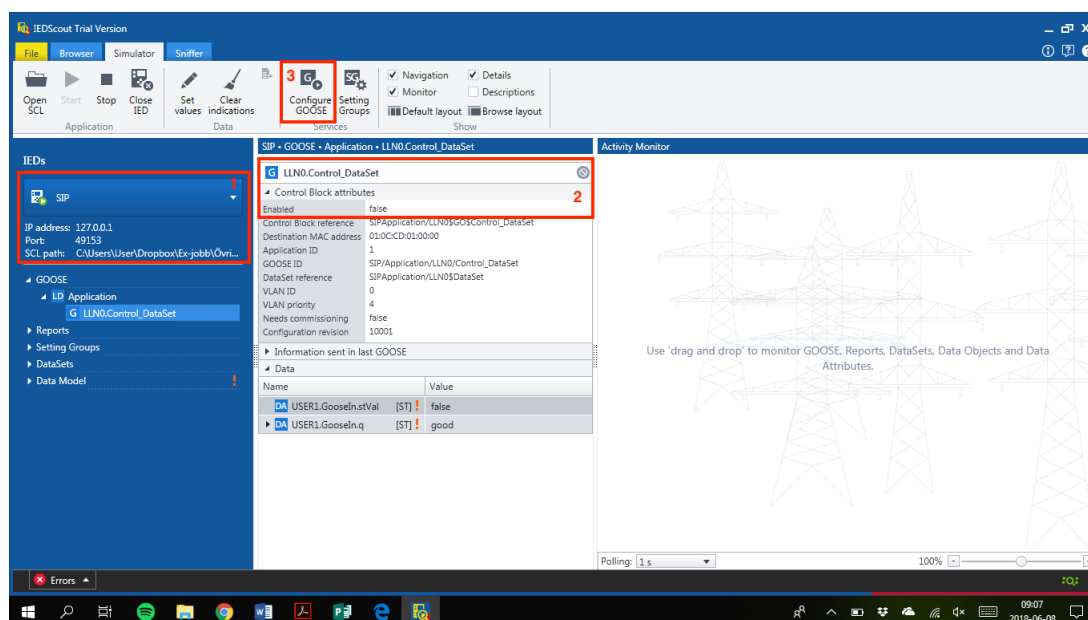
Figur E.18: Klicka på "Start" för att påbörja simuleringen.

Steg 4



Figur E.19: Innan simuleringen påbörjas, uppkommer förfrågan angående vilken IP-adress IEDn ska tilldelas. OBS! Välj en IP-adress som inte redan förekommer på LAN. I detta exempel valdes IP-adressen till 127.0.0.1

