

# EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIKENS INVERKAN PÅ SPÄNNINGSSTABILITET

*KAN EN VÄL VALD EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIK FÖRBÄTTRA  
SPÄNNINGSSTABILITETEN I DET SVENSKA STAMNÄTET?*



---

**Martin Larsson**

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation  
Faculty of Engineering, Lund University



# EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIKENS INVERKAN PÅ SPÄNNINGSSTABILITET

*KAN EN VÄL VALD EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIK  
FÖRBÄTTRA SPÄNNINGSSTABILITETEN I DET SVENSKA  
STAMNÄTET?*

---

*EIE920 Examensarbete vid avdelningen för industriell elektro-  
teknik och automation vid Lunds Tekniska högskola*

*Utfört av Martin Larsson vid Svenska Kraftnät i Sundbyberg,  
november 2012. Handledare Docent Olof Samuelsson (IEA) och  
Peter Olofsson (SvK)*

---

## ABSTRACT

This master thesis is a pilot study on what impact different strategies for automatic switching of reactive shunts have on voltage stability in an electric power system. A dynamic analysis has been performed through real-time simulations in ARISTO on the NORDIC32-svedala system. Seven different switching strategies are examined in two different but common scenarios for the Nordic power system. The principles behind the automatics are described and examples of implementation are supplied through parameter settings and net diagrams.

It is shown that the time settings of individual automatics have an impact on overall system performance and that quick action is crucial in situations where voltage collapse is imminent. By decreasing time delays for automatics system wide better performance can be achieved. It is also shown that, by letting the automatics take adjacent voltages into account, in this scenario the collapse can be avoided.

## SAMMANFATTNING

Detta examensarbete är en inledande studie av huruvida det finns ett motiv att förändra extremspänningsautomatiken i det Svenska stamnätet. Arbetet beskriver hur inställningarna påverkar spänningsstabiliteten i ett elkraftsystem. Genom realtidssimulering med ARISTO i NORDIC32-svedala har dynamiska analyser av spänningsförlopp gjorts för sju stycken olika kopplingsstrategier. Principerna bakom dessa beskrivs och exempel på implementation tillhandahålls tillsammans med de parametervärden som använts. Strategierna har undersökts i två vitt skilda men typiska scenarion för det nordiska kraftsystemet, tung belastning under vinterförhållanden och låg belastning under sommartid.

Rapporten visar på att enskilda inställningar för automatiker ger stor påverkan för systemets motståndskraft mot spänningskollaps och hur viktigt det är att möjlighet ges för ett tidigt ingripande i situationer där spänningskollaps är nära förestående. Genom att minska tidsfördröjningar i hela systemet kan motståndskraften mot kollaps öka. Genom att även låta extremspänningsautomatik ta hänsyn till spänningar i angränsande stationer kan kollaps i detta scenario undvikas helt.

## FÖRORD

Detta examensarbete inom industriell elektroteknik och automation utfördes under sommaren och hösten 2012 på enheten för driftplanering (DP) vid driftavdelningen på Svenska Kraftnät (SvK) i Sundbyberg. Examination tillhandahölls av avdelningen för industriell elektroteknik och automation vid Lunds Tekniska Högskola (IEA).Handledning gavs av docent Olof Samuelsson, IEA, och driftanalytiker Peter Olofsson, SvK. Examination utfördes av Dr. Jörgen Svensson, IEA.

Jag vill främst tacka Peter Olofsson för all hjälp och stöttning kring examensarbetet, utan de uppmuntrande orden och den enorma kunskapsbas du ställt upp med hade genomförandet varit mycket svårare. Särskilt tack också till Bertil Kielén, Gert Kimsten och Per Wikström som ställt upp på intervjuer, era insikter hjälpte till att styra examensarbetet rätt i ett tidigt skede. Tack till kollegorna på DP för de trevliga fikorna och uppmuntrande orden. Särskilt tack till Sabina, Geoffrey och Andreas, som tog sig an en stackars vilsen exjobbare.

Vidare vill jag även tacka Olof Samuelsson för råden och vägledningen under arbetets gång och Jörgen Svensson för de tankeställarna jag ställts inför under arbetets slutskede. Tack också till Carina Lindström vid IEA för hjälpen med praktiska ting kring lokaler, examination och studiestöd.

# INNEHÅLL

Abstract.....	II
Sammanfattning.....	III
Förord.....	IV
1 Inledning.....	7
1.1 Bakgrund.....	7
1.2 Syfte, mål och avgränsningar.....	8
1.3 Metodik.....	9
1.4 Disposition av rapporten.....	10
2 Allmänt om elkraftsystem.....	11
2.1 Svenska Kraftnäts roll som systemoperatör.....	11
2.2 Transmissionsnätets struktur.....	12
2.3 Vanliga komponenter i ett elkraftsystem.....	15
2.4 Förbrukningskaraktistik.....	22
2.5 Automatiska skyddssystem.....	22
2.6 Spänningsreglering.....	25
3 Stabilitet i elkraftsystem.....	26
3.1 Rotorvinkelstabilitet.....	26
3.2 Frekvensstabilitet.....	26
3.3 Spänningsstabilitet.....	26
3.4 Spänningskollaps.....	28
3.5 Analysmetoder för spänningsstabilitet.....	30
4 Analys- och simuleringsverktyget ARISTO.....	33
4.1 Att använda ARISTO.....	33
4.2 Power System Model (PSM).....	34
5 Studerade extremspänningsautomatiker.....	37
5.1 Referensautomatik - <b>A</b> .....	37
5.2 Diversifierade tidsinställningar - <b>B</b> .....	39
5.3 Spänningstidsarea som tröskelvärde - <b>C</b> och <b>D</b> .....	40
5.4 Flera spänningströsklar - <b>E</b> .....	42
5.5 Koppling för angränsande station - <b>F</b> .....	43
5.6 Koppling i grupp - <b>G</b> .....	44
6 Scenarion.....	45
6.1 Vintertid - <b>V</b> .....	45
6.2 Sommartid - <b>S</b> .....	46
6.3 Ytterligare simuleringar.....	46
7 Resultat.....	47

7.1	Vinterförutsättningar med bortfall av produktion .....	47
7.2	Sommartid med ledningsfel och snabbåterinkoppling .....	60
8	Diskussion och slutsatser .....	68
8.1	Diskussion .....	68
8.2	Slutsatser .....	70
8.3	Förslag till vidare arbete .....	70
9	Referenser .....	71
9.1	Litteraturförteckning .....	71
10	Bilagor .....	73
A.	Förteckning över driftlägen .....	73
B.	Automatikinställningar .....	75
C.	Utvärdering av noggrannhet i simuleringar .....	85
D.	Minnesanteckningar från intervjuer .....	88
E.	Analys av data .....	93



# 1 INLEDNING

*I det inledande kapitlet presenteras bakgrund, syfte och mål med examensarbetet. Vidare redogörs för de avgränsningar som gjorts, konkreta delmål som satts upp under arbetets gång samt den metodik som använts.*

## 1.1 BAKGRUND

Det svenska stamnätet drivs och förvaltas av affärsverket Svenska Kraftnät (SvK) som bildades 1992 inför avregleringen av elmarknaden. Efter en tid av förvaltning, utan större nyinvesteringar, är nu SvK inne i en kraftigt expansiv fas. Energipolitiska mål, så som en gemensam europeisk elmarknad och anslutning av förnyelsebar produktion, leder tillsammans med ökade krav på effektivisering, driftsäkerhet och ekonomi, till att det svenska stamnätet byggs ut i en allt snabbare takt. Dessutom, i samband med ökade krav på effektivisering, fler och större grannlandsförbindelser, samt indelning av Sverige i separata elmarknadsområden, drivs stamnätet numera allt närmre sin tekniska gräns.

Överföringen i elkraftsystem begränsas normalt för att undvika rotorvinkelinstabilitet, termisk överlast eller spänningsinstabilitet. I det svenska stamnätet, som är maskat och sträcker sig över ett stort geografiskt område, är det oftast spänningsinstabilitet som är gränssättande för vilken överföring i systemet som kan tillåtas med avseende på gällande driftsäkerhetskriterier.

Spänningen i det svenska stamnätet övervakas från det nationella kontrollrummet i Sundbyberg, Stockholm. Stamnätsstationerna har vanligtvis både automatisk och manuell spänningsreglerutrustning installerad. Spänningsregleringen sker främst med hjälp av synkrongeneratorer, synkron-kompensatorer, reaktiva shuntar och statiska var kompensatorer (SVC:er) men även genom seriekondensatorer och frånkoppling av parallellgående ledningar (för att öka de reaktiva förlusterna i övriga ledningar och därigenom sänka spänningen). I normala fall sker regleringen genom automatik för synkronmaskiner och SVC:er medan övriga resurser styrs manuellt via fjärrmanöver från det nationella kontrollrummet. I samband med störningar i kraftsystemet uppkommer situationer då spänningen kortvarigt, eller stationärt, hamnar utanför de intervall som är definierade för normal drift (de så kallade normaldriftsintervallen). För dessa situationer finns en extremspänningsautomatik som styr de reaktiva shuntarna inom stationen i syfte att återställa spänningen inom normaldriftsintervallet. Inkoppling sker för närvarande sekventiellt, med en apparat i taget, där turordningen och tidsfördröjningen är oberoende av storleken på spänningsavvikelsen mot normaldriftsspänningsintervallet. Det finns idag ingen övergripande logik mellan stationerna, varför extremspänningsautomatiken endast styr shuntarna utifrån spänningen i egen station.

De reaktiva shuntarna i det svenska stamnätet har normalt en nominell effekt i storleksordningen 100-200 Mvar, vilket ger en spänningsförändring på 4-6 kV beroende på kortslutningseffekt och aktuell spänning. I en utredning från 2010 [1] påpekas det att de nuvarande tidsinställningarna, tillsammans med storleken på shuntarna, i vissa fall kan leda till problem. Bland annat kan detta leda till att flera stationer kopplar samtidigt, vilket kan göra att spänningen ändras så mycket att den hamnar på andra sidan utanför normaldriftsintervallet, varvid återupprepade kopplingar sker. Den centrala frågan som detta arbete söker svara på är om extremspänningsautomatik för reaktiva shuntar kan användas på ett bättre sätt än vad som görs idag.

## 1.2 SYFTE, MÅL OCH AVGRÄNSNINGAR

*Detta avsnitt förklarar vad syfte och mål med examensarbetet är samt vilka avgränsningar som låtit göras.*

### 1.2.1 SYFTE

Detta arbete syftar till att undersöka om det finns motiv för att ändra nuvarande extremspänningsautomatik, samt om en ändring kan förväntas höja driftsäkerheten eller i bästa fall leda till en ökad överföringskapacitet.

Syftet är också att ge författaren och läsaren en djupare förståelse för elkrafttekniska system och relevanta fenomen.

### 1.2.2 MÅL

Huvudmålet med arbetet är att undersöka om det finns motiv för att ändra nuvarande extremspänningsautomatik. Vidare är ett annat mål med arbetet att beskriva begreppet spänningsstabilitet samt beskriva vad som händer när stabiliteten förloras och en spänningskollaps sker. Materialet som tas fram bör med fördel kunna användas som en introduktion till området för kraftsystemanalytiker.

De konkreta delmål som satts upp är följande:

- att beskriva hur dynamiska förlopp i ett elkraftsystem kan simuleras,
- att ta fram alternativa logiker i ARISTO,
- att testa ovanstående logiker i ARISTO och ge ett första utlåtande om, eventuellt nyttovärde med respektive logiker,
- att genom simuleringar påvisa för- och nackdelar förenade med specifika inställningar och logiker och
- att föreslå inriktning för vidare arbete.

Kan man med enbart genom konfiguration av befintligt system uppnå en förbättrad spänningsstabilitet innebär det att behovet av nyinvesteringar är obefintligt. Om en förbättrad spänningsstabilitet kan erhållas skulle det leda till ökad driftsäkerhet i stamnätet. En ökad driftsäkerhet skulle i sin tur kunna tillgodoräkna en högre överföringskapacitet och därmed kunna komma elmarknaden till godo.

Om det visar sig att resultaten från de inledande studierna är lovande ska det även, i mån av tid, göras en undersökning av hur stor arbetsinsats en förändring av automatikin-ställningar kräver.

### 1.2.3 AVGRÄNSNINGAR

Detta examensarbete gör inte en uttömmande undersökning av alla sorters fel och driftsituationer som kan tänkas uppstå i ett elkraftsystem. De driftfall som studeras har däremot valts för att efterlikna typiska driftsituationer vid vinter och sommar för att på så sätt täcka in två typiska och vitt skilda driftsituationer.

Vidare är alla typer av felfall som studerats symmetriska på grund av valet av simuleringsprogramvara. Det görs inte heller någon ekonomisk nyttoutredning ifall det är lönsamt att förändra logikerna utifrån simuleringarnas resultat.

## 1.3 METODIK

*Detta avsnitt beskriver under vilka former examensarbetet bedrivits och hur beslut har tagits under resans gång.*

### 1.3.1 LITTERATURSTUDIE

För att få en grundläggande förståelse kring elkraftsystemets dynamik, och spänningsstabilitet i synnerhet studerades först litteratur som handledarna rekommenderat. Följande källor har utgjort en viktig del av litteraturstudien.

- Kurslitteratur från grundutbildningen
- Relaterade examensarbeten
- Kompletterande tidsskrifter (främst via internationella samarbetsorgan som CIGRÉ och IEEE)
- Vetenskapliga rapporter och avhandlingar.

Sökningar efter litteratur har gjorts via Lunds universitetsbibliotek och de databaser som varit tillgängliga därigenom, exempelvis IEEEexplore och CRCnetBASE. Genom SvK har även ett stort antal CIGRÉ-publikationer blivit tillgängliga. Sökord vid litteraturstudien har huvudsakligen varit *voltage collapse*, *voltage stability*, *NORDIC32*, *reactive power*, *shunt* och *voltage automatics*.

### 1.3.2 SIMULERINGSMETODIK

För att studera spänningsstabilitet i ett elkraftsystem, vilket är ett komplext dynamiskt förlopp, används med fördel ett program för realtidssimuleringar. Detta är precis vad kraftsystemssimulatore ARISTO<sup>1</sup> erbjuder, ett simuleringsprogram som SvK förvaltar och utvecklar. Den kraftsystemmodell som främst har används vid detta arbete är Nordic32T-svedala vilket är en uppdaterad version av CIGRÉs testmodell för Norden. CIGRÉs testsystem för Norden är i sin tur en reducerad modell av det nordiska kraftsystemet och består av endast 32 noder. Denna reduktion minskar både datainläsnings- och beräkningstiden, men underlättar även analyser eftersom mindre utdata erhålls och systemet därmed blir mer lättöverskådligt. Simuleringarna undersöker hur inställningarna i extremspänningsautomatiken påverkar händelseförloppet vid olika scenarier.

### 1.3.3 INTERVJUER OCH SAMTAL

Genom intervjuer och samtal med erfarna medarbetare inom SvK har vägval kunnat göras för vilka idéer och förslag till automatiker som bedömts som lämpliga. Endast dessa har valts ut för att testas i ARISTO.

---

<sup>1</sup> Advanced Real-time Interactive Simulator for Training and Operation.

## 1.4 DISPOSITION AV RAPPORTEN

Rapporten är disponerad på ett sådant sätt att läsaren stegvis skall kunna sätta sig in i och förstå problemformuleringen. Rapporten består huvudsakligen av fyra delar:

Kapitel 1 *Inledning* omfattar bakgrund, syfte, mål, avgränsningar och metodik.

Kapitel 2 *Allmänt om elkraftsystem* och kapitel 3 *Stabilitet i elkraftsystem* innehåller resultatet av litteraturstudien och syftar till att ge läsaren en djupare insikt i grundproblematiken.

Kapitel 4 *Analys- och simuleringsverktyget ARISTO*, kapitel 5 *Studerade extremspänningsautomatiker* och kapitel 6 *Scenarion* beskriver simuleringsprogramvara, kraftsystemmodell, implementation av automatiker och under vilka förutsättningar simuleringar genomförts.

I kapitel 7 *Resultat* presenteras data och kurvor från simuleringar samt beskrivningar av händelseförlopp. I kapitel 8 *Diskussion och slutsatser*, presenteras slutligen tolkningen av resultaten och slutsatser man kan dra av dessa.

I bilaga A *Förteckning över driftlägen*, finns ytterligare uppgifter om förutsättningarna vid varje simulering, ex. produktions- och förbrukningsförhållanden, nättopologi m.m.

Bilaga B *Automatikinställningar* innehåller parameterinställningar för enskilda shuntar enligt de logiker som beskrivs i 5 *Studerade extremspänningsautomatiker*, vilka använts vid de olika simuleringarna.

Bilaga C *Utvärdering av noggrannhet i simuleringar*, innehåller resultat från en undersökning som genomförts för att säkerställa hur stort urval av simuleringar som krävs för att de ska kunna vara representativa för ett scenario. Även noggrannheten mellan olika simuleringar har undersökts.

Bilaga D *Minnesanteckningar från intervjuer* innehåller anteckningar, frågor och slutsatser som dragits från intervjuerna.

Bilaga E *Analys av data* innehåller beskrivning av händelseförlopp och de simuleringsdata som använts som underlag för resultat och diskussion i kapitel 7 *Resultat* och kapitel 8 *Diskussion och slutsatser*

## 2 ALLMÄNT OM ELKRAFTSYSTEM

*Detta kapitel innehåller övergripande information om ett elkraftsystem och går översiktligt igenom några av de komponenter som normalt ingår i ett elkraftsystem. Kapitlet ger även en kort inblick i den roll som en systemoperatör<sup>2</sup> har.*

### 2.1 SVENSKA KRAFTNÄTS ROLL SOM SYSTEMOPERATÖR

*En systemoperatör (TSO<sup>2</sup>) är den som är systemansvarig för ett kraftnät, det innebär bland annat övergripande ansvar för säkerheten i nätet, för att systemet är i balans och för att elkvalitetsnormer upprätthålls.*

#### 2.1.1 SVENSKA KRAFTNÄT

SvK äger och förvaltar det rikstäckande svenska elkraftnätet, vilket består av ledningar, stationer och utlandsförbindelser. Detta nät drivs främst med nominell spänning om 220 och 400 kV och kallas även för stamnätet.

SvK är ett statligt affärsverk som grundades 1992 inför avregleringen av elmarknaden och verkar som TSO för den svenska delen av det nordiska elkraftsystemet.

SvK har systemdrifts- och balansansvar i Sverige, vilket kortfattat innebär att det är balans mellan produktion och förbrukning, samt att driftsäkerheten är hög. De höga krav som ställs grundas i personsäkerhet, samhällsekonomiska kostnader, accepterad inverkan av fel, inverkan på miljö och elkvalitet. Allt detta påverkar hela systemets uppbyggnad, allt i från utformning till hur drift och förvaltning görs.

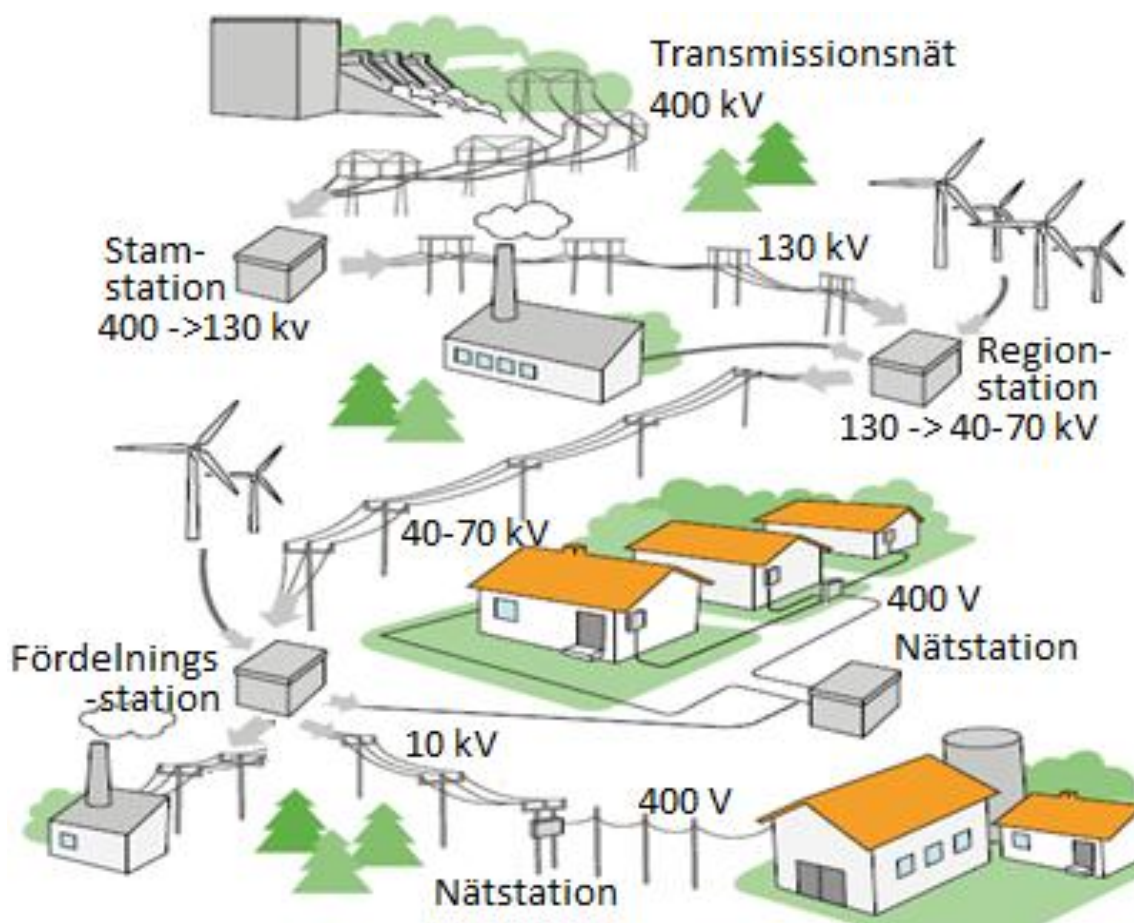
---

<sup>2</sup> Eng. TSO, Transmission System Operator.

## 2.2 TRANSMISSIONSNÄTETS STRUKTUR

Ett elkraftsystem är uppdelat i olika spänningsnivåer, där generellt högre spänning väljs desto längre överföringssträckan är. Detta till följd av att överföringsförlusterna på ledningen är proportionell mot strömmen i kvadrat, vilket gör det önskvärt att hålla spänningen hög och strömmen låg för att på så sätt minska överföringsförlusterna. Däremot är utrustningen dyrare ju högre spänning den är konstruerad för eftersom att det ställer högre krav med avseende på kortslutningsströmmar och isolation.

De elnät som används för de största energitransporterna kallas normalt för transmissionsnät. Transmissionsnät förbinder ofta olika länders elsystem och drivs vanligtvis med spänningsnivåer från 130 kV och uppåt. Överföringsförmågan för varje ledning är i storleksordningen hundratals megawatt [2]. I transmissionsnätet ställs det höga krav på redundans varvid detta ofta är maskat (flera än två förbindelser per nod). Detta säkerställer att det finns alternativa vägar för strömmen vid eventuella störningar eller planerade avbrott. Till transmissionsnätet ansluts sedan region- och distributionsnät där förbrukning och produktion är anslutna, vilket framgår i Figur 2.1. Generellt är graden av maskning i systemet avtagande med minskande spänningsnivå.



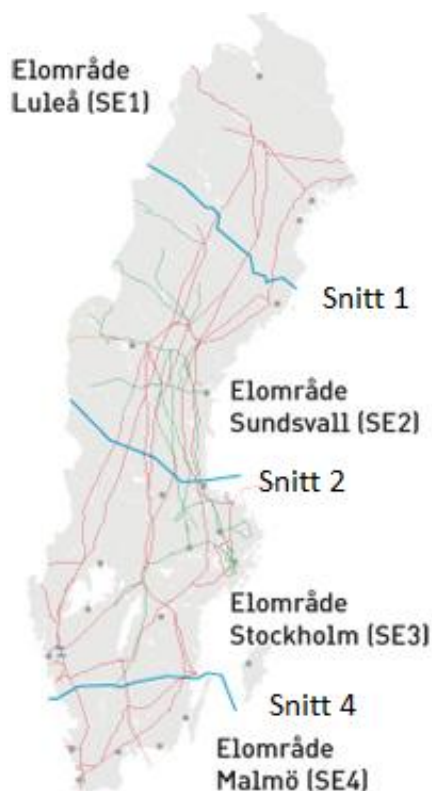
Figur 2.1 Uppbyggnad av elnät från produktion till förbrukning [3, p. 4].

### 2.2.1 STAMNÄTET I SVERIGE

Stamnätet i Sverige består av två sammanbundna nät som drivs med 220 respektive 400 kV nominell spänning. Det äldre nätet på 220 kV var före år 1950 det som ensamt utgjorde stamnätet [4].

Stamnätet sträcker sig från de norra delarna av Sverige, där de största älvarna och vattenkraftverken finns, till de södra delarna där den största delen av befolkningen och förbrukningen finns. Stamnätet består av cirka 15 000 km luftledning och 700 km kabel [5].

Sverige är sedan 2012 indelat i fyra elområden, se Figur 2.2, dessa områden är en marknadslösning föra att hantera de fysiska begränsningarna i systemet. Denna marknadslösning innebär att skiljt elpris kan erhållas mellan två elområden när handelskapaciteten elområdena emellan är fullt utnyttjad.



Figur 2.2 Figuren visar indelningen av Sverige i elområden samt snitten som avgränsar dessa [6].

Det svenska stamnätet är sammanbundet med Norge, norra Finland och östra Danmark (Själland) via växelströmsnät, samt med södra Finland, Polen, Tyskland och västra Danmark (Jylland) med högspända likströmskablar (HVDC<sup>3</sup>). Projekt för att bygga HVDC-förbindelser till Litauen och Norge har inletts.

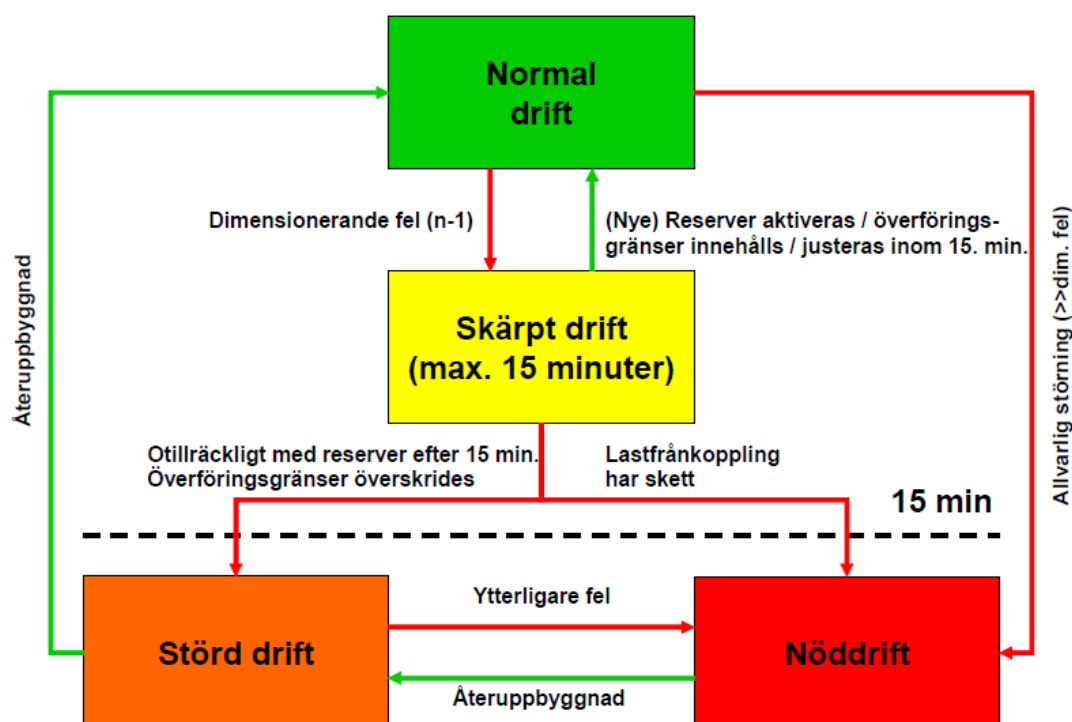
<sup>3</sup> Eng. HVDC, High Voltage Direct Current.

## 2.2.2 DRIFTSÄKERHETSKRITERIER

I det nordiska elkraftsystemet finns ett antal driftsäkerhetskriterier och principer överenskomna enligt Systemdriftsavtalet, vilket är en överenskommelse mellan de nordiska systemoperatörerna.

Det som eftersträvas benämns normaldrift vilket innebär att produktion och förbrukning är i balans och att spänning, strömmar och överföringar är inom fastställda gränser. Detta innebär sammantaget att elkraftsystemet ska tåla bortfall av varje enskild komponent, de olika stadierna av drift kan ses i Figur 2.3 nedan.

Mer utvecklat innebär detta att frekvensen ligger inom 49.9 till 50.1 Hz, att tillräckliga reserver finns tillgängliga för att återbringa systemet till normaldrift efter ett enskilt fel, att spänningen är inom normaldriftsintervall och att inga ledningar är överlastade. Kravet att tåla varje enskilt fel kallas för N-1 kriteriet.



Figur 2.3 Översikt av drifttillstånd i det nordiska systemet [7, p. 21].

Dimensionerande fel är det fel som medför bortfall av enskild komponent (ledning, produktionsenhet, samlingskena, transformator, förbrukningsenhet o.s.v.) och som ger störst konsekvens för kraftsystemet av alla felhändelser som det tagits hänsyn till. I den nordiska tillämpningen av N-1 har systemoperatörerna 15 minuter på sig att återställa systemet till normaldrift innan systemet ska klara ytterligare ett dimensionerande fel. Detta ställer i sin tur krav på tillgängliga produktionsreserver för att återställa systemet till normaldrift [7].



## 2.3 VANLIGA KOMPONENTER I ETT ELKRAFTSYSTEM

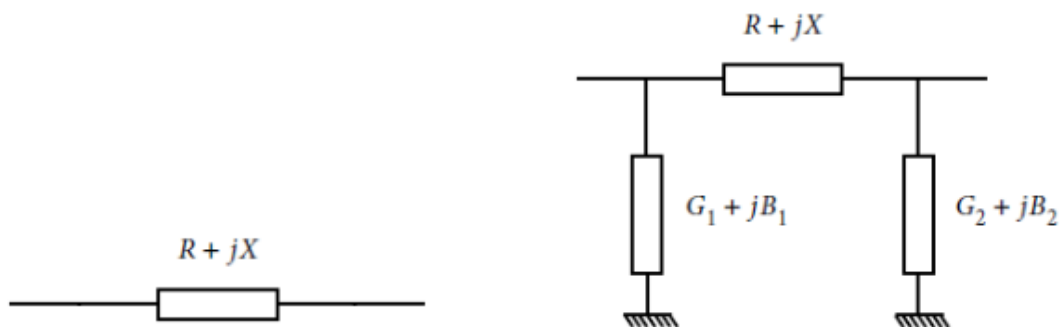
Nedan följer en uppräknig av de komponenter som vanligtvis förekommer i ett elkraftsystem. Dessa kan i sin tur vara kopplade till olika automatiker och styrsystem, vilka också översiktligt beskrivs i detta avsnitt. De komponenter som berörs är utvalda eftersom de påverkar systemets reaktiva effektflöde vilket i sin tur är en betydande faktor för spänningsstabiliteten i elkraftsystemet.

### 2.3.1 LEDNINGAR OCH EFFEKTÖVERFÖRING

Ledningar utgör grunden i nätet tillsammans med generatorer och transformatorer. De kopplas samman med de övriga delarna i ställverk och har som funktion att transportera energi över stora sträckor. Det finns i huvudsak två olika typer av ledningar; luftledning och kabel. Det finns flera varianter av vardera typen och vad som skiljer dem åt är bl.a. användningsområde, kostnad och elektriska egenskaper [2, pp. 200-201]. Luftledningar är vanligast vid glesbebyggda områden och vid långa sträckor eftersom att de är billigare och mer driftsäkra, samt att de är lättare att reparera vid eventuellt fel [5]. Kablar används däremot med fördel i tätbebyggda områden då minimalt markintrång prioriteras.

Alla typer av ledningar har samma grundegenskaper, men deras utformning och konfiguration gör att dess elektriska egenskaper blir olika. De grundläggande egenskaperna beskrivs av serieresistansen  $R$ , serieinduktansen  $L$ , shuntkonduktansen  $G$  och shuntkapacitansen  $C$ . Av dessa är resistans en ren materialegenskap (vilken kan ses som strömmotstånd), medan konduktans beror på läckströmmar och korona-effekter, och induktans och kapacitans är beroende av avståndet mellan fasledarna. Det är alltså här den stora skillnaden i egenskaper mellan kabel och luftledning härrör.

Ledningar modelleras vanligtvis olika beroende på vilken längd de har. Normalt förutsätts att systemet är symmetriskt varvid enfas-modeller används. Vid modellering av upp till 80 km långa luftledningar brukar shuntkonduktansen och -kapacitansen försummas. Denna typ av ledning kan därmed beskrivas av en resistans och reaktans i serie, se Figur 2.4. Längre luftledningar, mellan 80 och 200 km långa, brukar modelleras med en nominell  $\pi$ -modell, medan ännu längre luftledningar normalt beskrivs med en ekvivalent  $\pi$ -modell. [2, p. 208]



Figur 2.4 T.v. en modell av kortare ledning, t.h. en längre ledning representerade med  $\pi$ -ekvivalent [8, p. 10].

Ledningars egenskaper är viktiga ur ett systemperspektiv eftersom att man utifrån dessa kan beskriva hur systemet påverkas vid förändringar i belastning. Alla ledningar har en naturlig last (SIL<sup>4</sup>) som bestäms utifrån spänningsnivån  $V$  och ledningens karakteristiska impedans  $Z_C$ . Den karakteristiska impedansen bestäms i sin tur av ledningens serieadmittans och serieimpedans. Vid höga spänningar bortser man från konduktansen och resistansen, vilket ger uttrycken nedan.

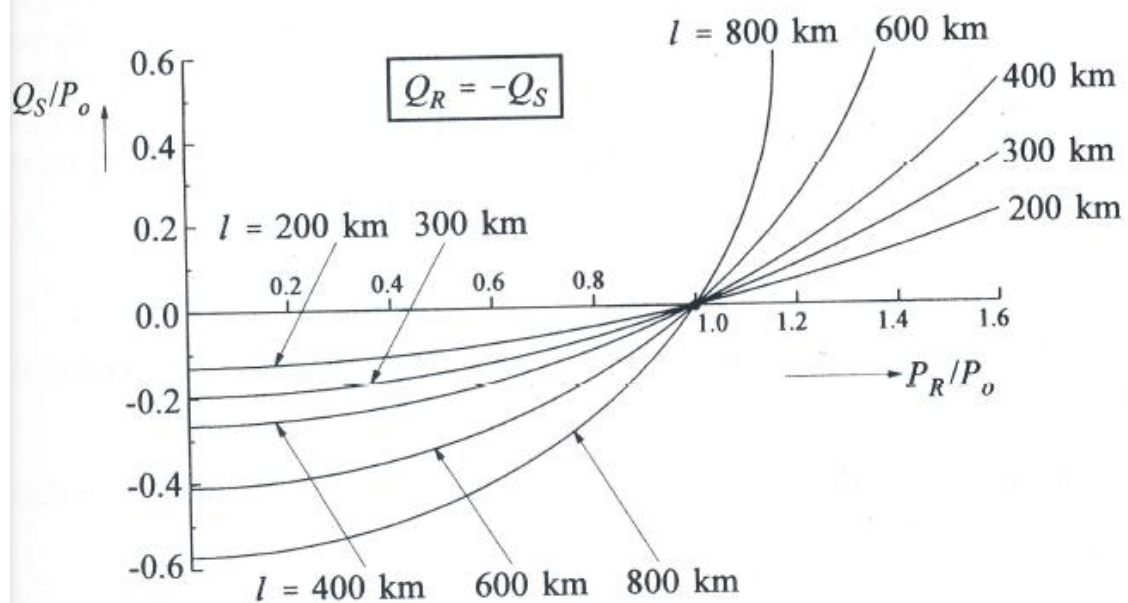
<sup>4</sup> Eng. SIL, Surge Impedance Load.

$$SIL = \frac{V^2}{Z_C}, \quad Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (1)$$

På grund av shuntkapacitansen producerar ledningen reaktiv effekt så fort den är spänningsatt, medan de reaktiva förlusterna växer allt eftersom ledningen belastas. När belastningen motsvarar SIL är produktion och förlust av reaktiv effekt lika stora vilket innebär att strömmen och spänningen är i fas. Ledningen transporterar då ingen reaktiv effekt och spänningen är densamma längs hela ledningen. Nedan framgår hur aktiva och reaktiva förluster förhåller sig gentemot spänning och ström.

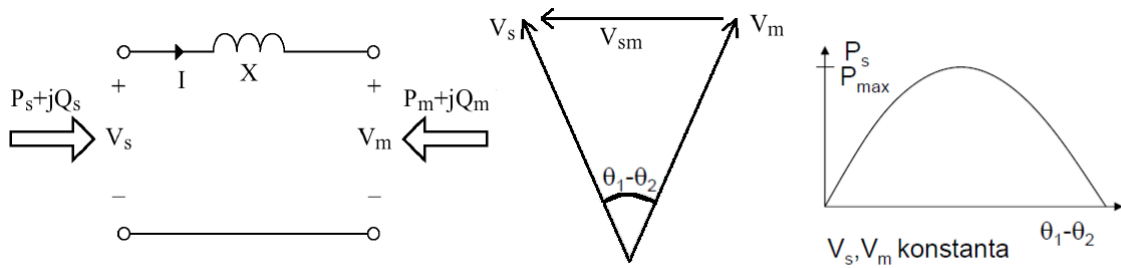
$$Q_{prod} = \omega CV^2, \quad Q_{loss} = XI^2, \quad P_{loss} = RI^2, \quad X = \omega L \quad (2)$$

där  $I$  är strömmen genom ledningen,  $X$  seriereaktansen och  $\omega$  vinkelfrekvensen. Ledningens reaktiva produktion och förlust betecknas  $Q_{prod}$  respektive  $Q_{loss}$ , medan förlusten i aktiv effekt betecknas  $P_{loss}$ . För en luftledning gäller normalt att  $X \gg R$  vilket innebär att transport av reaktiv effekt är ineffektiv, vilket tillsammans med det intima sambandet mellan reaktiv effekt och spänning leder till att reaktiv effektkompensering bör ske lokalt i systemet. Att förlusterna ökar med strömmen i kvadrat är en bidragande orsak till varför reaktiv effektkompensering är så viktig för att hålla uppe spänningarna i ett system med hög överföring (eftersom en dubblad ström ger en fyrdubblad reaktiv effektförlust) och långa avstånd, se Figur 2.5 nedan.



Figur 2.5 Figur som visar det reaktiva behovet för en ledning vid olika effektöverföringar samt för olika ledningslängder [2, p. 225]. Där  $Q_S$  är den reaktiva effekt som matas in på ledningen,  $Q_R$  är den mottagna reaktiva effekten,  $P_0$  är SIL och  $P_R$  den mottagna aktiva effekten.

För att ström ska gå mellan två noder (punkter i nätet) krävs en spänningskillnad. Denna spänningskillnad åstadkoms normalt inte genom skillnad i amplitud, utan istället är det skillnad i spänningvinkel mellan noderna som driver strömmen från den ena noden till den andra. Hur den överförda effekten genom en reaktans beror av spänningvinklarna framgår av Figur 2.6 nedan.



Figur 2.6 Effektöverföring genom en seriekopplad reaktans [4, p. 80].

Det som primärt eftersträvas i ett kraftsystem är att producera och överföra aktiv effekt till förbrukarna. Den reaktiva effekten måste därefter balanseras för att hålla spänningen inom acceptabla gränser och som tidigare nämnts bör den reaktiva effektkompensationen ske lokalt eftersom  $X \gg R$ .

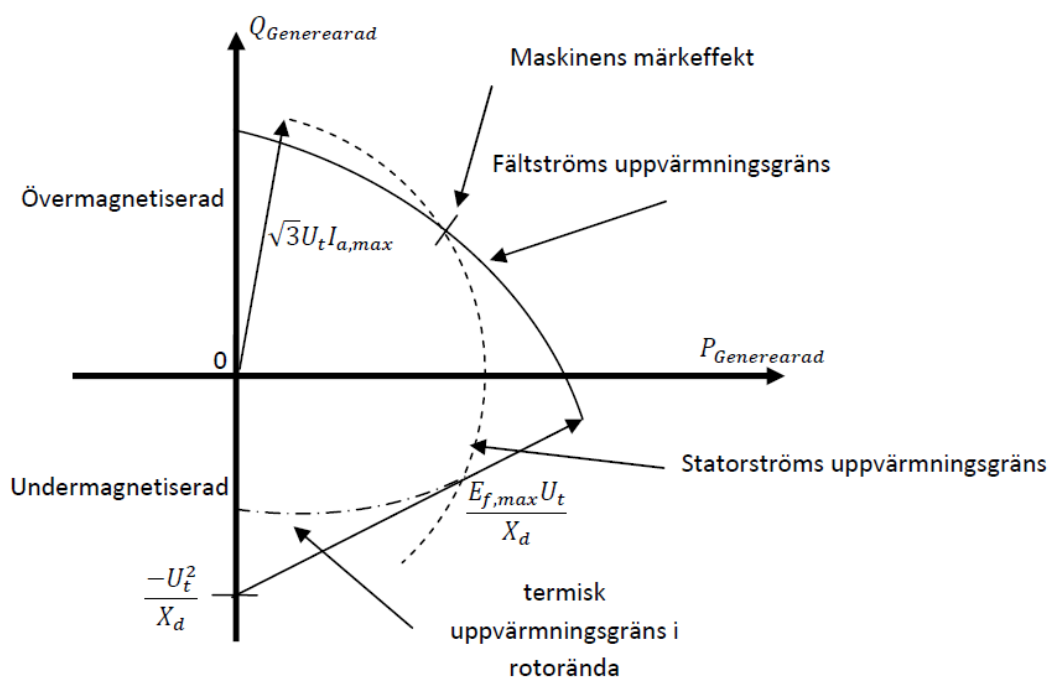
### 2.3.2 SYNKROGENERATORER

Synkrogeneratorer är den vanligast förekommande formen av maskin i större trefas-system och som tidigare nämnt finns det ett behov av både aktiv och reaktiv effekt i systemet och synkrogeneratoren spelar en avgörande roll för att tillgodose båda dessa behov.

Synkrogeneratorer är i första hand byggda för att producera aktiv effekt. Men de kan normalt, via magnetiseringen av rotorn, bidra med både produktion och konsumtion av reaktiv effekt för att hålla spänningen på generatorskenan konstant. Denna spänningshållning, som även kan ske en bit ut genom generatortransformatorn via så kallad kompondering, är snabb och steglös.

Eftersom spänningsregleringen som synkrogeneratorer erbjuder är snabb och steglös är det viktigt, ur ett driftsäkerhetsperspektiv, att hålla den reaktiva kapabiliteten tillgänglig för att möta eventuella störningar i nätet. Hur stor denna är avgörs av synkrogenerators effektfaktor<sup>5</sup>, vilket är en designparameter som avgör hur stor del av generators effekt som används för produktion av aktiv effekt. Sambandet mellan aktiv och skenbar effekt samt effektfaktorn  $\cos\phi$ , där  $\phi$  är vinkeln mellan ström och spänning framgår av (3) nedan.

$$P = \cos\phi \cdot S \quad (3)$$



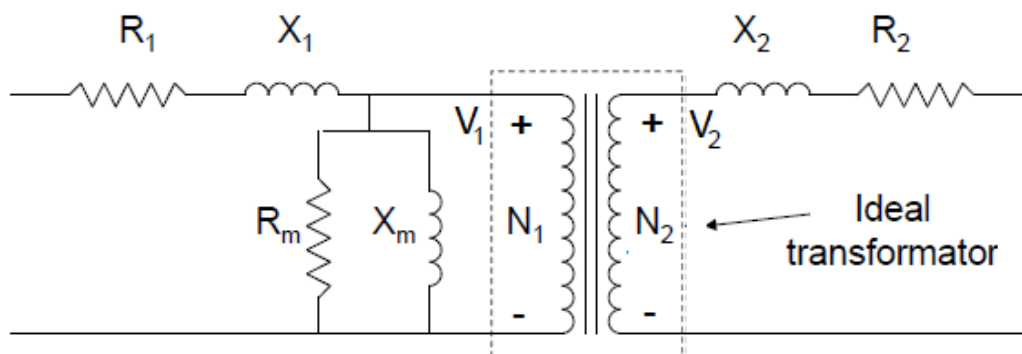
Figur 2.7 En generators begränsningar i aktiv och reaktiv effekt [9, p. 21].

Generatorer regleras automatiskt med spänningsregulatorer. Dessa styr magnetiseringen av rotorn på generatoren och genom att under- eller övermagnetisera rotorn styrs produktionen av reaktiv effekt. En generators fulla förmåga att producera reaktiv effekt kan inte användas kontinuerligt på grund av värmeutvecklingen av fältströmmen i rotorlindningarna. Kortvarigt kan dock denna begränsning överskridas vilket är av betydelse i situationer då systemet har ett tillfälligt underskott av reaktiv effekt. Hur denna och andra begränsningar påverkar en generators uteffekt kan ses i Figur 2.7 ovan.

<sup>5</sup> Eng. Power factor.

### 2.3.3 TRANSFORMATORER

Transformatorer används i växelströmssystem för att omvandla spänning från en nivå till en annan för att på så sätt förbinda näten på de olika spänningsnivåerna. Transformatorn medför endast små förluster i storleksordningen 1 till 2 procent och dess dominerande elektriska egenskap är dess seriereaktans, vilket framgår i Figur 2.8. Detta gör att förlusterna i en transformator är främst reaktiva, dvs. konsumerar reaktiv effekt.



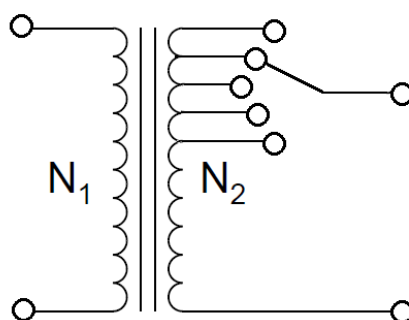
Figur 2.8 Elektrisk modell av en ideal transformator [4, p. 85].

Överföring i en ideal transformator sker utan förluster och det är förhållandet mellan antalet lindningar  $N_1$  och  $N_2$ , som ger upphovet till spänningsomvandlingen enligt (4) nedan.

$$V_1 \cdot N_1 = V_2 \cdot N_2 \rightarrow V_1 \frac{N_1}{N_2} = V_2 \quad (4)$$

Eftersom en högre spänningsnivå innebär minskade strömrelaterade förluster, vilket beskrivits i avsnitt 2.3.1, har transformatorn spelat en historiskt viktig roll för att möjliggöra överföring över längre sträckor. Utöver detta möjliggör transformatorn att produktion kan ske på lägre spänningsnivåer vilket håller nere kostnaden vid generatordesign. Transformatorns lågspänningssida och högspänningssida benämns nedsida respektive uppsida.

Lindningskopplare är en tillsats för transformatorer som används för att kontrollera spänningen på nedsidan. Genom att variera antalet lindningsvarv som används för transformeringen kan spänningen kontrolleras, se Figur 2.9. Detta är ett enkelt sätt att hålla spänningen på underliggande nät konstant. Många lindningskopplare är utrustade med automatik som gör dem självreglerande mot en viss spänningsnivå. Omkoppling sker i diskreta steg och med förutbestämd tidsfördröjning. Typiska värden är steg om cirka 1 % i 20 steg vilket ger en reglermöjlighet på +/- 10 % [2, p. 231].



Figur 2.9 Modell av ideal lindningskopplare.

Så länge det överliggande nätet är starkt (ej lättpåverkat) så innebär denna typ av automatik inget problem. Men vid hård belastning kan det underliggande nätets behov av reaktiv effekt bli hög och då kan lindningskopplarnas agerande innebära att spänningen sjunker även på överliggande nät. Spänningssänkningen kan då göra att lindningskopplarautomatiken agerar igen. Upprepas detta tills lindningskopplaren når sitt ändläge fortsätter spänningen att sjunka och kan leda till spänningsinstabilitet.

### 2.3.4 KONDENSATORER

*Kondensatorer förekommer i elkraftsystem i två varianter, dels som shuntelement, dels som serieelement.*

#### 2.3.4.1 Shuntkondensatorn

Shuntkondensatorn är ofta det mest kostnadseffektiva valet vid behov av reaktiv effektkompensering, varvid denna används i stor utsträckning, särskilt i distributionsnät [10, p. 113]. Den reaktiva effekt som erhålls är proportionell mot spänningen i kvadrat, enligt ekvation (5) nedan.

$$Q_{shuntkondensator} = \omega CV^2 \quad (5)$$

Där  $V$  är spänningen över kondensatorn. Detta leder till att inmatningen av reaktiv effekt minskar snabbt i takt med att spänningen sjunker, vilket är viktigt att komma ihåg när exempelvis ett spänningsskollapsscenario studeras. Shuntkondensatorn används normalt inte i den primära spänningsregleringen utan kopplas oftast manuellt av kontrollrumsoperatörer. Shuntkondensatorn kopplas manuellt för att frigöra andra, mer följsamma, reaktiva resurser såsom synkrongeneratorer och SVC:er. Men som en extra säkerhetsåtgärd är shuntkondensatorn ofta kopplad till extremspänningsautomatik, vilken beskrivs i avsnitt 2.5.4, för att ingripa i situationer då operatörer inte agerat i tid.

#### 2.3.4.2 Seriekondensatorn

Seriekondensatorer är i huvudsak en kondensator som seriekopplats på en ledning. Seriekondensatorn bidrar med reaktiv effekt som är proportionell mot strömmen i kvadrat enligt ekvation (6) nedan.

$$Q_{ledningförlust} = (X_{ledning} - X_C)I^2 \quad (6)$$

Där  $X_C$  och  $X_{ledning}$  är kondensatorns respektive ledningens reaktans. Detta faktum gör att den naturligt kompenserar för de strömrelaterade reaktiva förluster som följer med en lednings naturliga egenskaper (jämför med ekvation (2) för en icke seriekompenserad ledning). Seriekondensatorer reducerar därmed ledningens totala reaktans. Detta kan också uttryckas som att man sänker ledningens SIL vilket möjliggör längre ledningar alternativt högre överföringar på samma sträcka.

### 2.3.5 REAKTORER

Reaktorer används för att sänka spänningen i nätet, på motsvarande sätt som shuntkondensatorer används för att höja spänningen. Reaktorer används ofta i produktionsområden där problem med höga spänningar kan uppstå vid låg belastning och överföring. Av samma anledning finns det ofta reaktorer installerade i nära anslutning till långa kablar för att kompensera deras kondensatorverkan [10, p. 113]. Även reaktorer kan kopplas till extremspänningsautomatik.

$$Q_{shuntreaktor} = -\frac{V^2}{\omega L} \quad (7)$$

### 2.3.6 TYRISTORSTYRD KOMPENSATOR

En tyristorstyrd kompensator<sup>6</sup> är en enhet som kan agera både som reaktor eller kondensator. Beroende på typ kan den även steglöst variera den utmatade reaktiva effekten. Enheten styrs av kraftelektronik och reagerar snabbt på förändringar i reaktiva flöden. SVC:er är inte så vanliga i elkraftsystem på grund av de höga kostnaderna men används i områden där kraven på snabb reglering är höga. SVC:er används också på lägre spänningsnivåer av bland annat energiintensiva industrier som har ljusbågsugnar där reaktiv förbrukning är hög och snabbt varierande.

### 2.3.7 HVDC – CSC OCH VSC

Högspänd likström (HVDC) är en alternativ teknik till högspänd växelström (HVAC). HVDC-teknik används främst mellan system med olika frekvenser, vid överföringar på stora avstånd samt vid sjö- och havsförbindelser. fördelarna med tekniken är att man kan styra den överförda effekten snabbt och precist.

Det finns i huvudsak två typer av HVDC-tekniker, Current Source Converter (CSC) (som är en äldre teknik) och Voltage Source Converter (VSC) (vilket är en yngre teknik). Jämfört med hur effektlöden regleras i växelströmsnät kan en HVDC länk regleras mycket snabbt och precist.

CSC är en etablerad teknik som funnits sedan 1950-talet och den första kommersiella länken togs i drift 1954. Konverteringsstationen förbrukar reaktiv effekt där behovet ökar med ökad överföring av aktiv effekt. Därför finns shuntkondensatorer i anslutning till HVDC-länkar som kompenserar. Konverteringen skapar även övertoner vilket kräver filter för att hindra att spridningen av dessa i nätet. Alla de HVDC-länkar som finns inom Norden idag är av CSC-typ.

VSC-tekniken är utvecklad under 1990-talet, och inte lika etablerad på grund av sina effektbegränsningar och högre förluster. Dock behöver VSC inte lika stora filter då inte lika stora övertoner uppstår. Omvandlaren kan även arbeta med både den positiva och negativa polariteten på både spänning och ström som uppstår, vilket gör att det reaktiva behovet minskar. Tack vare denna egenskap kan man också styra reaktiv och aktiv effekt oberoende av varandra. Till VSC behöver man normalt inte installera extra shuntkompensering vid anslutningspunkten i nätet [11, p. 6]. En annan fördel VSC har gentemot CSC är att kortslutningsströmmen som krävs är lägre, vilket gör tekniken lämplig för så kallad död-nätsstart<sup>7</sup>. HVDC-länken mellan Estland och Finland är av VSC-typ och även sydvästlänken som just nu byggs i södra Sverige är av denna typ.

---

<sup>6</sup> Eng. Static var Compensator, SVC.

<sup>7</sup> Eng. Black-start.

## 2.4 FÖRBRUKNINGSKARAKTERISTIK

Förbrukning har en stor inverkan på stabiliteten i ett kraftsystem. Oftast är förbrukning inte direkt ansluten till de högre spänningsnivåerna i transmissionsnätet, utan förbrukning återfinns normalt i underliggande nät. Förbrukning definieras utefter dess grundläggande fysiska egenskaper, dock förekommer de nästan aldrig i sin rena form. Beroende på sammansättning har den olika spännings och tidsberoenden. Det finns många olika sätt att modellera förbrukning och en vanlig metod beskrivs i [12] och [13] Där representeras förbrukningen med en statisk och en dynamisk del. ZIP-modellen nedan är en vanlig utgångspunkt för den statiska delen. Namnet beskriver förbrukningens karaktär i tre olika steg, konstant impedans (Z), konstant ström (I) och konstant effekt (P).

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left( \alpha_1 \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \alpha_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + \alpha_3 \right) \text{ där } \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1 \\ Q &= Q_0 \left( \beta_1 \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + \beta_3 \right) \text{ där } \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1 \end{aligned} \quad (8)$$

I (8) är  $P_0$  är nominell aktiv effekt,  $Q_0$  nominell reaktiv effekt och  $V_0$  nominell spänning, skalfaktorerna  $\alpha$  och  $\beta$  avgör hur stor del av förbrukningen som är konstant impedans ( $Z \propto \left( \frac{V}{V_0} \right)^2$ ), konstant ström ( $I \propto \left( \frac{V}{V_0} \right)^1$ ) eller konstant effekt ( $P \propto \left( \frac{V}{V_0} \right)^0$ ).

