



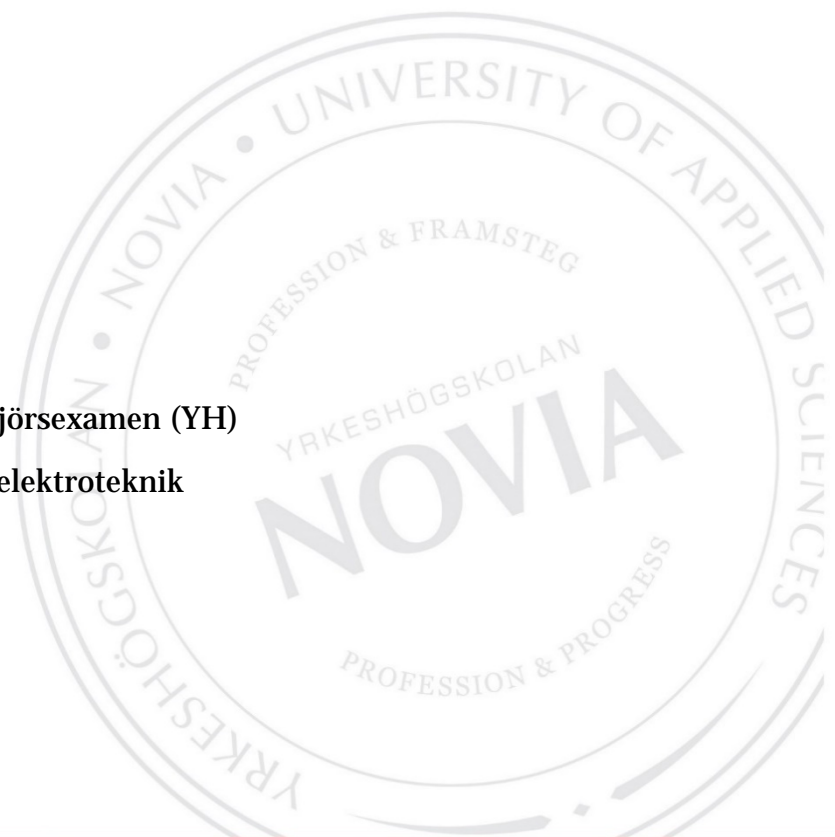
IEC 61850-konfiguration av SIPROTEC 7SJ63 för DEMVE-projektet

Julian Wackström

Examensarbete för ingenjörsexamen (YH)

Utbildningsprogrammet elektroteknik

Vasa 2016



EXAMENSARBETE

Författare: Julian Wackström
Utbildningsprogram: Elektroteknik
Inriktningsalternativ: Elkraftsteknik
Handledare: Matts Nickull

Titel: *IEC 61850-konfiguration av SIPROTEC 7SJ63 för DEMVE-projektet*

Datum: 13.5.2016

Sidantal: 43

Bilagor: 3

Abstrakt

Detta examensarbete är gjort åt Yrkeshögskolan Novia i Vasa. Arbetet har gjorts inom DEMVE-projektet. Examensarbetet behandlar IEC 61850-standarden som är en internationell standard som ger en detaljerad specifikation av hur kommunikationsarkitekturen ska fungera i en elstation. IEC 61850-standarden utvecklades ursprungligen för automationssystem inom elstationer, men standarden utvecklas ständigt och flera delar av elsystemet kommer att tas med i standarden i framtiden.

Syftet med IEC 61850 är interoperabilitet mellan olika enheter från olika leverantörer. Interoperabilitet är förmågan hos en eller flera enheter från samma eller olika leverantörer att fungera tillsammans.

Den praktiska delen av arbetet har gjorts i DEMVE-utrymmet som är beläget i Technobothnia i Vasa. DEMVE-utrymme är uppbyggt för att simulera olika elstationer i form av olika rack. Dessa rack innehåller olika skydds- och kontrollenheter från olika leverantörer.

Målet med examensarbetet är att bevisa att interoperabilitet mellan enheterna Siemens SIPROTEC 7SJ63 och ABB COM600 är möjlig genom att använda kommunikationsstandarden IEC 61850.

Resultatet av examensarbete blev en handbok som beskriver konfigurationen steg för steg för de olika enheterna. Handboken kommer att användas som ett lösningsförslag inom utbildningen som ges i DEMVE-utrymmet.

Språk: svenska

Nyckelord: DEMVE, IEC-61850, IED, skyddsrelä

Förvaras: webbliblioteket Theseus.fi

OPINNÄYTETYÖ

Tekijä: Julian Wackström
Koulutusohjelma: Sähkötekniikka
Suuntautumisvaihtoehto: Sähkövoimatekniikka
Ohjaaja: Matts Nickull

Nimike: *SIPROTEC 7SJ63:n IEC 61850 -konfiguraatio DEMVE-projektille*

Päivämäärä: 13.5.2016

Sivumäärä: 43

Liitteet: 3

Tiivistelmä

Tämä opinnäytetyö on kirjoitettu ammattikorkeakoulu Novialle Vaasassa. Työ on tehty DEMVE-projektille. Opinnäytetyö käsittelee IEC 61850 -standardia, joka on kansainvälinen standardi. Se antaa yksityiskohtaisen erittelyn siitä, kuinka tiedonsiirtoarkkitehtuurin pitäisi toimia sähköasemassa. IEC 61850 -standardi kehitettiin alun perin sähköasemien automaattijärjestelmille. Standardi kehittyi edelleen ja tulevaisuudessa sähköjärjestelmän osia tullaan lisäämään yhä enemmän standardiin.

Standardin IEC 61850 tarkoitus on eri laitteiden yhteentoimivuus. Yhteentoimivuus tarkoittaa yhden tai useampien valmistajien laitteiden kykyä toimia yhdessä.

Käytännön osa työstä on tehty DEMVE-tilassa, joka sijaitsee Vaasan Technobothniassa. DEMVE-tila on rakennettu simuloimaan eri sähköasemia räkki-muodossa. Nämä rakit sisältävät eri valmistajien erilaisia suoja- ja ohjausyksiköitä.

Opinnäytetyön tavoitteena on todistaa, että yhteentoimivuus Siemens SIPROTEC 7SJ63 ja ABB COM600 -yksikköjen välillä on mahdollista, käyttämällä IEC 61850 -tiedonsiirtostandardia.

Opinnäytetyön tuloksena on käsikirja, joka kuvaa konfiguraation askel askeleelta eri laitteille. Käsikirjaa tullaan käyttämään ratkaisuehdotuksena DEMVE-tilan koulutuksessa.

Kieli: ruotsi

Avainsanoja: DEMVE, IEC-61850, IED, suoja- ja ohjausyksiköt

Arkistoidaan: verkkokirjasto Theseus.fi

BACHELOR'S THESIS

Author: Julian Wackström
Degree Programme: Electrical Engineering
Specialization: Electrical Power Engineering
Supervisor: Matts Nickull

Title: *IEC 61850-Configuration of SIPROTEC 7SJ63 for the DEMVE-Project*

Date: 13.5.2016

Number of pages: 43

Appendices: 3

Abstract

This thesis work was made for Novia University of Applied Sciences in Vaasa. The work has been done for the DEMVE-project. The thesis deals with the IEC 61850 standard which is an international standard that provides a detailed description on how the communications architecture should function in a substation. The IEC 61850 standard was originally developed for substation automation but the standard is constantly evolving, and more parts of the electrical system will be included in the standard in the future.

The purpose of IEC 61850 is interoperability between devices from different vendors. Interoperability is the ability of one or more devices from the same or different vendors to work together.

The practical part of the work has been done in the DEMVE-space which is located in Technobothnia in Vaasa. The DEMVE-space is built to simulate various substations in the form of various rack. The rack includes various protection and control devices from different vendors.

The goal of this work was to prove if the interoperability between the devices Siemens SIPROTEC 7SJ63 and ABB COM600 is possible, using the communication standard IEC 61850.

The result of the thesis was a manual that describes the configuration step-by-step for the different units. The manual will be used as a solution proposal within the education given in the DEMVE-space.

Language: Swedish Keywords: DEMVE, IEC-61850, IED, Protective relay

Filed at: web library Theseus.fi

Innehållsförteckning

1. Introduktion	1
1.1 DEMVE-projektet	1
1.2 DEMVE-utrymmet	1
1.3 Syfte	3
2. Elektriska kraftsystemet	4
2.1 Elsystemet i Finland	4
2.2 Automatisering och fjärrstyrning	6
2.2.1 Fjärrkontroll	6
2.2.2 Stationsautomatisering	6
3. Elstationers struktur	7
3.1 Kommunikation inom elstationer	8
3.2 Standarder och protokoll	9
4. Kommunikationstyper	11
4.1 Ethernet	11
4.2 TCP/IP	11
4.3 OSI-modellen	12
4.4 MMS	13
4.5 IEC 61850	14
4.5.1 Historia	16
4.5.2 Struktur	17
4.5.3 Datamodell	17
4.5.4 Applikationsmodellen och kommunikationsstacken	20
4.5.5 Filtyper	21
4.5.6 Fördelar	21
4.6 OPC	22
5. Hårdvara/mjukvara	23
5.1 Siemens skyddsrelä 7SJ63	23
5.2 ABB COM600	24
5.2.1 Nätslussfunktion	26
5.2.2 OPC-Server	26
5.3 DIGSI 4 suite	27
5.4 SAB600	28
6. Konfigurationsprocessen	30
6.1 Metoder och tillvägagångssätt	30
6.1.1 Konfiguration av skyddsrelä	31
6.1.2 Konfiguration av COM600	35
6.1.3 COM600	37

7. Resultat	39
8. Diskussion.....	40
9. Källförteckning.....	42

Förkortningar och ordförklaringar

ASCI	Abstract Communication Service Interface. Virtuellt gränssnitt till en IED som ger abstrakta kommunikationstjänster.
CID	Configured IED Description
DA	Data Attribute. Dataattribut, finns inom dataobjekten.
DCS	Distributed Control System, överordnade styrsystem.
DEMVE	Development of the Education Services of IEC-61850 in Multi Vendor Environment. Utveckling av IEC 61850 utbildningstjänster i en miljö med flera leverantörer.
DO	Data Object. Dataobjekt, en del av logiska noden.
Gateway	Nätverkssluss, COM600.
GOOSE	Generic Oriented Object System Event. Ett av de kommunikationsprotokoll IEC 61850 använder för att kartlägga signaler. Protokollet används för horisontell kommunikation.
GSE	Generic Substation Event
GSSE	Generic Substation State Event
HMI	Human Machine Interface, grafiskt gränssnitt.
I/O	Input/Output, ingång/utgång.
IED	Intelligent Electrical Device. Intelligent enhet, skyddsrelä, SIPROTEC 7SJ63.
IID	Instantiated IED Description
ICD	IED Capability Description
Interoperabilitet	Förmågan hos en eller flera IED från samma eller olika leverantörer att utbyta information och att fungera tillsammans.
ISO	Internationella standardiseringsorganisationen
IP	Internet Protocol, internetprotokoll.
LAN	Local Area Network, lokalt nätverk.
LD	Logical device, logisk enhet.
LN	Logical node, logisk nod. Minsta delen av en funktion som utbyter data.
MMS	Manufacturing Message Specification. Ett av de kommunikationsprotokoll IEC 61850 använder för att kartlägga signaler, används för vertikal kommunikation.

NCC	Network Control Centre, driftcentral.
OPC	Open Platform Communications. Standard för kommunikation mellan olika enheter.
OSI	Open System Interconnection. En konceptuell modell som standardiserar hur program kan kommunicera över ett nätverk.
P2P	Peer-to-peer, icke-hierarkiskt nät.
PC	Persondator
PD	Physical Device, fysisk enhet, IED.
Protokoll	Uppsättning regler som bestämmer beteendet hos funktionella enheter för att uppnå och utföra kommunikation.
PLC	Programmable Logic Controller, programmerbar logik controller.
RTU	Remote Terminal Unit, fjärrkontrollsterminal.
SAB600	ABB Station Automation Builder 600. Mjukvaran för att konfigurera COM600-enheten.
SCD	System Configuration Description
SCL	Substation Configuration Description Language. Språk som är baserat på XML och beskriver konfigurationen av IED enheter i en elstation.
SED	System Exchange Description
SSD	System Specification Description
SV	Sampled values, samplade värden. Kommunikationsprotokoll för kartläggning i IEC 61850.
Switch	Växel. Enhet som kopplar ihop olika enheter till ett datornät.
TCP	Transmission Control Protocol. Förbindelseorienterat dataöverföringsprotokoll.
UDP	User Datagram Protocol, förbindelselöst protokoll.
Utbytbarhet	Förmågan att ersätta en enhet från en leverantör med en annan enhet från en annan leverantör utan att göra förändringar i systemet.
XML	Extensible Markup Language, märkspråk.

1. Introduktion

Detta examensarbete har gjorts åt Yrkeshögskolan Novia. Arbetet gick ut på att skriva en handbok hur man skapar kommunikation mellan två skyddsreläer och en nätverkssluss. Båda reläerna var av typen Siemens SIPROTEC 7SJ63 och ABB COM600 fungerade som nätverkssluss. Kommunikationen mellan dessa skulle följa standarden IEC 61850.

1.1 DEMVE-projektet

DEMVE-Projektet startades 1.8.2011. Projektet är ett samarbete mellan Yrkeshögskolan Novia, Vasa Yrkeshögskola (VAMK), Vasa Energiinstitut, Vasa Universitet och Vasa teknologocentrum Merinova. De olika enheterna har egna uppgifter inom projektet: Teknologocentrum Merinova styr projektledningen, Vasa yrkeshögskola ansvarar för skyddsreläerna, Vasa Universitet sköter inköp av testutrustningen för skyddsreläerna och Yrkeshögskolan Novia ansvarar för driftcentralutrustning. /1/

Den praktiska delen av examensarbetet har gjorts i DEMVE-utrymmet som är beläget i Technobothnia i Vasa. DEMVE-projektet är skapat som en utbildningstjänst med IEC 61850-standard, i en miljö med flera tillverkare. Projektet fungerar som utbildningsmiljö, genom att en laboratoriemiljö som omfattar olika tillverkares skyddsprodukter, har byggts upp. Projektet är avsett för att skapa kommunikation mellan de olika leverantörernas produkter och att skapa utbildningsmoduler för kommunikationsstandarder. Projektets generella mål är att utveckla kompetens inom kommunikationsstandarder för eldistribution på en internationell nivå. /1/

1.2 DEMVE-utrymmet

Den praktiska delen av examensarbetet har gjorts i DEMVE-utrymmet. En del av racken i detta utrymme simulerar olika elstationer. I figur 1 visas de olika racken under de två stora bildskärmarna. Det finns fem olika rack och varje rack innehåller olika skydds- och kontrollenheter från olika leverantörer. De enheter som berör detta arbete är belägna i rack 2 och 5. Reläerna är placerade i rack 2 medan COM600-enheten är placerad i rack 5.

Rack 1 och 2 simulerar en elstation per rack med spänningsnivån på 20 kV. Elstationerna åtskiljs genom olika enheter. Rack 1 har en frånskiljare och en brytare per fack och en samlingskena. Rack 2 har samma upplägg men har två frånskiljare och en brytare per fack, och dubbla samlingskenor. Rack 3 har olika spänningsnivåer och består av flera elstationer, frånskiljare och brytare. Rack 4 är fortfarande under utveckling men i framtiden kommer det att simuleras gasgeneratorer och solpaneler i detta rack. Rack 5 är kontrollracket. I detta rack är COM600-enheten placerad. I Rack 5 finns också två olika PC:n med ett styrsystem installerat per PC. De installerade styrsystemen är ABB MicroSCADA och Schneider Electric PACiS (se Bilaga 1).



Figur 1. DEMVE-utrymmet.

Kommunikationen mellan de olika racken sker med växlar (eng. *switch*), som är placerade nederst i varje rack. Växlarna är ihopkopplade i en ringkonfiguration med varandra, dvs. det går två fibrer mellan en växel och en annan. De andra enheterna är kopplade till växlarna med RJ45 kabel via Ethernet-portarna.

Simulationen av de olika in- och utgångarna i elstationen görs högst uppe på racken. I figur 2 visas upplägget för den station detta arbete handlar om.



Figur 2. Simulationen av ingång och utgångar för en elstation (Rack 2).

I figur 2 beskrivs de olika facken (J01-J06) och till varje fack hör en brytare och två frånskiljare. Brytarna är ritade med en fyrkantssymbol medan frånskiljarna är ritade i form av cirkel. Dessa komponenter kan ändras manuellt med en fysisk brytare som finns bredvid varje komponent. Varje fack har två indikationsbrytare, den ena indikerar om SF6-gasen är låg och den andra indikerar om brytarens fjäder är laddad. Det finns också en reglerbar brytare för varje fack som reglerar strömmen som går genom de olika in- och utgångarna. De dubbla vågräta strecken är samlingskenor.

1.3 Syfte

Syftet med detta arbete är att bevisa att interoperabilitet mellan olika tillverkares enheter är möjlig med IEC 61850-standarden. Handboken som framställts (se bilaga 3) kommer att fungera som ett lösningsförslag för utbildningen som behandlar denna typ av skyddsrelä i DEMVE-utrymmet.

2. Elektriska kraftsystemet

Det elektriska kraftsystemet är till största del uppbyggt av några decentraliserade kraftverk som producerar elektrisk energi till flera miljoner konsumenter. Detta resulterar i att ett stort transmissions- och distributionsnät krävs för att länka ihop dessa två parter.

Största delen av den elektriska energin produceras av fossila bränslen (olja, kol) eller kärnkraftverk. Dessa kraftverk producerar ånga som driver turbiner, vilka driver generatorer som producerar elektrisk energi. En stor del av den elektriska energin produceras även av vattenkraft, där vattnet är drivkraften. Vindparker och solceller producerar en mindre del av den elektriska energin men dessa produktionsmetoder ökar ständigt.

2.1 Elsystemet i Finland

Företaget Fingrid fungerar som systemadministratör för stamnätet i Finland. De underhåller och utvecklar stamnätet. Elsystemet i Finland består av kraftverk, stamnät, regionnät, distributionsnät och elkonsumenter. /3/

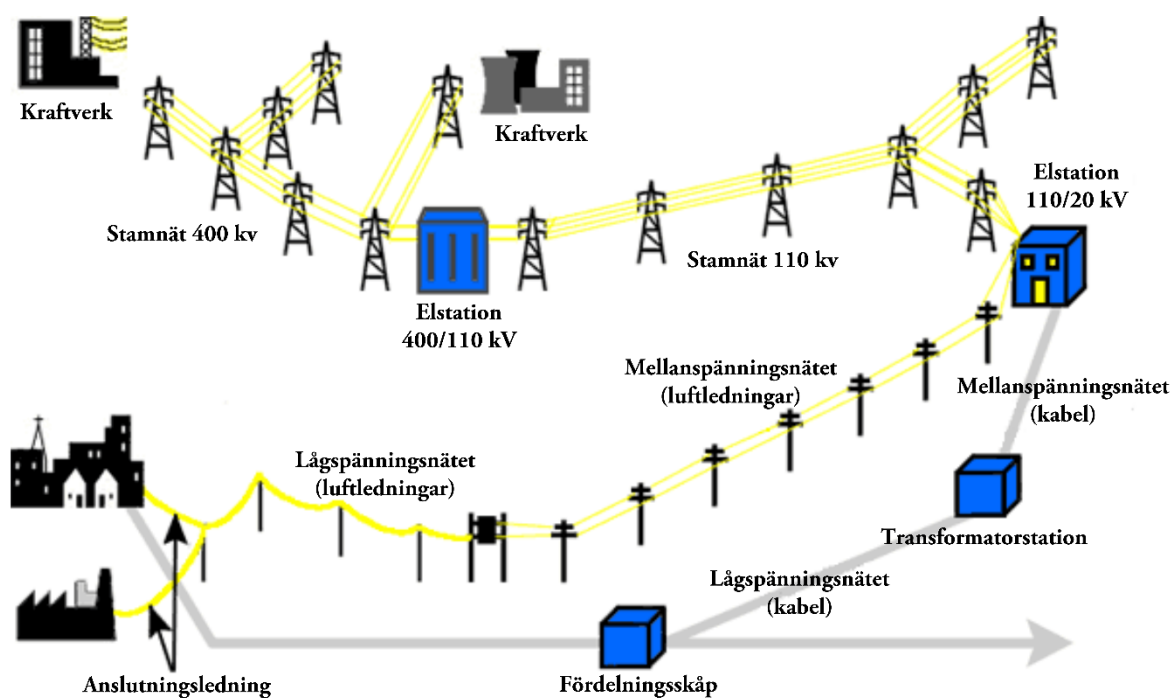
Stamnätet har spänningsnivåer på 110, 220 och 400 kV. I allmänhet överför regionnätet el regionalt och är kopplat till stamnätet. Distributionsnätet kan vara kopplat direkt till stamnätet och/eller via regionnätet. Spänningsnivån i distributionsnätet är från 0,4 – 110 kV. Distributionsnätet kan vidare indelas i högspänningsnät (>36 kV), mellanspänningsnät (1 – 36 kV) och lågspänningsnät (≤ 1 kV). Skillnaderna i spänningsnivåerna beror på avståndet mellan produktionen och konsumenter, dvs. desto längre avstånd desto högre spänning. En högre spänning medför minskade värmeförluster i överföringen av den elektriska energin, eftersom värmeförlusterna beror på resistansen och strömmen i ledningen. Till exempel genom att öka spänningen i en ledning minskar strömmen som går i ledningen, vilket medför att värmeförlusterna minskar. /3/

Kraftverken kan vara anslutna till stam-, region-, eller distributionsnätet beroende på situation. Industri, handel och annan förbrukning är också anslutna till någon av dessa tre nät beroende på situation. Hushållen är dock anslutna enbart till distributionsnätet och i de flesta fall till lågspänningsnätet. /3/

Stamnätet innehåller också en del väsentliga delar såsom elstationer och ställverk. I Finland används mest kraftledningar som är luftledningar pga. att det är ett billigare alternativ än att lägga ner kablar i marken. Luftledningar kan också utnyttja luftisolering i elstationerna. Vid begränsat utrymme kan gasisolerade ställverk användas. /3/

I elsystem finns elstationer och ställverk som fungerar som noder, i vilka elektrisk energi fördelas. En elstation kan t.ex. ha en inkommande 110 kV ledning och transformera spänningen till 20 kV som sedan delas upp till flera utgående ledningar.

Spänningen kan omvandlas till högre och lägre nivåer med transformatorer. Transformatorerna är nyckelkomponenter i elsystemet och de används överallt i elsystemet där spänningsnivåerna behöver ändras.



Figur 3. Elsystemet i Finland. /2/

2.2 Automatisering och fjärrstyrning

Elstationer är centrala delar av ett elsystem och utan tillräckligt skydd kan det snabbt uppstå allvarliga felsituationer. För att förhindra att detta sker måste automatiserad övervakning introduceras till stationerna. Detta medför att systemet kommer att bli smartare och kräver mindre underhåll. Genom att använda automation i elstationer fås noggrannare och snabbare information och högre produktivitet.

2.2.1 Fjärrkontroll

Fjärrkontroll är en term som traditionellt använts för mätvärdesinsamling, fjärrövervakning och fjärrstyrning av kraftsystem. Genom fjärrkontroll hämtas relevanta mätvärden och signaler från olika elstationer till en driftledningscentral. Styrning av dessa stationer ska också vara möjlig från samma driftledningscentral. /4/

2.2.2 Stationsautomatisering

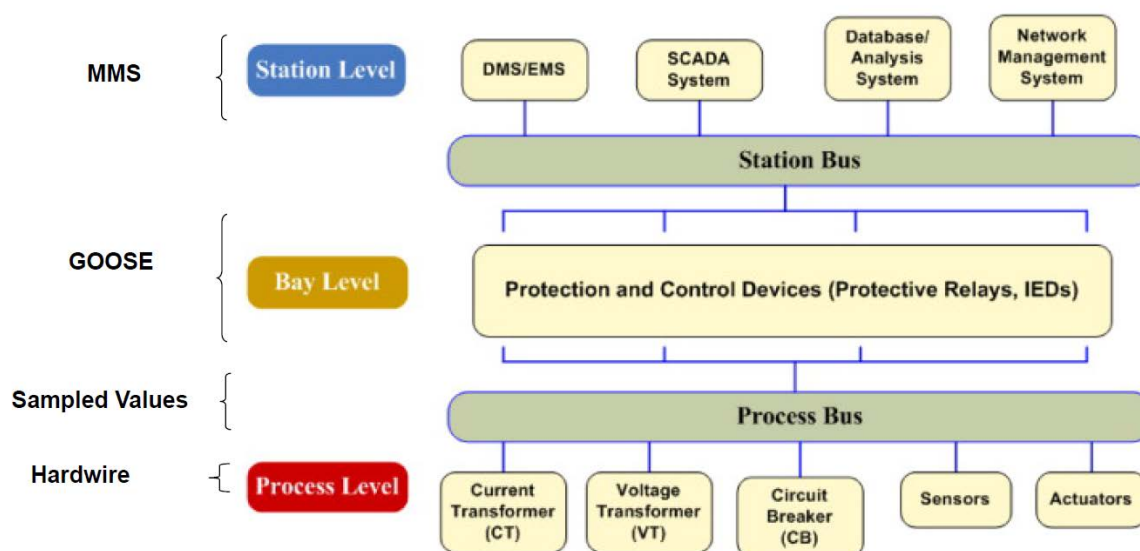
Med stationsautomatisering avses styrning och övervakning av en process med intelligenta enheter (IED), som är decentraliserade med placeringen av den process som de övervakar och styr. De intelligenta enheterna har uppkommit som en följd av mikroelektronikens utveckling. Dessa enheter ger nya möjligheter för en station att bli mera effektiv genom integrering, koordinering och informationsutbyte. /4/

Stationsautomatisering varierar beroende på en stations storlek och specifikationer. Olika varianter av automatisering kan användas, till exempel konventionell fjärrkontrollterminal (RTU), Distribuerade RTU och I/O med eller utan PLC-funktioner, separat reläskyddskommunikation med begränsad kontrollmöjlighet, individuellt och koordinerat reläskydds-, kontroll- och förreglingsystem. /4/

3. Elstationers struktur

En elstation, som nämnts tidigare, är en nod som hör till elkraftsystemet. I en elstation kan spänningsnivåerna ändras från en högre till en lägre nivå eller vice versa, som sedan kan fördelas till flera utgående linjer. Till exempel kan en elstation matas med en linje med en spänningsnivå på 110 kV som sedan transformeras till 20 kV. Spänningsnivån delas därefter upp till flera olika utgångar i elstationen, som utgör mellanspänningsnätet vilket kan ses i figur 3. Ett exempel på hur fördelningen sker kan ses i figur 2, som beskriver hur fördelningen i den station som detta projekt handlar om.

Elstationers funktion är kontroll och övervakning av ställverket, mätning, skydd av kraftutrustning, automatiseringsfunktioner, etc. En konventionell elstation består vanligen av förreglingslogik, RTU:er, reläer, konventionella komponenter och mättransformatorer. Varje komponent är kopplade med parallella kopparledningar. Modern elstationsautomation är strukturerad i tre olika nivåer: stations-, fack- och processnivå. Mellan de olika nivåerna finns det kommunikationsbussar som kopplar ihop de olika nivåerna med varandra. En modern datastruktur av en elstation beskrivs i figur 4. /5/



Figur 4. Datastrukturen i en modern elstation. /5/

Stationsnivån ger en översikt över hela stationen och är oftast beläget i ett avskärmat kontrollrum. Avskärmningen av kontrollrummet görs pga. att utrustningen inne i rummet inte ska påverkas av elektromagnetiska störningar från ställverket. Stationsnivån är

vanligtvis placerad nära ställverket och tillåter drift inom ett fack, t.ex. för att utföra arbete i detta fack eller på ett ställverksobjekt. I stationsnivån analyseras och bearbetas tidsbaserad data som överförs från facknivån. Exempel på data är spänningar, ström, effektfaktor, etc. Från stationsnivån kan kontrollkommandon för t.ex. en brytare skickas som är belägen i processnivån. I stationsnivån finns all utrustning som samverkar för styrning, övervakning, skydd och mätning. Till stationsnivån hör all generell hårdvara, såsom bildskärmar, stationsdatorer, printrar, grafiskt gränssnitt (HMI), etc. /5/

I facknivån är de olika skydds- och kontrollenheterna placerade. Utrustning i fack- och stationsnivån, t.ex. skydds- och kontrollreläer, kallas sekundär utrustning. Utrustningen i facknivån får information från processnivån i form av ström- och spänningsvärden. Från facknivån kan kontrollkommandon tas emot från stationsnivån och utföras på utrustningen i processnivån. /5/

Processnivån är placerad nära eller integreras i ställverkets komponenter. Ström- och spänningsvärden mäts i processnivå med olika komponenter såsom mättransformatorer, mätton, givare, etc. Mätvärdena beskriver t.ex. komponenternas position eller hur hög ström som går igenom en ledning. Mätvärdena överförs till facknivå. Processnivån bildar gränssnittet mellan automationssystemet i en elstation och ställverkets komponenter. /5/

3.1 Kommunikation inom elstationer

Elstationers kommunikationssystem spelar en avgörande roll i elstationers automationssystem. Vid felsituationer ska överföring av data ske snabbt för att skydda systemet. I konventionella elstationer har äldre kommunikationsenheter vanligtvis förlitat sig på enkelriktad kommunikation och seriella kommunikationsbussar eller egna kommunikationsmedia med tillhörande protokoll. Dessa kommunikationsteknologier kräver att det används kopparsignalledningar mellan alla komponenter och nivåer i en elstation. I en modern elstation används inte kopparsignalledningar utan optisk Ethernet. I DEMVE-utrymmet används Ethernet mellan alla nivåer, förutom att det används kopparsignalledningar mellan reläerna och ställverkets komponenter, dvs. det finns ingen processbuss.

Den sekundära utrustningen inom en modern elstation är sammanlänkad med olika kommunikationsbussar som finns mellan nivåerna, vilka beskrivs i figur 4. Dataöverföringen mellan de olika nivåerna kallas vertikal kommunikation. För vertikal kommunikation kan t.ex. protokollet MMS (Manufacturing Message Specification) användas. Kommunikationen i en nivå kallas horisontell kommunikation. För horisontell kommunikation används t.ex. protokollen GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) och/eller SV (Sampled Values).

Stationsbussen används för att länka ihop stations- och facknivån. Bussen möjliggör att dataöverföring mellan nivåerna fungerar. Processbussen används för tidskritisk data mellan process- och facknivån. Informationen från processnivån är den viktigast i stationen. Denna information är själva grunden för det överliggande systemet. De flesta av elstationens skydds- och kontrollfunktioner kommer att förlita sig på resultatet från processbussen. /5/

3.2 Standarder och protokoll

Kommunikationsprotokollen definierar arkitekturen av elstationers automationssystem. De bestämmer vägen för informationstrafiken mellan kontrollstationer, IED och andra kommunikationsenheter.

Generellt finns det tre olika standardkategorier för kommunikation för elstationer:

- Leverantörspecifikation, t.ex. UCA och DNP3, etc.
- Nationell standard, t.ex. IEEE 1613, etc.
- Internationell standard, t.ex. IEC 60870-5- 101/104, IEC 60870-6-TASE.2, IEC 61850, etc.

För tillfället finns det över 50 olika kommunikationsprotokoll för äldre automationssystem för elstationer. Exempel på protokoll är Modbus TCP, Profinet, Ethernet/IP, OPC-DA, och LON. Många av dessa protokoll är leverantörsberoende och använder ett seriellt gränssnitt, låg bandbredd, begränsade nätverksenheter, etc. Dessa kommunikationsarkitekturer passar inte till dagens kommunikationsteknologi på grund av att de inte klarar av att expandera nätverket. De mest representativa protokollen är DNP3 (Distributed Network Protocol) och

IEC 60870-5-104. Båda protokollen är baserade på Master/Slave fältbuskommunikation och kan endast tillämpas på stations- och facknivån. /5/

I dagens läge håller elstationsleverantörer på att övergå från seriell-kommunikation till Ethernet-baserade IEC 61850, som är en klient/server-kommunikationsstandard. Denna standard stöder en fullständig samverkan mellan flera IED från olika leverantörer i en elstation. Standarden kan även tillämpas på processnivå i elstationsautomationen.

4. Kommunikationstyper

Kommunikationsstandarden som skyddsreläerna och COM600 använder är IEC 61850. Denna standard kan kartläggas till olika protokoll. Dessa kartläggningar är MMS, GOOSE och SV. För vertikal kommunikation används MMS medan horisontell kommunikation använder GOOSE och SV. Dessa protokoll kan antingen överföras via TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) nätverk eller elstationernas LAN (Local Area Network), genom att använda Ethernet. Orsaken till att olika protokoll används är att en del av informationen är tidskritisk medan en viss del inte är det.

4.1 Ethernet

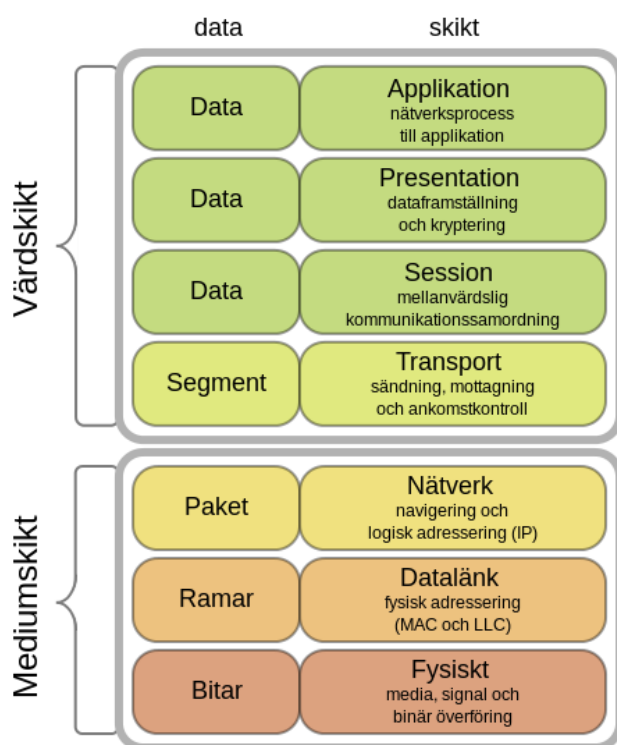
Ethernet är en nätverksarkitektur som består av hårdvara och mjukvara, som jobbar tillsammans för att transportera digital data mellan två eller flera enheter. Ethernet är ett länkskiktsprotokoll i TCP/IP-stacken. Protokollet beskriver hur nätverksenheter kan formatera data för överföring till andra nätverksenheter som är på samma nätverkssegment. Ethernet omfattar det fysiska mediet, som beskriver den fysiska kopplingen mellan en eller flera enheter för att överföra data. Ethernet använder de två lägsta skikten i OSI-modellen (Open System Interconnection). /6/

4.2 TCP/IP

Den stora samlingen av nätverksprotokoll och tjänster som kallas TCP/IP omfattar mera än kombinationen av TCP och IP. Kombinationen av dessa protokoll ger samlingen sitt namn. TCP används för att ge tillförlitliga leveranser av meddelande för alla typer av data över ett nätverk. IP hanterar dirigering av nätverksöverföringar från avsändare till mottagare. Tillsammans utgör dessa två protokoll största delen av data som rör sig över internet, trots att de bara utgör en bråkdel av den totala samlingen som TCP/IP omfattar. TCP/IP är en arkitektur som anger hur data ska paketeras, behandlas, adresseras, överförs, dirigeras och tas emot. TCP/IP använder de fem översta skikten i OSI-modellen. /7/

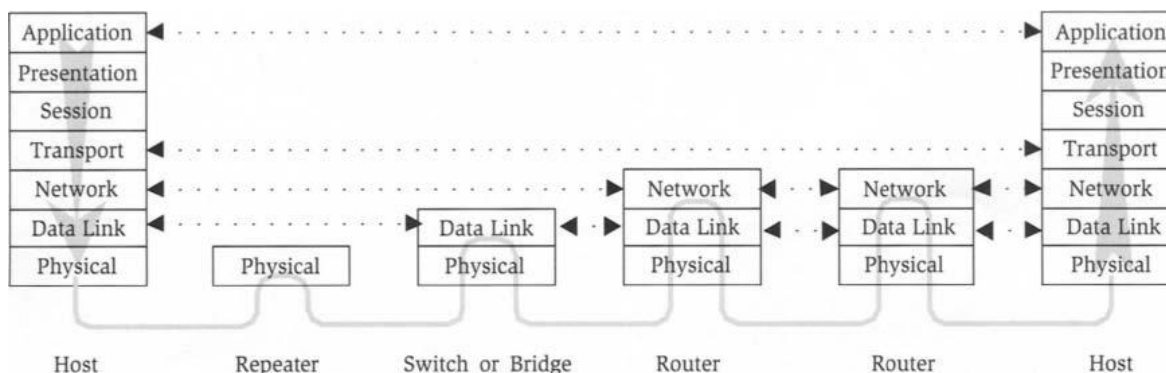
4.3 OSI-modellen

OSI-modellen består av sju olika lager som tillsammans används för kommunikation mellan två eller flera enheter. Det första lagret i modellen är det fysiska skiktet som beskriver den fysiska kopplingen mellan olika enheter. Nästa lager är datalänkskiktet som ansvarar för att presentera data till det fysiska lagret och för att hantera dataöverföringar över det fysiska lagret. Datalänkskiktet är en punkt-till-punkt överföring mellan olika enheter. Nätverksskiktet är ansvarigt för att uppnå en ände-till-ände överföring av data, dvs. från källa till destination. IP är ett av de protokoll som inkluderas i nätverkslaget. Ovanför nätverkslaget finns transportskiktet, som hanterar data från ände-till-ände och ansvarar för att förse förutsägbara nivåer av dataöverföring över nätverket. Till exempel kan protokoll såsom TCP, UDP (User Datagram Protocol) och SCTP (Stream Control Transmission Protocol) användas. Följande lager är sessionsskiktet som hanterar sessioner mellan enheter, dvs. funktioner såsom att inleda, genomföra och avsluta kommunikation. Presentationslaget ansvarar för att konvertera data som ska sändas över nätverket till rätt format, ta emot data och göra det tillgängligt för applikationer. Det översta lagret i modellen är applikationslaget, vilket används för att kommunicera med andra applikationer på andra enheter. /7/



Figur 5. OSI-modellen. /8/

De olika skikten i OSI-modellen kan tolkas som om de kommunicerar direkt med varandra. I figur 6 fås t.ex. uppfattningen att enheternas olika applikationsskikt kommunicerar direkt med varandra. I praktiken fungerar detta genom att data överförs, från den första enhetens applikationsskikt genom alla skikt, till den andra enhetens applikationsskikt. Det är först när data når det fysiska skiktet som den kodade informationen överförs genom en ledning till nästa nod i nätverket. /7/



Figur 6. Kommunikation mellan olika enheter inom de sju olika lagren. /7/

4.4 MMS

MMS är en internationell standard i form av ett applikationslager i OSI-modellen, som kan överföras via TCP/IP eller OSI-nätverk. Standarden används för överföring av realtidsdata och information mellan olika nätverksenheter och/eller datorapplikationer. MMS är en grupp av objekt och tjänster som gör det möjligt att via fjärråtkomst ändra variabler, program, händelser, etc. /9/

MMS definierar följande:

1. Objekt: En samling standardobjekt som måste finnas i varje enhet, vilka kan användas för att utföra operationer såsom att läsa, skriva, händelsehandling, etc.
2. Meddelande: En samling standardmeddelande som skickas mellan klient och server för ändamålet att övervaka och kontrollera objekt.
3. Teckenkodning: En samling teckenkodningsregler för kartläggande av meddelande till bit och bytes när de sänds.
4. Protokoll: En samling av protokoll används med olika regler som specificerar hur meddelande ska skickas mellan enheterna.