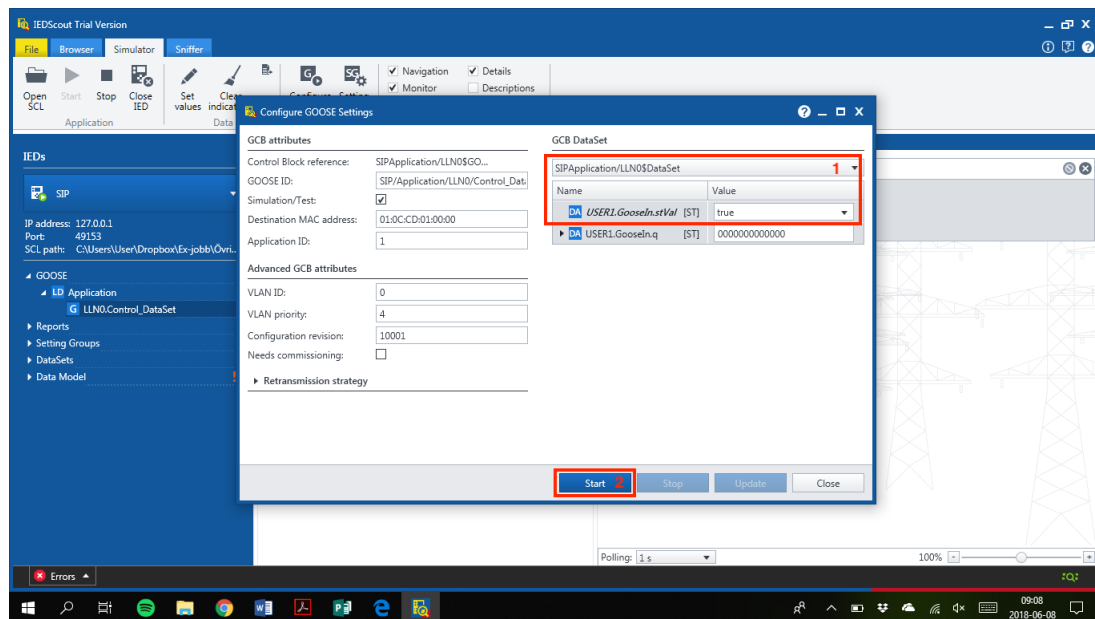
Steg 5



Figur E.20: 1) Gröna symbolen bredvid "SIP" (namnet på IED) indikerar att IED är online. 2) Om GOOSE är inaktiverat, dvs "Enabled = false" följ steg 6 och 7.

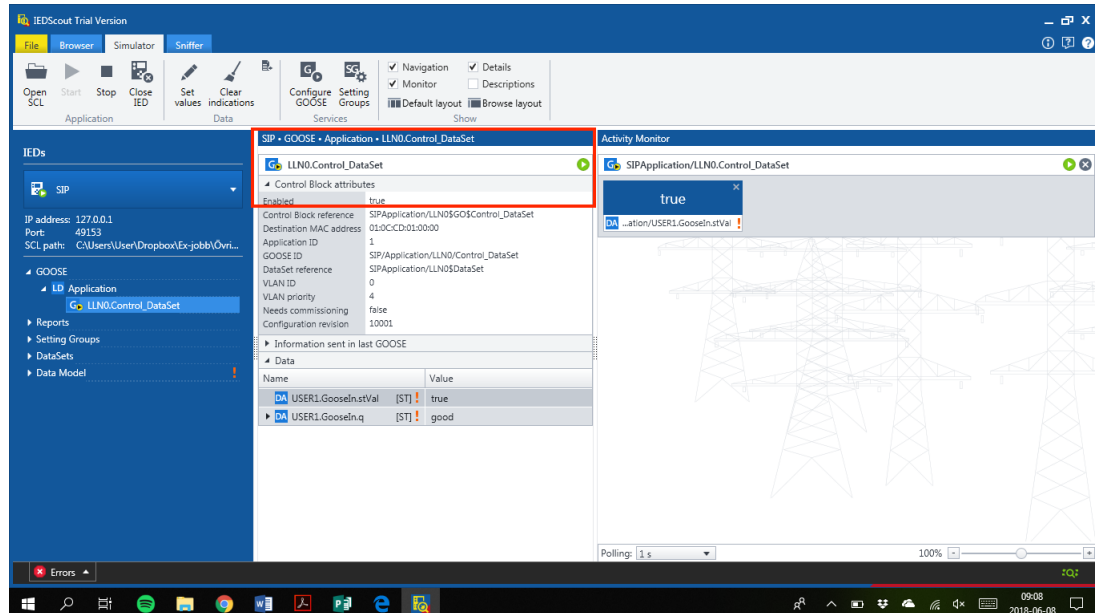
E. Riktlinjer vid konfigurering av en IED och en RTU

Steg 6



Figur E.21: 1) Ändra statusvärdet till "true". 2) Klicka på "Start".