För dynamiska beräkningar krävs dock en mer detaljerad lastmodell, som även har ett tidsberoende.

## 2.5 AUTOMATISKA SKYDDSSYSTEM

*Det finns en mängd automatiska skyddssystem i ett kraftsystem. Skyddssystemen kan delas in i skydd och automatiker, där skydden är till för att skydda enskilda komponenter från skada och automatiker är till för att rädda systemet som helhet vid störning. De skyddssystem som är utvalda, och som presenteras i detta avsnitt, är de skyddssystem som bedöms påverka val av extremspänningsautomatik.*

*Eftersom flera skydd används för varje komponent krävs samordning av dessa, detta görs i en reläskyddsplan, tidigare kallat selektivplan. Här ges en översyn av alla nivåer och tidsfördröjningar som är kopplade till skydden. Samordningen görs för att så få objekt som möjligt ska påverkas av ett enskilt fel.*



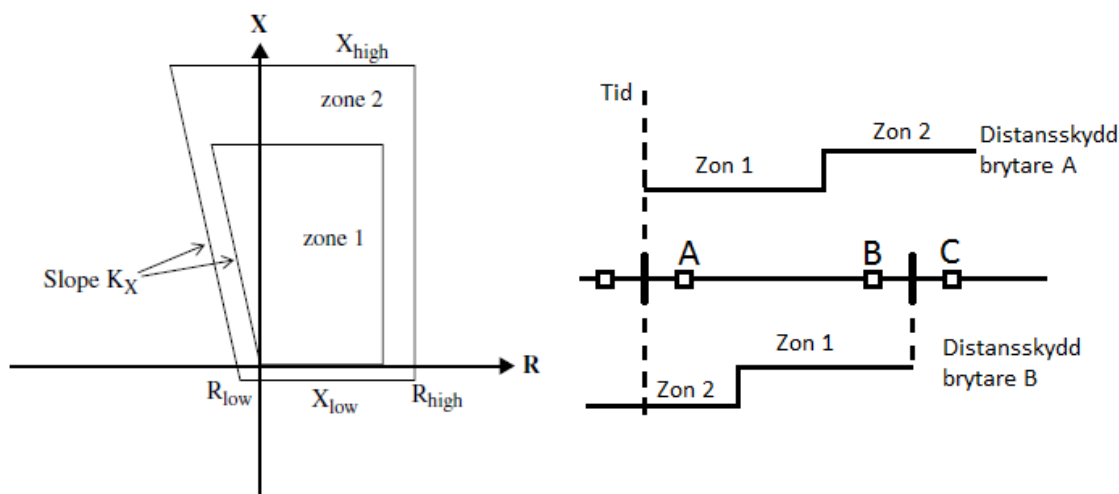
### 2.5.1 LEDNINGSSKYDD

Ledningsskydd finns i olika utföranden, dock med det gemensamma syftet att begränsa skadorna på ledningen då fel uppstår. Vanligast är distansskyddet, vilket även har en nära koppling till kaskadutlösningar av ledningar vid spänningsskollapsscenario.

Distansskydd beräknar impedansen genom att ta kvoten mellan uppmätt spänning och ström i ledningens ände.

$$Z_L = \frac{U_L}{I_L} \quad (9)$$

Där  $Z_L$  är ledningens lastimpedans,  $U_L$  är spänningen i ledningens ände och  $I_L$  strömmen genom ledningen. Vid kortslutningar och jordfel uppstår felströmmar som är större än normaldriftsströmmar, vilket ger stora utslag impedansen  $Z_L$ . Distansskyddet löser därvid ut ledningen när den beräknade kvoten blir för liten.



Figur 2.10 Två-zoners distansskydd med fördröjning och riktning, [8, p. 98], samt illustration av fördröjning mellan två stationer [2, p. 909].

Distansskydd finns för varje brytare och täcker ungefär 80 % av ledningens längd. Detta innebär att varje ledning täcks in av minst två distansskydd, ett från vardera änden. Skydden kan också vara utrustade med telekommunikation vilket gör att ledningen frånkopplas i båda ändar även om bara distansskyddet i ena änden mätt in felet.

Distansskyddets verkan kan vara uppdelat i flera zoner för att täcka olika stora områden, se Figur 2.10. Zon 1, som nämnts ovan, är snävast och täcker en brytare och ett visst ledningsparti, och vid fel kopplas ledningen ur momentant. Zon 2 sträcker sig förbi brytare och skena i angränsande station, här är fördröjningen 0.2-0.3 sekunder [2, p. 908].

### 2.5.2 GENERATORSKYDD

Till generatorer finns många sorters skydd. De som påverkar dess förmåga att leverera reaktiv effekt är överströmsskydd för stator och rotor samt överhettningsskydd för stator, rotor och lindningsändar [2, p. 191]. Hur dessa begränsar den nominella uteffekten från generatoren illustreras i Figur 2.7. Rotorströmmen, vilken är proportionell mot den reaktiva effektproduktionen, och dess skydd spelar en avgörande roll gällande spänningsstabilitet. Skyddet fungerar på så sätt att rotorströmmen tillåts överskrida sitt maximala värde under korta tidsperioder men begränsas sedan till nominellt värde. Misslyckas begränsningen så kopplas generatoren ifrån för att minska risken för skador på utrustningen [2, p. 338].

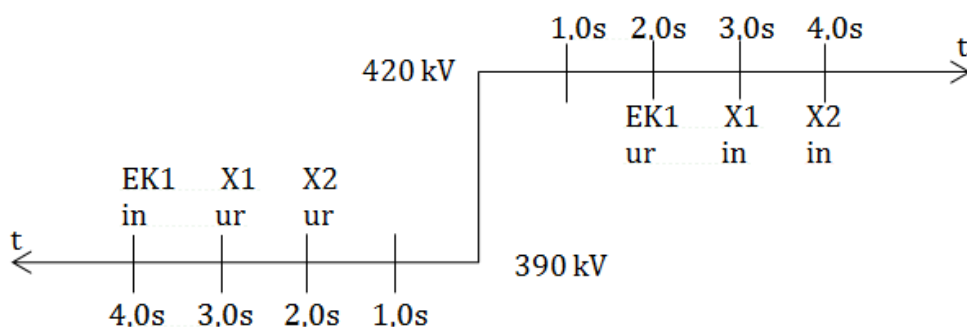
### 2.5.3 SAMLINGSSKENESKYDD

Samlingsskeneskyddet frångörkopplar all utrustning runt en felbehäftad samlingsskena. Oftast är det inte själva skenan som drabbas av fel utan något av de objekt som där är anslutna [10, p. 124]. Samlingsskenefel är därför ofta allvarligare än andra fel då man riskerar att tappa flera objekt vid ett och samma fel. Vid samlingsskenefel nära kärnkraftsreaktorer finns det risk att aggregat kopplas från och snabbstoppar, se avsnitt 3.4.2 *Spänningskollaps i Sverige*. För att i största mån undvika detta har ställverken oftast flera skenor och är normalt driftlagda så att antalet frångörkopplade objekt vid ett eventuellt fel minimeras. Skyddet som används är oftast ett differentialskydd som mäter strömmarna in till skenan, och om vektorsumman inte blir noll kopplas skenan från.

### 2.5.4 EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIK

Extremspänningsautomatiken syftar till att återbringa spänningarna till normaldriftsintervall efter störning. Den är som tidigare nämnts kopplad till shuntreaktorer och – kondensatorer. Extremspänningsautomatiken fungerar normalt efter följande princip.

När spänningen över- eller underskridit spänningsgränsen som valts under viss tid sker koppling av den reaktiva resursen. Denna koppling för normalt spänningen tillbaka till normaldriftsintervallet. I de fall då det finns flera shuntar inom en station används olika tidsfördröjningar som i Figur 2.11 nedan. Alltså kan spänningen i en station med flera shuntar korrigeras ytterligare om första koppling inte för spänningen tillbaka till normaldriftsintervallet. De fördröjningar som används är kopplade till en specifik shunt och turordningen förändras inte. Detta innebär alltså att med dagens inställningar utökas fördröjningen efterhand. Den ökade fördröjningen innebär att koppling sker med mindre sannolikhet ju längre ner i turordningen en shunt kommer.



Figur 2.11 Principskiss över in- och urkoppling för shuntar i en station.

I normala fall behöver inte extremspänningsautomatiken ingripa eftersom operatörerna kopplar innan spänningen är utanför normaldriftsintervallet. Operatörerna får dock uppdateringar av läget i cirka 4 sekunders intervall, vilket innebär att automatiken fyller ett syfte vid störningar och om kommunikationen till en station förloras [14].

Extremspänningsautomatik kan ibland ge upphov till ett fenomen som kallas reaktor-pumpning<sup>8</sup>. Detta förekommer då en eller flera enheter inom ett område eller station vid försvagat nät (lättpåverkat, t.ex. vid återuppbyggnad efter ett avbrott [15, p. 79]) har för stor inverkan på spänningsnivån, så att en koppling lyfter spänningen från ena sidan av normaldriftsintervallet till det andra. Detta innebär att automatiken ingriper igen och igen varför förloppet återupprepas. För att undvika reaktor-pumpning kan tidsfördröjningar förskjutas gentemot varandra. Problemet förekommer dock inte för kondensatorer, eftersom de efter frångörkoppling måste laddas ur och därför är blockerade i cirka 5 minuter innan återinkoppling kan ske. Operatörerna brukar även stänga av automatiken då det finns risk för pumpning [16].

<sup>8</sup> Eng. Reactor Hunting.

### 2.5.5 SYSTEMVÄRN

Systemvärn är ett system för att skydda kraftsystemet genom att behålla det intakt i största möjliga mån. Det kan utformas på flera olika sätt och är specifikt för den typ av problem man har just i den berörda delen av systemet. Ofta kombineras mätvärden från olika delar av systemet för att avgöra om en specifik åtgärd skall vidtas t.ex. frånkoppling av produktion eller förändring av spänningsreglerande utrustning eller styrning av HVDC-länkar.

### 2.5.6 SNABBÅTERINKOPPLINGSAUTOMATIK (SÅI)

Snabbåterinkopplingen är en funktion som återinkopplar en felbehäftad ledning efter en kort tid (700 ms för svenska stamnätet [17]). Detta gör att övergående fel inte har lika stor inverkan på systemet. Problem uppstår såklart om felet är kvarstående då systemet utsätts för en andra kortslutning, men cirka 80 % [10, p. 125] av felen är övergående (blix-tar eller överslag). Funktionen hos SÅI påverkar val av inställningar i andra automatiker och i Sverige har man t.ex. gjort ställningstagandet att man låter SÅI:en vara snabbare än extremspänningsautomatiken.

## 2.6 SPÄNNINGSREGLERING

I grunden regleras och upprätthålls spänningen utifrån generatorerna där reaktiv effekt alstras. Utöver generatorerna bidrar även ledningar med tillskott av reaktiv effekt, se avsnitt 2.3.1. Den största delen av spänningsregleringen sker automatiskt i spänningsregulatorer och via lindningskopplare. Operatörernas inverkan på spänningen sker vanligtvis genom inkoppling av shuntar och inställning av börvärden i synkronkompensatorer och SVC:er. När driftsäkerheten så tillåter kan man även förbikoppla seriekondensatorer och koppla in och ur ledningar för att justera spänningsnivåer.

Ännu en åtgärd som man kan göra för att sänka spänningarna i ett område är att öka överföring på HVDC-länkar.

### 3 STABILITET I ELKRAFTSYSTEM

Ett kraftsystem utgörs av mängder av komponenter, alla med sina egna fysiska egenskaper, som tillsammans interagerar och bildar ett stort komplext dynamiskt system. I ett kraftsystem finns det tre huvudgrupper av stabilitet; dessa är indelade i rotorvinkel-, frekvens- och spänningsstabilitet, indelningen åskådliggörs i Figur 3.1 nedan. Huvudfokus för denna rapport är spänningsstabilitet varför de två övriga bara kort beskrivs, för vidare läsning kring rotorvinkelstabilitet och frekvensstabilitet hänvisas läsare till [2].

#### 3.1 ROTORVINKELSTABILITET

Rotorvinkelstabilitet berör en generators förmåga att hålla dess mekaniska vridmoment i balans med det elektriska vridmomentet efter en störning. Om instabilitet uppstår kan svängningar mellan enskilda synkronmaskiner eller grupper av dem leda till förlorad synkronisering och bortkoppling.

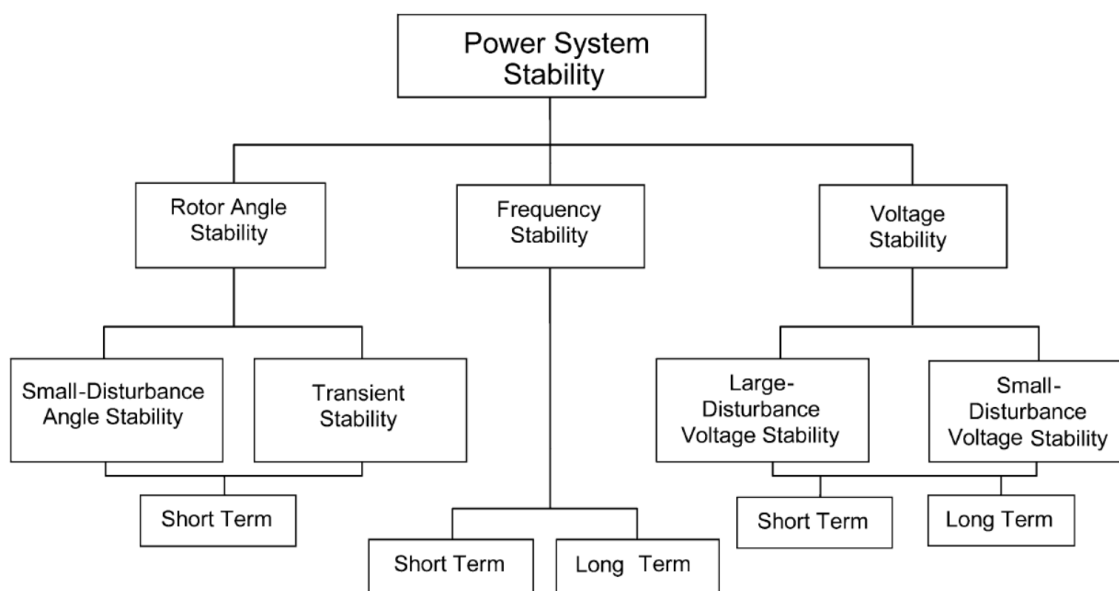
#### 3.2 FREKVENSSSTABILITET

Frekvensstabilitet berör systemets förmåga att balansera förbrukning och produktion i varje enskilt ögonblick, vid jämvikt erhålls konstant frekvens. Vid instabilitet uppstår frekvensstörningar som kan leda till urkoppling av generatorer eller förbrukning.

#### 3.3 SPÄNNINGSSTABILITET

Spänningsstabilitet som begrepp berör ett systems förmåga att upprätthålla acceptabla spänningsnivåer och återgå till ett jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Spänningsstabilitet är starkt sammankopplat med att tillgodose systemets behov av reaktiv effekt i varje enskild del av nätet.

Ett kriterium som systemet måste uppfylla för att vara spänningsstabil är att spänningen i en enskild nod ökar när man i noden ökar den reaktiva inmatningen. Detta måste vara sant för alla noder i systemet, annars anses systemet vara spänningsinstabil. Instabilitet följd av en rad olika händelser med elavbrott som slutpunkt brukar kallas för spänningskollaps och beskrivs i avsnitt 3.4 *Spänningskollaps*.



Figur 3.1 Indelning av stabilitet i elkraftsystem där spänningsstabilitet är längst till höger [18, p. 4].

Spänningsstabilitet delas in i två huvudgrupper: små- och storsignals instabilitet. Dessa kan i sin tur vara både kort- och långsiktiga<sup>9</sup> [18].

### 3.3.1 SMÅSIGNALS-INSTABILITET

Elkraftsystem utsätts hela tiden för små förändringar i last och produktion vilket bildar ett i huvudsak stationärt system. Hur stabilt systemet är i småsignals-hänseende beror därför till största del på förbrukningens karakteristik och hur primär spänningsreglering är utformad [2, p. 32]. Systemets stationära<sup>10</sup> egenskaper gör att det är lämpligt att använda statistiska, linjära analysmetoder för att bestämma säkerhetsmarginaler i systemet. Några statistiska metoder beskrivs i avsnitt 3.5 *Analysmetoder för spänningsstabilitet*.

### 3.3.2 STORSIGNALS-INSTABILITET

Storsignals-stabilitet i ett elkraftsystem är synonymt med hur systemet reagerar på större störningar, t.ex. urkopplade ledningar, bortfall av produktion, etc.

Förbrukningens karaktär spelar även här en viktig roll i förloppet, särskilt på vilket sätt den återhämtar sig. I detta förlopp så spelar även lindningskopplare, övermagnetiseringskydd, reaktiva shuntar och sekundär spänningsreglering, en viktig roll.

### 3.3.3 TIDSASPEKTER

Ett systems spänningsstabilitet beror bland annat av förbrukning med snabb dynamik som t.ex. induktionsmotorer och HVDC-länkar. Kortsiktig spänningsstabilitet är relaterat till storsignals-instabilitet, där systemets utsätts för en större störning under en kort tid.

Stabilitet på längre sikt beror mer på hur långsamma delar av systemet reagerar. Inom ett tiotal sekunder till några minuter börjar förändringar märkas hos lindningskopplare, förbrukning styrd av termostater och överströmsbegränsningar i generatorer. Små gradvis förändringar i systemet som förbrukningsåterhämtning och magnetisering av generatorer leder så småningom till att utrustningen når sin gräns. När förloppen inte stabiliseras hamnar man alltså i en situation där systemet till slut kollapsar av en liten förändring. Långsiktig spänningsstabilitet har alltså en stark koppling till småsignals-stabilitet [18, pp. 1390-1392].

---

<sup>9</sup> Eng. Short- and long-term.

<sup>10</sup> Eng. Steady State.

## 3.4 SPÄNNINGSKOLLAPS

*Spänningskollaps är ett tydligt exempel på vad som kan hända vid avsaknad av spänningsstabilitet i ett kraftsystem. För fenomenet spänningskollaps ges här efter en övergripande beskrivning.*

### 3.4.1 FÖRLOPP

När ett system utsätts för en störning leder detta ofta till en försvagning och ett ökat behov av reaktiv effekt. Detta tillgodoses av de reaktiva reserver som finns i systemet i form av ökad magnetisering av generatorer och synkronkompensatorer och nyttjande av reaktiva marginaler hos SVC:er. Vanligtvis är dessa reserver tillräckliga och systemet återgår därmed till ett nytt jämviktsläge med acceptabla spänningar. Om reserverna däremot inte är tillräckliga leder detta till oacceptabla spänningar, och i värsta fall elavbrott i hela eller stora delar av systemet. Detta kallas för spänningskollaps.

Rea spänningskollapsförlopp är oftast långsamma och sker inom en tid på något tiotal sekunder till ett tiotal minuter. De snabbare är däremot ofta tätt besläktade med rotorvinkelinstabilitet där den ursprungliga störningen orsakar att en produktionsenhet tappar sin synkronism med nätet och därigenom tappar systemet en viktig resurs för spänningsstöttning. Detta kan i sin tur leda till att spänningarna faller drastiskt.

Ett typiskt scenario för en långsam spänningskollaps kan se ut som följande [2, p. 974]:

1. Ett transmissionsnät är tyngre belastat än vanligt, ledningarna in till förbrukningsområdet är högt lastade och lediga reaktiva resurser i närheten av förbrukningsområdet är små.
2. Ett fel inträffar och en ledning kopplas bort, varvid de kvarvarande ledningarna blir mer belastade. Detta ökar de reaktiva förlusterna ännu mer eftersom att ledningarna nu är högt lastade över SIL, se avsnitt 2.3.1.
3. I samband med förlusten av ledningen så sjunker spänningen i området kraftigt. Med spänningskänslig förbrukning innebär detta en minskning av effektbehov och systemet stabiliserar sig på en lägre spänningsnivå än normalt. Frekvensen är stabil och eventuella pendlingar dämpas ut.
4. Lindningskopplare börja jobba för att återställa förbrukarnas spänningsnivåer.
5. För varje steg som lindningskopplarna tar så ökar behovet av reaktiv effekt och generatorerna ökar därmed magnetiseringen för att kunna tillgodose detta behov.
6. När sedan en generators övermagnetiseringsskydd går in sjunker utmatningen av reaktiv effekt snabbt och andra generatorer ansträngs istället, varefter processen återupprepas.
7. Kaskadutlösningar och spänningskollaps sker.

### 3.4.2 SPÄNNINGSKOLLAPSER I SVERIGE

*I Sverige har det under de senaste 30 åren inträffat två omfattande elavbrott till följd av spänningsskollaps; 1983 och 2003. Nedan följer en kort redogörelse för förloppen vid dessa tillfällen.*

#### 3.4.2.1 27 december 1983

Stamnätet var tungt belastat med höga överföringar men hade goda marginaler till tillåtna gränsvärden med avseende på dimensionerande N-1 fel. Endast två ledningar var ur drift och underhållsarbeten pågick i ett fåtal stationer. Klockan 12.57 havererade en frånskiljare i transformatorstationen Hamra, utanför Enköping, till följd av brand. Detta orsakade i sin tur kortslutning och frånkoppling av samtliga 400 kV-ledningar anslutna till Hamra. Felet i sig var alltså större än det dimensionerande felet. Till följd av detta sjönk spänningarna i närområdet.

Åtta sekunder efter det att frånskiljaren i Hamra havererade blev en närliggande 220 kV-ledning överlastad varvid denna blev frånkopplad av ledningsskydd. Systemet var nu stabilt fram till 53 sekunder efter det initiala felet då lindningskopplare stegade för att återställa spänningen på nedsidan, detta ledde i sin tur att förbrukning återställdes vilket sänkte spänningen ytterligare. Ett tag senare löste ytterligare en 400 kV-ledning, denna gång p.g.a. överlast, vilket föranledde kaskadutlösningar av ledningar i mellersta Sverige samt att vissa utlandsförbindelser kopplades från. Kärnkraftreaktorer snabbstoppades av överströms- och underimpedansskydd varefter spänning och frekvens kollapsade. Kollapsen berörde hela Sverige söder om Dalälven [12, p. 263] [19].

#### 3.4.2.2 Den 23 september 2003

Stamnätet var lågt belastat med stora marginaler till satta gränser och det importerades från synkront anslutna grannländer och Jylland. Kärnkraftsreaktorerna Ringhals 2, Oskarshamn 1 och 2, tillsammans med två 400 kV-ledningar samt likströmslänkar till Tyskland och Polen var tagna ur drift.

Kl. 12.30 får Oskarshamn 3 ett fel som medför snabbstopp, vilket innebär förlust av 1175 MW och att frekvensen sjunker ner till 49,66 Hz innan den återhämtar sig till 49,9 Hz. Spänningarna i södra Sverige sjönk med ca 5 kV på grund av att överföringen från norr ökade och ledningar därmed belastades hårdare. Kl. 12.35 inträffar en kortslutning i Horred utanför Varberg. Kortslutningen orsakades av en havererad frånskiljare som löste ut både A- och B-skena vilket innebar att alla ledningar utom en frånkopplades. Ledningarna från Ringhals 3 och 4 ansluts via Horred varför även dessa kopplades från. Endast Ringhals 4 lyckades gå över i husturbindrift.

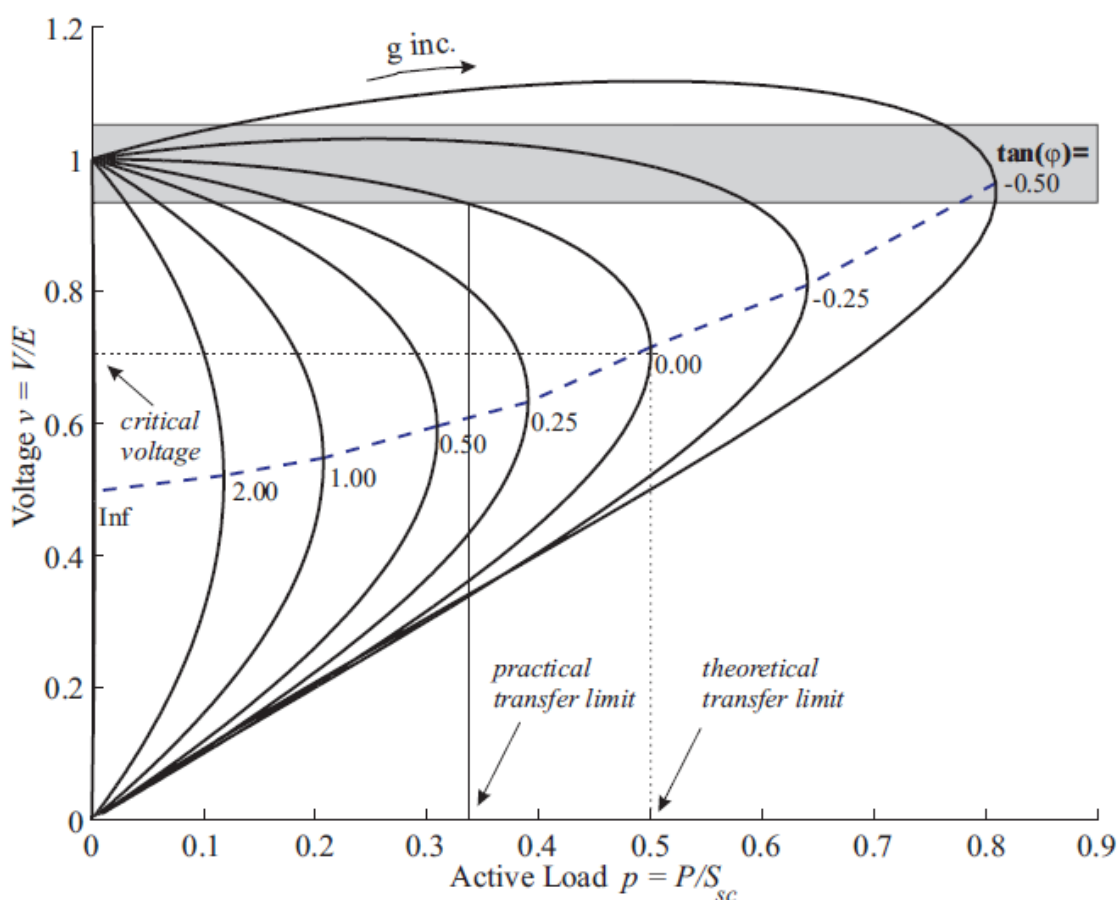
Spänningarna i söder sjönk då ytterligare under en period på 90 sekunder och när lindningskopplare började återställa spänningen på nedsidan löste flertalet ledningar. Kl. 12.37 inträffade nätsammanbrott och stora delar av södra Sverige och Själland blev spänninglösa [20].

### 3.5 ANALYSMETODER FÖR SPÄNNINGSSTABILITET

Spänningsstabilitet kan studeras med både dynamiska och statiska modeller. Oftast används statiska metoder då de är mer tidseffektiva och i många fall ger tillräckligt noggranna resultat vilket nämns i [21] och [12, p. 39]. I detta arbete har dynamiska modeller använts, men grunderna vid en statisk analys är ändå en bra förståelsemässig utgångspunkt. Därför redogörs statiska analysmetoder nedan.

#### 3.5.1 NOSKURVOR

Noskurvor används för att i ett enskilt ögonblick åskådliggöra förhållandet mellan spänning och överförd aktiv eller reaktiv effekt. Den förra benämns PV-kurva där man arbetar med konstant reaktiv effekt och den senare VQ-kurva där man arbetar med konstant aktiv effekt. I Figur 3.2 nedan visas PV-kurvor vid olika effektfaktorer, där man vid normaldrift ligger på den övre delen av kurvan (eftersom att den undre delen motsvarar ett instabilt system). Maximal effektöverföring sker dock endast vid en spänning, i kurvans nos, denna kallas för den kritiska spänningen [22].



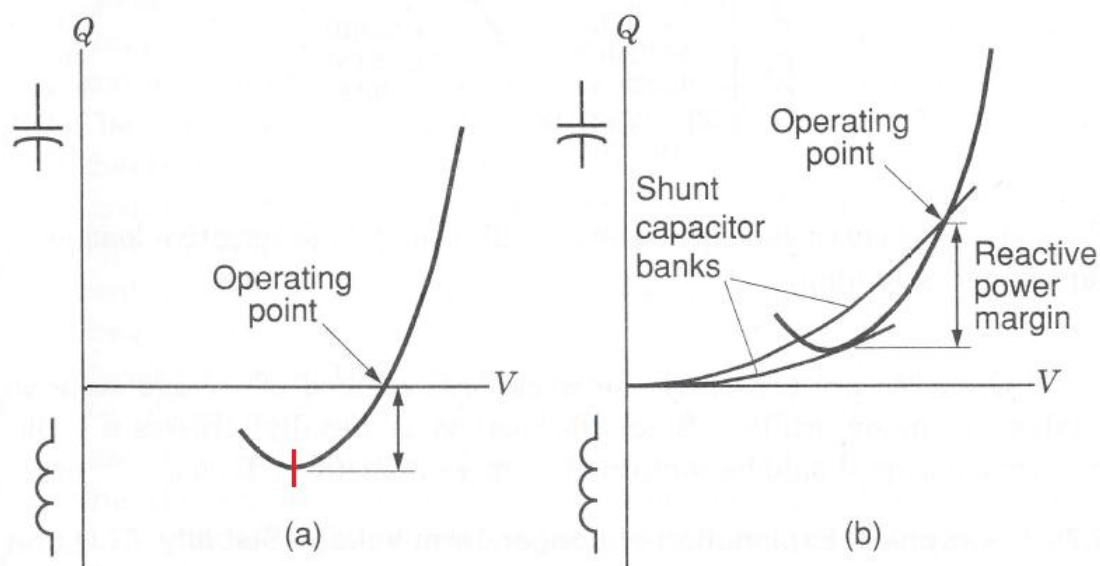
Figur 3.2 PV-kurvor vid olika effektfaktorer, det gråmarkerade området representerar ett typiskt normaldriftsintervall [23, p. 33].

En lägre effektfaktor motsvarar högre reaktiv kompensering av systemet och möjliggör högre effektöverföring. Det bör dock observeras att vid större kompensering så förs nominell och kritisk spänning närmare varandra, vilket gör att små förändringar i driftpunkt kan göra systemet instabilt. Detta är bland annat vad som gör tungt belastade system mer känsliga för fel i samband med inkoppling av kondensatorer [23].

VQ-kurvor beskrivs i [12] och är ett tydligt sätt att åskådliggöra hur stora reaktiva marginaler som finns i systemet. Genom lastflödesberäkningar i kombination med en fiktiv



synkronkompensator kan man avgöra hur spänningen förändras i en enskild nod eller en del av systemet. Detta illustreras av Figur 3.3 nedan.

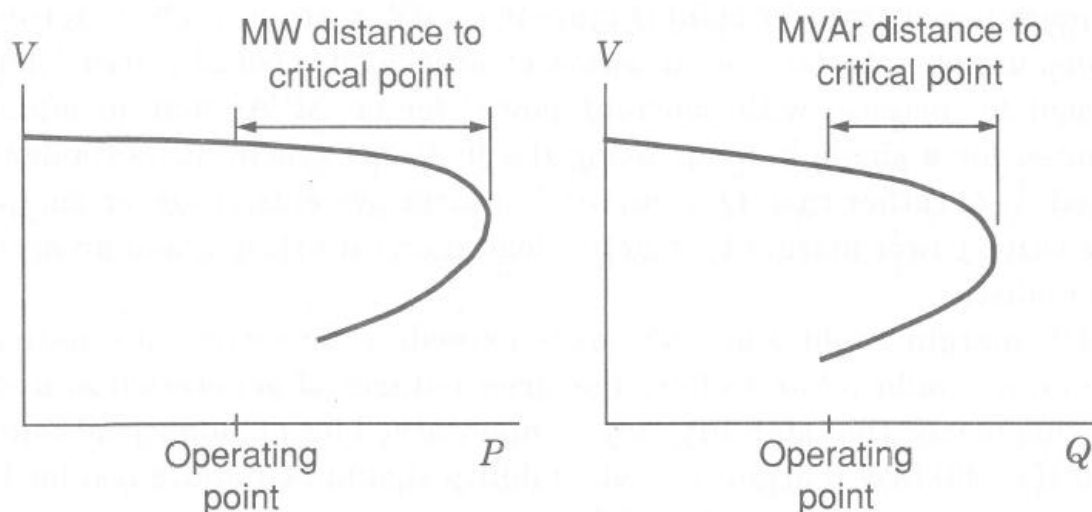


Figur 3.3 T.v. avstånd från arbetspunkt till reaktiv marginal, t.h. marginal mellan två stycken kondensatorbatterier i förhållande till systemkaraktistiken [12, p. 33].

På VQ-kurvor, likt PV-kurvor, finns det två lösningar av reaktiv effektinmatning som löser systemet. Även här ligger den kritiska stabilitetgränsen mitt på nosen (dvs. botten) av kurvan. Till vänster om nosen minskar spänningen även för ökad inmatning av reaktiv effekt det innebär alltså att systemet är spänningsinstabilt. Ur en VQ-kurva kan man tydligt se när  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  blir negativ och systemet därmed instabilt.

### 3.5.2 STABILITETSINDIKATORER

Med hjälp av noskurvor går det att enkelt att åskådliggöra systemets marginal till instabilitet, se Figur 3.4 nedan. För att beräkna detta avstånd används numeriska metoder, varav två presenteras i [2]. Utöver för det aktuella driftläget beräknas också avståndet vid flertalet fel som kan uppstå, t.ex. ledningsbortfall.



Figur 3.4 Avstånd till instabilitet för PV och QV-kurva [12, p. 206].

De numeriska metoderna fungerar på ett sådant sätt att det nuvarande driftläget matas in ett beräkningsprogram. Programmet löser belastningsfördelningen i nätet och registrerar spänningarna. Utifrån utgångsläget ökas sedan överföringen i det område som studeras varefter belastningsfördelning löses på nytt. Processen återupprepas till dess att systemet kollapsar, detta görs för olika situationer och fel där den största begränsningen utgör stabilitetsgräns.

### 3.5.3 ÅTGÄRDER FÖR ATT FÖRBÄTTRA SPÄNNINGSSTABILITETEN

I avsnitt 0 beskrevs hur en del av de komponenter som utgör ett elkraftsystem påverkar spänningen och den reaktiva effekten. Här beskrivs några åtgärder föreslagna i [24, p. 10.3] och [12] för att förbättra spänningsstabiliteten.

Bättre spänningsstabilitet kan bland annat uppnås genom

- att höja systemspänningen, detta ger lägre strömmar i ledningar och på så sätt minskas det reaktiva behovet i systemet vilket gör att generatorer och SVC:er avlastas,
- att använda seriekondensatorer och på så sätt minska de reaktiva överföringsförlusterna för ledningarna, se avsnitt 2.3.4.2,
- att installera SVC:er, shuntkondensatorer och -reaktorer i förbrukningsområden där spänningsproblem förekommer,
- att införa systemvärn som förändrar kraftflöden i nätet när spänningen sjunker,
- att installera nya ledningar för att minska de reaktiva förlusterna,
- att ändra effektfaktor i generatorer för att få mer reaktiva reserver, och
- att koordinera redan existerande utrustning så att dessa motverkar spänningskollaps.

De flesta av ovanstående punkter innebär investeringar i utrustning förändring av systemet. Men att samordna och koordinera redan existerande utrustning innebär inte lika stora kostnader.

Huvudtanken bakom detta examensarbete är att kopplingstider hos extremspänningsautomatiken kan accelereras och därmed ge ett större tillskott av reaktiv effekt. Genom att agera tidigare kan större nytta dras av de resurser som redan existerar i systemet. För att göra detta kan man för extremspänningsautomatik förändra två parametervärden, tidsfördröjning och spänningsgränsvärde. Spänningsgränsvärdet styr vilka spänningsnivåer man tillåter i berörd nod medan tidsfördröjningen avgör hur lång tid spänningsgränsvärdet ska vara överskridet innan åtgärder tas.

Systemets normaldriftsintervall avgör huruvida spänningen i en viss nod är acceptabel eller inte och det är utifrån detta spänningen regleras. Genom att förändra spänningsgränsvärdena som utgör ytterkanterna på normaldriftsintervallet påverkar man driftförhållandena runtom i systemet. För att det ska finnas utrymme för driftpersonal i kontrollrum att göra nödvändiga åtgärder i systemet bör detta normaldriftsintervall inte vara för smalt.

Tidsfördröjningen bestämmer hur länge spänningsgränsvärdet skall vara överskridet för att koppling ska ske. För ett system där spänningen förändras kontinuerligt kring ett jämviktsläge innebär detta att en längre tidsfördröjning medför lägre sannolikhet för koppling.

## 4 ANALYS- OCH SIMULERINGSVERKTYGET ARISTO

*Detta kapitel beskriver i första hand testsystemet mer utförligt. Kapitlet återger även i korta ordalag några av de förutsättningar som ges för simuleringar i ARISTO och hur man där kan arbeta med automatikinställningar.*

### 4.1 ATT ANVÄNDA ARISTO

*Detta avsnitt beskriver i korta drag några av de moment som gjorts för att förbereda och genomföra simuleringarna.*

#### 4.1.1 MODELLER AV KOMPONENTER

I kapitel 2 *Allmänt om elkraftsystem* berördes några av de komponenter och automatiker som modelleras för att kunna simulera ett elkraftsystem. Beskrivning och implementation av dessa finns färdigt i ARISTO. Som exempel finns det modeller för generatorer med runda eller utpräglade poler, spänningsregulatorer, ledningsskydd, generatorskydd m.m. Dessa modeller sammanfogas sedan i den konfiguration som önskas och utgör tillsammans ett modellerat kraftsystem. Ett färdigt system sparas i en kraftsystemmodell, se avsnitt 4.2, och där kan simuleringar göras. Komponenter, deras modeller och parameterinställningar finns beskrivna i [8].

#### 4.1.2 ATT SKAPA DRIFTLÄGEN

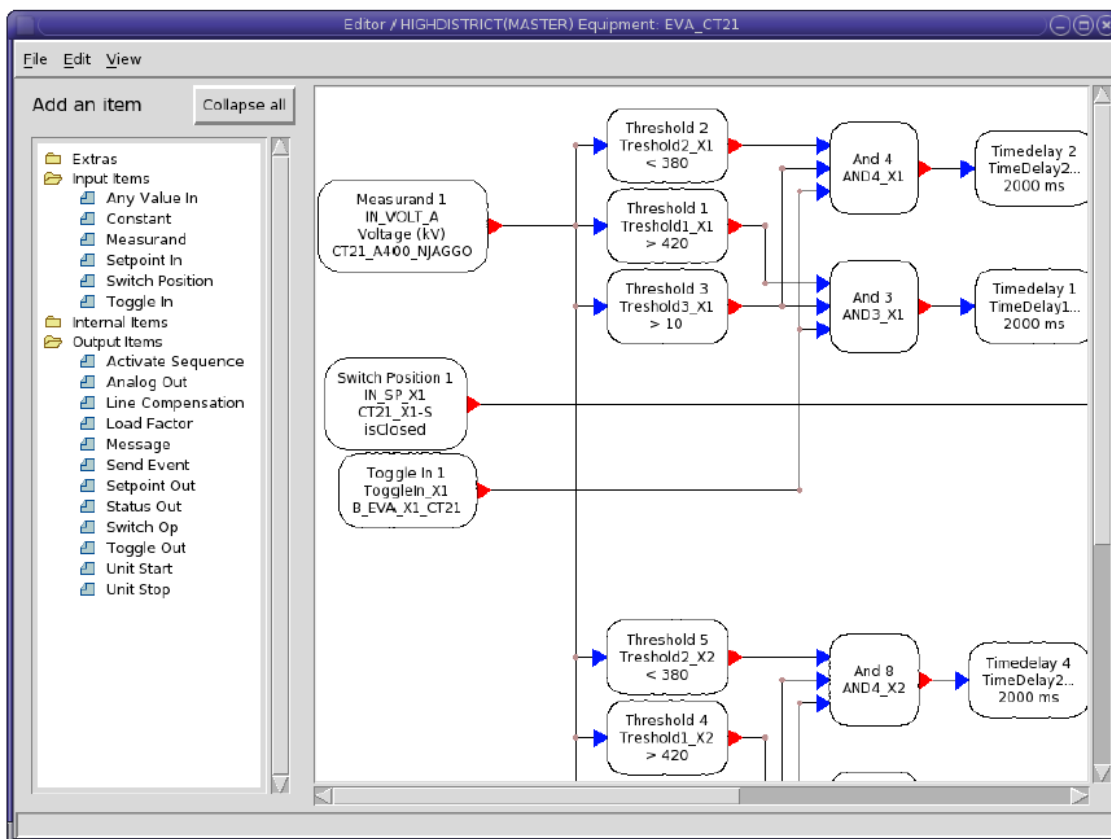
En kraftsystemmodell i ARISTO utgår alltid från ett grunddriftläge som benämns Master. Utifrån Master läge arbetar man sig fram till den situation där systemet har de egenskaper som önskas. Detta sker t.ex. genom skalning av last och produktion, in- och urkoppling av ledningar och shuntar m.m. Funktionen scenario gör det möjligt att återuppta simuleringen utifrån de förutsättningar som förelåg. De scenarier som används i denna studie benämns driftlägen och presenteras i kapitel 6 *Scenarion*.

#### 4.1.3 ATT SKAPA FELFALL

I ARISTO finns möjligheten att styra många händelser i systemet genom att klicka med musen, utöver detta finns även en kommandorad i huvudfönstret varifrån användaren kan styra alla händelser. Till detta finns även möjligheten att skapa sekvenser av händelser i fönstret EventPanel. Här kan händelser läggas in sekventiellt med diskreta tidssteg vilket ger möjligheten att återskapa funktionen hos ett skydd även om det inte är implementerat i modellen, t.ex. samlingskeneskydd. Dessa sekvenser kan sedan sparas undan för att återanvändas. På detta sätt har felfallen som presenteras i kapitel 6 *Scenarion* konstruerats för att kunna återupprepas vid flera simuleringar.

#### 4.1.4 DESIGN AV AUTOMATIKER

Inställningarna för automatiker görs genom ett grafiskt gränssnitt med matematiska och logiska funktionsblock, se Figur 4.1 nedan. Alla värden som finns i ARISTO kan användas som indata medan det går att styra simuleringen/händelser via utsignalerna. De funktionsblock som är tillgängliga finns beskrivna i [8].



Figur 4.1 Automatikeditorn i ARISTO [25, p. 107].

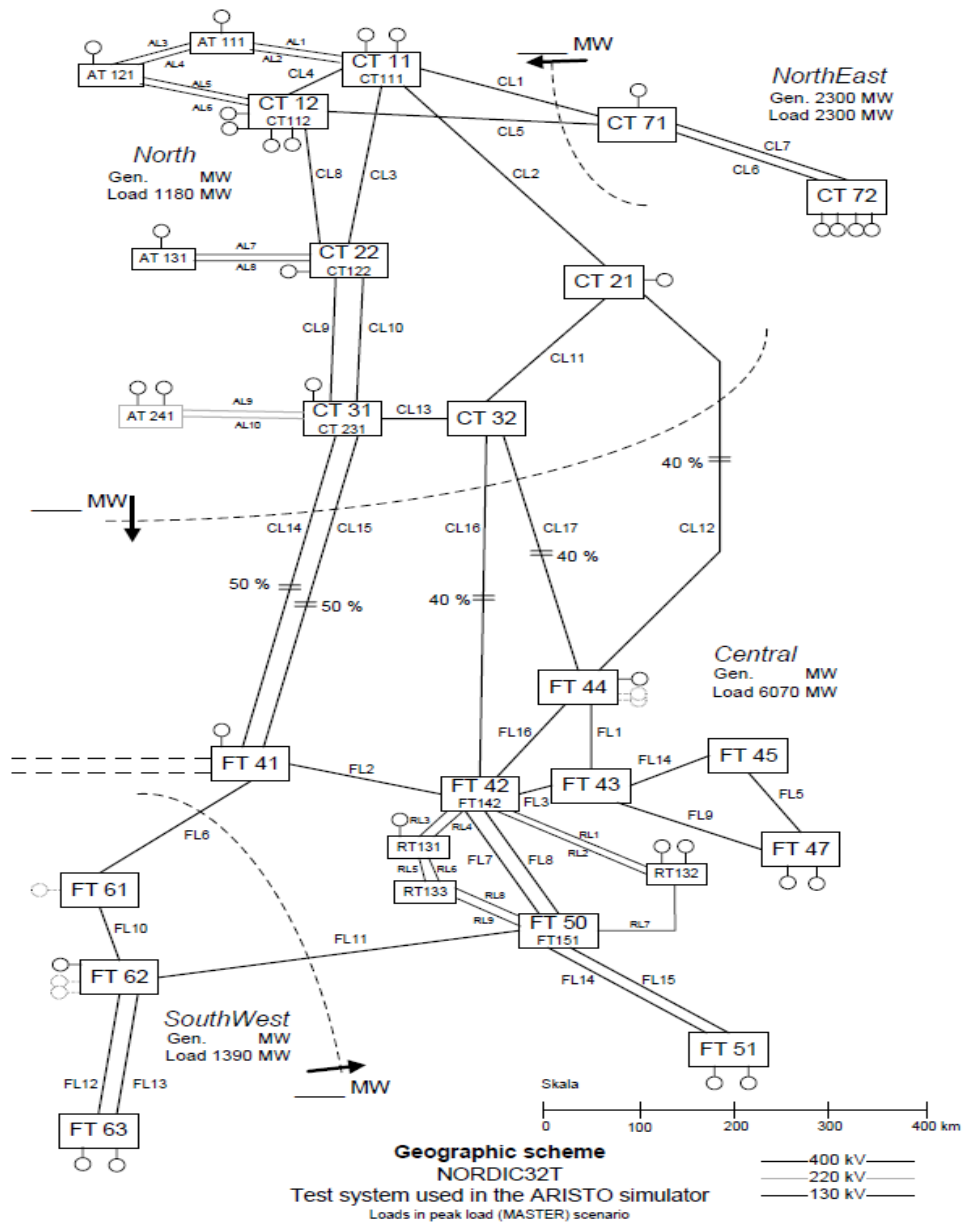
I ARISTO finns det funktioner för att exportera och importera olika automatikinställningar, vilket gör det enkelt att byta mellan olika konfigurationer. Exporten sker i XML-format, vilket innebär att det är möjligt att editera och modifiera inställningarna även utan tillgång till det grafiska gränssnittet. Detta förenklar databehandling (som att t.ex. ändra alla gränsvärden av en viss typ samtidigt).

## 4.2 POWER SYSTEM MODEL (PSM)

En PSM innehåller den systemmodell som används i ARISTO. I denna finns all information om systemets utformning (allt från ledningstyper till svängmassan hos en enskild generator).

### 4.2.1 NORDIC 32 – SVEDALA

Svedala är en implementation av CIGRÉs testsystem för Norden, Nordic32, se Figur 4.2 nedan. Det är ett fiktivt nät som har egenskaper som liknar det nordiska synkronområdet. Systemet utgörs av 32 stycken noder. I nätet finns tre olika spänningsnivåer; ett stamnät bestående av 19 400 kV noder, två 220 kV noder och två olika regionnät med totalt 11 130-150 kV noder. Nätet är uppdelat i fyra delar; Nordöst, Norr, Central och Sydväst [26].



Figur 4.2 Nättdiagram för Nordic32T, där cirkclar markerar generatorer [26].

I område Nordöst (Extern) och Norr, som representerar norra Sverige samt växelströmsförbindelsen med Finland, finns en stor mängd vattenkraft installerad. Förbrukningen i dessa områden är inte så stor varför dessa områden är överskottsområden.

I området Central finns det huvudsakligen värmekraft installerad. Här återfinns en stor del av förbrukning i systemet, vilket föranleder att detta område är ett underskottsområde.

Det fjärde och sista området, Sydväst, representerar de södra delarna av Sverige samt Själland. I detta område finns främst värmekraft med en installerad effekt som är lite större än den förbrukning som finns i området.

Totalt i systemet finns det förbrukningskapacitet motsvarande 11 200 MW och en produktionskapacitet på 17 250 MVA. Hur områdena elektriskt är sammankopplade framgår av Figur 4.2.

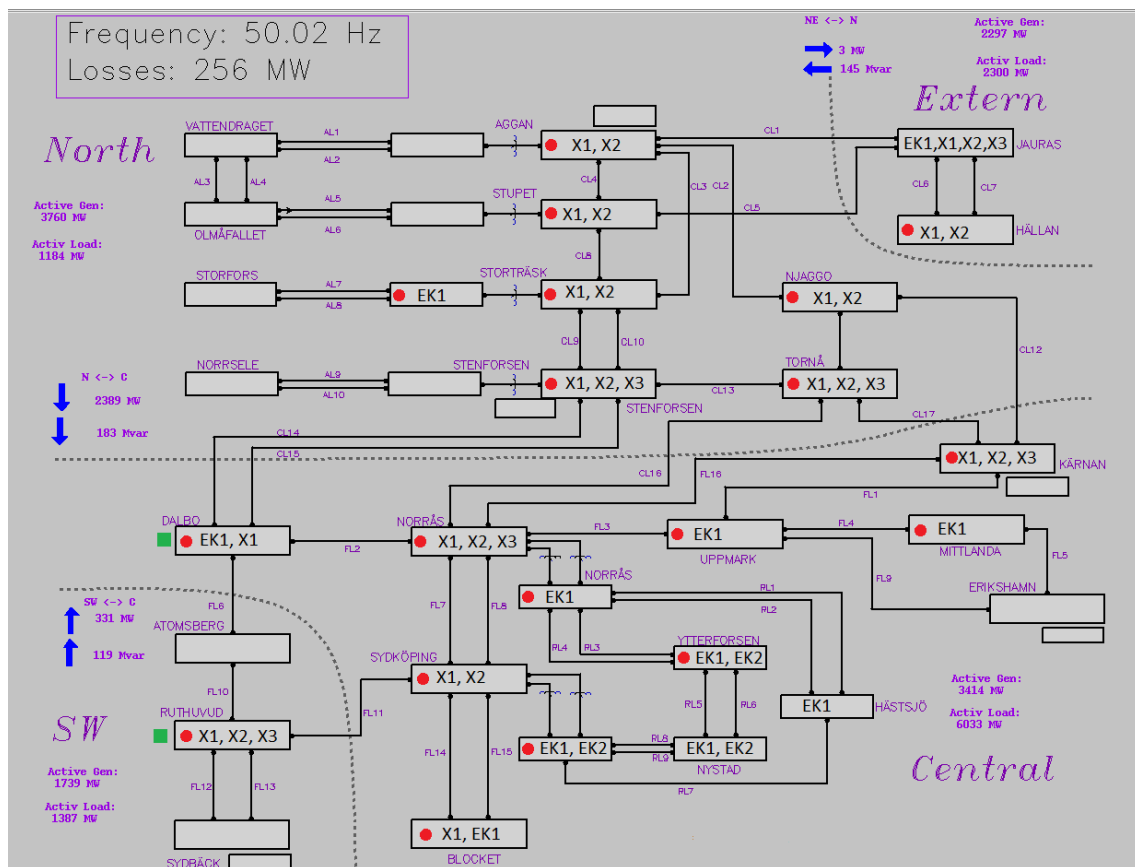
Förbrukningen är till största delen modellerad som underliggande nät bakom lindningskopplare. Förbrukningen i sig är både spännings- och frekvensberoende, samt en stokastisk förbrukningsvariation för att representera en naturlig förbrukningsvariation.

Förbrukningsområdet i Central innehåller även ett lokalnät ända ner till 10 kV, kallat typnät, med en total förbrukning på 100 MW fördelad på olika spänningsnivåer.

Utöver de lindningskopplare som används för lastmodellering förekommer endast lindningskopplare i två stationer. Dessa förbinder förbrukningsområdet i Central på 130 kV till 400 kV nätet i Sydköping (FT50) och Norrås (FT42). Övriga transformatorer har en fast omsättning.

I modellen är skydd implementerade, bland annat i form av distansskydd för ledningar, över-/underfrekvensskydd för generatorer och under-/övermagnetiseringsskydd för generatorer.

I systemet finns det totalt 46 stycken reaktiva resurser utöver generatorer i form av kondensatorer, främst i Central, reaktorer och på två ställen SVC:er. Shuntarna är fördelade på 22 noder och extremspänningsautomatik är kopplat till 19 stycken av dessa (och omfattar totalt 37 shuntar). Hur dessa är fördelade återges i Figur 4.3.



Figur 4.3 Fördelning av shuntar och automatiker i NORDIC32-svedala, grön fyrkant markerar SVC och röd cirkel markerar extremspänningsautomatik.

Principerna för inställningar diskuteras och beskrivs i kapitel 5 *Studerade extremspänningsautomatiker* och själva inställningarna presenteras i bilaga B *Automatikinställningar*. För mer detaljerad information om NORDIC32-systemet hänvisas till [26] och [27].

## 5 STUDERADE EXTREMPÄNNINGSAUTOMATIKER

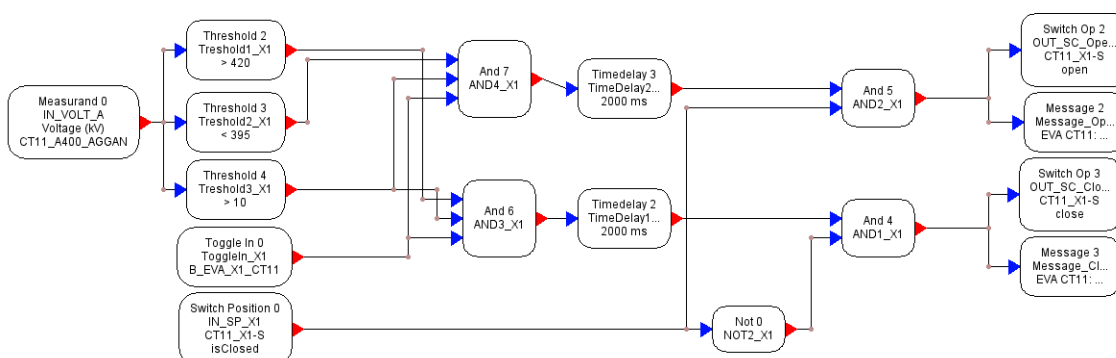
Föreliggande delkapitel redogör för de olika extremspänningsautomatiker som studerats. Först presenteras referensautomatiken, vilken representerar den automatik som finns installerad idag, och därefter de alternativa automatikerna. För att underlätta referering till respektive automatik namnges de **A-G**, där **A** är referens. De spänningsgränsvärden som valts i de alternativa automatikerna **B-G** har i den utsträckning det varit möjligt satts till samma som vid **A**. Detta är dock inte möjligt för automatik **E** och **G** eftersom de innehåller mer än en nivå för spänningsgränsvärden.

De faktiska gränsvärdena för hela systemet finns i bilaga B Automatikinställningar, uppdelade efter strategi. För varje strategi (förutom **E**) finns det tre varianter av inställningar t.ex. **A1**, **A2** och **A3**, där tidsfördröjningen minskar (känslighet ökar) med ökande referensnummer.