Vid kartläggningen av den abstrakta datamodellen i IEC 61850 används MMS för klient till serverkommunikation, dvs. vertikal kommunikation. MMS används för att uttrycka olika typer av meddelande. /9/

4.5 IEC 61850

IEC 61850 är en internationell standard som ger en detaljerad specifikation om hur kommunikationsarkitekturen fungerar i en elstation, t.ex. gällande kontroll, säkerhet och övervakning. IEC 61850-standardens utvecklades ursprungligen för automationssystem inom elstationer. Standardens informationsmodell kan även användas för kommunikation mellan två elstationer, kommunikation mellan elstation och kontrollcenter, distribuerad automationskommunikation, mätning, tillståndskontroll och diagnos för elektrisk utrustning samt IED-kommunikation till tekniska system. /5/

De främsta orsakerna till att standarden har utvecklats, beror på att tidigare använde alla leverantörer sina egna protokoll för kommunikation mellan olika enheter. Detta ledde till att automationssystemen i elstationerna var låsta till en viss leverantör. En annan orsak var att kommunikationen mellan enheterna använde seriell busskommunikation, vilket flaskhalsade systemets responstid jämfört med konventionella parallellkopplade kontrollsystem.

Syftet med IEC 61850 är interoperabilitet mellan intelligenta enheter från olika leverantörer. Interoperabilitet är förmågan hos en eller flera intelligenta enheter från samma eller olika leverantör att fungera tillsammans, dvs. att de klarar av att byta information med varandra och använda informationen för samarbete. /5/

IEC 61850 omfattar interoperabilitet men inte utbytbarhet. Interoperabilitet är en förutsättning för utbytbarhet, vilket är förmågan att ersätta en enhet från samma leverantör eller från olika leverantörer som använder samma kommunikationsgränssnitt och funktion. Detta utbyte ska inte påverka resten av systemet. Om skillnader i funktion finns, så kan utbytet av enheten kräva att vissa förändringar sker någonstans i systemet. Utbytbarhet innebär standardisering av funktioner och enheter vilket är utanför omfattningen av IEC 61850. /5/

Några av de funktioner som ingår i IEC 61850:

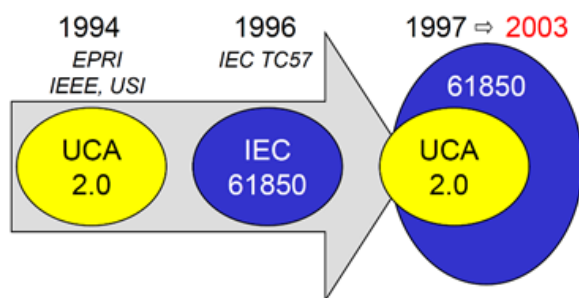
1. *Datamodellering* – Primära processobjekt samt skydd och kontrollfunktioner i elstationer är grupperade i logiska noder som grupper under olika logiska enheter.
2. *Rapporteringscheman* – Det finns olika rapporteringsscheman (BRCB & URCB) för rapportering av data från servern via en server-klient som kan utlösas baserat på fördefinierade triggvillkor.
3. *Snabb överföring av händelser* – GSE (Generic Substation Event) är definierade för snabb överföring av händelsedata för ett P2P-nätverk. Detta är återigen indelat i GOOSE & GSSE (Generic Substation State Event).
4. *Inställningsgrupper* – SGCB (Setting Group Control Block) är definierade för att hantera de olika inställningsgrupperna så att användaren kan ändra till någon aktiv grupp i enlighet med kravet.
5. *Samplad dataöverföring* – Scheman definieras också för att hantera överföring av samplade värden med hjälp av SVCB (Sampled Value Control blocks).
6. *Kommandon* – Olika typer av kommando stöds också av IEC 61850 som omfattar SBO (select before operate) kommandon.
7. *Datalagring* – SCL (Substation Configuration Language) är definierade för fullständig lagring av konfigurerad data för elstationen i ett visst format.

4.5.1 Historia

År 1988 inledde EPRI (Electric Power Research Institute) och IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) projektet UCA (Utility Communication Architecture) under programmet IUC (Integrated Utility Communication). Syftet med UCA projektet var interoperabilitet mellan styr- och övervakningssystem som användes av elkraftbolag. Inledningsvis fokuserade UCA projektet på kommunikationen mellan olika kontrollcenter och kommunikationen mellan kontrollcenter och elstation. EPRI och IEEE genomförde UCA projektet i samarbete med företagen ”Pacific Gas and Electric Company” och ”Houston Light and Power Company”. Resultatet av detta blev kommunikationsarkitekturen UCA version 1.0. /10/

UCA 1.0 gav inte en detaljerad beskrivning hur kommunikationsarkitekturen skulle användas i praktiska sammanhang för fältenheter. Detta ledde till att UCA blev begränsad i elkraftsindustrin. EPRI och IEEE fortsatte år 1994 att förbättra UCA arkitekturen genom att sponsra ett antal forskningsprojekt, t.ex. projekt om elstationers integrerade skydd, kontroll, datainsamling och MMS. Detta ledde till noggrannare specifikationer för objektmodeller för fältenheter, dvs. definitioner av data och styrfunktioner av dessa fältenheter såsom IEDs. Resultatet av detta blev UCA version 2.0. /10/

År 1997 startade EPRI och IEEE ett samarbete med TC57 (Technical Committee 57) för att skapa en internationell leverantörsoberoende standard. Detta ledde till att IEC 61850 kom till. Standarden baserar sig på grundläggande koncept och definitioner från UCA. Standarden var speciellt planerad för interoperabilitet, snabb kommunikation mellan fältenheter och garanterad datatransport inom utsatt tid, etc. Utvecklingsförloppet visas i figur 7. /10/



Figur 7. Utvecklingen av IEC 61850. /10/

4.5.2 Struktur

Första upplagan av IEC 61850-standarden består av 14 olika delar som omfattar tio olika avsnitt. Dessa går under beteckningen IEC 61850 1-10. Standarden utvecklas ständigt och utökas med nya tillämpningar i framtiden. Avsnitten 1–5 behandlar systemaspekterna. I avsnitt 6 är XML baserad SCL för IEC 61850 kompatibelt system standardiserat. Delarna 7-1 och 7-2 behandlar ASCII (Abstract Communication Services). Delarna 7-3 och 7-4 behandlar logiska noder och dataklasser. Avsnitt 8-1 beskriver kartläggningen av gemensamma tjänster mellan klient och server och kommunikationen mellan flera IED genom att använda GOOSE. Delen 9-1 beskriver kartläggningen av analoga samplade mätvärden över enkelriktad punkt-till-punkt överföring. Del 9-2 beskriver kartläggningen av analoga samplade mätvärden över dubbelriktad seriell länk. Avsnitt 10 beskriver konformitetsprovning, m.a.o. måste standarden testas på samma sätt över hela världen för att garantera interoperabilitet. /4/

4.5.3 Datamodell

Datamodellen i IEC 61850 används för att identifiera kommunikationskrav och datamodelleringskrav. Vissa typer av data är inte tidkritiska medan andra är det. Icke tidskritisk data är t.ex. tidsstämpling och loggning av händelser, manövrering, läsning och skrivning av attribut. Tidskritisk data är t.ex. utlösning och förregling. Den icke tidskritiska datan använder TCP/IP och MMS protokollet, medan tidkritiska data använder t.ex. GOOSE meddelande, vilka kan skickas inom 4 ms. Samplade värden (SV) stöds av IEC 61850. SV protokollet kan t.ex. användas för att läsa mätvärden för okonventionella givare. /4/

Logiska noder (LN) används för att bygga upp datamodelleringen. Alla funktioner i en elstation delas in i mindre objekt i form av logiska noder. Dessa noder kategoriseras i olika grupper som beskriver funktionen av noden. Logiska nodernas namn består av fyra bokstäver. Den första är beteckningen för gruppen och de tre följande beskriver komponenten eller funktionen. Till exempel X i den logiska noden XCBR står för "Switchgear" och CBR för "Circuit Breaker", dvs. en brytare. Andra exempel på grupper kan vara P som står för "Protection", M för "metering and measurement" och C för

”Control”. De logiska noderna som använder dessa grupper kan t.ex. vara PDIS som står för distansskydd, MMXU för mätning och CSWI för apparatkontroll. Alla de olika gruppernas beskrivning visas i tabell 1. /4/

Tabell 1. Logiska nodernas gruppering. /11/

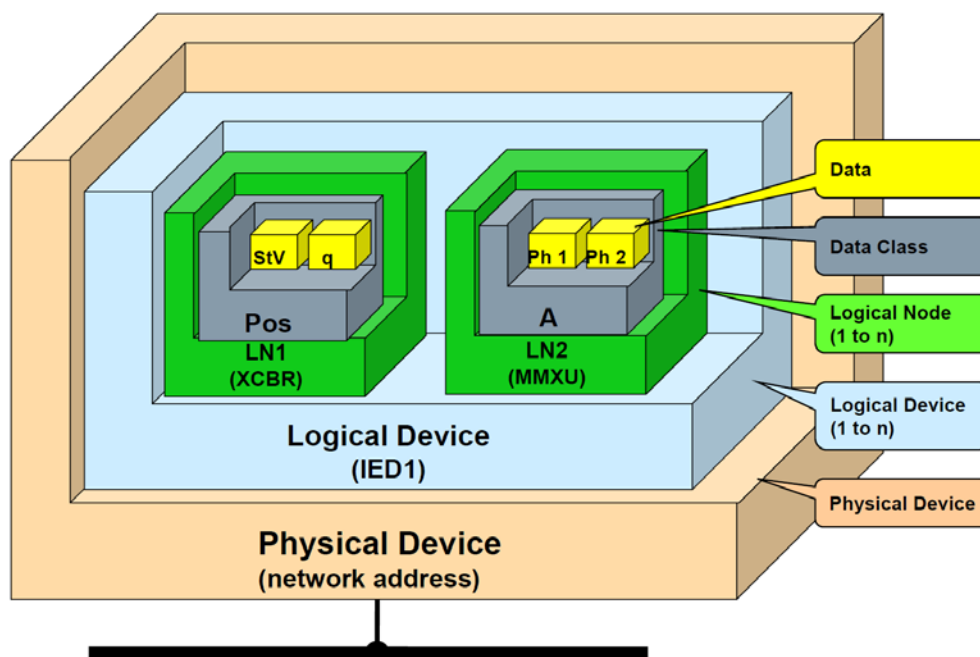
Logical Group	Logical node groups
A	Automatic control
C	Supervisory control
D	DER (Distributed Energy Resources)
F	Functional blocks
G	Generic function references
H	Hydro power
I	Interfacing and archiving
K	Mechanical and non-electrical primary equipment
L	System logical nodes
M	Metering and measurement
P	Protection functions
Q	Power quality events detection related
R	Protection related functions
S	Supervision and monitoring
T	Instrument transformer and sensors
W	Wind power
X	Switchgear
Y	Power transformer and related functions
Z	Further (power system) equipment

Tabell 1 listar alla de grupper som hör till IEC 61850-7-4 edition 2. Gruppen för vindkraft hör egentligen till IEC 61400–25 standarden som är en del av IEC 61400 standarden, men dessa logiska noder finns också definierad i IEC 61850-7-4. /11/

Standarden utvecklas ständigt och nya grupper och noder kommer att läggas till i framtiden. Det finns för tillfället över hundra olika logiska noder som täcker de vanligaste applikationerna av en elstation. /11/

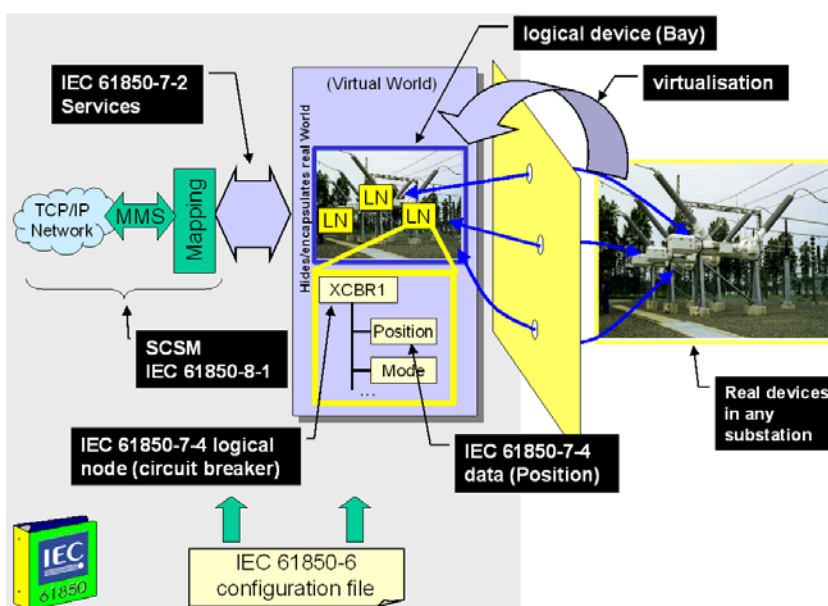
De logiska noderna som tidigare nämnts, delas även in i mindre objekt i form av dataobjekt (DO) som innehåller information om t.ex. ett strömvärde eller en brytares position. Till exempel finns brytarens position inne i den logiska noden XCBR och inne i denna nod finns dataobjektet ”Pos”, som står för position. Detta objekt innehåller dataattribut (DA),

som innehåller värdet ”till” eller ”från”, vilket beskriver om brytaren är öppen eller stängd. Logiska nodernas indelning visas i figur 8. /4/



Figur 8. Logiska nodernas indelning. /11/

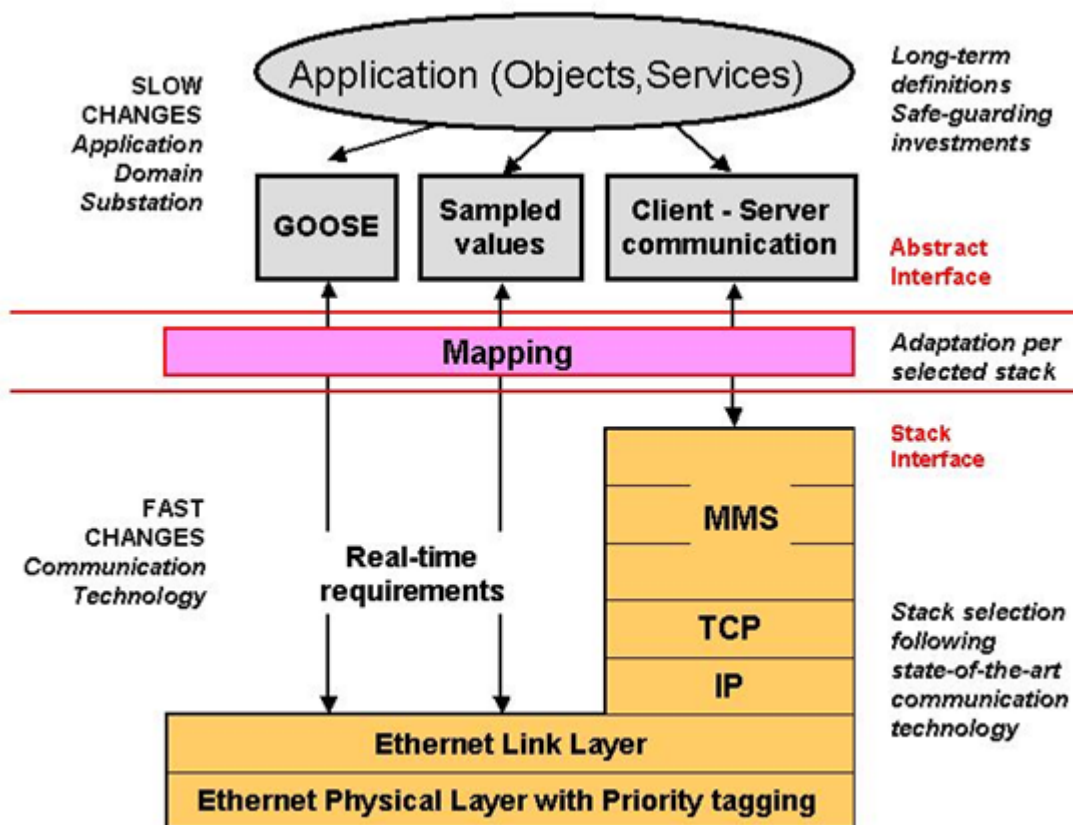
Till höger i figur 9 visas verkliga komponenter medan en virtuell modell av samma komponenter finns beskriven i mitten av figuren. Den virtuella modellen beskriver hur de verkliga komponenterna kan tilldelas olika logiska noder. /11/



Figur 9. Koncept av datamodell och verkliga enheter. /11/

4.5.4 Applikationsmodellen och kommunikationsstacken

För att göra IEC 61850 så framtidssäker som möjligt använder den sig av en delad applikationsmodell och kommunikationsstack. Detta medför att standarden inte påverkas om det sker en förändring i kommunikationsstacken, vilket är en snabbutvecklande teknologi. Å andra sidan påverkas inte applikationsmodellen om kommunikationsstacken utvecklas. Det enda som kan behöva göras är att kartlägga data mellan de olika delarna. Figur 10 beskriver de två olika delarna. Det som kan noteras i figuren är att GOOSE och SV inte körs via hela stacken utan detta krävs endast vid kommunikation från klient till server. /5/



Figur 10. Applikation och kommunikationsstacken. /5/

4.5.5 Filtyper

Datamodellen beskrivs med ett standardiserad SCL som är baserat på XML (Extensible Markup Language). Det finns olika typer av filändelser som användas beroende på syftet av SCL-filen. De olika ändelserna är: ICD (IED Capability Description), SSD (System Specification Description), SCD (System Configuration Description) CID (Configured IED Description), SED (System Exchange Description) och IID (Instantiated IED Description). /12/

ICD-filen beskriver en intelligent enhets förmåga att rapportera data. SSD-filen beskriver hela specifikationen av en elstations automatiseringssystem. SCD-filen beskriver hela elstationen i detalj. CID-filen beskriver konfigurationen av en integrerad IED, kommunikationen mellan en IEDs konfigurationsverktyg och en IED. SED-filen är, så länge syntax begränsningar berörs, identisk till SCD-filen. IID-filen är också, så länge syntax begränsningarna berör, identiskt till CID-filen. /12/

```

1 <?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
2 <SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL" xmlns:scl="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL" xsi:schemaLocation="http://www.i
3 <Private type="Siemens-ScLib-V5-Version">V01.30.00.995</Private>
4 <Private type="Siemens-ScLib-V5-EditTime">12.02.2016 12:09:22</Private>
5 <Private type="Siemens-EditionConversion">
6 <sieedc:EditionConversion>
7 <sieedc:Info platform="SIPROTEC 5" version="01.00" lastOperation="Edition 2 to 1"/>
8 </sieedc:EditionConversion>
9 </Private>
10 <Private type="Siemens-Configurator-Version">04.87.10.995</Private>
11 <Header id="" version="1" revision="2" toolID="IEC61850 System Configurator, Version: 04.87.10.995" nameStructure="IEDNa
12 <Text>Rack_2</Text>
13 <History>
14 <Hitem version="1" revision="1" when="Monday, February 08, 2016 2:33:40 PM" who="Licenced User: novia3 Machine: N
15 <Hitem version="1" revision="2" when="Monday, February 08, 2016 2:33:40 PM" who="Licenced User: novia3 Machine: N
16 </History>
17 </Header>
18 <Communication>
19 <SubNetwork name="Rack_2" type="8-MMS">
20 <Private type="Siemens-Start-Address">192.168.0.1</Private>
21 <ConnectedAP iedName="AA2J1Q03A1" apName="P1">
22 <Private type="Siemens-Redundant-SubnetId">1</Private>
23 <Address>
24 <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
25 <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
26 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
27 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
28 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
29 <P type="IP" xsi:type="tp_IP">192.168.1.203</P>
30 <P type="IP-SUBNET" xsi:type="tp_IP-SUBNET">255.255.0.0</P>

```

Figur 11. Exempel av SCL i en SCD-fil.

4.5.6 Fördelar

Det främsta fördelarna med standarden IEC 61850 är:

- Det är en global standard för interoperabilitet mellan olika enheter från olika

leverantörer. På grund av interoperabilitet kan valet av enheter optimeras, dvs. det ger ett mera brett urval och enheter som speciellt passar en applikation kan väljas oavsett leverantör. Detta förbättrar också konkurrensen.

- Det är en framtidssäker standard på grund av att applikationsmodellen och kommunikationsstacken är åtskilda från varandra. Detta ger möjligheten att ändra kommunikationsstacken utan att påverka applikationsmodellen, eller vice versa.
- Standarden är väldigt omfattande för alla funktioner i elstationer. Detta gör att det är möjligt att täcka olika typer av automationssystem inom elstationer med olika krav.
- Standarden har en omfattande standardiserad SCL, vilket möjliggör enkel konstruktion och underhåll av automationssystem inom elstationer.

4.6 OPC

OPC (Open Platform Communications) är en standardbaserad dataanslutningmetod. Den används för att lösa drivrutinsproblem som uppstår när enheter och applikationer försöker kommunicera med varandra. Det finns många system som stöder OPC eller så kan drivrutiner hittas som översätter till OPC. OPC kan ses som ett universellt språk. Det används inte överallt men många styrsystem runt i världen stöder det. /13/

OPC överför kommunikationen i realtid, men ingen data lagras utan endast det senaste värdet fås och inga tidsstämplar existerar för information. Det går att använd en OPC-server och databas för att överföra mätvärden till något annat system och möjligheten finnas också att spara mätvärden i databasen. /13/

5. Hårdvara/mjukvara

I den praktiska delen av arbetet användes två stycken likadana skyddsreläer av typen Siemens SIPROTEC 7SJ63 och en nätsluss av typen ABB COM600. För att göra konfigurationer i dessa enheter används leverantörernas egen mjukvara. DIGSI 4 Suite används för att konfigurera SIPROTEC enheterna och SAB600 används för att konfigurera COM600-enheten.

5.1 Siemens skyddsrelä 7SJ63

Siemens SIPROTEC 7SJ63 är en s.k. IED eller skyddsrelä (se bilaga 2). Detta relä har inbyggt stöd för IEC 61850. Skyddsreläets uppgift är att övervaka t.ex. en linje eller en transformator. Om reläets uppgift är att övervaka en ellinje, ska reläet detektera och öppna en brytare vid eventuella fel på linjen. Genom att brytaren öppnas, skyddas linjen och strömkretsen bryts, vilket förhindrar att för hög ström går genom linjen. Det finns olika sorter av skyddsreläer. Exempel på dessa är kortslutningsskydd, jordfelsskydd, avbrottsskydd, etc. /14/

För att skyddsreläernas skyddsfunktioner ska fungera, krävs det att reläerna får den information de behöver, t.ex. olika mätvärden från givare. Dessa olika mätvärden fås antingen via optisk Ethernet om det används intelligenta komponenter, eller med kopparsignalledning om konventionella komponenter används. /14/

Skyddsreläer kan också få information från andra reläer över Ethernet genom att använda IEC 61850. Då används kommunikationsprotokollet GOOSE.

Siemens 7SJ63 kan användas som skyddande kontroll- och övervakningsrelä för distributions- och transmissionsledningar för olika spänningsnivåer. Reläet kan användas i nätverk som är radiella eller i ringkonfiguration och för linjer med en eller flera ut- och ingångar. /14/

Reläet innehåller olika skyddsfunktioner som tillåter användaren att välja fritt vilka funktioner som ska vara aktiva eller inaktiverade. Användaren kan också ställa in egna

inställningsvärden för dessa funktioner. Antalet komponenter som reläet kan styra varierar beroende på antalet tillgängliga in- och utgångar. Den integrerade programmerbara logiken tillåter användaren att skapa sina egna funktioner för exempel automatisering av komponenter. Det finns också möjlighet att skapa egna definierade meddelanden. /14/



Figur 12. Siemens SIPROTEC 7SJ63. /14/

5.2 ABB COM600

COM600 är ABBs mångsidiga nätverkssluss (se bilaga 2). Enheten kan användas för kartläggning av signaler mellan olika skydds- och kontrollenheter. COM600 stöder ett antal protokoll och kan samtidigt översätta mellan olika protokoll och kan sedan kommunicera utåt till något annat system, t.ex. microSCADA som är ABBs SCADA system.

Enheten innehåller också ett valfritt webb-gränssnitt (HMI) som kan byggas upp och användas för visualisering, övervakning och kontroll. Mätvärden från givare och mätinstrument kan också presenteras på gränssnittet. /15/

COM600 samlar data från olika skydds- och kontrollenheter och från andra processer som

använder olika kommunikationsprotokoll. De protokoll som stöds av COM600 kan kombineras fritt i en stationsdator. Den enda begränsningen är av antalet hårdvarugränsnitt och licensen. COM600 använder nätverksbaserad teknologi för att överföra information till en driftcentral (NCC) eller Distributed Control System (DCS). Dessa är överordnade styr- och övervakningssystem. /15/

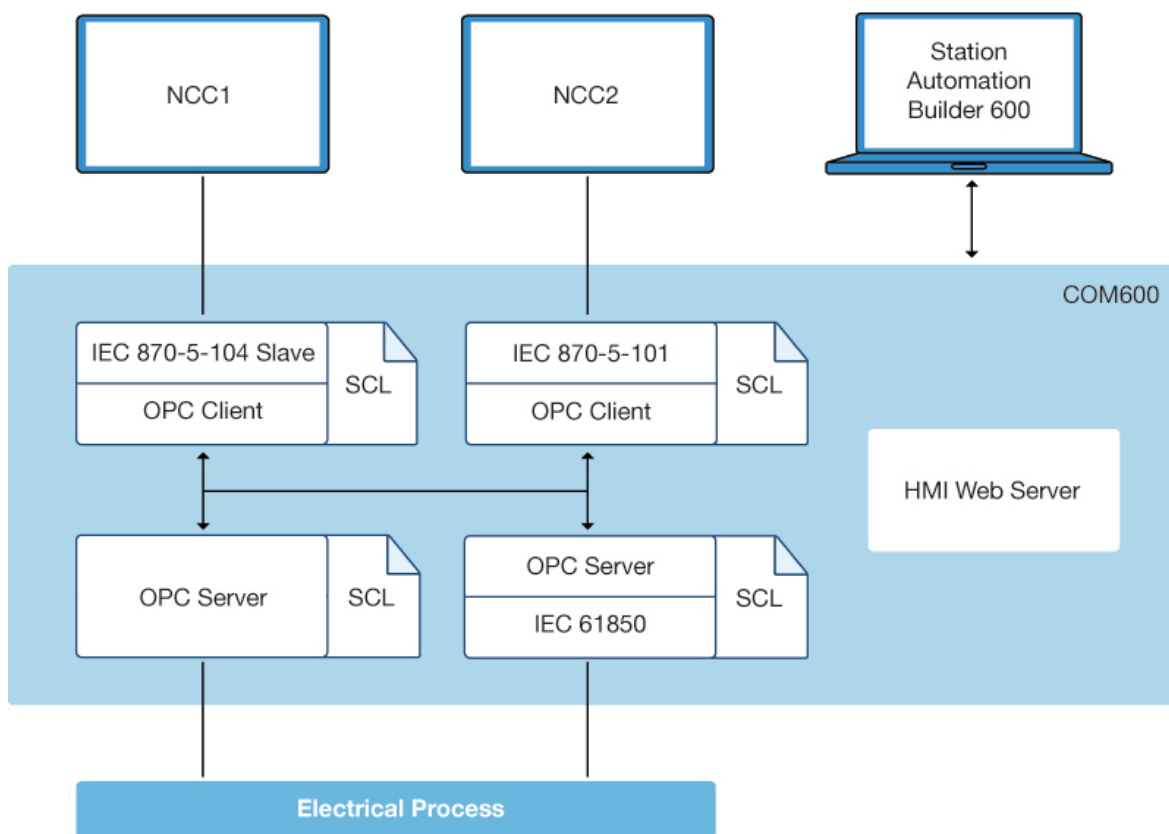
COM600 drar nytta av potentialen av IEC 61850 genom att använda standardens datamodellering och SCL. Eftersom datamodellering i IEC 61850 används för alla kommunikationsprotokoll, kan nätslussens korsreferens ske på samma sätt oberoende av protokoll. /15/



Figur 13. ABB COM600. /15/

5.2.1 Nätslussfunktion

Nätslussfunktionen ger en ram som möjliggör användningen av OPC-server och klientkomponenter, såsom OPC klient för IEC 60870-5-101 och OPC-server för LON LAG 1.4. Konceptet kan ses i figur 14. /15/



Figur 14. Konceptuell modell över COM600 nätslussfunktion. /15/

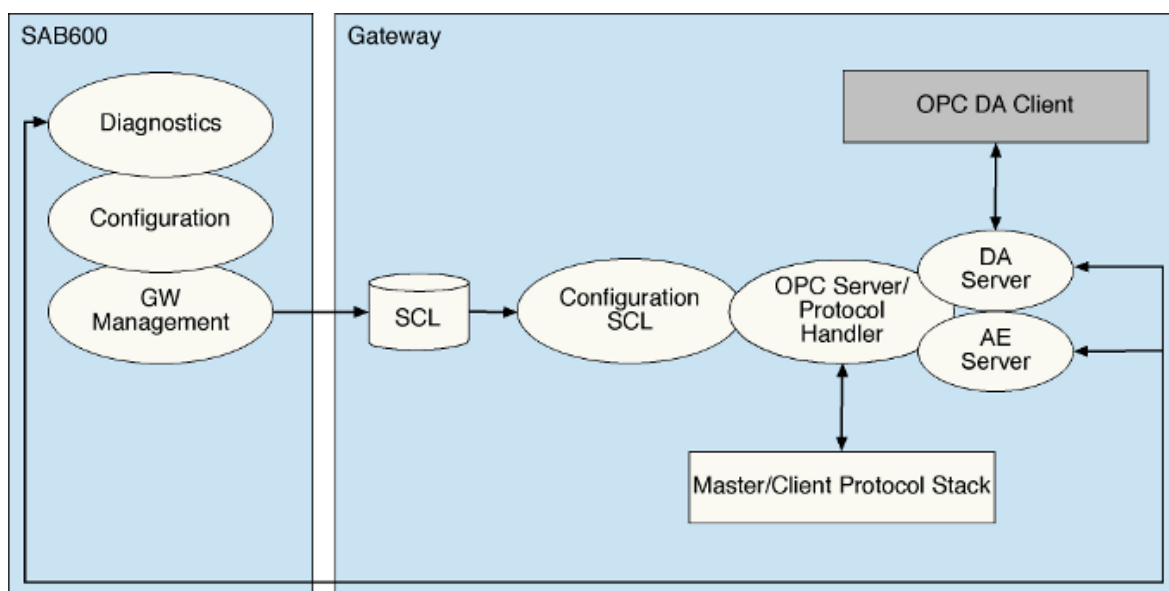
Vanligtvis används endast en OPC klient för varje driftcentral (NCC) anslutning. I figur 14 visas möjligheten att använda flera driftcentraler med samma protokoll, vilket kan göras genom att använda flera instanser. /15/

5.2.2 OPC-Server

En OPC-server innehåller en Master/Client Protocol Stack, OPC DA/AE Server och Configuration SCL. Komponenten i protokollstacken implementerar protokollfunktioner, såsom signalbehandling, meddelandekodning och avkodning, checksumma beräkningar

o.s.v. OPC-server/protokollhanteraren implementerar funktionaliteten för att publicera och uppdatera data på OPC gränssnittet och protokollkonvertering mellan OPC och protokollstacken, genom att använda datamodellen i IEC 61850. /15/

Konfigurationen av OPC-server och protokollstacken hanteras med hjälp av en konfigurationsparser. OPC-servern konfigureras med mjukvaran SAB600. Den konfigurerade informationen är exporterad till en SCL-konfigurationsfil enligt IEC 61850 specifikationer. När OPC-servern startas, så läses konfigurationsinformationen från denna fil och upprättar kommunikation med IEC 61850 enheter genom IEC 61850 protokollstacken. De olika delarna av en OPC-server visas i figur 15. /15/



Figur 15. Konceptuell modell av OPC server. /15/

5.3 DIGSI 4 suite

DIGSI 4 suite är mjukvaran som används för att konfigurera Siemens SIPROTEC enheter. Programmet består av tre olika program: Digs Manager, DIGSI System Configurator och IEC 61850 System Configurator. /16/

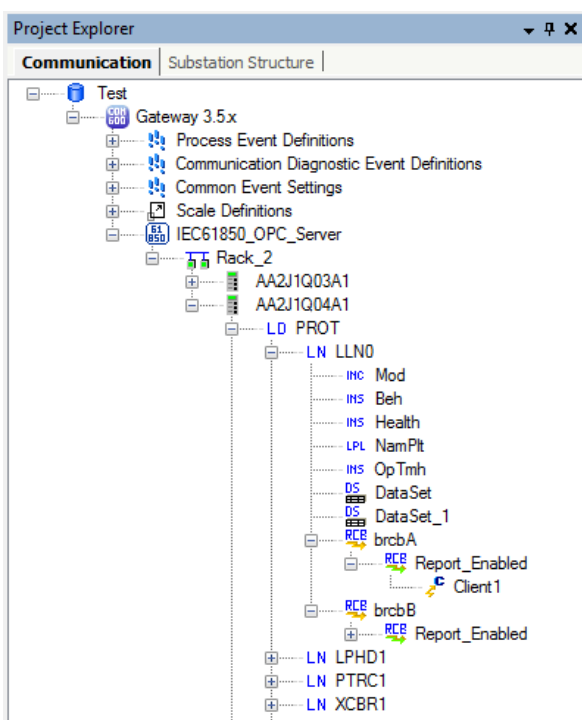
Digs Manager används för att skapa projekt och bygga upp strukturen i projektet. Digs System Configurator används för att konfigurera olika SIPROTEC enheter, t.ex. vilka skyddsfunktioner som är aktiva och vilka parametrar de har, var olika signaler är länkade

och vilka logiska noder som hör till dem. IEC 61850 System Configurator används för att konfigurera och ställa in parametrar för IEC 61850 stationer. Detta verktyg tillåter användaren att hantera nätverk, Communicators och deras IP-adresser och ansluta olika informationsenheter av olika Communicators. /16/

5.4 SAB600

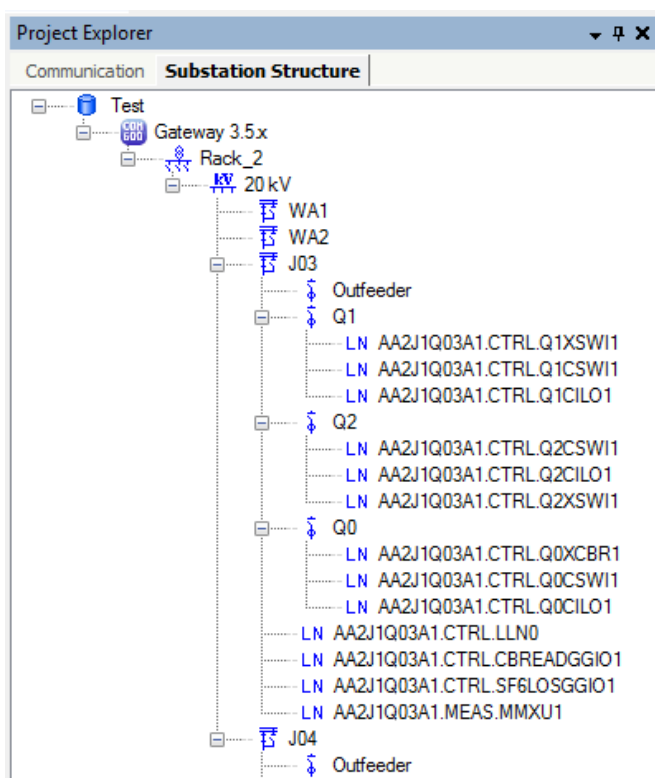
ABB Station Automation Builder 600 (SAB600) är mjukvaran som används för att konfigurera och underhålla COM600-enheten. Programmet består av två olika delar. Första delen är till för att konfigurera kommunikationsnätverk, som hittas under fliken ”Communication”. Den andra delen hittas under fliken ”Substation Structure”, och denna del används för att bygga upp det grafiska gränssnittet. /15/

Kommunikationsstrukturen kan byggas upp genom att använda OPC-server/klient, kommunikationskanal/subnät och enhetsobjekt. Dessa olika objekt har olika kommunikationsegenskaper som kan konfigureras av användaren. Till exempel hittas inställningar såsom IP-adresser till objekten, enheternas namn, bithastighet, o.s.v. I figur 16 visas ett exempel på hur strukturen kan se ut. /15/



Figur 16. Kommunikationsstrukturen.

”Substation Structure” används för att konfigurera det grafiska gränssnittets funktioner för COM600. Elstationens struktur presenterar den funktionella vyn av elstationen. Strukturen innehåller spänningsnivå, fack, samlingskener och komponenter. För att bygga upp strukturen för elstationen, krävs det att kommunikationsstrukturen är uppbyggd.



Figur 17. Elstationens struktur.

Det grafiska gränssnittet byggs upp som ett enlinjeschema för att presentera de olika komponenterna i elstationen. Enlinjeschemat kan konfigureras på olika nivåer, t.ex. för att rita facket så öppnas fack-objektet med ”SLD Editor”, för att rita en samlingskener så öppnas samlingskens-objektet i ”SLD Editor”, o.s.v. /15/

Elstationens komponenter kopplas ihop med kommunikationsstrukturens objekt med ”Data Connection” verktyget. Till exempel så kopplas en brytare ihop med de logiska noder som tillhör denna komponent. Detta kan också ses i figuren 17, där brytaren (Q1) har tre logiska noder tilldelade till sig.

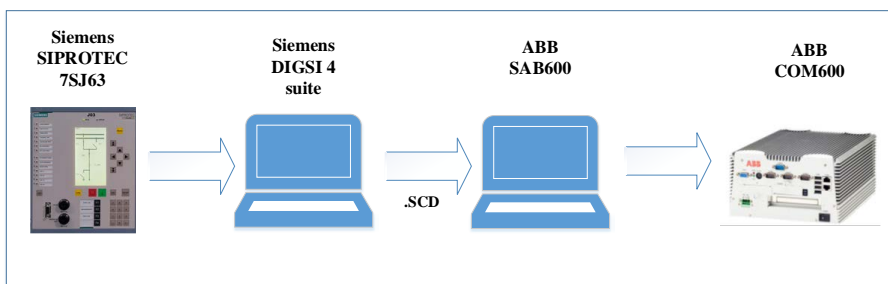
6. Konfigurationsprocessen

Den praktiska delen av arbetet var att skriva en handbok för hur konfigurationen ska göras för de olika enheterna för att de ska kunna kommunicera med varandra genom att använda kommunikationsstandarden IEC 61850. Den praktiska delen startades i december 2015 och det praktiska arbetet har utförts i DEMVE-utrymmet.

Följande konfigurationssteg beskriver förfarandet som använts för att målet för examensarbetet ska uppnås. Konfigurationsprocessen kräver att både reläet och COM600-enheterna är inställda korrekta dvs. reläet och COM600 är kopplade till samma LAN och båda enheterna fungerar som de ska i normala fall. Handboken (se bilaga 3) beskriver endast hur IEC 61850 kommunikation mellan reläet och COM600 ska konfigureras, dvs. utgångsläget är att båda enheternas inställningar är korrekta.

6.1 Metoder och tillvägagångssätt

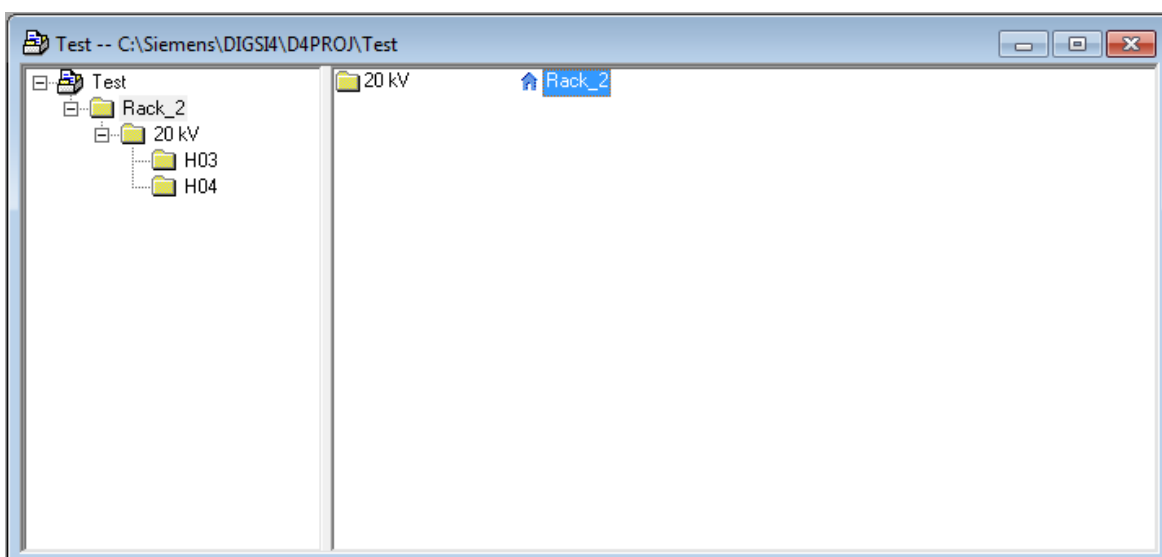
Figur 18 ger en överblick av konfigurationsprocessen. Figuren beskriver konfigurationsordningen och vilka enheter och mjukvaror som använts i detta projekt.