Steg 7

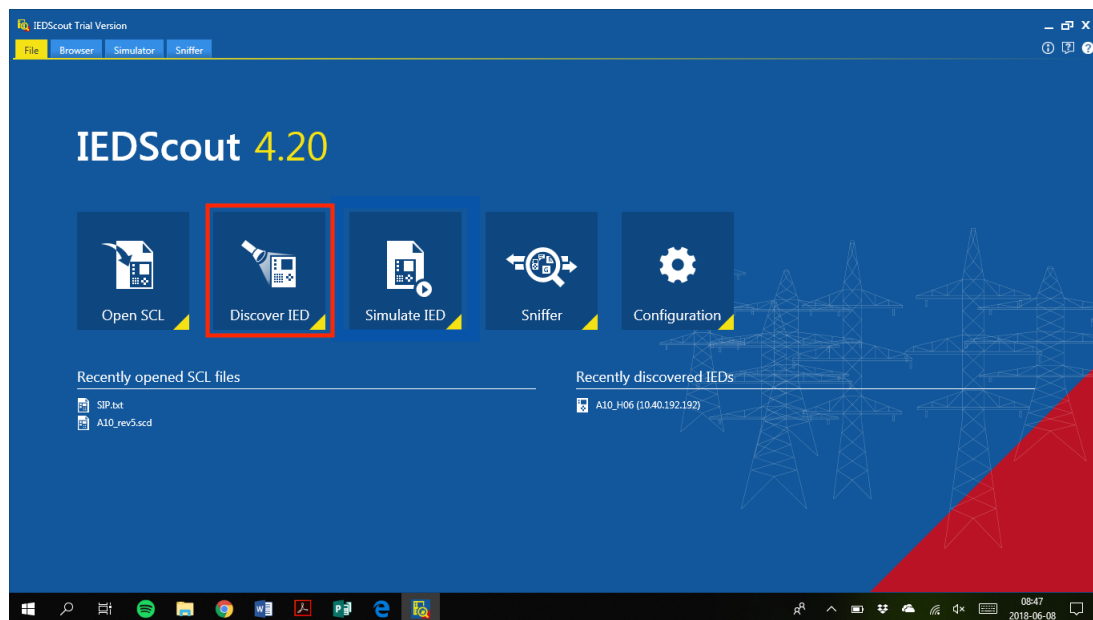


Figur E.22: Gröna symbolen indikerar att GOOSE är aktiverad.

E.5.2 Anslutning till en IED

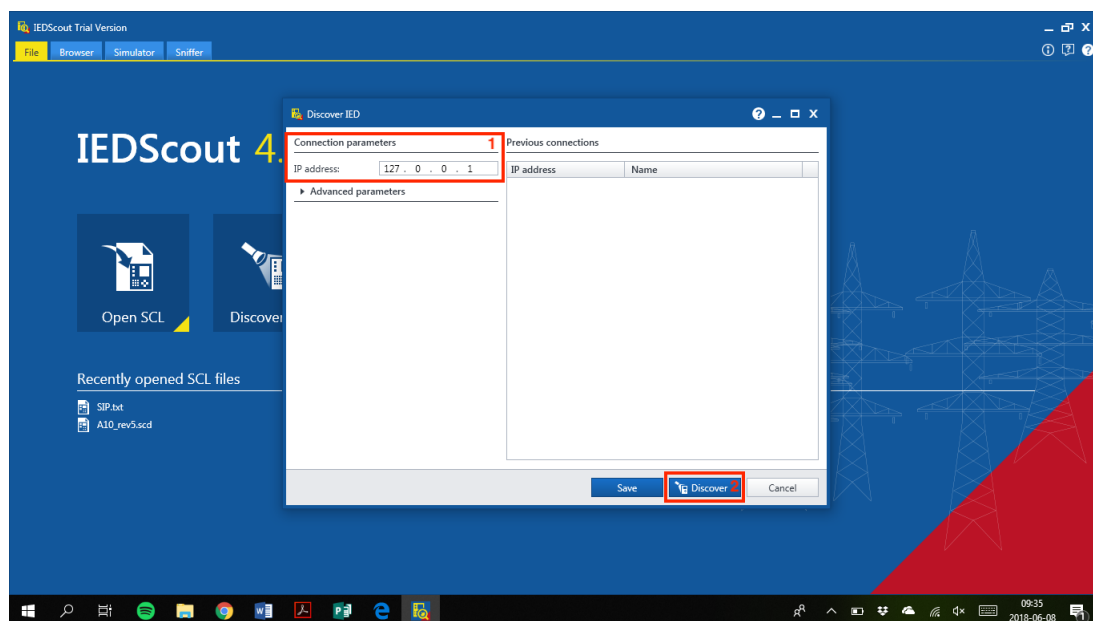
Nedanför följer steg-för-steg instruktion för hur IEDScout ansluts till önskade IED. IEDScout kan användas både för att övervaka en simulerad IED såväl som en fysisk.