### 5.1 REFERENSAUTOMATIK - A

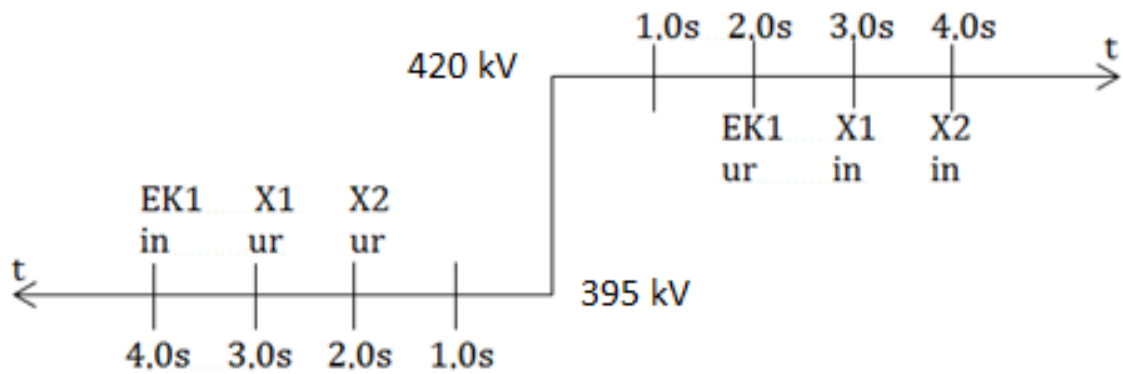
Denna extremspänningsautomatik motsvarar den som finns installerad i stamnätet idag. Av denna anledning utgör denna automatik referens till övriga.

Logiken för automatik **A** är att koppling av shuntobjekt (reaktor eller kondensator) sker när avvikelse från ett fixerat spänningsintervall skett under en viss tid. Logiken är på stationsnivå, vilket innebär att styrning endast beror av spänningen inom stationen, och tidsfördröjningen för första koppling är normalt 2000 ms. I stationer med flera spänningsnivåer är automatiken styrd av spänningen för den skena som shuntobjektet är kopplat till. I Figur 5.1 nedan framgår dess implementering i ARISTO.



Figur 5.1 Spänningsnivå utanför spänningsintervall leder till koppling om tidsfördröjningen överskrids.

Om det finns fler än ett shuntobjekt kommer efterföljande objekt normalt att vara 1000 ms tidsfördröjda i inbördes ordning, se Figur 5.2. Detta betyder att det första objektet kopplas efter 2000 ms, det andra efter 3000 ms o.s.v. Alla objekt kopplas dock endast vid avvikelse från samma spänningsintervall. Grundnivåerna för denna inställning är 420 kV för hög nivå och 395 kV för låg. Detta motsvarar de gränser som används i det Svenska Stamnätet.



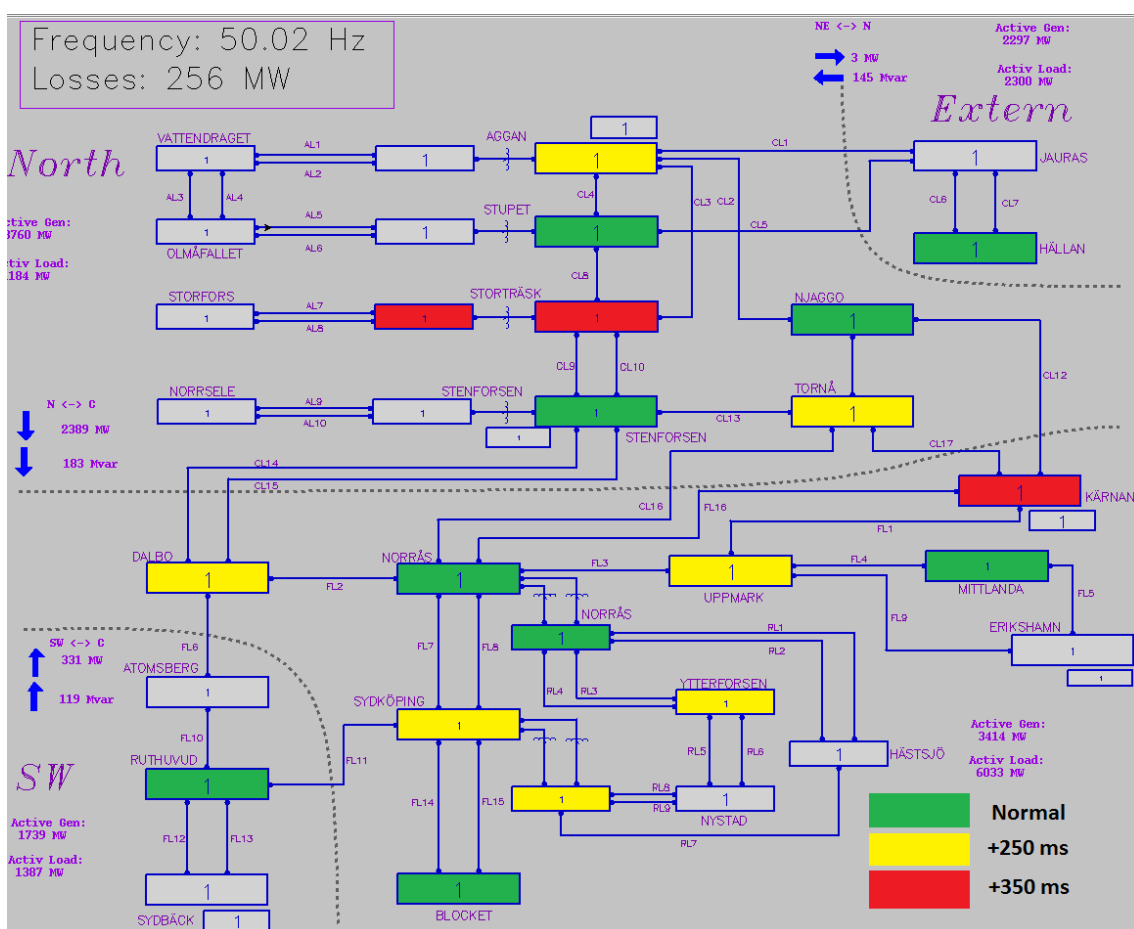
Figur 5.2 Principskiss över in- och urkoppling för shuntar i en station med referensinställning **A1**, där stationen innehåller tre objekt och där reaktor X1 har lägre nominell effekt än X2.

Automatiken är konfigurerad så att kondensatorerna alltid ska vara urkopplade innan reaktorerna kopplas in vid hög spänning. Omvänt gäller vid låg spänning, d.v.s. att reaktorerna alltid ska vara urkopplade innan kondensatorerna kopplas in. Slutligen, vid sänkning av spänningen kopplas minsta resurs först, medan största kopplas vid höjning, vilket också exemplifieras av Figur 5.2.



## 5.2 DIVERSIFIERADE TIDINSTÄLLNINGAR - *B*

Automatik *B* studeras i första hand för att undersöka om problem med reaktorpumpning mellan stationer kan undvikas. Detta är dock inte något primärt fokusområde i denna rapport, däremot konstruerades denna automatik för att studera vad ett sådant hänsynstagande skulle innebära för spänningsstabiliteten. Grundtanken är att minska chansen att automatiker i angränsande stationer kopplas vid samma tidpunkt. På de platser i systemet där två eller fler stationer med extremspänningsautomatik är direkt angränsande till varandra fördröjs automatiken med 250 ms i den stationen med minst mängd reaktiva resurser gentemot den med näst minst reaktiva resurser o.s.v. I övrigt fungerar automatik *B* på samma sätt som *A*. I Figur 5.3 är det markerat vilka stationer som är ytterligare fördröjda.



Figur 5.3 Fördröjningar för automatik *B*.

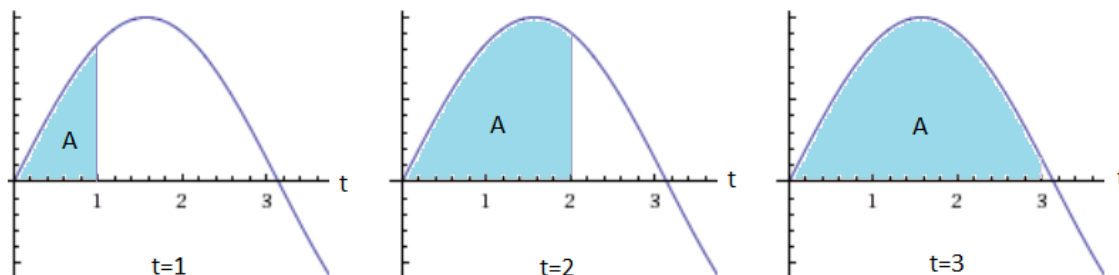
Fördelningen ovan har gjorts utifrån Norrås och Ruthuvud som är de stationer med mest reaktiva resurser, samt med hänsyn till att så få stationer som möjligt ska tidsfördröjas. Storleken på de relativa fördröjningarna är valda för att vara i samma storleksordning som de i det Svenska stamnätet, där används 100-600 ms.

### 5.3 SPÄNNINGSTIDSAREA SOM TRÖSKELVÄRDE – **C** OCH **D**

Vid följande två automatiker beror tidsfördröjningen av avvikelserna mot spänningströskelvärderna. Tidsfördröjningen är med andra ord omvänt proportionell mot spänningssviktens storlek, där större avvikelser innebär kortare tidsfördröjningar, medan mindre avvikelser ger längre tidsfördröjningar. Denna typ av gränsvärde för automatiken har två implementationer, vilka benämns total area - **C** och tidspänningsarea vid flytande fönster - **D**.

#### 5.3.1 TOTAL AREA - **C**

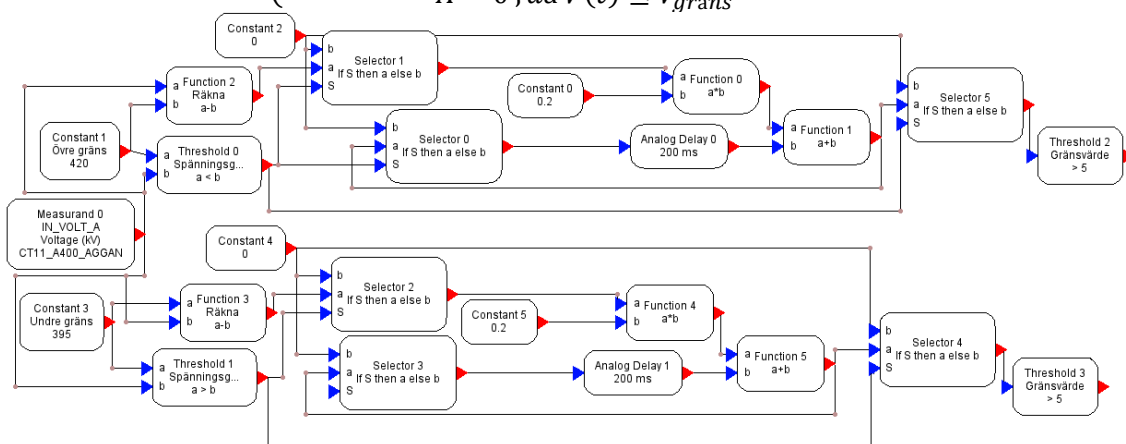
Genom att summera momentana spänningvärden med föregående, från den tid då ett tröskelvärdet överskrids, ökar spänningstidsarean kontinuerligt. Då areansumman överskrider ett gränsvärde kopplar automatiken. För att undvika upprepade kopplingar vid högfrekventa pendlingar nollställs summeringen så fort spänningen underskriver tröskelvärdet. I stationer med flera shuntar kopplas shuntarna i samma turordning som i **A**, men skillnaden är att i detta fall beror tidsfördröjningen av spänningssviktens storlek.



Figur 5.4 Figuren illustrerar integreringen vid **C** som bestämmer när villkoret för koppling är uppfyllt ( $A \geq x$  [KV<sup>2</sup>s]).

Integralen i Figur 5.4 ovan uppskattas med summan av det momentana spänningvärdet multiplicerat med tidssteget enligt (10), detta är även samma sätt som integrationen i ARISTO's automatikeditor är implementerad. I Figur 5.5 åskådliggörs implementationen av **C1** i ARISTO. För automatikerna i denna rapport är tidssteget 200 ms. Areagränsvärdena är 5, 4 och 3 kVs.

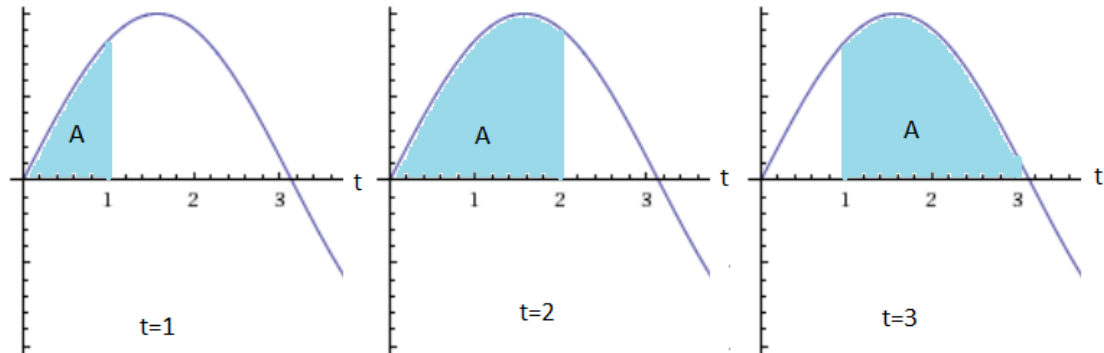
$$\begin{cases} A = \int V(t) dt \approx \sum_i V(t_i) \cdot \Delta t, \text{ då } V(t) > V_{gr\ddot{a}ns} \\ A = 0, \text{ då } V(t) \leq V_{gr\ddot{a}ns} \end{cases} \quad (10)$$



Figur 5.5 Implementeringen av automatik **C1** i ARISTO.

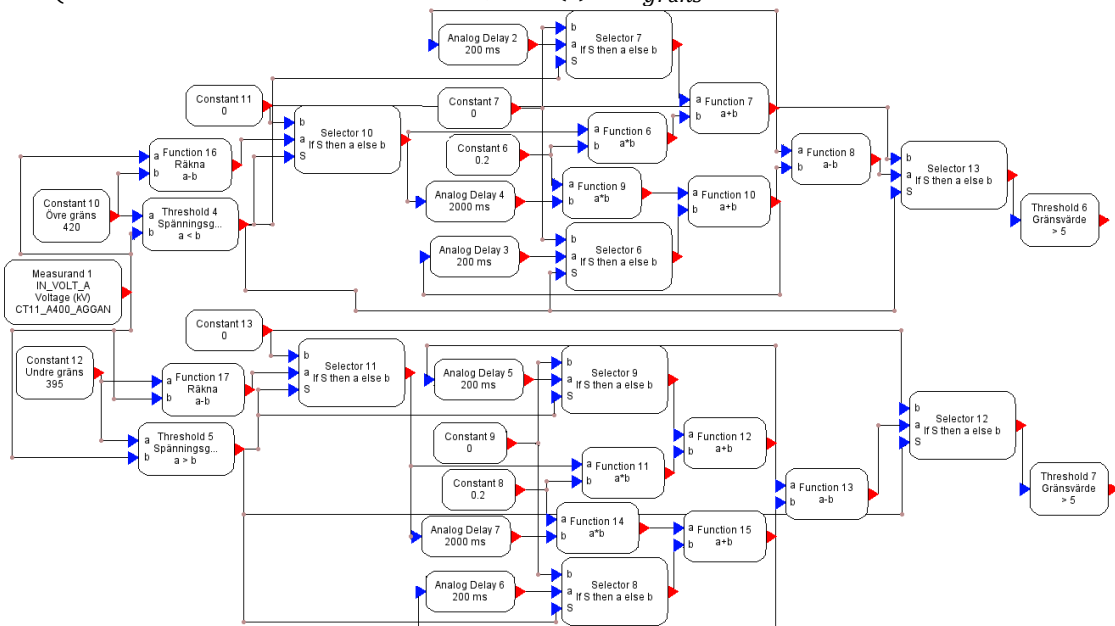
### 5.3.2 FLYTANDE FÖNSTER - D

Denna automatik fungerar likt föregående, skillnaden vid **D** kontra **C** är att arean vid **D** endast ackumuleras under de  $T$  senaste sekunderna, se Figur 5.6. Motivet för denna logik är att automatiken ska vara mindre aggressiv än föregående men ändå leda till att koppling sker fortare än vid **A** när spänningsavvikelsen är stor. Nollställning av arean sker dock på samma sätt som i **C**. För denna studie är  $T$  två sekunder, gränsvärden är desamma som för **C**, dvs. 5, 4 och 3 kVs. Implementationen i ARISTO kan ses i Figur 5.7 nedan.



Figur 5.6 Figuren illustrerar integreringen vid **D** som bestämmer när villkoret för koppling är uppfyllt ( $A \geq x$  [kVs]).

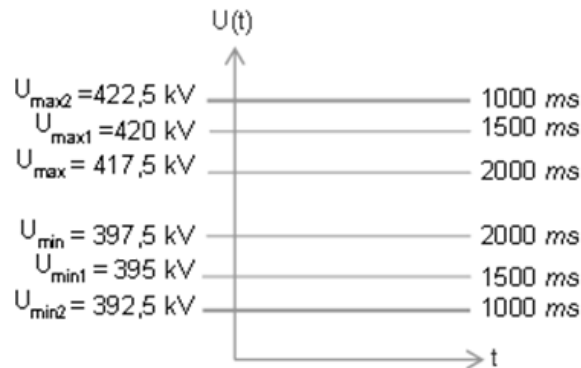
$$\left\{ \begin{aligned} A &= \int_{x-\frac{T}{\Delta t}}^x V(t) dt \approx \sum \left( V(t_i) + V(t_{i-1}) \dots + V\left(t_i - \frac{T}{\Delta t}\right) \right) \cdot \Delta t, \text{ då } V(t) > V_{gr\ddot{a}ns} \\ A &= 0, \text{ då } V(t) \leq V_{gr\ddot{a}ns} \end{aligned} \right. \quad (11)$$



Figur 5.7 Implementeringen av automatik **D1** i ARISTO.

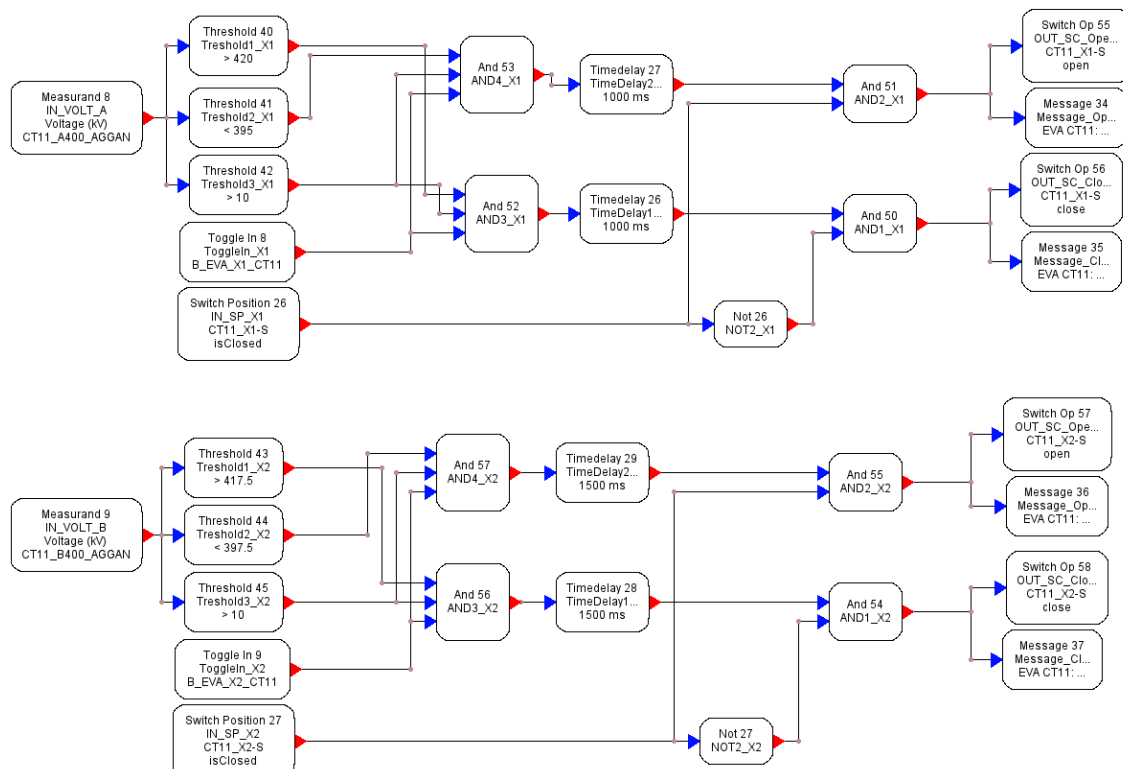
## 5.4 FLERA SPÄNNINGSTRÖSKLAR – *E*

Automatik *E* har som namnet antyder flera spänningströsklar där de vidare spänningsintervallen har desto mindre tidsfördröjning, se Figur 5.8. Implementation i ARISTO framgår av Figur 5.9.



Figur 5.8 Kopplingsprincip för automatik *E1*.

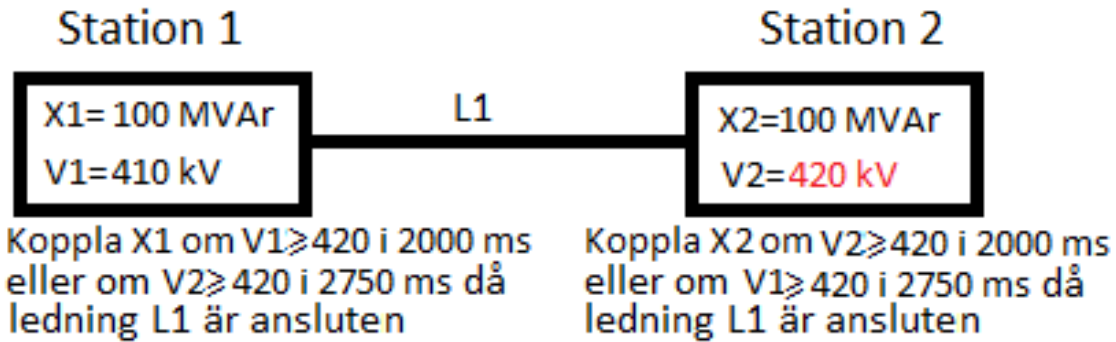
I övrigt är logiken för automatik *E* densamma som vid *A*. Motivet för *E* är att den snabbare ska reagera på stora spänningsavvikelser, men även att de ytterligare spänningströsklarna ska minska risken för reaktorpumpning mellan stationer. Automaten presenterades i [15] just som ett sätt att motverka pumpning mellan stationer vid återuppbyggnad av kraftsystem.



Figur 5.9 Implementering av automatik *E1* i ARISTO.

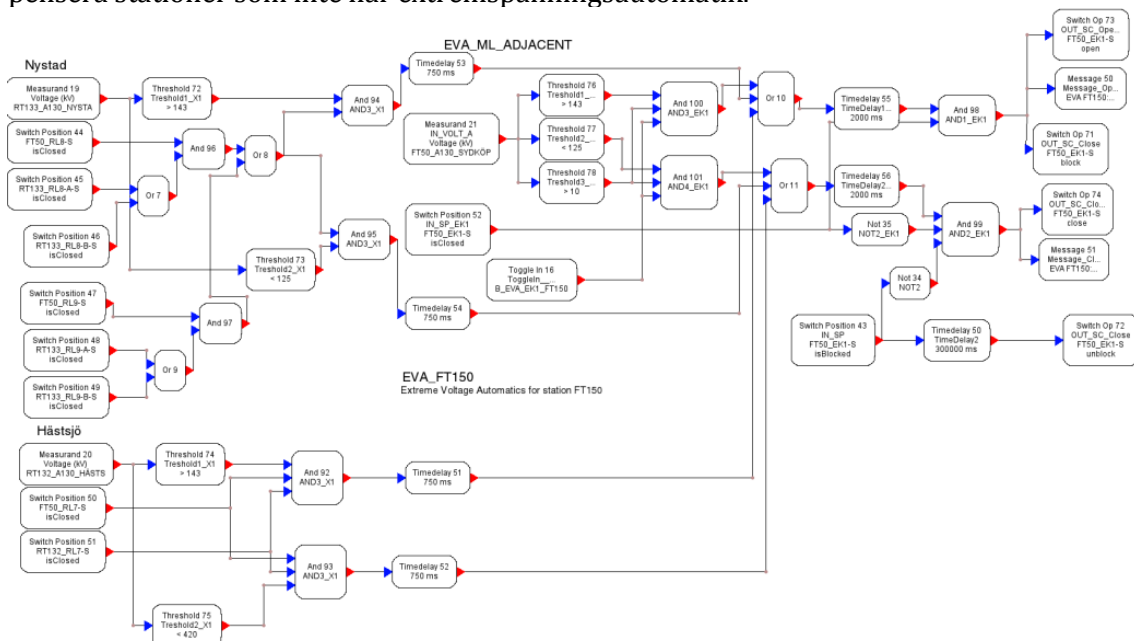
## 5.5 KOPPLING FÖR ANGRÄNSANDE STATION - *F*

Denna automatik är en vidareutveckling av *A*. Utöver den funktionalitet som *A* tillhandahåller kan *F* även koppla ifall spänningen i angränsande station(er) är utom gräns. För att göra detta håller automatiken reda på topologin i nätet (för att kunna avgöra vilka stationer som är direkt angränsande). Koppling sker för angränsande stations räkning endast om angränsande station inte har några shuntar tillgängliga. Detta säkerställs genom att koppling för angränsande station tidfördröjs med ytterligare 750 ms, enligt Figur 5.10. Detta har sedan implementerats såsom Figur 5.11 visar.



Figur 5.10 Figuren beskriver hur koppling för angränsande station tidfördröjs.

Anledningen till att denna automatik testas är att på detta sätt kommer fler stationer bidra med sina reaktiva resurser vid en befarad spänningskollaps, men även för att kompensera stationer som inte har extremspänningsautomatik.

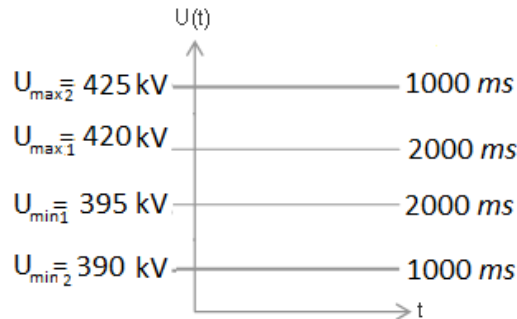


Figur 5.11 Implementation av automatik *F1* i ARISTO.

## 5.6 KOPPLING I GRUPP - G

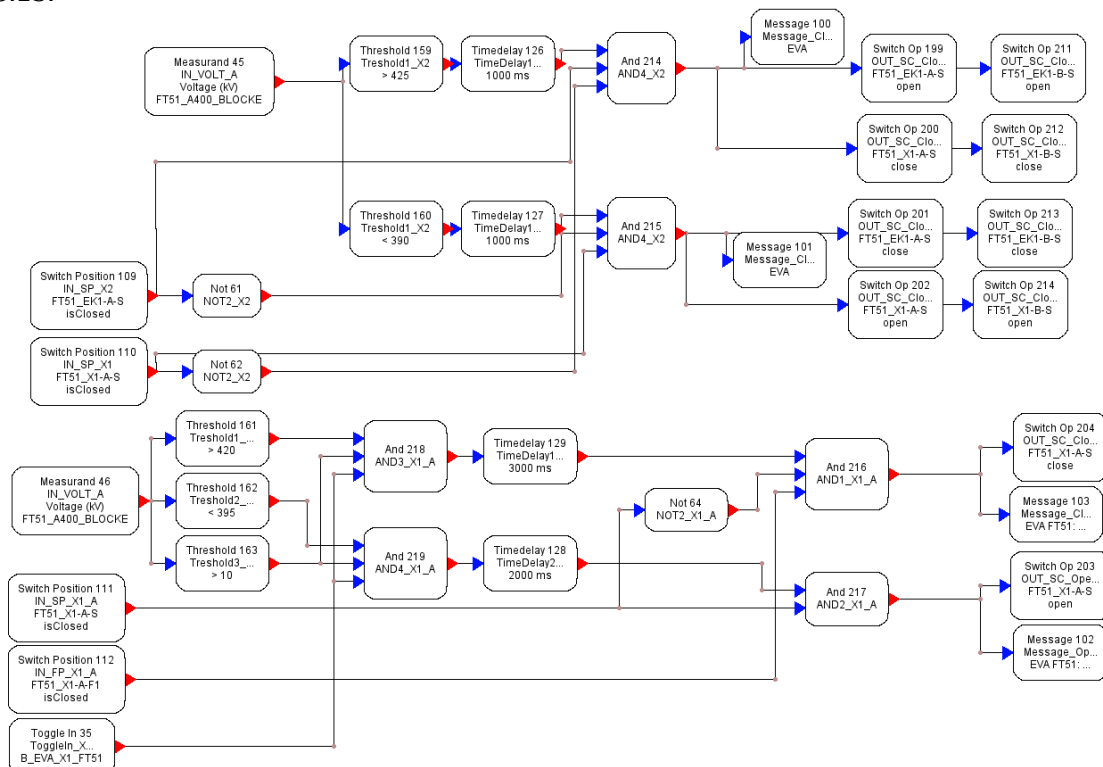
Denna automatik fungerar på samma sätt som *A* men har ytterligare ett gränsvärde, vilket kan ses som en krisnivå, där två shuntar kopplas (om så är tillgängligt). En grupp kan bestå av två reaktorer, två kondensatorer eller en reaktor och en kondensator.

Vid låga spänningar kopplas reaktorer ur innan kondensatorer kopplas in (och vid höga spänningar tvärtom).



Figur 5.12 Den extra tröskeln gör att två reaktiva resursen kopplas istället för en om de är tillgängliga.

Spänningsgränsvärdet för gruppkoppling bör väljas så att koppling av objekten gör att spänningen hamnar inom normaldriftsintervallet. Detta medför att nominell effekt på shuntarna är avgörande för vilka gränsvärden som bör väljas för gruppkoppling. Hur automatik *G* principiellt fungerar framgår av Figur 5.12 implementeringen kan ses i Figur 5.13.



Figur 5.13 Implementation av automatik *G1* i ARISTO

## 6 SCENARION

I detta kapitel presenteras de två scenarion vid vilka automatikerna **A** till **G** har testats. Hur driftläget i respektive scenario ser ut redogörs i bilaga A Förteckning över driftlägen. För att underlätta presentationen i kapitel 7 Resultat används en referensbokstav för respektive scenario (där **V** motsvarar vintertid och **S** sommartid).

### 6.1 VINTERTID – **V**

Eftersom NORDIC32-svedala modellen har skapats i syfte att efterlikna det nordiska synkronsystemet har typiska vinterförhållanden i detta beaktats när ett vinterdriftfall i testsystemet tagits fram. Detta innebär hög förbrukning (särskilt i de centrala delarna av systemet), hög överföring från norr till söder och en generellt hög produktionsnivå i hela systemet, se Tabell 6.1. Den totala överföringen genom snitten mot de centrala delarna är höga. Dessutom, eftersom detta ska återspegla ett vinterdriftfall, är endast en ledning i systemet frånkopplad. Den ledning som är frånkopplad är en av de två 400 kV-ledningarna mellan Norrås och Sydköping. I övrigt är nätet intakt.

Område	Produktion (MW)	Förbrukning (MW)	Överföring (MW)
Nordöst (Extern)	2269	2300	
Norr	4423	1180	
Central	2973	6297	
Sydväst	1873	1390	
Norr- Nordöst			32
Norr-Central			2894
Sydväst-Central			449
400 – 130 kV			2221
Förluster överföring		416	
<b>Summa</b>	<b>11 483</b>	<b>11 483</b>	

Tabell 6.1 Produktion, förbrukning och överföringar i vinterscenariot **V**.

Det felfall som introduceras i systemet är att generator 2 i Erikshamn (FT47) åläggs en kortslutning, vilket medför bortkoppling, efter 100 ms. Bortfallet leder till att systemets frekvens sjunker under en kort tid för att sedan återhämta sig när andra generatorer ersatt det initiala MW-bortfallet. Bortfallet av den reaktiva effekten fördelas på de resterande generatorerna i närområdet, dock sker detta i kombination med att effektöverföringen på ledningarna ökar (vilket i sin tur medför ökade reaktiva förluster på ledningarna), varvid spänningen sjunker. Efter en stund försöker lindningskopplarna att återställa spänningen på förbrukningssidan varför det reaktiva behovet ökar ytterligare. Detta förlopp återupprepas tills dess att generatorerna inte längre kan bidra med mer reaktiv effekt. Detta gör att spänningen inte längre kan upprätthållas och att systemet kollapsar.

Kombinationen av de drift- och felfall som beskrivits ovan benämns hädanefter som **V**. scenario **V** har utformats för att efterlikna fall (case) 14 som redovisats av CIGRÉ TF-380208 i [28] där spänningsinstabilitet studeras.

## 6.2 SOMMARTID – S

Vid detta driftläge är det mycket mindre förbrukning i systemet än vid **V**, se Tabell 6.2 nedan. Vidare är det flera värmekraftverk i de centrala delarna av systemet som är tagna ur drift.

Område	Produktion (MW)	Förbrukning (MW)	Överföring (MW)
Nordöst (Extern)	1457	1610	
Norr	2564	826	
Central	1729	3724	
Sydväst	1376	746	
Norr- Nordöst			155
Norr-Central			1428
Sydväst-Central			603
400 – 130 kV			1909
Förluster överföring		220	
<b>Summa</b>	<b>7066</b>	<b>7066</b>	

Tabell 6.2 Produktion, förbrukning och överföringar i sommarscenario.

Det felfall som introduceras vid detta driftfall är att en 400 kV-ledning mellan Aggan (CT11) och Njaggo (CT21), som före fel överför ca 628 MW, drabbas av en trefasig kortslutning. Efter pålagt fel kommer distansskyddet att fränkoppla felbehäftad ledning efter 80 ms. Kortslutningen är dock inte bestående och ledningen återinkopplas av SÅI:en 500 ms efter bortkoppling.

Kombinationen av det drift- och felfall som beskrivits ovan benämns hädanefter som scenario **S**. Scenario **S** har utformats för att påvisa hur inställningarna i extremspänningsautomatik påverkar och påverkas av andra skyddsfunktioner i systemet.

## 6.3 YTTERLIGGARE SIMULERINGAR

Utöver de simuleringar som gjorts för varje enskild automatik i de två scenarier som specificerats ovan har även utökade simuleringar genomförts för scenario **V**. Dessa har involverat förändringar i automatiker och i scenario. Simuleringarna har varit dels bekräftande men även undersökande karaktär. Resultaten redovisas inte men nämns i avsnitt 8.1 *Diskussion*.

För att bekräfta utfallet i **VC3**, **VD3** och **VF1-VF3** genomfördes längre simuleringar för att säkerställa systemets reaktion.

Simuleringar för att hitta ett spänningstidsareagränsvärde där automatik **C** och **D** agerar i **S** men fortfarande presterar likvärdigt eller bättre än **A1** i **V** genomfördes.

Automatik **A1-A3** modifierades på så sätt att de shuntar som reglerades mot 130 kV i vissa stationer istället reglerades emot 400 kV i samma station.

Simuleringar har även gjorts med något som kallas omvänd spänningsreglering, det innebär att både en reaktor (med automatik) på uppsidan och en kondensator (utan automatik) på nedsidan av en transformator i samma station är inkopplade. Detta skapar en skev spänningsprofil och ett onödigt reaktivt flöde genom transformatorn. Men är gynnsamt då man bildar en "reserv" av reaktiv effekt som snabbt kan frigöras av operatörer för det ovanliggande nätet utan behov av kommunikation med andra operatörer. Denna strategi används ibland i södra delen av Sverige.



## 7 RESULTAT

I detta kapitel presenteras resultat från simuleringarna. Första underkapitlet utgörs av ett referensfall med beskrivning av händelseförloppet. Härfter följer ett underkapitel för varje typ av automatik och i dessa presenteras händelseförloppet givet olika parameterinställningar i automatiken. Jämförelserna redovisas i utvalda diagram och tabeller, gynn-samma avvikelser gentemot referens grönmarkeras och negativa rödmarkeras. För mer omfattande information i form av grafer och händelseförlopp hänvisas till bilaga E Analys av data.

### 7.1 VINTERFÖRUTSÄTTNINGAR MED BORTFALL AV PRODUKTION

I föreliggande avsnitt presenteras resultat från simuleringar med vinterscenariot **V** för respektive automatik **A** till och med **G**. Det geografiska området där resultat återges är de centrala delarna av systemet eftersom det är där spänningskollapsen har sitt centrum. Utöver spänning och förbrukning i det centrala området studeras bl.a. den reaktiva utmatningen från generator 1 i Kärnan eftersom det är den första generatorn att nå sin reaktiva begränsning.

#### Händelseförlopp för referens A1

##### Initialt fel

Generator G2 i Erikshamn får ett fel på 0 ohm vilket medför bortkoppling efter 100 ms. Innan fel producerar generatorn 540 MW och 135 MVar.

##### 0-15 s (efter initialt fel)

Spänningarna i de centrala delarna sjunker momentant. I Erikshamn sjunker spänningen till 0.6 p.u. och i Mittlanda till 0.7 p.u., spänningarna stabiliseras därefter på en nivå kring 0.95 p.u efter att de initiala pendlarna dämpats ut. Frekvensen sjunker p.g.a. effektbortfallet och når som lägst 49.27 Hz innan den stiger igen efter gensvaret från den reglerstyrka som finns i systemet. Förbrukningen i systemet minskar med ca 300 MW som följd av de lägre spänningarna och den lägre frekvensen. Som konsekvens uppstår till en början förbrukningspendlingar men efter de första 15 sekunderna har dessa dämpats ut.

Den reaktiva inmatningen från flertalet generatorer ökar för att ersätta den spänningsstöttning som Erikshamn G2 bidrog med innan fel, men även för att täcka de ökade reaktiva förlusterna på kvarvarande ledningar som även blivit mer belastade.

##### 16-45 s

Första lindningskopplaren agerar efter 16 sekunder och förbrukningen återhämtar sig successivt till en nivå på 200 MW under utgångslägets, eftersom spänningen nu stiger. Den reaktiva inmatningen från generatorerna i systemet är nu 1000 MVar högre än före fel. Frekvensen fluktuerar efter 30 sekunder runt ett jämviktsläge på 49.8 Hz då ingen sekundärreglering har inkluderats

##### 46-70 s

Lindningskopplarna fortsätter att försöka återställa spänningen på nedsidan, men istället sjunker spänningen eftersom vid varje steg lindningskopplaren tar så ökar förbrukningen. Efter 67 s har spänningen blivit så låg att första extremspänningsautomatiken kopplar för att höja spänningen (shuntkondensator i Dalbo).

##### 71-190 s

Spänningen fortsätter sjunka medan lindningskopplautomatiken jobbar vidare för att återställa spänningen på förbrukningssidan. 185 s efter initialt fel kopplar extremspänningsautomatiken i stationen Blocket ur reaktorn eftersom spänningen nu varit längre än 395 kV under tillräckligt lång tid.

### 191-291 s

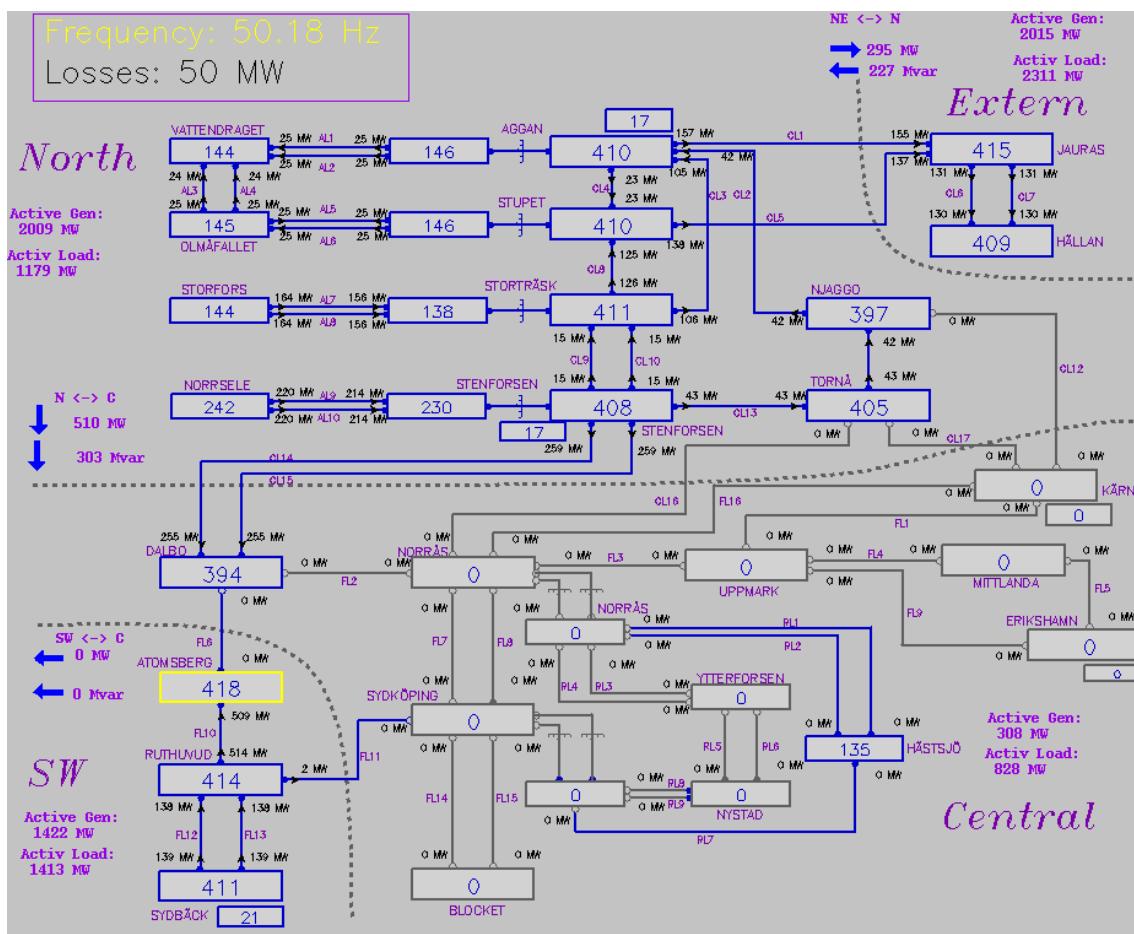
Spänningen sjunker fortfarande och lindningskopplarna stegar vidare. Extremspänningsautomatiken i Storträsk och Blocket kopplar nu in varsin shuntkondensator.

### 292-295 s

Nu blir kvarvarande ledningar allt mer lastade. Distansskyddet för 400 kV-ledningen FL7 mellan Sydköping och Norrås tolkar den höga strömmen och låga spänningen som en kortslutning och löser på zon 1. Detta följs av kaskadutlösningar från övriga ledningar till och inom det centrala lastområdet (med undantag från FL1, FL3 och FL4 vilka fränkopplas av nollspänningsautomatik först efter att kollaps skett). I samband med kaskadutlösningarna går även övermagnetiseringsskydd av generator G1 i Kärnan i gräns, varefter denna kopplas bort från nätet.

### 295 s

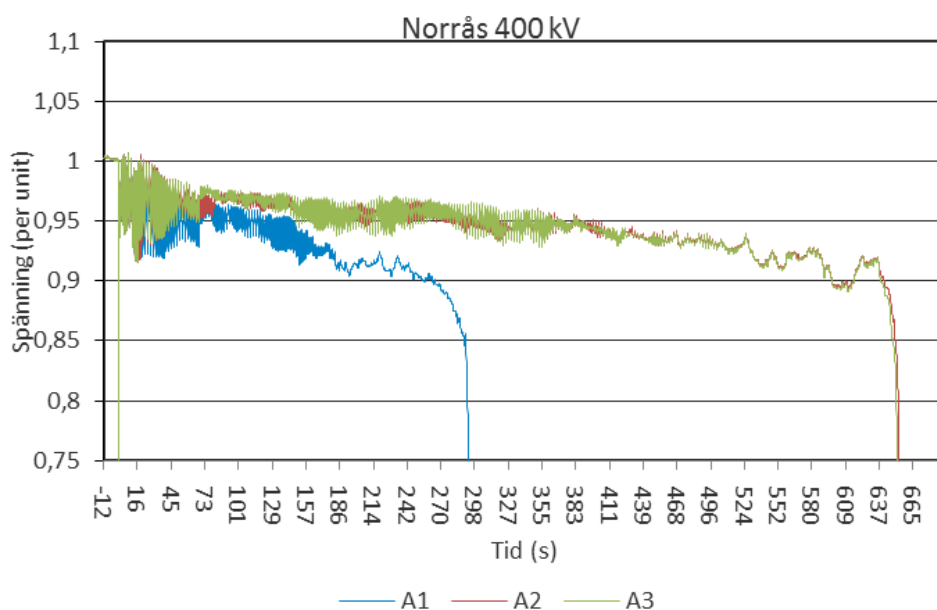
Spänningskollaps sker i den centrala delen av systemet efter 295,75 s, se Figur 7.1 Tabell 7.1.



Figur 7.1 Översikt av systemet efter spänningskollaps vid simulering VA1.

### 7.1.1 AUTOMATIK A-REFERENSAUTOMATIK

Simuleringarna upprepas med automatikerna **A2** och **A3**. Som synes i Figur 7.2 nedan är de minskade tidsfördröjningarna i **A2** och **A3** gynnsamma för att försena spänningsskollapsförloppet i **V**, vilket framgår av Tabell 7.1.



Figur 7.2 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV med automatik **A1**, **A2** respektive **A3**.

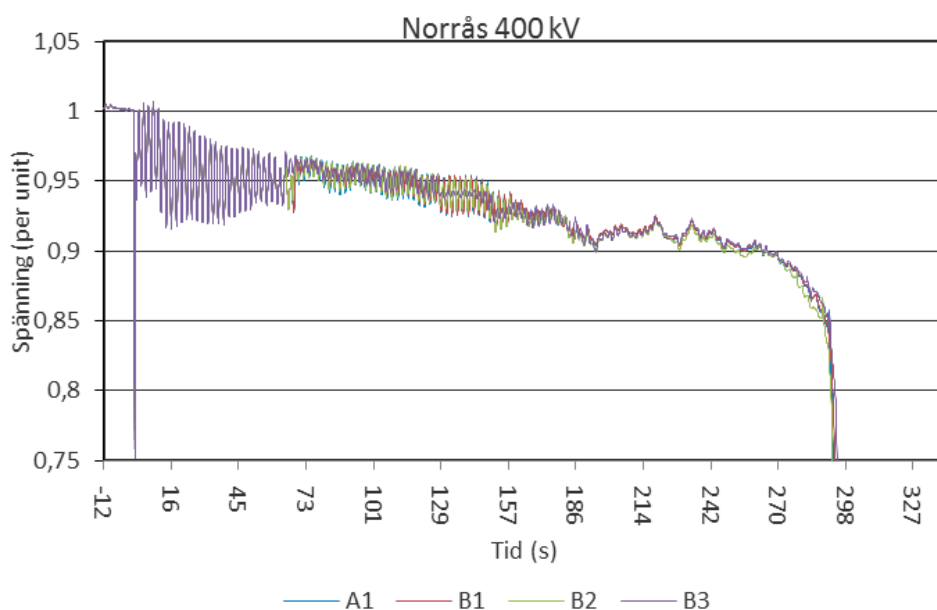
Prestandan i variant **A2** och **A3** är likvärdiga men markant bättre än **A1** vid detta driftläge. Systemet klarar sig nästan 6 minuter längre med **A2** och **A3** än med **A1**. Med andra ord är en kortare tidsfördröjning gynnsam i avseendet att fördröja en långsam spänningsskollaps (även om den i detta fall inte kunde undvikas). Eftersom första koppling av extremspänningsautomatiken sker vid nästan samma tillfälle för **VA2** och **VA3** är det väntat att spänningsskollapsen sker efter lika lång tid efter initialt fel.

Händelse	Ref <b>VA1</b>	<b>VA2</b>	<b>VA3</b>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+354,96 s	+358,59 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-48,28 s	-50,75 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-103,87 s	-115,5 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	0 s	0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+62,17 s	+60,03 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+354,74 s	+358,47 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+354,74 s	+358,47 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+356,25 s	+358,49 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+356,25 s	+358,49 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4
Antal lindningskopplare steg innan kollaps	37	37	36

Tabell 7.1 Skillnader för **VA2** och **VA3** gentemot referens **VA1**.

### 7.1.2 AUTOMATIK **B**- DIVERSIFIERADE TIDSINSTÄLLNINGAR

I Figur 7.3 återges resultat från simuleringar med **B**, men som synes erhålls ingen tydlig förbättring av spänningsförhållandet.



Figur 7.3 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV för de tre varianterna av **B** samt referens **A1**.

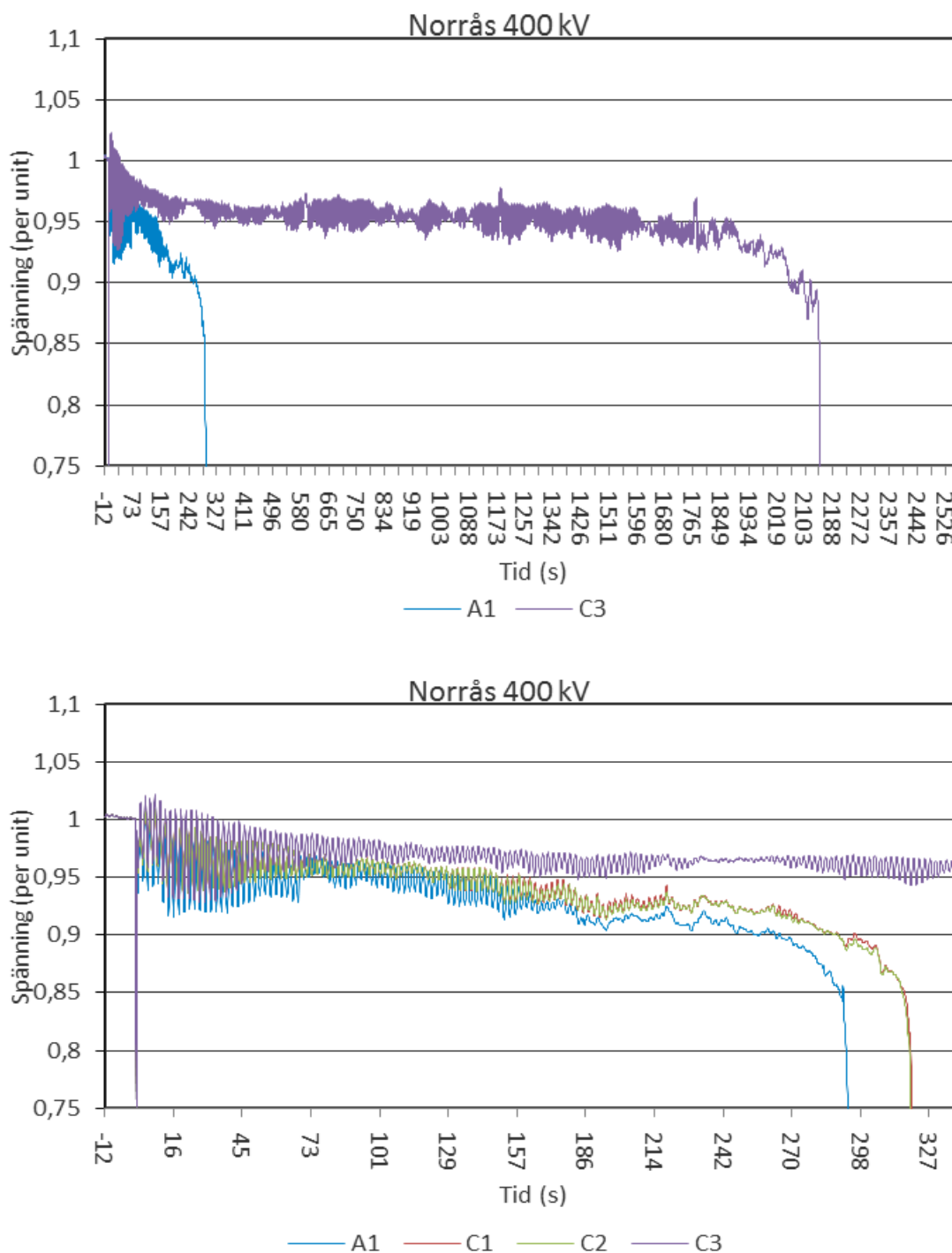
Simuleringarna i **VB** visar att den tid man vinner med att minska tidsfördröjningarna mellan de olika versionerna av automatiken i stort går förlorad. Det finns inte en tydlig prestandaökning jämfört med **VA1**, se Tabell 7.2.

Händelse	Ref <b>VA1</b>	<b>VB1</b>	<b>VB2</b>	<b>VB3</b>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	-0,24 s	+0,46 s	+1,28 s
Första automatikingrepp	67,90 s	+0,60 s	-0,67 s	-3,76 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-0,24 s	-0,94 s	-1,76 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	0 s	0 s	0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	0 s	0 s	0 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	-0,24 s	+0,60 s	+1,18 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	-0,24 s	+0,60 s	+1,18 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+0,70 s	+1,20 s	+1,64 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+0,70 s	+1,20 s	+1,64 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplarsteg innan kollaps	37	42	38	42

Tabell 7.2 Skillnader för **VB**, **VB2** och **VB3** gentemot referens **VA1**.

### 7.1.3 AUTOMATIK C – TOTAL AREA

Automatikinställningarna i **C** uppvisar ökad motståndskraft gentemot kollaps vilket också framgår tydligt i Figur 7.4 och Tabell 7.4.



Figur 7.4 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV för de tre varianterna av **C** samt referens **A1**.