Figur 18. Konfigurationsprocessen.

6.1.1 Konfiguration av skyddsrelä

Konfigurationen av skyddsreläet sker med mjukvaran DIGSI. Innan konfigurationen görs, byggs en mappstruktur upp i DIGSI Manager. Detta görs för att få en mera logisk struktur över projektet. Mappstrukturen beskrivs i figur 19. De olika mapparna beskriver stationens namn (Rack_2), och inne i denna mapp finns en undermapp som beskriver spänningsnivån (20 kV) i stationen. Undermapparna till spänningsnivån beskriver reläerna (H03 och H04). Beteckningen på relämapparna bestäms enligt reläernas position i stationen. Inne i relämapparna läggs respektive skyddsrelä till. En IEC 61850 station bör också läggas till Rack_2-mappen. IEC 61850 stationens objektsnamn ändras till samma namn som stationen har. Projektstrukturen i DIGSI Manager beskrivs i figur 19.



Figur 19. Projektstruktur i DIGSI Manager.

Till projektstrukturens mappar läggs reläerna till. De konfigureras med MFLB-nummer, Ethernet inställningar, VD-adress och namn. För att ta reda på dessa inställningar skapas en variant av det fysiska reläet i DIGSI. För att skapa en variant kopplas en arbetsstation till reläet med seriell kabel. Variantenheten innehåller de inställningar som finns på det fysiska reläet. Från varianten kopieras inställningarna över till de reläer som lagts till i DIGSI.

Reläernas namn är något som inte finns med i variantenhetens inställningar. Reläets namn anges av användaren. Namnen på reläet bestäms enligt positionen som reläerna har i stationen. Reläerna benämndes AA2J1Q03A1 och AA2J1Q04A1, som följer standardens specifikation hur namn på enheterna ska anges.

Enheternas namn beskriver till vilken station de hör, vilken spänningsnivå de använder, vilken position facket har och vilken position reläet har i facket. De olika delarna i AA2J1Q03A1, som namngetts reläet betyder följande:

- AA2 = Stationens namn.
- J1 = Anger spänningsnivån (20 kV).
- Q03 = Anger vilket fack i stationen (tredje facket).
- A1 = Anger reläets position i facket (första reläet).

Inställningar som finns på det fysiska reläet skrivs över till de enheter som finns i DIGIS. Detta görs med programmet DIGISI System Configurator, som är ett av de tre program som DIGSI är innehåller.

Inne i detta program finns reläets olika funktioner och inställningar. Inne i Configuration Matrix finns en lista på alla kommunikationssignaler som reläet kan skicka. Genom att öppna ett objekts inställningar, beskrivs det vilka logiska noder som tillhör detta objekt. I figur 20 redogörs brytarens inställningar, som visar att de logiska noderna XCBR och CSWI har tilldelats brytaren (Q0).

The screenshot shows the DIGISI System Configurator interface. The main window displays the Configuration Matrix, which is a table listing various system objects and their properties. The 'Object properties - 52Breaker - CF_D12' dialog box is open, showing the configuration for a specific breaker. The dialog includes fields for 'CTRL / Q0', 'Switch type' (set to 'Circuit breaker'), and 'Cycle counter' (set to 'Q0 OpCnt-'). A checkbox is checked for 'Offer only values that match the existing control system'. The dialog also contains a note about IEC61850 objects and a 'NUM' field at the bottom right.

Information	Number	Display text	L	Type
P.System Data 2	00511	Relay TRIP		OUT
	04601	>52-a		SP
	04602	>52-b		SP
50/51 Overcur.	01791	50N/51NITRIP		OUT
	01721	>BLOCK 50-2		SP
	01805	50-2 TRIP		OUT
	01815	50-1 TRIP		OUT
	01724	>BLOCK 50N-2		SP
67 Direct. O/C	01833	50N-2 TRIP		OUT
	01836	50N-1 TRIP		OUT
	02696	67/67N TRIP		OUT
	02649	67-2 TRIP		OUT
	02685	67-1 TRIP		OUT
46 Negative Seq	02679	67N-2 TRIP		OUT
	02683	67N-1 TRIP		OUT
49 Th.Overload	05170	46 TRIP		OUT
	01521	49 Th O/L TRIP		OUT
Measurement Superv	02801	79 in progress		OUT
	02851	79 Close		OUT
Fault Locator	01471	50BF TRIP		OUT
	01480	50BF int TRIP		OUT
50BF BkrFailure	01481	50BF ext TRIP		OUT
Ctrl Authority	52Breaker	CF_D12		
	52Breaker	DP		
Control Device	Disc.Swit.	CF_D2		
	Disc.Swit.	DP		
	GndSwit.	DP	X	X
	Q2 Op/CI	CF_D2		
	Q2 Op/CI	DP	X	X

Figur 20. Configuration Matrix.

Information om de olika logiska nodernas betydelse finns i både standarden och material från Siemens. I standarden IEC 61850-7-2 finns en beskrivning om de logiska noderna

och de dataobjekt som tillhör dem. I figur 21 visas en beskrivning av logiska noden XCBR och de dataobjekt som tillhör denna logiska nod.

5.16.2 LN: Circuit breaker Name: XCBR

This LN is used for modelling switches with short circuit breaking capability. Additional LNs, for example SIMS, etc. may be required to complete the logical modelling for the breaker being represented. The closing and opening commands shall be subscribed from CSWI or CPOW if applicable. If no "time activated control" service is available between CSWI or CPOW and XCBR, the opening and closing commands shall be performed with a GSE-message (see IEC 61850-7-2).

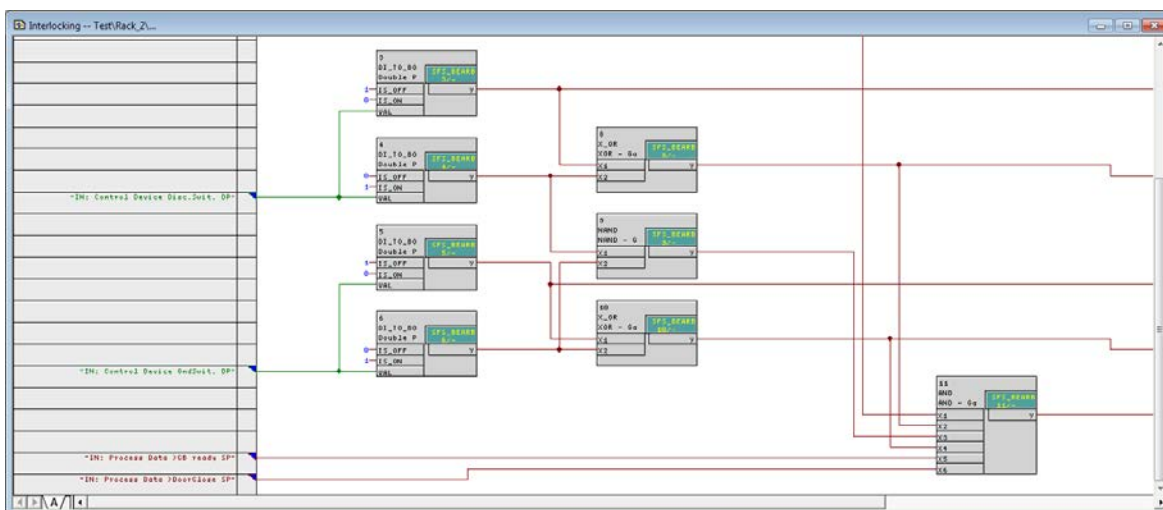
XCBR class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
Descriptions				
EEName	DPL	External equipment name plate		O
Status information				
EEHealth	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
Measured and metered values				
SumSwARs	BCR	Sum of switched amperes, resettable		O
Controls				
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
Settings				
CBTmms	ING	Closing time of breaker		O

Figur 21. Logiska noden XCBR och dess dataobjekt.

I matrixen kan också egna logiska noder skapas. I projektet skapades två egna logiska noder för alarmindikationer. Dessa noder skickas via kommunikationsstandarden IEC 61850 till COM600. De olika indikationernas status kan ändras med en fysisk brytare i panelen i stationen. Skapandet av egna logiska noder görs genom att länka en funktion till System interface, vilket finns som en kolumn inne i matrixen. Nästa steg är att öppna funktionsinställningar och sedan lägga till en egen logisk nod under denna funktion.

Matrixen beskriver också ifall kommunikationssignalerna är länkade till reläets logik. Logiken om reläets förregling hittas under namnet interlock, som finns under CFC i

System Configurator. Inne i detta logikschema bestäms det med olika typer av logiska grindar om reläet kan utföra ett visst kommando, t.ex. öppna en brytare. I detta projekt var en av indikationerna länkade till detta logikschema. Indikationen syns längst nere i figur 22.



Figur 22. En del av förreglingslogiken för reläets komponenter.

Schemat över förreglingslogiken i figur 22 beskriver vilka signaler som måste vara aktiva för att en viss funktion ska kunna utföras. Frånskiljaren kan till exempel inte öppnas om brytaren är stängd. Logiken stoppar denna manövrering pga. att en frånskiljare inte ska kunna bryta strömmen. Den ska endast kunna öppnas när brytaren är öppen och ingen ström går genom kretsen. Logiken skyddar frånskiljaren från att öppnas pga. att det i en verklig elstation kan uppstå en ljusbåge eller i värsta fall kan frånskiljaren svetsas fast om den försöker bryta en för hög ström. I figur 22 kan konstateras att det krävs att en av indikationerna (CB ready) är ”hög” för att brytaren ska kunna stängas. Indikationens läge kan ställas ”till” och ”från” med en fysisk brytare i panelen i DEMVE-utrymmet.

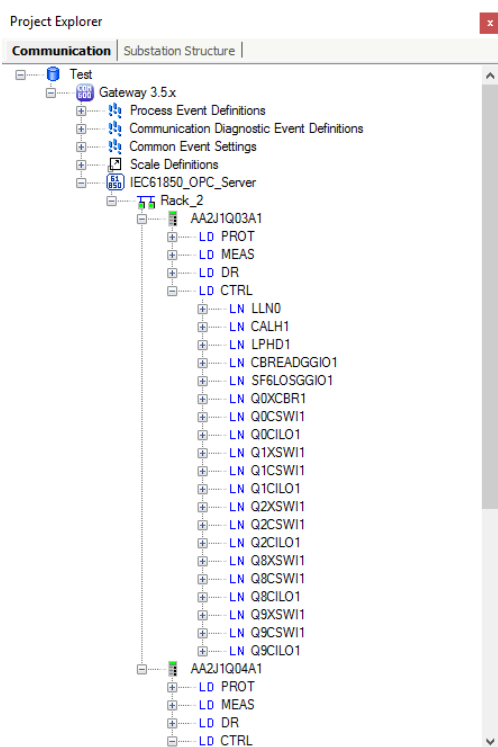
Inne i IEC61850 System Configurator skapas det dataset som används för att skicka över information som de olika dataobjekten innehåller. I projektet skapades två dataset per relä. Till det ena datasetet lades de noder som tillhör kontroll och till det andra datasetet lades de noder som tillhör mätning. För varje dataset lades det också till ett RCB (Report Control Block). Detta objekt måste finnas för varje dataset för att rapporteringen av dataset ska fungera. Dessa objekt konfigureras till buffrad rapportering för att informationen ska sparas även om ingen kommunikation pågår mellan reläet och COM600. Den obuffrade

rapportering sparar inte någon information om ingen kommunikation pågår.

När konfigurationerna är färdiga i DIGSI, skrivs inställningarna från DIGSI till den fysiska enheten. Från DIGSI exporteras en SCD-fil som är en konfigurerad SCL-fil. Denna fil importerar till SAB600 och kommer att läsas av OPC-servern.

6.1.2 Konfiguration av COM600

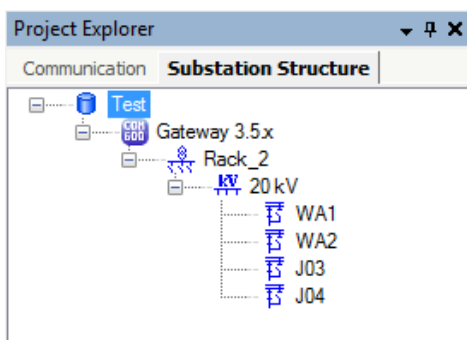
I SAB600 byggs kommunikationsnätverket under fliken ”Communication”. Denna struktur byggs upp genom att det läggs till ett Gateway-objekt, som beskriver COM600-enheten. Under detta objekt läggs det till en IEC61850 OPC-server. Under OPC-servern importerar SCD-filen som innehåller de konfigurationer som gjorts i DIGSI. OPC-servern kommunicerar med de olika reläerna via SCL-filen. I figur 23 syns projektstrukturen på kommunikationssidan efter att SCD-filen blivit importerad.



Figur 23. Strukturen på kommunikationssidan.

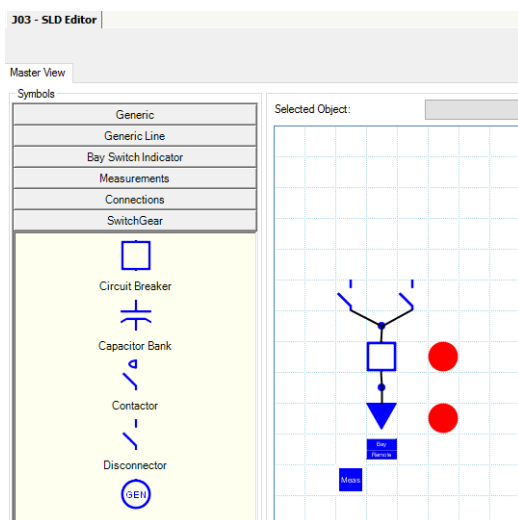
Under fliken ”Substation Structure” byggs det grafiska gränssnittet upp. Strukturen på denna sida är liknande som strukturen i DIGSI, förutom att det läggs till två samlingskenor (WA1 och WA2). Först läggs Gateway-objektet till. Objektet konfigureras

med rätta IP-inställningar. Under objektet tillfogas elstationen. Under elstationen läggs spänningsnivån till som beskriver vilken spänningsnivå stationen har. Under spänningsnivån tillfogas de båda samlingsskenorna och facken. I figur 24 syns det hur strukturen är uppbyggd för detta projekt.



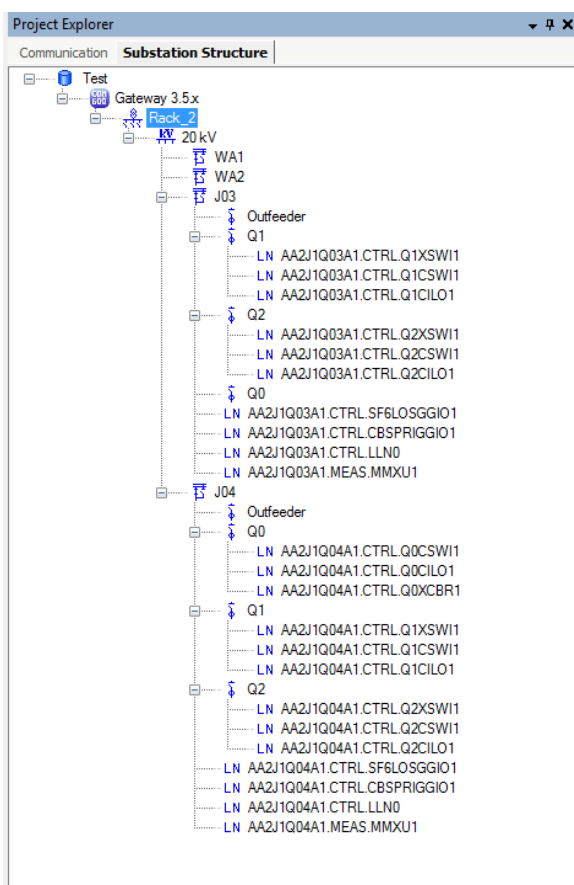
Figur 24. Strukturen på Substation Structure-sidan.

Efter att strukturen är uppbyggd ritas de olika komponenterna in för de olika objekten. Detta görs med verktyget SLD Editor. Detta verktyg fungerar genom att de olika komponenterna väljs en åt gången och sedan dras de till arbetsytan. Verktyget visas i figur 25, som beskriver fackets olika komponenter, såsom brytare, frånskiljare, utgång, indikation för om reläet kan fjärrstyras, mätningar och alarmindikationer.



Figur 25. SLD Editor verktyget används för ett fack.

Gränssnittets komponenter tilldelas logiska noder för att komponenten ska få rätt information. Med verktyget Data Connection väljs en komponent åt gången och därefter kan det de olika komponenterna tilldelas logiska noder. I figur 26 beskrivs det hur projektets komponenter har blivit tilldelade logiska noder.

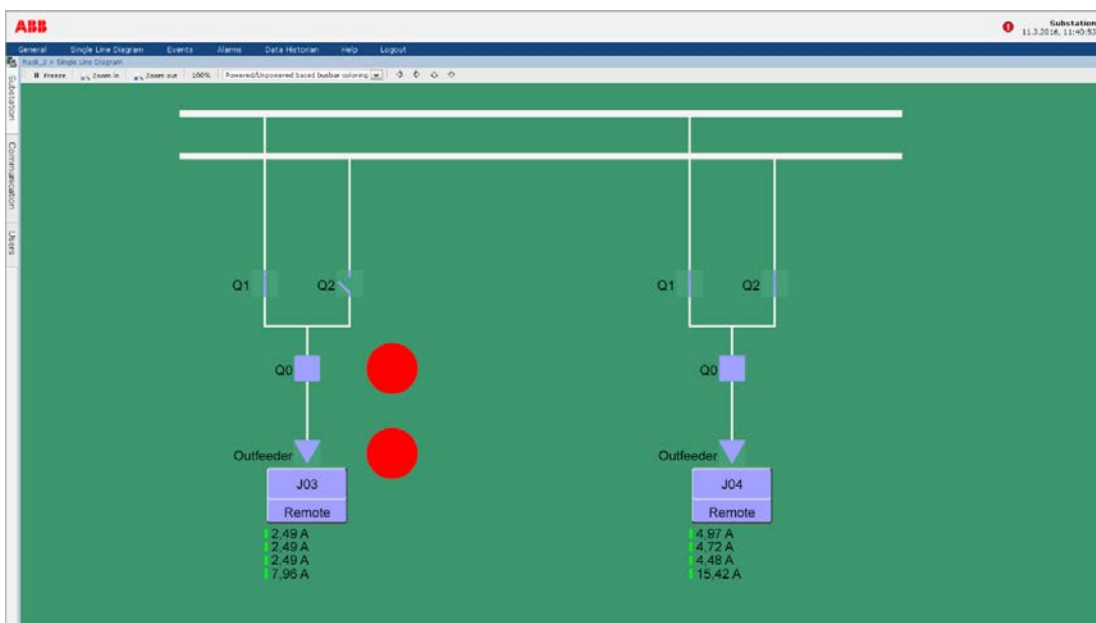


Figur 26. Komponenterna har tilldelats logiska noder.

6.1.3 COM600

När konfigurationen är klar i SAB600, laddas projektet upp till COM600. Webbgränssnittet styrs antingen lokalt från COM600-enheten eller via fjärrstyrning. För att fjärrstyra från ett annat nät inställs IP-inställningar på arbetsstationen så att den får kontakt till 10.1.1.11, som är IP-adressen för webb-gränssnitt för COM600. Denna IP kan sedan skrivas in i valfri webbläsare och då uppmanas användaren att ge användarnamn och lösenord. Efter att rätt användarnamn och lösenord har angetts kommer användaren, åt gränssnittet.

Från gränssnittet kan användaren se information om komponenternas position, strömvärden, alarmindikationer och om reläet kan fjärrstyras. Användaren kan genom att klicka på någon av frånskiljarna eller brytaren utföra manövrering på dessa, dvs. öppna eller stänga dem förutsatt att reläet tillåter denna manövrering. Användaren kan också byta mellan flikarna ovanför gränssnittet för att komma åt andra funktioner, såsom händelser, alarm, etc.



Figur 27. Grafiska gränssnittet i COM600.

Figur 27 visar det grafiska gränssnittet i COM600. I figuren syns de komponenter som skyddsreläerna övervakar och kontrollerar.

7. Resultat

Målet med examensarbetet var att bevisa att kommunikationen mellan Siemens SIPROTEC 7SJ63 och ABB COM600 fungerar med kommunikationsstandarden IEC 61850. Detta mål har uppfyllts genom att det har skapats ett fungerande grafiskt gränssnitt i COM600. Gränssnittet visar olika komponenter såsom frånskiljare, brytare, mätvärden och indikationer i form av olika symboler. Användaren kan från gränssnittet se information om de olika komponenterna och användaren kan också utföra manövrering på de komponenter som är avsedda för detta ändamål.

Siemens SIPROTEC 7SJ63 är en intelligent enhet. Enheten är avsedd för att övervaka och kontrollera de verkliga komponenterna som nämnts tidigare. De verkliga komponenterna är kopplade till SIPROTEC 7SJ63 via kopparsignalledningar.

COM600 fungerar som en nätsluss och stöder ett antal olika protokoll. Enheten kan kartlägga signaler mellan olika leverantörers skydds- och kontrollenheter, t.ex. Siemens SIPROTEC 7SJ63. I COM600 har ett grafiskt gränssnitt byggts upp. Gränssnittet i COM600 kommunicerar till SIPROTEC 7SJ63 via användningen av IEC 61850. SIPROTEC 7SJ63 övervakar och kontrollerar de verkliga komponenter som beskrivs som virtuella komponenter i gränssnittet.

Konfiguration av enheterna görs för att kommunikationen mellan de olika enheterna ska fungera. Siemens SIPROTEC 7SJ63 konfigureras med mjukvaran DIGSI 4 suite. ABB COM600 konfigureras med mjukvaran SAB600. I denna mjukvara byggs också det grafiska gränssnittet upp.

Det fungerande grafiska gränssnittet visar att interoperabilitet mellan olika leverantörers skydds- och kontrollenheter möjlig, genom att använda IEC 61850.

Resultatet av arbetet blev en handbok som beskriver konfigurationsprocessen av dessa enheter. Kravet på handboken var att göra den så fullständig som möjligt, dvs. alla steg skulle finnas med i konfigurationsprocessen. Dessa krav har beaktats vid framställningen av handboken. Handboken innehåller förutom text också figurer som beskriver de olika stegen i konfigurationsprocessen.

8. Diskussion

Handboken som framställts för projektet baserar sig till största del på engelska manualer, dokument och mjukvaror. Detta har påverkat handbokens innehåll. Jag har försökt att använda mig av svenska termer i handboken, men då det inte finns svensk översättning till alla ord har en del engelska termer använts. I vissa delar av handboken har jag också gjort valet att inte översätta vissa engelska uttryck till svenska. Jag tycker att det blir mera tydligt för användaren att följa handboken då gränssnittet i mjukvaran är på engelska.

Kravet på handboken var att göra den så fullständig som möjlig. Alla steg i konfigurationsprocessen ska finnas med. Boken innehåller förutom redogörande text också figurer som beskriver de olika stegen i konfigurationsprocessen. Orsaken till detta är att underlätta för användaren att förstå de olika konfigurationsstegen. Detta medförde dock att handboken inte blev så smidig, då alla mellansteg finns med. Däremot är handbokens funktion den, att vem som helst kan konfigurera enheterna med hjälp av handboken.

Det mest tidskrävande med det praktiska arbetet var att ta reda på vilka logiska noder som behövs för att få all kommunikation att fungera. Detta sökande och testande av logiska noderna togs också mycket tid på grund av att jag måste gå återvända till början av konfigurationsprocessen och göra dessa ändringar. Detta ledde till att största delen av konfigurationen måste göras om. Också lösningen hur jag kunde skapa egna logiska noder, som skickar de två olika alarmindikationerna till COM600, var tidskrävande.

Ett problem som jag stötte på under projektet gång var, att vid testning av gränssnittet fungerade kommunikationen bara delvis till gränssnittet. Indikationerna för alarmen och indikationen för om reläets fjärrstyrning fungerade inte. Detta undersöktes och felet hittades. Det visade sig att det krävdes ytterligare några inställningar för indikationerna på kommunikationssidan i SAB600. Lösningen var att ändra indikationshändelserna för alarmindikationerna till "AlarmStatus" och för fjärrstyrningens till "BAYLRSwitch". Dessa inställningar gjordes under dataobjektet som tillhör dessa indikationer, dvs. "LOC" under "LLN0", "SPCSO1" under "SF6LOSGGIO1" och "SPCSO1" under "CBSRINGGIO1", vilka hittas under logiska enheten "CTRL". Indikationshändelsen typ bestäms beroende på vilken typ av indikation som ska skickas.

Följande problem var att fjärrstyrningen inte heller fungerade som den skulle. Frånskiljarna och brytaren kunde öppnas men när de skulle stängas kom felmeddelande ”Synchrocheck” upp i COM600. Detta fel uppstår pga. av att reläet inte kan svara på denna begäran från COM600. Synchrocheck är en funktion som används för att kontrollera att de två nät som sammankopplas är kompatibla, dvs. att spänningen, fasvinklarna och frekvensen på båda sidor om en öppen brytare eller frånskiljare. Alla villkor måste uppfyllas för att en säker sammankoppling av de båda nätverken kan göras. I arbetet fanns inte den risken, eftersom två aktiva nät aldrig kopplades ihop. Därför inaktiverades denna funktion i SAB600, vilket gjordes i reläets inställningar under kategorin ”Control Authorization”. SIPROTEC 7SJ63 har inte någon Synchrocheck funktion.

Jag har tidigare arbetat med olika skyddsrelä genom att delta i studiekurser som behandlat olika typer av skyddsreläer. Jag är också bekant med DEMVE-utrymmet och andra leverantörers skyddsreläer. En av mina kurser som tillhör min läroplan, har behandlat just detta ämne. I den kursen behandlas en annan typ av Siemens reläer där jag också använde DIGSI för att konfigurera kommunikationen mellan detta relä och COM600. I kursen misslyckades dock min studiegrupp med att få kommunikationen mellan Siemens reläerna och COM600 att fungera.

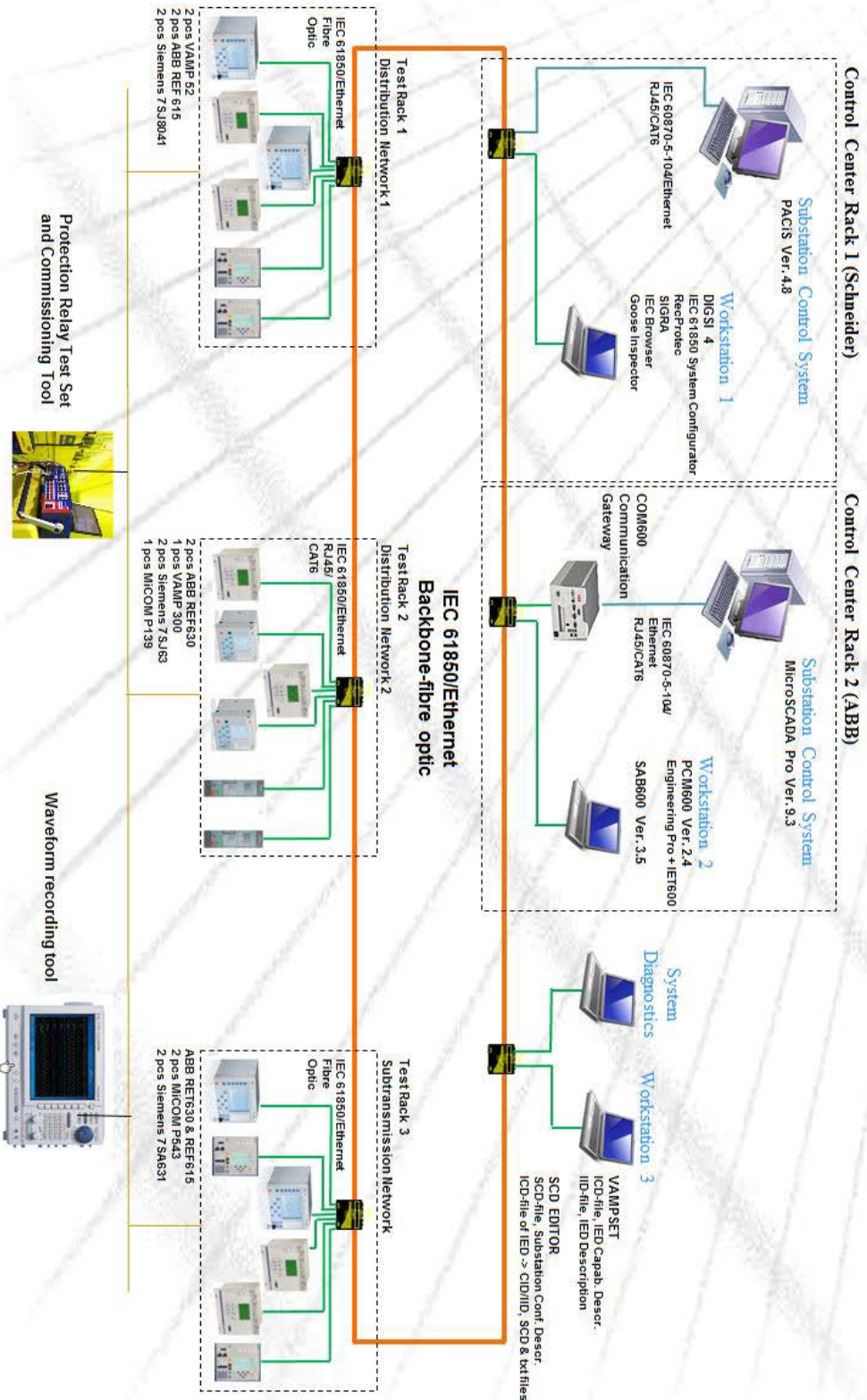
Jag har, medan jag konfigurerat reläet som berör detta arbete, också använt samma metod på ett tidigare relä där jag försökt få kommunikationen mellan Siemens reläet och COM600 att fungera. Genom att använda metoderna i min handbok lyckades jag få reläet, som min studiegrupp misslyckades med, och COM600 att kommunicera med varandra. Det som inte fungerade var styrningen. Detta berodde på att det första reläets logik inte var korrekt inställt. Handboken går också att tillämpa för andra typer av Siemens reläer, då konfigurationsprocessen i princip är den samma. Det krävs endast att vissa ändringar görs, t.ex. i enheternas namn och i inställningarna för enheternas kommunikation och vid valet av logiska noder.

9. Källförteckning

- /1/ *UTBILDNING I SMARTA ELNÄT, IEC61850 - standard, DEMVE*, (u.å.). [Online] <http://www.technobothnia.fi/foretagstjanster/utbildning-i-smarta-elnat-iec61850-standard/> [hämtat: 30.3.2016].
- /2/ *Sähkösiirto*, (u.å.). [Online] http://elearn.ncp.fi/materiaali/kainulainens/energiaverkko/energian_siirto/sahkonsiirto.htm [hämtat: 30.3.2016].
- /3/ *Elsystemet i Finland*, (u.å.). [Online] <http://www.fingrid.fi/sv/kraftsystem/allm%C3%A4n%20beskrivning/elsystemet%20i%20Finland/Sidor/default.aspx> [hämtat: 30.3.2016].
- /4/ Blomqvist, H. (red.), 2003. *Elkraftshandboken Elkraftsystem 1*. Stockholm: Liber AB.
- /5/ Brand, K.-P., Lohmann, V., Wimmer, W., 2003. *Substation Automation Handbook*. Bremgarten: Utility Automation Consulting Lohmann.
- /6/ Spurgeon, C. E., Zimmerman, J., 2014. *Ethernet: The Definitive Guide, Second Edition*. Sebastopol: O'Reilly Media, Inc.
- /7/ Farrel, A., 2004. *The Internet and Its Protocols: A Comparative Approach*. San Francisco: Morgan Kaufmann.
- /8/ *OSI-modellen*, 2016. [Online] <https://sv.wikipedia.org/wiki/OSI-modellen> [hämtat: 22.4.2016].
- /9/ Schwarz K. *Manufacturing Message Specification – ISO 9506 (MMS)*, 2008. [Online] http://www.nettedautomation.com/download/MMS-R1-2_2008-02-26.pdf [hämtat: 22.4.2016].
- /10/ Proudfoot, D., *UCA and 61850 for dummies*, 2016. [Online] <http://www.nettedautomation.com/download/UCA%20and%2061850%20for%20dummies%20V12.pdf> [hämtat: 22.4.2016].
- /11/ 61850-7-1: Basic communication structure – Principles and models, 2010, 2nd edition, IEC
- /12/ 61850-6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, 2009, IEC
- /13/ *Integrate IEDs With OPC Technology*, 2005. [Online] https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6193_IntegrateIEDs_20050328_Web.pdf?v=20151201-113432 [hämtat: 23.4.2016].
- /14/ *Overcurrent Protection / 7SJ63*, (u.å.). [Online] http://www.siemens.com/download?DLA06_2172 [hämtat: 30.4.2016].

- /15/ *COM600 series, version 4.1 User's Manual*, 2015. [Online]
https://library.e.abb.com/public/c234d5d1c7aa4f93ad428524d393cfa6/COM600_series_4.1_usg_756125_ENk.pdf [hämtat: 30.4.2016].
- /16/ *SIPROTEC System Description*, 2014. [Online]
http://www.siemens.com/download?DLA12_572 [hämtat: 30.4.2016].

Multi Vendor Environment Principle



Siemens SIPROTEC 7SJ63



ABB COM600

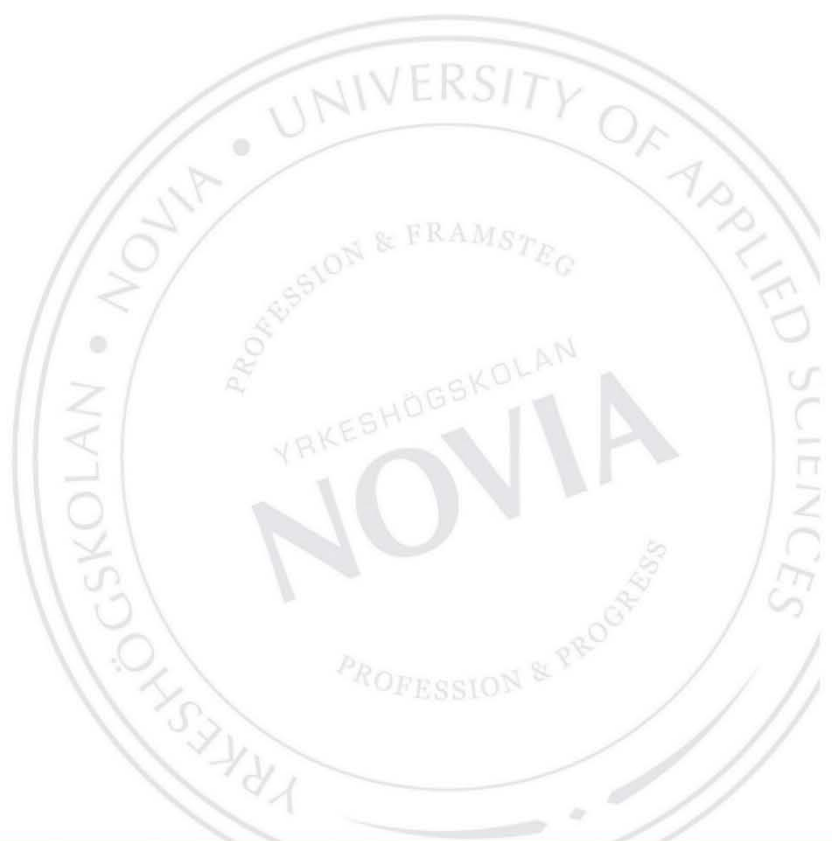




Handbok för IEC 61850-konfiguration av SIPROTEC 7SJ63

Julian Wackström

Vasa 2016



Innehållsförteckning

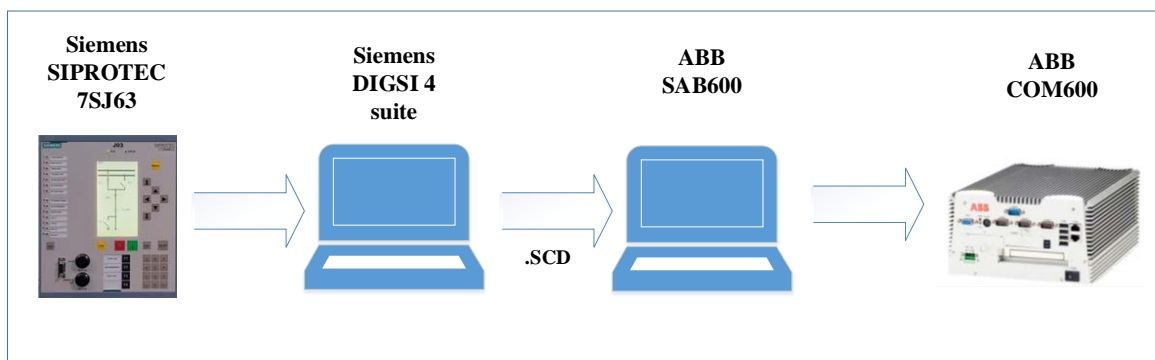
1. Inledning.....	3
2. DIGSI 4 suite	4
2.1 Skapande och strukturering av projekt	4
2.1.1 Skapa och strukturera ett projekt.....	4
2.1.2 Lägg till SIPROTEC 4 enheter.....	7
2.1.3 Lägg till IEC 61850 stationen.....	13
2.1.4 Lägg till enheterna till IEC 61850 stationen.....	14
2.2 Konfiguration av en SIPROTEC enhet.....	15
2.3 Konfiguration av IEC 61850 stationen	23
2.4 Skrivning av inställningar till fysiska enheten	29
3. SAB600	32
3.1 Skapa ett projekt.....	32
3.2 Kommunikationsidan i SAB600	33
3.2.1 Bay Switch indikator	39
3.2.2 Alarmindikatorerna	40
3.2.3 Inaktivering av synchrocheck.....	42
3.3 Substation structure	44
3.3.1 Strukturering av stationen.....	45
3.3.2 Komponenterna läggs till i gränssnittet	48
3.3.3 Data Connection	54
3.3.4 Konfiguration av indikationer och mätningar	56
3.3.5 Anslutning av facken till samlingsckenorna	62
3.4 Uppladdning av projekt till COM600.....	65
4. COM600.....	66
4.1 Styrning av komponenter	68

1. Inledning

Denna handbok är skriven för att visa tillvägagångssättet för att få kommunikation mellan två Siemens SIPROTEC 7SJ63 skyddsreläer och ABB COM600. Kommunikation mellan dessa enheter kommer att följa standarden IEC 61850. Denna handbok tar upp varje konfigurationssteg i text och figurer för att göra det lätt som möjligt för användaren att utföra konfigurationen.

Handboken är inte skriven för att man ska lära sig konfigurera t.ex. logiken i reläet utan endast göra de nödvändiga stegen för att få båda enheterna att kommunicera med varandra. Det vill säga utgångsläget är att båda enheternas inställningar är korrekta.

Konfigurationsprocessen i handboken beskrivs i figur 1.



Figur 1. Konfigurationsprocessen.

Första steget kommer att vara att konfigurera skyddsreläet. Detta görs i mjukvaran DIGSI 4 suite. Därefter exporteras en SCD fil från DIGSI, som kommer att importeras till mjukvaran SAB600. I SAB600 kommer ytterligare konfigurationer att ske. Det grafiska gränssnittet byggs också upp i denna mjukvara. Till sist kommer man att ladda upp projektet från SAB600 till COM600-enheten. När detta har gjorts bör man ha fungerande kommunikation mellan reläet och COM600. Detta visas i form av det grafiska gränssnittet som byggts upp.