Steg 1



Figur E.23: Startsidan i IEDScout. Klicka på "Discover IED" för att ansluta sig till en IED.

Steg 2

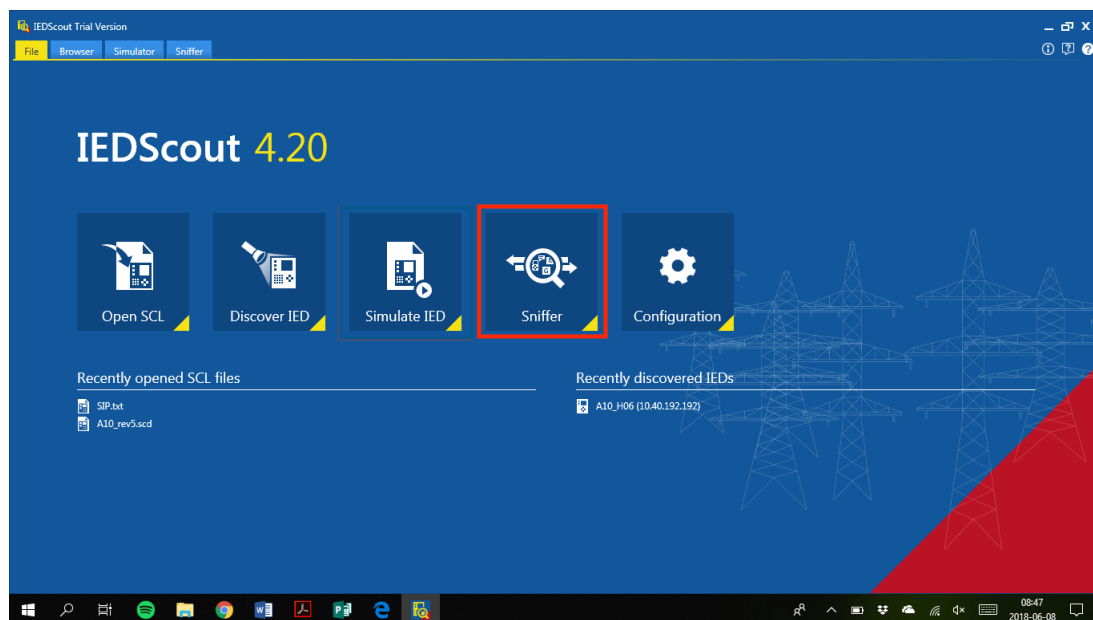


Figur E.24: 1) Skriv in IP-adressen för IEDn som önskas att anslutas. 2) Klicka på "Discover".