För **C1** och **C2** sker inledande kopplingar snabbt efter fel, men skillnaden är inte tillräckligt stor för att fördröja lindningskopplare någon längre stund. Kollaps sker en halv minut senare än i referens. I **C3** märks dock en kraftig förbättring då extremspänningsau-

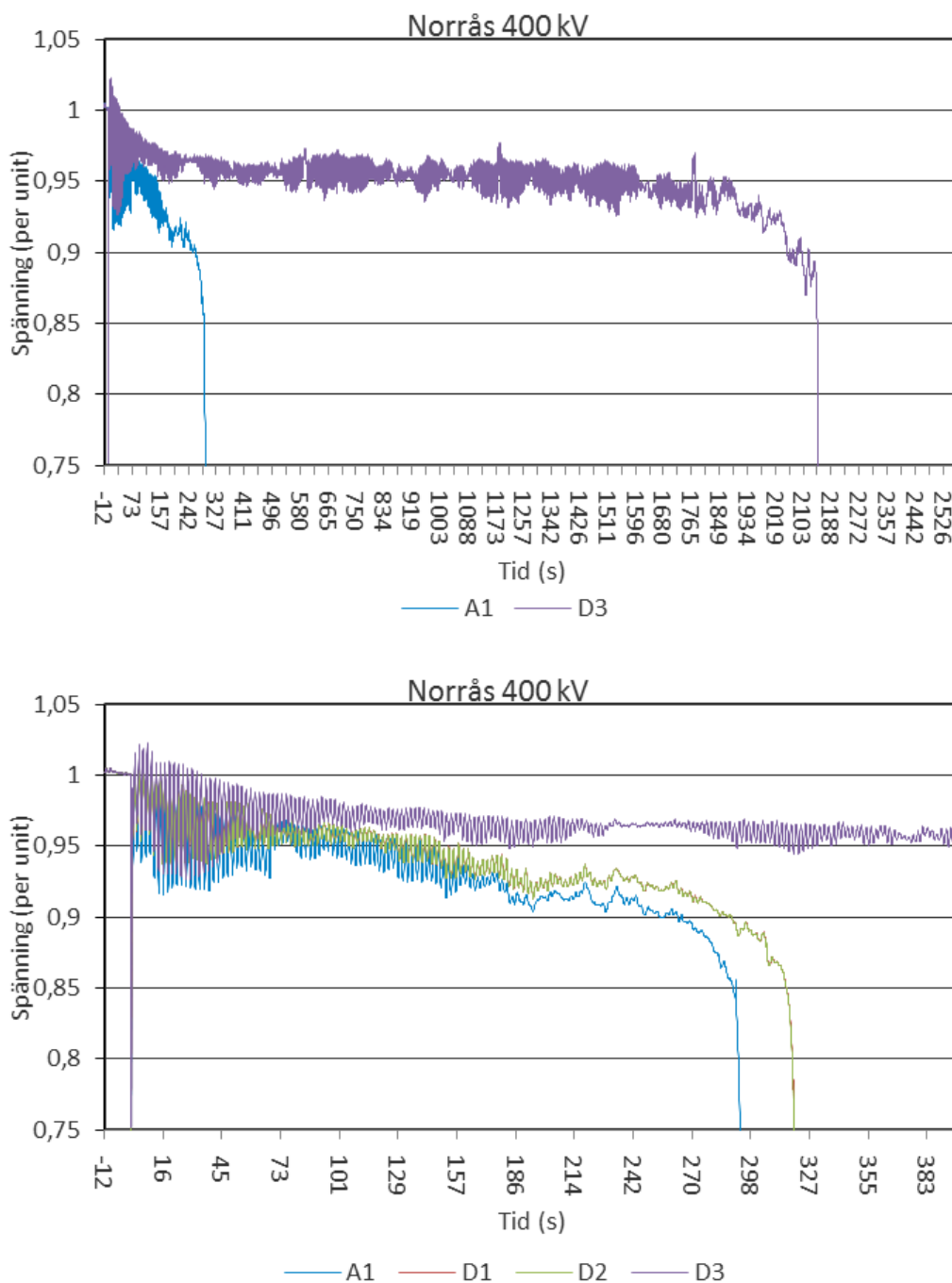
tomatik fördröjer första agerandet från lindningskopplare med över en minut och det andra ingripandet med två minuter, vilket framgår av Tabell 7.3. Anledningen är att automatikingrepp sker i tre stationer kort efter fel och därmed bidrar med en större mängd reaktiv effekt. Efter detta uppstår en lång period då lindningskopplare arbetar, efter 35 minuter och 46 sekunder kopplar automatiken in kondensatorn i station Blocket. Kort efter detta sker, på grund av den ökande lasten, kaskadutlösningar av ledningar med distansskydd. Spänningen kollapsar i Norrås 35 minuter och 51 sekunder efter fel.

Händelse	Ref <i>VA1</i>	<i>VC1</i>	<i>VC2</i>	<i>VC3</i>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+26,32 s	+25,84 s	+1854,84 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-66,63 s	-66,63 s	-66,63 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-183,31 s	-183,31 s	-183,31 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+7,2 s	+7,2 s	+85,03 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+11,18 s	+11,18 s	+135,15 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+26,22 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+26,22 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+26,19 s	+25,62 s	+1854,72 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+26,19 s	+25,62 s	+1854,72 s
Antal aut. kopplingar innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	42	43	38

Tabell 7.3 Skillnader för *VC1*, *VC2* och *VC3* gentemot referens *VA1*.

#### 7.1.4 AUTOMATIK **D**- FLYTANDE FÖNSTER

Utifrån skillnaderna i **D** kontra **C**, enligt avsnitt 5.3.1 respektive 0, förväntas på förhand en skillnad i resultat vid långsamma spänningsöver- och underskridanden eftersom automatik **D** endast tittar på ett glidande tidsfönster. Dock är inledande fel i detta scenario stort vilket innebär att de första kopplingarna av automatiken sker likadant som i **C**, d.v.s. effekten av att införa ett glidande tidsfönster blir aldrig uppenbart i detta fall. Detta medför att prestandan är likvärdig för alla de tre versionerna av **D** gentemot **C** (d.v.s. **D1** presterar lika bra som **C1** o.s.v.). Det förlopp som Figur 7.5 och de data Tabell 7.4 återger visar stora likheter med föregående automatik.



Figur 7.5 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV för de tre varianterna av **D** samt referens **VA1**.

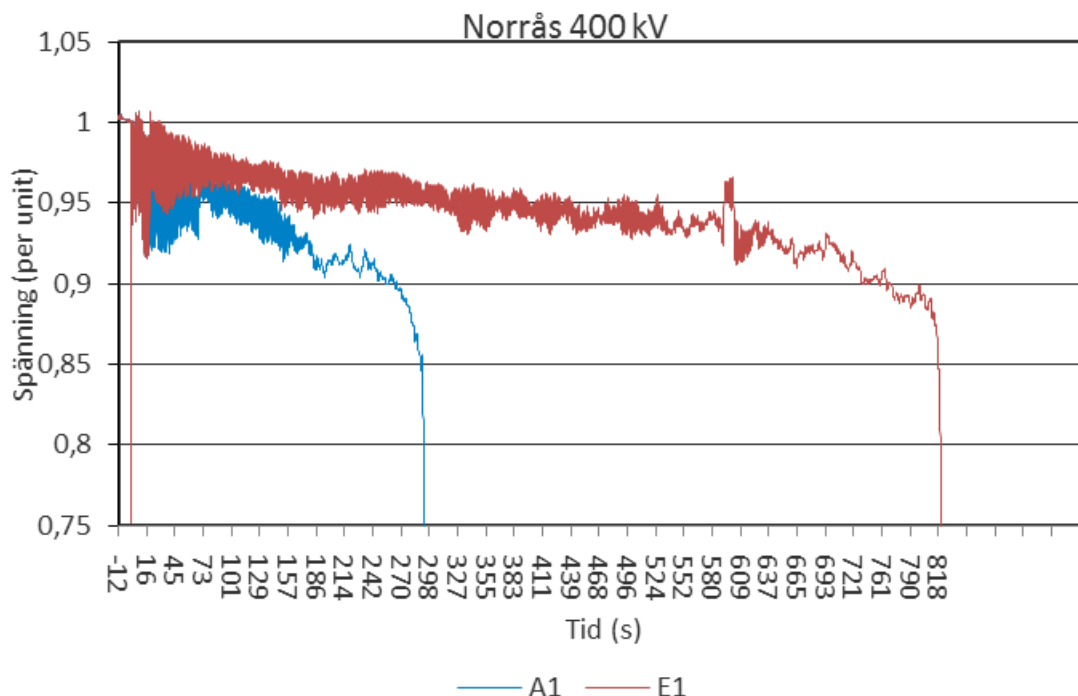
Händelse	Ref <i>VA1</i>	<i>VD1</i>	<i>VD2</i>	<i>VD3</i>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+25,84 s	+25,84 s	+1854,80 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-66,63 s	-66,63 s	-66,63 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-183,31 s	-183,31 s	-183,31 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+8,17 s	+8,17 s	+83,82 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+12,15 s	+12,15 s	+133,94 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+25,74 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+25,74 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+25,62 s	+25,50 s	+1854,72 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+25,62 s	+25,50 s	+1854,72 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	44	44	38

Tabell 7.4 Skillnader för *VD1*, *VD2* och *VD3* gentemot referens *VA1*.



### 7.1.5 AUTOMATIK **E** – FLERA SPÄNNINGSTRÖSKLAR

De snävare spänningströsklarna kontra referensen **A1** leder till automatikingrepp i ett tidigare skede för **E1** än **A1**. Detta fördröjer det andra lindningskopplarsteget med ca en minut vilket leder till att spänningskollapsen fördröjs med nästan nio minuter, se Figur 7.6 och Tabell 7.5.



Figur 7.6 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV för **VE1** samt för referens **VA1**.

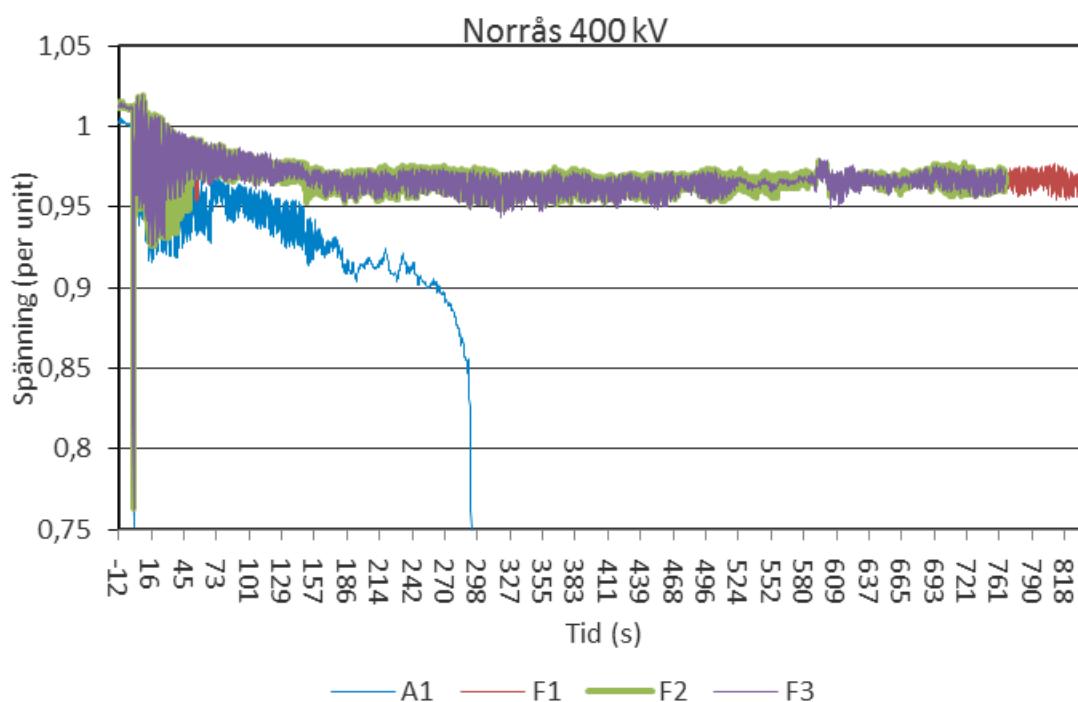
Händelse	Ref <b>VA1</b>	<b>VE1</b>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+527,10 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-48,52 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-165,20 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+/- 0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+66,10 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+527,00 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+527,00 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+528,04 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+528,04 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4
Antal lindningskopplarsteg innan kollaps	37	37

Tabell 7.5 Skillnader för **VE1** gentemot referens. **VA1**

### 7.1.6 AUTOMATIK **F**- KOPPLING FÖR ANGRÄNSANDE STATION

För automatikerna **F1**, **F2** och **F3** kollapsar inte systemet, se Figur 7.7. Detta bekräftades även med längre simuleringar, om än dessa är inte redovisade här. Dock bör det nämnas att automatik **F** kommer att agera redan under den minut som fortlöper av simuleringen innan felet pålagts (vilket i figurerna i kapitel 7 motsvarar tid noll), vilket framgår av Tabell 7.6. Detta eftersom spänningen i grannstationer som inte har egna reaktiva resurser tillgängliga kommer att begära koppling av närliggande station (med tillgängliga resurser). Denna s.k. självkorrigering av systemet kommer aldrig att vara möjlig i övriga automatiker än **F** eftersom de endast tar hänsyn till spänning inom egen station. Detta leder till att **F** kommer att vara förutseende i den bemärkelsen att den inte tillåter ett lika ansträngt driftläge innan fel som övriga automatiker gör.

Den totala inmatningen från kondensatorer vid fel är 200 *Mvar* högre än i referensfallet och det reaktiva uttaget från reaktorer är 100 *Mvar* lägre. Detta tillskott gör att spänningen efter fel stabiliserar sig kring 0,97 *p.u.* vilket leder till färre steg hos lindningskopplare innan förbrukning är återställd.



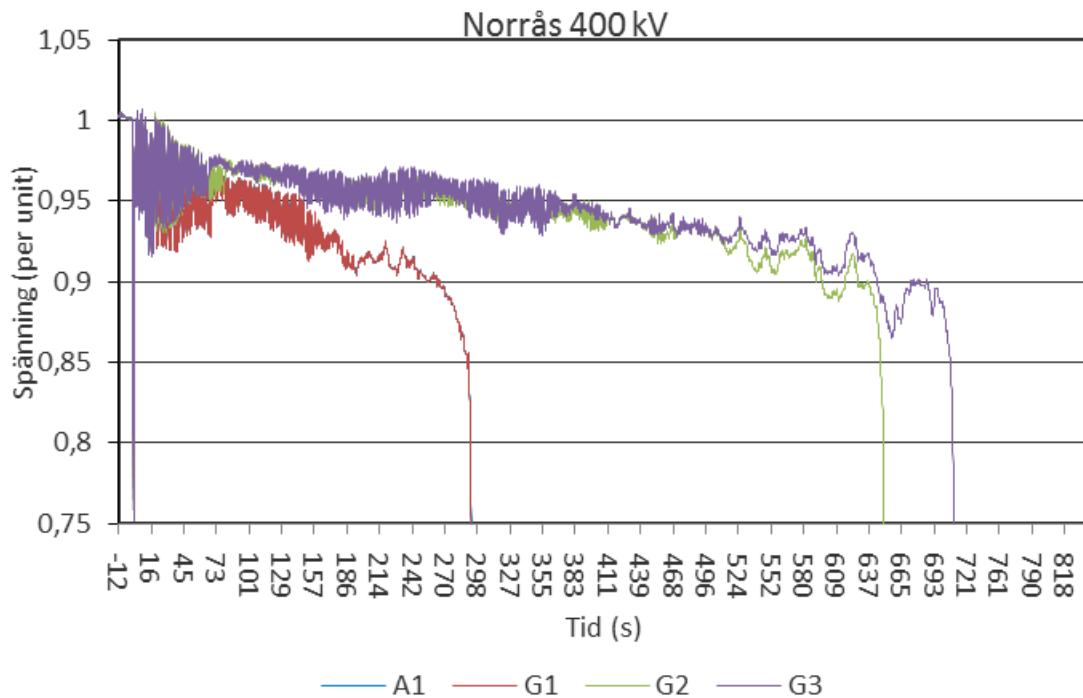
Figur 7.7 Spänningsförlopp i Norrås 400 kV för **VF1**, **VF2** och **VF3** samt referens **VA1**.

Händelse	Ref <i>VA1</i>	<i>VF1</i>	<i>VF2</i>	<i>VF3</i>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	-	-	-
Första automatikingrepp	67,90 s	-124,31 s	-125,51 s	-125,31 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-128,49 s	-133,88 s	-158,93 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	-61,07 s	-62,37 s	-62,15 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	-68,16 s	-69,34 s	-69,20 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	-	-	-
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	20	20	20

Tabell 7.6 Skillnader för *VF1*, *VF2* och *VF3* gentemot referens *VA1*.

### 7.1.7 AUTOMATIK **G**- KOPPLING I GRUPP

Resultatet vid simuleringarna med automatik **G1**, **G2** och **G3** överensstämmer med de för automatik **A1**, **A2** och **A3**, se Figur 7.8. Detta var också väntat eftersom möjligheten att koppla i grupp i utgångsläget endast fanns i stationen Blocket. Denna möjlighet till gruppkoppling fanns kvar i **G2** och **G3** ända fram till 640 – 655 s efter initialt fel då reaktorn kopplades ur, däremot uppfylldes aldrig villkoret för gruppkoppling i station Blocket. Värt att notera är att i fallet **G3** erhålls bättre prestanda än **A3** i Tabell 7.7. Varför utfallet på detta sätt är lite oklart, men antagligen beror det på att underlaget av simuleringar är för litet för antingen **A3** eller **G3**. Simuleringsresultaten från **G** i form av tidsdifferenser för kopplingar och spänningsförlopp utnyttjas istället för att dra ytterligare slutsatser kring **A**.



Figur 7.8 Spänningsförlopp för Norrås 400 kV för **VG1**, **VG2** och **VG3** samt referens **VA1**.

Händelse	Ref <i>VA1</i>	<i>VG1</i>	<i>VG2</i>	<i>VG3</i>
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+0 s	+356,75 s	+416,75 s
Första automatikingrepp	67,90 s	- 0,12 s	-48,30 s	-48,50 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	- 0,24 s	-103,99 s	-117,96s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+/- 0 s	+/- 0 s	+/- 0 s
Andra steg för lindningskopplare	24, 93 s	+/- 0 s	+62,17 s	+ 59,97
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	- 0,12 s	+ 356,60 s	+416,78s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	- 0,12 s	+ 356,60 s	+416,78s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	-0 s	+358,01s	+421,70 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	- 0 s	+358,01s	+421,70 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	37	36	41

Tabell 7.7 Skillnader för *VG1*, *VG2* och *VG3* gentemot referens *VA1*.

## 7.2 SOMMARTID MED LEDNINGSFEL OCH SNABBÅTERINKOPPLING

*I föreliggande avsnitt presenteras resultat från simuleringar med sommarscenariot **S** för respektive automatik **A** till och med **G**. Det felfall som åläggs i detta scenario är att en ledning drabbas av en trefasig kortslutning varvid den frånkopplas av ledningsskydd för att sedan återkopplas av SÅI-funktionen. De resultat som redogörs i detta avsnitt är bl.a. spänningar i systemet samt antal kopplade shuntar efter felhändelsen.*

### **Händelseförlopp för referens A1**

#### **Initialt fel,**

400 kV-ledningen CL2 mellan Aggan och Njaggo drabbas av en trefasig kortslutning på mitten av ledningen och kopplas bort av distansskyddet efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant, och börjar pendla, men återhämtar sig efterhand. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av de 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och får en transient i lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet frånkopplas.

#### **580 ms**

Ledning CL2 återkopplas av SÅI-funktionen.

#### **1-30 s**

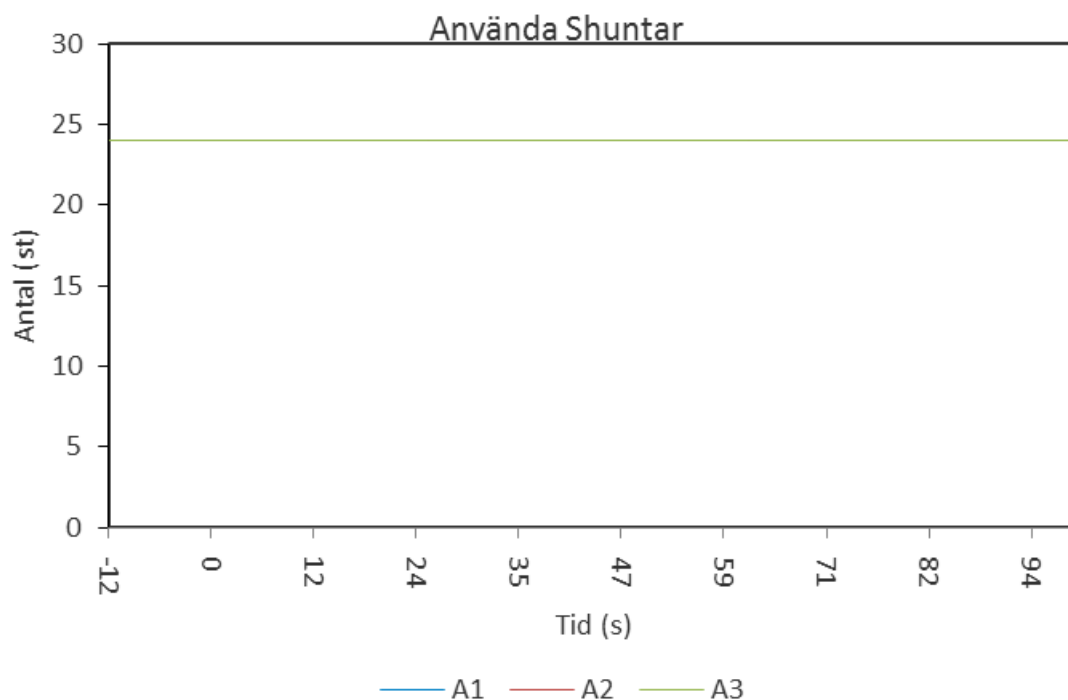
Pendlingar som uppstod börjar dämpas ut och är obefintliga efter 20 s. Frekvenser och spänningar är inom normala gränser.

#### **30 s**

Systemet är åter i jämvikt utan några tydliga skillnader från utgångsläget.

### 7.2.1 AUTOMATIK **A**- REFERENSAUTOMATIK

Inställningarna i **A** påverkar inte förloppet vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt då en koppling är onödig, se Figur 7.9 och Tabell 7.8.

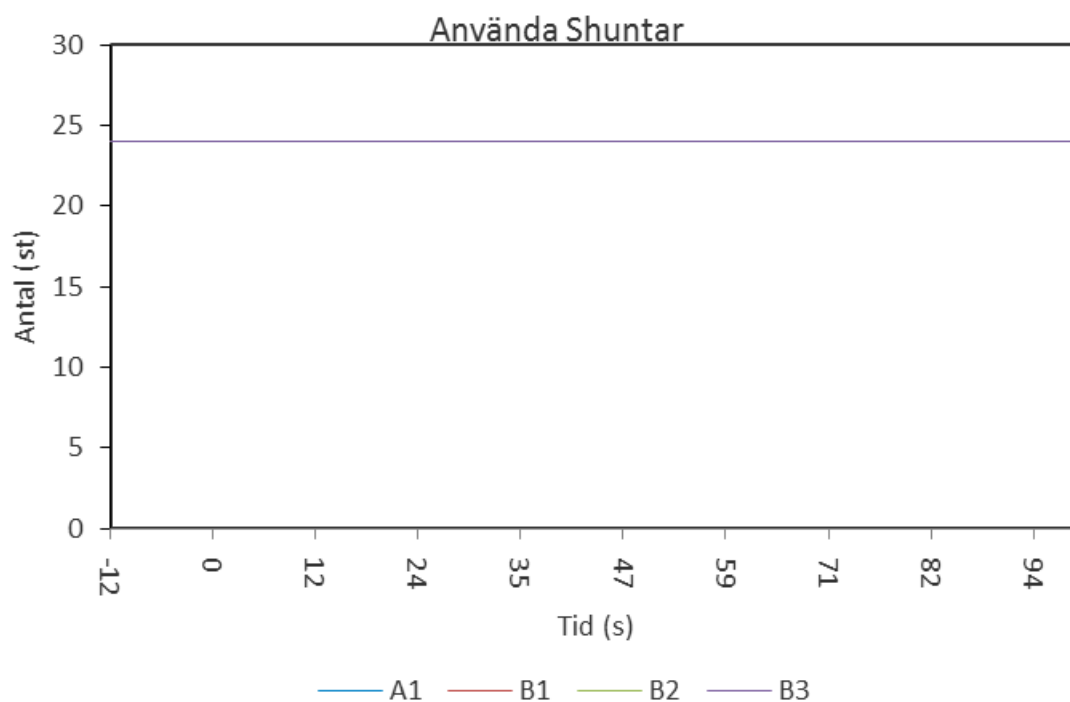


Figur 7.9 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer) vid **SA1**, **SA2** och **SA3**.

Händelse	Ref <b>SA1</b>	<b>SA2</b>	<b>SA3</b>
Första automatikingrepp	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0

Tabell 7.8 Sammanställning av avvikelser för **SA2** och **SA3** mot referens **SA1**.

### 7.2.2 AUTOMATIK **B**- DIVERSIFIERADE TIDSINSTÄLLNINGAR



Figur 7.10 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

Inställningarna i **B** påverkar inte förloppet i **S** vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt och inte heller oväntat utifrån resultat från **A** se Figur 7.10 och Tabell 7.9.

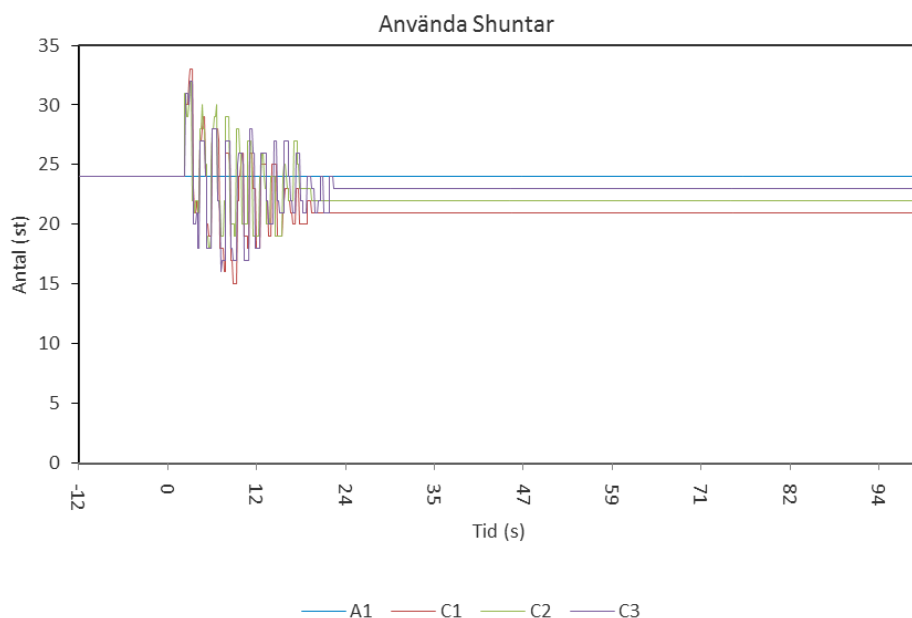
Händelse	Ref <b>SA1</b>	<b>SB1</b>	<b>SB2</b>	<b>SB3</b>
Första automatikingrepp	-	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0	0

Tabell 7.9 Sammanställning av avvikelser för **SB1**, **SB2** och **SB3** mot referens **SA1**.



### 7.2.3 AUTOMATIK C – TOTAL AREA

Automatik C påverkar förloppet i S kraftigt, se Tabell 7.10 nedan. Automatiken medför stor belastning av SVC:er och generatorer eftersom kopplingsvillkoret för automatiken uppfylls vid återupprepade tillfällen (vilket leder till återupprepade kopplingar) vilket framgår tydligt i Figur 7.11.



Figur 7.11 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

Det stora antal kopplingar som sker under feltiden leder till spänningspendlingar och därmed, genom spänningsberoendet hos förbrukningen, även till frekvensoscillationer. Denna automatik hade föranlett stort slitage av utrustningen i systemet. I verkligheten hade dock inte energin i manöverdonen till brytarna räckt till för alla dessa till- och frånslag varför antalet kopplingar i själva fallet skulle varit mindre.

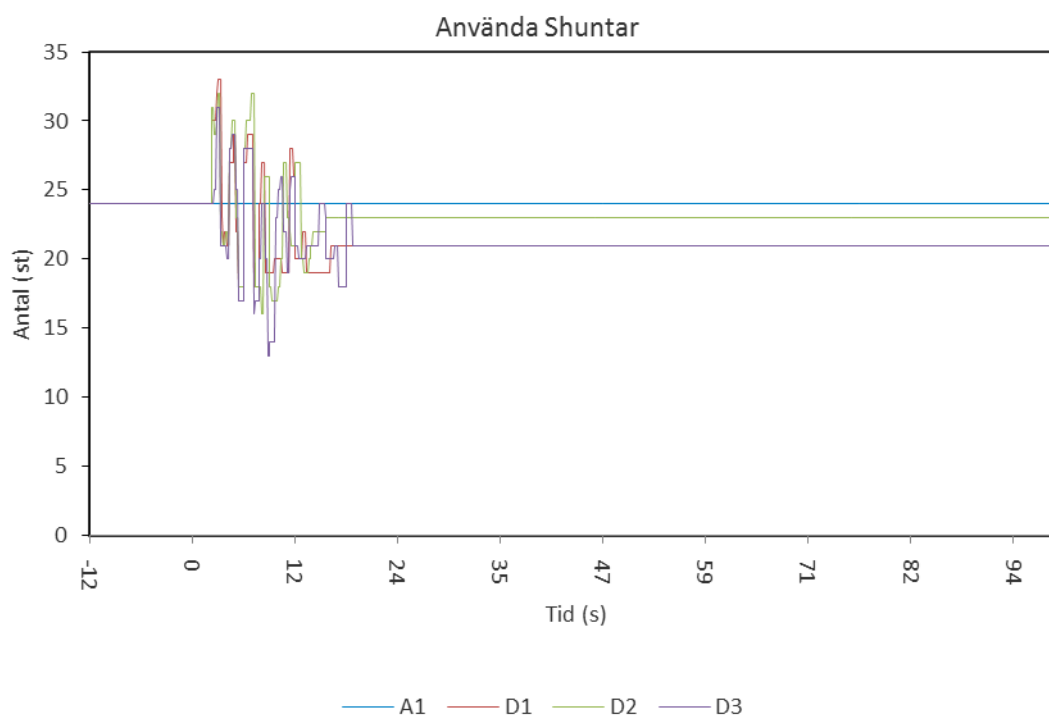
Händelse	Ref SA1	SC1	SC2	SC3
Första automatikingrepp	-	+0,22 s (6st)	+0,22 s (7st)	+0,30 s (7st)
Antal Automatiska kopplingar	0	208	202	273
Lindningskopplarsteg	0	0	2	2

Tabell 7.10 Sammanställning av avvikelser för SC1, SC2 och SC3 mot referens VA1. Tidsavvikelser anges från feltillfället, medan hur många automatiker som aktiverats anges inom parentes.

Problemet med automatik C i scenario S är att automatiken kommer att vara snabbare än snabbåterinkopplingen. När spänningen sjunker, i samband med att felet isoleras (ledningen frånkopplas), kommer automatiken väldigt snart att få kriteriet för låg spänning uppfyllt. Detta är olyckligt eftersom när ledningen väl återinkopplas av SÅI-funktionen kommer spänningen att öka igen samt att shuntar redan blivit inkopplade i det tidigare skedet (vilket det nu då ledningen är återinkopplad inte finns behov av). Ett sätt att se på det är att automatiken förstärker spänningspendlingen eftersom automatiken är snabbare än SÅI:en.

### 7.2.4 AUTOMATIK **D**- FLYTANDE FÖNSTER

Likheten mellan **C** och **D** märks även av i detta scenario eftersom upprepade kopplingar sker varför samma slutsats dras vid **SD1**, **SD2** och **SD3** som vid **SC1**, **SC2** och **SC3**. Likheterna framgår av Figur 7.12 och Tabell 7.11.

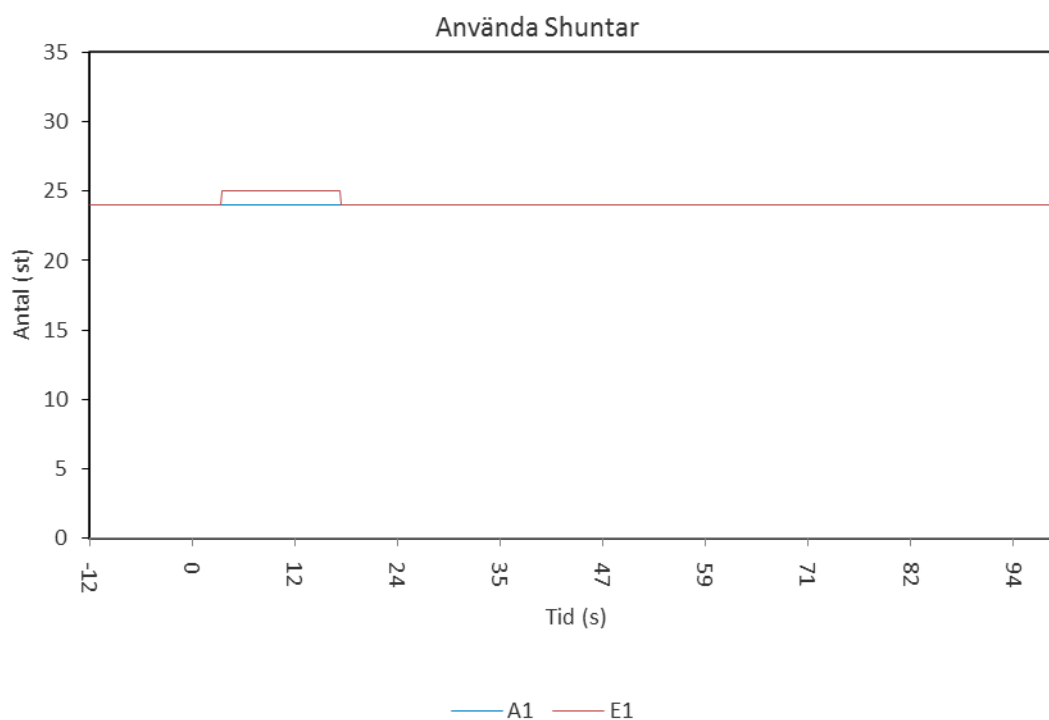


Figur 7.12 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

Händelse	Ref SA1	SD1	SD2	SD3
Första automatikingrepp	-	+0,22 s (6st)	+0,22 s (7st)	+0,46 s (1st)
Antal Automatiska kopplingar	0	140	173	185
Lindningskopplarsteg	0	27	39	27

Tabell 7.11 Sammanställning av avvikelser för **SD1**, **SD2** och **SD3** mot referens **VA1**. Tidsavvikelser anges från feltillfället, medan hur många automatiker som aktiverats anges inom parentes.

### 7.2.5 AUTOMATIK **E** – FLERA SPÄNNINGSTRÖSKLAR



Figur 7.13 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

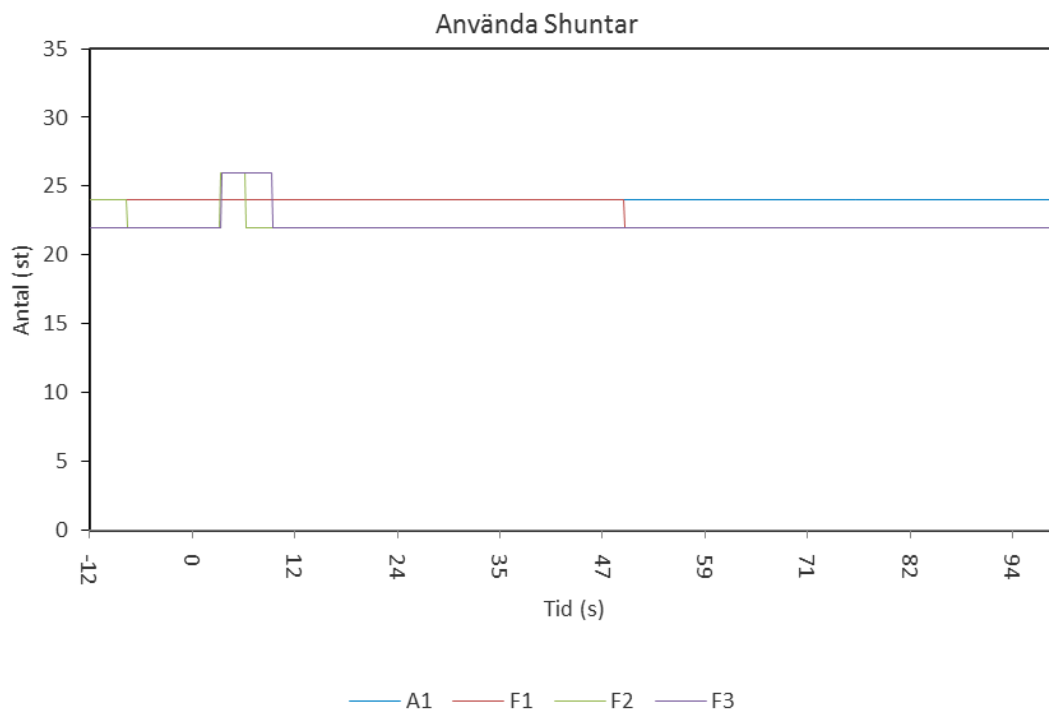
Inställningarna i **SE1** har inte särskilt stor inverkan på händelseförloppet. Två kopplingar (en in, en ur) sker i Njaggo medan systemet i övrigt reagerar på samma sätt som vid **SA1**. Detta framgår också av Figur 7.13 och Tabell 7.12.

Händelse	Ref <b>SA1</b>	<b>SE1</b>
Första automatikingrepp	-	+1,24 s (1st)
Antal Automatiska kopplingar	0	2
Lindningskopplarsteg	0	0

Tabell 7.12 Sammanställning av avvikelser för **SE1** mot referens **VA1**. Tidsavvikelser anges från feltillfället, medan hur många automatiker som aktiverats anges inom parentes

### 7.2.6 AUTOMATIK **F**- KOPPLING FÖR ANGRÄNSANDE STATION

Som i scenario **V** förändras även utgångsläget i **S** något när scenariot simuleras med automatik **F** istället för **A**. Automatik **F** kopplar tidigt för att korrigera spänningar i närområden, vilket ger ett annat startläge vid pålagt fel än när automatik **A** används. Detta framgår även av Figur 10.14 och Tabell 7.13.



Figur 7.14 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

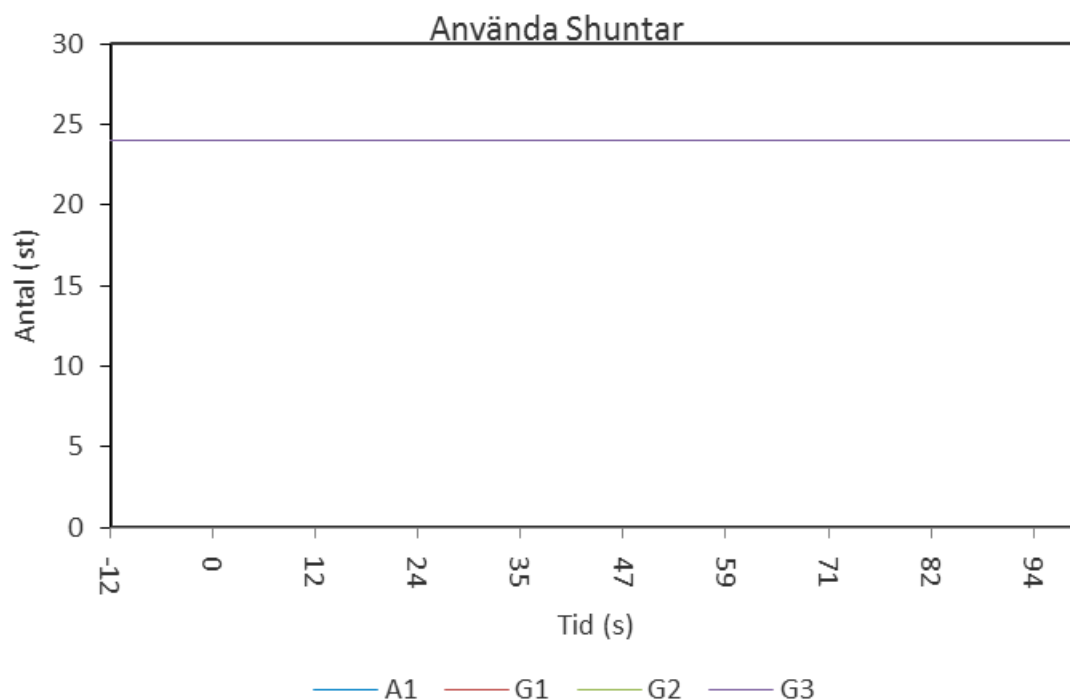
Genom de tidiga korrigeringarna av spänning så påverkar automatikerna **F1**, **F2** och **F3** händelseförloppet i **S**. De kopplingar som sker är fler än i referensfallet men beror i **SF1** inte på felet utan på de spänningsförhållanden som råder i systemet. I simuleringarna för **SF2** och **SF3** sker däremot kopplingar relaterade till felet vilket inte är önskvärt. Kopplingarna leder även till frekvens och spänningsavvikelser om än inte lika kraftiga som i **SC** och **SD**. I slutändan leder samtliga automatikinställningar **F** till ett högre uttag av reaktiv effekt i systemet.

Händelse	Ref SA1	SF1	SF2	SF3
Första automatikingrepp	-	-57,55 s (1st)	-59,51 s (1st)	-58,49 s (1st)
Antal Automatiska kopplingar	0	3	13	12
Lindningskopplarsteg	0	21	12	4

Tabell 7.13 Sammanställning av avvikelser för **SF1**, **SF2** och **SF3** mot referens **VA1**. Tidsavvikelser anges från feltillfället, medan hur många automatiker som aktiverats anges inom parentes.

### 7.2.7 AUTOMATIK **G**- KOPPLING I GRUPP

Händelseförloppen i **SG1-SG3** är identiska med de i **SA1-SA3** vilket innebär att inga kopplingar sker, se Figur 2.1 och Tabell 7.14.



Figur 7.15 Antal shuntar med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet.

Inställningarna i **G1-G3** påverkar inte förloppet i **S** vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt. Inga stora spänningsavvikelser som sker är tillräckligt långvariga för att automaten ska agera. Detta är väntat eftersom **G1-G3** är väldigt lika **A1-A3**.

Händelse	Ref <b>SA1</b>	<b>SG1</b>	<b>SG2</b>	<b>SG3</b>
Första automatikingrepp	-	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0	0

Tabell 7.14 Sammanställning av avvikelser för **SG1**, **SG2** och **SG3** mot referens.

## 8 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Utifrån resultat som presenterats i kapitel 7 Resultat presenteras i detta kapitel slutsatser som dragits kring de olika automatikerna. Slutsatserna presenteras tillsammans med förslag till vidare arbete och förändringar.

### 8.1 DISKUSSION

Under ett tidigt skede av arbetet, i samband med intervjuer, togs inriktningsbeslutet att i första hand arbeta med tidsinställningarna i automatiken istället för spänningsnivåer. Detta eftersom att spänningsnivåer är lätta att undersöka genom statistiska metoder (vilket med andra ord inte kräver simuleringar i ex. ARISTO) och att det i systemen idag finns förhållandevis stora shuntar som gör att ett snävare normaldriftsintervall inte är önskvärt.

I utformningen av scenario *S* gjordes några strukturella misstag i form av att ledningar ej var urkopplade och SÅI-tid sattes till 600 ms istället för 700 ms. För att efterlikna ett sommarscenario borde åtminstone två ledningar varit ur drift, det scenario som använts motsvarar i detta fall mer ett höst-scenario. Att SÅI-tiden var lite kortare bedöms dock inte ha påverkat simuleringarna i någon större utsträckning.

Från kapitel 7 kan vi se att de automatiker som presterar väldigt bra i *V* presterar sämre i *S* och vice versa. Utifrån de simuleringar som gjorts har ett antal slutsatser dragits, dessa presenteras i Tabell 8.1. Automatikerna diskuteras sedan i den ordning de introducerats (förutom *G* som jämförts *A*).

	<i>V - Spänningskollaps</i>	<i>S - kortslutning med återin-koppling</i>
<b>A - Referensau-tomatik</b>	Kortare tidsfördröjning är gynnsamt	Kortare tidsfördröjning påverkar inte förloppet
<b>B - Diversifierade tidsinställningar</b>	Diversifiering orsakar prestandaförluster och eliminerar vinsterna med kortare tidsfördröjning	Diversifiering påverkar inte förloppet
<b>C- Total area</b>	Högre känslighet för automatik-ingrepp ger stora tidsvinster	Högre känslighet för automatik-ingrepp introducerar pendlingar i systemet
<b>D - Flytande fönster</b>	Högre känslighet för automatik-ingrepp ger stora tidsvinster	Högre känslighet för automatik-ingrepp introducerar pendlingar i systemet
<b>E - Flera spän-ningströsklar</b>	Presterar bättre än referens (men minskar spänningströsklarna och sannolikheten att samtliga resurser utnyttjas i tid)	Orsakar onödiga kopplingar på grund av de lägre spännings-trösklarna (dock hanterbart)
<b>F - Koppling för angränsande stationer</b>	Genom att låta automatiker täcka ett större område uppnås bättre spänningsförhållanden, vilket förhindrar långsam spänningskollaps	När ett större område täcks in behövs bättre samordning mellan olika spänningsnivåer för att onödiga kopplingar inte ska uppstå
<b>G - Koppling i grupp</b>	Gav inget utslag (d.v.s. ingen gruppkoppling skedde), dock fanns knappt någon shuntgrupp tillgänglig	Gav inget utslag (d.v.s. ingen gruppkoppling skedde), trots att shuntgrupper fanns tillgängliga

Tabell 8.1 Sammanställning av slutsatser från simuleringar.

Tidpunkt för första koppling är avgörande för systemets uthållighet, detta kan ses i samtliga fall. Från **VA3** och **VG3** kan vi också se att andra koppling gör skillnad om än inte lika tydligt i **VA3** som i **VG3**. Då endast ett fåtal shuntar är tillgängliga i scenario **V** är de kopplingar som sker till största delen hos de som är andra och tredje turordning (dvs. tidsfördröjningar på 1500 ms och 2000 ms för **A3** och **G3**). Detta innebär att kortaste möjliga tidsfördröjning inte utnyttjas i något fall för stationer med fler än ett objekt. Denna typ av förändringar som görs i **A3** och **G3** påverkar dock inte heller förloppet i scenario **S**, vilket är önskvärt.

Från ovanstående resonemang kan man också sluta sig till att diversifieringen av tidsfördröjningarna minskar sannolikheten för koppling särskilt i detta fall då de längsta fördröjningarna utökas ytterligare. En prestandaförsämring av detta slag kan antagligen undvikas om tidsfördröjningen för andra och tredje shunt minskas istället för att utökas. På det sättet ökar diversifieringen istället sannolikheten för koppling i de stationerna med flera shuntar. För första shunt kan dock fördröjning vara ett måste för att ej inkräkta på SÅI:ens område.

Resultaten för **C** och **D** från simuleringar bekräftade de förväntade utfallen: De ökar prestanda i **V** men orsakar olägenheter i **S**. Storleksordningen på de kopplingar som uppstår i samband med snabbåterinkoppling är oacceptabel. Då ett 20-tal kopplingar om året ses som mycket är 200 inom ett lopp av 20 sekunder en katastrof. Däremot bör nämnas att i verkligheten skulle blockering av brytare mot nytt ingrepp kunna ske, om inte hade energin i brytarnas manöverdon tagit slut vilket hade reducerat antalet kopplingar.

Ytterligare simuleringar, som ej redovisats i denna rapport, pekar på att det inte finns något spänningstidsareagränsvärde för denna implementationen av **C** och **D**, som lämnar systemet i **S** orört och som samtidigt presterar bättre i **V** än **A**. Problematiken som uppstår i **S** bör dock kunna lösas av en blockering av automatiken i ~5 sek efter två ageranden, men bekräftande simuleringar behöver göras.

För automatik **E** erhålls i båda scenarierna godtagbara resultat: Inställningarna inkräktar dock som tidigare nämnts på normaldriftsintervallen. Om normaldriftsintervallen avsmalnas får de andra versionerna av automatik förmodligen även de förbättrade prestanda varför ingen slutsats om att **E** presterar bättre än **A** i **V** kan göras, annat än att **E** presterar bättre eftersom den jobbar mot ett snävare spänningsintervall.

Vid jämförelse av **VA3** och **VE1** för första inkopplingstid kan man vid första anblick tro att en förkortning av tidsfördröjning är jämförbar med en sänkning av spänningsgränsen 2,5 kV. Detta är dock inte fallet då koppling sker för andra shunt i ordningen vilket innebär samma spänningsgräns och fördröjning i detta fall. Generellt för **E** är dock att fördröjningar för kvarvarande shuntar är kortare, vilket ger en fördel i **V**. De kopplingar som sker i **S** hör samman med de lägre spänningsgränserna.

Kopplingarna som sker i det inledande skedet av **VF** kan liknas vid förebyggande operatörskopplingar och dessa tillsammans med extremspänningsautomatiken i sig räddar systemet. Den största skillnaden gentemot **VA** sker i samband med tidigare kopplingar av kondensatorer på de underliggande näten. Då dessa styrs av spänningsgränser som ligger utanför lindningskopplares dödband sker koppling först då spänningsnivåerna blivit för låga. Detta undviks i **VF** då angränsande stationer i regionnät har låga spänningsnivåer. De kopplingar som inledningsvis sker i **SF** visar på vikten av samordning av automatiker mellan olika nätägare. De pendlingar som uppstår (och påverkar frekvensen) ger upphov till 10 kopplingar i **SF2** och **SF3**, vilka antagligen kan undvikas genom en lite längre tidsfördröjning av den första shunten i respektive station.

Genom att låta automatiken ta en mer aktiv roll i spänningsregleringen uppnås bättre motståndskraft. Detta kan vara ett intressant alternativ för vidare studier då det eventuellt kan avlasta kontrollrumspersonal något.

Simuleringar har även gjorts där 130 kV-automatiker i **VA** regleras mot spänningen på 400 kV. På detta sätt uppnås resultat liknande de i **VA3**, **VE1** och **VG3**. Detta förutsätter dock samordning mellan två olika nätägare, men kräver inte någon form av kommunikation utanför stationen vilket gör den tekniska implementationen enklare. Från simuleringarna med **A2** och **A3** med ovanstående förutsättningar förbättras prestandan ytterligare.

Simuleringarna med omvänd spänningsreglering i **VA** visar resultat liknande de i **VA3**, **VE1** och **VG3**, på samma sätt som tidigare förbättras prestandan ytterligare i **A2** och **A3**.

Genom att använda kortare tidsfördröjningar ökar man sannolikheten för automatiska kopplingar, vilket medför en bättre prestanda i systemet. I dagens inställningar utökas fördröjningen efterhand vilket innebär att koppling sker med mindre sannolikhet ju längre ner i turordningen en shunt kommer. Det är även i situationer med stort utnyttjande av shuntar och dåliga systemförhållanden som behovet av snabb koppling är störst.

Därför bör det övervägas om tidsfördröjning av enskilda objekt skall överges (användas som backup) till förmån för ett system där endast en gemensam tidsfördröjning används. Då kopplingskommando skickas bestämmer sedan logiken vilken resurs som ska kopplas utifrån en förutbestämd turordning (vilket i princip finns idag). Detta hade inneburit samma sannolikhet för samtliga kopplingar av automatiken. Vilket i sig bör förenkla samordning då endast en tidsfördröjning för automatiker behöver beaktas. Det innebär även att eventuella ingrepp från operatörer inte påverkar extremspänningsautomatikens prestanda oavsett vilken resurs de väljer att koppla in. Inställningar liknande dessa finns idag i Sege, Stenkullen och Hemsjö, men bör även kunna implementeras i de stationer som har modernare kontrollutrustning.

## 8.2 SLUTSATSER

Förändringar i tidsfördröjning hos extremspänningsautomatik kan förbättra spänningsstabiliteten i ett elkraftsystem. Det finns motiv att se över och förändra de nuvarande inställningarna i det svenska stamnätet och förändringar gynnar i första hand driftsäkerheten. Detta kan man se i simuleringarna för **VA** och även i de ytterligare simuleringar som gjorts med varianter av **A**. Prestandan för **A** förbättras i samtliga situationer då fördröjningarna minskas. Vill man minska fördröjningarna förutsätter det dock att den ökade sannolikheten för kopplingar kan accepteras.

## 8.3 FÖRSLAG TILL VIDARE ARBETE

För att avgöra vilken typ av förändring man vill göra i extremspänningsautomatik bör ytterligare scenarier undersökas. Bland dessa är situationer med risk för reaktorpumpning intressant för alla typerna av automatik då det inte täcks in av denna studie. Förslagsvis görs undersökningar i fullskalemodell för att få en mer tydlig bild av prestandavinster. Implementationer av **A1**, **D1** och **F1** har gjorts i fullskalemodell (vilka lätt kan omvandlas till **A3**, **D3** etc.) då dessa bedömts mest lämpade att arbeta vidare med. Dessa har dock inte undersökts i någon större utsträckning i fullskalemodell då tid saknats för framställning av lämpliga scenarier.

För att kunna testa effekten av automatik **G** krävs även ytterligare studier i scenarier där möjligheten för gruppkoppling finns.

Om intresse fortfarande finns för automatik **C** och **D** bör förändringar i implementation göras, och en area som beräknas utifrån en annan spänningsgräns kan vara ett bättre alternativ. Någon form av blockering bör även övervägas. Alternativt kan en tilläggsfunktion implementeras som säkerställer att **C** och **D** aldrig är snabbare än SÅI:en.



## 9 REFERENSER

### 9.1 LITTERATURFÖRTECKNING

- [1] Svenska Kraftnät, "Koppling av reaktiva apparater i stamnätet," Enheten Stationer vid Avdelningen för Nätutbyggnad (NS), Sundbyberg, 2010.
- [2] P. S. Kundur, Power system stability and control, N. J. Balu och M. G. Lauby, Red., New York: McGraw-Hill, 1994.
- [3] Vattenfall AB, "Våra Elnät," 10 04 2012. [Online]. Available: [http://www.vattenfall.se/sv/file/S\\_ser\\_vi\\_till\\_att\\_du\\_har\\_el\\_20301279.pdf](http://www.vattenfall.se/sv/file/S_ser_vi_till_att_du_har_el_20301279.pdf). [Använd 31 07 2012].
- [4] M. Alaküla, L. Gertmar och O. Samuelsson, Elenergiteknik, Lund: Lunds Tekniska Högskola, 2004.
- [5] Svenska Kraftnät, "Olika sätt att överföra el," 28 05 2012. [Online]. Available: [http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/Faktablad/2012-05-28%20Olika-satt-att-overfora-el.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/2012-05-28%20Olika-satt-att-overfora-el.pdf). [Använd 06 06 2012].
- [6] Svenska Kraftnät, "Svenska Kraftnät," 07 11 2011. [Online]. Available: <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Elomraden/>. [Använd 07 10 2012].
- [7] Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid, Energinet.dk, *Systemdriftsavtal för det sammankopplade nordiska kraftsystemet*, Stockholm, 2008.
- [8] Svenska Kraftnät, *ARISTO Model Descriptions 4.5*, Stockholm: Svenska Kraftnät, 2012.
- [9] M. Rostami, "Analys av spänningsstabilitetsberäkningar i det svenska elsystemet," Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, 2009.
- [10] K. Walve, *Kraftsystemets dynamik och dimensionering*, Vällingby: Svenska Kraftnät, 2007.
- [11] T. Arro och O. SilavWe, "Coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and it's impact on the AC line protection," Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, 2007.
- [12] C. W. Taylor, Power System Voltage Stability, N. J. Balu och D. Maratukulam, Red., Singapore: McGraw-Hill, 1994.
- [13] I. Romero Navaro, Dynamic Load Models for Power Systems - Estimation of Time-Varying Parameters During Normal Operation, Lund: Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2002.
- [14] Wikström, Per, *Enhetschef DC-syd*. [Intervju]. 27 06 2012.
- [15] A. Evert, "The Restoration Process following a major Breakdown in a Power System," Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, 1996.
- [16] P. Wikström, Interviewee, *Enhetschef DC-syd*. [Intervju]. 27 06 2012.
- [17] S. Arnborg, "Beslut: Omställning av SÅI- och extremspänningsautomatiker i stamnätet," Svenska Kraftnät, Räcksta, 2004.
- [18] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziagytiou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem och V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, nr 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [19] Vattenfalls störningskommission, *Elavbrottet den 27 december 1983*, Vattenfall, 1984.
- [20] Svenska Kraftnät, "Elavbrottet 23 september 2003 - händelser och åtgärder," Svenska Kraftnät, Vällingby, 2003.