2. DIGSI 4 suite

DIGSI 4 suite består av tre olika program: Digs Manager, DIGSI System Configurator och IEC61850 System Configurator.

Digs Manager är det programmet som öppnas när DIGSI startas. Detta program används för att skapa projekt och bygga upp strukturen för projektet.

Digs System Configurator används för att konfigurera olika SIPROTEC enheter, t.ex. konfigurera vilka signaler som ska skickas, konfiguration av reläets funktioner etc.

IEC61850 System Configurator används för att konfigurera IEC 61850 stationen, t.ex. lägga till dataset och innehållet i dessa.

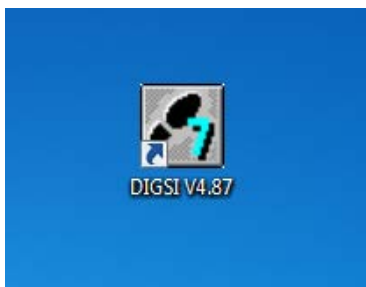
2.1 Skapande och strukturering av projekt

I detta delkapitel kommer det att förklaras tillvägagångsättet för hur man:

- Skapar och strukturerar ett projekt
- Läger till SIPROTEC 4 enheter
- Läger till IEC 61850 stationen
- Läger till skyddsreläerna till IEC 61850 stationen.

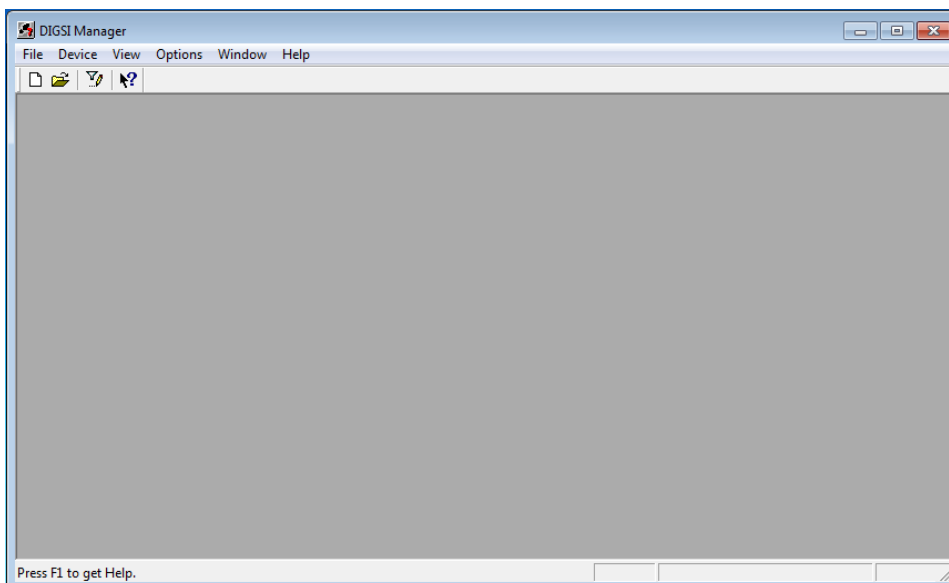
2.1.1 Skapa och strukturera ett projekt

För att skapa ett nytt projekt öppnas programmet Digs V4.87.



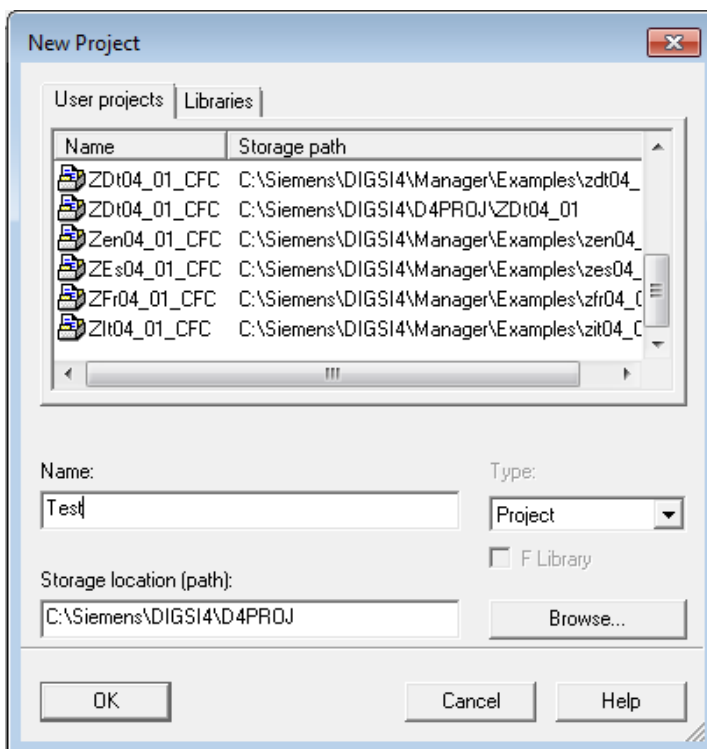
Figur 2. Digs ikon.

När programmet har startats kommer det upp ett nytt fönster. Detta fönster är **Digsi Manger** här nya projekt skapas eller existerande projekt öppnas.



Figur 3. Digsi Manger.

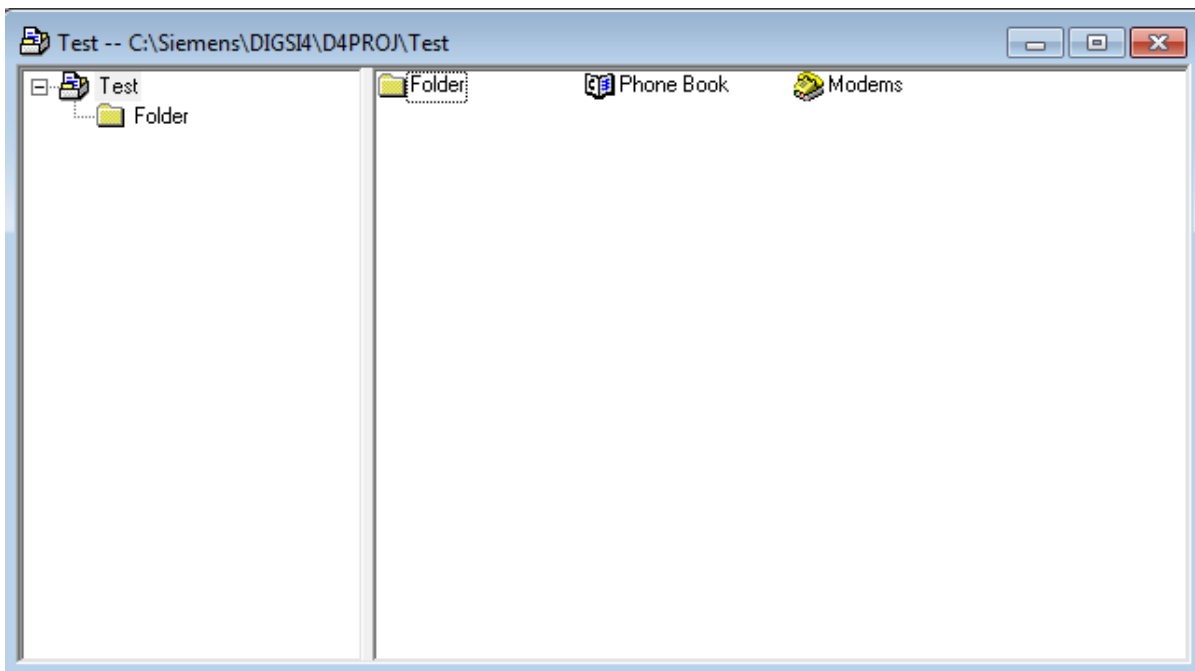
För att skapa ett nytt projekt väljs **File** → **New** från verktygsfältet.



Figur 4. Nytt Projekt.

I figur 4 anges projekt namn och var projektet ska sparas. När detta är gjort skapas projektet genom att klicka **OK**.

Nästa fönster som kommer upp är projektfönstret.



Figur 5. Projektfönstret.

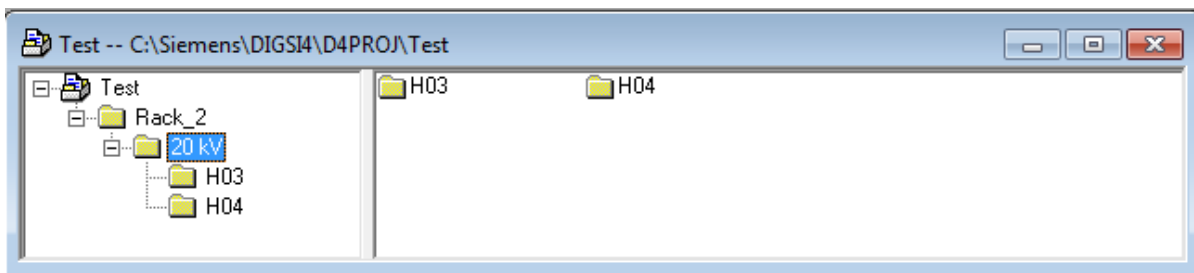
I projektfönstret finns det två sidor, vänstra och högra. Vänstra sidan innehåller en mappstruktur för att visa mappar och undermappar som tillhör projektet. Den högra sidan visar innehållet i den mapp som är markerad i den vänstra sidan.

Mapparnas namn kan ändras genom att högerklicka på mappen och välja **Object Properties**. Då öppnas ett nytt fönster där mappens namn kan ändras. Det går också att ändra namn genom att markera mappen och trycka **F2**.

Förrän skyddsreläerna som kommer att användas läggs till så kan det vara logiskt att skapa en mappstruktur. Detta görs för att man ska få en klarare överblick över projektet. I detta projekt används två stycken likadana skyddsreläer (SIPROTEC 7SJ63), som är placerade i tredje och fjärde facket i stationen (Rack 2). Stationen har en spänningsnivå på 20 kV.

Mapparna skapas genom att högerklicka på den mapp som det ska skapas en undermapp till och välja **Folder**.

Mapstrukturen för detta projekt blev enligt figur 6.



Figur 6. Mappstruktur.

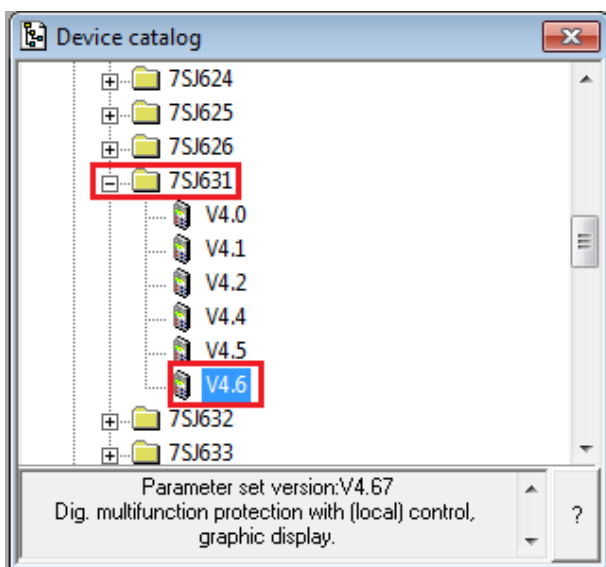
Namnet på den mapp som skapades då ett nytt projekt skapades ändras också. Denna mapps namn ändras till Rack 2. I denna mapp läggs det till en undermapp som beskriver spänningsnivån i stationen. I spänningsnivå mappen läggs det till två stycken undermappar och deras namn ändras till H03 och H04. Dessa namn beskriver var skyddsreläerna är placerade i stationen.

2.1.2 Lägga till SIPROTEC 4 enheter

Skyddsreläerna kan nu läggas till. Gör följande steg.

1. Markera den mapp där du vill lägga att skyddsreläet ska läggas till.
2. Högerklicka på högra sidan av projektfönstret.
3. Välj **Insert New Object**.
4. Välj **SIPROTEC device**.

Enhet katalogen kommer då att öppnas.



Figur 7. Enhet katalog.

Från enhet katalogen väljs de skyddsrelä som man vill lägga till. I detta projekt läggs det till två 7SJ631-enheter man hittar dem under **7SJ overcur./motor prot → 7SJ631**. Versionen som väljs är **V4.6**. Denna version beskriver vilken parameter version skyddsreläet har. Denna version ska vara den samma som på den fysiska enheten.

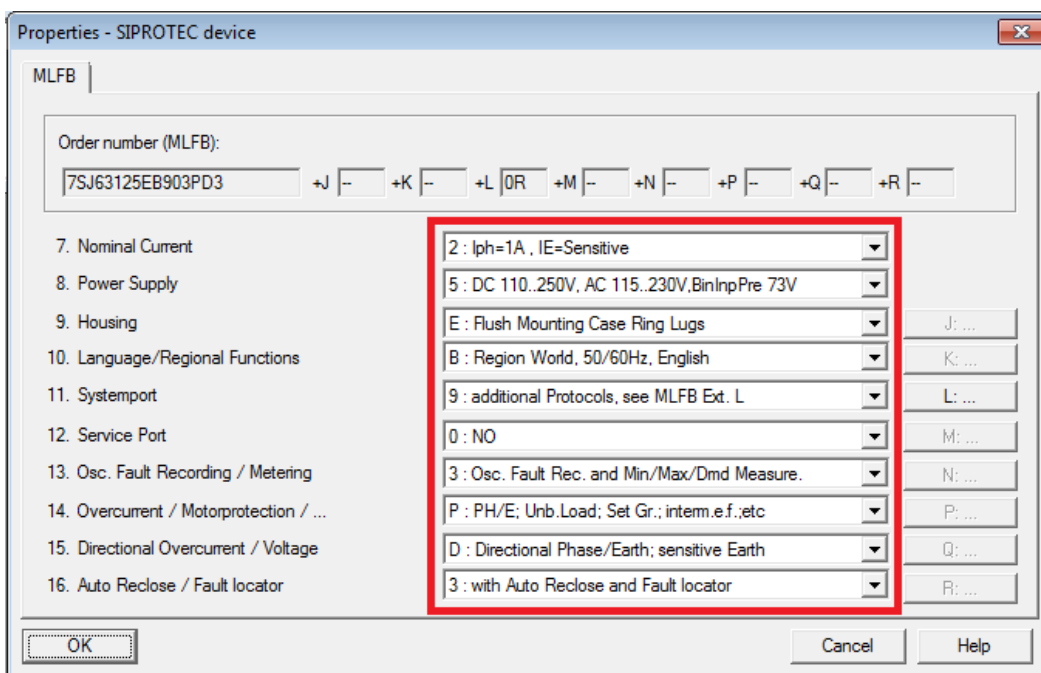
Man kan kontrollera parameter versionen på den fysiska enheten genom att trycka på **Menu** och navigera enligt följande: **Settings → Setup/Extras → IP-Config → MFLB/Version**.



Figur 8. Fysiska enhetens parameter version.

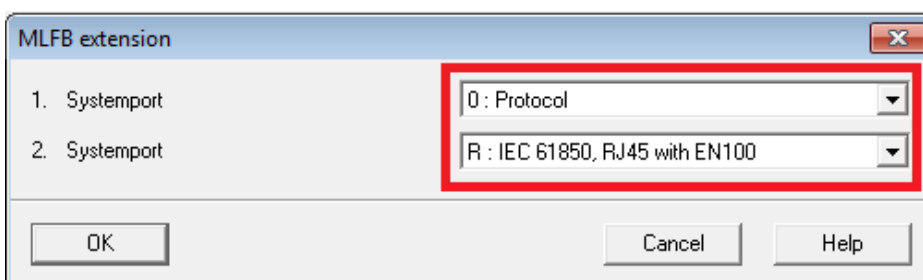
Parametern version är 04.67.01 som står efter P-Set (Figur 8). Dvs. man ska lägga till enheter med version 4.6 (V4.6) i DIGSI.

För att lägga till reläet används dra-och-släpp metoden, dvs. man drar reläet till den högra sidan av projektfönstret. När man dragit skyddsreläet över kommer det upp ett nytt fönster.



Figur 9. MFLB-numret.

Här frågas det efter MFLB-numret, varje SIPROTEC enhet har ett MFLB-nummer. Numret ger olika egenskaper för reläet. Numret som ska anges i detta fall är ”7SJ63125EB903PD3”. När man anger numret under ”11. Systemport” kommer det upp ett nytt fönster som frågar efter tilläggsdata.



Figur 10. Tilläggsdata.

Tilläggsdata säkerhetsställer att skyddsreläet använder det rätta systemgränssnittet. När det fullständiga MFLB-numret har angetts, fortsätter man genom att klicka **OK**. Det bör nu finnas en SIPROTEC-enhet i den mapp man dragit skyddsreläet till.

Upprepa de föregående stegen för att lägga till det andra reläet i den andra mappen. Ändra namnen på de både enheterna för att man ska lättare kunna skilja på dem. I detta

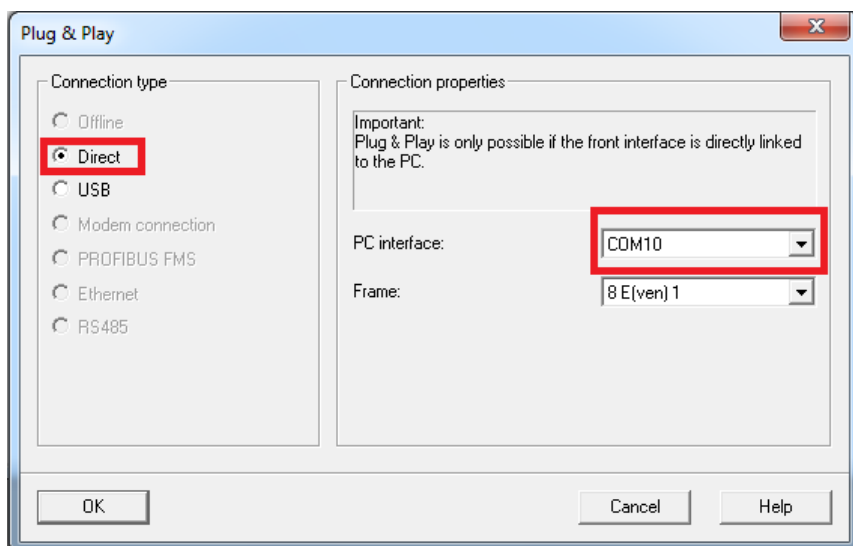
exempel får reläet i H03 namnet ”7SJ631_1 V4.6” och reläet i H04 får namnet ”7SJ631_2 V4.6”.

Nästa steg är att konfigurera enheternas kommunikationsinställningar. Det man behöver få reda på är reläets IP-adress, nätmask och VD-adress. Alla dessa kan hittas genom att navigera på den fysiska enheten men det finns ett också ett annat sätt att ta reda på dessa. Det andra sättet är att skapa en variant av den nuvarande fysiska enheten. För att göra detta kopplas en seriellkabel mellan arbetsstationen och den fysiska enheten. Seriellkabeln kopplas till porten som finns på framsidan av den fysiska enheten och andra änden till arbetsstationens USB-port.

För att skapa en variant, gör följande steg.

1. Koppla arbetsstationen till fysiska enheten med en seriellkabel.
2. Markera den mapp där du vill att varianten ska skapas.
3. Högerklicka på den på den högra sidan av projektfönstret.
4. Välj **Device -> DIGSI (Plug & Play)**.
5. Välj **SIPROTEC 4**.

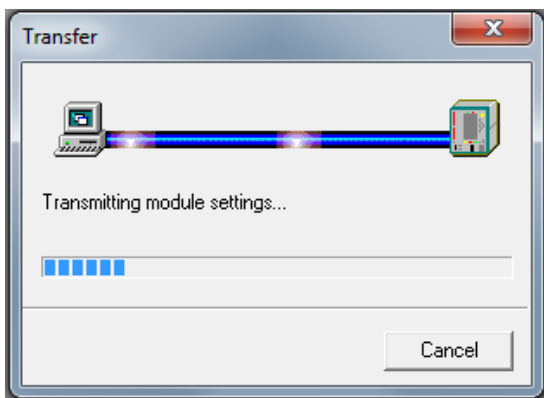
Plug & Play fönster kommer då upp.



Figur 11. Plug & Play.

I detta fönster väljs **Direct** som kommunikation typ och rätt COM-port under PC gränssnittet. Numret efter COM varierar beroende på vilken USB port man har kopplat enheten till. För att ta reda på rätt nummer kan det kontrolleras i t.ex. Windows

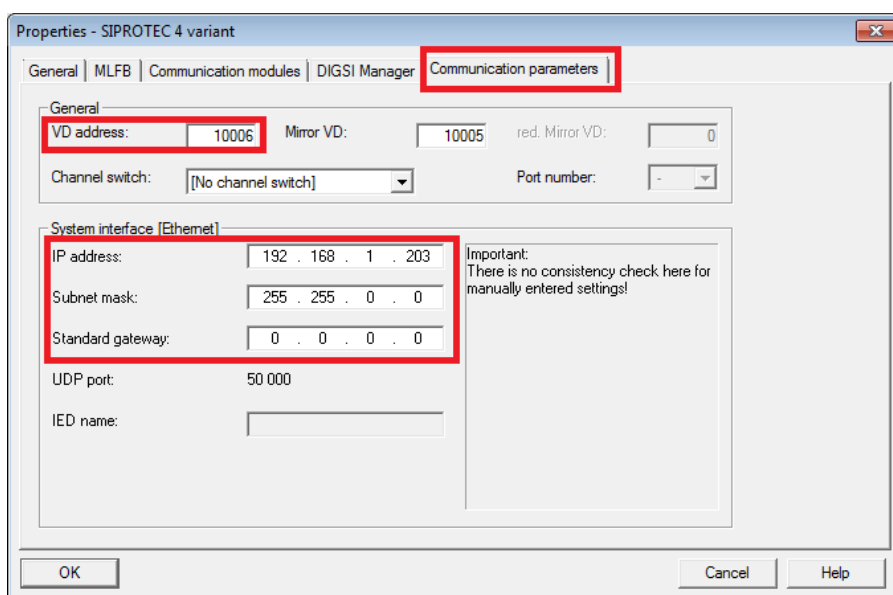
enhetshanterare. När man har angett korrekta inställningar fortsätter man med att klicka **OK**. Enheten och arbetsstationen som man har kopplat ihop försöker nu kommunicera med varandra. Efter att kommunikation är upprättade kommer inställningarna att läsas från fysiska enheten till variant enheten i DIGSI.



Figur 12. Inställningar läses från fysiska enheten.

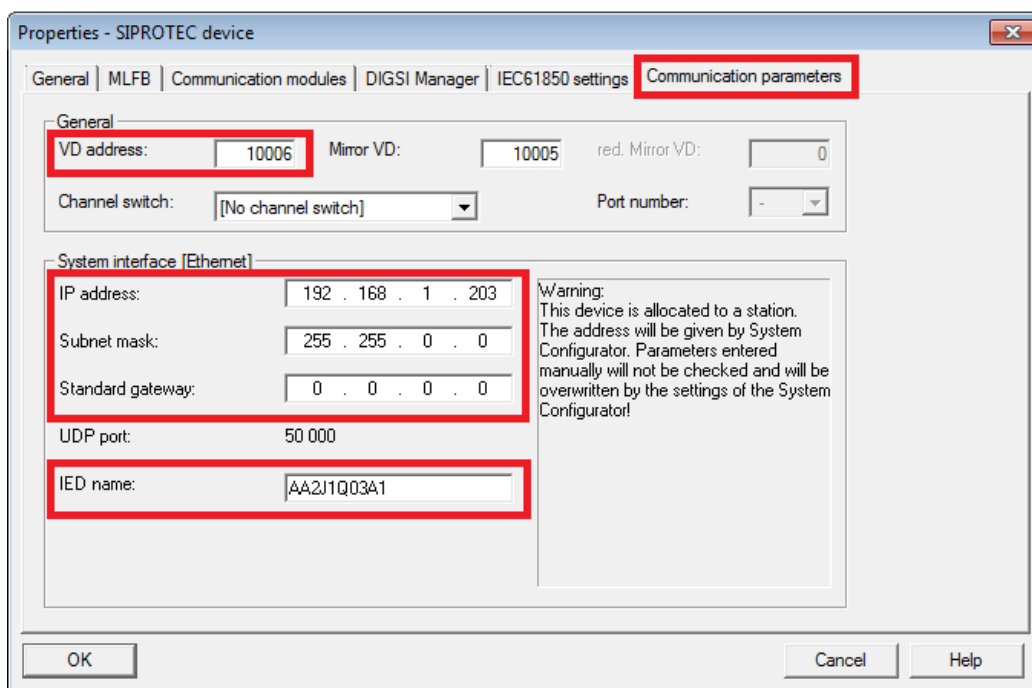
När detta är färdigt öppnas System Configurator programmet, detta ska man stänga.

Nu bör det finnas en variant enhet i den mapp som man valt. Till nästa högerklickar man på variant enheten och väljer **Object Properties** och väljer fliken **Communication parameters**. Här ser man IP-adressen, nätmasken och VD-adresserna. Dessa kopierar man över till den enhet som man skapat tidigare. MFLB-numret hittas också under MFLB fliken.



Figur 13. Variant enhetens inställningar.

Figur 14 visar hur enheten **7SJ631_1 V4.6** ska ställas in.



Figur 14. 7SJ631_1 V4.6 enhetens inställningar.

Det som också ska fyllas i är reläets namn (IED name). Detta namn ska anges enligt standarden. I detta fall blir namnet AA2J1Q03A1.

Namnet är uppbyggt enligt följande:

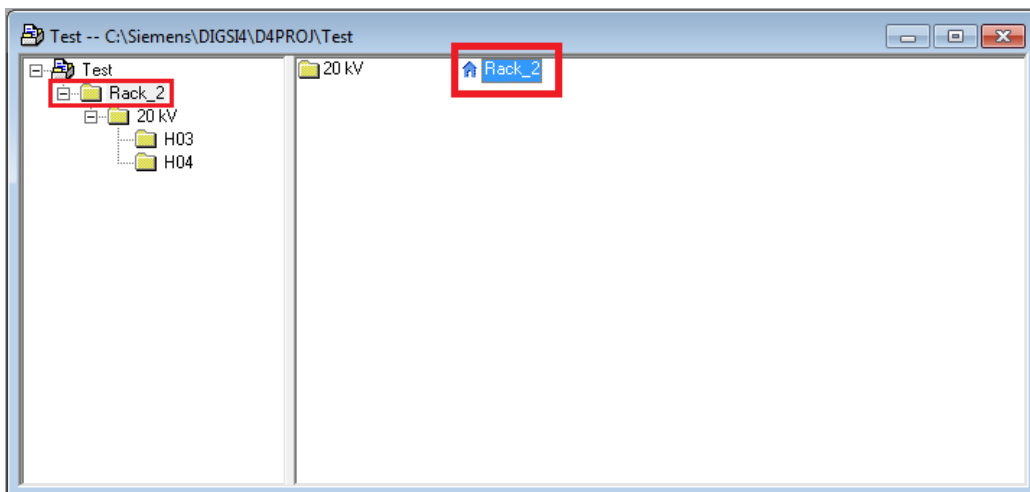
- AA2 = Stationens namn.
- J1 = Anger spänningsnivån (20 kV).
- Q03 = Anger vilket fack i stationen (tredje facket).
- A1 = Anger reläets position i facket (första reläet).

De förgående stegen upprepas för att ställa in den andra enhetens inställningar. Dvs. man kopplar arbetsstationen till det andra reläet och skapar en variant enhet för det andra enheten och kopierar IP-adress, nätmask och VD-adress till den också. Den andra enhetens namn blir AA2J1Q04A1.

2.1.3 Lägga till IEC 61850 stationen

Nästa steg är att skapa en IEC 61850 station. För skapa stationen görs följande:

1. Markera Rack_2 mappen
2. Högerklicka på högra sidan av projektfönstret
3. Välj **Insert New Object** → **IEC61850 station**

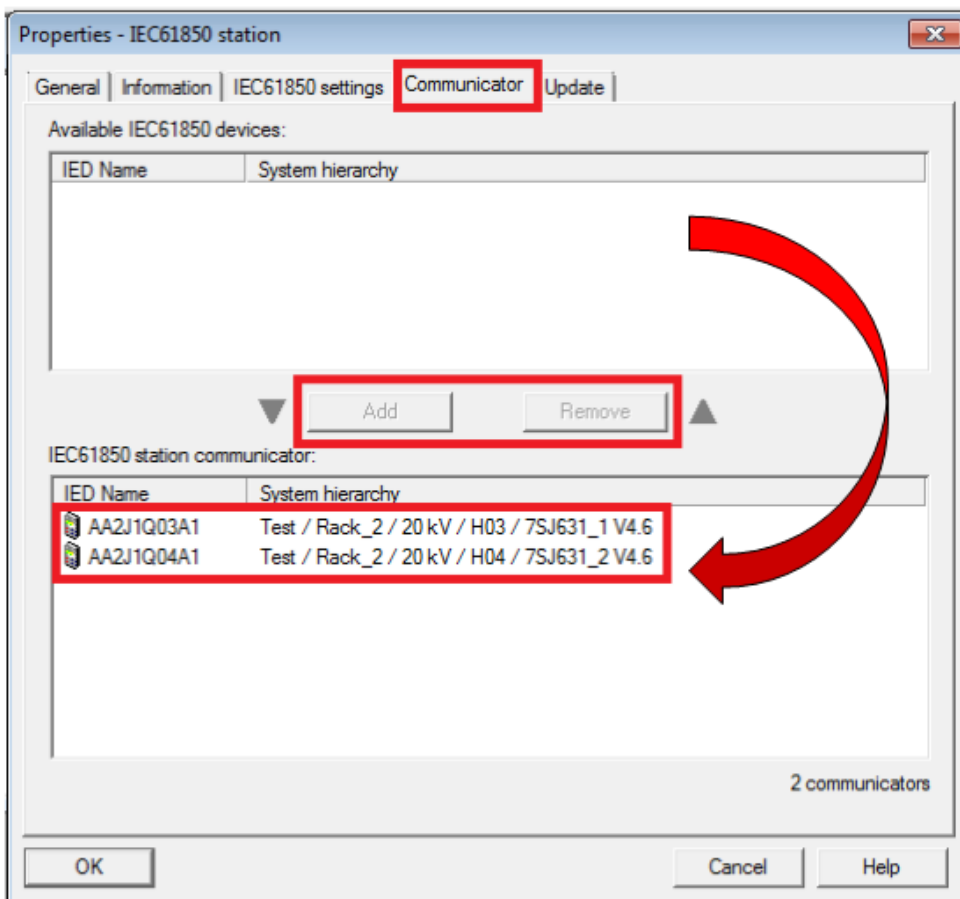


Figur 15. IEC 61850 stationen.

Stationen kommer då att läggas till. Stationen har en ikon i form av ett hus framför namnet. Stationens namn ändras till Rack_2.

2.1.4 Lägga till enheterna till IEC 61850 stationen

För att lägga till skyddsreläerna till stationen högerklickar man på stationen man skapat och väljer **Object Properties**. Här byter man till fliken **Communicator** och flyttar ett relä åt gången genom att markera reläet och klicka på **Add**. När man har lagt till båda reläerna klickar man **OK**.



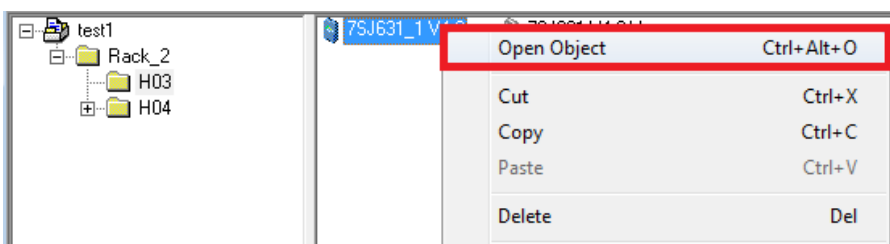
Figur 16. IEC 61850 stationen, båda skyddsreläerna har lagts till i stationen.

2.2 Konfiguration av en SIPROTEC enhet

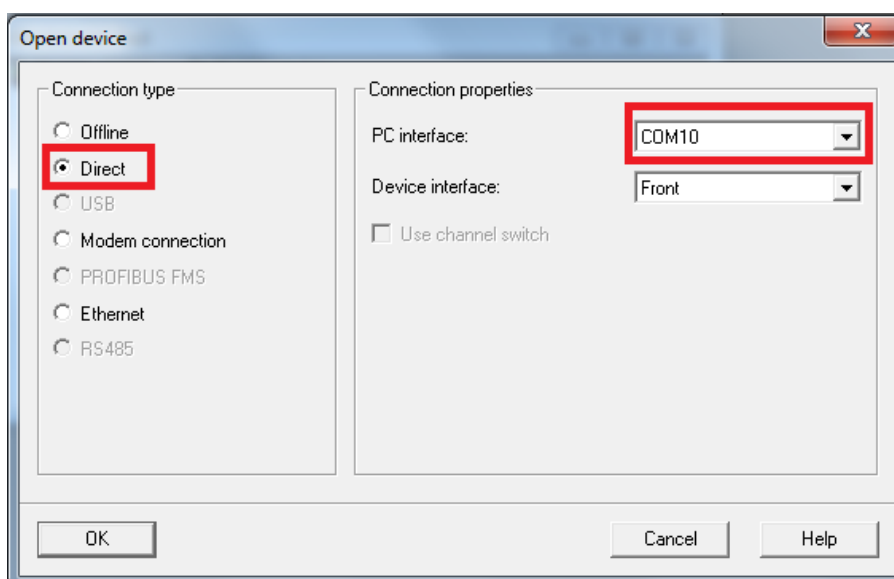
DIGSI System Configurator används för att konfigurera SIPROTEC 4 enheterna. De relä man har skapat innehåller bara förinställningarna för denna typ av enhet. De inställningar som finns på de fysiska enheten ska skrivas över till de man tidigare skapat. För att göra detta måste man vara kopplad till den enhet med seriellkabel som man har tänkt läsa inställningarna ifrån. Ett annat alternativ är att läsa över Ethernet.

I detta exempel läses inställningarna med seriellkabel. För att göra detta kopplas en seriellkabel mellan arbetsstationen och den fysiska enhet som man tänkt läsa inställningarna ifrån.

För att skriva inställningar till reläet 7SJ631_1 från den fysiska enheten görs det genom att högerklicka på reläet i projektfönstret och välja **Open Object**.



Figur 17. Öppna enheten.

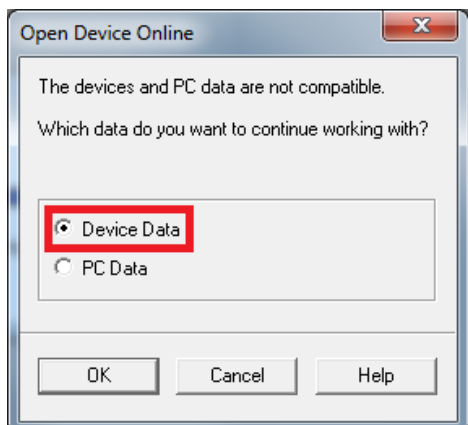


Figur 18. Öppna enheten.

I Figur 18 är det viktig att man väljer **Direct** och rätt COM port, vilken kan variera

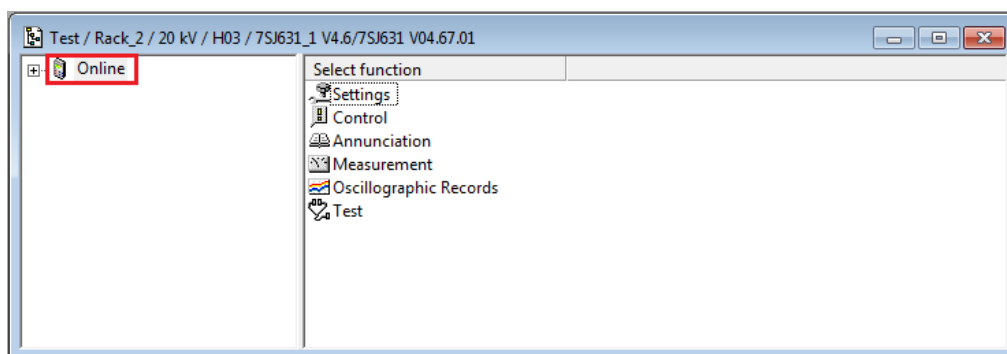
beroende på vilken USB port man har anslutit fysiska enheten till. Väljer man fel kommer inte arbetsstationen och enheten att kunna kommunicera med varandra. Försätta genom att klicka **OK**.

Efter att kommunikation mellan enheten och arbetsstationen är upprättad kommer det att frågas med vilken data man vill jobba med. Här väljs **Device Data** och efter det klickar man **OK**.



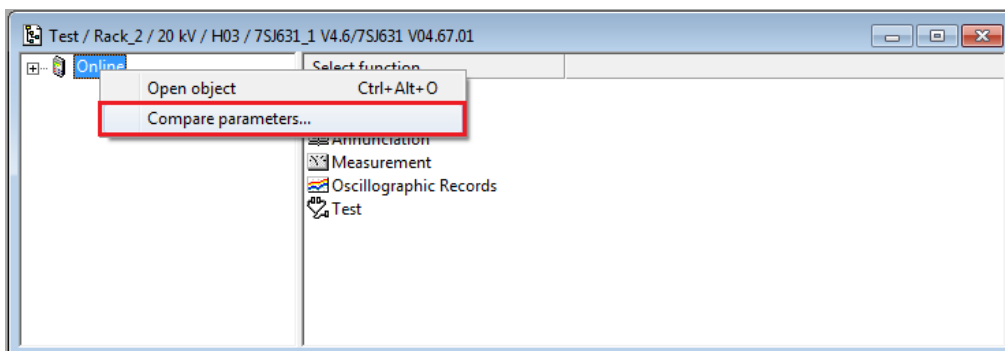
Figur 19. Device data.

Till nästa startas **DIGSI System Configurator**. Detta fönster uppbyggt på ett liknande sätt som projektfönstret. I vänstra delen har man olika kategorier och underkategorier och väljer man någon av dessa kommer innehållet i dem att visas i högra sidan av fönstret.



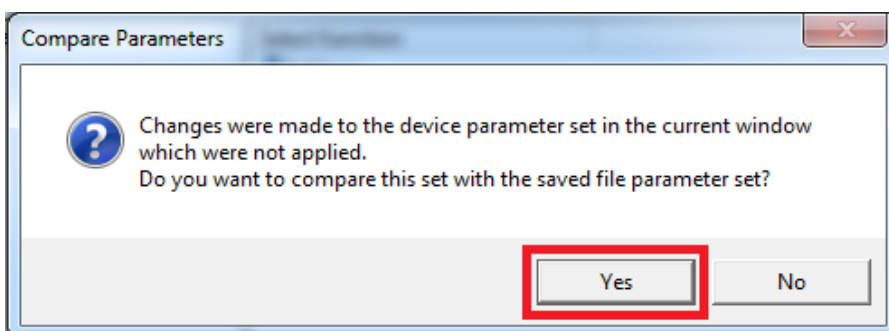
Figur 20. DIGSI System Configurator.

Längst uppe på vänstra sidan bör det stå **Online**, vilket indikerar att man har kontakt med den fysiska enheten. För att skriva över inställningarna till reläet man skapat, högerklickar man på **Online** och väljer **Compare parameters**.