E.5.3 Övervakning av kommunikationsaktivitet

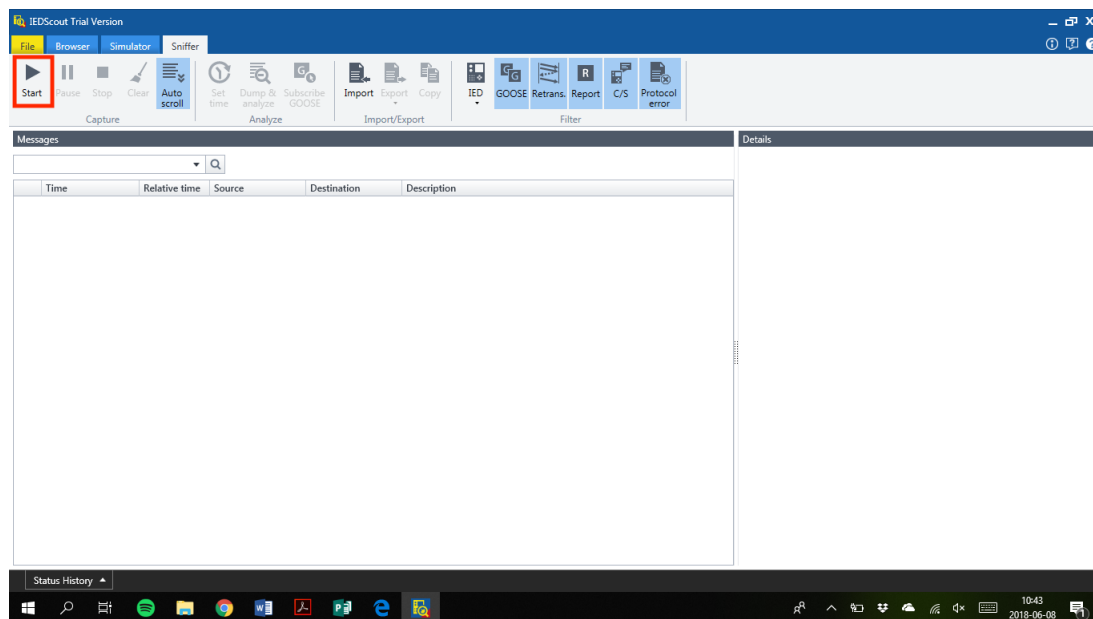
Om IEDScout är ännu inte ansluten till en IED, gå till avsnitt E.5.2 för att ansluta verktyget till önskade IED.

Steg 1



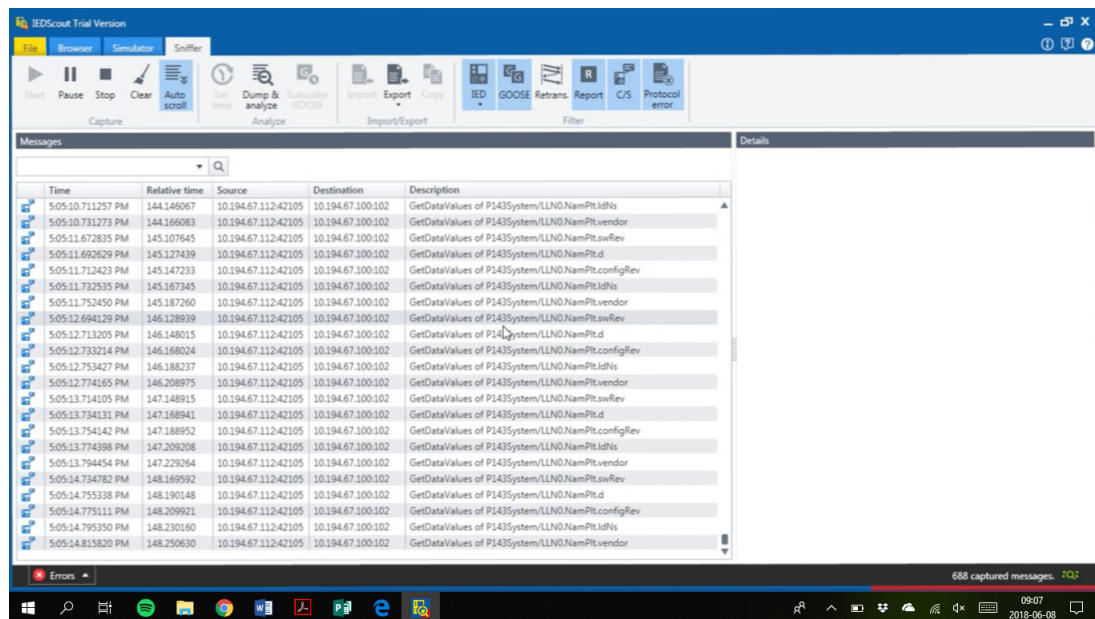
Figur E.25: Startsidan i IEDScout. Klicka på "Sniffer" för att påbörja övervakning av kommunikationsaktiviteten.

Steg 2



Figur E.26: Klicka på "Start" för att påbörja insamlingen av signalerna.

Steg 3



Figur E.27: Insamlingen av kommunikationsaktiviteten är igång.