- [21] K. Morison, B. Gao och P. Kundur, "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, nr 3, pp. 1159-1171, 1993.
- [22] T. Van Cutsem, "Voltage instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, nr 2, pp. 208-227, 2000.
- [23] M. Larsson, Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems, Lund: Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2000.
- [24] L. L. Grigsby, Red., "Voltage Stability," i *Power System Stability and Control*, Boca Raton, USA, Taylor and Francis group, 2007, p. kap 10.
- [25] Svenska Kraftnät, *ARISTO Data Maintenance Manual 4.5*, Stockholm: Svenska Kraftnät, 2011.
- [26] Svenska Kraftnät, "Power system Nordic32t," Svenska Kraftnät, Råcksta, 2004.
- [27] K. Walve, "NORDIC32A A Cigré test system for simulation of transient stability and long term dynamics," Svenska Kraftnät, Vällingby, 1994.
- [28] CIGRÉ TF 38-02-08, "Long Term Dynamics Phase II," CIGRÉ, March 1995.
- [29] Kielén, Bertil, *Vakthavande ingenjör*. [Intervju]. 08 06 2012.
- [30] Kimsten, Gert, *Stationsautomation*. [Intervju]. 19 06 2012.
- [31] J. D. Glover, M. S. Sarma och T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, N. P. Padhy, Red., Stamford: Cengage Learning, 2005.
- [32] Wikström, Per, *Enhetschef DC-syd*. [Intervju]. 27 06 2012.
- [33] Svenska Kraftnät, "D003:2 Automatisk förbrukarfrånkoppling (AFK)," i *Driftinstruktioner*, Råcksta, Bo Krantz, 2001, p. 5.

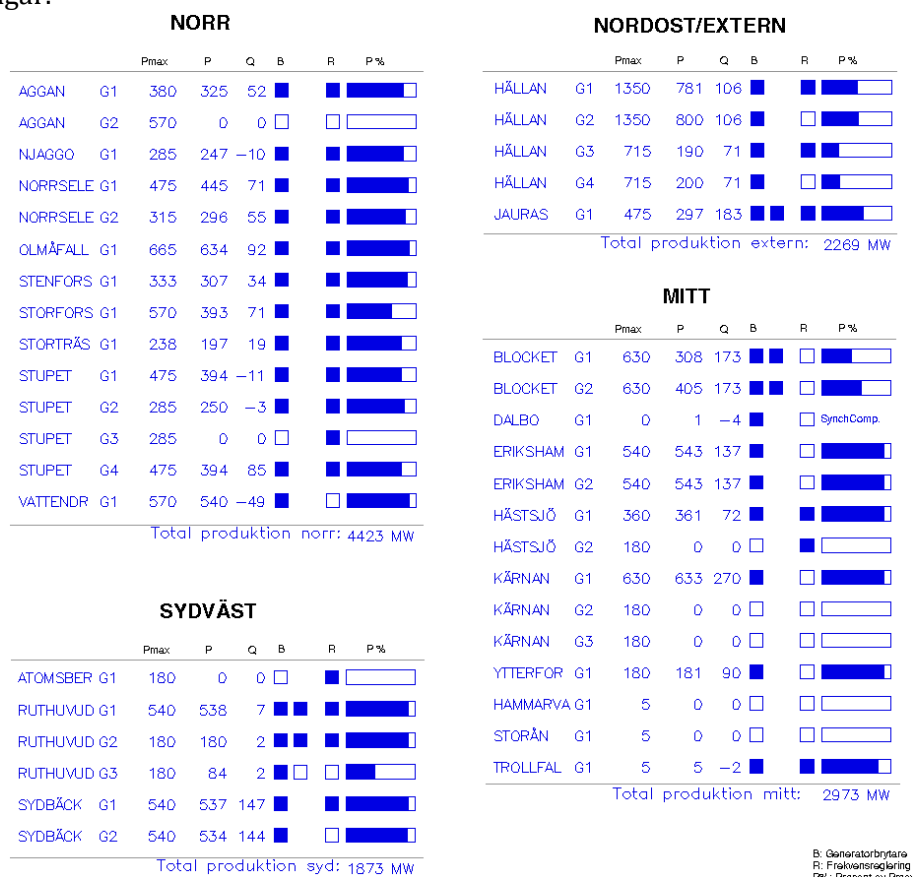
# 10 BILAGOR

## A. FÖRTECKNING ÖVER DRIFTLÄGEN

För att kunna återskapa driftlägen som används i denna rapport presenteras i denna bilaga de förutsättningar som rådde vid respektive driftläge.

### A.1 VINTER

Under vinterförhållandena användes inställningar som nedan. 400 kV-ledningen FL8 mellan Sydköping och Norrås var tagen ur drift, i övrigt intakt nät med transformatorer och ledningar.



Figur 10.1 Produktion i driftläge V.

Förbrukningsområde	Skalning aktiv effekt P	Skalning reaktiv effekt Q
Nordöst(Extern)	1	1
Norr	1	0,9
Central	1,02	0,75
Sydväst	1	1
Typnät	1	1

Tabell 10.1 Skalning av förbrukningsfaktorer för driftläge V.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]
Storträsk CT22	EK1	50
Jauras CT71	X1	150
Hällan CT72	X1	150
	X2	100
Norrås FT42	EK1	200
Uppmark FT43	EK1	200
Mittlanda FT45	EK1	100
Sydköping FT50	EK2	5
Blocket FT51	X1	100
Hästsjö RT132	EK1	5
Ytterforsen RT131	EK1	100
	EK2	5
Nystad RT133	EK2	5

Tabell 10.2 Shuntar inkopplade vid driftläge V.

## A.2 SOMMAR

Under driftläge S användes följande inställningar i systemet. Alla ledningar och transformatorer i drift.

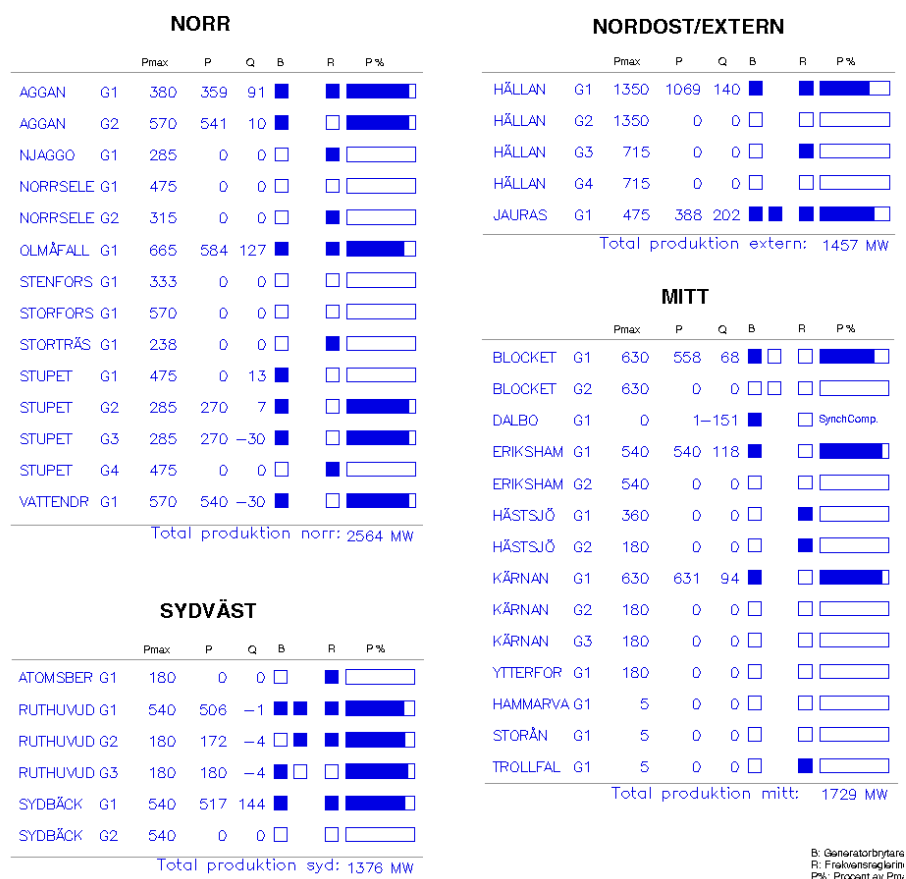


Bild 10.1 Produktion under driftläge S.

Förbrukningsområde	Skalning aktiv effekt P	Skalning reaktiv effekt Q
Nordöst(Extern)	0,7	1
Norr	0,7	1
Central	0,8	0,9
Sydväst	0,7	1
Typnät	1	1

Tabell 10.3 Skalningsfaktorer för driftläge S.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]
Njaggo CT21	X2	100
Stenforsen CT22	X2	100
	X3	100
Tornå CT32	X2	100
	X3	100
Ruthuvud FT61	X3	100
Jauras CT71	X2	150
Norrås FT42	EK1	200
Sydköping FT50	EK1	200
Ytterforsen RT131	EK1	100
	EK2	5
Hästsjö RT132	EK1	5
Nystad RT133	EK1	70
	EK2	5

Tabell 10.4 Inkopplade shuntar driftläge S.

## B. AUTOMATIKINSTÄLLNINGAR

För varje automatikstrategi/princip (förutom E) gjordes tre varianter av parameterinställningar. De utformades så att med ökande referensnummer, 1, 2 och 3 är automatiken känsligare, d.v.s. reagerar snabbare. Till varje automatik presenteras en tabell med spänningsnivå och tidsfördröjning för den grundläggande inställningen. I text beskrivs även hur de övriga två versionerna systematiskt skiljer sig från 1. För varje variant finns en .XML fil innehållande motsvarande inställningar som kan importeras i ARISTO.

### B.1 AUTOMATIK A

För automatik **A1** är inställningarna som följande, låga spänningsgränser, 395 kV och 125 kV, höga 143 kV och 420 kV. Inkoppling sker efter 2000 ms och fördröjs ytterligare 1000 ms för nästa steg, dvs. 3000 ms, 4000 ms osv. För **A2** gäller samma trösklar med start på 1000 ms följt av 2000 ms, 3000ms osv. För **A3** likaså med start på 1000 ms följt av 1500 ms, 2000 ms osv.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, ms]	Urkoppling [kV, ms]
Aggan CT11	X1	100	420, 2000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
Stupet CT12	X1	100	420, 2000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
Njaggo CT21	X1	150	420, 3000	395, 2000
	X2	100	420, 2000	395, 3000
Storträsk CT22	X1	100	420, 2000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
130 kV	EK1	50	125, 2000	143, 2000
Stenforsen CT31	X1	150	420, 4000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Tornå CT32	X1	150	420, 4000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Hällan CT72	X1	150	420, 3000	395, 2000
	X2	100	420, 2000	395, 3000
Dalbo FT 41	X1	100	420, 3000	395, 2000
	EK1	200	395, 3000	420, 2000
Norrås FT42	X1	100	420, 2000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 4000	395, 4000
130 kV	EK1	200	125, 2000	143, 2000
Uppmark FT43	EK1	200	395, 2000	420, 2000
Kärnan FT44	X1	150	420, 4000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Mittlanda FT45	EK1	100	395, 2000	420, 2000
Sydköping FT50	X1	150	420, 3000	395, 2000
	X2	100	420, 2000	395, 3000
130 kV	EK1	200	125, 2000	143, 2000
Blocket FT51	X1	100	420, 3000	395, 2000
	EK1	100	395, 3000	420, 2000
Ruthuvud FT 62	X1	150	420, 4000	395, 2000
	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 2000	143, 2000

Tabell 10.5 Inställningar automatik **A1**.

## B.2 AUTOMATIK **B**

Då inställningarna i automatik **B** är svårare att systematiskt visualisera presenteras samtliga inställningar av automatiken.

### B.2.1 Automatik **B1**

Grundinställningar som **A1**, till detta kommer även en ytterligare fördröjning för de stationer som gränsar till varandra. Fördröjningarna är +250 ms och +350 ms. Fördröjda stationer markeras med fet stil nedan.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, ms]	Urkoppling [kV, ms]
<b>Aggan CT11</b>	<i>X1</i>	100	420, 2250	395, 2250
	<i>X2</i>	100	420, 3250	395, 3250
Stupet CT12	<i>X1</i>	100	420, 2000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 3000	395, 3000
Njaggo CT21	<i>X1</i>	150	420, 3000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 3000
<b>Storträsk CT22</b>	<i>X1</i>	100	420, 2350	395, 2350
	<i>X2</i>	100	420, 3350	395, 3350
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	50	125, 2350	143, 2350
Stenforsen CT31	<i>X1</i>	150	420, 4000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 3000	395, 3000
	<i>X3</i>	100	420, 2000	395, 4000
<b>Tornå CT32</b>	<i>X1</i>	150	420, 4250	395, 2250
	<i>X2</i>	100	420, 3250	395, 3250
	<i>X3</i>	100	420, 2250	395, 4250
Hällan CT72	<i>X1</i>	150	420, 3000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 3000
<b>Dalbo FT 41</b>	<i>X1</i>	100	420, 3250	395, 2250
	<i>EK1</i>	200	395, 3250	420, 2250
Norrås FT42	<i>X1</i>	100	420, 2000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 3000	395, 3000
	<i>X3</i>	100	420, 4000	395, 4000
130 kV	<i>EK1</i>	200	125, 2000	143, 2000
<b>Uppmark FT43</b>	<i>EK1</i>	200	395, 2250	420, 2250
<b>Kärnan FT44</b>	<i>X1</i>	150	420, 4350	395, 2350
	<i>X2</i>	100	420, 3350	395, 3350
	<i>X3</i>	100	420, 2350	395, 4350
Mittlanda FT45	<i>EK1</i>	100	395, 2000	420, 2000
<b>Sydköping FT50</b>	<i>X1</i>	150	420, 3250	395, 2250
	<i>X2</i>	100	420, 2250	395, 3250
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	200	125, 2250	143, 2250
Blocket FT51	<i>X1</i>	100	420, 3000	395, 2000
	<i>EK1</i>	100	395, 3000	420, 2000
Ruthuvud FT 62	<i>X1</i>	150	420, 4000	395, 2000
	<i>X2</i>	100	420, 3000	395, 3000
	<i>X3</i>	100	420, 2000	395, 4000
<b>Ytterforsen RT131</b>	<i>EK1</i>	100	125, 2250	143, 2250

Tabell 10.6 Inställningar för automatik **B1**.

### B.2.2 *Automatik B2*

Grundinställningar som **A2**, till detta kommer även en ytterligare fördröjning för de stationer som gränsar till varandra. Fördröjningarna är +250 ms och +350 ms. Fördröjda stationer markeras med fet stil nedan.

<b>Station</b>	<b>Objekt</b>	<b>Storlek [Mvar]</b>	<b>Inkoppling [kV, ms]</b>	<b>Urkoppling [kV, ms]</b>
<b>Aggan CT11</b>	<i>X1</i>	100	420, 1250	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 2250	395, 2250
<b>Stupet CT12</b>	<i>X1</i>	100	420, 1000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 2000
<b>Njaggo CT21</b>	<i>X1</i>	150	420, 2000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1000	395, 2000
<b>Storträsk CT22</b>	<i>X1</i>	100	420, 1350	395, 1350
	<i>X2</i>	100	420, 2350	395, 2350
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	50	125, 1350	143, 1350
<b>Stenforsen CT31</b>	<i>X1</i>	150	420, 3000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 2000
	<i>X3</i>	100	420, 1000	395, 3000
<b>Tornå CT32</b>	<i>X1</i>	150	420, 3250	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 2250	395, 2250
	<i>X3</i>	100	420, 1250	395, 3250
<b>Hällan CT72</b>	<i>X1</i>	150	420, 2000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1000	395, 2000
<b>Dalbo FT 41</b>	<i>X1</i>	100	420, 2250	395, 1250
	<i>EK1</i>	200	395, 2250	420, 1250
<b>Norrås FT42</b>	<i>X1</i>	100	420, 1000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 2000
	<i>X3</i>	100	420, 3000	395, 3000
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	200	125, 1000	143, 1000
<b>Uppmark FT43</b>	<i>EK1</i>	200	395, 1250	420, 1250
<b>Kärnan FT44</b>	<i>X1</i>	150	420, 3350	395, 1350
	<i>X2</i>	100	420, 2350	395, 2350
	<i>X3</i>	100	420, 1350	395, 3350
<b>Mittlanda FT45</b>	<i>EK1</i>	100	395, 1000	420, 1000
<b>Sydköping FT50</b>	<i>X1</i>	150	420, 2250	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 1250	395, 2250
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	200	125, 1250	143, 1250
<b>Blocket FT51</b>	<i>X1</i>	100	420, 2000	395, 1000
	<i>EK1</i>	100	395, 2000	420, 1000
<b>Ruthuvud FT 62</b>	<i>X1</i>	150	420, 3000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 2000	395, 2000
	<i>X3</i>	100	420, 1000	395, 3000
<b>Ytterforsen RT131</b>	<i>EK1</i>	100	125, 1250	143, 1250

Tabell 10.7 Inställningar för automatik **B2**.



### B.2.3 Automatik B3

Grundinställningar som **A3**, till detta kommer även en ytterligare fördröjning för de stationer som gränsar till varandra. Fördröjningarna är +250 ms och +350 ms. Fördröjda stationer markeras med fet stil nedan.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, ms]	Urkoppling [kV, ms]
<b>Aggan CT11</b>	<i>X1</i>	100	420, 1250	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 1750	395, 1750
Stupet CT12	<i>X1</i>	100	420, 1000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1500	395, 1500
Njaggo CT21	<i>X1</i>	150	420, 1500	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1000	395, 1500
<b>Storträsk CT22</b>	<i>X1</i>	100	420, 1350	395, 1350
	<i>X2</i>	100	420, 1850	395, 1850
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	50	125, 1350	143, 1350
Stenforsen CT31	<i>X1</i>	150	420, 2000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1500	395, 1500
	<i>X3</i>	100	420, 1000	395, 2000
<b>Tornå CT32</b>	<i>X1</i>	150	420, 2250	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 1750	395, 1750
	<i>X3</i>	100	420, 1250	395, 2250
Hällan CT72	<i>X1</i>	150	420, 1500	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1000	395, 1500
<b>Dalbo FT 41</b>	<i>X1</i>	100	420, 1750	395, 1250
	<i>EK1</i>	200	395, 1750	420, 1250
Norrås FT42	<i>X1</i>	100	420, 1000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1500	395, 1500
	<i>X3</i>	100	420, 2000	395, 2000
130 kV	<i>EK1</i>	200	125, 1000	143, 1000
<b>Uppmark FT43</b>	<i>EK1</i>	200	395, 1250	420, 1250
<b>Kärnan FT44</b>	<i>X1</i>	150	420, 2350	395, 1350
	<i>X2</i>	100	420, 1850	395, 1850
	<i>X3</i>	100	420, 1350	395, 2350
Mittlanda FT45	<i>EK1</i>	100	395, 1000	420, 1000
<b>Sydköping FT50</b>	<i>X1</i>	150	420, 1750	395, 1250
	<i>X2</i>	100	420, 1250	395, 1750
<b>130 kV</b>	<i>EK1</i>	200	125, 1250	143, 1250
Blocket FT51	<i>X1</i>	100	420, 1500	395, 1000
	<i>EK1</i>	100	395, 1500	420, 1000
Ruthuvud FT 62	<i>X1</i>	150	420, 2000	395, 1000
	<i>X2</i>	100	420, 1500	395, 1500
	<i>X3</i>	100	420, 1000	395, 2000
<b>Ytterforsen RT131</b>	<i>EK1</i>	100	125, 1250	143, 1250

Tabell 10.8 Inställningar för automatik **B3**.

### B.3 AUTOMATIK C

För automatik **C1** är inställningarna som följande, låga spänningsgränser, 395 kV och 125 kV, höga 143 kV och 420 kV. Koppling sker då den ackumulerade tid/spännings-arean utanför spänningsgränsen överstiger 5 kVs, turordning bestäms av storlek på samma sätt som i **A**. För **C2** gäller 4 kVs som gräns och för **C3** 3 kVs.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, kVs,#]	Urkoppling [kV, kVs,#]
Aggan CT11	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
Stupet CT12	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
Njaggo CT21	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
Storträsk CT22	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
130 kV	EK1	50	125, 5, 1	143, 5, 1
Stenforsen CT31	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Tornå CT32	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Hällan CT72	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
Dalbo FT 41	X1	100	420, 5, 2	395, 5, 1
	EK1	200	395, 5, 2	420, 5, 1
Norrås FT42	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 3	395, 5, 3
130 kV	EK1	200	125, 5, 1	143, 5, 1
Uppmark FT43	EK1	200	395, 5, 1	420, 5, 1
Kärnan FT44	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Mittlanda FT45	EK1	100	395, 5, 1	420, 5, 1
Sydköping FT50	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
130 kV	EK1	200	125, 5, 1	143, 5, 1
Blocket FT51	X1	100	420, 5, 2	395, 5, 1
	EK1	100	395, 5, 2	420, 5, 1
Ruthuvud FT 62	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 5, 1	143, 5, 1

Tabell 10.9 Inställningar automatik **C1**.

#### B.4 AUTOMATIK **D**

För automatik **D1** är inställningarna som följande, låga spänningstränser, 395 kV och 125 kV, höga 143 kV och 420 kV. Koppling sker om den ackumulerade tid/spännings-arean under de senaste två sekunderna överstiger 5 kVs, turordning bestäms av storlek på samma sätt som i **A**. För **D2** gäller 4 kVs som gräns och för **D3** 3 kVs. För långsamma förändringar kan man se det som att spänningstränsen har förskjutits 2,5 kV medan in/urkoppling är momentan.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, kVs,#]	Urkoppling [kV, kVs,#]
Aggan CT11	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
Stupet CT12	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
Njaggo CT21	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
Storträsk CT22	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
130 kV	EK1	50	125, 5, 1	143, 5, 1
Stenforsen CT31	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Tornå CT32	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Hällan CT72	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
Dalbo FT 41	X1	100	420, 5, 2	395, 5, 1
	EK1	200	395, 5, 2	420, 5, 1
Norrås FT42	X1	100	420, 5, 1	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 3	395, 5, 3
130 kV	EK1	200	125, 5, 1	143, 5, 1
Uppmark FT43	EK1	200	395, 5, 1	420, 5, 1
Kärnan FT44	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Mittlanda FT45	EK1	100	395, 5, 1	420, 5, 1
Sydköping FT50	X1	150	420, 5, 2	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 1	395, 5, 2
130 kV	EK1	200	125, 5, 1	143, 5, 1
Blocket FT51	X1	100	420, 5, 2	395, 5, 1
	EK1	100	395, 5, 2	420, 5, 1
Ruthuvud FT 62	X1	150	420, 5, 3	395, 5, 1
	X2	100	420, 5, 2	395, 5, 2
	X3	100	420, 5, 1	395, 5, 3
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 5, 1	143, 5, 1

Tabell 10.10 Inställningar automatik **D1**.

## B.5 AUTOMATIK E

För automatik *E* används flera spänningströsklar i kombination med olika fördröjningstider. Övre spänningströsklar är 417,5 kV vilken åtföljs av 2000 ms fördröjning, 420 kV med 1500 ms och slutligen 422,5 med 1000 ms fördröjning. Undre spänningströsklar är 397,5 kV med 2000 ms, 395 kV med 1500 ms och 392,5 kV med 1000 ms fördröjning. I stationer med endast två shuntar används en fördröjning på 1500 ms för första koppling och 1000 ms för den andra kopplingen. I stationer där endast en shunt förekommer har fördröjning satts till 1000 ms vid gränsvärden på 420 och 395 respektive 143 och 125 kV.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, ms]	Urkoppling [kV, ms]
Aggan CT11	X1	100	420, 1000	395, 1000
	X2	100	417,5, 1500	397,5, 1500
Stupet CT12	X1	100	417,5, 1500	397,5, 1500
	X2	100	420, 1000	395, 1000
Njaggo CT21	X1	150	420, 1000	397,5, 1500
	X2	100	417,5, 1500	395, 1000
Storträsk CT22	X1	100	417,5, 2000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
130 kV	EK1	50	125, 1000	143, 1000
Stenforsen CT31	X1	150	422,5, 1000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
	X3	100	417,5, 2000	392,5, 1000
Tornå CT32	X1	150	422,5, 1000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
	X3	100	417,5, 2000	392,5, 1000
Hällan CT72	X1	150	420, 1000	397,5, 1500
	X2	100	417,5, 1500	395, 1000
Dalbo FT 41	X1	100	420, 1000	397,5, 1500
	EK1	200	395, 1000	417,5, 1500
Norrås FT42	X1	100	417,5, 2000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
	X3	100	422,5, 1000	392,5, 1000
130 kV	EK1	200	125, 1000	143, 1000
Uppmark FT43	EK1	200	395, 1000	420, 1000
Kärnan FT44	X1	150	422,5, 1000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
	X3	100	417,5, 2000	392,5, 1000
Mittlanda FT45	EK1	100	397,5, 2000	417,5, 2000
Sydköping FT50	X1	150	420, 1500	397,5, 2000
	X2	100	417,5, 2000	395, 1500
130 kV	EK1	200	125, 1000	143, 1000
Blocket FT51	X1	100	420, 1000	397,5, 1500
	EK1	100	395, 1000	417,5, 1500
Ruthuvud FT 62	X1	150	422,5, 1000	397,5, 2000
	X2	100	420, 1500	395, 1500
	X3	100	417,5, 2000	392,5, 1000
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 1000	143, 1000

Tabell 10.11 Inställningar automatik *E1*.

## B.6 AUTOMATIK F

För automatik **F1-F3** används samma nivåer och fördröjningar som i **A1-**

**A3.** Utöver detta kopplar automatiken för låga eller höga spänningar i angränsande stationer med ytterligare 750 ms fördröjning. Gränserna sträcker sig inte mellan olika spänningsnivåer. De angränsande stationerna anger under respektive stationsnamn.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppling [kV, ms]	Urkoppling [kV, ms]
Aggan CT11	X1	100	420, 2000	395, 2000
CT12, CT21, CT22, CT71	X2	100	420, 3000	395, 3000
Stupet CT12	X1	100	420, 2000	395, 2000
CT11, CT22, CT71	X2	100	420, 3000	395, 3000
Njaggo CT21	X1	150	420, 3000	395, 2000
CT11, CT32, FT44	X2	100	420, 2000	395, 3000
Storträsk CT22	X1	100	420, 2000	395, 2000
CT11, CT12, CT31	X2	100	420, 3000	395, 3000
130 kV <sub>AT131</sub>	EK1	50	125, 2000	143, 2000
Stenforsen CT31	X1	150	420, 4000	395, 2000
CT22, CT32, FT41	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Tornå CT32	X1	150	420, 4000	395, 2000
CT21, CT31, FT42, FT44	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Hällan CT72	X1	150	420, 3000	395, 2000
CT71	X2	100	420, 2000	395, 3000
Dalbo FT 41	X1	100	420, 3000	395, 2000
CT31, FT42, FT61	EK1	200	395, 3000	420, 2000
Norrås FT42	X1	100	420, 2000	395, 2000
CT32, FT41, FT43, FT44, FT50	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 4000	395, 4000
130 kV <sub>RT131, RT132</sub>	EK1	200	125, 2000	143, 2000
Uppmark FT43	EK1	200	395, 2000	420, 2000
FT42, FT44, FT45, FT47				
Kärnan FT44	X1	150	420, 4000	395, 2000
CT21, CT32, FT42, FT43	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Mittlanda FT45	EK1	100	395, 2000	420, 2000
FT42, FT47				
Sydköping FT50	X1	150	420, 3000	395, 2000
FT42, FT51, FT62	X2	100	420, 2000	395, 3000
130 kV <sub>RT133, RT132</sub>	EK1	200	125, 2000	143, 2000
Blocket FT51	X1	100	420, 3000	395, 2000
FT50	EK1	100	395, 3000	420, 2000
Ruthuvud FT 62	X1	150	420, 4000	395, 2000
FT50, FT61, FT63	X2	100	420, 3000	395, 3000
	X3	100	420, 2000	395, 4000
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 2000	143, 2000
FT42, RT133				

Tabell 10.12 Inställningar automatik **F1**.

## B.7 AUTOMATIK G

För automatik **G1-G3** används samma nivåer och fördröjningar som i **A1-A3** för enskilda shuntar. Men utöver detta finns även alternativet att automatiken kopplar i grupp, om två eller flera shuntar finns tillgängliga för att höja eller sänka spänning kan gruppkoppling ske. I stationer där största shunten är 200 Mvar aktiveras gruppkoppling vid 5 kV avvikelse från gräns, för 150 Mvar vid 3 kV och 100 Mvar 2,5 kV. Vid gruppkoppling räknas alla shuntar in, även på olika spänningsnivåer.

Station	Objekt	Storlek [Mvar]	Inkoppl. [kV, ms]	Urkoppl. [kV, ms]	Grupp
Aggan CT11	X1	100	420, 2000	395, 2000	422,5 kV,
	X2	100	420, 3000	395, 3000	392,5 kV
Stupet CT12	X1	100	420, 2000	395, 2000	422,5 kV,
	X2	100	420, 3000	395, 3000	392,5 kV
Njaggo CT21	X1	150	420, 3000	395, 2000	423 kV,
	X2	100	420, 2000	395, 3000	392 kV
Storträsk CT22	X1	100	420, 2000	395, 2000	422,5 kV, 392,5 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
130 kV	EK1	50	125, 2000	143, 2000	
Stenforsen CT31	X1	150	420, 4000	395, 2000	423 kV, 392 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
	X3	100	420, 2000	395, 4000	
Tornå CT32	X1	150	420, 4000	395, 2000	423 kV, 392 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
	X3	100	420, 2000	395, 4000	
Hällan CT72	X1	150	420, 3000	395, 2000	423 kV,
	X2	100	420, 2000	395, 3000	392 kV
Dalbo FT 41	X1	100	420, 3000	395, 2000	425 kV, 390
	EK1	200	395, 3000	420, 2000	kV
Norrås FT42	X1	100	420, 2000	395, 2000	425 kV, 390 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
	X3	100	420, 4000	395, 4000	
130 kV	EK1	200	125, 2000	143, 2000	
Uppmark FT43	EK1	200	395, 2000	420, 2000	Ingen grupp
Kärnan FT44	X1	150	420, 4000	395, 2000	423 kV, 392 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
	X3	100	420, 2000	395, 4000	
Mittlanda FT45	EK1	100	395, 2000	420, 2000	Ingen grupp
Sydköping FT50	X1	150	420, 3000	395, 2000	425 kV, 390 kV
	X2	100	420, 2000	395, 3000	
130 kV	EK1	200	125, 2000	143, 2000	
Blocket FT51	X1	100	420, 3000	395, 2000	422,5 kV,
	EK1	100	395, 3000	420, 2000	392,5 kV
Ruthuvud FT 62	X1	150	420, 4000	395, 2000	423 kV, 392 kV
	X2	100	420, 3000	395, 3000	
	X3	100	420, 2000	395, 4000	
Ytterforsen RT131	EK1	100	125, 2000	143, 2000	Ingen grupp

Tabell 10.13 Inställningar automatik **G1**.

## C. UTVÄRDERING AV NOGGRANNHET I SIMULERINGAR

Simuleringarna görs utifrån samma startläge vid varje enskild körning. Trots detta varierar simuleringens resultat en aning mellan körningarna. Därför har denna resultatvariation undersöktes för att säkerställa att de slutsatser som dras från erhållna resultat är relevanta.

Bland inställningarna i ARISTO finns det bl.a. en möjlighet att låta lasten variera enligt en stokastisk funktion för att på så vis representera en naturlig lastvariation i ett system. För att avgöra vilka inställningar som ger mest likartade resultat genomfördes tio simuleringar med stokastisk lastvariation och tio stycken utan. Motivet för att stänga av de stokastiska lastvariationerna var att reducera det brus som introduceras i systemet, vilket därmed förväntas bidra till att i större utsträckning erhålla samma resultat vid två upprepade simuleringar.

### C.1 STYRNING AV ARISTO VID SIMULERING

För att göra simuleringarna jämförbara mellan olika körningar beräknades startlösningen om inför varje simulering. Detta är ett sätt att uppdatera realtidsdatabasen i ARISTO som annars inte återställs helt mellan två simuleringar (t.ex. återtar inte lindningskopplare sin ursprungsposition om inte startlösningen räknas om). Från det att simuleringen startas appliceras felet alltid en minut efter starten, samt att simuleringen alltid stoppas efter en förutbestämd och fixerad tid. Detta förfarande är för att kunna jämföra simuleringens resultat mellan olika körningar.

### C.2 JÄMFÖRELSE AV HÄNDESEFÖRLOPP

Jämförelsen gjordes i modell NORDIC32-svedala, driftläget som användes för att göra utvärderingen är det vinterscenario som används i studien med samma felfall, bortfall av produktionsenhet. Automatiken som användes är A1. Nedan beskrivs händelseförloppet i korthet.

En generator i de centrala delarna som upprätthåller både reaktiv och aktiv effekt faller från på grund av ett fel och kopplas bort. Spänningen sjunker momentant i området men återhämtar sig inom 10 s och är då ungefär 0,96 pu. Den ökande laståterhämtningen via lindningskopplare börjar efter 20 s och gör att spänningen sjunker och att strömmarna i ledningarna ökar. Några automatiker kopplar, men gör inte tillräckligt stor skillnad för att lindningskopplarna ska sluta verka. Med detta ökar förluster och distansskydd kopplar bort ledningar på grund av att impedansen blir för hög, i början på zon 1 och sedan zon 2. Genom detta isoleras den centrala delen av systemet vilket innebär att produktion och last är separerade. På grund av detta kopplas produktion ifrån på grund av över och underfrekvens, varefter systemet kollapsar.

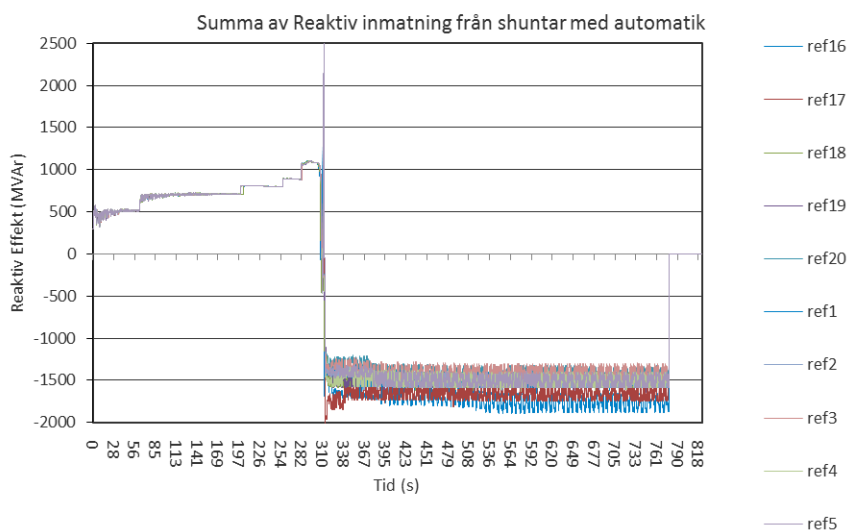
### C.3 MÄTRESULTAT UTAN STOKASTISK LASTVARIATION

Skillnader i reaktiv inmatning från shuntar uppstår efter kollaps mellan de olika körningarna, 4/10 reagerar annorlunda gentemot majoritetsfallet, det finns fyra olika slutvärden. Då skillnaderna inträffar efter kollaps gör det ingen skillnad i studien eftersom att vi studerar förloppet fram till kollaps.

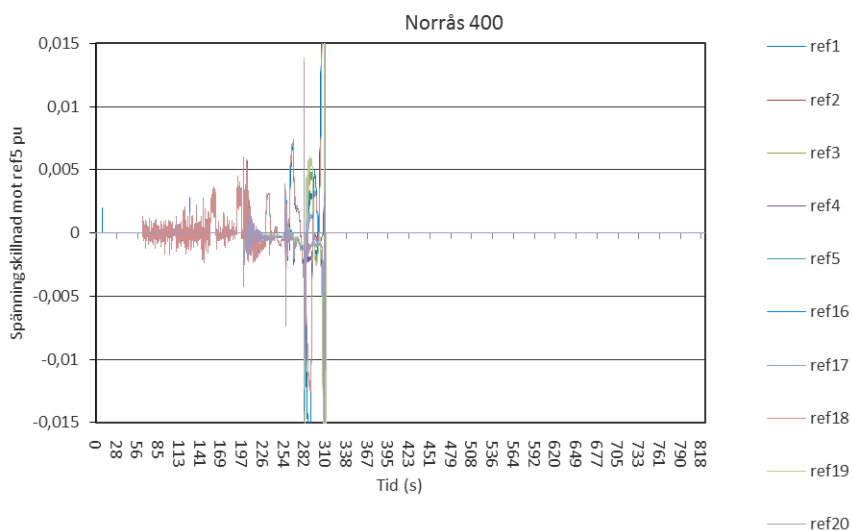
I en av simuleringarna kommer det en spänningsspike i Sydköping precis innan kollaps vilket förklarar spiken i reaktiv inmatning från ekbatteriet i den stationen. I en annan körning så sker ingen kollaps i Sydköping, där uppstår istället pumpning mellan EK-batteri och reaktor.

Mätstation/ Värde	Norrås 400	Sydköping 400	Norrås 130	Sydköping 130	Kärnan G1
Min	310,2	310,92	310,2	310,92	310,2
Max	310,68	312,07	310,68	312,07	310,56
Medel	310,41	311,4	310,46	311,4	310,36
Avvikelse kring medel	- 290, +270 ms	- 120, +670 ms	- 260, +220 ms	- 120, +670 ms	- 160, +200 ms
Anmärkning		1 spik		1 Spik	
Felaktig körning		1		1	

Tabell 10.14 Tid i sekunder fram till spänningslös station.



Figur 10.2 Reaktiv inmatning från shuntar med automatik i de tio fallen.



Figur 10.3 Spänningsskillnad i pu vid jämförelse med ref15.



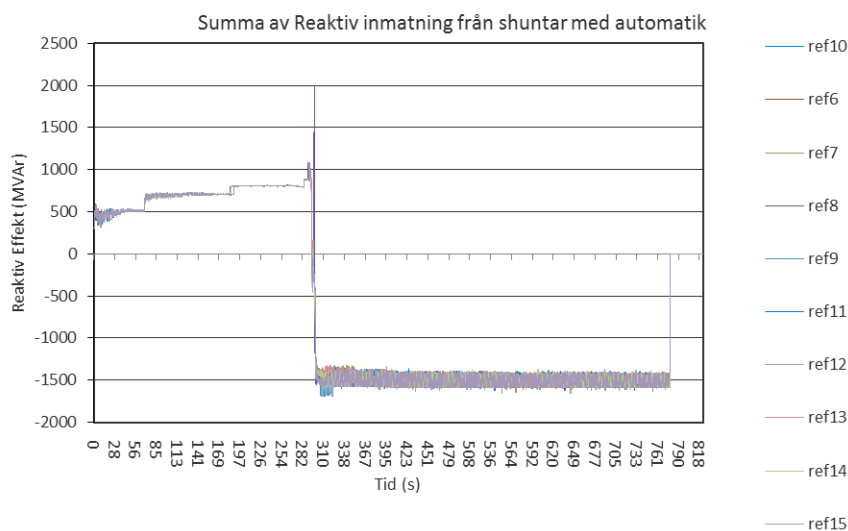
#### C.4 MÄTRESULTAT MED STOKASTISK LASTVARIATION

Skillnader i reaktiv inmatning från shuntar uppstår efter kollaps mellan de olika körningarna, 4/10 reagerar annorlunda gentemot majoriteten, dock är det bara två typer av avvikelser med två representerade av varje sort.

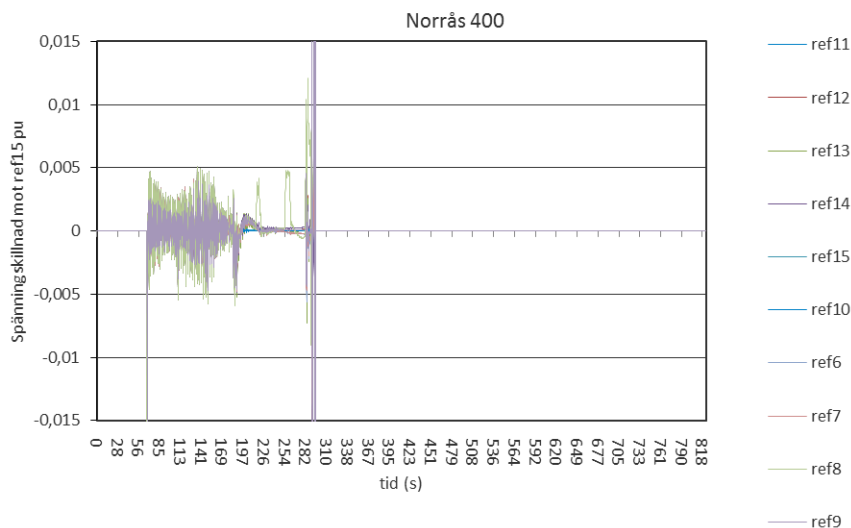
Även här kommer det en spänningsspike i Sydköping precis innan kollaps. Då detta inträffat i både fallet med och utan lastvariation antas det inte påverkas av inställningarna.

Mätstation/ Värde	Norrås 400	Sydköping 400	Norrås 130	Sydköping 130	Kärnan G1
Min	295,87	296,57	295,87	296,57	295,63
Max	296,11	297,75	296,11	297,75	295,75
Medel	295,975	296,75	295,96	296,75	295,74
Avvikelse kring medel	- 105, +135 ms	- 180, +1000 ms	- 90, +150 ms	- 180, + 1000 ms	- 110, +10 ms
Anmärkning		1 spik		1 spik	

Tabell 10.15 Tid i sekunder fram till spänningslös station.



Figur 10.4 Reaktiv inmatning från shuntar i de tio fallen med Lastvariation



Figur 10.5 Spänningsskillnad i pu vid jämförelse med ref5.

### C.5 SLUTSATS

Kollaps sker snabbare med stokastisk lastvariation, skillnaden ligger i att automatiken hinner koppla en shunt mer i körningarna utan lastvariation. Skillnader i när automatiken kopplar är +/-1s mellan de olika fallen, det är även med denna tidsvariation som de skiljer i kollaps. Händelseförloppen är i körningarna med lastvariation är mindre spridda, detta är dock efter det att kollaps skett. Fram till kollaps är det ingen större skillnad mellan körningar av samma typ.

I ett av fallen utan lastvariation uteblev kollaps i Sydköping. Skillnader i spänning är mindre mellan olika körningar.

Pumpning uppstod i en av körningarna utan lastvariation. Detta mellan ett EK-batteri och en reaktor i Sydköping, detta åtgärdades genom att implementera blockering av ek-batteri 5 min för urladdning efter urkoppling, vilket motsvarar inställningar i stamnätet. I båda mätningarna är 6/10 resultat likvärdiga, med detta som bakgrund görs 3 st. simuleringkörningar av varje automatik. Om det bland resultaten inte finns ett fall som får majoritet görs ytterligare 2 simuleringar.

Om skillnaden mellan två händelser i olika automatiker inte är större än +/-1 sekund anses de vara likvärdiga, detta på grund av variationen i utfall.

## D. MINNESANTECKNINGAR FRÅN INTERVJUER

*I denna bilaga presenteras material från de intervjuer som genomförts. Utifrån resultaten av intervjuerna har följande slutsatser dragits.*

- Förändringar i automatiker rör i första hand tidsinställningar. Detta då storleken på shuntar redan idag gör det krångligt att reglera spänningen inom normaldriftsintervall. [14]
- Att automatik inte bör vara snabbare än återinkoppling, detta leder till onödiga kopplingar. [29]
- Automatiker i olika stationer kan kommunicera med varandra. [30]

### D.1 FRÅGOR VID INTERVJU MED BERTIL KIELÉN - 120608

#### Hur länge har du jobbat på SvK?

Sedan starten -92. Har jobbat i kontrollrummet sedan slutet av 1992.

### **I dina arbetsområden står det driftanalys, samt vhi. Vad innebär det lite mer utförligt?**

SvK-vhi (vakthavande ingenjör) är den funktion i SvKs Nätkontroll som har det övergripande ansvaret för stamnätet och utlandsförbindelserna.

Driftanalys innebär analys av det aktuella driftläget som stöd till vhi men även driftläget i framtiden (0-3 år).

### **Hur har man arbetat med inställningar i extremspänningsautomatik (EVA) tidigare? Strategi för nuvarande inställningarna?**

Man har vad jag vet inte haft någon övergripande strategi omkring inställningarna. Däremot så har vissa faktorer tagits hänsyn till. Bland annat får extremspänningsautomatiken inte vara snabbare än tid för bortkoppling av fel och snabbåterinkopplingsautomatiken. Detta för att kortslutningar och liknande skall hanteras rätt.

### **Vad har man tagit hänsyn till för faktorer? (andra shuntar, ledningslängder, ställverksutformning, närliggande resurser etc.)**

Noggrannheten och "hysteres" på spänningsmätningen och tiden för att kopplingen sker har man tagit hänsyn till.

Shuntarnas är någorlunda anpassade efter sin plats, storleken är dock standardiserad, men det är samma inställningar oavsett driftläge. Viss hänsyn har dock tagits efterhand för att undvika reaktorpumpning.

### **Hur vill man att EVA ska uppföra sig ur driftsynpunkt? Ska inställningarna var väldigt lika varandra eller anpassade efter varje enskild punkt i nätet?**

Det hade varit bra om inställningarna är gjorda efter samma "algoritm" för att öka förutsägbarheten, men behovet i varje enskild station måste få styra.

### **Olika förslag på automatiker: (kommentarer)**

#### **Minskad spänningintervall för att hålla högre spänning.**

Här finns ett problem med mätnoggrannheten som ligger på +/-1 %, detta skulle kunna leda till oönskade och kopplingar.

#### **Förändrade tidsinställningar för snabbare koppling.**

Så länge det inte leder till onödiga kopplingar, SÅI och brytare måste fortfarande var snabbare än eva.

#### **Koppling med hänsyn till spänningsförändring genom att integrera över en viss period och på så sätt få en spänning-tids area som gränsvärde.**

Detta kan vara en intressant möjlighet.

#### **Att koppla i grupp vid större förändringar**

Kan också var intressant, man ska dock följa de tekniska riktlinjerna och spänningsförändringen får inte överstiga 3 %.

#### **Ett av förslagen är att man reglerar mot annan punkt (underliggande spänning) istället för mot 400/220 kV.**

Detta kanske är genomförbart om man tar hänsyn till lindningskopplarens läge, men jag är lite tveksam. En variant hade kanske varit att spänningen i ett område styr automatikerna i ett annat område som ett skydd mot ett stundande spänningsfall.

## **D.2 FRÅGOR VID INTERVJU MED GERT KIMSTEN - 120619**

### **Hur länge har du jobbat på SvK(vattenfall)?**

Jag har jobbat på vattenfall sedan -75 och SvK sedan -93. Har jobbat med konstruktion, drifttagning och underhåll, Turbinreglering inom vattenkraft

### **Ditt arbetsområde är Datoriserad kontrollanläggning, vad innebär det lite mer utförligt?**

Arbetet på avdelningen kontrollanläggning på nätutbyggnadsenheten innebär bland annat att vi realiserar automatiken i reläinställningsplaner samt skriver tekniska riktlinjer för kontrollanläggningar. Vi arbetar även med kravspecifikationer för den utrustning som finns i anläggningarna.

### **Hur har man arbetat med inställningar i extremspänningsautomatik (EVA) tidigare?**

Man har egentligen bara tröskelspänningar och sen olika grad av fördröjning innan man slår till eller från. Dessa anpassas "standardiserat" efter varandra inom stationen, man har oftast in kollat på närliggande stationera inställningar.

### **Finns det en strategi eller standard för nuvarande inställningar? Följdfråga om ja, Vad har man tagit hänsyn till för faktorer? (andra shuntar, ledningslängder, ställverksutformning, närliggande resurser etc.)**

Se föregående, dagens gränser finns i driftinstruktion D042.

### **Vilken typ av operationer kan man utföra med dagens kontroll utrustning?**

Det finns ett par olika generationer av kontroll utrustning, de utrustningar vi installerat på senare tid har möjligheter till mycket styrning, t.ex. pi-reglering. De äldre som bygger på reläteknik är inte lika flexibla och gör bara max/min-mätningar.

### **Hur ser mätutrustningen ut i stationerna, vad kan man mäta, vilken typ av mätfel finns?**

Man kan mäta ungefär allt, enligt Tekniska riktlinjer får mätfel vara +/- 0.5%, utrustningen klarar +/-0.2%

### **Vilken typ av fördröjningar finns i kontrollsystemet?**

Beräkningsfördröjningen är 5-10 ms, för I/O portar så är omställningen momentan.

Mätning för extremspänningsautomatik sker på skenan, oftast den som apparaten är kopplad till, i vissa fall mäter man på övriga skenor i andrahand.

### **Finns det fler olika effekter liknande reaktorpumpning man behöver ta hänsyn till i kraftsystemet? Vilka andra system ligger inom samma tidsintervall?**

Inom stationer skall pumpning inte uppstå, men kan ändå göra det på grund av att man inte använder samma insignal till de olika automatikerna.

### **Hur ofta kan man koppla in och ur kondensatorer/reaktorer med kontrollenheterna?**

Kondensatorer måste ladda ur ~4-5 minuter, reaktorer kan man koppla ofta, se driftinstruktioner eller liknande riktlinje.

### **Olika förslag på automatiker:**

#### **Minskade spänningintervall för att hålla högre spänning.**

Till och frånslag ska anpassas så att de inte gå in i varandra på grund av tidsfördröjningar. Styrautomatiken har stöd för automatisk spännings reglering, vilket kan vara ett alternativ för att vara mer aktiv med shuntar.

#### **Koppling med hänsyn till spänningsförändring genom att integrera över en viss period och på så sätt få en spänning-tids area som gränsvärde.**

Det finn stöd för detta i den nyare hårdvaran och PLC:er, pid-regleringen finns i mjukvaran.

#### **Att koppla flera shuntar i grupp vid större förändringar**

Inga problem rent tekniskt sett, om det är förenligt med riktlinjerna kan man göra så.

#### **Ett av förslagen är att man reglerar mot annan punkt (underliggande spänning i samma station, omvänd spänningsreglering) istället för mot 400 kV.**

Detta kan man göra, vi brukar dock inte skicka mätvärden över kommunikationen utan bara styr signaler, så beräkningen sker fortfarande i "mätstationen".

### D.3 FRÅGOR VID INTERVJU MED PER WIKSTRÖM

#### **Hur länge har du jobbat på SvK(vattenfall)?**

Jag har jobbat på SvK i 14 år på driftavdelningen, bland annat som DC-operatör och vhi.

#### **Din arbetsbetäckning är enhetschef Driftcentral Syd, vad innebär det lite mer utförligt?**

Jag har ansvar för att principer för drift- och elsäkerhet följs. Kort innebär det att vi inte överskrider några otillåtna gränsvärden. Ser till att den reaktiva balansen i systemet.

#### **Hur ofta går extremspänningsautomatiken in i dagsläget, uppskattningsvis? Hur ofta bör den koppla?**

Vårt mål som driftoperatörer är att extremspänningsautomatiken inte skall behöva användas, tidigare har det varit lättare att följa den devisen, men efterhand som vi får svårare driftläggningar så hinner man ibland inte med som operatör. Vid större störningar så fyller den en bra funktion. Dock kan den ibland vara ett problem vid vissa driftläggningar varför vi ställer ifrån automatiken och bara kopplar manuellt.

Det har gjorts någon utredning om hur mycket automatiken används, men jag kommer inte ihåg några siffror just nu, du kan kolla med Martin Bensing. Är antalet kopplingar i storlekordningen 10-20 ggr så är det många kopplingar.

#### **Hur viktigt är det att inställningarna i olika stationer liknar varandra, i form av fördröjningstider, spänningsnivåer osv? Hur "förutsägbar" måste extremspänningsautomatiken vara?**

Som operatör utvecklar man en känsla för hur man ska hantera kopplingen av shuntar, olika operatörer har lite olika strategier. En rutin bygger ju till viss del på att man kan förutsäga beteenden. I stort kan man säga att även om vi har möjlighet att veta exakta nivåer för en enskild automatik så är det sällan något man har tid att lära sig. Vi jobbar utifrån det förutsättningar som ges och om vi tycker att någon inställning är helt fel så anmäler vi detta. Eftersom att vi egentligen förutsätter att vi jobbar under förhållanden där automatiken inte används så spelar förutsägbarheten inte lika stor roll. Dessutom förändras förutsägbarheten med varje driftläggning, så man kan inte räkna in alla faktorer alltid.

#### **Om man har möjlighet att koppla flera shuntar av samma typ i en station, brukar man då följa något speciellt flöde, störst först eller liknande? Spara man den shunt som är "snabbast" dvs. minst tidsfördröjd eller alternerar man för att slita brytare jämnt?**

När operatörer kopplar shuntar så kopplar man oftast den minsta först, sen växlar man till den större och till slut kör man in båda. I tvåbrytarställverk så finns det instruktioner för vilken brytare som skall användas, men i övrigt så är det inget som vi behöver ta hänsyn till. En del av automatikerna sköter detta själv och ser till att fördröjningarna beror på vad som är inkopplat, t.ex. sege.

Vid reaktiv effektbalans jobbar vi också med att ha de snabba följsamma resurserna tillgängliga i största möjliga grad, detta innebär att vi jobbar med att frigöra SVC:er, synkronkompensatorer och generatorer så att de kan producera reaktiv effekt så nära noll genom att koppla in shuntar i deras ställe.

#### **Gör man idag kopplingar i grupp, dvs. kopplar mer än en apparat samtidigt? vad är i så fall förutsättningarna som skall uppfyllas?**

Nej, detta brukar vi inte göra, dels för att shuntarna är ganska stora och kan påverka fler delar av nätet men även eftersom att vi jobbar med planerad pålastning och driftläggning. I en timskarv där man har snabba förändringar så kanske det kan vara aktuellt, men

antagligen inte. När HVDC-länkar rampas snabbt kan detta leda till stora förändringar i reaktivt effektutbyte, så där kan jag tänka mig att man skulle kunna koppla i grupp. Men det är bättre att en operatör som har ett långsiktigt perspektiv gör detta istället för att en automatik gör det.

Vid HVDC-terminaler finns det filter som ligger och matar in reaktiv effekt en tid (60 s) efter att anslutningen stängts och då går ibland automatiken in för att kompensera detta, det blir en onödig koppling eftersom att det åter går sen igen, så här brukar operatörer i förväg koppla ur automatiken för att undvika två på varandra följande omkopplingar "störningar"

### **Finns det fler olika effekter liknande reaktor-pumpning man behöver ta hänsyn till i kraftsystemet? Vilka andra system ligger inom samma tidsintervall?**

Inte som jag kan dra mig till minnes nu, har själv inte varit med om pumpning vid arbetspass så jag kan inte säga så mycket om det. Läs rapporter från avbrott 2003 och se om du kan prata med någon av de inblandade om det?