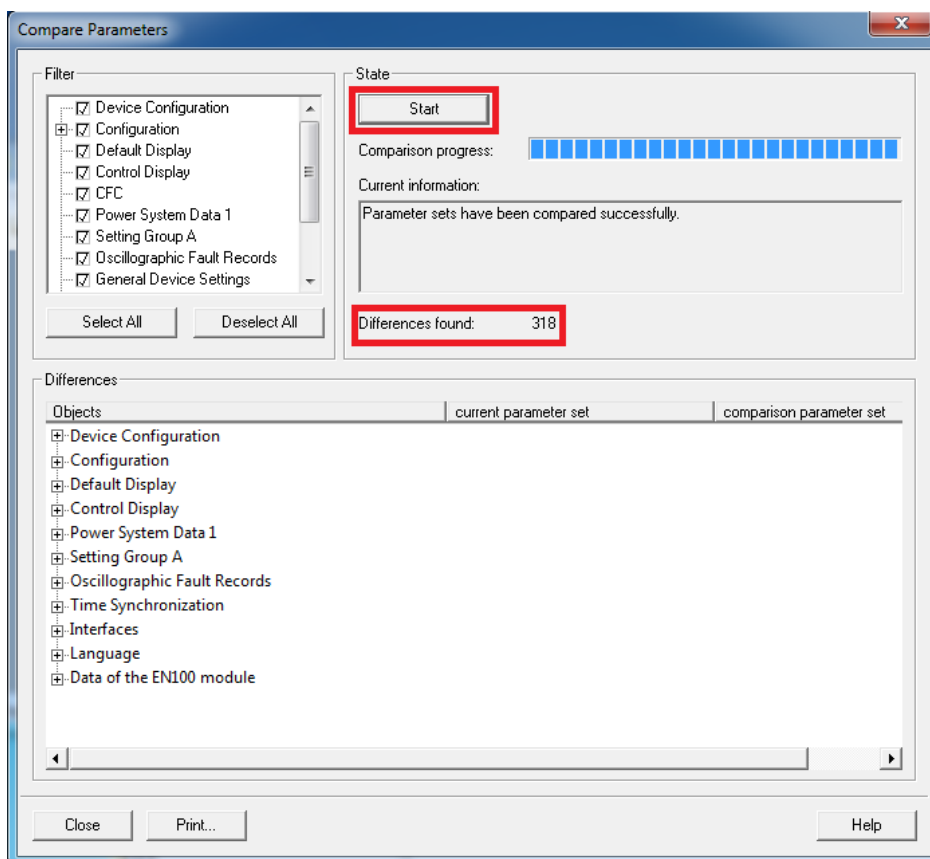
Figur 21. Jämför parameters.

Till nästa frågas det om man vill jämföra inställningarna med den fysiska enhetens inställningar. Här väljer man **Yes**.



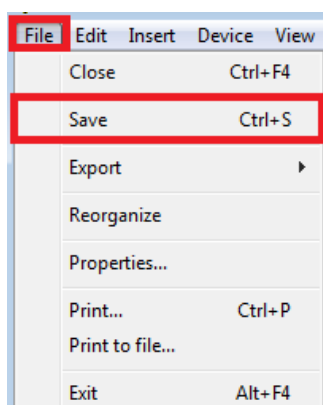
Figur 22. Jämför parameters från fysiska enheten.

Till nästa väljer man **Start**. Programmet jämför om det finns skillnader mellan den fysiska enheten och den som man skapat i DIGSI. Det bör komma upp en lista på vad skillnaderna är. Fortsätt med att klicka **Close**.



Figur 23. Parameter jämförelse.

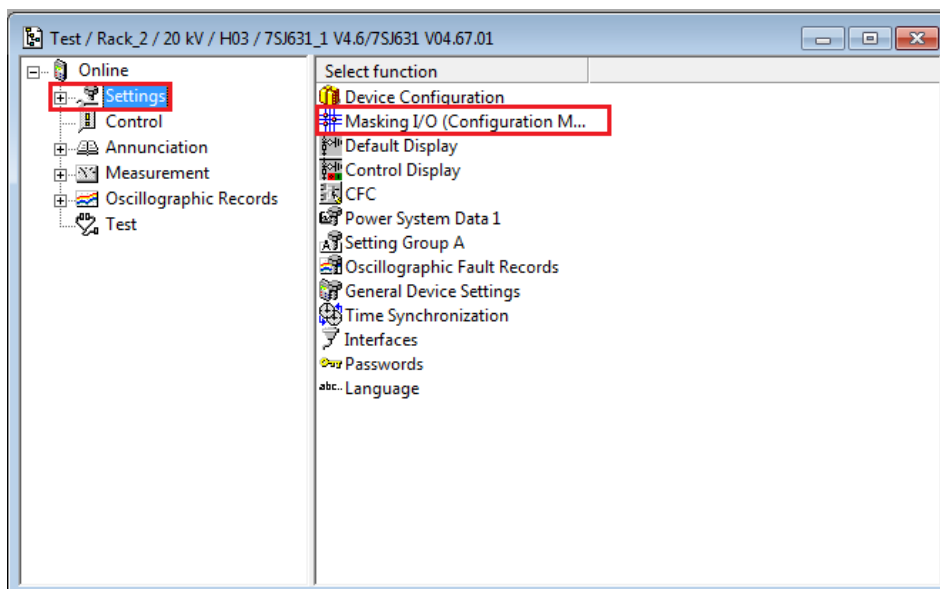
För att spara inställningarna väljs det från verktygsfältet **File** → **Save**.



Figur 24. Spara inställningar.

Inställningarna kommer då att sparas, det kommer också upp en förfrågan om man vill spara processdata vilket är valfritt. Medan man spara öppnas också olika rapport fönster, dessa rapportera om vad programmet gör och om allt lyckades.

För att få indikationer för **SP6 LOW PRESS** och **CB SPRING CHARG** att rapportera. Måste man göra några inställningar i matrix dvs. så att indikationerna skickas över IEC 61850. Matrix hittas genom att markera **Settings** i vänstra delen av fönstret och sedan dubbelklicka på **Masking I/O (Configuration Matrix)**.



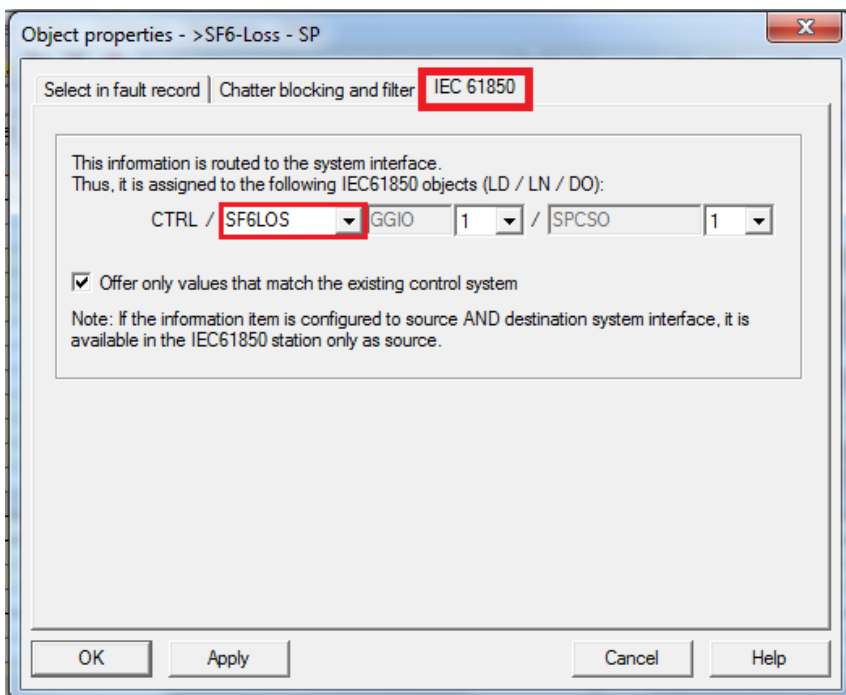
Figur 25. Masking I/O (Configuration Matrix).

Under fliken **Process Data** hittar man två funktioner **SF6-Loss** och **CB ready**. Här kontrollerar man att man har ett "X" under **System interface** om inte så lägger man till ett.

Information	Number	Display text	L	Type	BO	LEDs														Buffer		S	X	C	D	C	D					
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	O	T											
Cntrl Authority	01481	50BF ext TRIP		OUT					L									I	X													
Control Device		52Breaker		CF_D12																		X	X	X	X	X	X					
		52Breaker		DP																		X	X	X	X	X	X					
		Disc. Swit.		CF_D2																		X	X	X	X	X	X					
Process Data		Disc. Swit.		DP																		X	X	X	X	X	X					
		GndSwit.		DP																		X	X	X	X	X	X					
		Q2 Op/Cl		CF_D2																		X	X	X	X	X	X					
		Q2 Op/Cl		DP																		X	X	X	X	X	X					
		>CB ready		SP						U												X	X	X	X	X	X					
		>DoorClose		SP																		X	X	X	X	X	X					
		>DoorOpen		SP																		X	X	X	X	X	X					
		>SF6-Loss		SP							U											X	X	X	X	X	X					
Measurement																																
Demand meter																																
Min/Max meter																																
Set Points(MV)																																
Energy																																
Statistics																																
SetPoint(Stat)																																
Thrust Control																																

Figur 26. Matrix konfiguration.

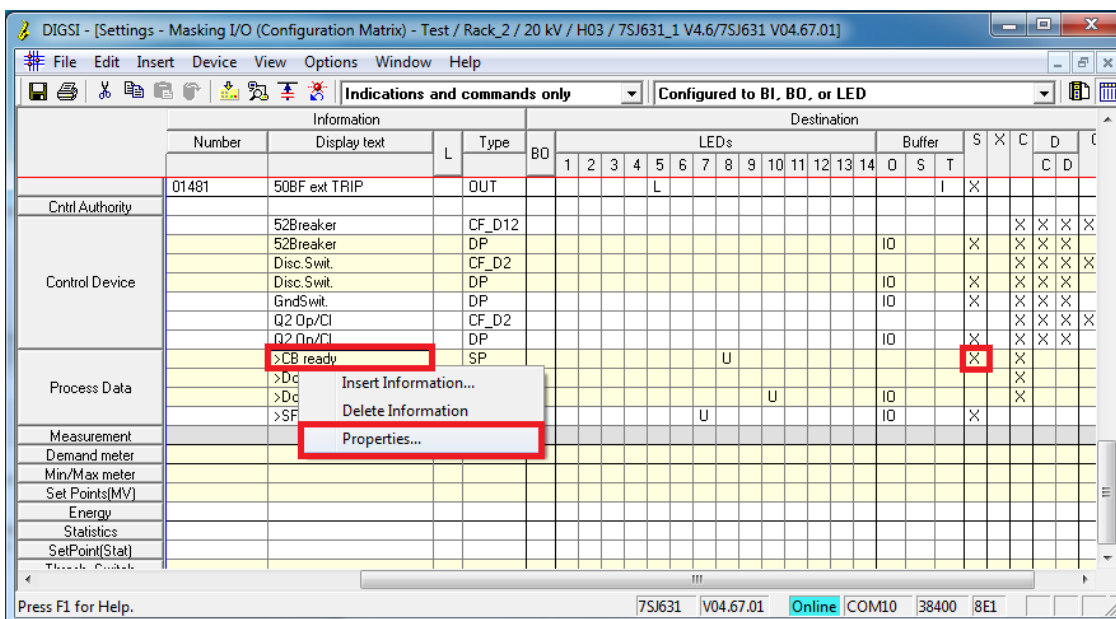
Till nästa högerklickar man på **SF6-Loss** funktionen och väljer **Properties** då kommer det upp ett nytt fönster, här byter man till IEC 61850 fliken.



Figur 27. SF6-loss inställningar.

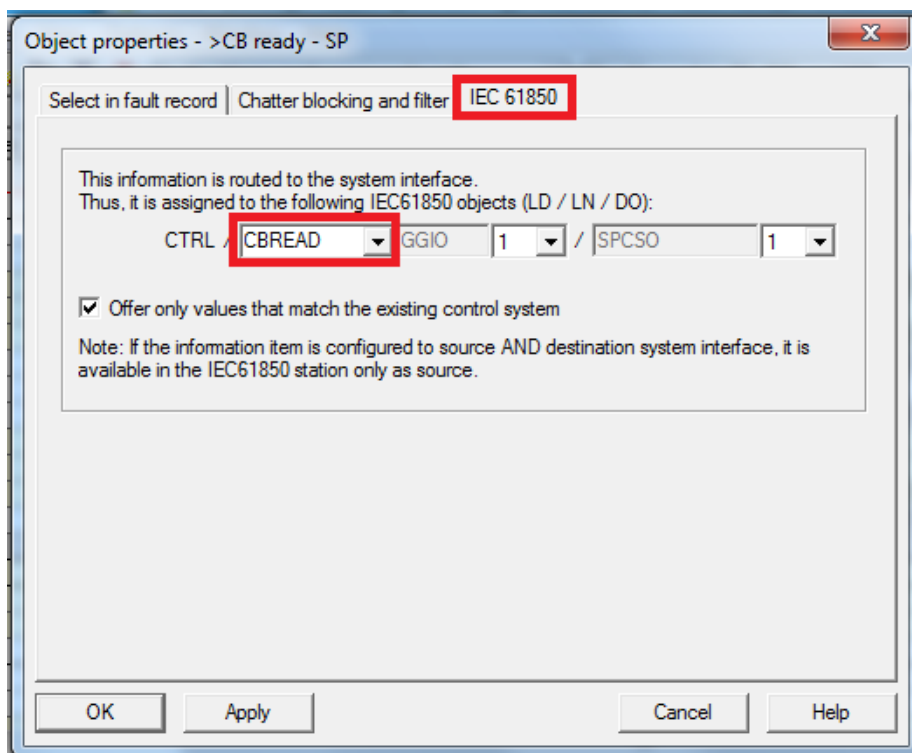
Här anger man ett namn till noden, i detta exempel får den namnet **SF6LOS**. Försätt med att klicka **OK**.

På samma sätt ställer man in den andra funktionen **CB ready**.



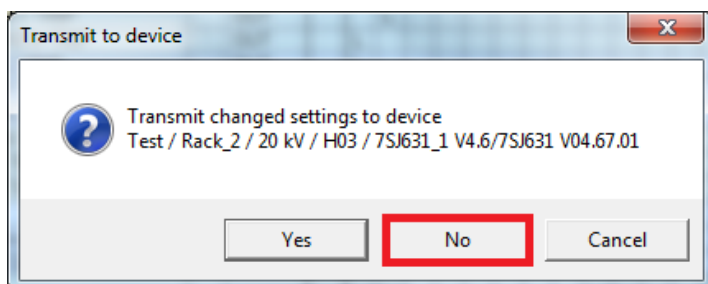
Figur 28. CB ready funktionen.

I detta fall får noden namnet **CBREAD**. Försätt med att klicka **OK**.



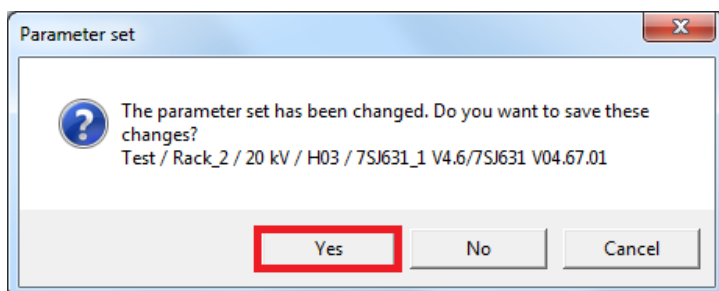
Figur 29. CB ready inställningar.

Nu kan man stänga matrix och efter det stänger man DIGSI System Configurator. Nu kommer det att frågas om man vill skicka inställningarna till den fysiska enheten. I detta skede väljer man att inte göra det pga. att detta kommer att göras i ett senare skede.



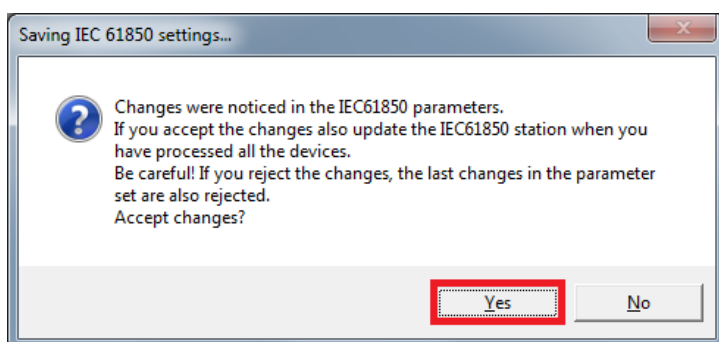
Figur 30. Skicka inställningar till enheten.

Efter det frågas det om man vill spara parametrarna då de har blivit ändrade. Här väljer man att man vill spara dem.



Figur 31. Spara parameters.

Till nästa kommer det upp ett fönster som frågar om man vill spara ändringarna till IEC61850 parametrarna. Här väljer man att man vill spara dem.



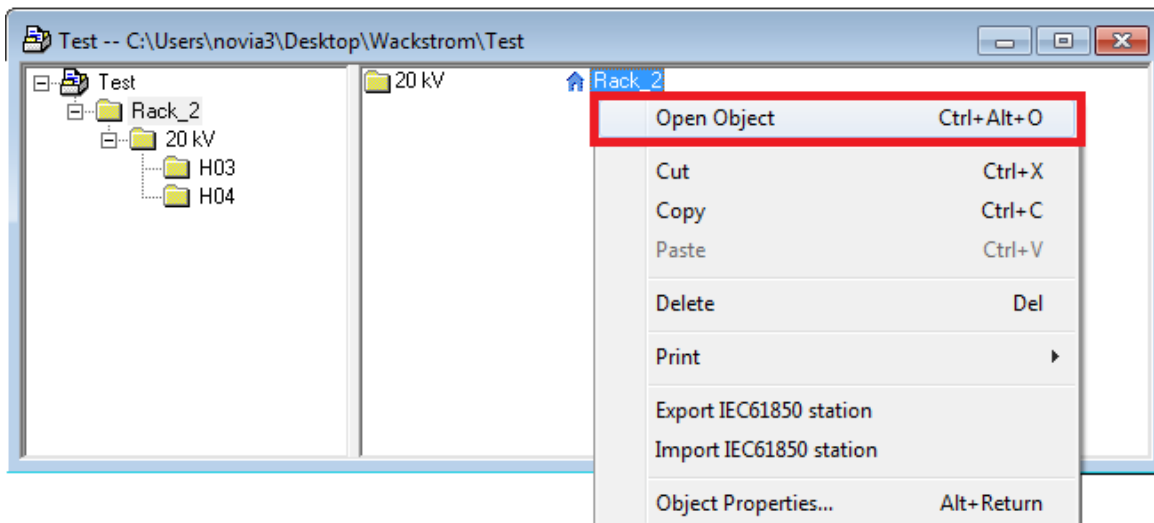
Figur 32. Spara IEC61850 parameters.

Till sist frågas det igen om man vill spara processdata detta är valfritt.

Till nästa kopplar man sig till den andra enheten och upprepar de förgående stegen för att konfigurera den andra enheten.

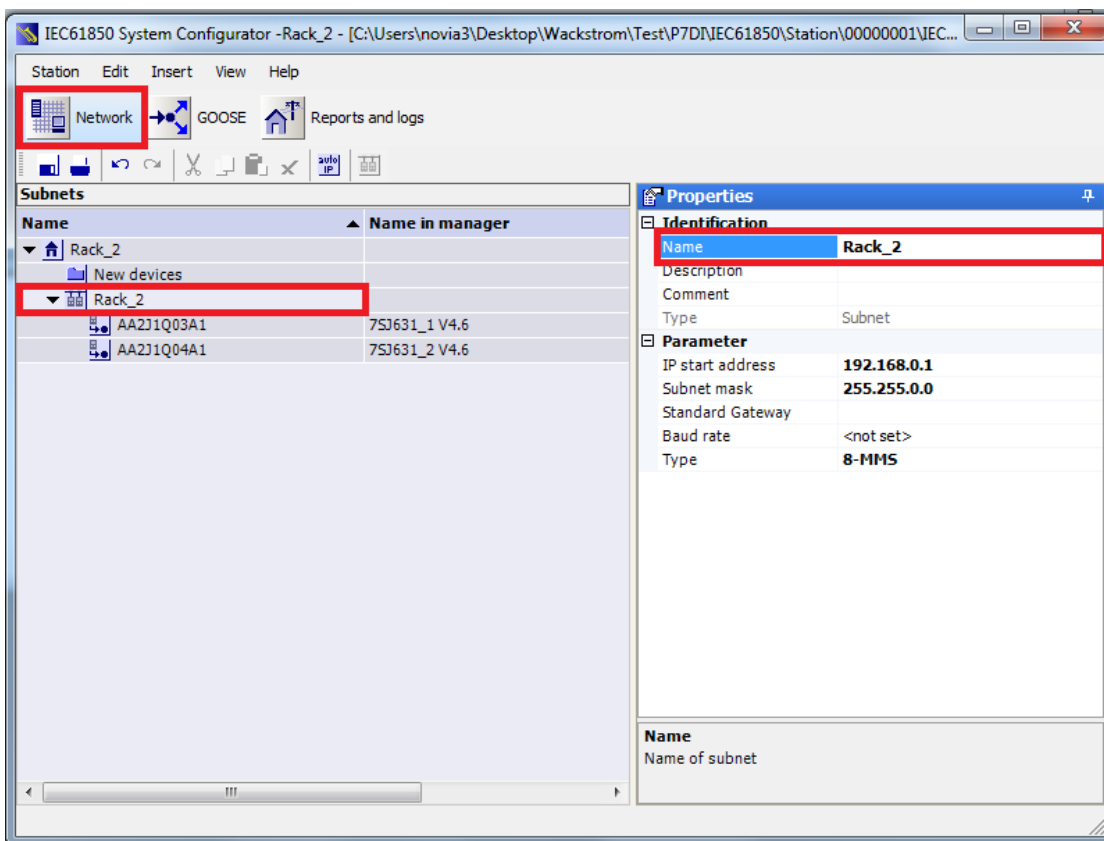
2.3 Konfiguration av IEC 61850 stationen

Öppna IEC 61850 stationen genom att högerklicka på stationen och välja **Open Object**. Då kommer **IEC61850 System Configurator** att öppnas.



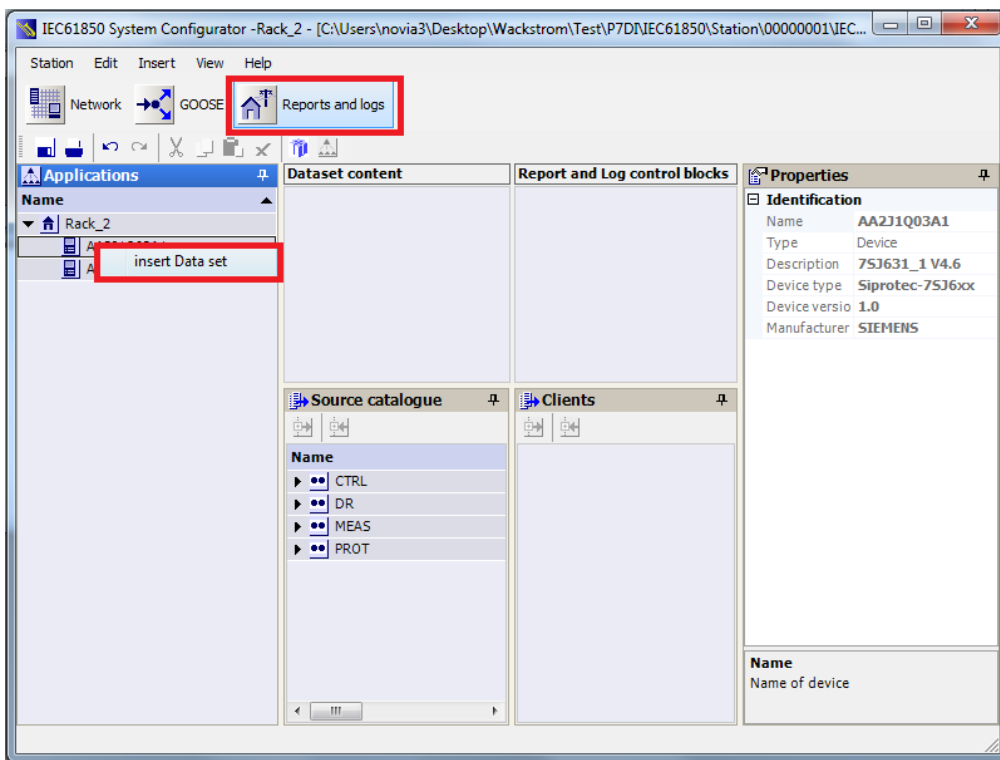
Figur 33. Öppna stationen.

När programmet har öppnat byter man till fliken **Network** här ändrar man stationens namn till Rack_2. Detta kan göras genom att välja stationen och dubbelklicka på namnet för att ändra.



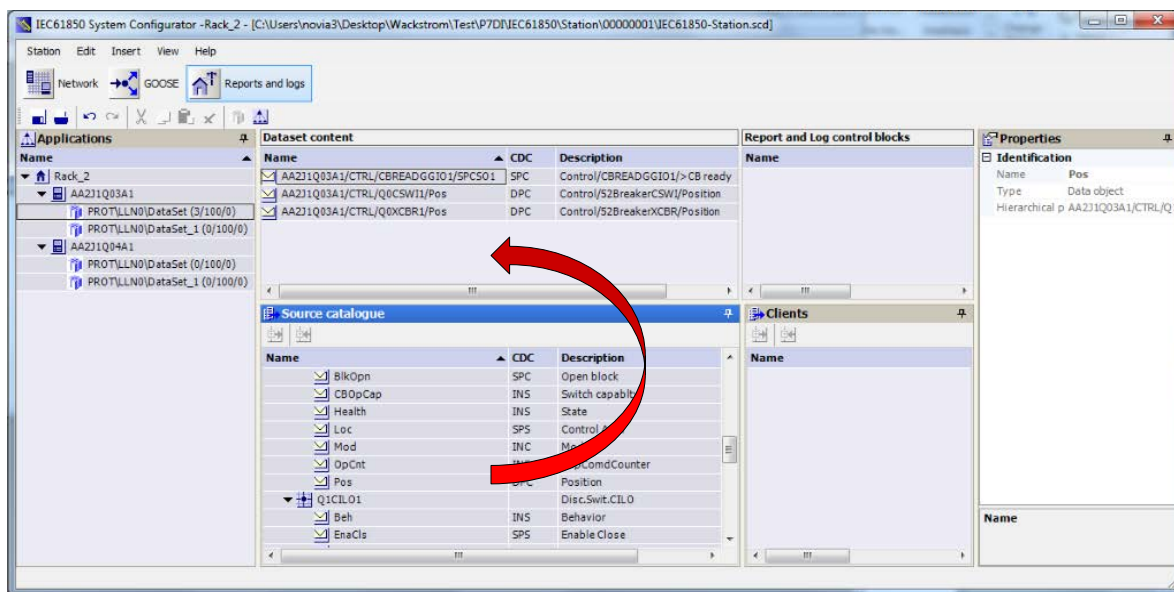
Figur 34. Stationens namn ändras.

Till nästa läggs datasets till, detta görs under fliken **Report and logs**. Två stycken dataset läggs till per enhet.



Figur 35. Dataset läggs till.

Till varje dataset lägger man till olika dataobjekt, dessa innehåller data attribut som skickas mellan reläet och COM600. Från **Source catalogue** väljer man de dataobjekt som man kommer att använda.



Figur 36. Olika dataobjekt läggs till.

Första dataset för detta projekt innehåller följande dataobjekt.

Tabell 1. Första dataset.

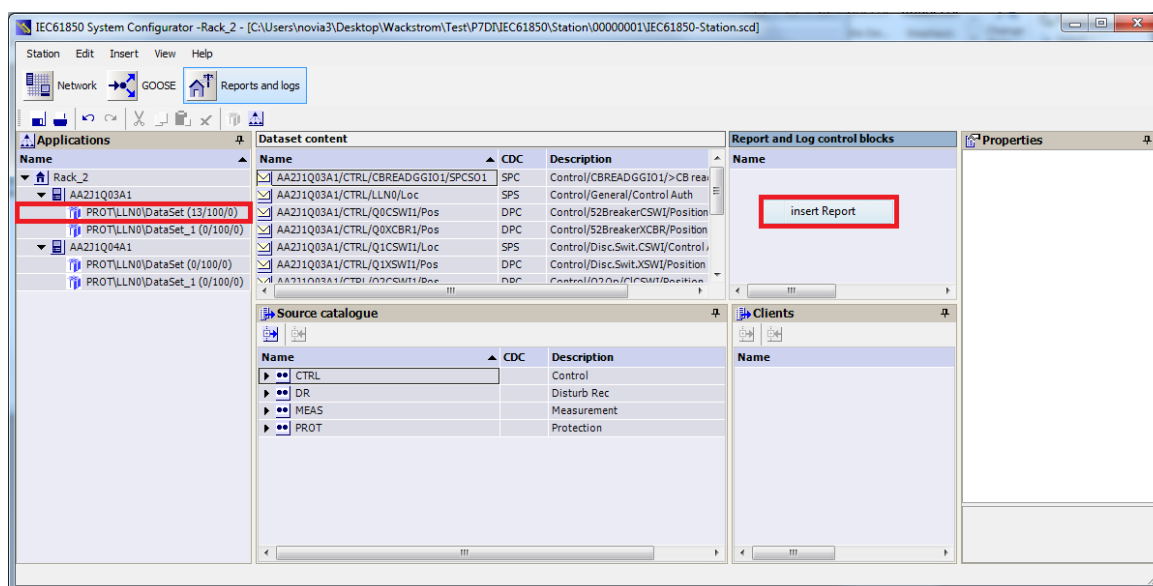
CTRL	Q0	CSWI	POS
CTRL	Q0	XCBR	POS
CTRL	Q1	CSWI	POS
CTRL	Q1	XSWI	POS
CTRL	Q2	CSWI	POS
CTRL	Q2	XSWI	POS
CTRL	CBREAD	GGIO	SPCSO1
CTRL	SF6LOS	GGIO	SPCSO1
CTRL		LLN0	LOC

Andra dataset för detta projekt innehåller följande dataobjekt.

Tabell 2. Andra dataset.

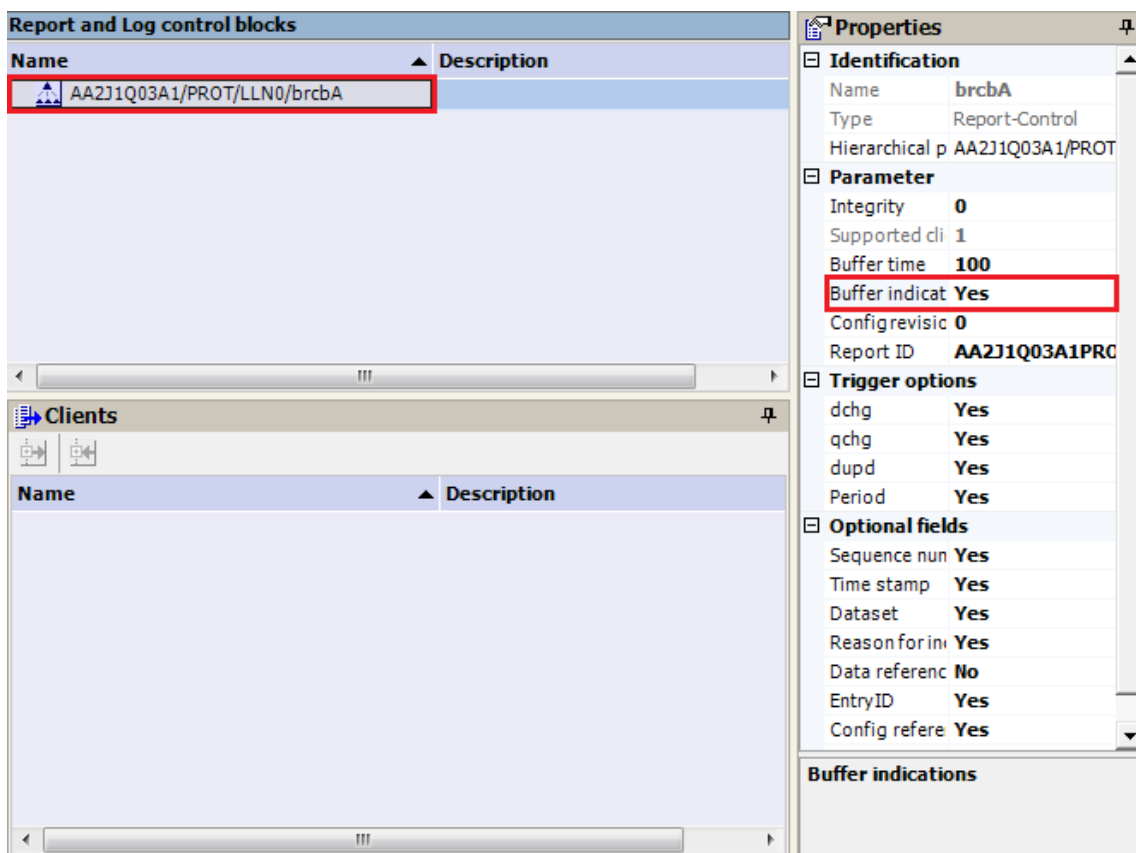
MEAS		MMXU	A.phsA
MEAS		MMXU	A.phsB
MEAS		MMXU	A.phsC
MEAS		MMXU	A.phsN

När alla dataobjekt lagts till i varje dataset är nästa steg att skapa rapporter. Rapporterna kommer att användas för att kunna rapportera den information som varje dataset innehåller. Man skapar en rapport till varje dataset, dvs. fyra stycken totalt.



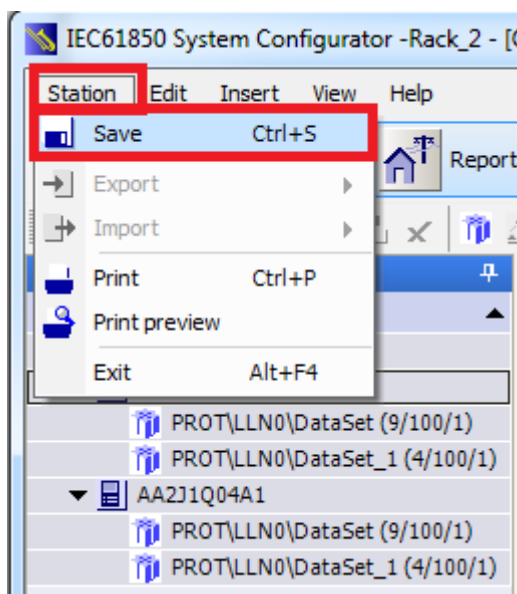
Figur 37. Rapport läggs till.

När en rapport läggs till är den förinställd som obuffrad. I detta fall ändrar man rapporterna till buffrade istället. Detta görs genom att öppna rapportens inställningar och ändra **Buffer indication** till **Yes**.



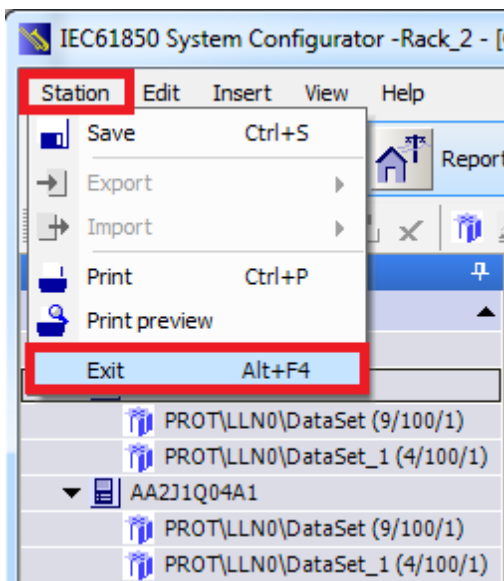
Figur 38. Rapporten ändras till buffrad.

När man lagt till alla rapporter ska inställningarna sparas. Detta görs genom att man väljer från verktygsfältet **Station** → **Save**



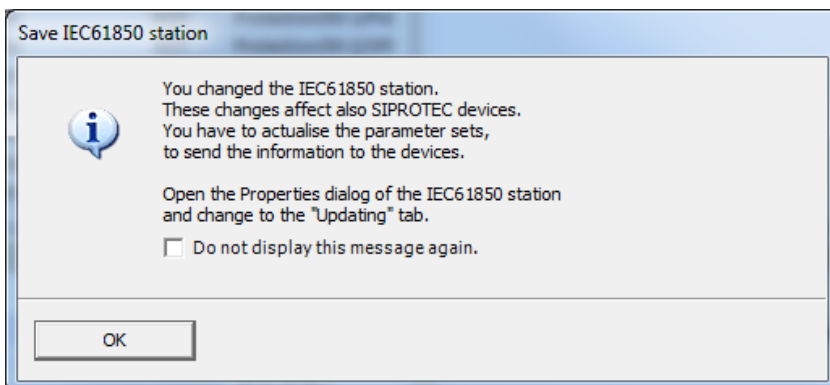
Figur 39. Spara inställningarna.

Efter att inställningarna är sparade kan man stänga IEC61850 System Configurator genom att välja **Station** → **Exit**.



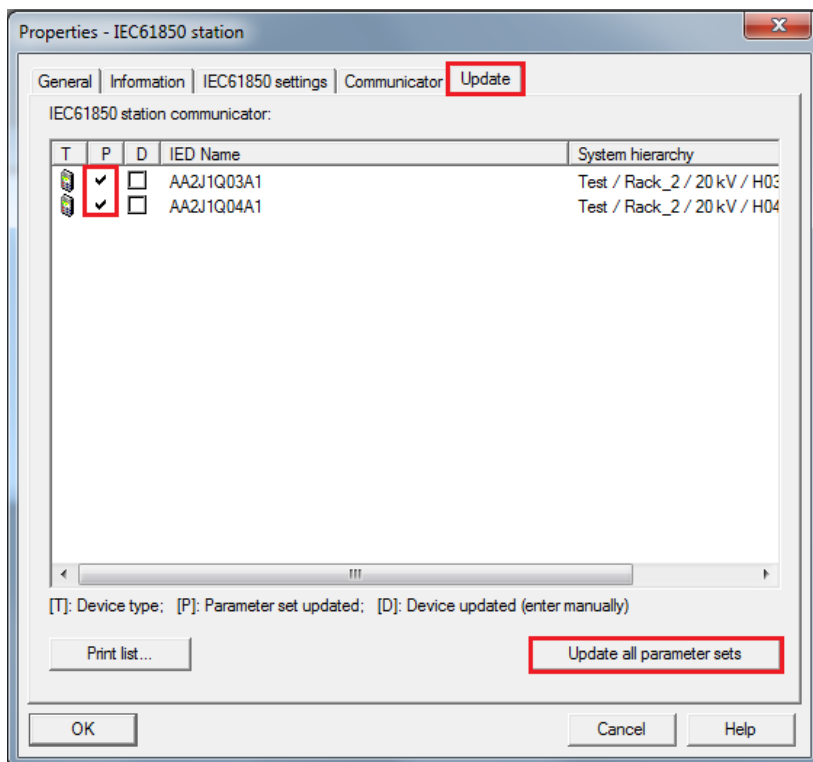
Figur 40. Stäng IEC61850 System Configurator.

När programmet har stängts kommer det upp ett fönster med ett meddelande som påminner att det har gjorts inställningar som kräver att man måste uppdatera enheterna i stationen.



Figur 41. IEC61850 har ändrats.

För att uppdatera enheterna i stationen görs det genom att högerklicka på stationen i DIGSI och sedan välja **Object Properties**. Här väljer man fliken **Update** och klickar **Update all parameter sets**. När enheterna är uppdaterade får de ett bock märke framför sig. Efter det kan man klicka **OK**.



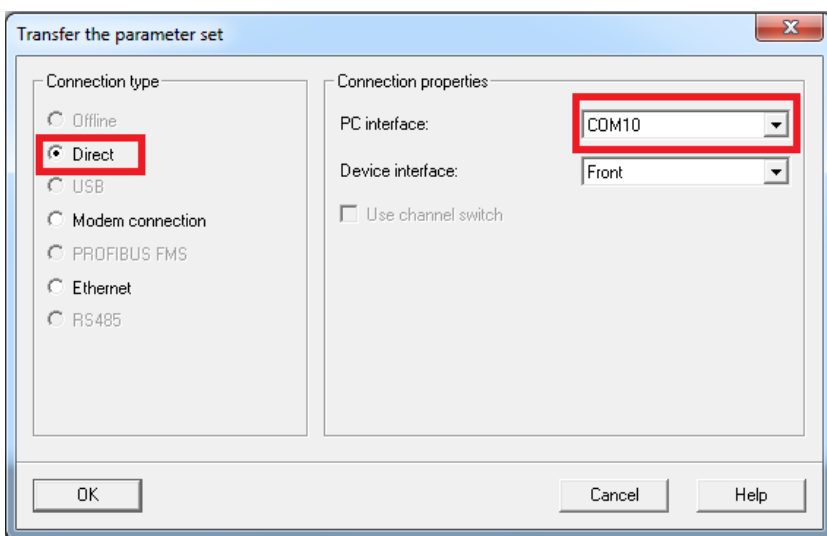
Figur 42. Uppdatera enheterna.

2.4 Skrivning av inställningar till fysiska enheten

Till nästa ska inställningar skrivas till de fysiska enheterna.

1. Koppla arbetsstationen till fysiska enheten med en seriellkabel.
2. Högerklicka på det enhet som du vill skriva inställningarna ifrån.
3. Välj **DIGSI** → **Device**.

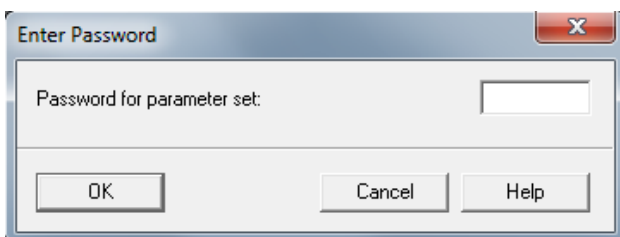
Då kommer följande fönster upp.



Figur 43. Skriv till fysiska enheten.

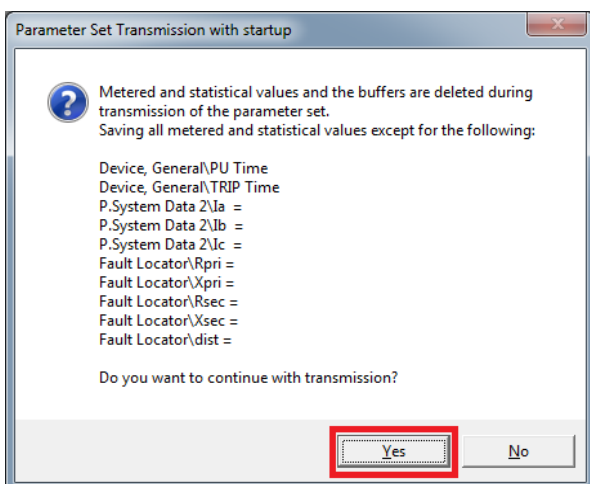
I Figur 43 är det viktig att man väljer **Direct** och rätt COM port, vilken kan variera beroende på vilken USB port man har anslutit fysiska enheten till. Väljer man fel kommer inte arbetsstationen och fysiska enheten att kunna kommunicera med varandra. Försätta genom att klicka **OK**.

Efter det frågas det om lösenord. Som lösenord anger man: **000000** (sex nollor).



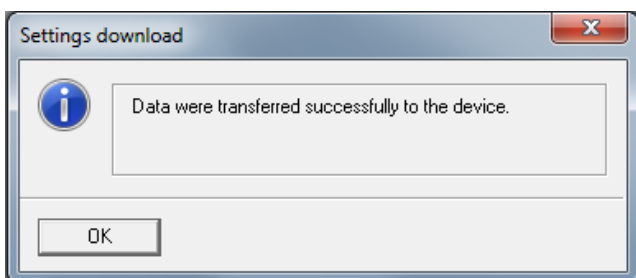
Figur 44. Lösenord.

Efter man angett lösenord kommer det kommer upp ett fönster som berättar vilka värden som inte sparas. Klicka **Yes** för att fortsätta.



Figur 45. Anger vilka värden som inte sparas.

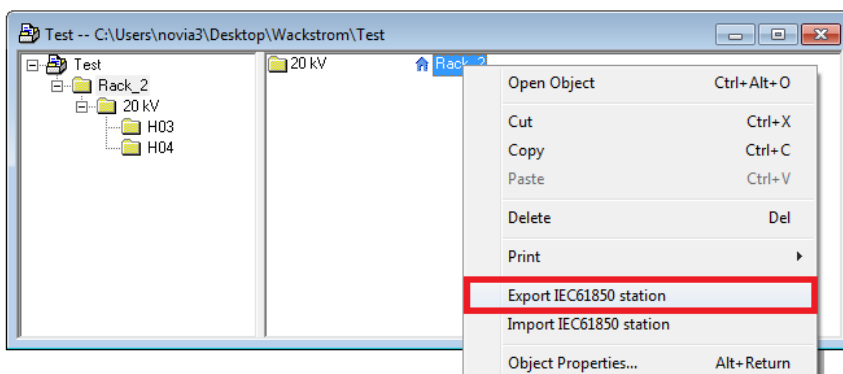
Därefter kommer inställningarna att börja skrivas till enheten. När detta är färdigt kommer följande fönster (figur 46) upp om det lyckades.



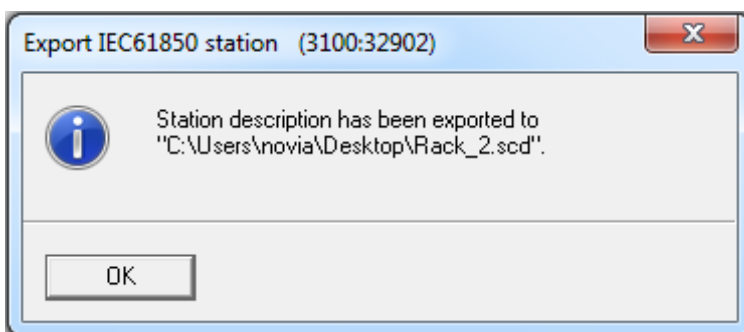
Figur 46. Inställningarna lyckades skrivas till enheten.

Koppla därefter kabeln till den andra fysiska enheten och upprepa de föregående stegen för att skriva inställningarna till den också.

Sista steget är att exportera IEC61850 stationen det görs genom att högerklicka på stationen och välja **Export IEC61850 Station**. Ange namn och spara filen, filändelsen kommer att bli SCD.



Figur 47. Export av stationen.



Figur 48. Meddelande efter man exporterat stationen.

När detta är gjort kan man stänga DIGSI.

3. SAB600

ABB Station Automation Builder 600 (SAB600) är programmet som används för att konstruera och underhålla system i nätslussen COM600. Programmet kommer att användas för att bygga upp stationen och det grafiska gränssnittet.

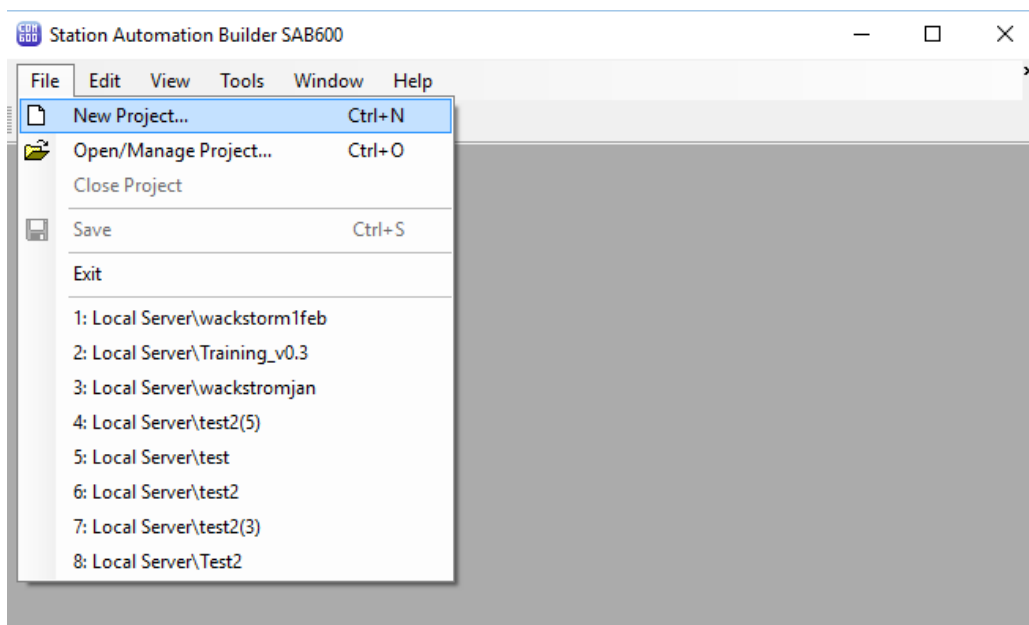
3.1 Skapa ett projekt

För att skapa ett nytt projekt öppnas programmet SAB600.



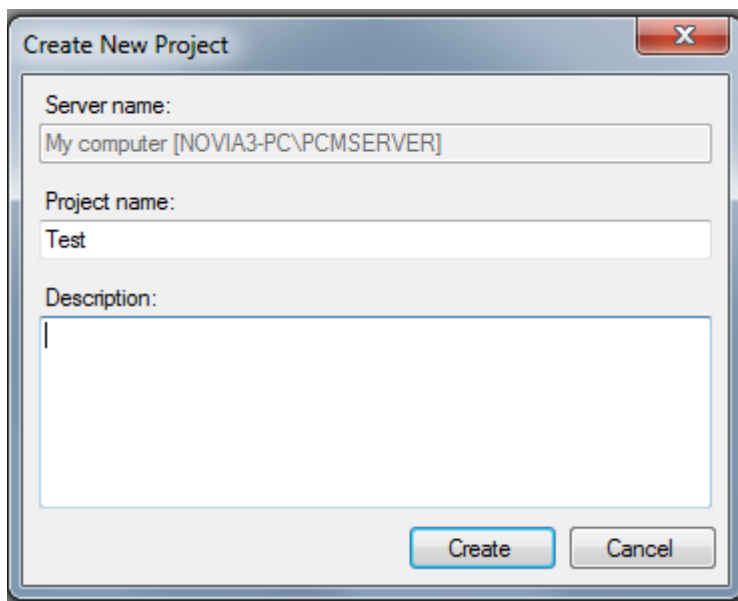
Figur 49. SAB600 ikon.

När programmet har startats kommer det upp ett nytt fönster. Här väljer man från verktygsfältet **File** → **New Project**.



Figur 50. Nytt SAB600 projekt.

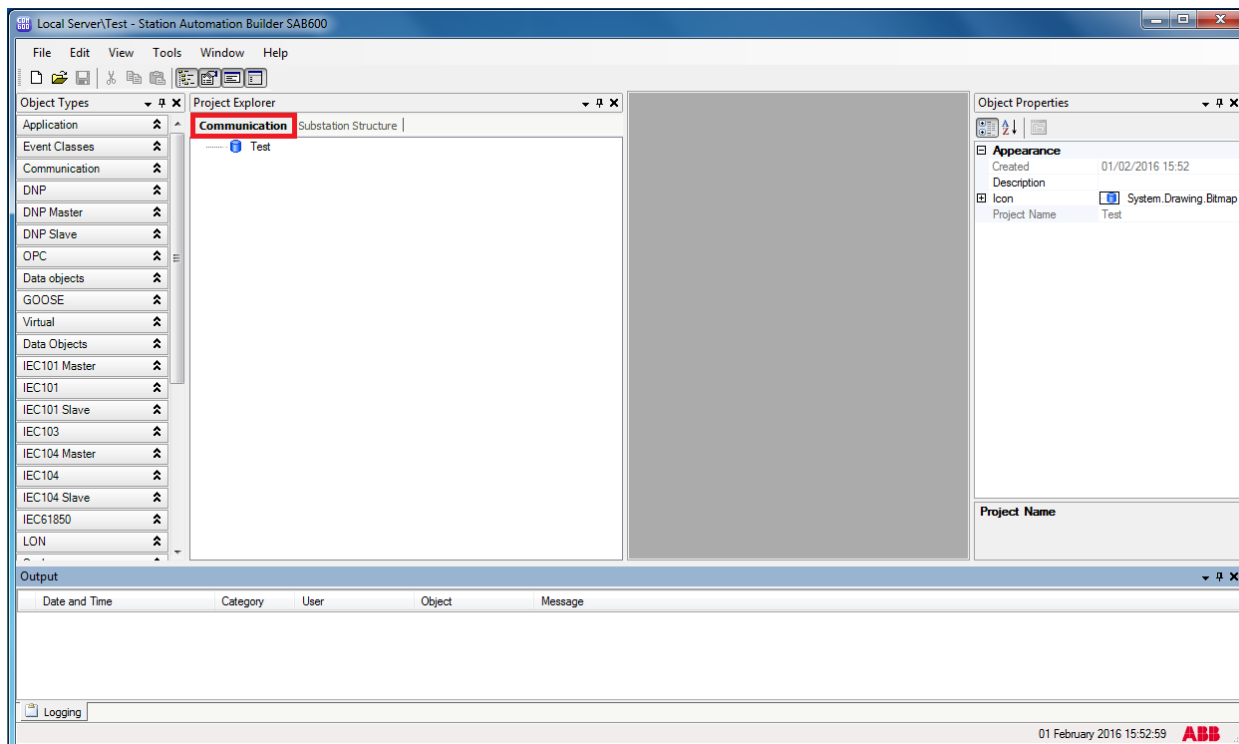
Här anger man projekt namn och en valfri beskrivning om man vill. För att skapa projektet klickar man på **Create**.



Figur 51. Nytt SAB600 projekt.

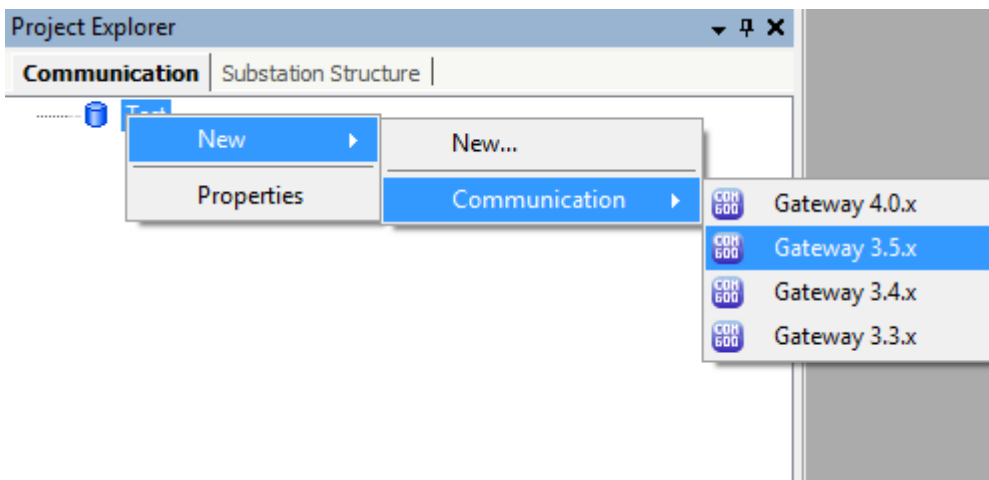
3.2 Kommunikationsidan i SAB600

När man skapat projektet är nästa steg att bygga upp kommunikationsstrukturen på kommunikationssidan i SAB600.



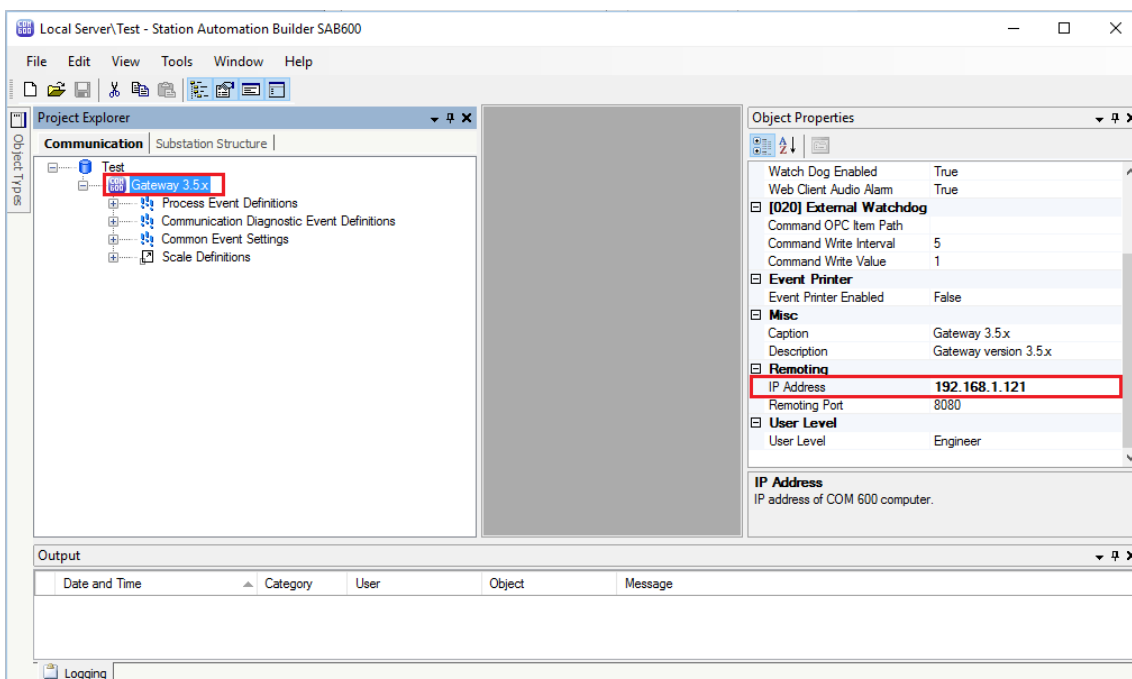
Figur 52. Kommunikationssidan.

Första steget är att lägga till en gateway (COM600). Detta görs genom att högerklicka på projektnamnet, i detta fall **Test** och välja **New → Communication → Gateway 3.5.x**



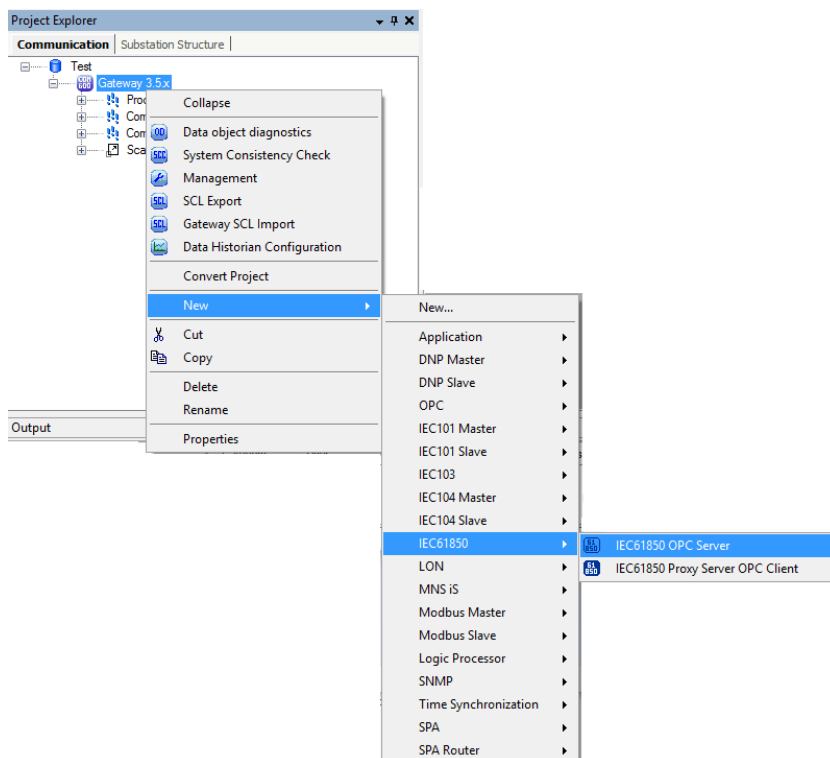
Figur 53. Gateway (COM600) läggs till.

Nästa steg är att ange en IP-adress för gateway objektet. Denna IP-adress ska vara den IP-adress som COM600-enheten har. För att öppna objektets inställningar högerklickar man på **Gateway 3.5.x** och väljer **Object properties**. Man lägger till IP-adressen under **Remoting** i inställningarna, IP-adressen i detta fall är **192.168.1.121**.



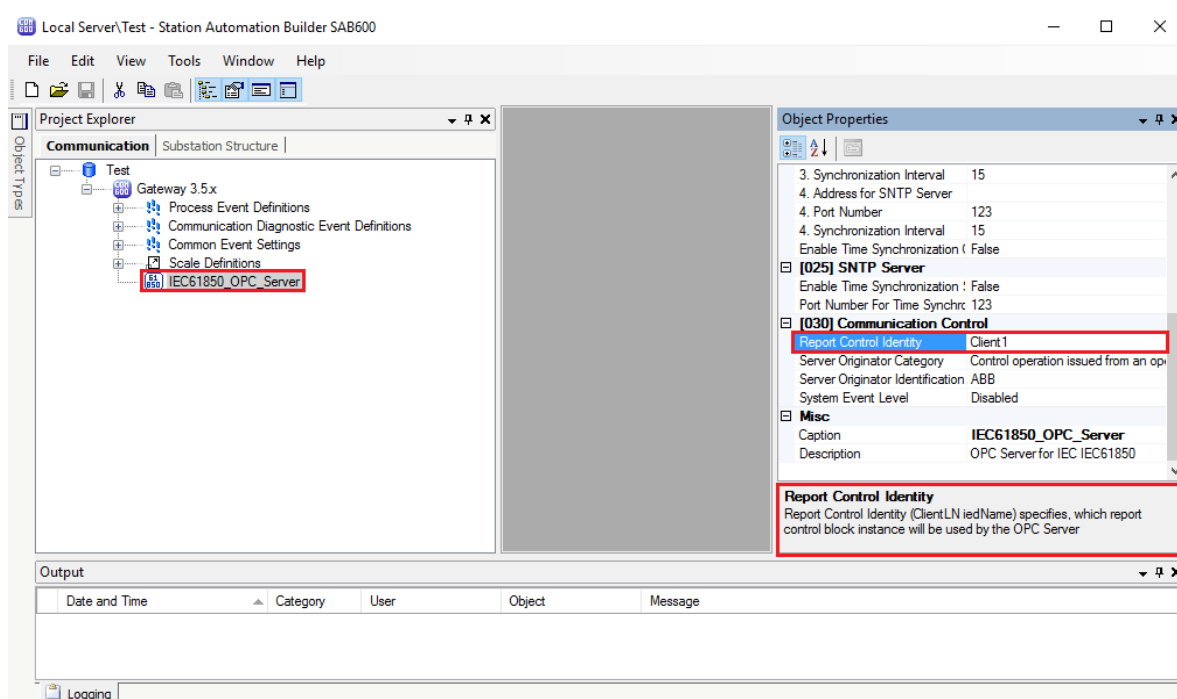
Figur 54. IP-adress inställningar för gateway.

Till nästa lägger man till IEC61850 OPC Server, detta görs genom att högerklicka på **Gateway 3.5.x** och välja **New → IEC61850 → IEC61850 OPC Server**.



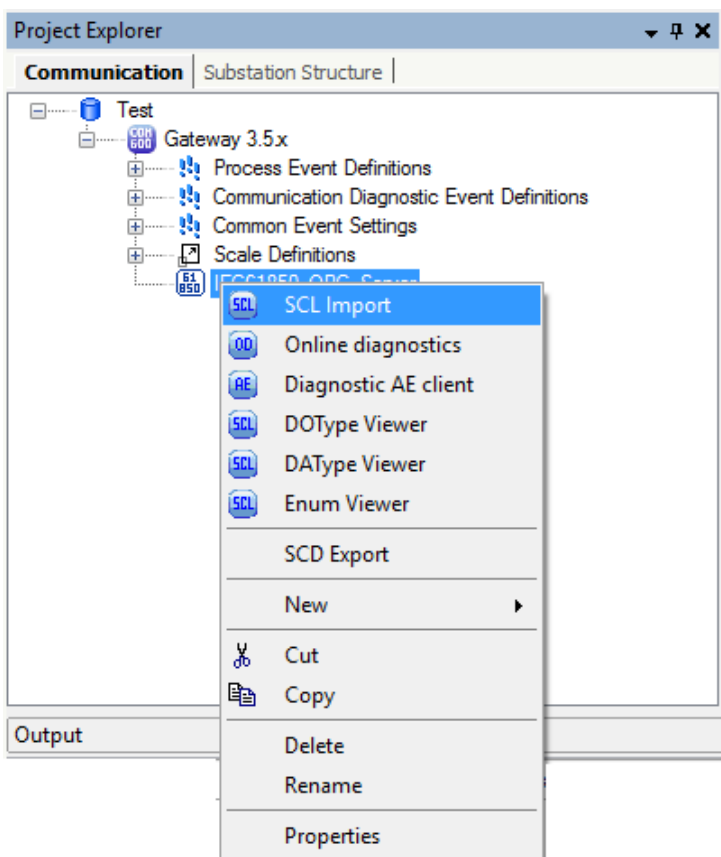
Figur 55. IEC61850 OPC Server läggs till.

Det som man kan notera i IEC61850 OPC Serverns inställningar är att **Report Control Identity** är **Client1**, detta namn kommer att användas senare i projektet.



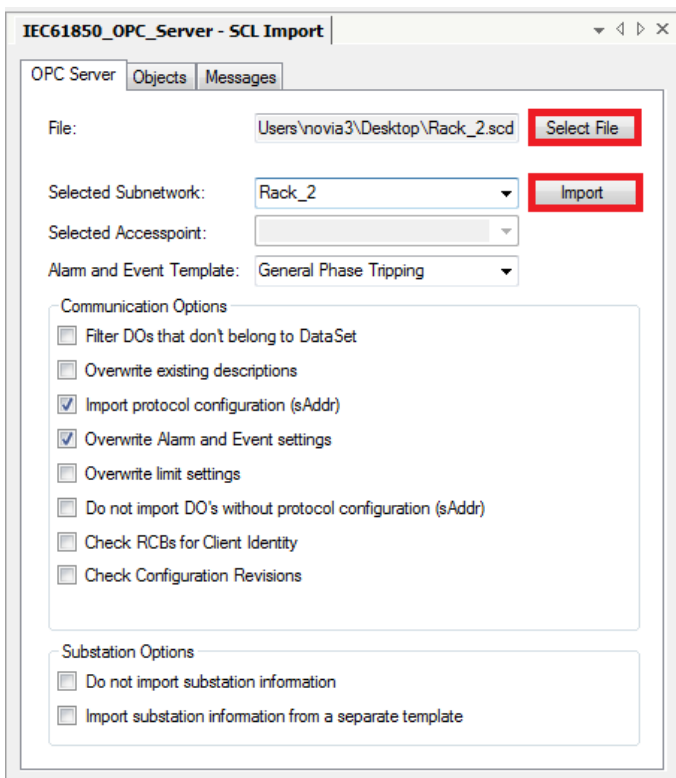
Figur 56. Report Control Identity.

Till nästa importerar man den fil som man exporterade från DIGSI. Detta gör man genom att högerklicka på **IEC61850 OPC Server** och välja **SCL Import**.



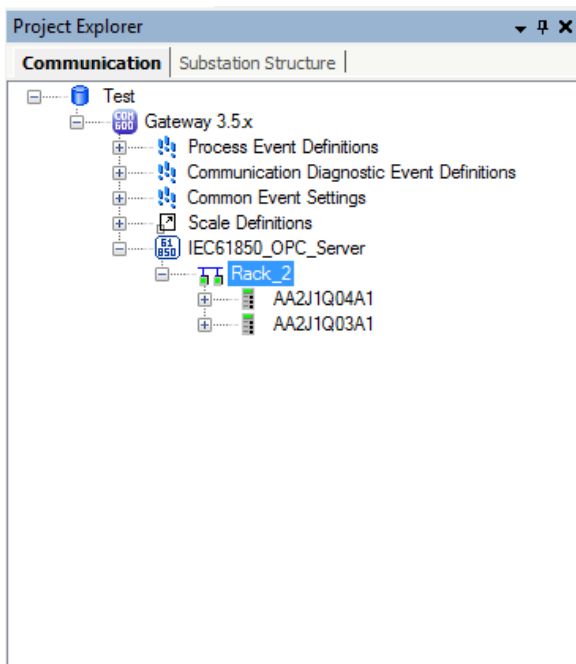
Figur 57. SCL Import.

För att importera, väljer man den exporterade filen med **Select File** och klickar sedan på **Import**. Filen kommer nu att importeras till projektet.



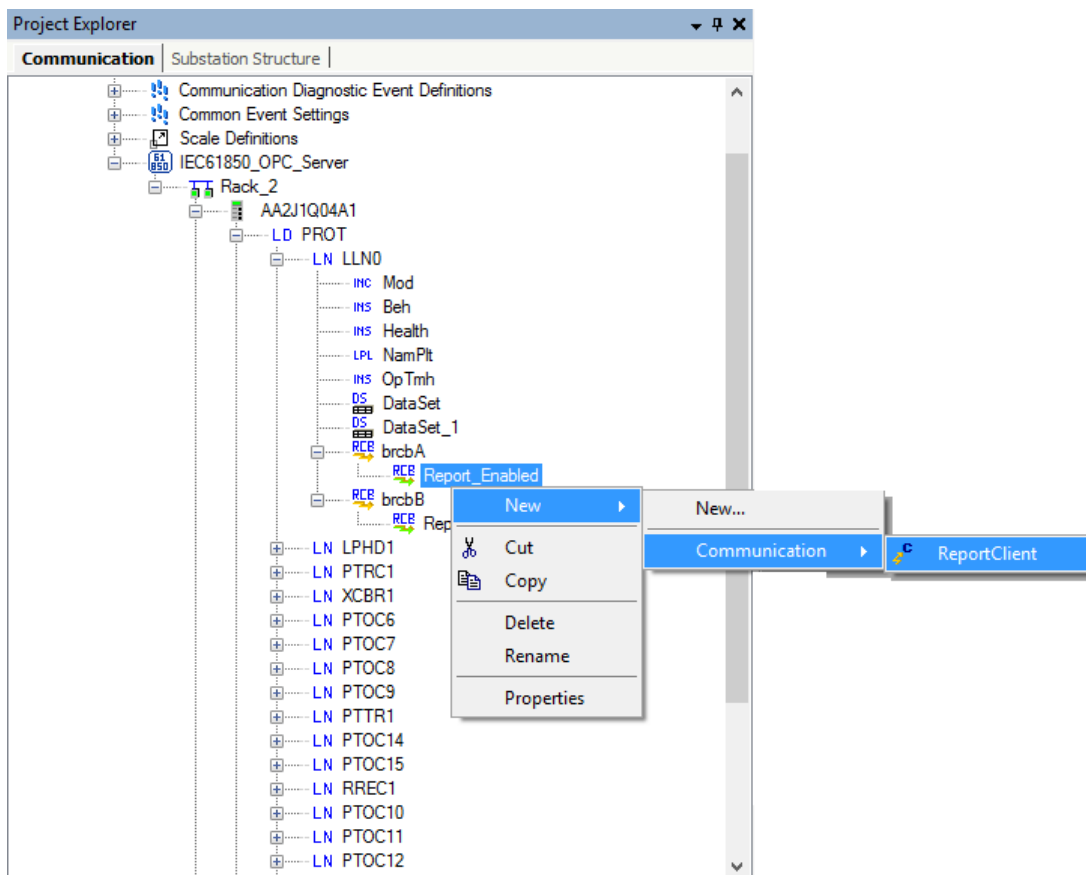
Figur 58. Importera fil.

Efter att filen importerats bör de reläer som man skapat tidigare i DIGSI lagts till i projektet. Reläerna har samma namn som man har angett tidigare i DIGSI.



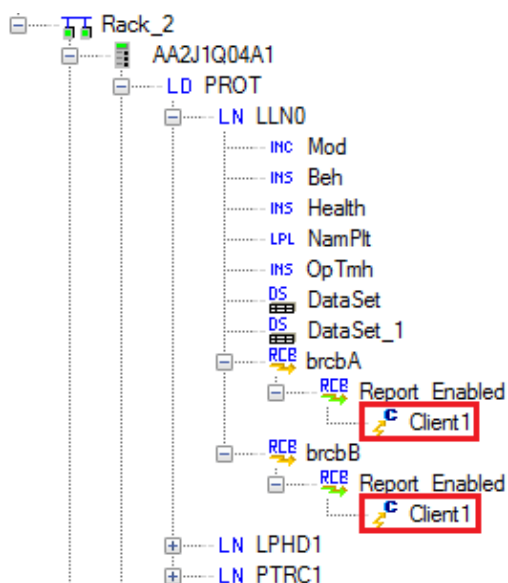
Figur 59. Strukturen efter import av SCD-filen.

Till nästa läggs en **ReportClient** för varje dataset. I detta fall två stycken per relä då det finns två dataset per relä.



Figur 60. ReportClient läggs till.

Namnen på dessa objektet ändras till det namn som man har i IEC61850 OPC Servers inställningar (Figur 56).



Figur 61. ReportClient ändras till Client1.

3.2.1 Bay Switch indikator

Bay Switch indikatorn rapporterar om facket kan fjärrstyras eller inte. För ställa in objektet högerklickar man på **LOC** som kan hittas under den logiska noden **LLN0** som hittas under logiska enheten **CTRL**.

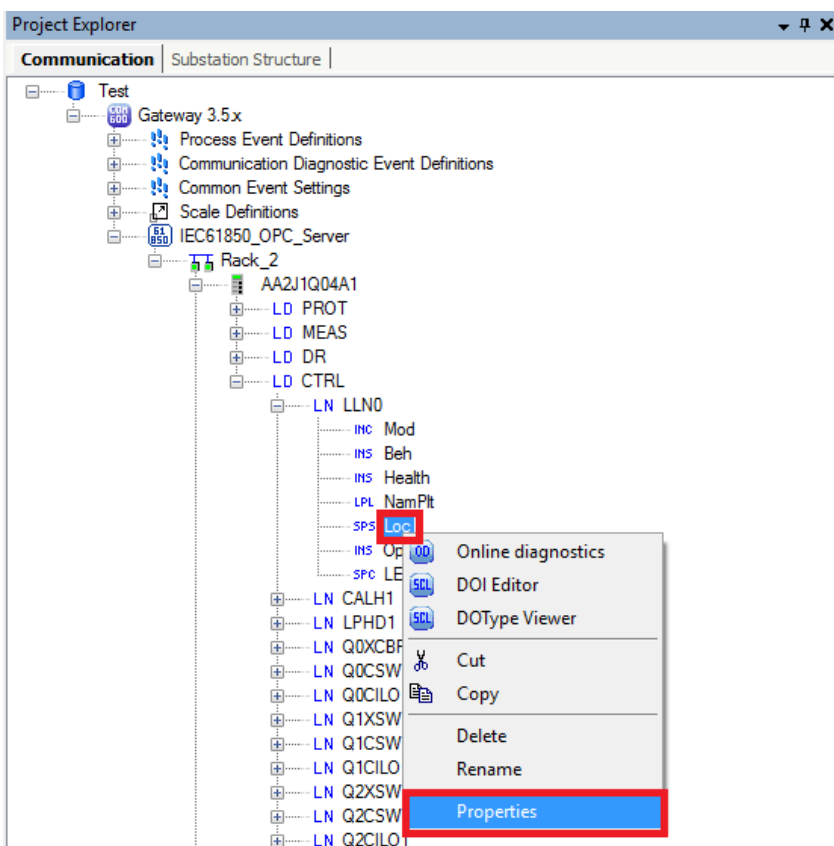


Figure 62. Bay Switch indikatorns inställningar.

Inne i inställningarna ändra man indikations händelse till **BAYLRSwitch**.

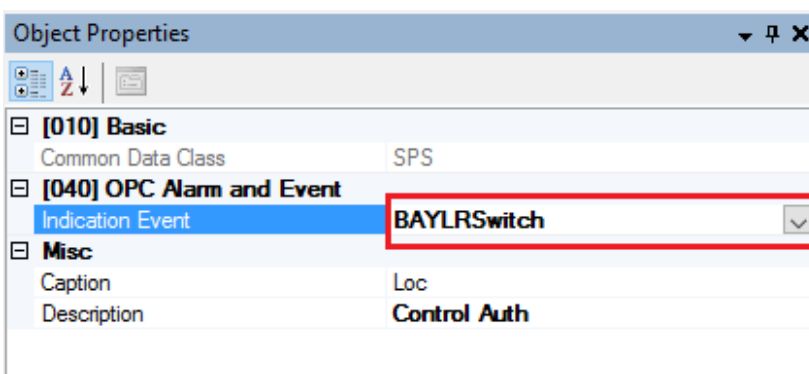
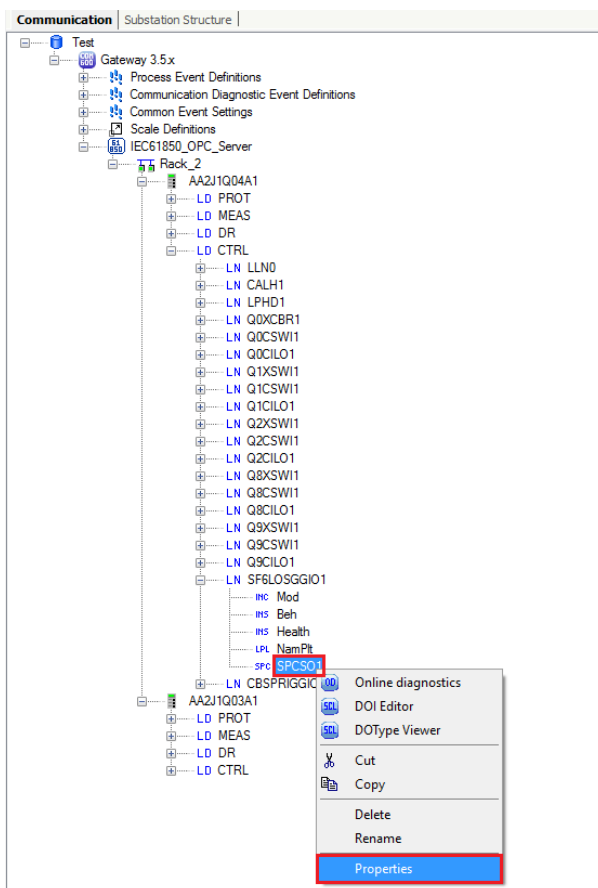


Figure 63. Bay Switch indikatorn ändras.

Detta görs också för det andra reläet.

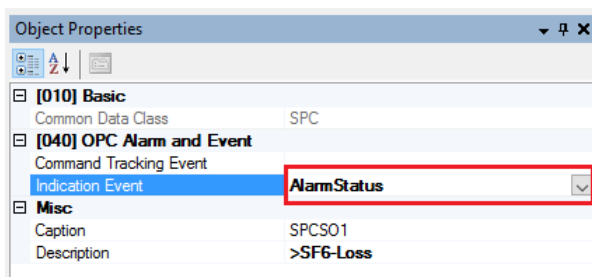
3.2.2 Alarmindikatorerna

För att konfigurera SF6-gasens alarmindikation öppnas den logiska nod man som man skapade tidigare i **DIGSI System Configurator** för SF6-gasen (SF6LOS). Inne i den logiska nodens struktur hittar man dataobjektet **SPCSO1**. I detta objekts inställningar ändrar man indikationshändelse. Genom att högerklicka på objektet och välja **Properties**.



Figur 64. SF6-gas alarm indikationsinställningar.

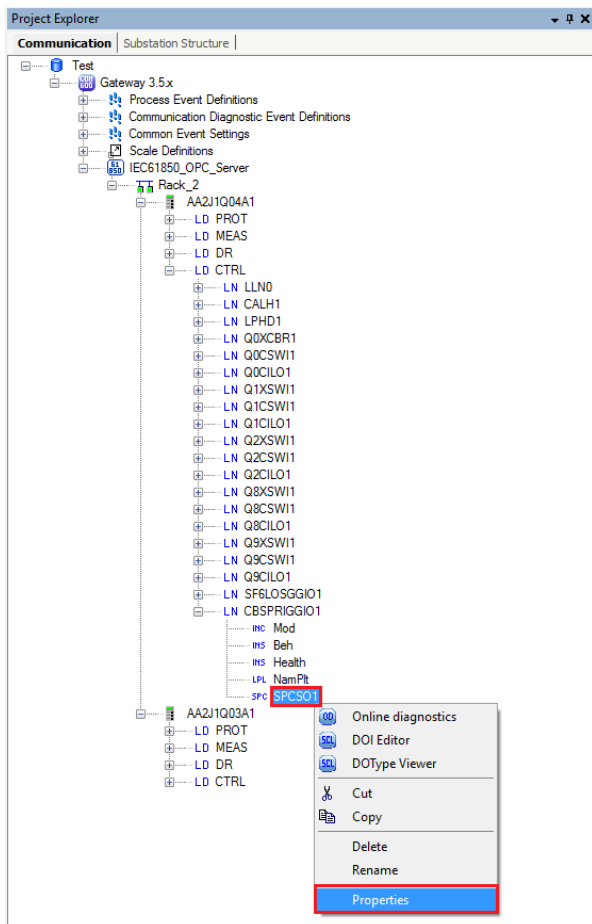
Inne i inställningarna ändra man indikationshändelse till **AlarmStatus**.