### **Har du någon idé om vad som kan vara en intressant parameter för att styra automatiken? (förutom tidsfördröjning, spänningsnivå )**

Jag gillar smarta tekniska lösningar, men ju mer man tänker på och räknar in i en "black box"-lösning så får det mer oanade effekter som man inte räknat med. En enkel lösning är nog att föredra.

### **Olika förslag på automatiker:**

#### **Minskade spänningintervall för att hålla högre spänning. (gränsvärden närmare normalspänningsintervall)**

Detta kan fungera när man har intakt nät, men det har vi oftast inte, och i vissa fall är nätet väldigt spänning känsligt, då är det bättre att operatörerna får göra bedömningarna. Eftersom att shuntarna är så pass stora ger de väldigt stort utslag om man ligger nära gränserna. Om de varit hälften så stora hade nog denna typ av förändring inte varit orimlig.

#### **Förändrade tidsinställningar för "snabbare" till/frånkoppling.**

För operatörerna så gör en sekund skillnad på automatiken direkt ingen skillnad hit eller dit, så om det är bättre för systemet kan det användas.

#### **Koppling med hänsyn till spänningsförändring vilket gör att ett större omslag leder till kortare kopplingstid, tid-spänningsarea som gränsvärde.**

Detta är en bra idé, går i linje med hur operatörerna jobbar också, om det inte är en stor överskridning av gränsvärden kan man vänta ur den.

#### **Att koppla flera shuntar i grupp vid större förändringar**

Se kopplingar i grupp, men i korthet kanske inte fördelaktigt att ha automatiskt.

#### **Ett av förslagen är att man reglerar mot annan punkt (liknande omvänd spänningsreglering) istället för mot 400 kV**

Vid omvänd spänningsreglering så får man skeva spänningsprofiler, något som leder till problem och större förluster. Helst vill man inte använda omvänd spänningsreglering eftersom att det sänker effektiviteten i nätet, men det kan kanske vara intressant att ställa automatiken för 130 kV-shuntar mot 400kV istället så att de är med och kopplar. Vid en större störning så hinner de inte reagera eftersom att förändringen på 130 är fördröjd och att gränsvärdena på shuntarna blir för "låga". Storleksskillnaden på reaktorer och kondensatorer gör också att man får reaktiva underskott och spänning känsligheten ökar.

## E. ANALYS AV DATA

I denna bilaga presenteras det urval av simuleringsdata som gjorts samt analyser av denna, beskrivning av händelseförlopp samt jämförelser och redovisning av skillnader gentemot referens.

### E.1 VINTERBELASTNING MED BORTFALL AV PRODUKTION

För varje automatik redovisas hur händelseförloppet skiljer sig mot referensförloppet (d.v.s. händelseförloppet när simulering gjorts med automatik A). Skillnader redovisas med hjälp av grafer från simuleringarna samt med en sammanfattande tabell i slutet av varje avsnitt. De storheter som jämförs är bl.a. spänning i de stationer där denna sjunker okontrollerat vid referenssimuleringen (i Norrås och Sydköping), frekvensen i Aggan och Trollfallen, den reaktiva inmatningen från samtliga shuntar och SVC:er i systemet samt den reaktiva inmatningen från generator G1 i Kärnan.

#### E.1.1 Automatik A, Referensautomatik

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns A1, A2 och A3, där A1 har den längsta tidsfördröjningen och A3 den kortaste.

##### E.1.1.1 Händelseförlopp vid scenario VA

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering VA1 utförligt, samt VA2 och VA3 i korta drag.

##### Initialt fel

Generator G2 i Erikshamn får ett fel på 0 ohm vilket medför bortkoppling efter 100 ms. Innan fel producerar generatoren 540 MW och 135 MVar.

##### 0-15 s (efter initialt fel)

Spänningarna i de centrala delarna sjunker momentant. I Erikshamn sjunker spänningen till 0.6 p.u. och i Mittlanda till 0.7 p.u., spänningarna stabiliserar därefter på en nivå kring 0.95 p.u efter att de initiala pendlarna dämpats ut. Frekvensen sjunker p.g.a. effektbortfallet och når som lägst 49.27 Hz innan den stiger igen efter gensvaret den reglerstyrka som finns i systemet. Förbrukningen i systemet minskar med ca 300 MW till största del på grund av de lägre spänningarna och men även den lägre frekvensen. Till en början uppstår förbrukningspendlingar men efter de första 15 sekundera har dessa dämpats ut.

Den reaktiva inmatningen från flertalet generatorer ökar för att ersätta den spänningsstöttning som Erikshamn G2 bidrog med innan fel, men även för att täcka de ökade reaktiva förlusterna på kvarvarande ledningar.

##### 16-45 s

Första lindningskopplaren agerar efter 16 sekunder och förbrukningen återhämtar sig succesivt till en nivå på 200 MW under utgångslägets, eftersom spänningen nu stiger. Den reaktiva inmatningen från generatorerna i systemet är nu 1000 MVar högre än före fel. Frekvensen fluktuerar efter 30 sekunder runt ett jämviktsläge på 49.8 Hz p.g.a. inställningsfelet i systemet (och ingen sekundärreglering har genomförts).

##### 46-70 s

Lindningskopplarna fortsätter att försöka återställa spänningen på nedsidan, men istället sjunker spänning eftersom vid varje steg lindningskopplaren tar så stiger förbrukningen. Efter 67 s har spänningen blivit så låg att första extremspänningsautomatiken kopplar för att höja spänningen (shuntkondensator i Dalbo).

## 71-190 s

Spänningen fortsätter sjunka medan lindningskopplarna automatiken jobbar vidare i ett försök att återställa spänningen på nedsidan. Extremspänningsautomatiken i Blocket kopplar ur reaktorn i stationen 185 s efter initialt fel eftersom spänningen i Blocket nu var under 395 kV under tillräckligt lång tid.

## 191-291 s

Spänningen sjunker fortfarande och lindningskopplarna stegar. Extremspänningsautomatiken i Storträsk och Blocket kopplar nu in varsin shuntkondensator.

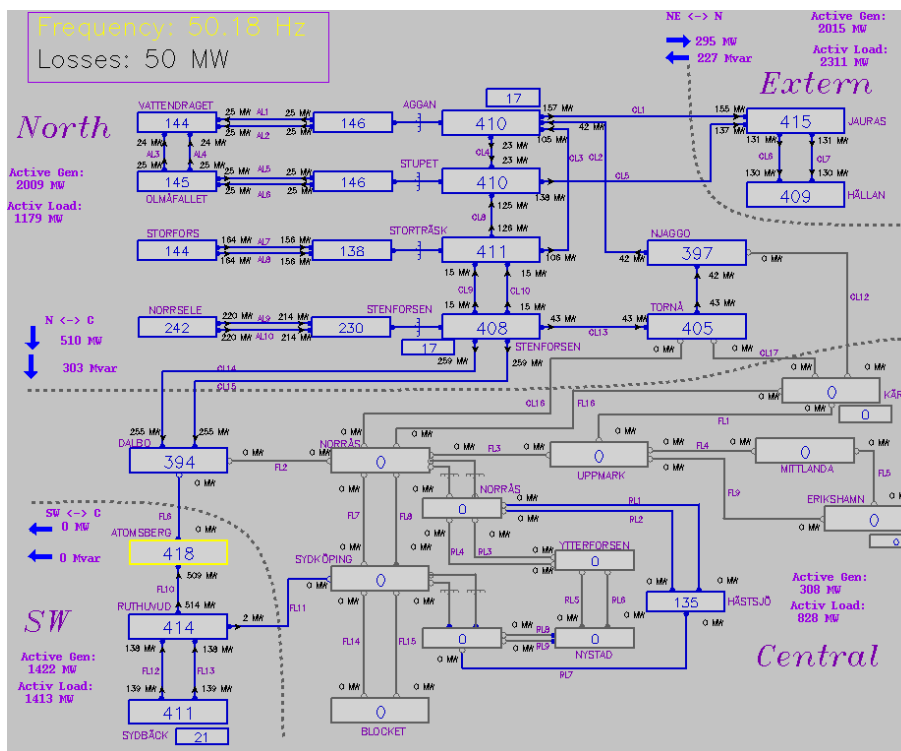
## 292-295 s

Nu blir kvarvarande ledningar allt mer lastade. Distansskyddet för 400 kV-ledningen FL7 mellan Sydköping och Norrås löser på zon 1 vilket snabbt följs av kaskadutlösningar från övriga ledningar till det centrala lastområdet, med undantag från FL1, FL3 och FL4, vilka fränkopplas först efter att kollaps skett.

I samband med kaskadutlösningarna går även övermagnetiseringsskydd av generator G1 i Kärnan i gräns, varefter denna kopplas bort från nätet på grund av att spänningen inte längre kan hållas.

## 295 s

Spänningskollaps sker i den centrala delen efter 295.75 s.



Figur 10.6 Systemets situation efter kollaps.

Händelseförloppen vid scenario **VA2** och **VA3** liknar **VA1** på det sätt i vilken följd förhållanden i systemet förändras. Det som skiljer både **VA2** och **VA3** från **VA1** är att extremspänningsautomatiken agerar tidigare i båda fallen jämfört med **VA1**. Vid jämförelse är det också en geografisk skillnad i båda fallen då automatiken i Sydköping agerar istället för Blocket vilket innebär spänningsökning närmare kollapsområdet.

På grund av tidiga agerandet av extremspänningsautomatik i **VA2** och **VA3** blir inmatningen av reaktiv effekt i systemet större än i **VA1**. Med detta sker en större spänningshöjning än i **VA1** vilket fördröjer lindningskopplarnas andra steg omkring 60 sekunder. Tack



vare detta sjunker spänningen inte lika snabbt i systemet och kollaps sker nästan sex minuter senare i **VA2** och **VA3** jämfört med **VA1**.

### E.1.1.2 Urval av mätdata

#### VA1

Fem simuleringar lät göras för **VA1**, vilka har benämnts **VA11-VA15**. Samma förlopp erhöles vid samtliga simuleringar, däremot erhöles i två av simuleringarna en spänningsspic i Sydköping i samband med spänningsskollaps. Simulering **VA11** valdes för att representera **VA1**.

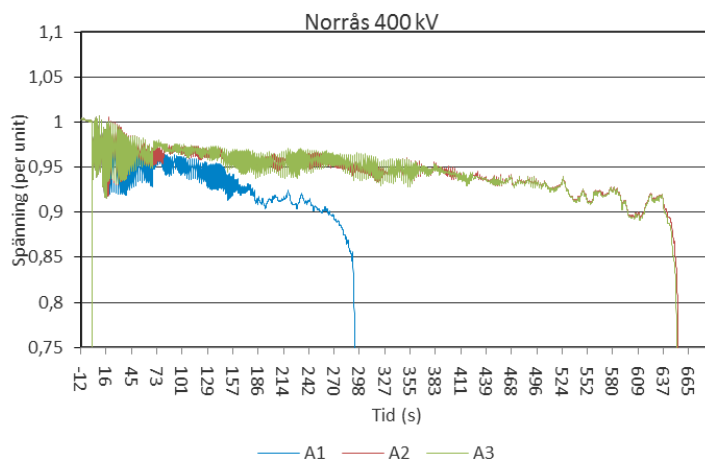
#### VA2

Tre simuleringar lät göras för **VA2**, vilka benämns **VA21-VA23**. Samma förlopp erhöles vid samtliga simuleringar, däremot erhöles i en av simuleringarna en spänningsspic i Sydköping i samband med spänningsskollaps. Simulering **VA21** valdes för att representera **VA1**.

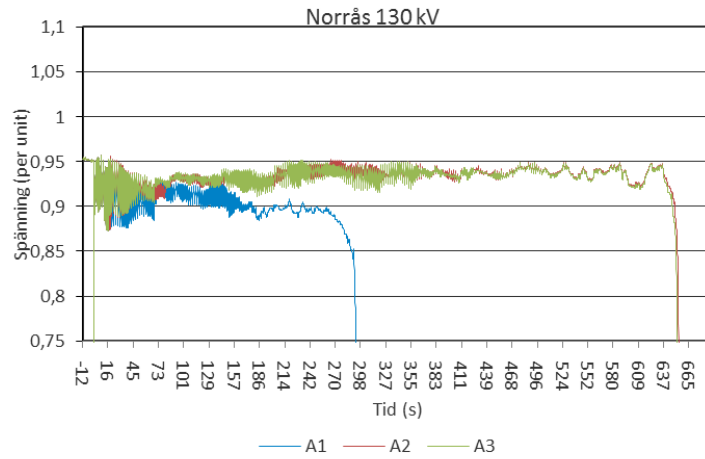
#### VA3

Fem simuleringar lät göras för **VA3**, vilka benämns **VA31-VA35**. Spänningsskollaps under de fem simuleringarna inträffade vid tre olika tillfällen, åtskilda cirka 120 s från tidigare till senaste tidpunkt för spänningsskollaps. Den simulering som gav en tid mellan dessa resultat, **VA31**, valdes till att representera **VA3**.

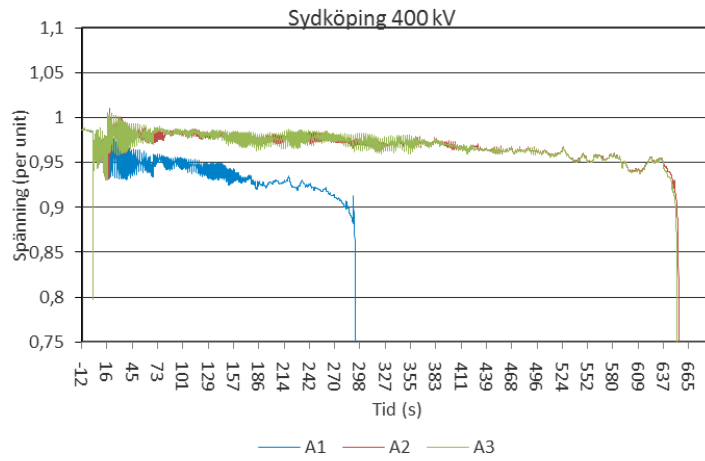
### E.1.1.3 Jämförelse av förlopp



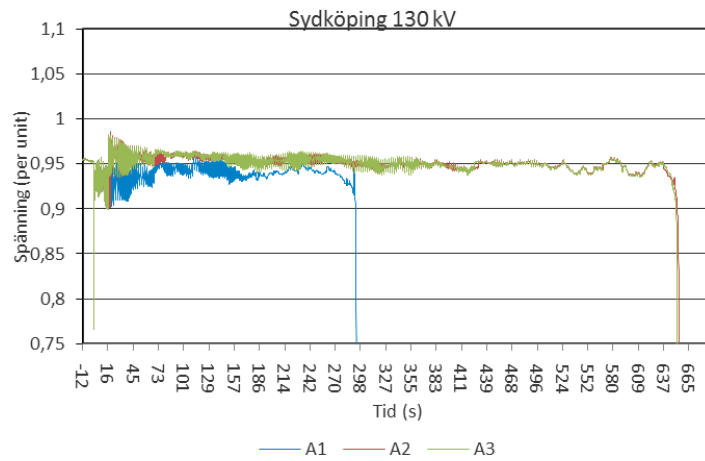
Figur 10.7 Spänningar i Norrås 400 kV.



Figur 10.8 Spänning Norrås 130 kV.

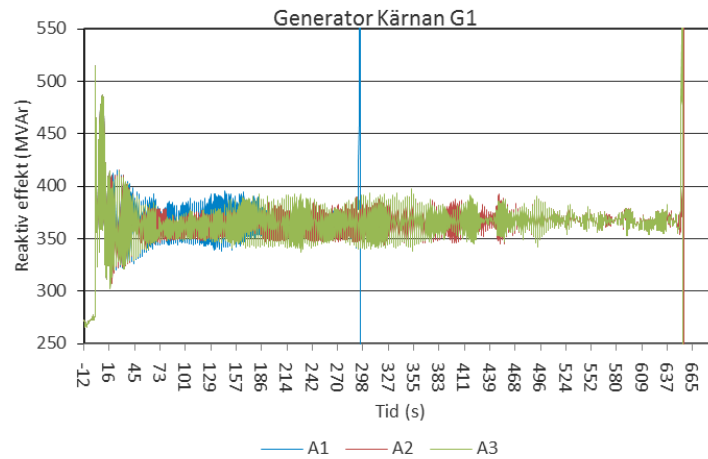


Figur 10.9 Spänningar i Sydköping 400 kV.



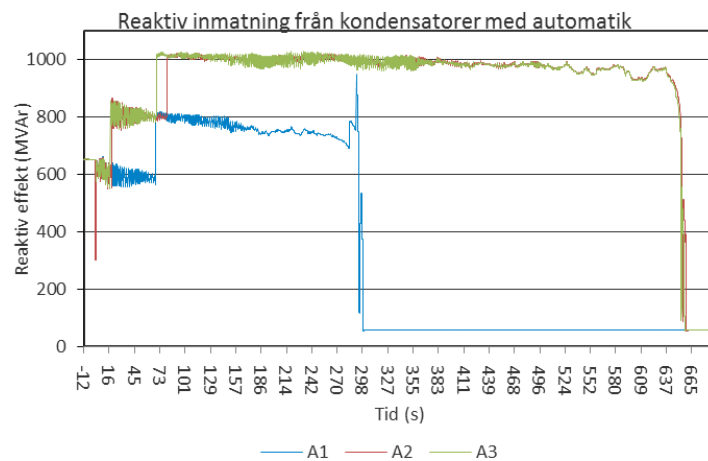
Figur 10.10 Spänning Sydköping 130 kV.

Det transienta spänningsfallet i början av simuleringen visar när felet läggs på generatortorn. Som synes påverkar det närliggande stationers spänning ordentligt.

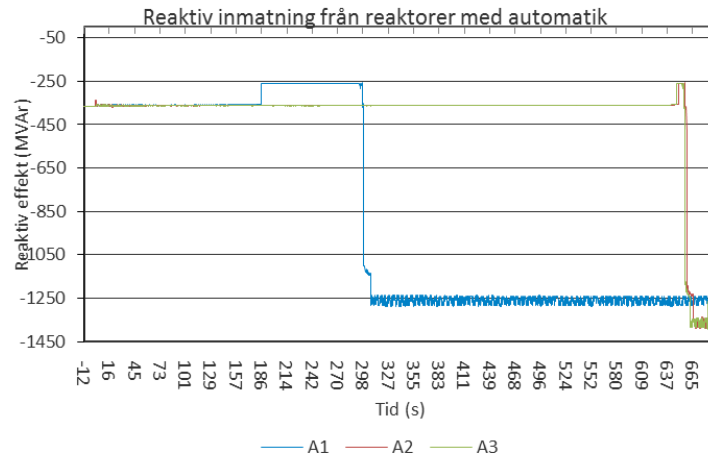


Figur 10.11 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.

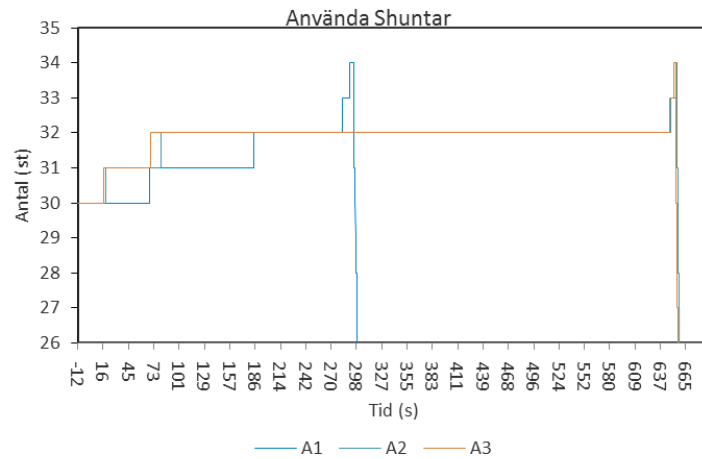
Den reaktiva inmatningen från G1 i Kärnan är den som först försvinner i samband med kollapsen.  $Q_{max}$  för generatoren är 350 MVar vilken kan överskridas periodvis, se avsnitt 2.5.2 **Fel! Hittar inte referenskälla..** Som Figur 10.11 visar är den gränsen nära att överskridas under hela förloppet. Anledning till bortfall är underspänning som uppstår i samband med att distansskyddet kopplar bort ledningar till stationen.



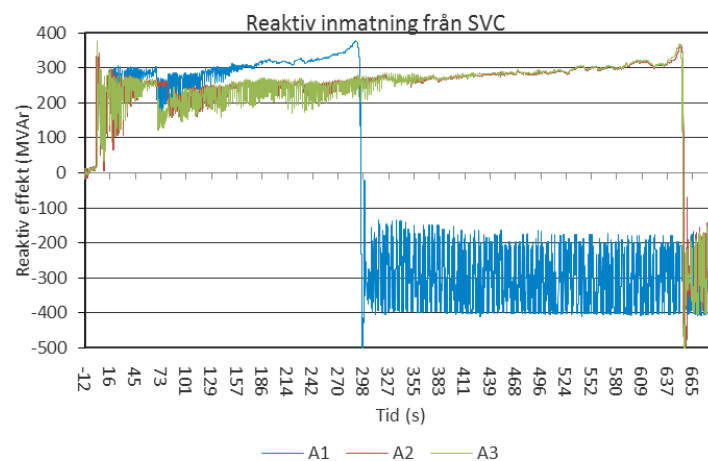
Figur 10.12 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



Figur 10.13 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



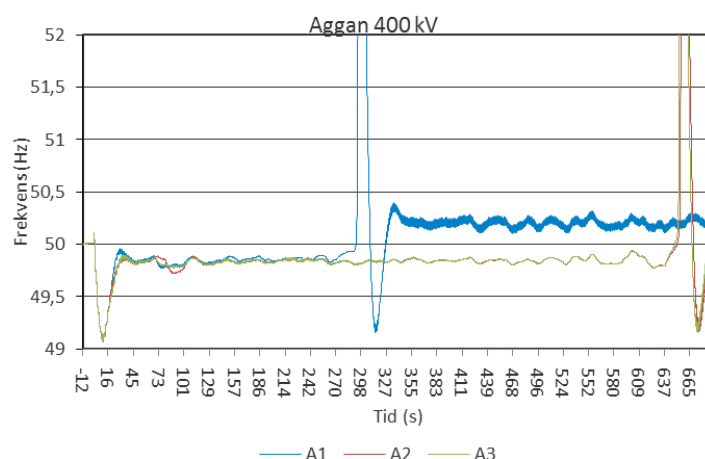
Figur 10.14 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



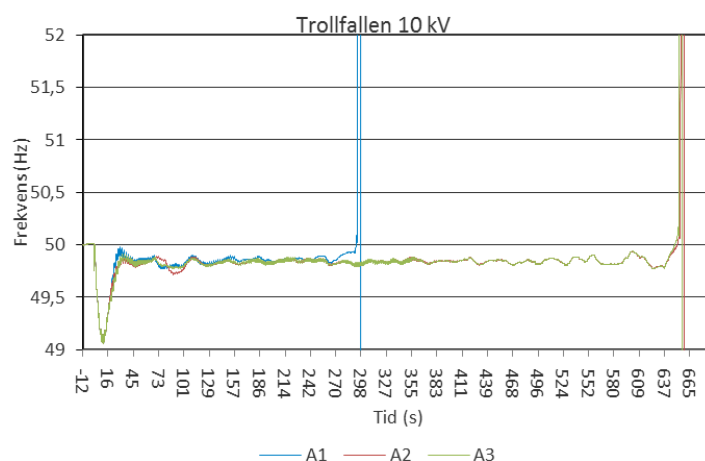
Figur 10.15 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.

Den reaktiva inmatningen i systemet ökar vilket innebär att även förlusterna ökar. Kondensatorer frigör kortvarigt SVC:er från deras belastning, men omslaget är aldrig till-

räckligt stort för att möta behovet. I samband med att SVC:er närmar sig maxgräns (400 MVar) kollapsar systemet.



Figur 10.16 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.



Figur 10.17 Frekvens i centrala delen som kollapsar.

Frekvensen i systemet är ca 49.8 Hz med undantag för perioden strax efter initialt fel, när reglerstyrkan ersätter produktionsbortfallet, samt vid spänningkollapsen.

#### E.1.1.4 Slutsatser och sammanfattning

Prestandan i variant A2 och A3 är likvärdiga men markant bättre än A1 vid detta driftläge (vinterbelastning och produktionsbortfall med långsam spänningkollaps). Systemet klarar sig nästan 6 minuter längre med A2 och A3 än med A1. Med andra ord är en kortare tidsfördröjning gynnsam i avseendet att fördröja en långsam spänningkollaps även om den i detta fall inte kunde undviks. Eftersom första koppling av extremspänningsautomatiken sker vid samma tillfälle för VA2 och VA3 är det väntat att spänningkollapsen sker lika lång tid efter initialt fel.

Händelse	Ref VA1	VA2	VA3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+354,96 s	+358,59 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-48,28 s	-50,75 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-103,87 s	-115,5 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	0 s	0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+62,17 s	+60,03 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+354,74 s	+358,47 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+354,74 s	+358,47 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+356,25 s	+358,49 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+356,25 s	+358,49 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	37	36

Tabell 10.16 Tidsskillnader i simuleringar gentemot referens.

### E.1.2 Automatik **B**, diversifierade tidsinställningar

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar, vilka benämns **B1**, **B2** och **B3**. Liksom tidigare är fördröjningen längst för **B1** och kortast med **B3**.

#### E.1.2.1 Händelseförlopp vid scenario **VB**

Händelseförloppen för automatikerna i **VB1- VB3** liknar väldigt mycket de i **A1**. Tydliga skillnader kan endast observeras i **VB3** där extremspänningsautomatik kopplar tidigare i första fallet med 4 sekunder. Detta gör dock ingen skillnad i slutskedet av förloppet där kollaps äger rum i stort set samtidigt för samtliga automatiker. Pumpning observerades dock i ett av fallen istället för kollaps, vilket pekar på att diversifiering av tidsfördröjningarna inte helt eliminerar problemet.

#### E.1.2.2 Urval av mätdata

##### **VB1**

Tre simuleringar lät göras för **VB1**, vilka benämns **VB11-VB13**. Samma förlopp erhöles vid samtliga simuleringar fram till kollaps. Varefter en skiljde sig genom att koppla ifrån en shuntkondensator mer i kollapsens efterspel. Serie **VB11** utvald att representera **VB1**.

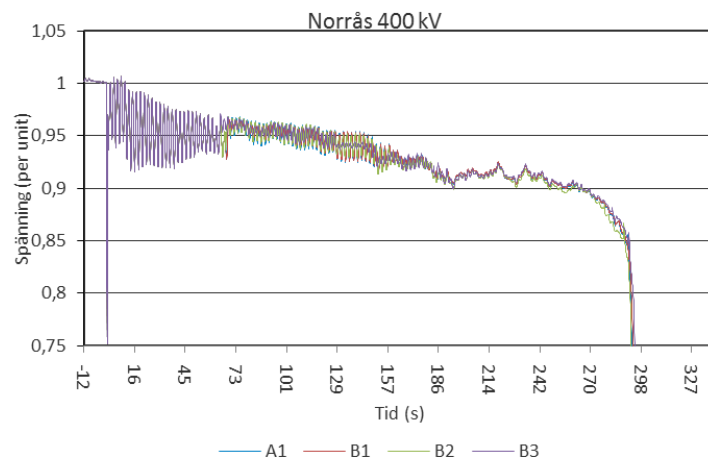
##### **VB2**

Sex simuleringar lät göras för **VB2**, vilka benämns **VB21-VB26**. För fem av dessa erhöles samma förlopp före och tre efter kollaps. I de tre liknande fallen uppstod en spänningsspike i Sydköping i samband med kollaps. I de udda utfallen efteråt så inträffade pumpning istället för kollaps vid ett tillfälle och i de övriga två fallen uppstod ingen spänningsspike. Serie **VB23** utvald att representera **VB2**.

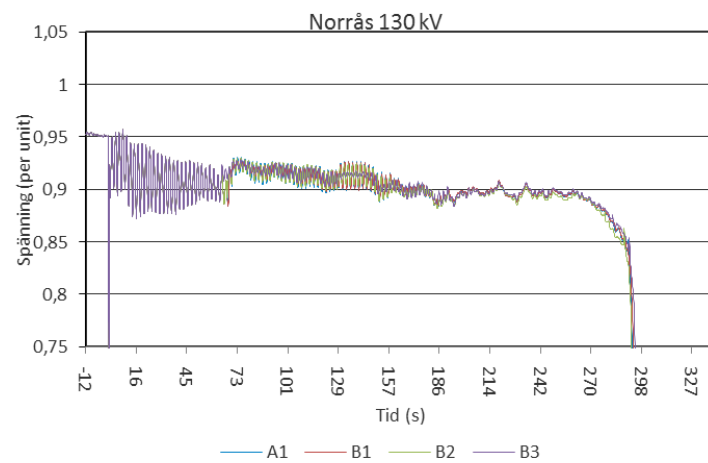
##### **VB3**

Sex simuleringar lät göras för **VB3**, vilka benämns **VB31-VB36**. För fem av dessa erhöles samma förlopp före och efter kollaps. Vid en simulering aktiverades lastfrånkoppling i Blocket. Serie **VB31** utvald att representera **VB3**.

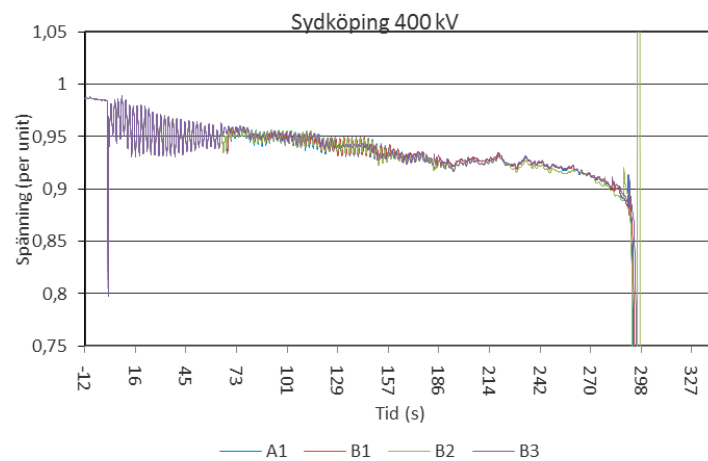
### E.1.2.3 Jämförelse av förlopp



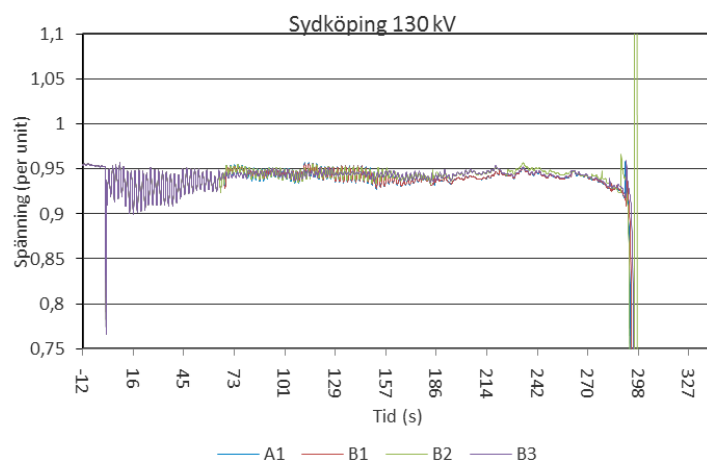
Figur 10.18 Spänningar i Norrås 400 kV



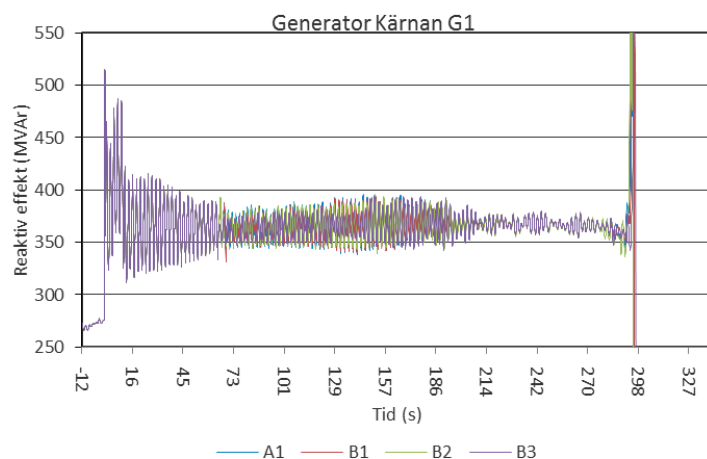
Figur 10.19 Spänning Norrås 130 kV.



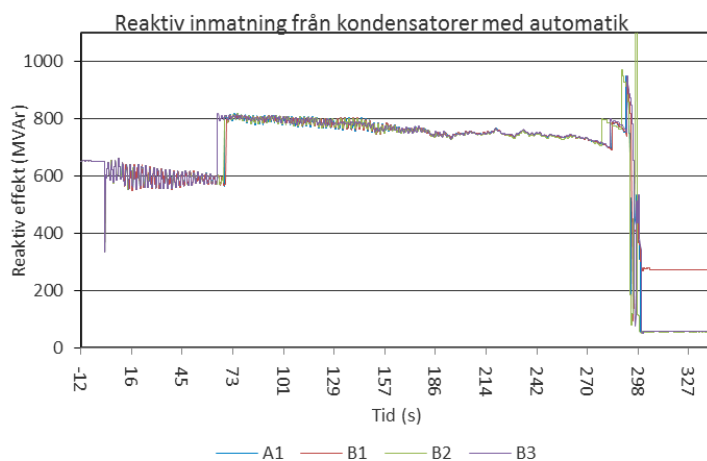
Figur 10.20 Spänningar i Sydköping 400 kV.



Figur 10.21 Spänning Sydköping 130 kV.

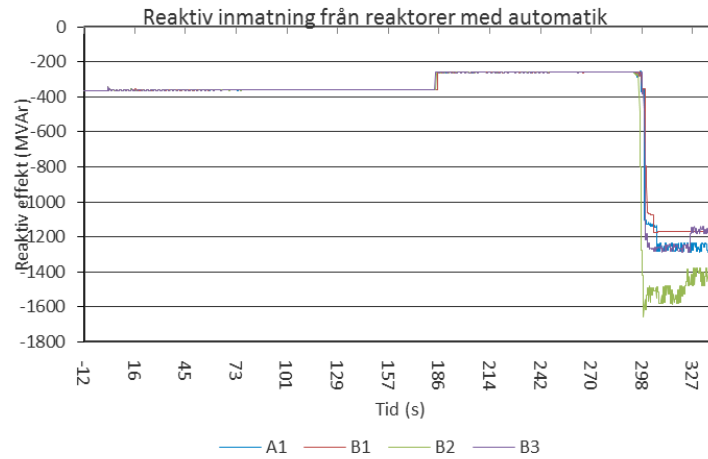


Figur 10.22 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.

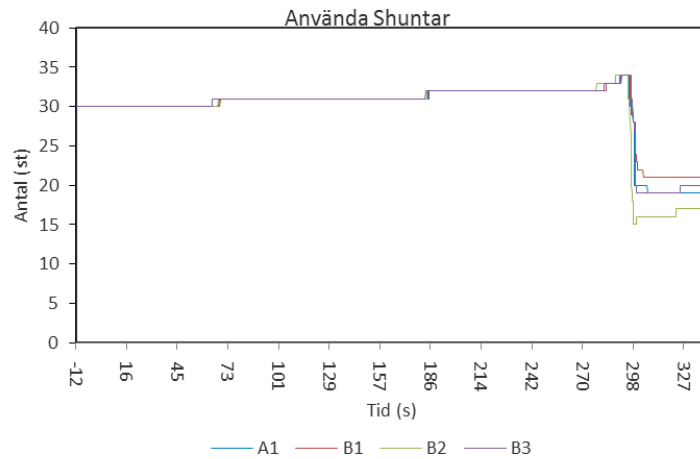


Figur 10.23 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.

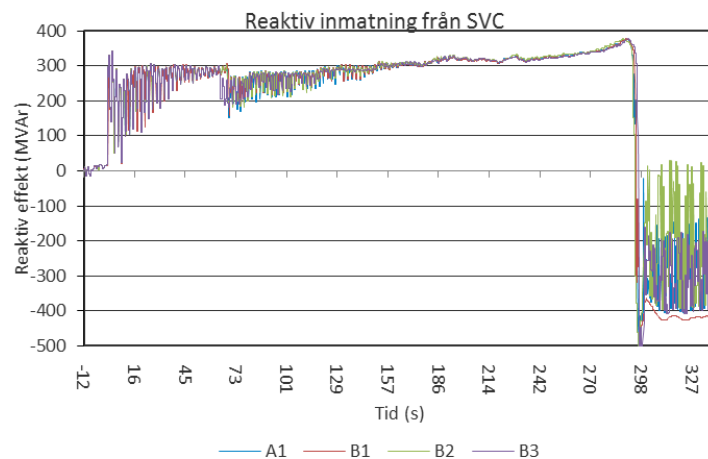




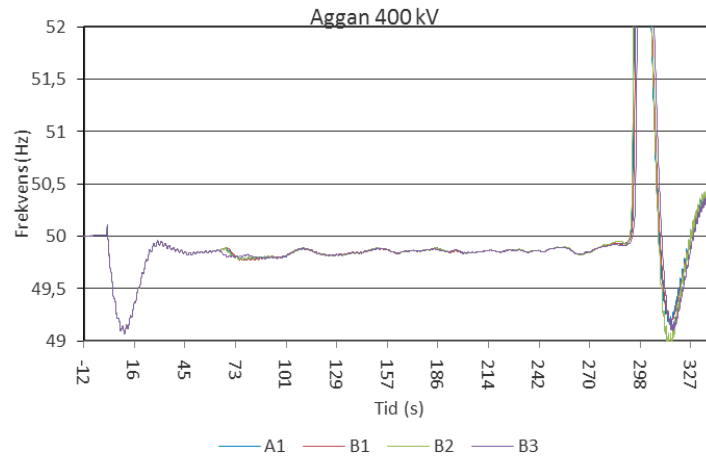
Figur 10.24 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



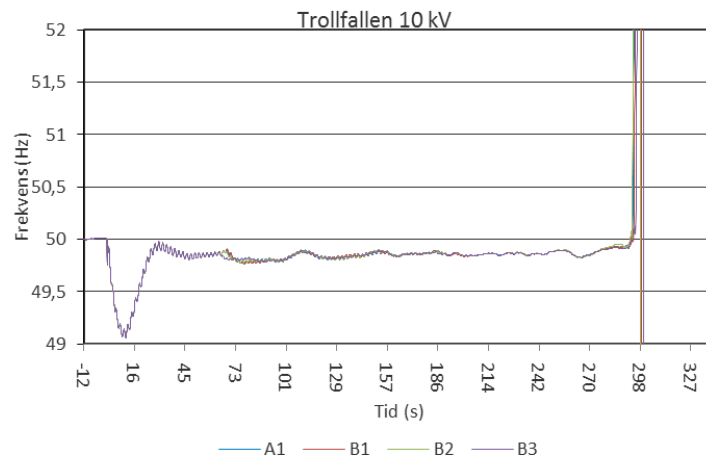
Figur 10.25 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.26 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.27 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.



Figur 10.28 Frekvens i centrala delen som kollapsar.

#### E.1.2.4 Slutsatser och sammanfattning

Simuleringarna i **VB** visar att den tid man vinner med att minska tidsfördröjningarna mellan de olika versionerna av automatiken i stort går förlorad. Det finns inte en tydlig prestandaökning jämfört med **VA1**.

Händelse	Ref VA1	VB1	VB2	VB3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	-0,24 s	+0,46 s	+1,28 s
Första automatikingrepp	67,90 s	+0,60 s	-0,67 s	-3,76 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-0,24 s	-0,94 s	-1,76 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	0 s	0 s	0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	0 s	0 s	0 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	-0,24 s	+0,60 s	+1,18 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	-0,24 s	+0,60 s	+1,18 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+0,70 s	+1,20 s	+1,64 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+0,70 s	+1,20 s	+1,64 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	42	38	42

Tabell 10.17 Sammanställning av avvikelser från referens.

### E.1.3 Automatik C, Total area

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar, dessa benämns **C1**, **C2** och **C3**, där **C1** har högsta gränsvärde, vilket leder till långsammare koppling, och **C3** lägsta, vilket leder till snabbare koppling.

#### E.1.3.1 Händelseförlopp vid scenario VC

Automatik C är den mest aggressiva av strategierna och det märks tydligt i samband med fel då koppling av extremspänningsautomatik sker i direkt anslutning till fel från koppling. Nedan beskrivs händelseförloppet för **VC1** utförligt samt hur **VC2** och **VC3** förhåller sig till detta.

#### 0-1 s efter fel

0,12 sekunder efter fel kopplar de första automatikerna, shuntkondensator kopplas in i Dalbo och reaktor ur i Blocket.

#### 2-304 s

Efter de initiala händelserna agerar lindningskopplare senare än i **VA1**, under kommande 300 sekunder arbetar lindningskopplare tills dess att extremspänningsautomatiken kopplar in shuntkondensatorn i Blocket. Frekvensen uppför sig som i tidigare fall och återhämtar sig inom 16 sekunder för att sedan ligga stabilt på 49,8 Hz

#### 305-318 s

Ytterligare några lindningskopplare stegar innan shuntkondensator i Sydköping kopplas in efter 317 s.

#### 319-320 s

Kaskadutlösningar av distansskydd för ledningar i både zon 1 och 2. Spänning kollapsar i Norrås efter 322 sekunder.

För **VC2** är händelseförloppet detsamma som i **VC1** och kollaps inträffar samtidigt. I **VC3** märks dock en kraftig förändring då extremspänningsautomatik i tre stationer agerar samtidigt i början och därmed fördröjer första agerandet från lindningskopplare med över

en minut och det andra ingripandet med två minuter gentemot **VA1**. Efter detta uppstår en lång period då lindningskopplare arbetar, efter 35 minuter och 46 sekunder kopplar automatiken in kondensatorn i Blocket och kort efter detta sker kaskadutlösningar av ledningar med distansskydd. Spänningen kollapsar i Norrås 35 minuter och 51 sekunder efter fel.

### E.1.3.2 Urval av mätdata

#### VC1

Fyra simuleringar lät göras för **VC1**, vilka har benämnts **VC11-VC14**. Samma förlopp erhöles i samtliga simuleringar fram till kollaps, däremot skedde udda händelser i två fall efter kollaps. **VC14** utvald att representera **VC1**.

#### VC2

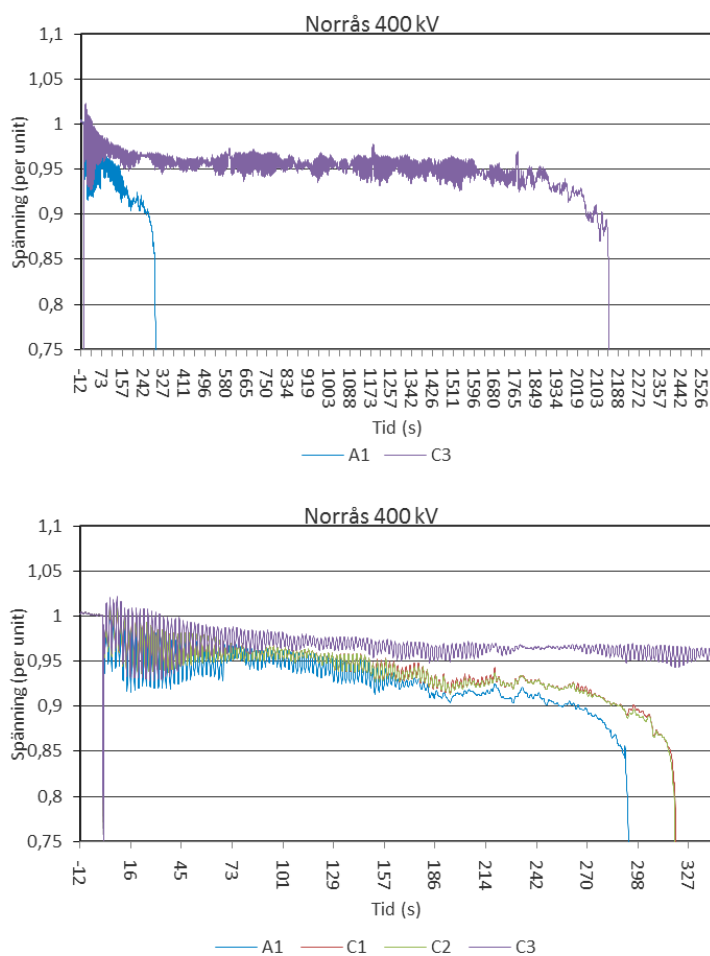
Fem simuleringar lät göras för **VC2**, vilka har benämnts **VC21-VC15**. Samma förlopp erhöles i samtliga simuleringar, efter kollaps uppstod pumpning i ett fall. Simulering **VC23** utvald att representera **VC2**.

#### VC3

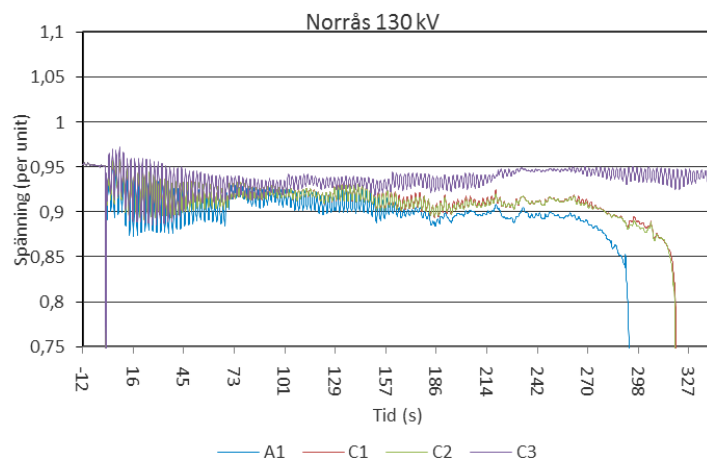
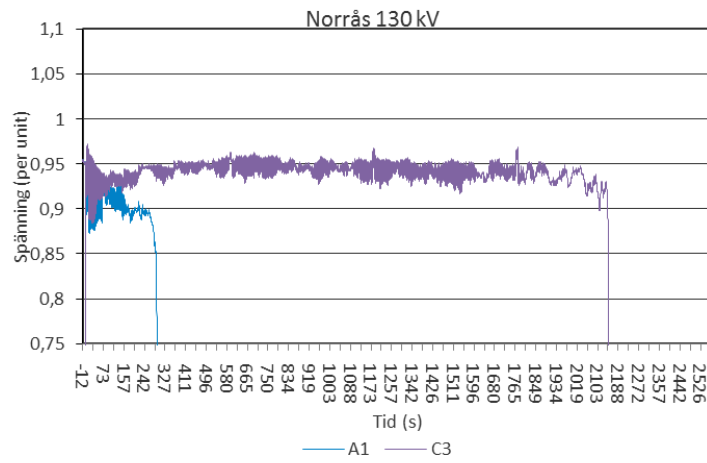
Fyra simuleringar lät göras för **VC3**, vilka har benämnts **VC3L1-VC3L3**. Samma förlopp erhöles i samtliga simuleringar. Simulering **VC3L3** utvald att representera **VC3**.

### E.1.3.3 Jämförelse av förlopp

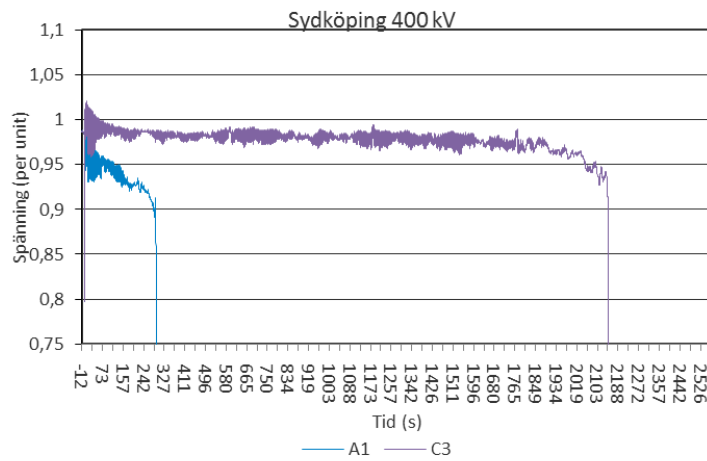
Då tidsförlopp skiljer sig väldigt mycket för **VC3** redovisas denna separat.

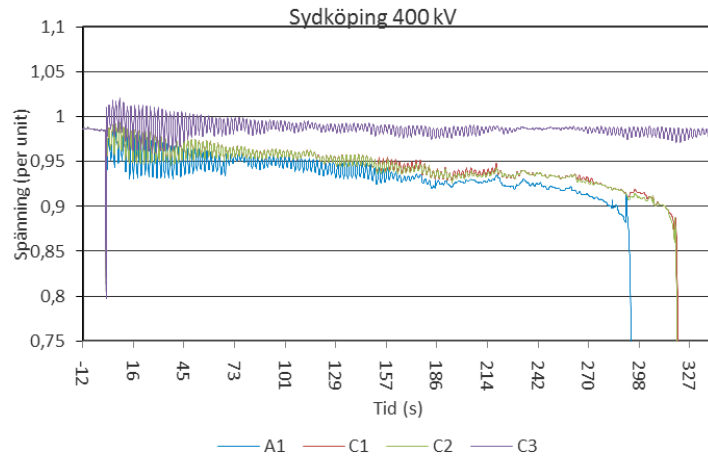


Figur 10.29 Spänningar i Norrås 400 kV.

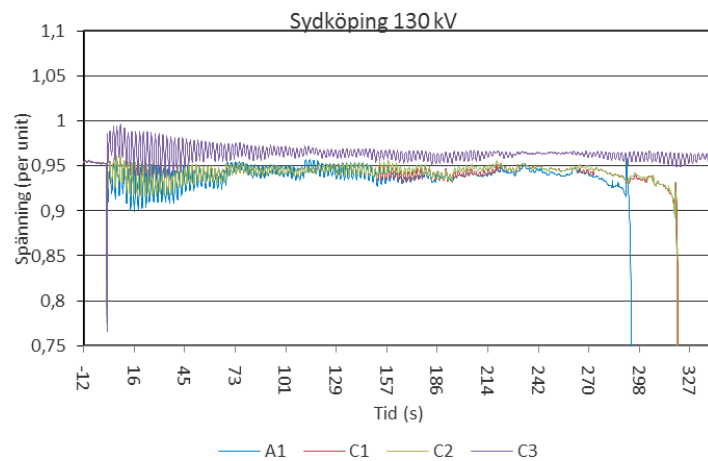
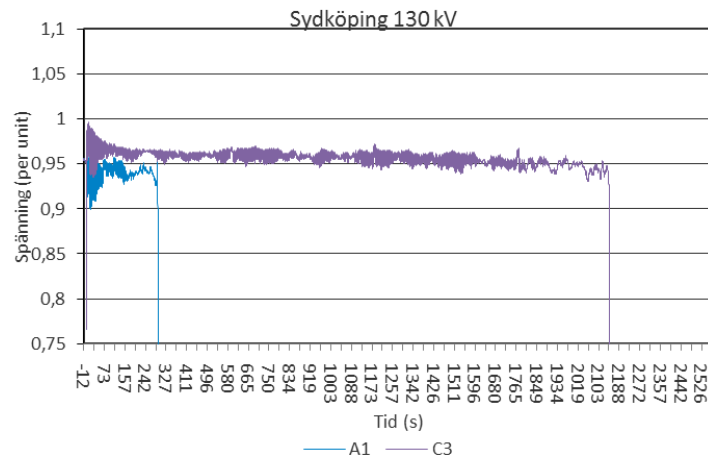


Figur 10.30 Spänning Norrås 130 kV.

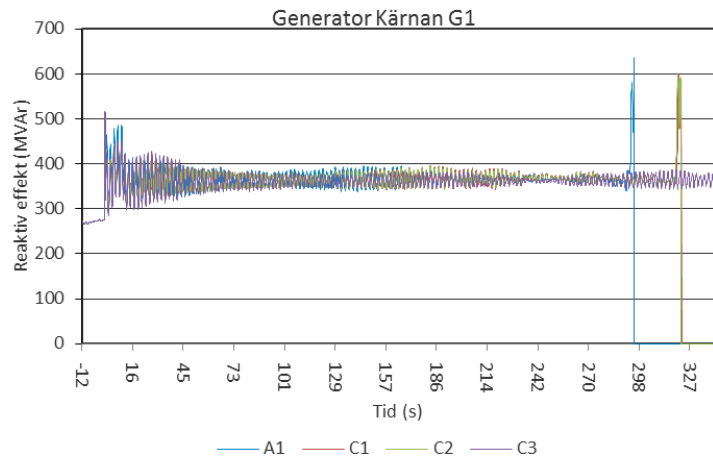
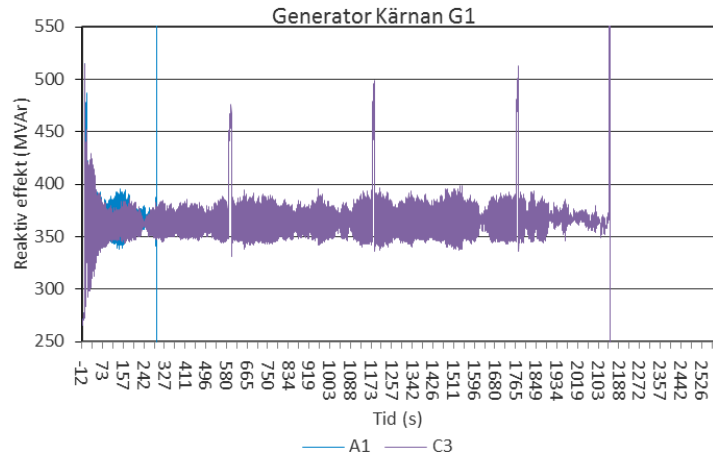




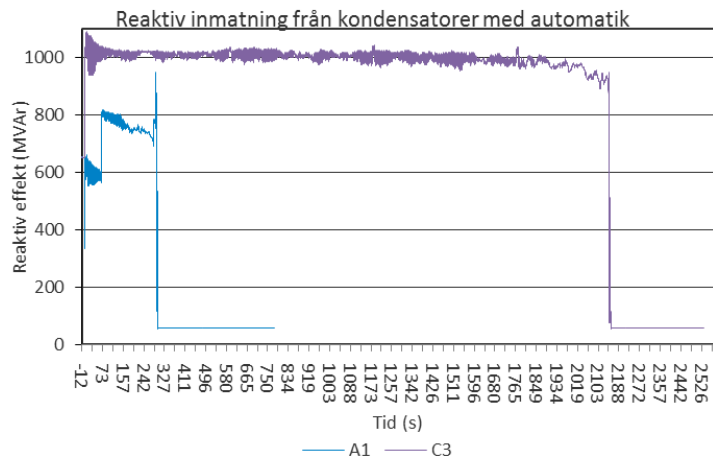
Figur 10.31 Spänningar i Sydköping 400 kV.