Figur 65. SF6-gas alarmets indikationshändelse ändras.

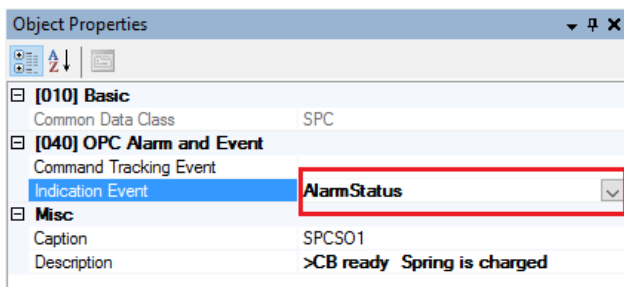
Detta görs också för det andra reläet.

För att konfigurera brytarens fjäder alarmindikation öppnas den logiska nod man som man skapade tidigare i **DIGSI System Configurator** för brytarens fjäder (CBSPRI). Inne i den logiska nodens struktur hittar man dataobjektet **SPCSO1**. I detta objekts inställningar ändrar man indikationshändelse. Genom att högerklicka på objektet och välja **Properties**.



Figur 66. Brytarens fjäder indikationsinställningar.

Inne i inställningarna ändra man indikationshändelse till **AlarmStatus**.

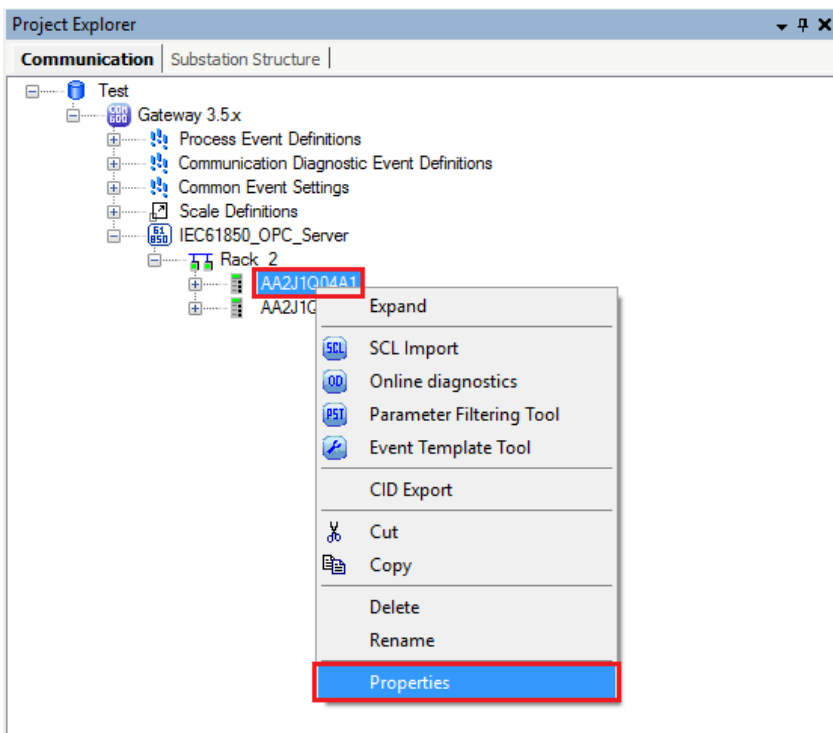


Figur 67. Brytarens fjäder indikationshändelse ändras.

Detta görs också för det andra reläet.

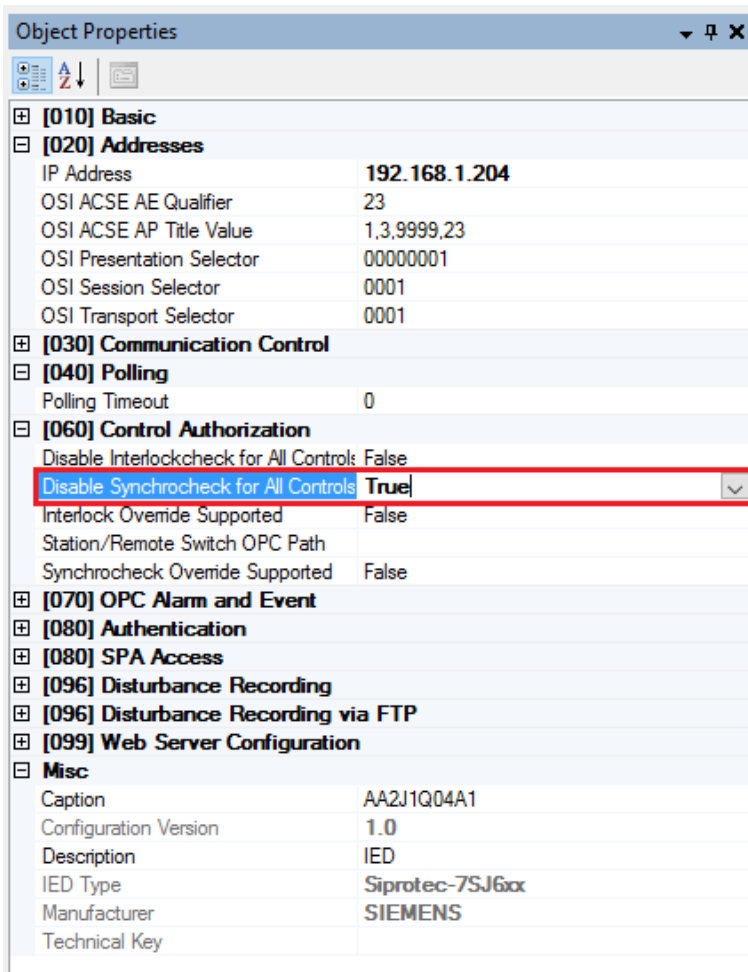
3.2.3 Inaktivering av synchrocheck

Då reläet saknar synchrocheck-funktion inaktiveras den i SAB600. Om inte detta görs kommer man att inte kunna fjärrstyra komponenterna från gränssnittet. För att inaktivera funktionen görs det genom att högerklicka på reläet och välja **Properties**.



Figur 68. Reläets inställningar.

Inställningarna för reläet öppnas i högra sidan av fönstret. Här ändrar man att inaktivera synchrocheck för reläet enligt figur 69.

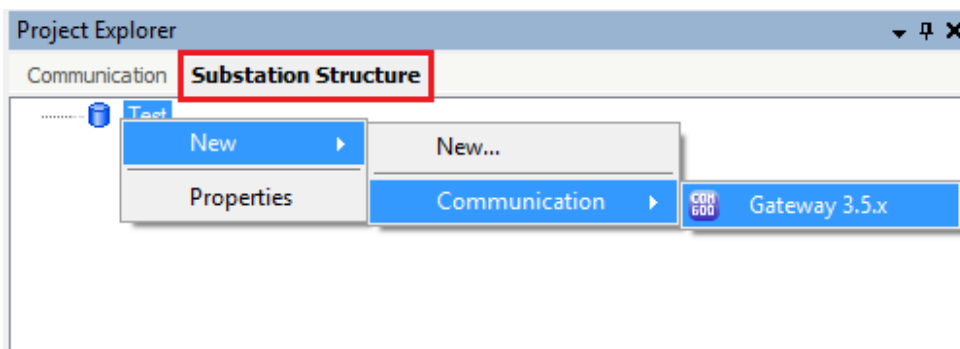


Figur 69. Synchrocheck inaktiveras i reläets inställningar.

Detta görs också för det andra reläet.

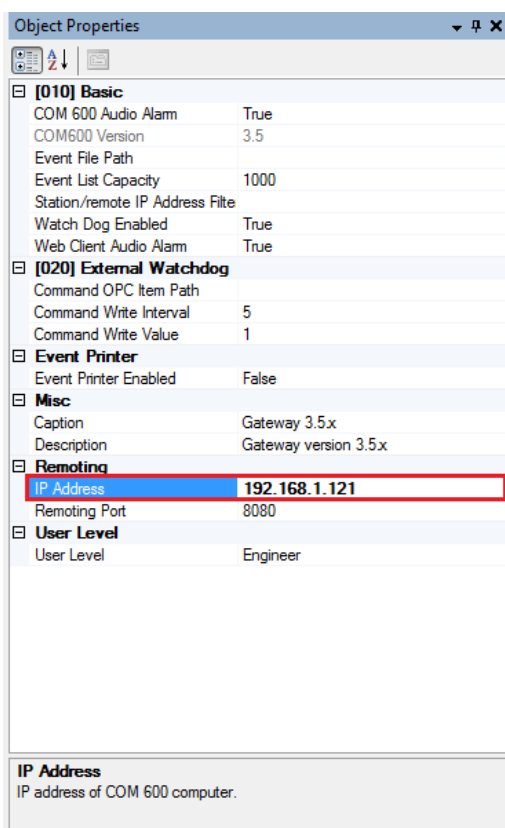
3.3 Substation structure

I denna del byggs det grafiska gränssnittet upp. Strukturen byggs upp på ett liknade sätt som på kommunikationsidan. Dvs. man lägger till först till COM600-enheten. Genom att högerklicka på projekt namnet och välja **New → Communication → Gateway 3.5.x**.



Figur 70. Gateway (COM600) läggs till.

Till nästa anger man samma IP-adress för gateway objektet som man tidigare gjorde på kommunikationssidan. Dvs. IP-adressen som man anger är **192.168.1.121**.

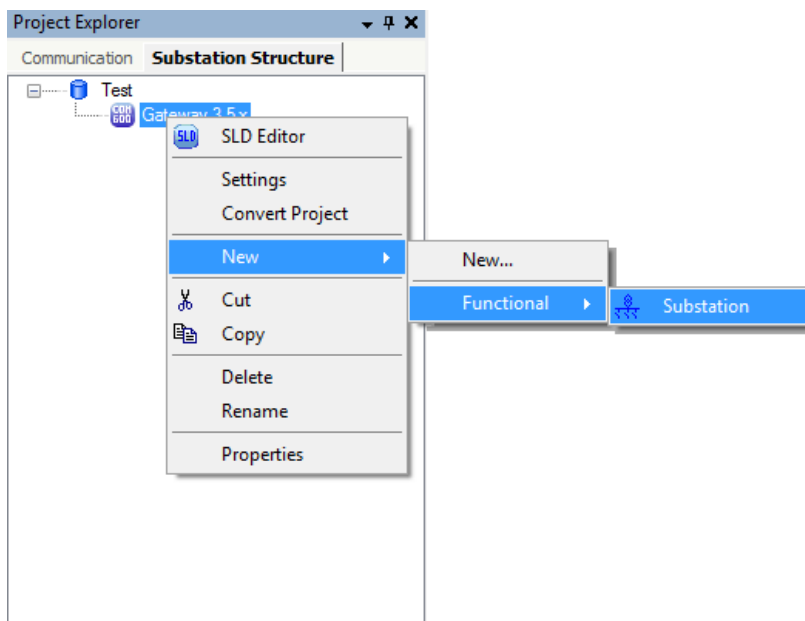


Figur 71. IP-adress inställningar för gateway.

3.3.1 Strukturering av stationen

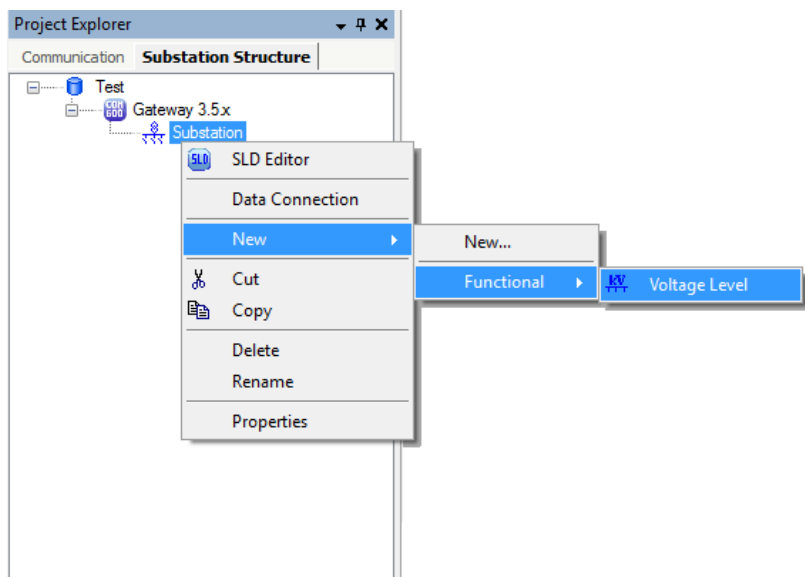
Till nästa lägger man till elstationen, spänningsnivå, samlingskenorna och facken.

För att lägga till elstationen högerklickar man på Gateway.3.5.x och väljer **New** → **Functional** → **Substation**



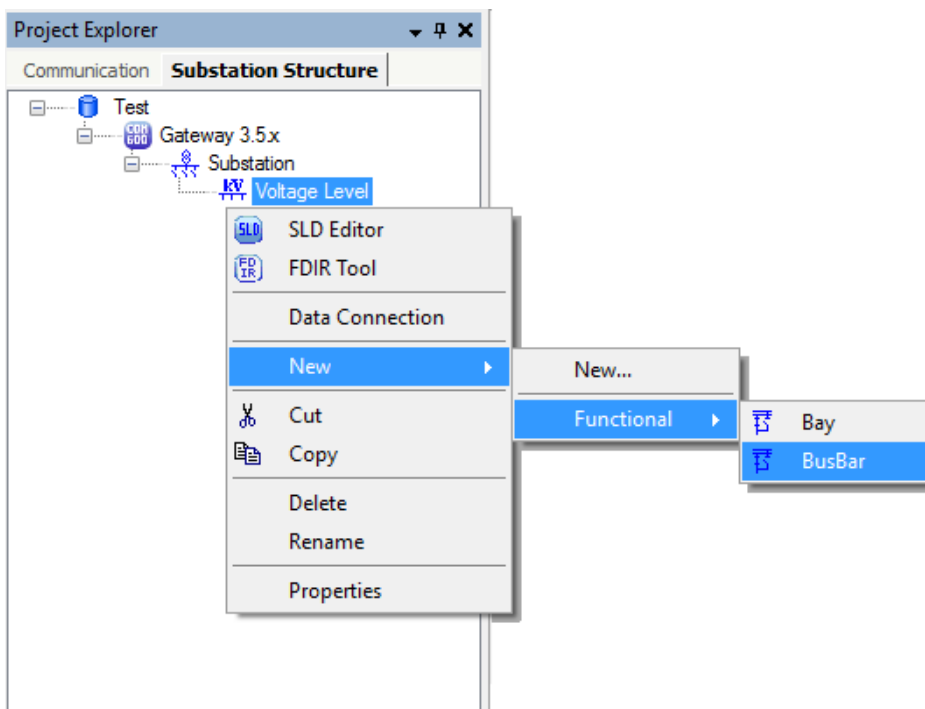
Figur 72. Lägger till elstation.

För att lägga till spänningsnivån högerklickar man på elstationen och väljer **New** → **Functional** → **Voltage Level**.



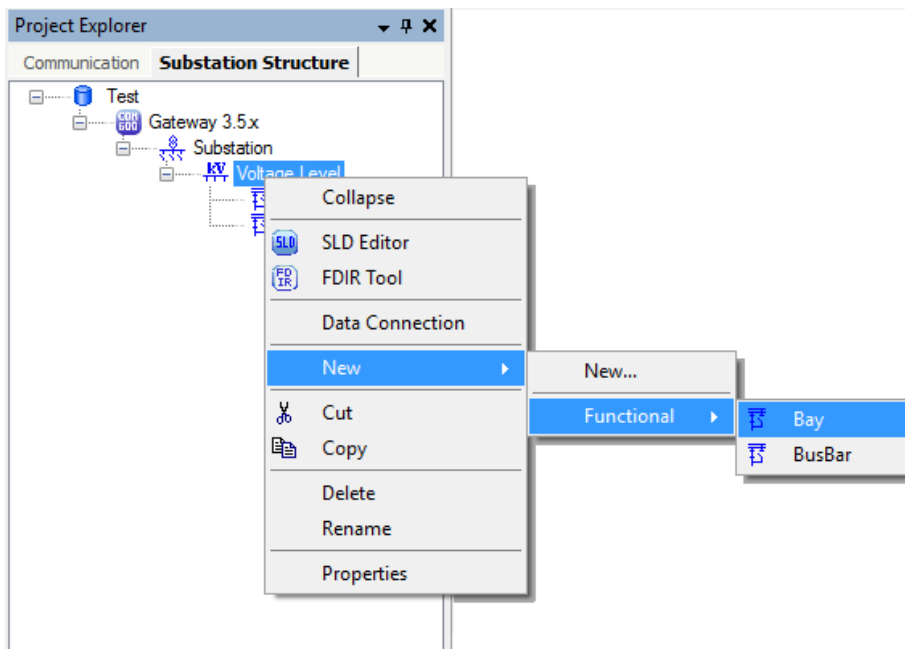
Figur 73. Lägger till spänningsnivå.

För att lägga till samlingskenorna högerklickar man på spänningsnivån och väljer **New** → **Functional** → **BusBar**. I detta fall lägger man till två stycken.



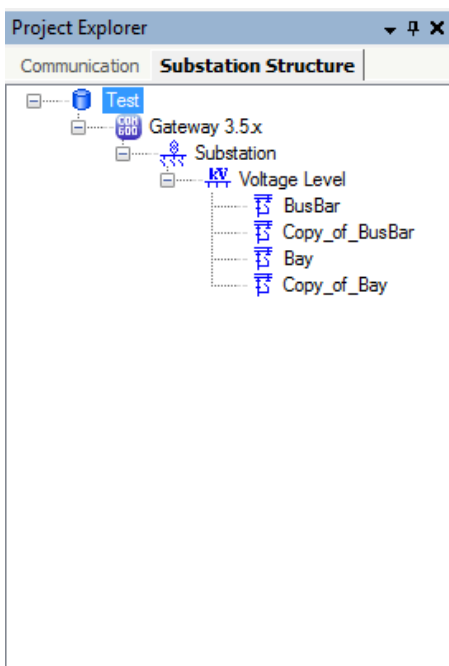
Figur 74. Lägger till samlingskena.

Till sist lägger man till de båda facken. Detta görs genom att högerklicka på spänningsnivån och välja **New** → **Functional** → **Bay**.



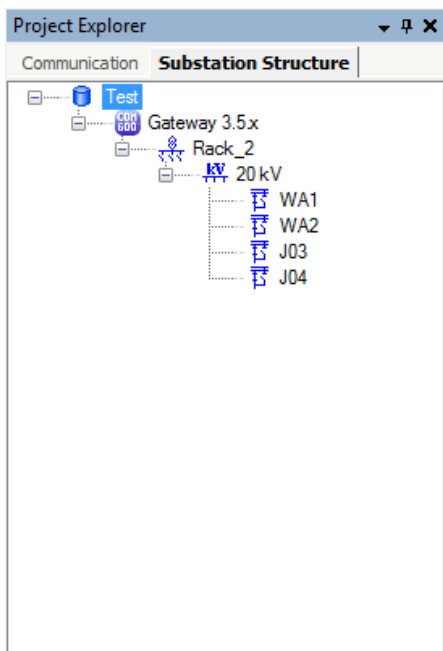
Figur 75. Lägger till fack.

När man lagt till alla objekt bör projektets strukturer se ut enligt figur 76.



Figur 76. Projekt struktur.

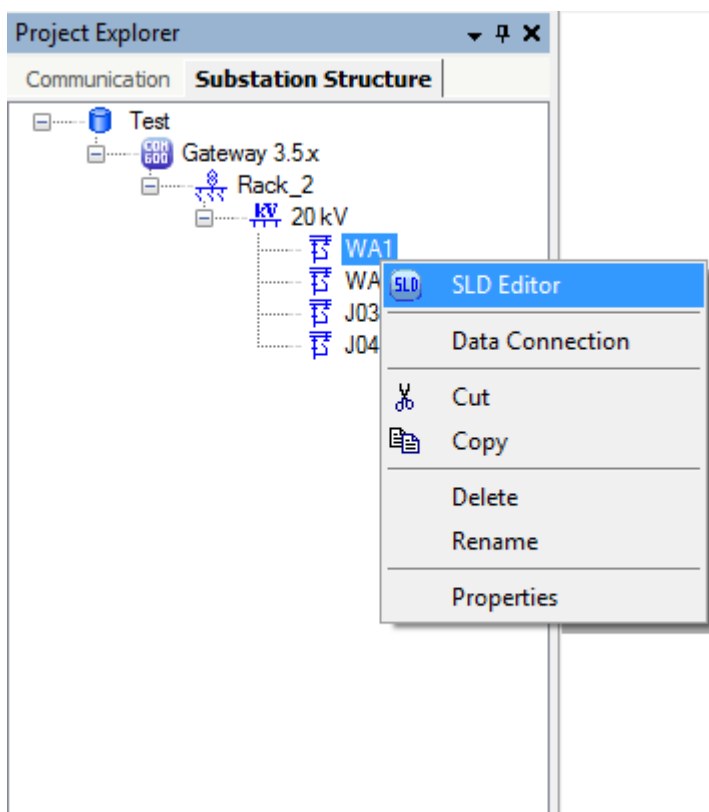
Namnen på objekten ändras för att strukturen ska bli mera logisk. Detta görs genom att markera det objekt man vill ändra namn på och trycka **F2** eller högerklicka på objektet och välja **Rename**. Man kan ange objektens namn enligt figur 77.



Figur 77. Projekt struktur.

3.3.2 Komponenterna läggs till i gränssnittet

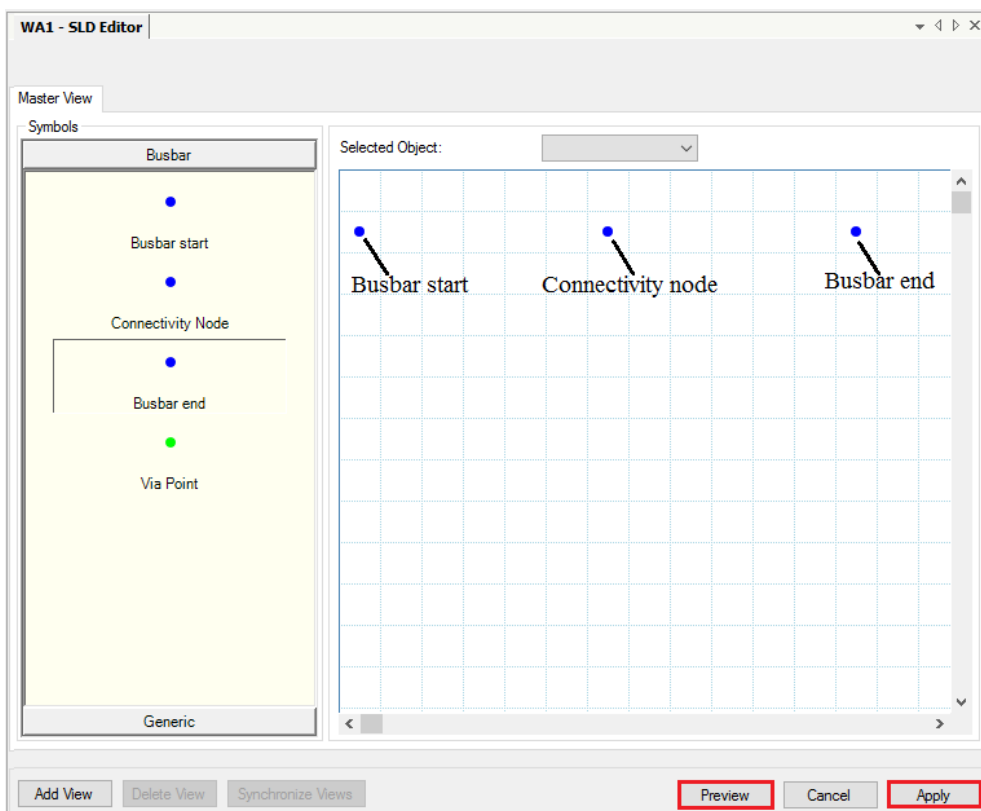
Nu kan man börja skapa det själva grafiska gränssnittet. Man kan börja med att rita ut de både samlingsskenorna först. Detta görs genom att högerklicka på **WA1** och välja **SLD Editor**.



Figur 78. SLD Editor.

I SLD Editor ritas man in samlingsskenan genom att använda dra-och-släpp metoden. Man drar från vänstra sidan de olika noderna för att specificera var samlingsskena börjar och slutar. Man kan också lägga till kopplingspunkter för var olika fack kopplas till.

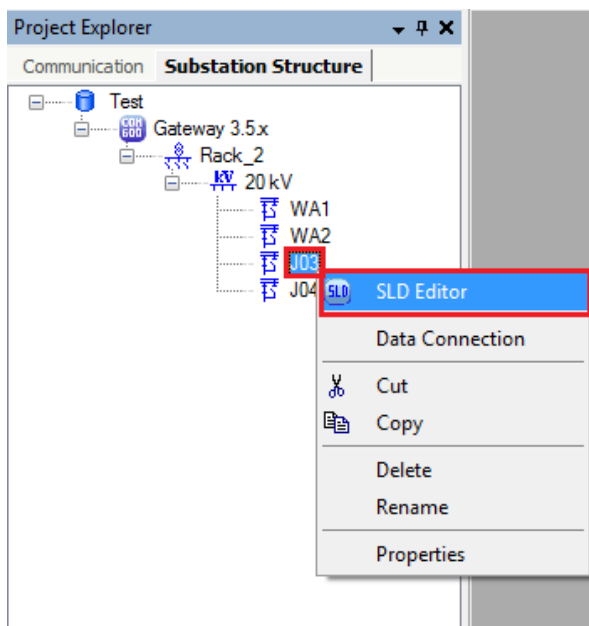
När man placerat ut noderna, klickar man på **Apply** då ritas skenan ut. Man kan därefter klicka på **Preview** för att se hur gränssnittet ser ut. Vilket i detta skede inte är intressant då det bara visas en skena.



Figur 79. Samlingsskena ritas ut.

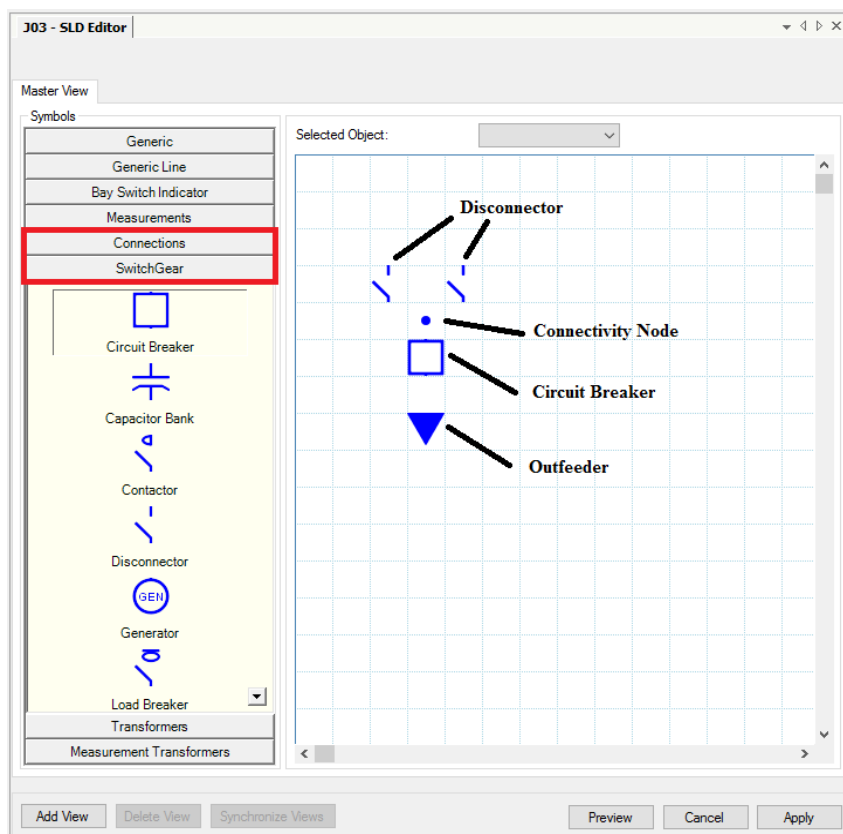
När man är klar stänger man SLD Editor genom att klicka på krysset uppe i högre hörnet av SLD Editor fönstret. Den andra samlingsskenan (WA2) ritas ut på samma sätt men man ska rita den längre ner än den första. Det lönar sig att använda **Preview** för att se att skenorna inte går över varandra eller ritas för nära varandra.

För att lägga till de olika komponenterna i facken högerklickar man på **J03** och väljer **SLD Editor**.



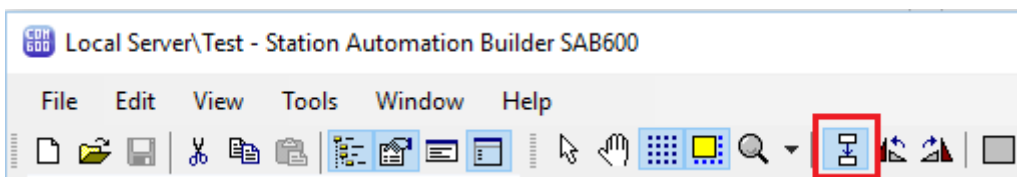
Figur 80. Fack öppnas i SLD Editor.

Inne i SLD Editor använder man sig av dra-och-släpp metoden. Man drar de olika komponenterna från vänster till arbetsytan till höger.



Figur 81. Fackets komponenter läggs till.

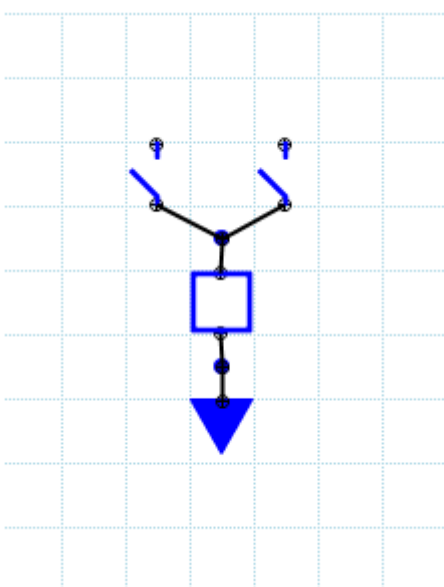
För att koppla ihop de olika komponenterna använder man sig av **Direct Link**-verktyget som finns uppe i verktygsfältet.



Figur 82. Direct Link verktyget.

När man valt verktyget kommer det fram olika kopplingspunkter på komponenterna. Nu är det bara att koppla ihop de olika komponenterna genom att vänsterklicka på en punkt och sedan på en annan. Man behöver bry sig att linjerna går snett, då de ändras till 90° i gränssnittet.

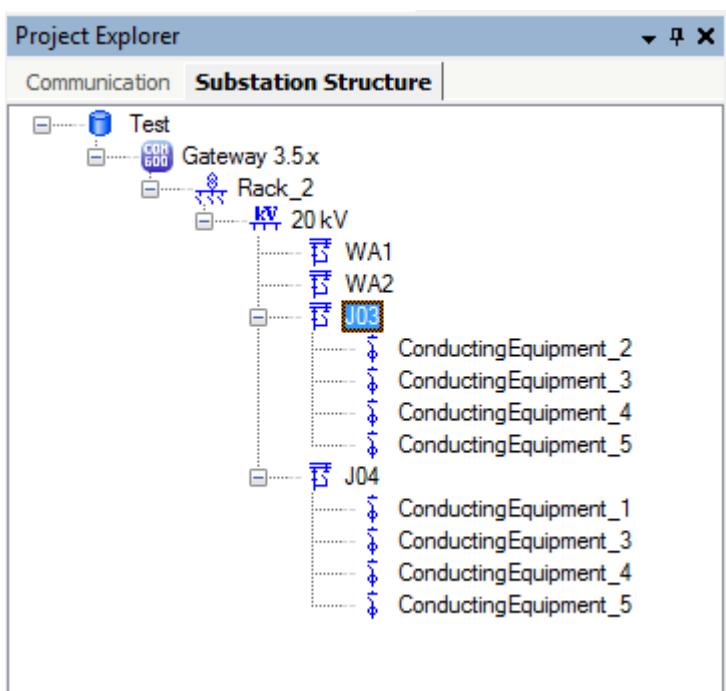
När man kopplat ihop komponenterna bör det se ut enligt figur 83.



Figur 83. Komponenterna har kopplats ihop.

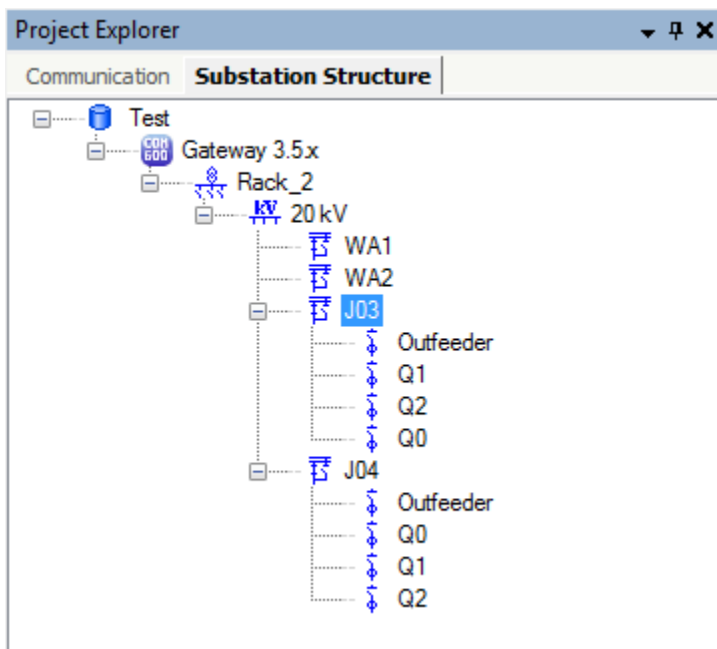
När detta är klart kan man spara och stänga SLD Editor. **Upprepa samma metod för att rita J04 facket.**

När komponenterna har lagts till båda facken bör strukturen se ut enligt figur 84.



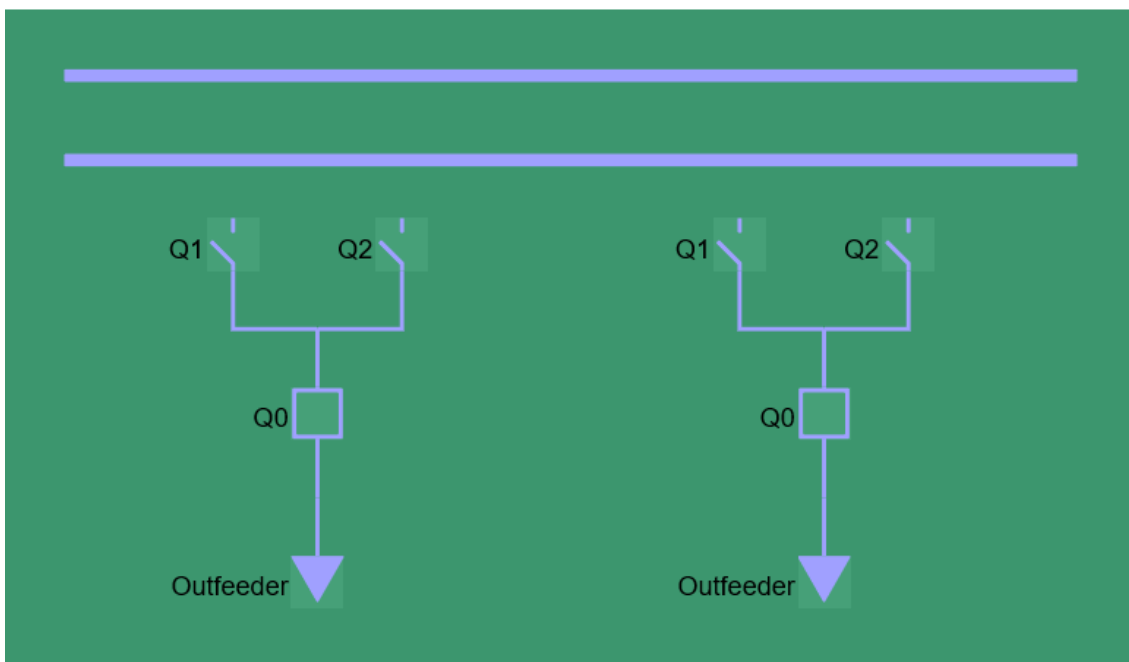
Figur 84. Projekt struktur.

Till nästa ändrar man namnen på komponenterna att de motsvarar det man har inne reläets gränssnitt. Detta görs genom att välja en komponent och trycka **F2** eller högerklicka och välja **Rename**. Komponenternas namn blir då enligt figur 85.



Figur 85. Projekt struktur.

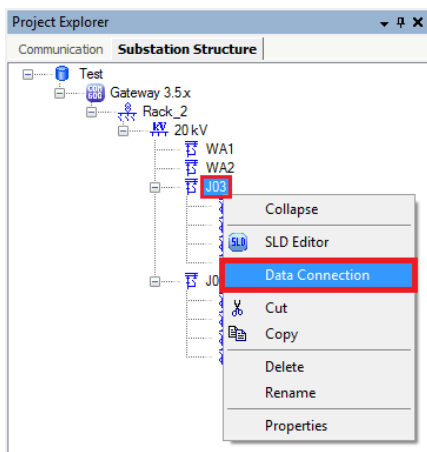
När man ändrat namn på de olika komponenterna bör gränssnittet se ut enligt figur 86.



Figur 86. Grafiska gränssnittet efter att komponenternas namn ändrats.

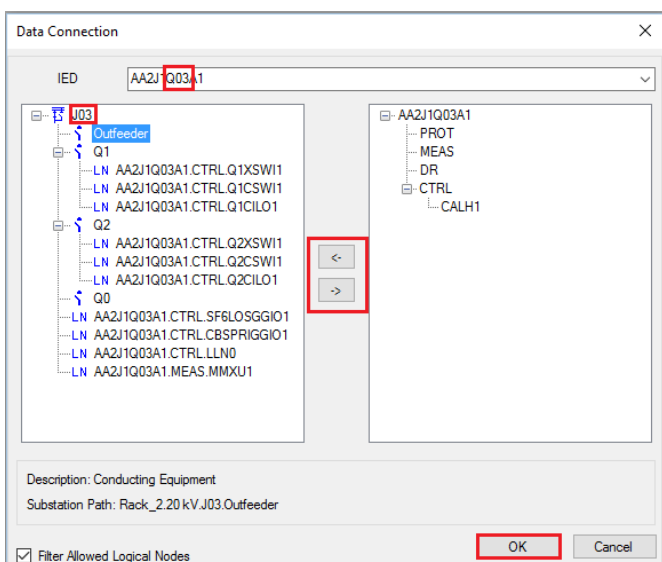
3.3.3 Data Connection

Nästa steg är att tilldela logiska noder för varje komponent. Detta görs för att få informationen från kommunikationssidan till de olika komponenterna. För att göra detta högerklickar man på facket och väljer **Data Connection**.



Figur 87. Data Connection.