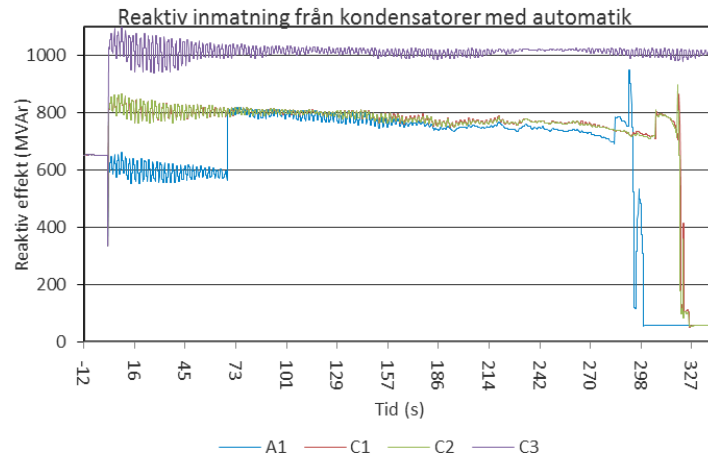


Figur 10.32 Spänning Sydköping 130 kV.

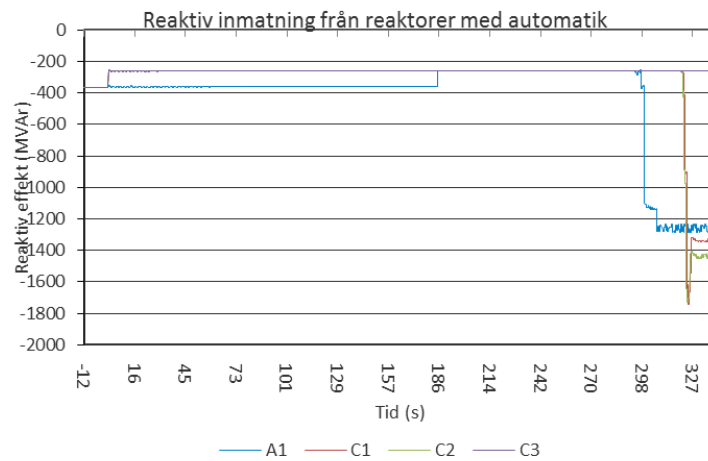
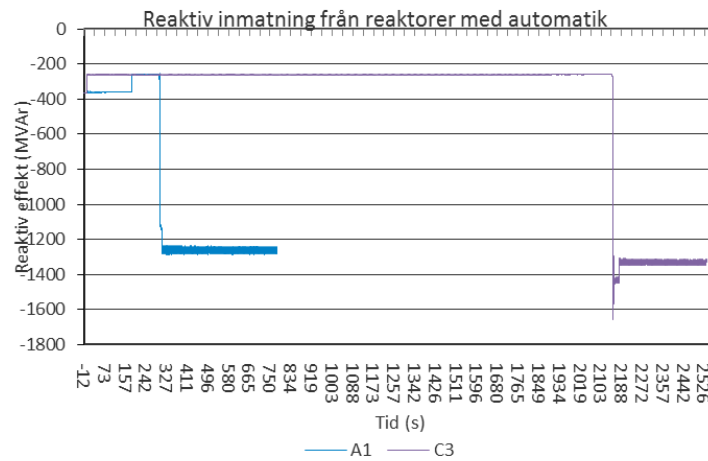


Figur 10.33 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



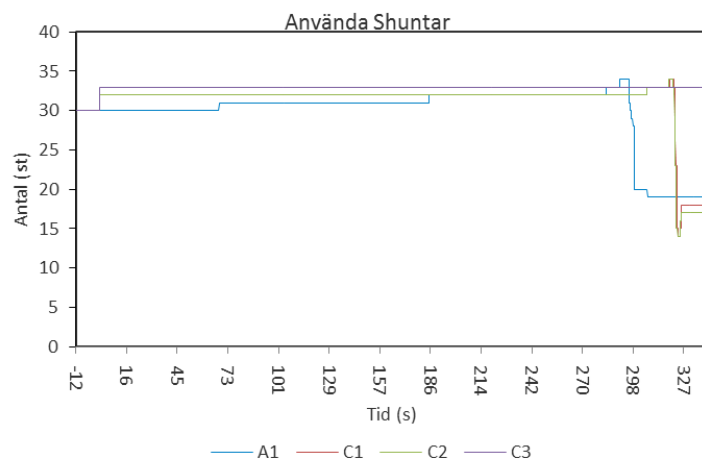
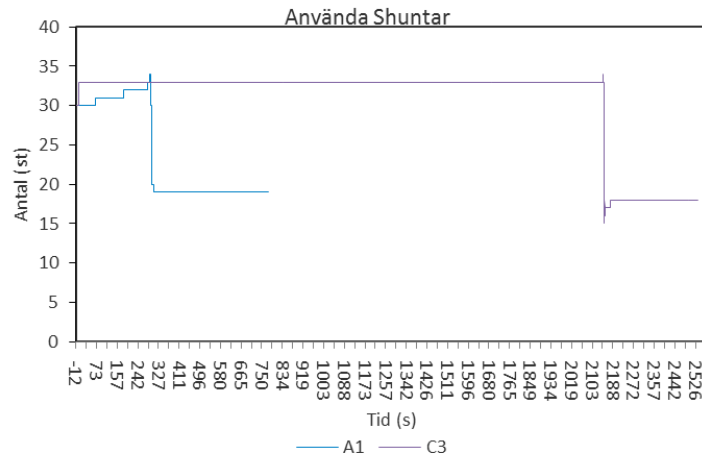


Figur 10.34 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.

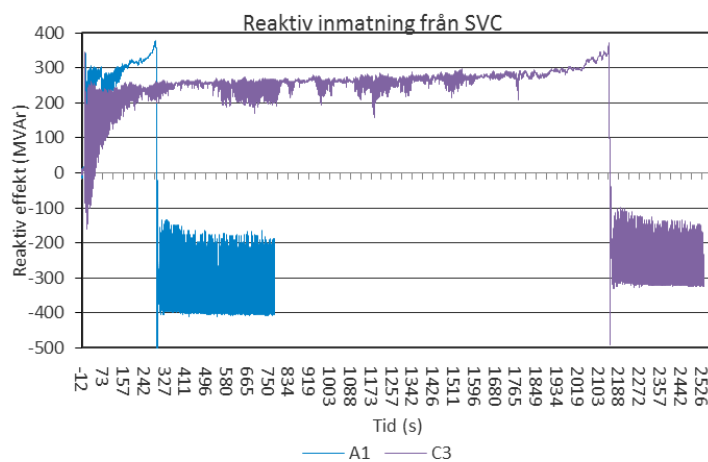


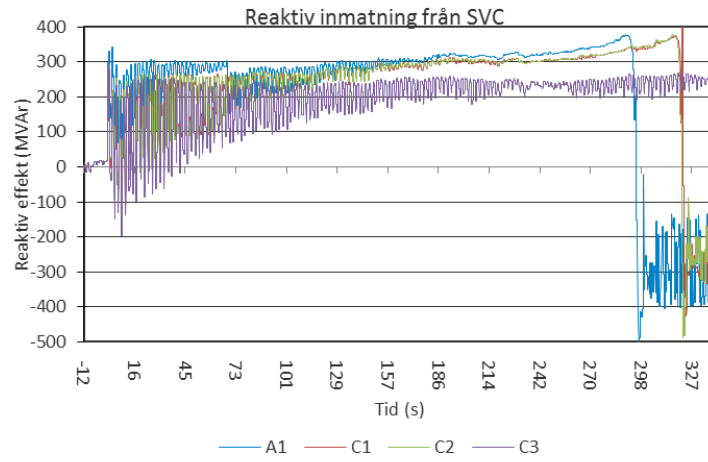
Figur 10.35 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



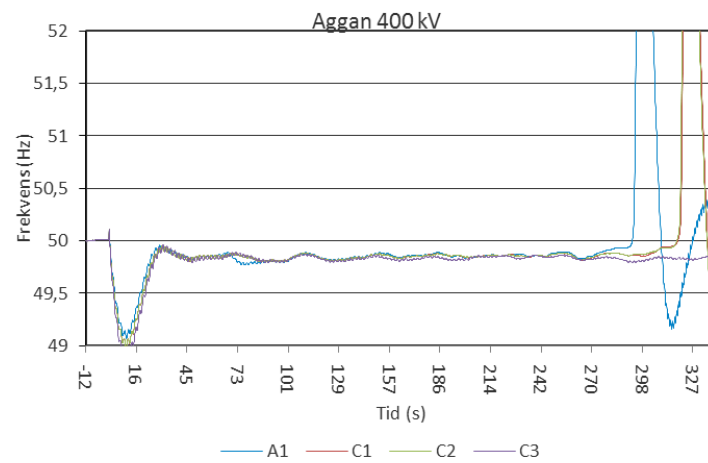
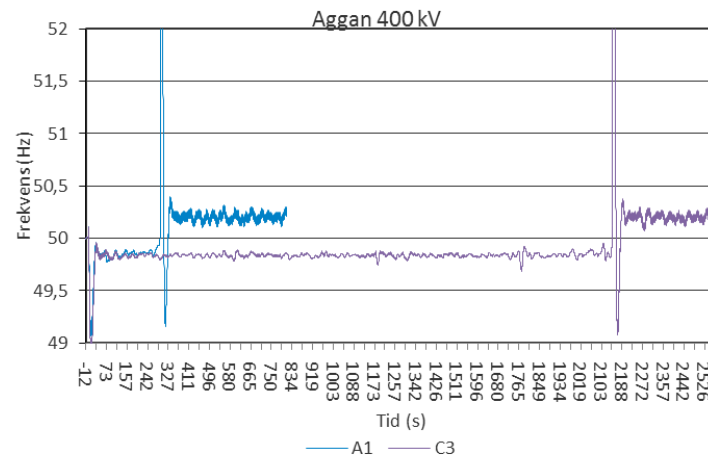


Figur 10.36 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).

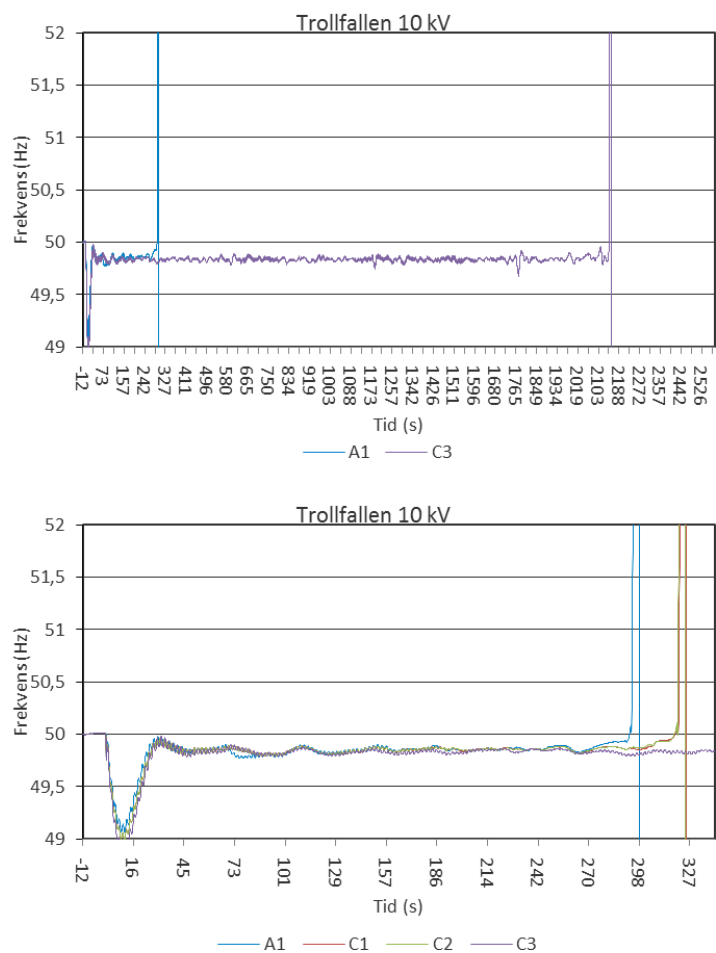




Figur 10.37 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.38 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.



Figur 10.39 Frekvens i centrala delen som kollapsar.

#### E.1.3.4 Slutsatser och sammanfattning

Prestandan i variant **VC1** och **VC2** är likvärdiga men bättre än **VA1**. Systemet klarar sig en halv minuter längre än referens. Med **VC3** kan man se den verkliga vinsten med att koppla resurser tidigt, kollaps fördröjs med över 35 minuter tack vare snabbt agerande.

Händelse	Ref VA1	VC1	VC2	VC3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+26,32 s	+25,84 s	+1854,84 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-66,63 s	-66,63 s	-66,63 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-183,31 s	-183,31 s	-183,31 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+7,2 s	+7,2 s	+85,03 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+11,18 s	+11,18 s	+135,15 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+26,22 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+26,22 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+26,19 s	+25,62 s	+1854,72 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+26,19 s	+25,62 s	+1854,72 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	42	43	38

Tabell 10.18 Sammanställning av avvikelser från referens.

#### E.1.4 Automatik **D** Flytande Fönster

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns **D1**, **D2** och **D3** där **D1** har högsta gränsvärde, vilket leder till långsammare koppling, och **D3** det lägsta, vilket leder till snabbare koppling.

##### E.1.4.1 Händelseförlopp vid scenario **VD**

Automatik **D** är nästan lika aggressiv som **C**, vid snabba omslag är det ingen skillnad mellan automatikerna. Vid långsammare förändringar innebär det dock längre kopplingstider vilket kan observeras i simuleringarna. De första kopplingarna för **C** och **D** är dock identiska och händelseförloppen i stort är likartade. Se avsnitt E.1.3.1 för händelseförlopp.

##### E.1.4.2 Urval av mätdata

###### **VD1**

Fem simuleringar lät göras för **VD1**, vilka har benämnts **VD11-VD15**. Samma förlopp erhöles vid samtliga simuleringar, däremot erhöles en spänningsspik i Sydköping i samband med kollaps. Simulering **VD12** utvald att representera **VD1**.

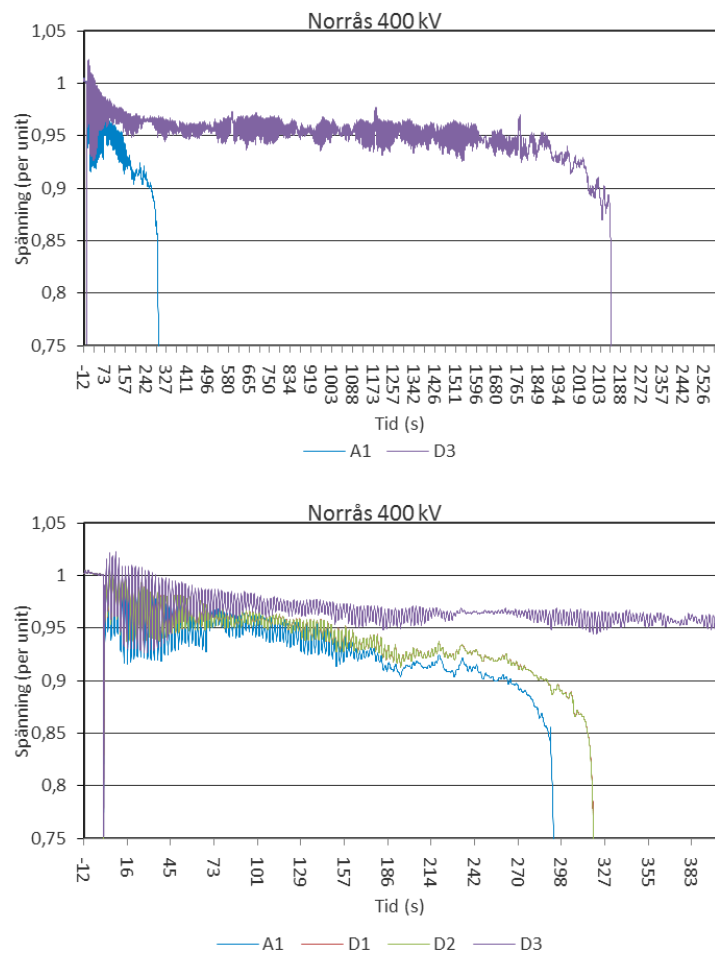
###### **VD2**

Fem simuleringar lät göras för **VD2**, vilka har benämnts **VD21-VD25**. Samma förlopp erhöles vid samtliga simuleringar, däremot erhöles en spänningsspik i Sydköping i tre av simuleringarna. Pumpning uppstod efter kollaps vid ett tillfälle. Simulering **VD22** utvald att representera **VD2**.

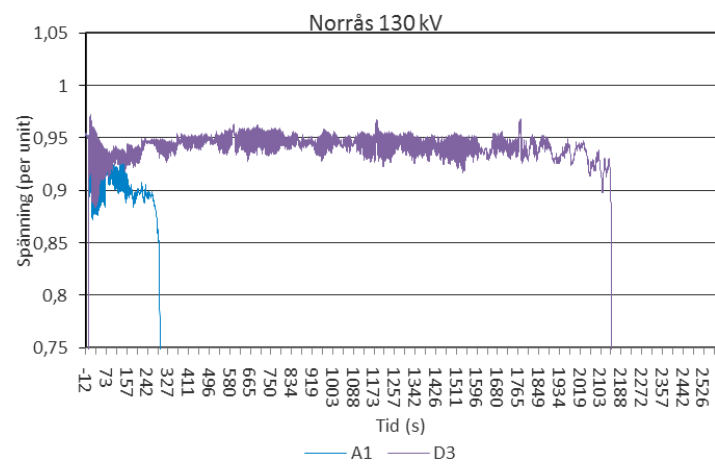
###### **VD3**

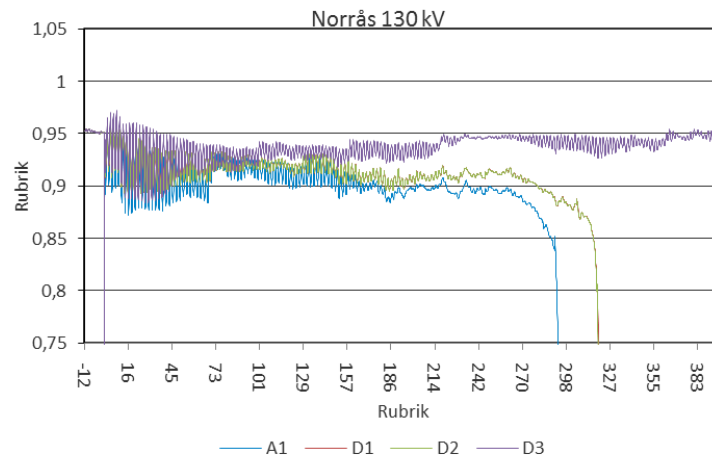
Fem korta simuleringar lät göras, benämnda **VD31-VD35**, men i likhet med **C3** skede kollaps inte förens efter 35 minuter. Därför genomfördes en extra simulering för att konfirmera detta och således redovisas denna, benämnd **VD3-K** som representant för **D3**.

### E.1.4.3 Jämförelse av förlopp

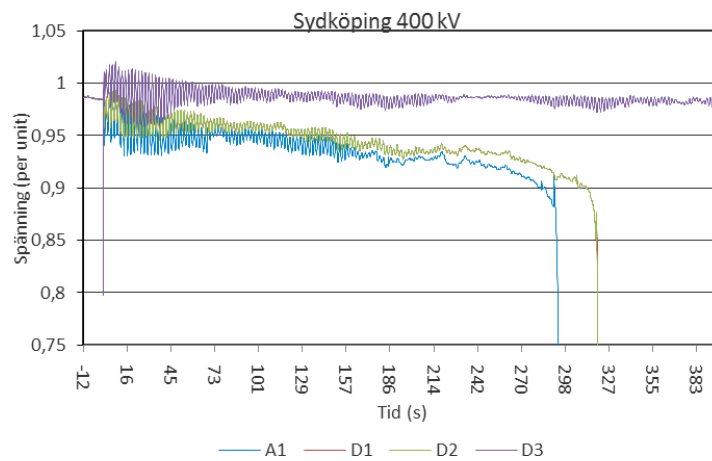
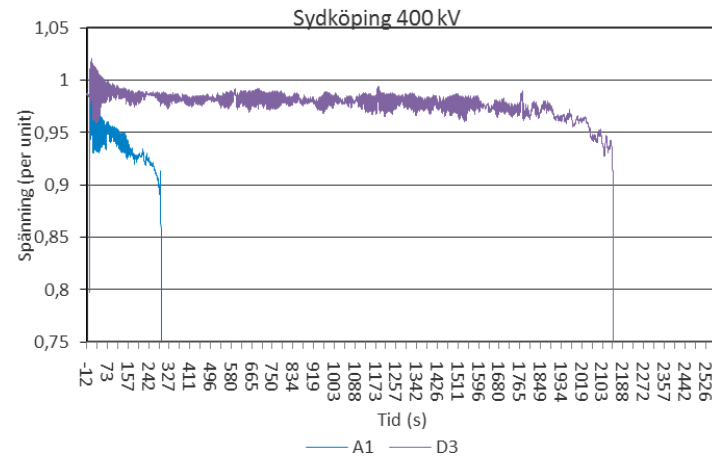


Figur 10.40 Spänningar i Norrås 400 kV.

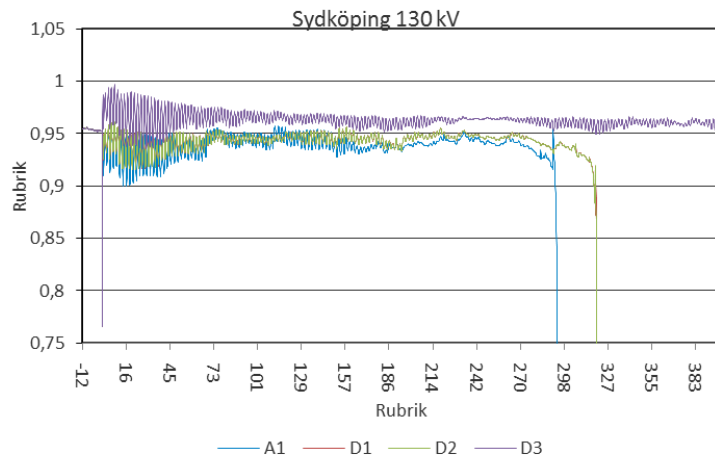
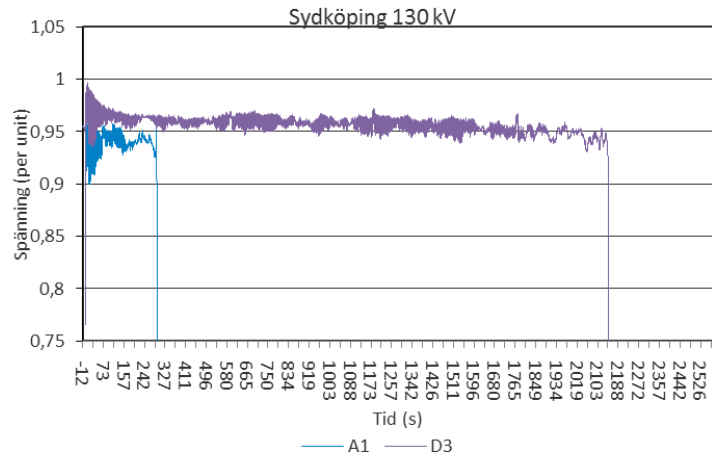




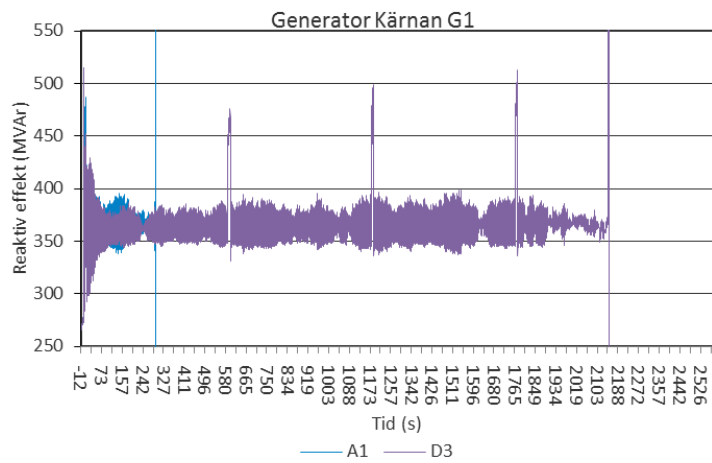
Figur 10.41 Spänning Norrås 130 kV.

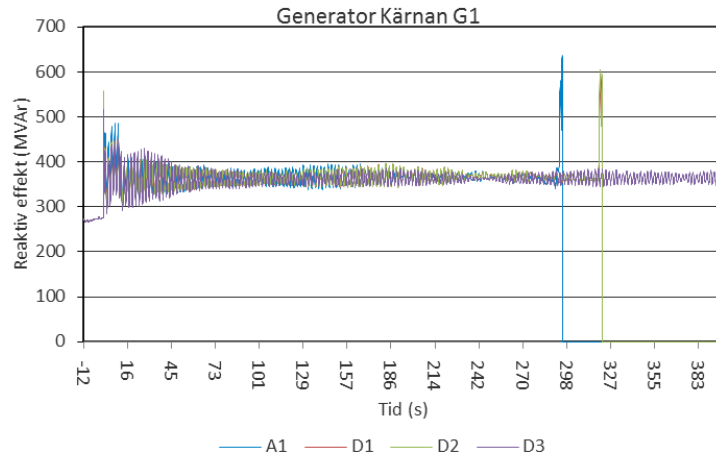


Figur 10.42 Spänningar i Sydköping 400 kV.

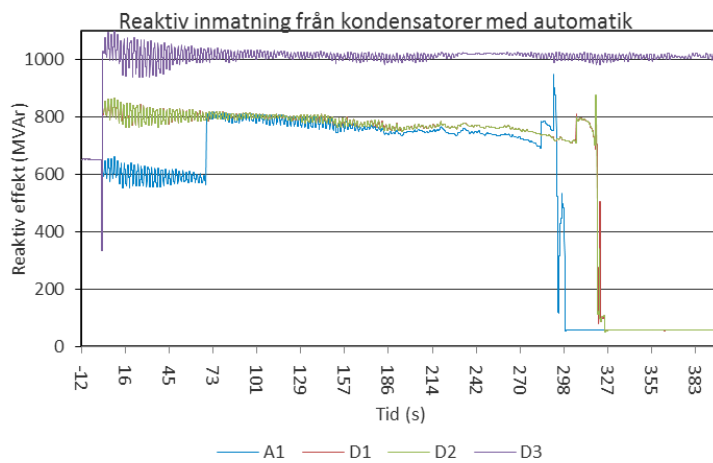
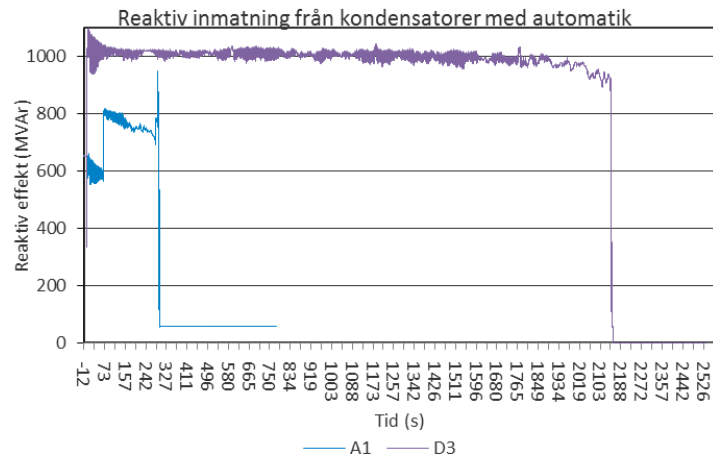


Figur 10.43 Spänning Sydköping 130 kV.



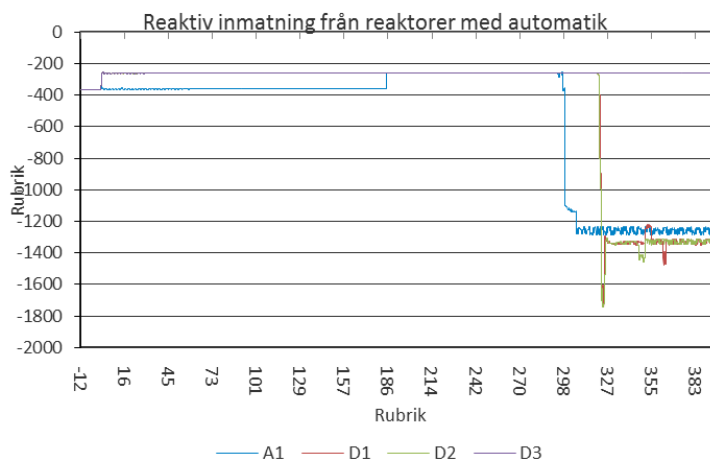
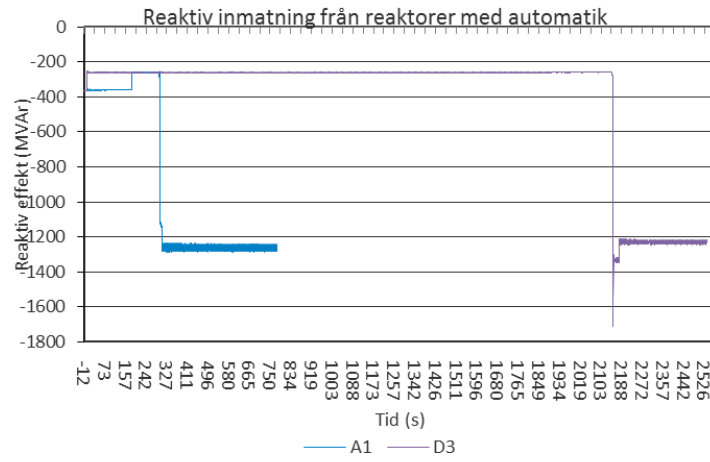


Figur 10.44 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.

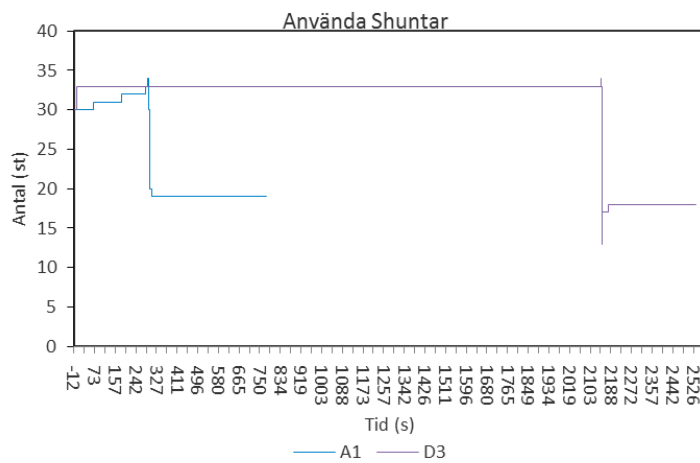


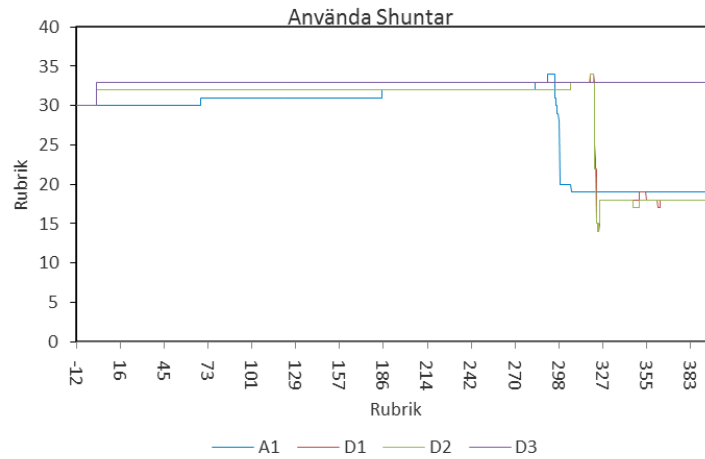
Figur 10.45 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



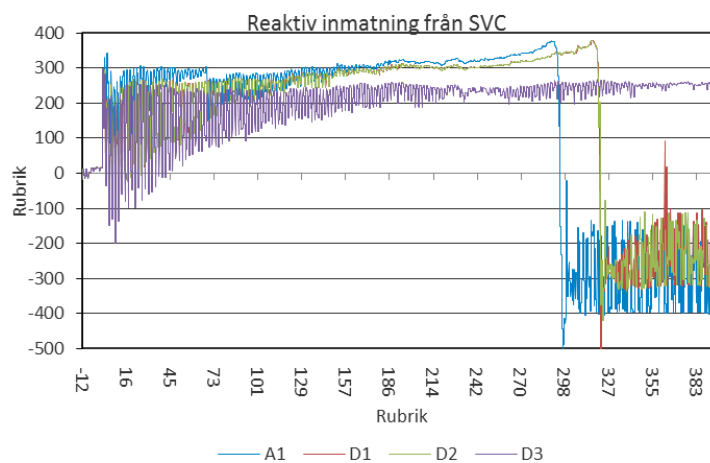
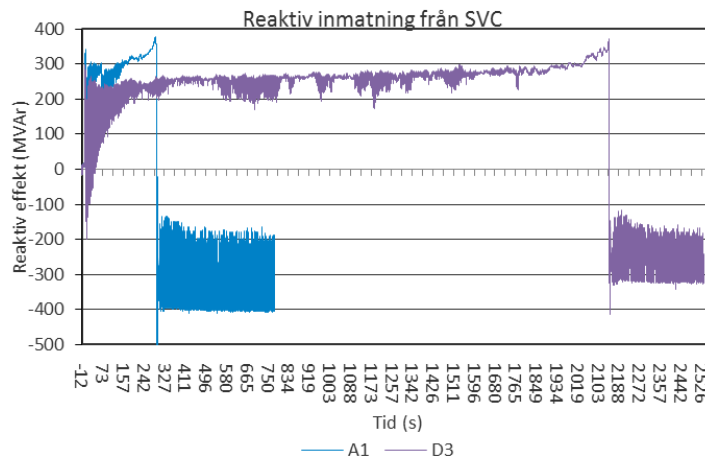


Figur 10.46 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.

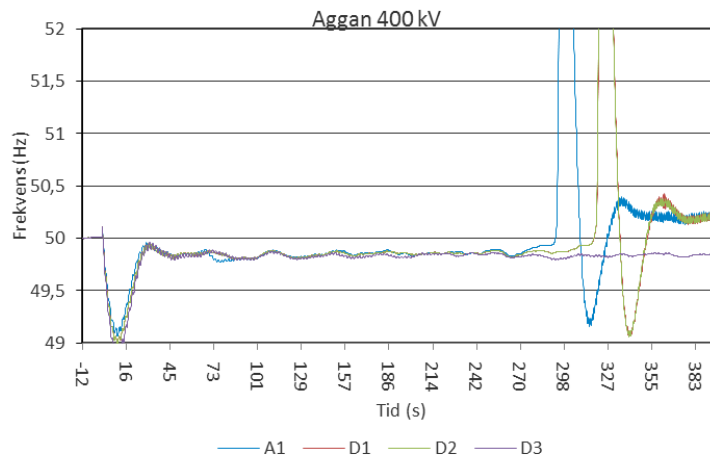
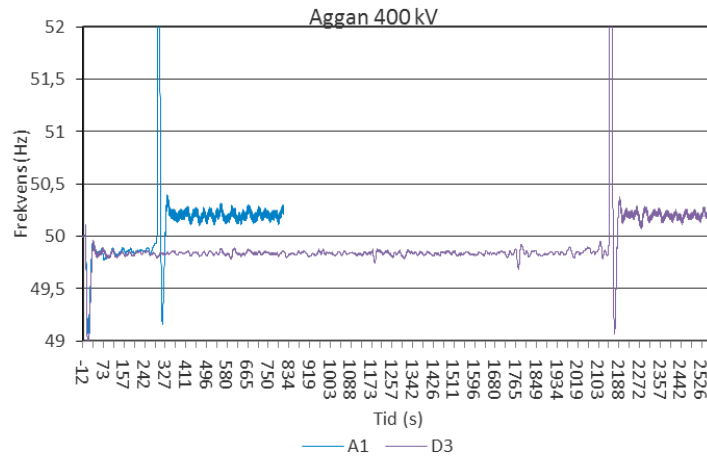




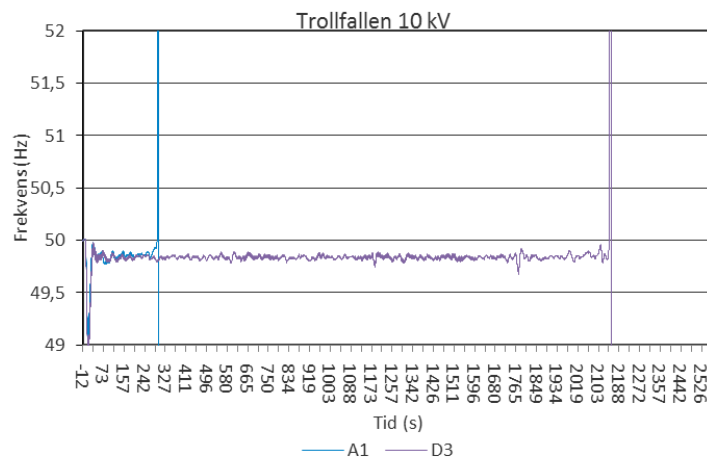
Figur 10.47 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).

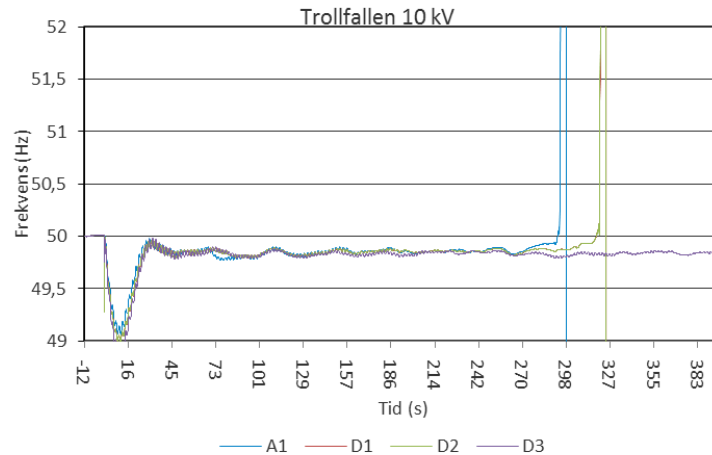


Figur 10.48 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.49 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.





Figur 10.50 Frekvens i södra delen där systemet kollapsar.

#### E.1.4.4 Slutsatser och sammanfattning

Samtliga inställningar presterar bättre än referens, dock presterar **VD1** och **VD2** likvärdigt precis som **VC1** och **VC2**. **VD3** har motsvarande prestanda som **VC3**.

Händelse	Ref VA1	VD1	VD2	VD3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+25,84 s	+25,84 s	+1854,80 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-66,63 s	-66,63 s	-66,63 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-183,31 s	-183,31 s	-183,31 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+8,17 s	+8,17 s	+83,82 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+12,15 s	+12,15 s	+133,94 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+25,74 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+25,74 s	+25,74 s	+1854,74 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+25,62 s	+25,50 s	+1854,72 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+25,62 s	+25,50 s	+1854,72 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplarsteg innan kollaps	37	44	44	38

Tabell 10.19 Sammanställning av avvikelser från referens.

#### E.1.5 Automatik E, Flera spänningströsklar

Denna automatik har simulerats med en uppsättning inställningar, denna beskrivs i bilaga B Automatikinställningar och benämns **VE1**

##### E.1.5.1 Händelseförlopp vid scenario VE

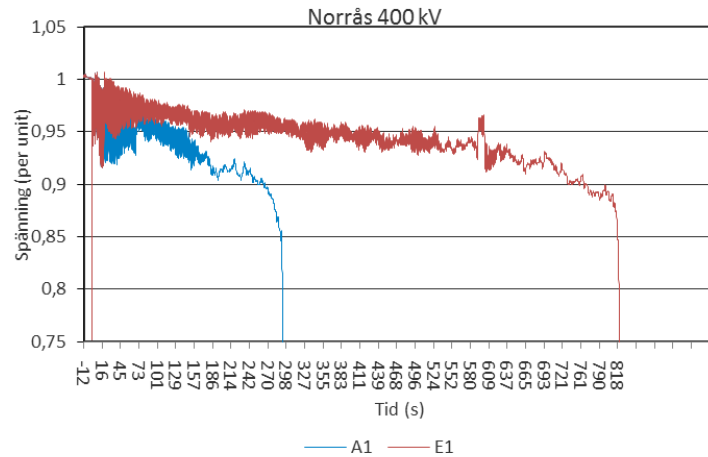
Händelseförloppet under den 17 första sekunderna liknar referensfallet, men då normaldriftsintervallet är snävare leder detta till en tidigare inkoppling av shuntkondensatorer i Sydköping och Dalbo. Lindningskopplarnas andra steg fördröjs ca: en minut vilket i slutändan leder till att kollaps fördröjs med nästan nio minuter.

### E.1.5.2 Urval av mätdata

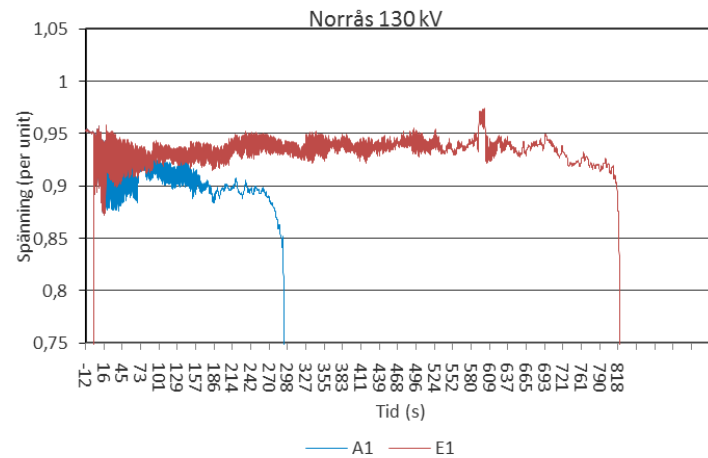
#### VE1

Fem simuleringar lät göras, vilka benämns **VE15-VE15**. Samma förlopp erhöles i fyra av fem simuleringar. I det udda fallet skedde kollaps lite tidigare. Mätserier för dessa simuleringar blev i tre av fem fall inte fullständiga efter kollaps, varför **VE15** valdes ut att representera **VE1**.

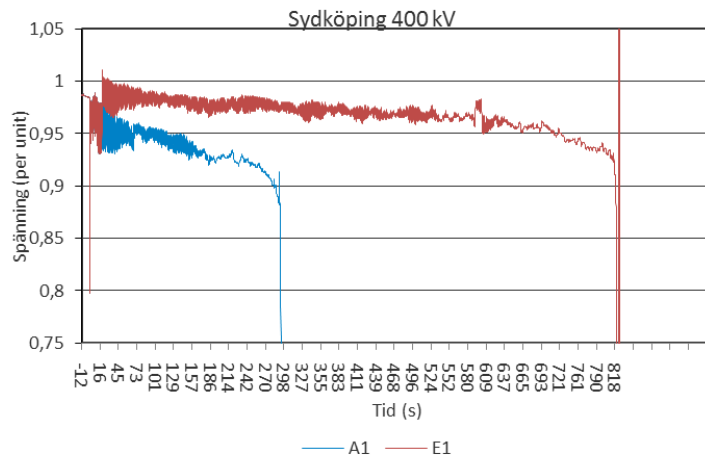
### E.1.5.3 Jämförelse av förlopp



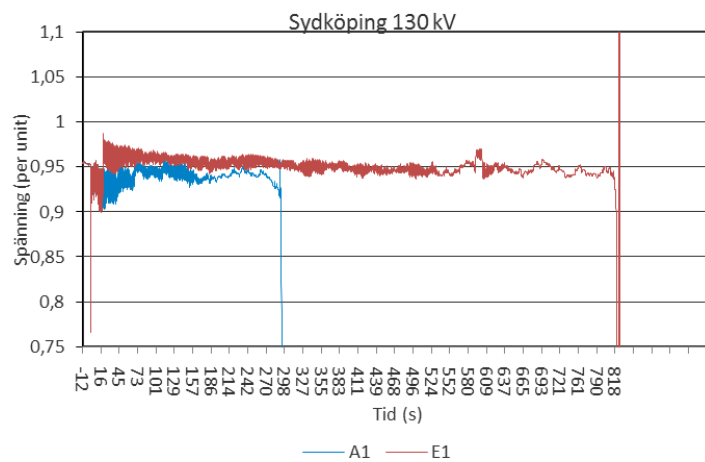
Figur 10.51 Spänningar i Norrås 400 kV.



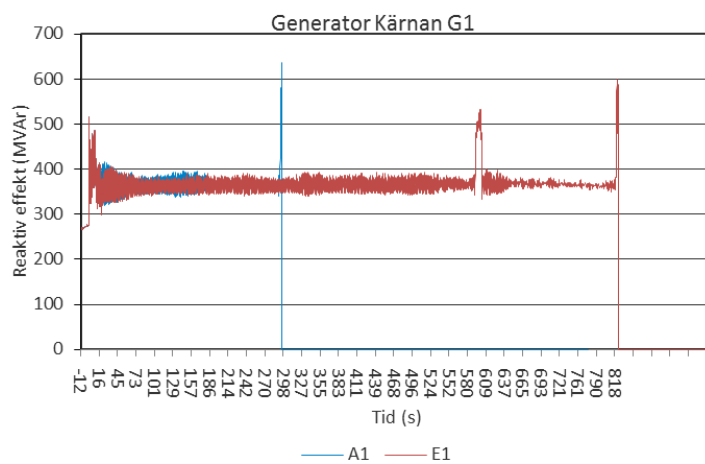
Figur 10.52 Spänning Norrås 130 kV.



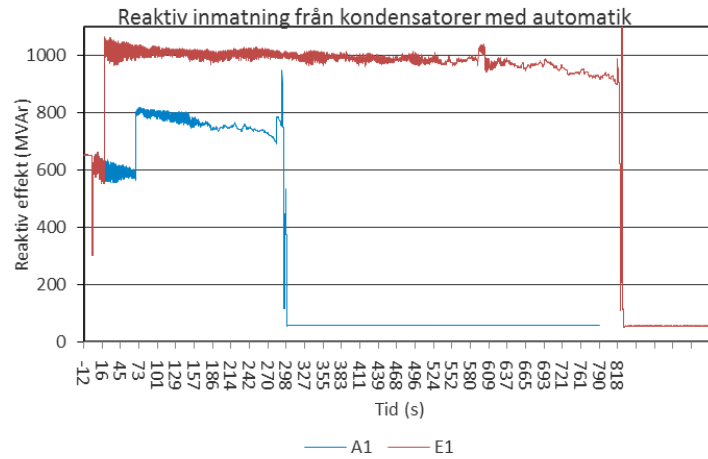
Figur 10.53 Spänningar i Sydköping 400 kV.



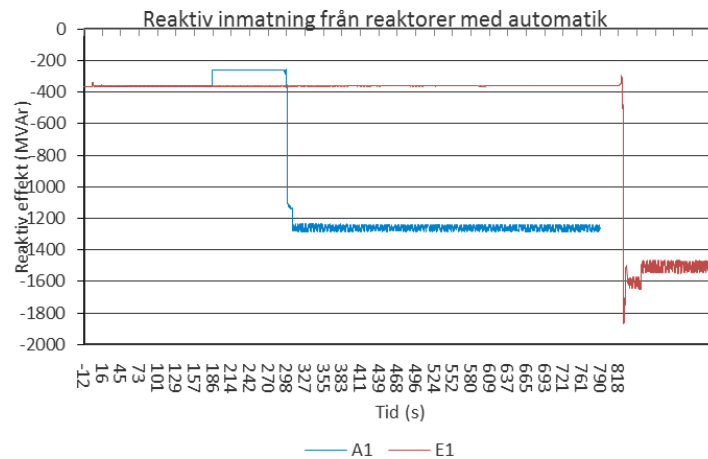
Figur 10.54 Spänning Sydköping 130 kV.



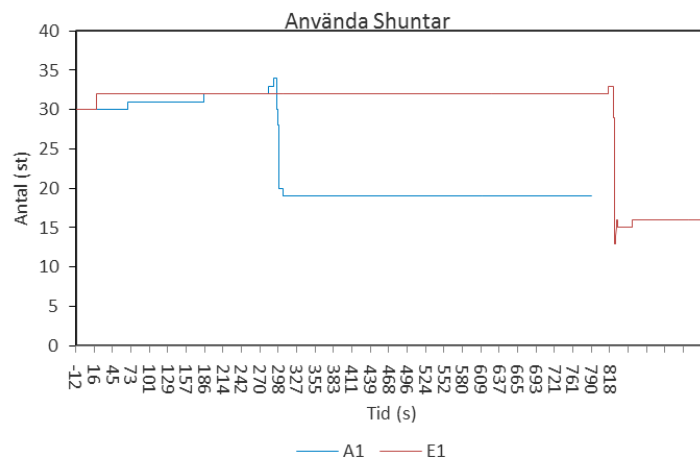
Figur 10.55 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



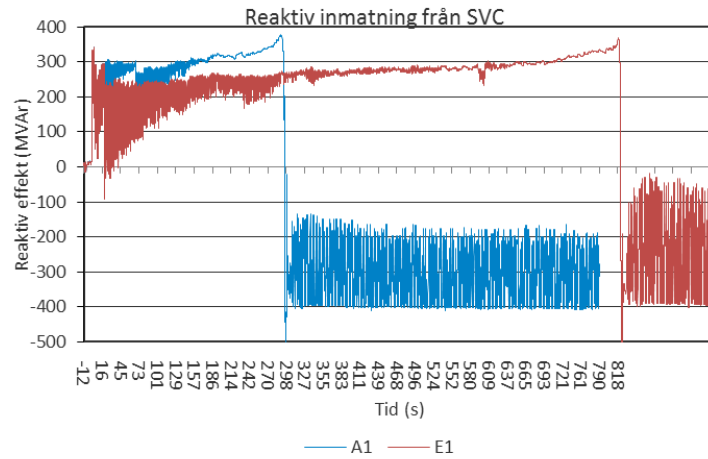
Figur 10.56 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



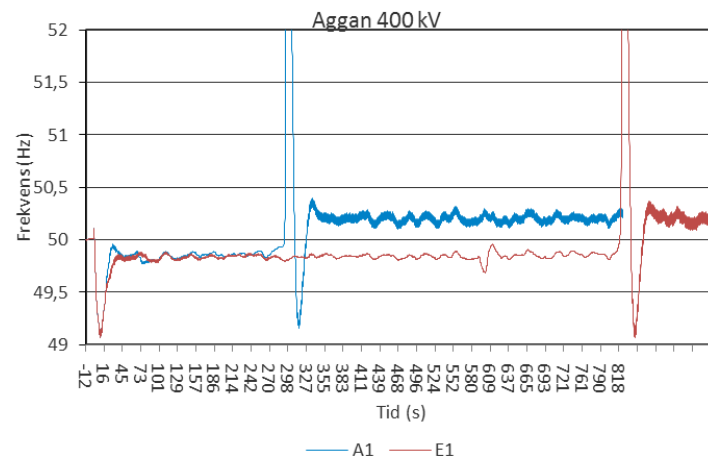
Figur 10.57 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



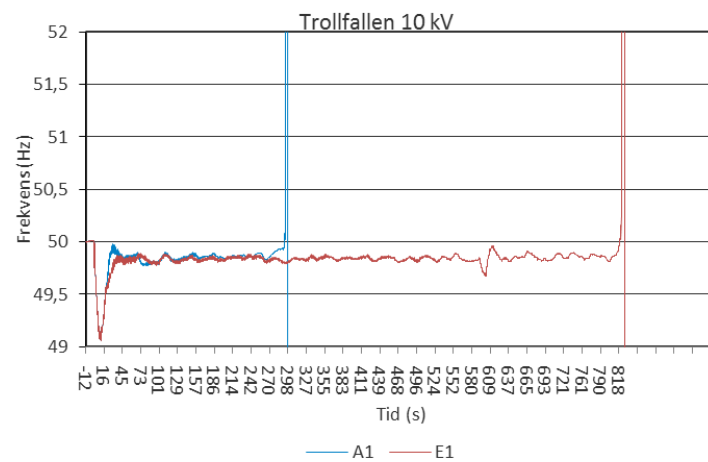
Figur 10.58 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av reaktorer och urkoppling av kondensatorer).



Figur 10.59 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.60 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.



Figur 10.61 Frekvens i centrala delen som kollapsar.



#### E.1.5.4 *Slutsatser och sammanfattning*

Det snävare normaldriftsintervallet leder till tidigare kopplingar av automatiker vilket i sin tur fördröjer lindningskopplares aggerande.

Händelse	Ref VA1	VE1
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+527,10 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-48,52 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-165,20 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+/- 0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+66,10 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	+527,00 s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	+527,00 s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	+528,04 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	+528,04 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4
Antal lindningskopplarsteg innan kollaps	37	37

Tabell 10.20 Sammanställning av avvikelser från referens.

#### E.1.6 *Automatik F, Koppling för angränsande station*

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa benämns **VF1-VF3**. Som tidigare innebär lägre nummer långsammare koppling.

##### E.1.6.1 *Händelseförlopp vid scenario VF*

För automatikerna i **VF1-VF3** kollapsar inte systemet, detta bekräftades även med längre simuleringar men dessa redovisas inte här. Automatikerna ger ett annat startläge för simuleringen, då de kompenserar för låga spänningar i stationer som inte har några egna reaktiva resurser att tillgå. Den totala inmatningen från kondensatorer vid fel är 200 Mvar högre än i referensfallet och det reaktiva uttaget från reaktorer är 100 Mvar mindre. Detta tillskott gör att spänningen efter fel stabiliserar sig kring 0.97 pu och att två ytterligare kopplingar med extremspänningsautomatik sker efter fel. Det tidiga aggerandet leder till färre steg hos lindningskopplare innan förbrukning är återställd, varefter lindningskopplare slutar stega.

##### E.1.6.2 *Urval av mätdata*

###### **VF1**

Tre simuleringar lät göras för **VF1**, vilka har benämnts **VF11-VF13**. Samma förlopp erhöles i samtliga fall och simulering **VF11** valdes ut att representera **VF1**.

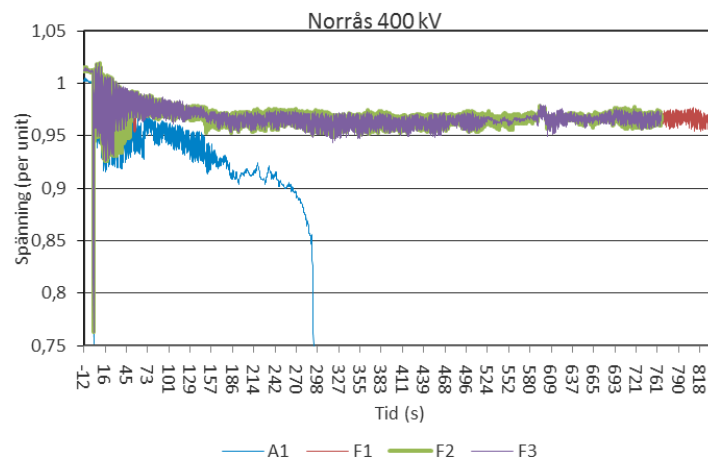
###### **VF2**

Tre simuleringar lät göras för **VF2**, vilka har benämnts **VF21-VF23**. Två av förloppen var identiska, varefter simulering **VF21** valdes ut att representera **VF2**.