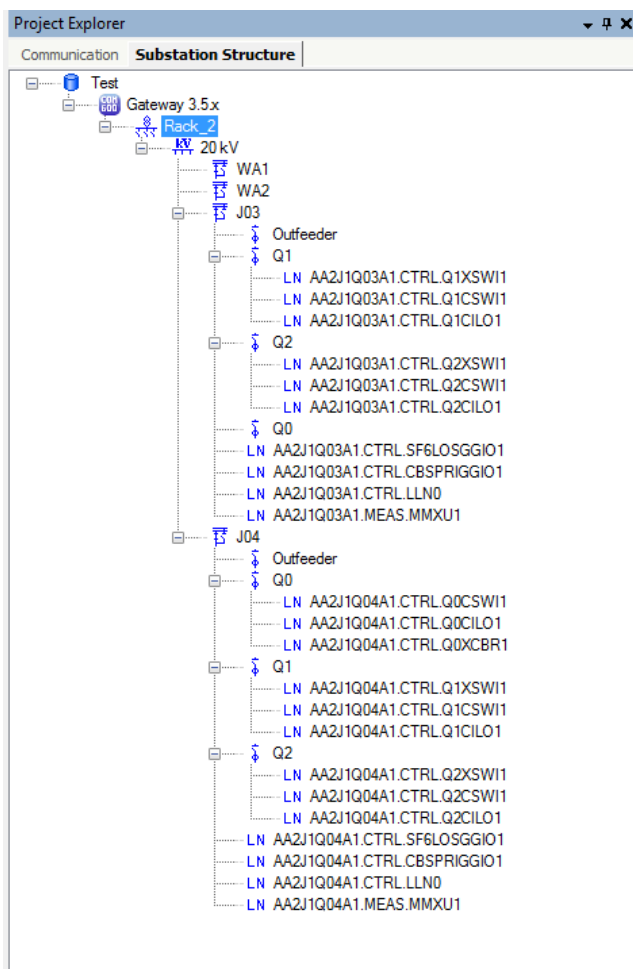
I Data Connection är det viktigt att man väljer rätt relä. Annars kan man tilldela det andra reläets noder till fel relä. För att tilldela noder så markerar man den komponent som man vill tilldela noder. Därefter väljer man noderna man vill ange i högra sidan av fönstret. För att tilldela noder använder man pilknapparna i mitten av fönstret. När noderna är tilldelad sparar man med att klicka **OK**.



Figur 88. Tilldela noder till komponenterna.

På samma sätt tilldelar man logiska noder till det andra reläet.

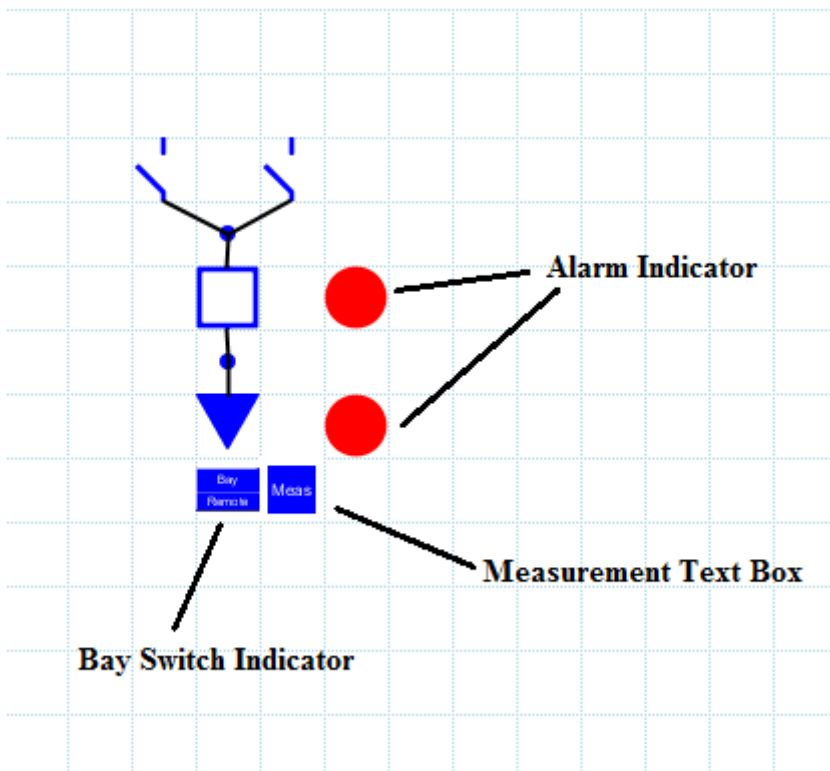
När både reläerna har fått logiska noderna tilldelad bör strukturen se ut enligt figur 89.



Figur 89. Strukturen efter man angett de logiska noderna till reläerna.

3.3.4 Konfiguration av indikationer och mätningar

Till nästa läggs indikatorer och mätningarna till varje fack. Man öppnar igen **SLD Editor** och lägger till de olika objekten i facken.



Figur 90. Olika indikatorer och mätningar läggs till.

När man dragit ett objekt till arbetsytan kommer det upp ett fönster där man ska konfigurera dem.

Bay Switch Indicator detta objekt indikerar om man kan fjärrstyra reläet eller inte. Bay Switch indikatorn konfigureras enligt figur 91.

Bay Switch Indicator Configuration

Bay Switch Indicator

Indication

Item path

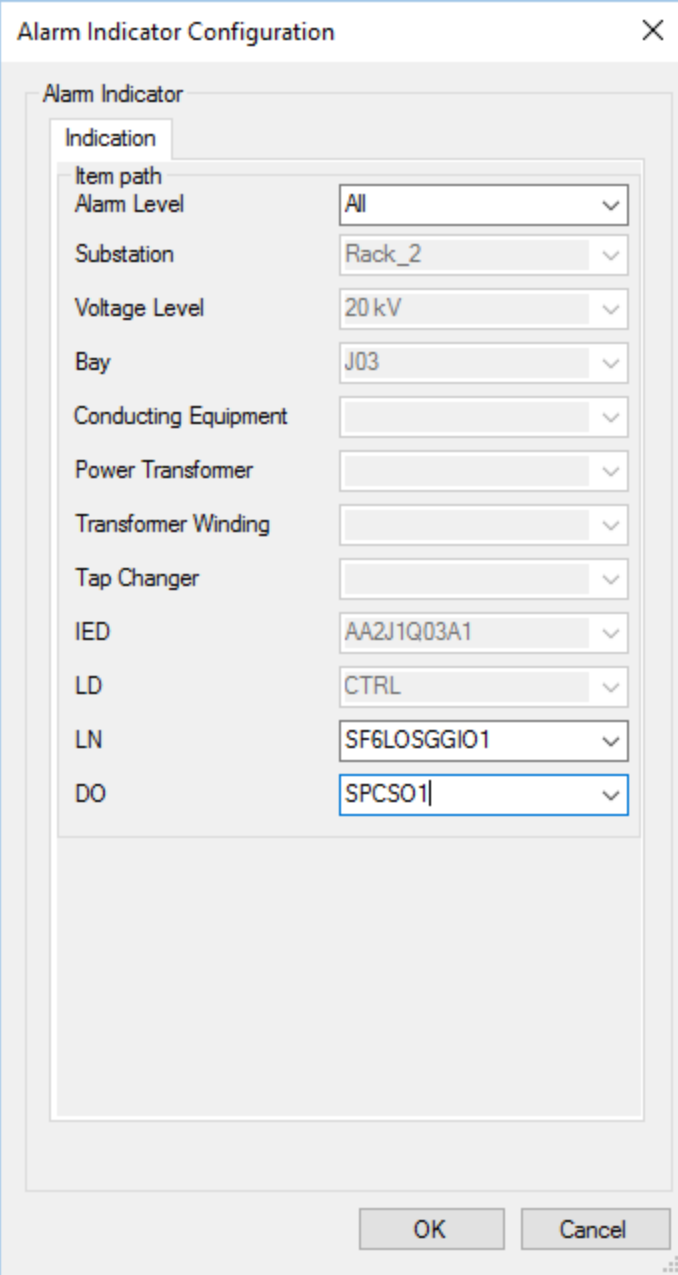
IED	AA2J1Q03A1
LD	CTRL
LN	LLN0
DO	Loc
DA	stVal

LN Filtering Simple Smart

OK Cancel

Figur 91. Bay Switch Indikatorns inställningar.

För att konfigurera SF6-gas alarmet som indikerar om gasen har för lågt tryck, görs det enligt figur 92. I DEMVE-utrymmet styrs indikationen med en fysisk brytare på stationspanelen.



Alarm Indicator Configuration

Alarm Indicator

Indication

Item path	
Alarm Level	All
Substation	Rack_2
Voltage Level	20 kV
Bay	J03
Conducting Equipment	
Power Transformer	
Transformer Winding	
Tap Changer	
IED	AA2J1Q03A1
LD	CTRL
LN	SF6LOSGGIO1
DO	SPCS01

OK Cancel

Figur 92. SF6-gas alarmets inställningar.

För att ställa in alarmet som indikerar om brytarens fjäder är laddad, konfigureras den enligt figur 93. Denna indikation styrs också genom att öppna och stänga en fysiska brytare på stationspanelen i DEMVE-utrymmet.

Alarm Indicator Configuration

Alarm Indicator

Indication

Item path

Alarm Level: All

Substation: Rack_2

Voltage Level: 20 kV

Bay: J03

Conducting Equipment

Power Transformer

Transformer Winding

Tap Changer

IED: AA2J1Q03A1

LD: CTRL

LN: CBSPRIGGIO1

DO: SPCSO1

OK Cancel

Figur 93. Alarminställningar för brytarens fjäder.

Mätningarna kommer att visa strömmarna i de tre fasledarna och i neutralledaren. För att lägga till en mätning klickar man på **Add Measurement**. Mätningarna konfigureras enligt figur 94.

Measurement Configuration

Measurements

1

Item path

IED AA2J1Q03A1

LD MEAS

LN MMXU1

DO A.phsA

DA cVal.mag.f

LN Filtering Simple Smart

Measurement Attributes

Show Unit True

Show Alarm symbol True

Show Description False

Text L1:

Decimals 2

Display Multiplier none

Device Unit ampere

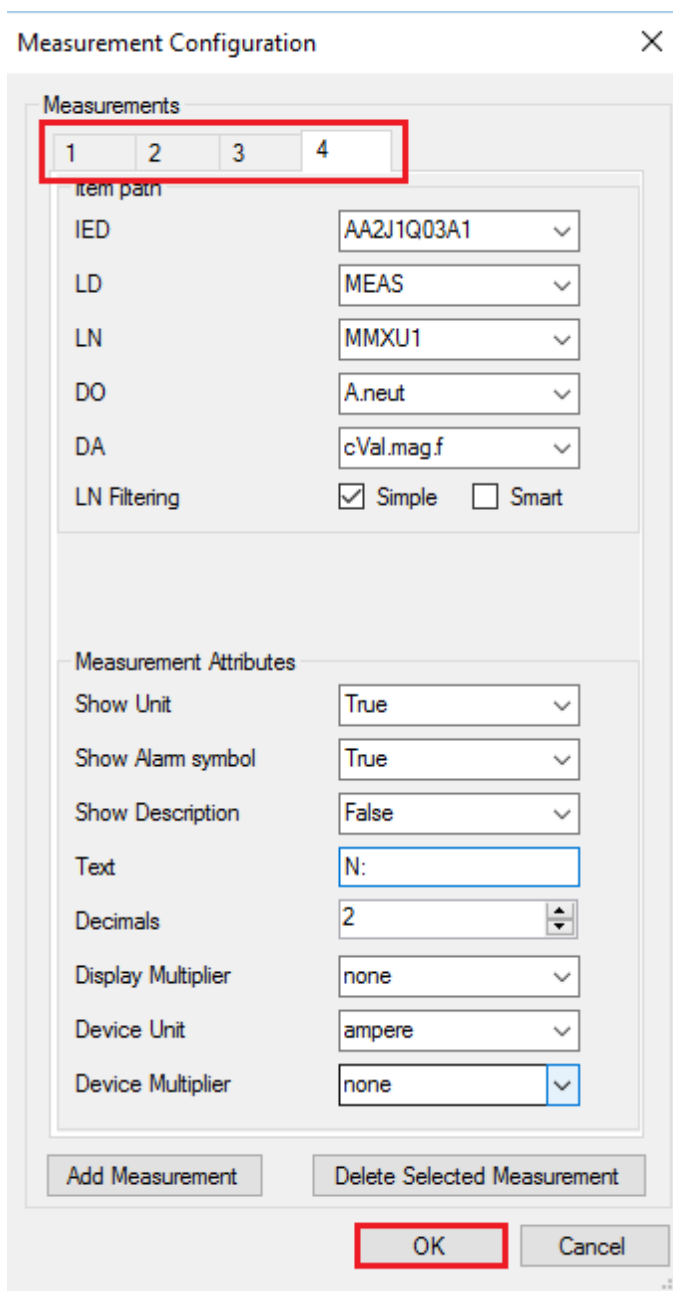
Device Multiplier none

Add Measurement Delete Selected Measurement

OK Cancel

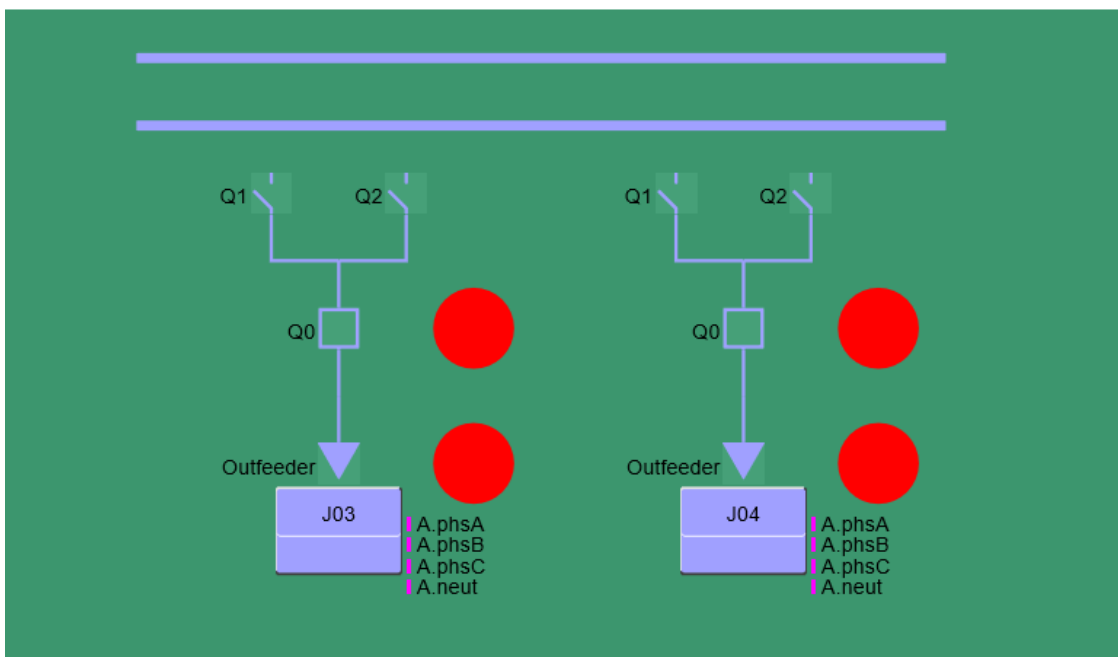
Figur 94. Strömmätning för första fasen.

När alla mätningar har lagts till bör man ha fyra stycken mätningar, tre för faserna och en för neutralledaren.



Figur 95. Alla strömmätningar har lags till.

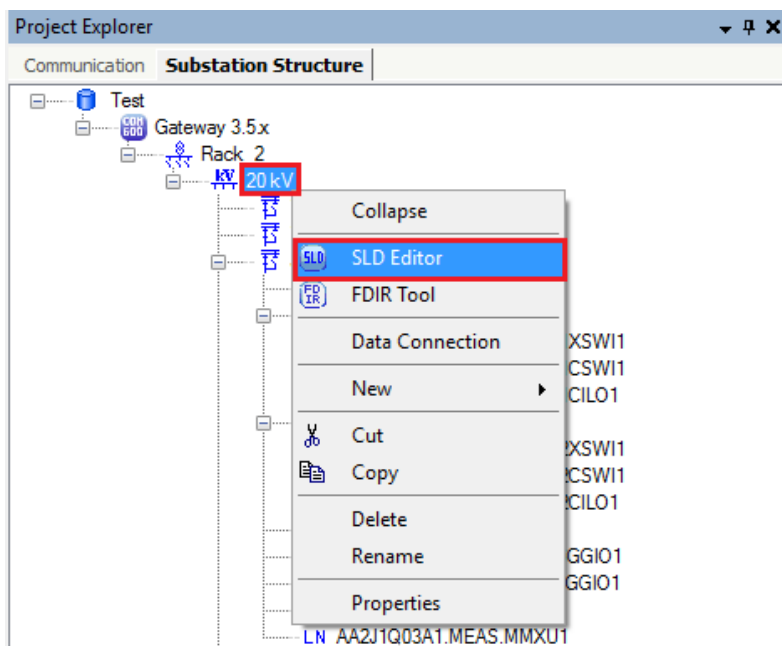
När alla indikationer och mätningar lagts till bör gränssnittet se ut enligt figur 96.



Figur 96. Grafiska gränssnittet.

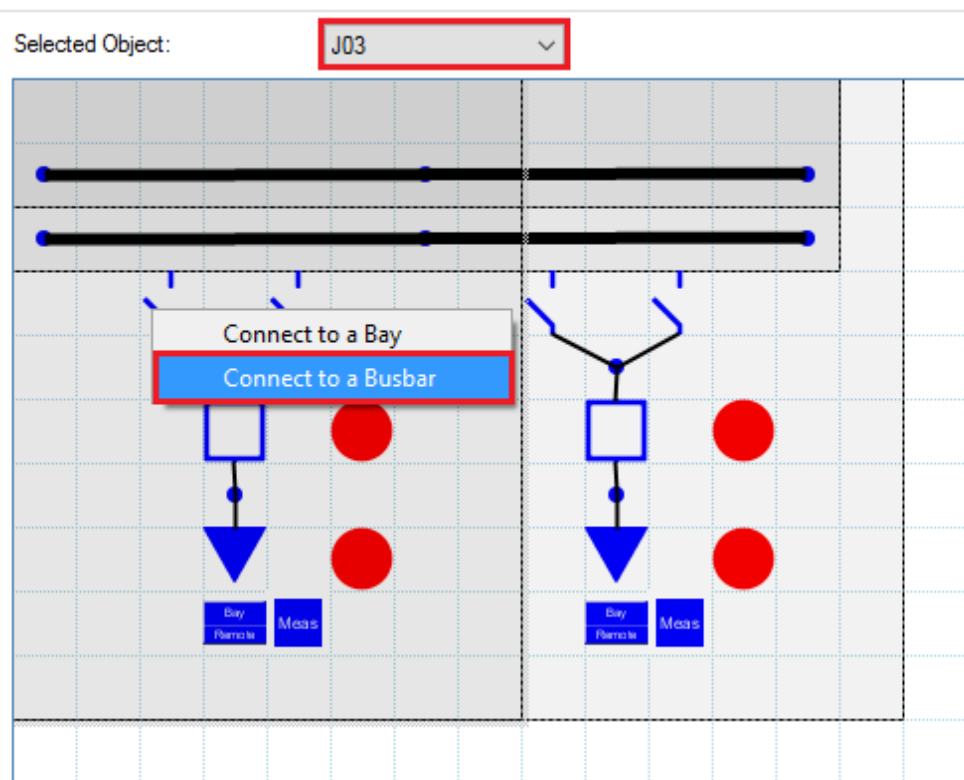
3.3.5 Anslutning av facken till samlingskenorna

Det sista steget på **Substation structure** sidan är att koppla ihop facken till samlingskenorna. Detta görs genom att högerklicka på spänningsnivån och välja **SLD Editor**.



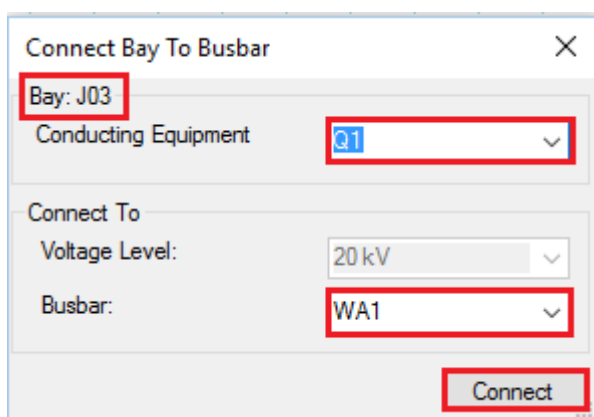
Figur 97. Spänningsnivån öppnas i SLD Editor.

Här väljer man vilket fack som man vill koppla ihop. Därefter högerklickar man på de olika komponenterna och väljer **Connect to a Busbar**.



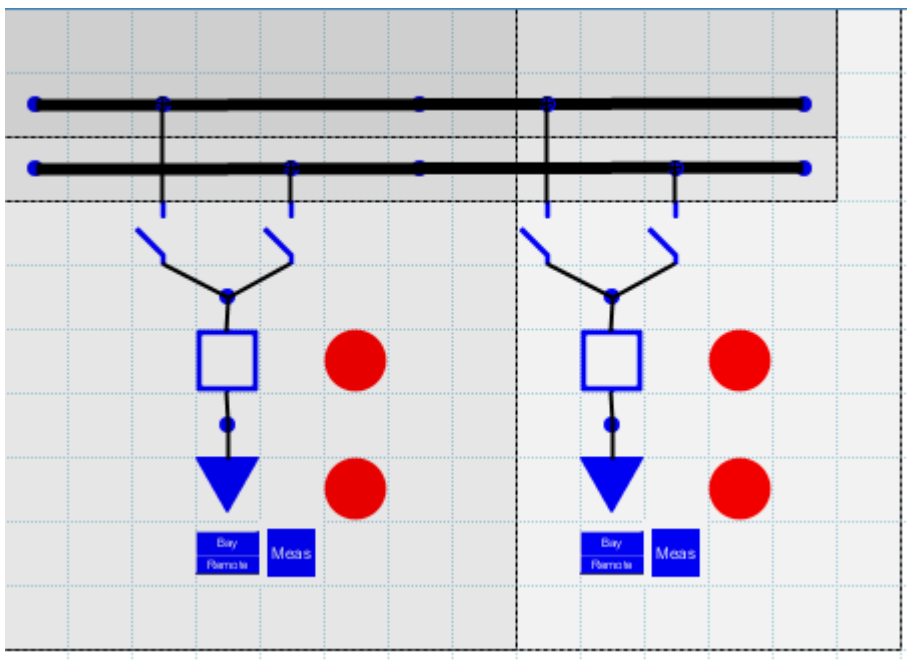
Figur 98. Anslut till samlingskena.

När man har klickat öppnas ett fönster. I fönstret ska man ange vilken komponent som ska anslutas till vilken samlingskena. Därefter klickar man på **Connect** för att ansluta. Detta upprepas tills alla komponenter är anslutna enligt schemat i stationen.



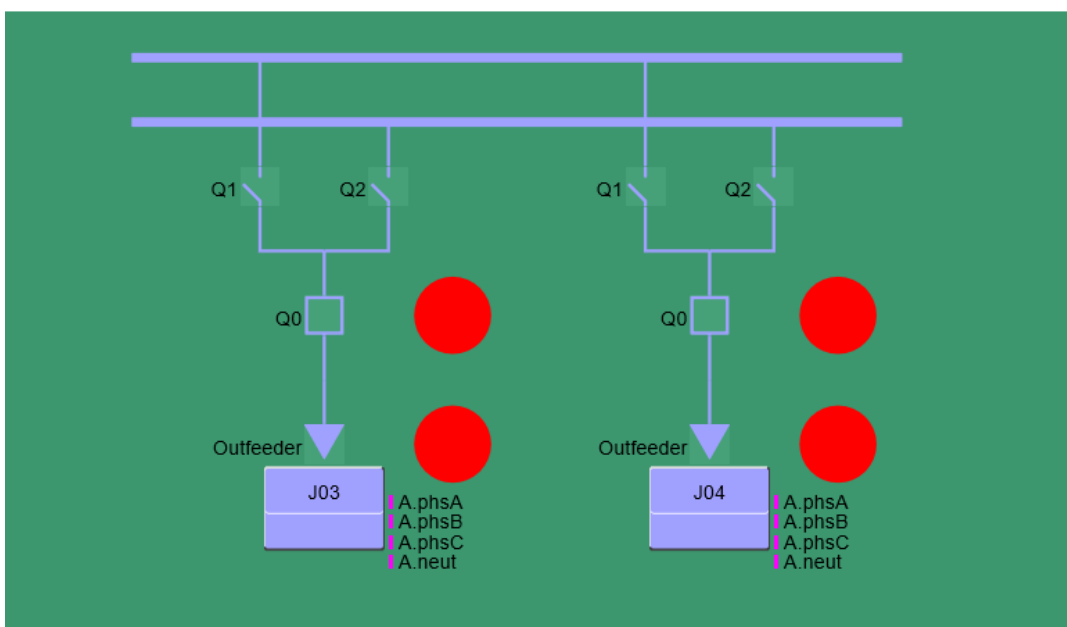
Figur 99. Frånskiljaren Q1 ansluts till samlingskenan WA1.

När alla komponenter har anslutit bör det se ut enligt figur 100.



Figur 100. Båda facken har kopplats ihop till samlingskenorna.

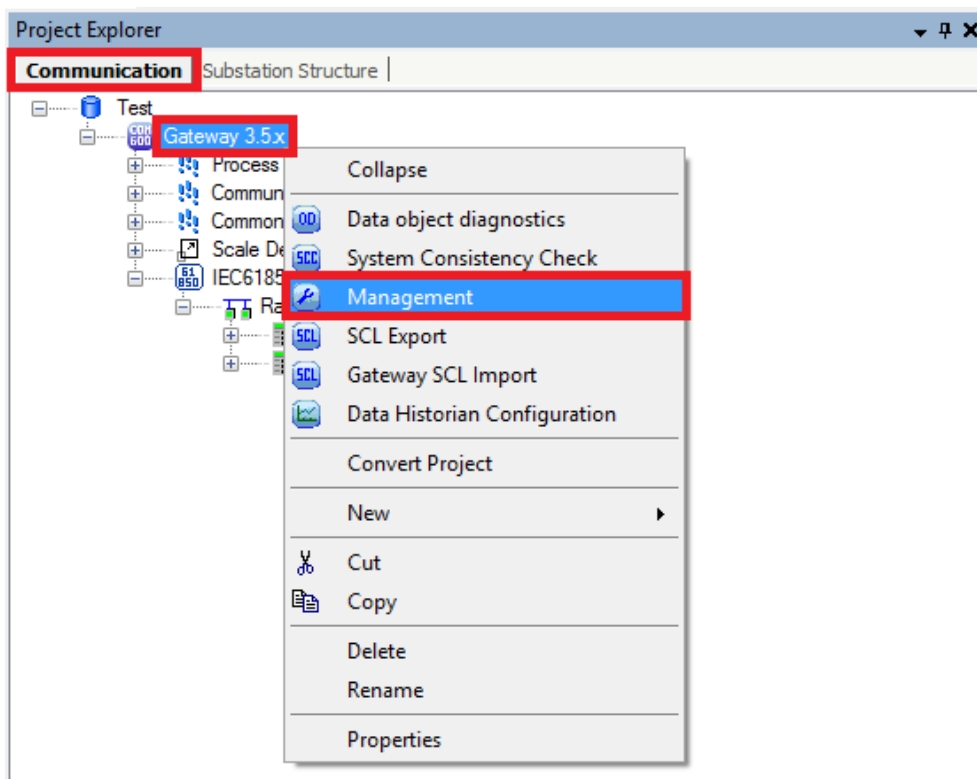
Det grafiska gränssnittet kan också kontrolleras för att se om allt tycks stämma. Gränssnittet bör se ut enligt figur 101.



Figur 101. Grafiska gränssnittet.

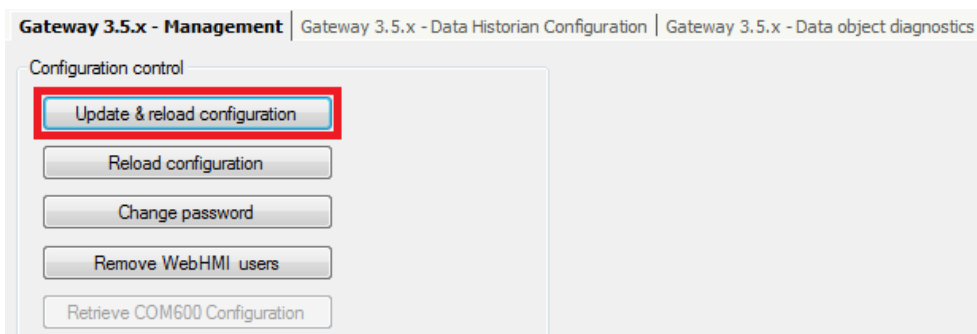
3.4 Uppladdning av projekt till COM600

För att ladda upp projektet till COM600-enheten högerklickar man på **Gateway 3.5.x** och väljer **Management**. Detta görs på kommunikationssidan av SAB600.



Figur 102. Management.

Då öppnas följande meny (figur 103) till höger av SAB600 fönstret. Här väljs **Upload & reload configuration** för att ladda upp projektet till COM600-enheten.



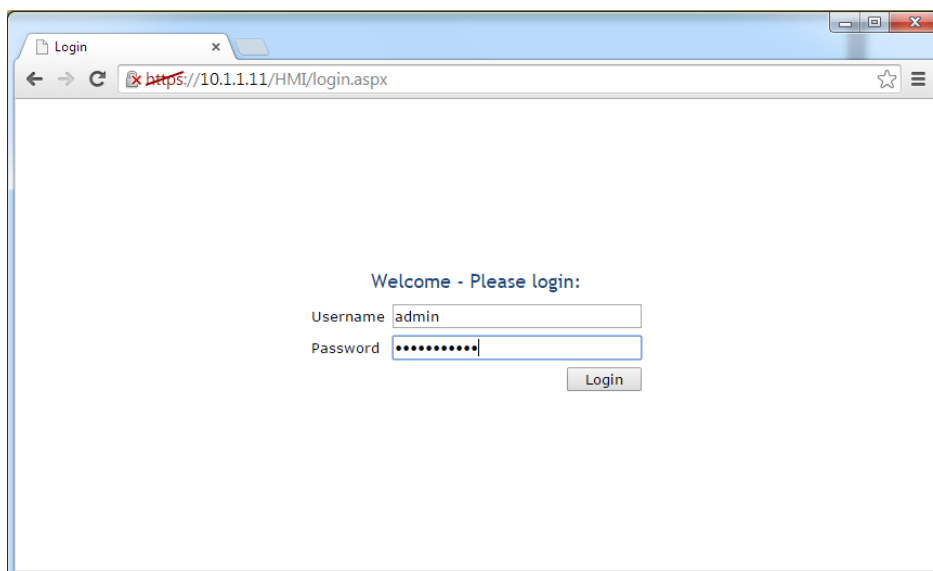
Figur 103. Ladda upp projektet till COM600.

4. COM600

ABB COM600 är själva nätslussen. Det är till den som projektet från SAB600 laddas upp till. COM600-enheten kommunicerar med de olika reläerna över IEC-61850 och kan därefter kommunicera vidare till något SCADA-system över t.ex. IEC-60870-5-104. I detta projekt används inte något SCADA-system utan man testar endast att kommunikation från reläerna fungerar. Detta görs genom att testa det gränssnitt som man byggt upp i SAB600.

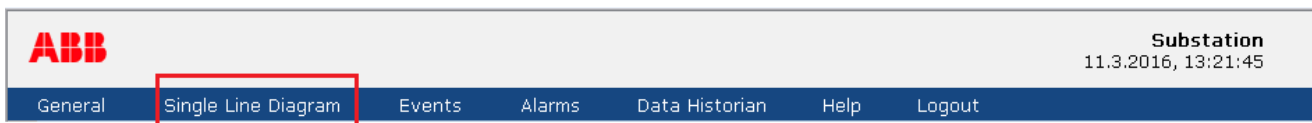
För att testa att gränssnittet fungerar kan man testa det direkt från COM600-enheten eller fjärrstyrt från arbetsstationen. Vill man köra fjärrstyrt öppnar man webbläsaren och anger **10.1.1.11** som IP adress i adressfältet. **Notera att man måste vara inom samma LAN för att man ska kunna få kontakt till 10.1.1.11.**

Om anslutningen lyckas kommer det upp en inloggningssida där det ska anges användarnamn och lösenord. Användarnamnet är **admin** och lösenordet **Training601**. När man angett dessa klickar man på **Login**.



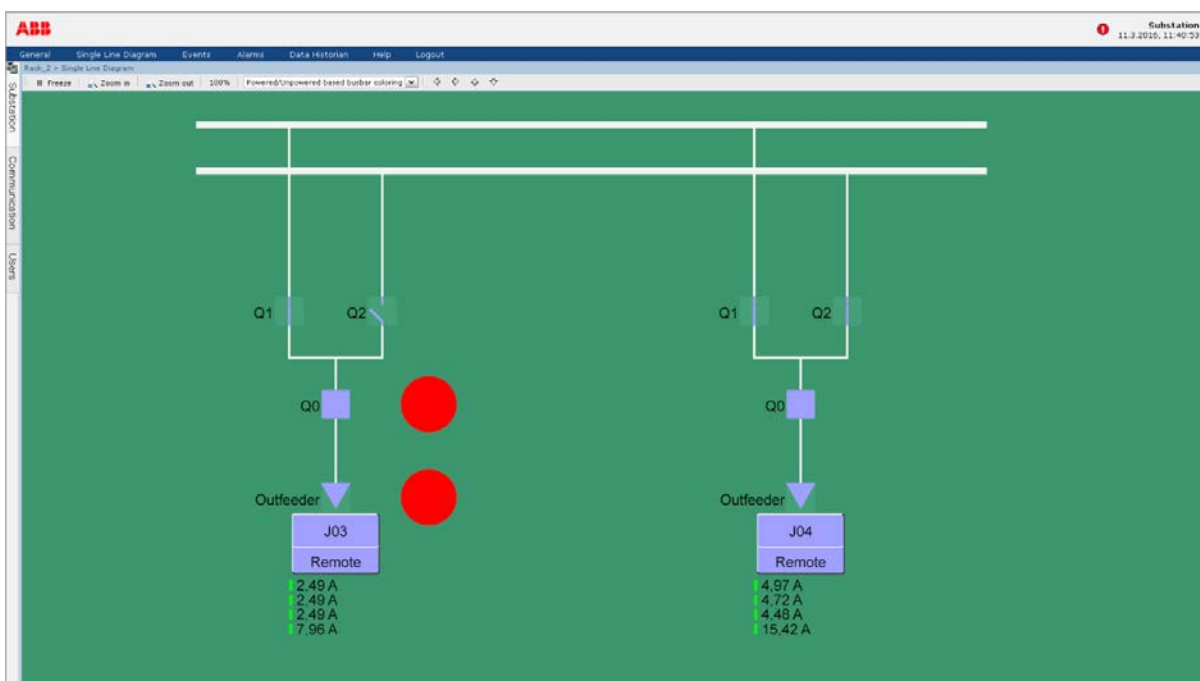
Figur 104. Inloggning till COM600.

Efter inloggningen kommer COM600 webbläsaren upp. För att se det grafiska gränssnittet klickar man på **Single Line Diagram** från verktygsfältet.



Figur 105. Verktygsfältet i COM600.

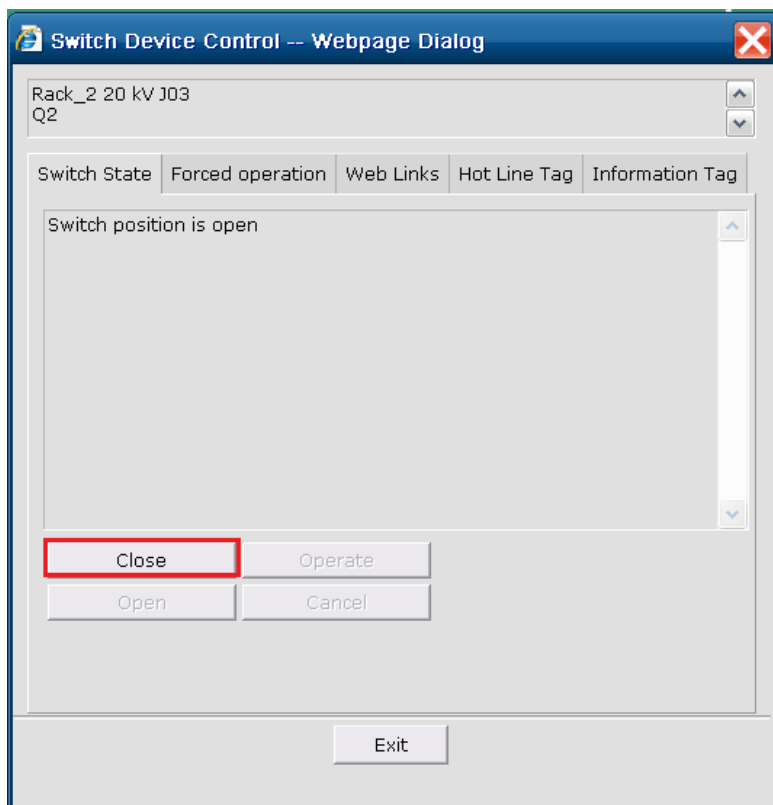
Efter man klickat visas gränssnittet som man byggt upp i SAB600. Här visas de olika komponenterna status, strömmar och de två indikationerna om de är aktiva. Ändrar man t.ex. manuellt från stationspanelen komponenternas positioner bör de uppdateras i gränssnittet.



Figur 106. Grafiska gränssnittet (Single Line Diagram).

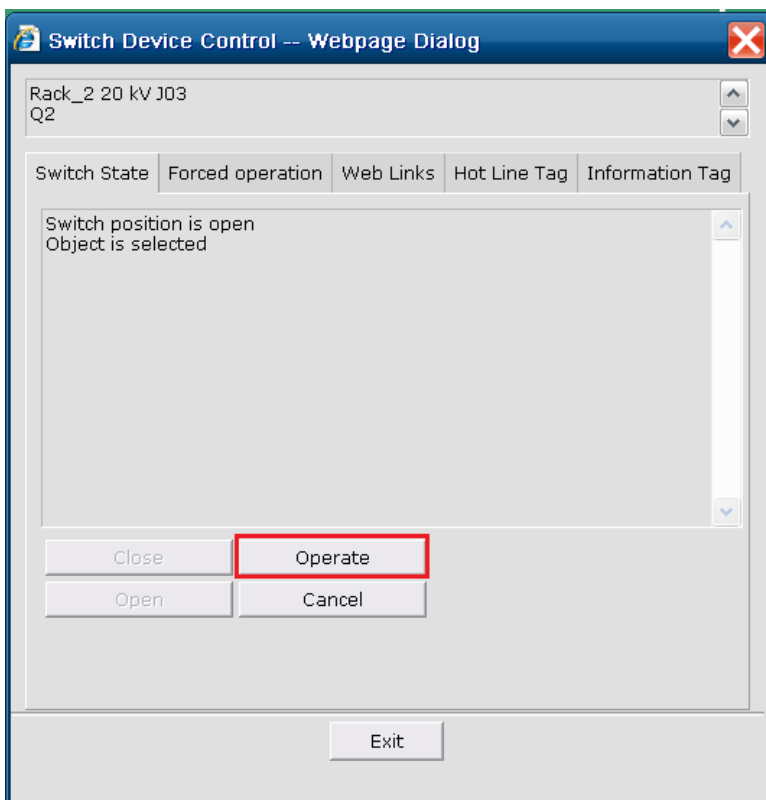
4.1 Styrning av komponenter

För att styra brytare och frånskiljare från gränssnittet klickar man på någon av dessa komponenter i gränssnittet. Då kommer det ett fönster upp där man kan välja att öppna eller stänga beroende på vilken position komponenten har. I figur 107 ska frånskiljaren (Q2) stängas. Genom att klicka på **Close** väljs stäng funktionen.



Figur 107. Stäng funktionen väljs.

Efter att man klickat på **Close** markeras frånskiljare. Det är först efter att man klickat på **Operate** som frånskiljaren kommer att försöka stängas.



Figur 108. Frånskiljaren stängs.

Efter att man klickat på **Operate** stängs frånskiljaren eller så blockeras kommandot pga. av olika orsaker. Det två vanligaste i detta fall är Interlock och Synchrocheck.

Interlock beror på att logiken inne i reläet sätter stopp för det, dvs. reläet förhindrar att man skapar en farlig situation eller att man förstör något. I DEMVE-utrymmet kommer inte någon av dessa att hända, då labbutrymmet bara simulerar de höga spänningar. Till exempel kan inte en frånskiljare öppnas om inte brytaren är öppen, dvs. frånskiljaren öppnas bara om brytaren är öppen.

Synchrocheck felet ges pga. av att reläet inte kan svara på om spänningsnivåerna, fasvinklar, frekvenser, osv. är inom rimliga gränser mellan de två nät som kopplas ihop. Orsaken till det är pga. att reläet saknar denna funktion, därför inaktiverades denna funktion för reläet i SAB600.