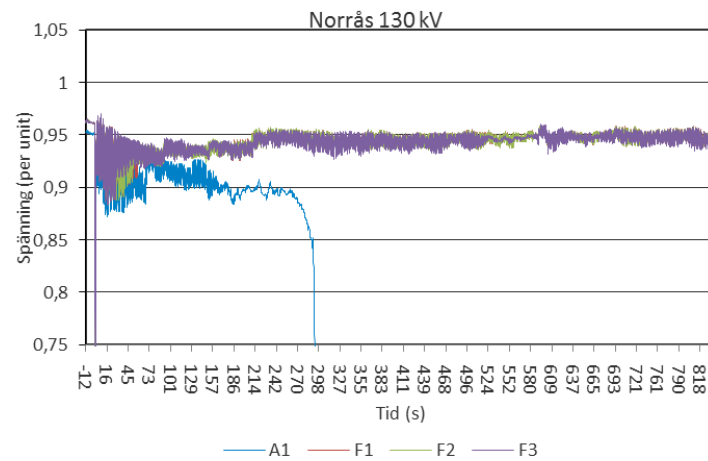
###### **VF3**

Tre simuleringar lät göras för **VF3**, vilka har benämnts **VF31-VF33**. Liksom i **VF2** var två av förloppen identiska varför simulering **VF32** valdes ut att representera **VF3**.

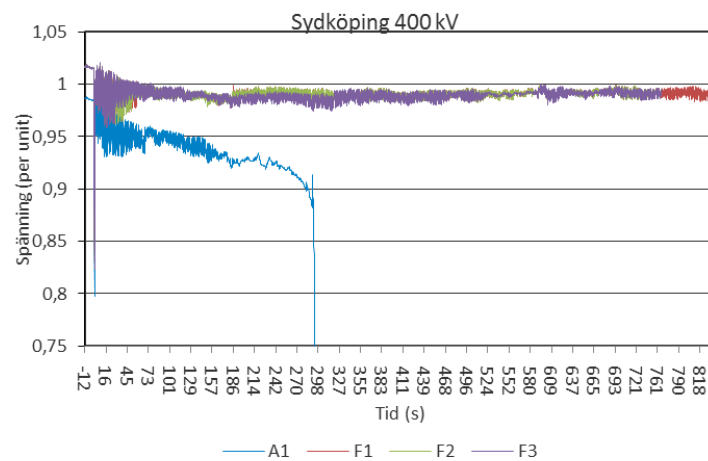
### E.1.6.3 Jämförelse av förlopp



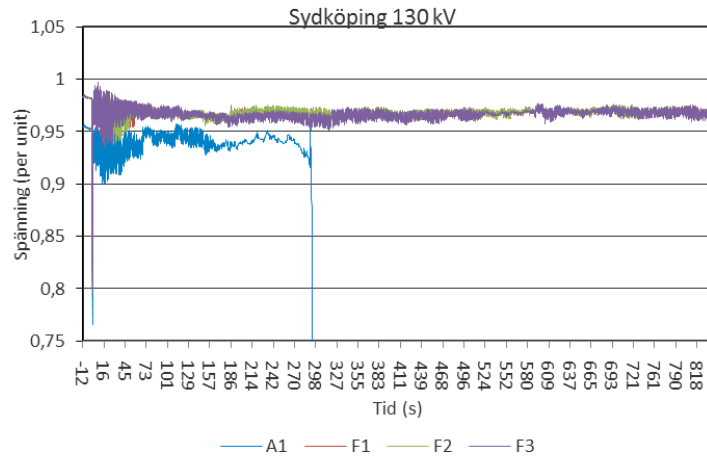
Figur 10.62 Spänningar i Norrås 400 kV.



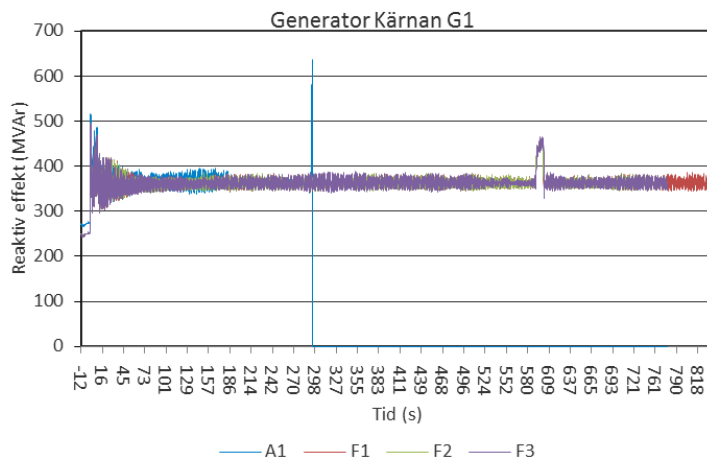
Figur 10.63 Spänning Norrås 130 kV.



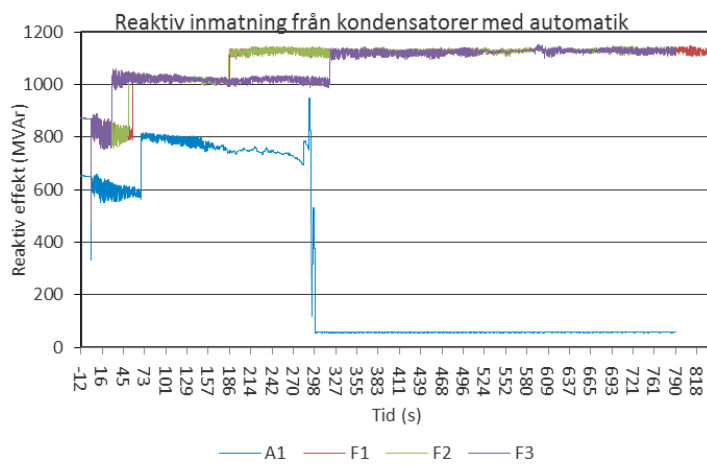
Figur 10.64 Spänningar i Sydköping 400 kV.



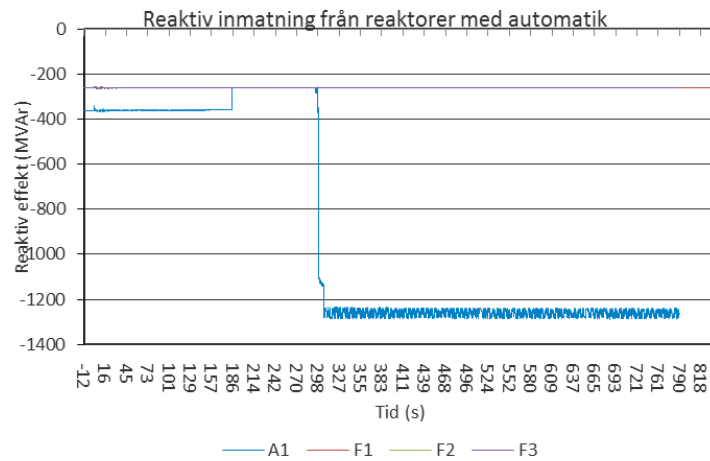
Figur 10.65 Spänning Sydköping 130 kV.



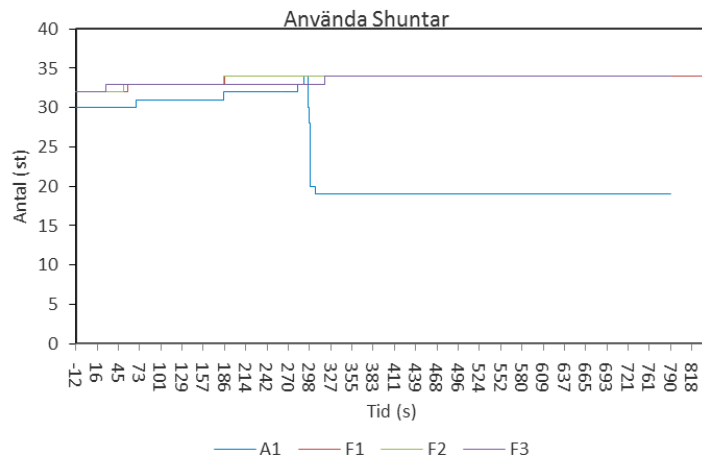
Figur 10.66 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



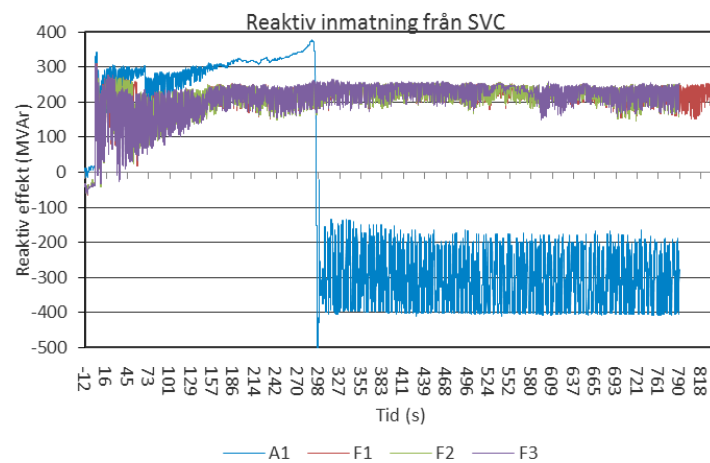
Figur 10.67 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



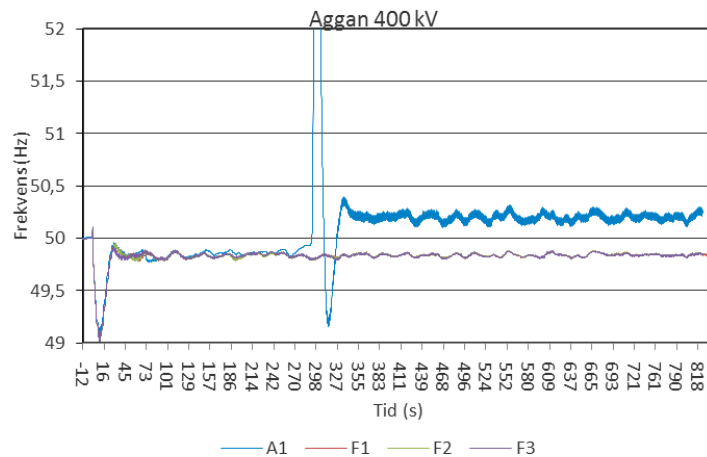
Figur 10.68 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



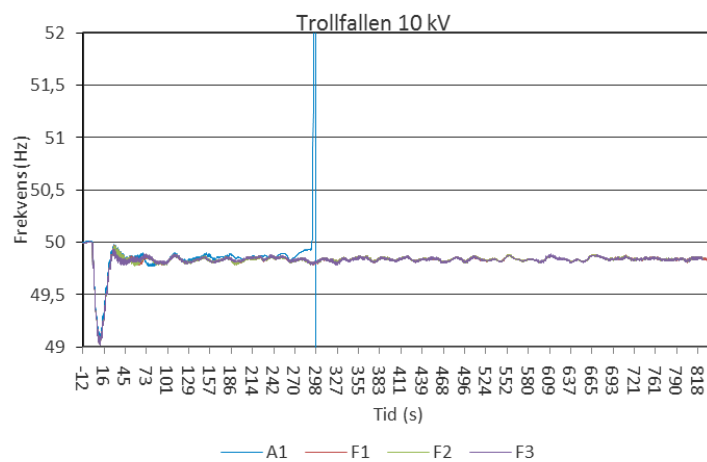
Figur 10.69 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.70 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.71 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.72 Frekvens i centrala delarna av systemet.

#### E.1.6.4 Slutsatser och sammanfattning

För samtliga automatiker F överlever systemet det fel som införs, detta har som tidigare nämnts förmodligen att göra med de korrigeringar av spänning som sker innan fel inträffar. Skillnaden i fördröjning syns också tydligt i Figur 10.67 där **VF3** är snabbast efter fel.

Händelse	Ref VA1	VF1	VF2	VF3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	-	-	-
Första automatikingrepp	67,90 s	-124,31 s	-125,51 s	-125,31 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-128,49 s	-133,88 s	-158,93 s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	-61,07 s	-62,37 s	-62,15 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	-68,16 s	-69,34 s	-69,20 s
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	-	-	-
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	-	-	-
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	20	20	20

Tabell 10.21 Sammanställning av avvikelser från referens.

### E.1.7 Automatik G, Koppling i grupp

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns **G1**, **G2** och **G3**,

#### E.1.7.1 Händelseförlopp vid scenario SG

Händelseförloppet för automatik G överensstämmer väl med referensfall och automatik VA.

#### E.1.7.2 Urval av mätdata

##### VG1

Tre simuleringar lät göras för **VG1**, vilka har benämnts **VG11-VG13**. Samma förlopp erhöles i två av fallen i det tredje skedde kollaps senare. Simulering **VG11** utvald att representera **VG1**

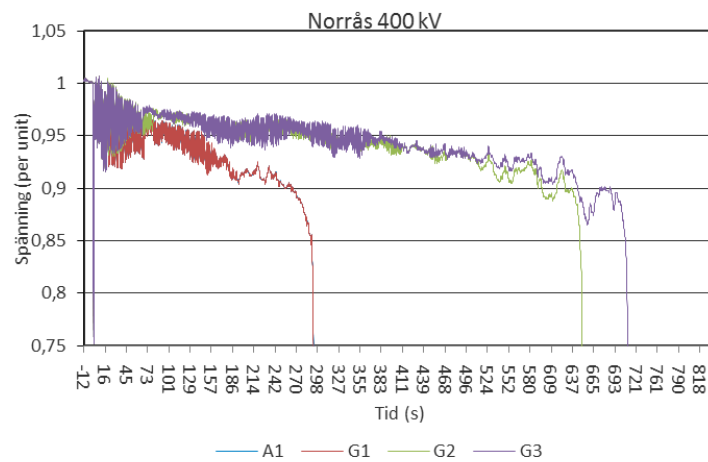
##### VG2

Tre simuleringar lät göras för **VG2**, vilka har benämnts **VG21-VG23**. Samma förlopp i samtliga simuleringar, efter kollaps skedde i ett fall pumpning i Sydköping. **VG23** utvald att representera **VG2**.

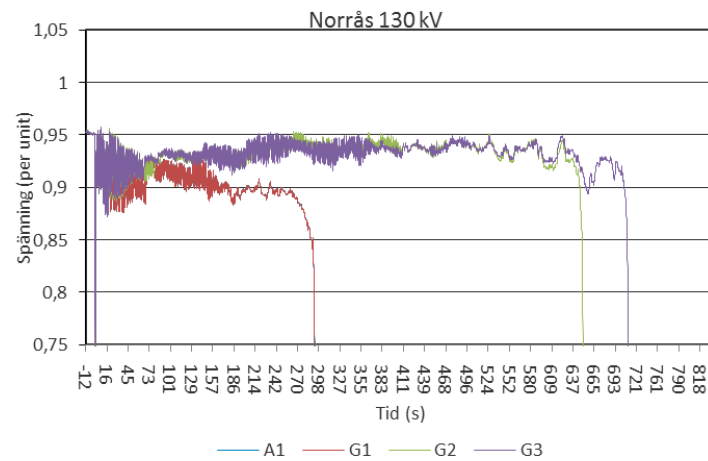
##### VG3

Fem simuleringar lät göras för **VG2**, vilka har benämnts **VG31-VG35**. I tre av de fem simuleringarna erhöles samma förlopp, i de två övriga skedde kollaps tidigare (samma som i VA3). Simulering **VG31** utvald att representera **VG3**.

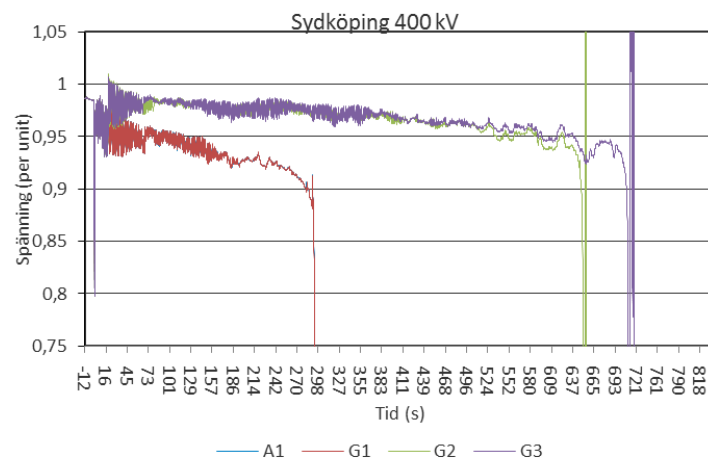
### E.1.7.3 Jämförelse av förlopp



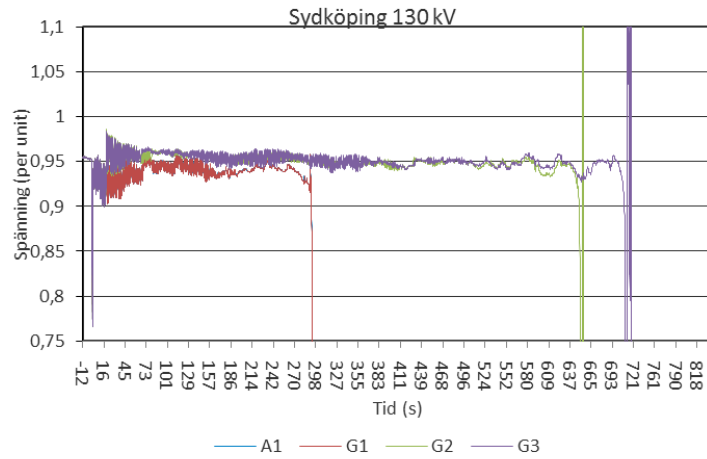
Figur 10.73 Spänningar i Norrås 400 kV.



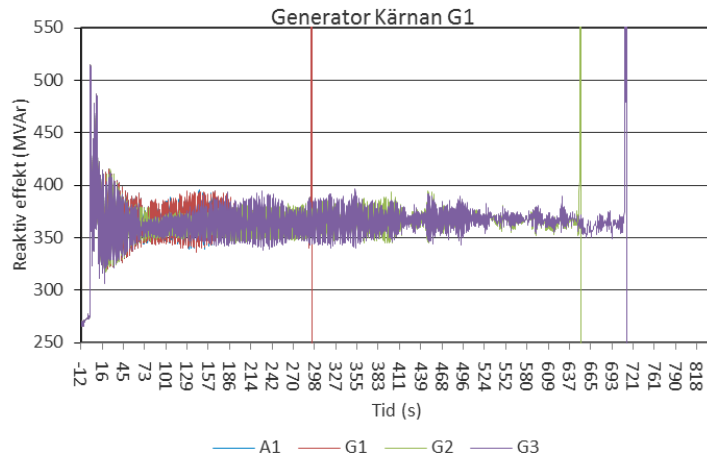
Figur 10.74 Spänning Norrås 130 kV.



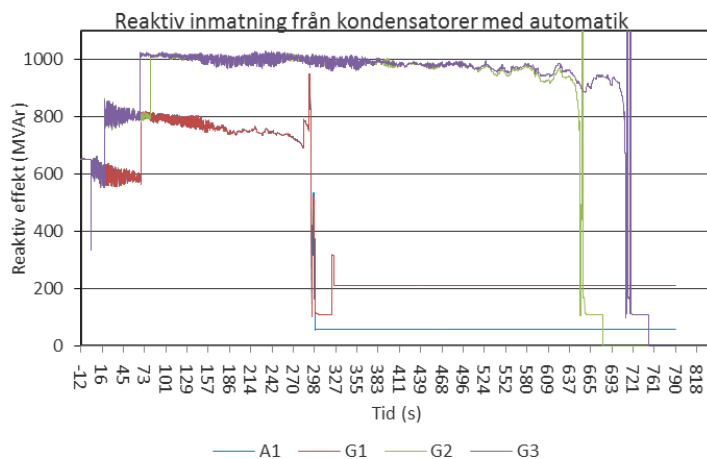
Figur 10.75 Spänningar i Sydköping 400 kV.



Figur 10.76 Spänning Sydköping 130 kV.

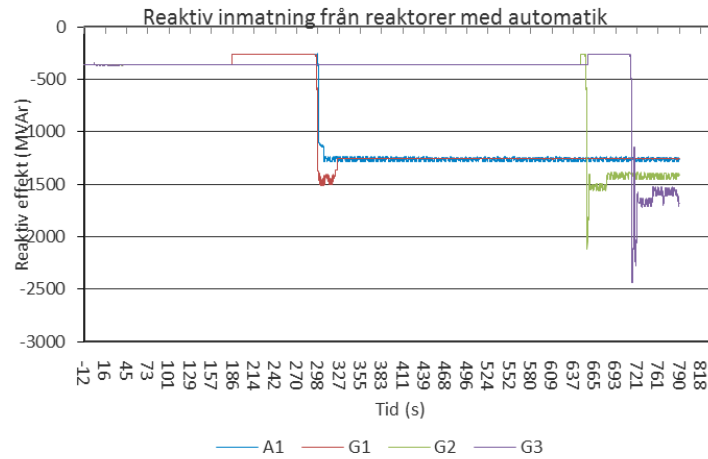


Figur 10.77 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.

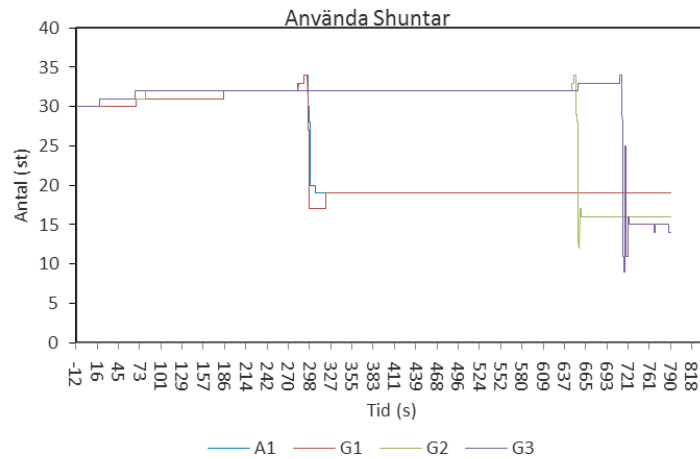


Figur 10.78 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.

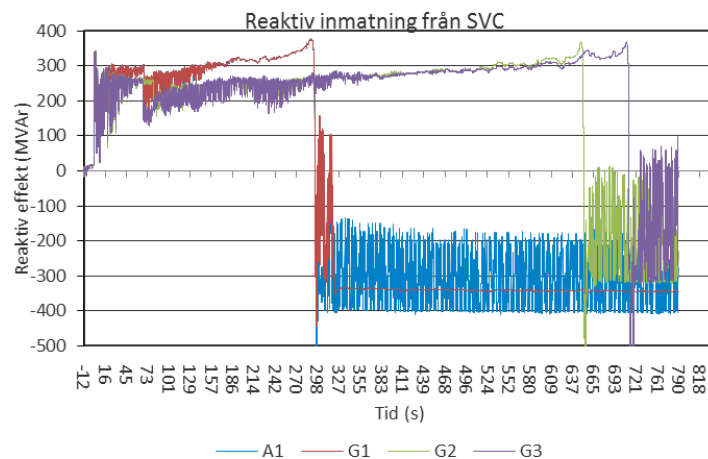




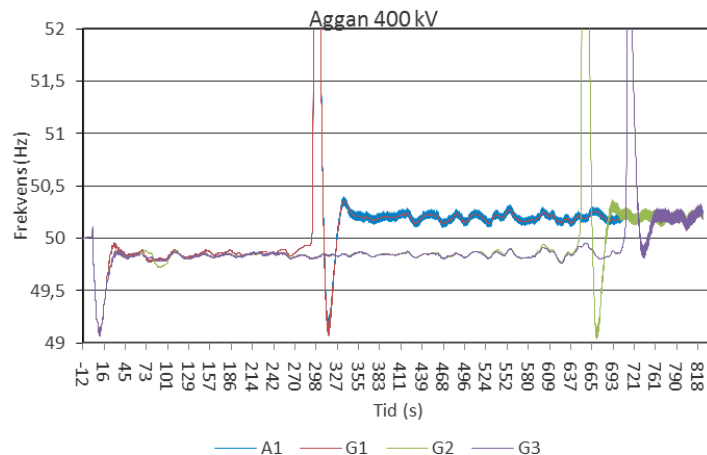
Figur 10.79 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



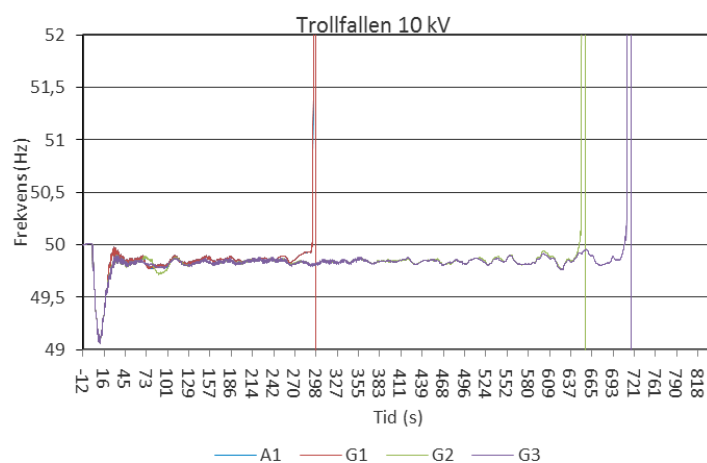
Figur 10.80 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.81 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.82 Frekvens i Norra delen av systemet som överlever kollaps.



Figur 10.83 Frekvens i centrala delen som kollapsar.

#### E.1.7.4 Slutsatser och sammanfattning

Mellan de tre inställningarna i automatik **VG1-VG3** var utfallet väldigt likt det med automatik **VA1-VA3**, detta var även förväntat då möjligheten att koppla i grupp endast finns i stationen Blocket i utgångsläget. Denna möjlighet fanns i variant två och tre dock kvar fram till 640-655 sekunder efter fel, då reaktorn kopplades in, men aktiveras aldrig. Däremot användes funktionen efter det att kollaps skett. Värt att notera är att i fallet **G3** erhålls bättre prestanda än **A3**, varför utfallet är på detta sätt är lite oklart, men antagligen beror det på att urvalet är för litet för antingen **A3** eller **G3**.

Händelse	Ref VA1	VG1	VG2	VG3
Kärnan G1 bortkopplas	295,75 s	+0 s	+356,75 s	+416,75 s
Första automatikingrepp	67,90 s	-0,12 s	-48,30 s	-48,50 s
Andra automatikingrepp	184,58 s	-0,24 s	-103,99 s	-117,96s
Första steg för lindningskopplare	16,26 s	+/- 0 s	+/- 0 s	+/- 0 s
Andra steg för lindningskopplare	24,93 s	+/- 0 s	+62,17 s	+/- 59,97
Spänning kollapsar i Norrås 400 kV	295,85 s	-0,12 s	+ 356,60 s	+416,78s
Spänning kollapsar i Norrås 130 kV	295,85 s	-0,12 s	+ 356,60 s	+416,78s
Spänning kollapsar i Sydköping 400 kV	296,57 s	-0 s	+358,01s	+421,70 s
Spänning kollapsar i Sydköping 130 kV	296,57 s	-0 s	+358,01s	+421,70 s
Antal automatikingrepp innan kollaps	4	4	4	4
Antal lindningskopplargesteg innan kollaps	37	37	36	41

Tabell 10.22 Sammanställning av avvikelser från referens.

## E.2 SOMMARBELASTNING MED SNABBÅTERINKOPPLING AV LEDNING

För varje automatik redovisas hur händelseförloppet skiljer sig från referens. Detta redovisas med grafer över händelseförloppen samt en sammanställning i en tabell i slutet av varje avsnitt. Jämförelser görs mellan spänningarna i stationerna Aggan och Njaggo vilka är de stationer närmast felet. Här redovisas också antalet kopplingar av extremspänningsautomatiker och inmatningen av reaktiv effekt från dessa samt SVC:er och Kärnan G1.

### E.2.1 Automatik A, Referensautomatik

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns **A1**, **A2** och **A3**, där **A1** har den längsta tidsfördröjningen och **A3** den kortaste.

#### E.2.1.1 Händelseförlopp vid scenario SA

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering **SA1** utförligt, samt **SA2** och **SA3** i korta drag.

#### Initialt fel,

Ledning CL2 mellan Aggan och Njaggo får trefasig kortslutning på mitten och kopplas bort av distansskydd efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant men återhämtar sig och börjar pendla. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av de 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och spikar lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet frånkopplas.

#### 580 ms

Ledning CL2 snabbåterinkopplas.

#### 1-30 s

Pendlingar som uppstod börjar dämpas ut och är obefintliga efter 20 s. Frekvenser och spänningar är inom normala gränser.

#### 30 s

Systemet är åter i vila utan några tydliga skillnader från utgångsläget.

Förloppen för **SA2** och **SA3** är likadana som i **SA1**, vilket är önskvärt då koppling av automatiker i detta fall är onödigt

### E.2.1.2 Urval av mätdata

#### SA1

Fem simuleringar lät göras för **SA1**, vilka har benämnts **SA11-SA15**. Likartade förlopp erhöles i samtliga, simulering **SA11** utvald att representera **SA1**.

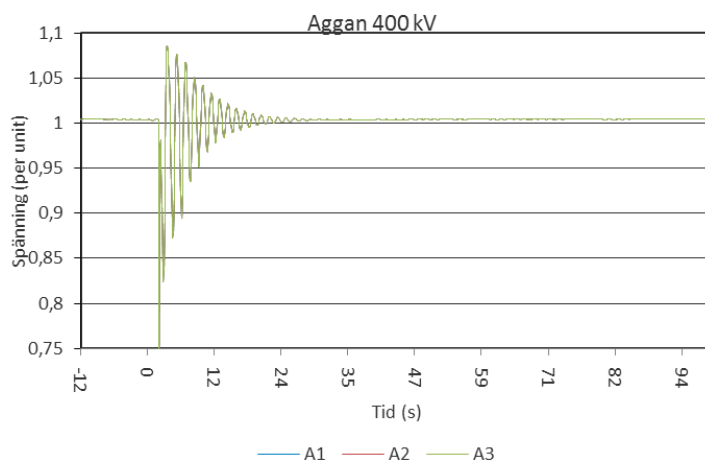
#### SA2

Fem simuleringar lät göras för **SA2**, vilka har benämnts **SA21-SA25**. Likartade förlopp erhöles i samtliga, simulering **SA25** utvald att representera **SA2**.

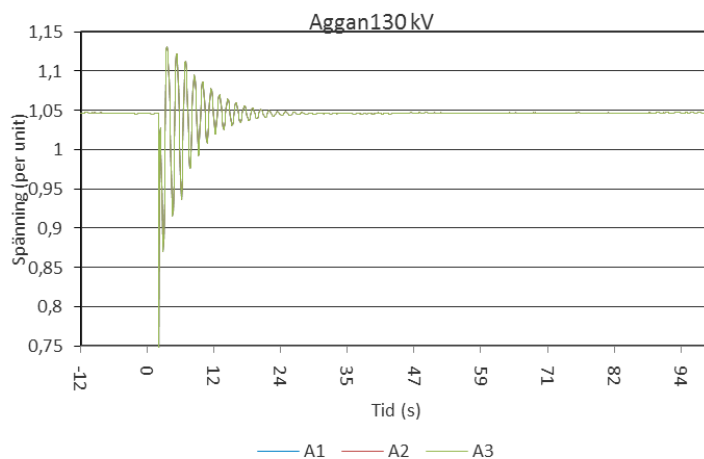
#### SA3

Tre simuleringar lät göras för **SA3**, vilka har benämnts **SA31-SA33**. Likartade förlopp erhöles i samtliga, simulering **SA33** utvald att representera **SA3**.

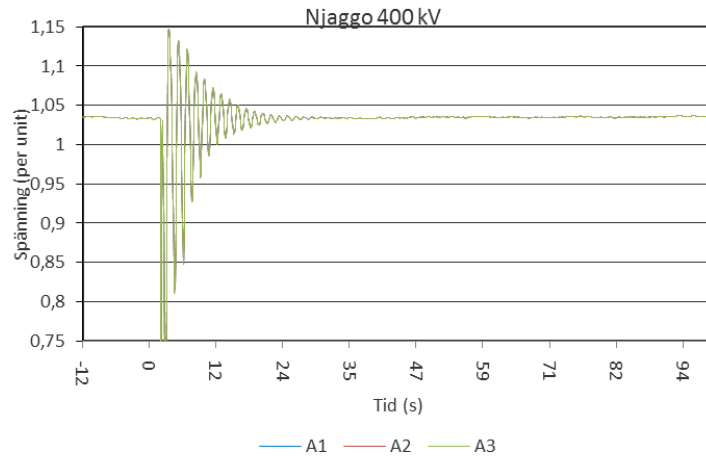
### E.2.1.3 Jämförelse av förlopp



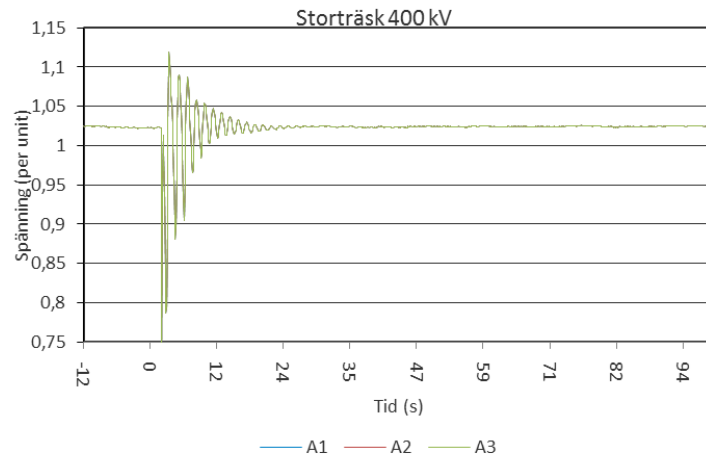
Figur 10.84 Spänningar i Aggan 400 kV.



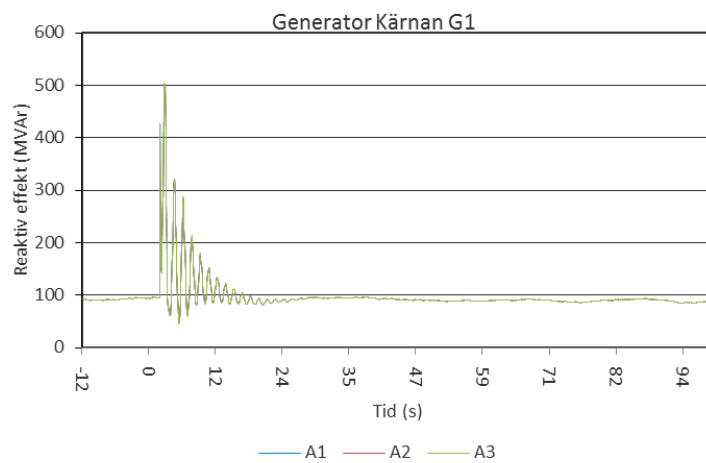
Figur 10.85 Spänning Aggan 130 kV.



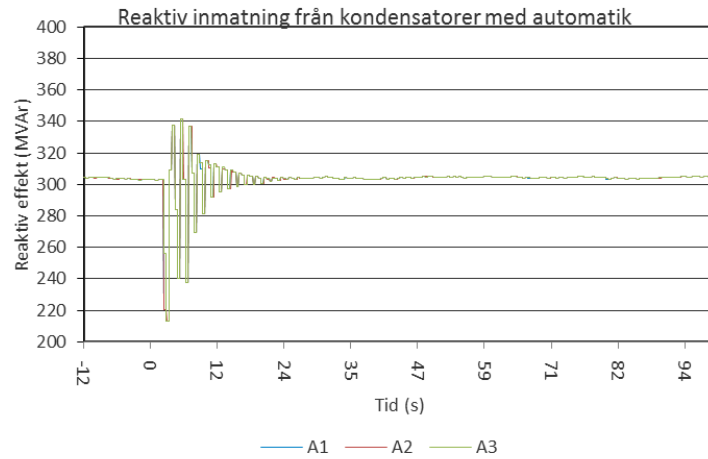
Figur 10.86 Spänningar i Njaggo 400 kV.



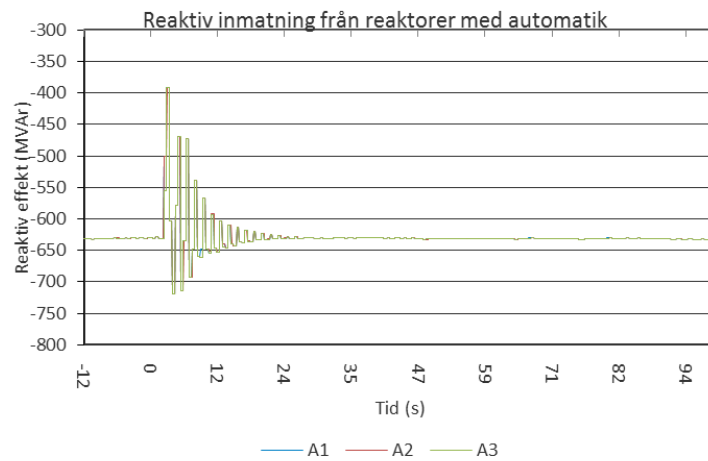
Figur 10.87 Spänning Storträsk 400 kV.



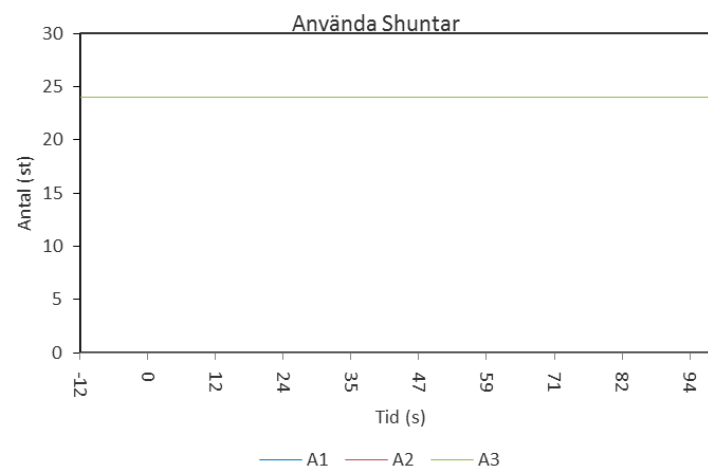
Figur 10.88 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



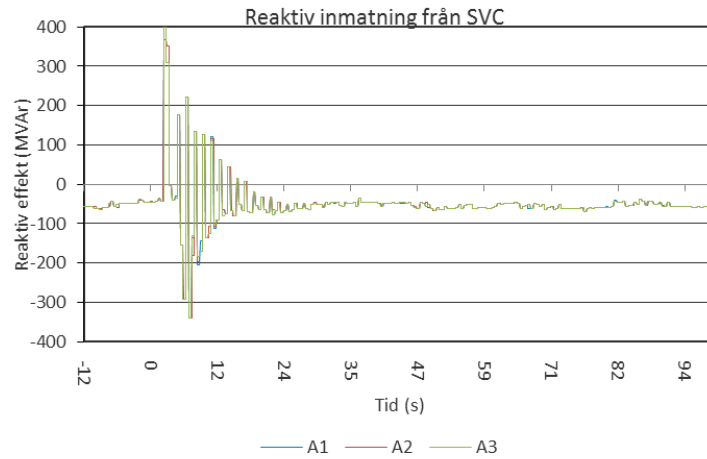
Figur 10.89 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



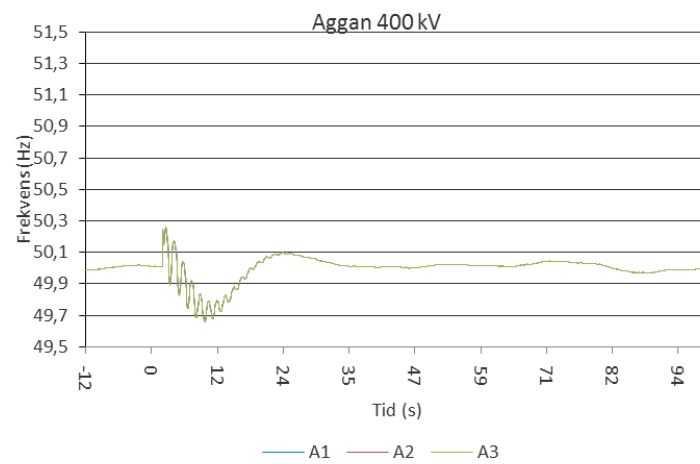
Figur 10.90 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



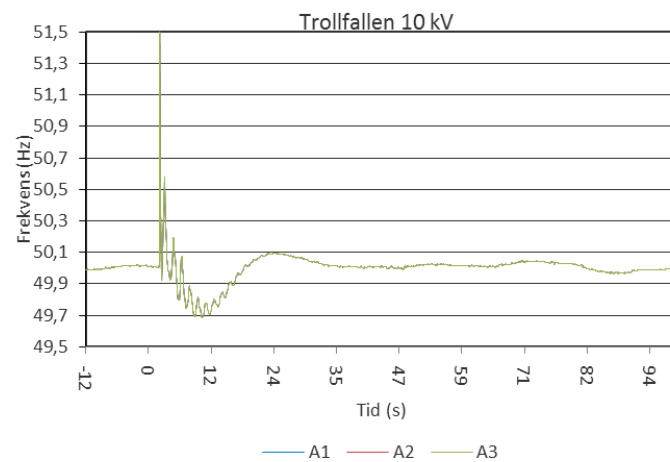
Figur 10.91 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.92 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.93 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.94 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.1.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **A** påverkar inte förloppet vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt då en koppling i princip är onödig.

Händelse	Ref SA1	SA2	SA3
Första automatikingrepp	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0

Tabell 10.23 Sammanställning av avvikelser från referens.

### E.2.2 Automatik **B**, diversifierade tidsinställningar

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar, vilka benämns **B1**, **B2** och **B3**. Liksom tidigare är fördröjningen längst för **B1** och kortast med **B3**.

#### E.2.2.1 Händelseförlopp vid scenario **SB**

Händelseförloppen i **SB1-SB3** är identiskt med de i **SA1-SA3**. Vilket innebär att inga kopplingar sker.

#### E.2.2.2 Urval av mätdata

##### SB1

Tre simuleringar lät göras för **SB1**, vilka har benämnts **SB11-SB13**. Likartade förlopp erhöles i samtliga, simulering **SB13** utvald att representera **SB1**.

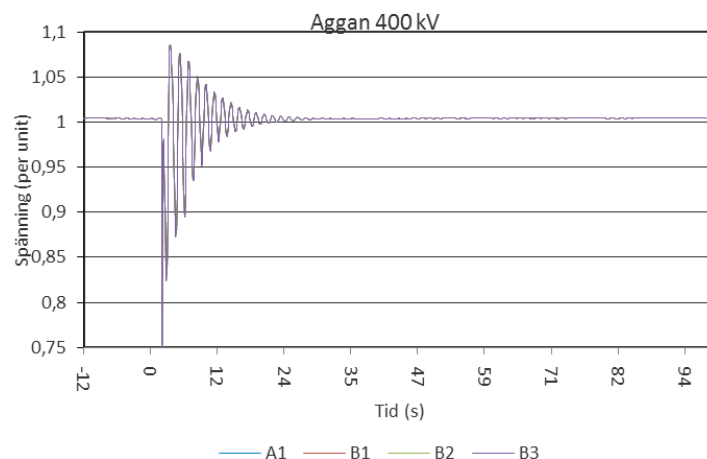
##### SB2

Tre simuleringar lät göras för **SB2**, vilka har benämnts **SB21-SB23**. Likartade förlopp erhöles i samtliga, simulering **SB23** utvald att representera **SB2**.

##### SB3

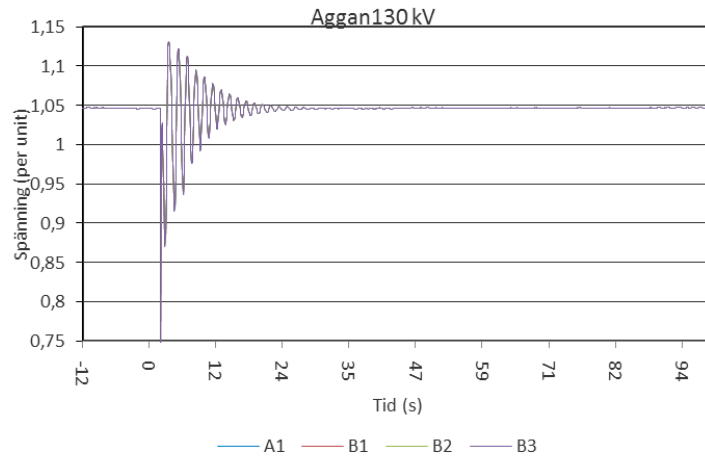
Tre simuleringar lät göras för **SB3**, vilka har benämnts **SB31-SB33**. Likartade förlopp erhöles i två simuleringar. **SB32** utvald att representera **SB3**.

#### E.2.2.3 Jämförelse av förlopp

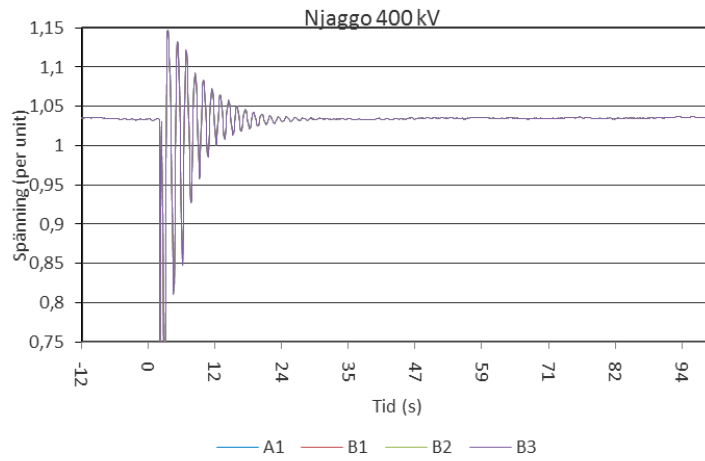


Figur 10.95 Spänningar i Aggan 400 kV.

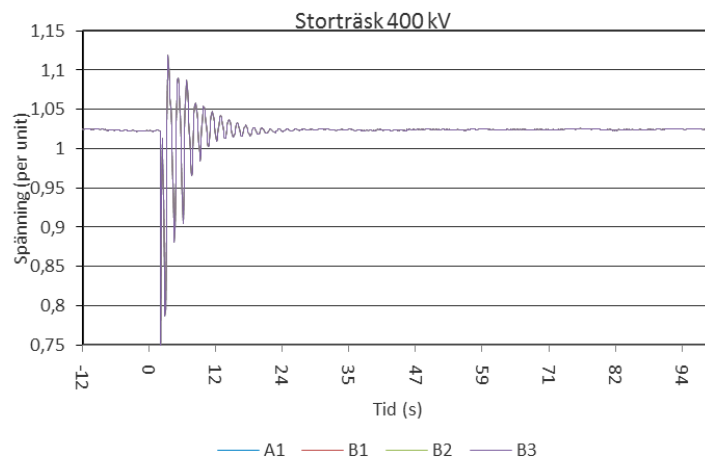




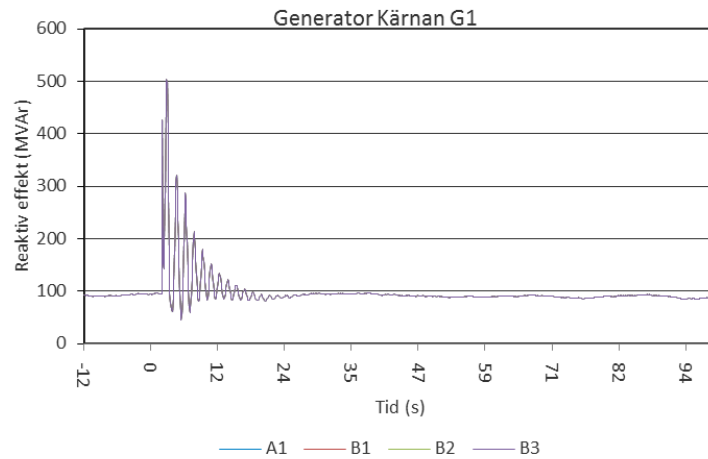
Figur 10.96 Spänning Aggan 130 kV.



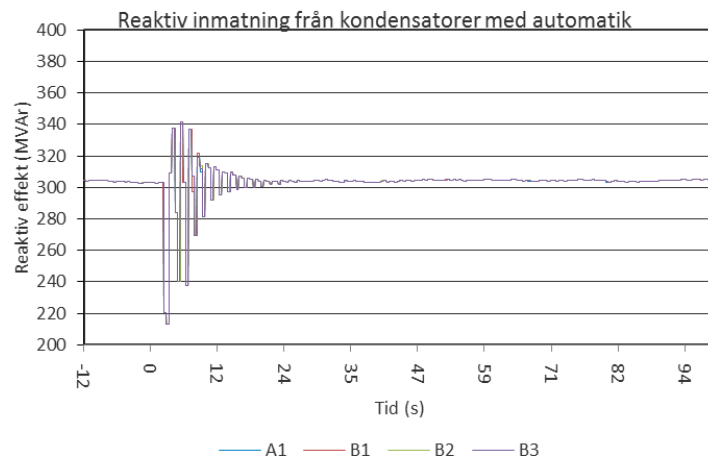
Figur 10.97 Spänningar i Njaggo 400 kV.



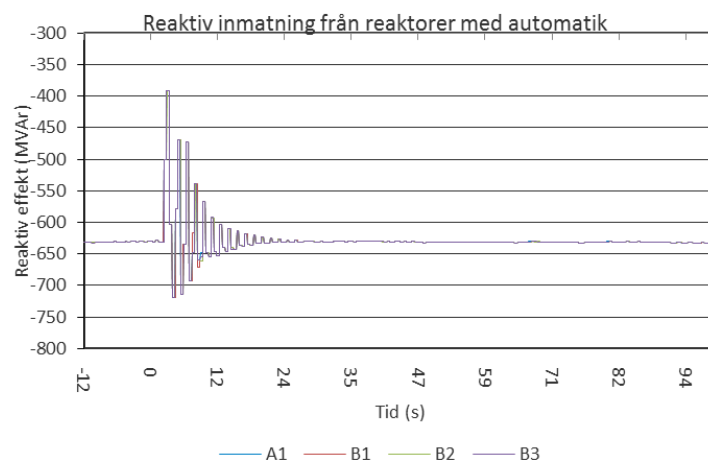
Figur 10.98 Spänning Storträsk 400 kV.



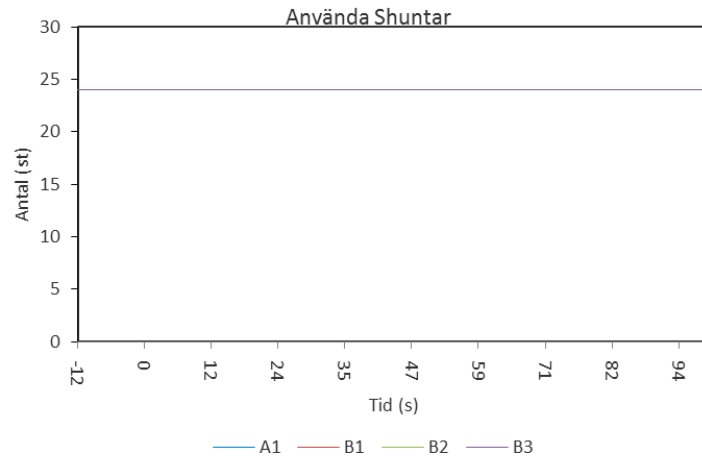
Figur 10.99 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



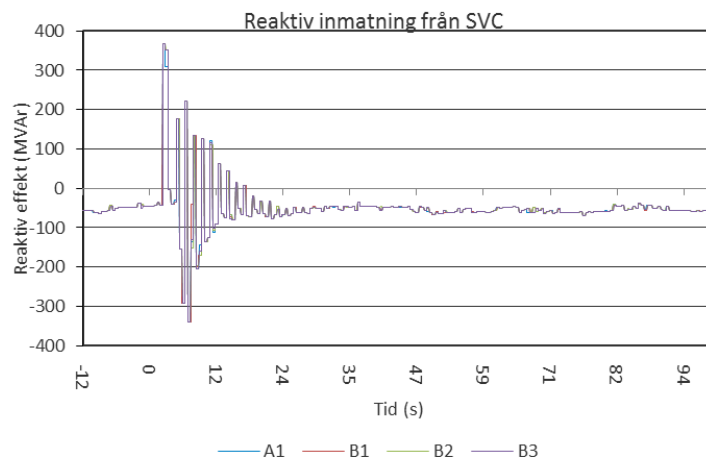
Figur 10.100 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



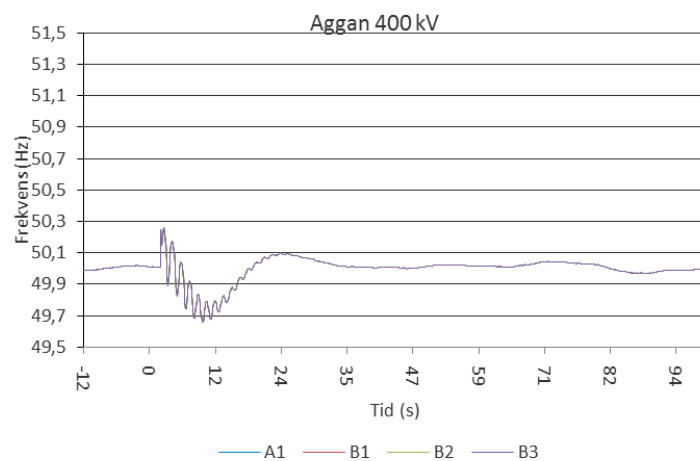
Figur 10.101 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



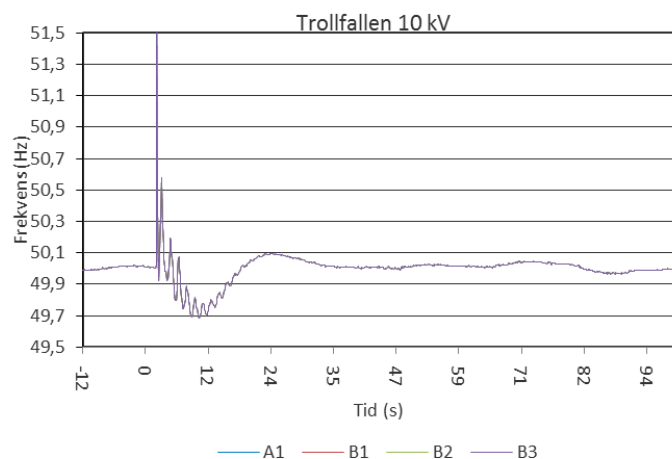
Figur 10.102 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.103 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.104 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.105 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.2.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **B** påverkar inte förloppet i **S** vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt. Inte heller oväntat utifrån resultat från A.

Händelse	Ref SA1	SB1	SB2	SB3
Första automatikingrepp	-	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0	0

Tabell 10.24 Sammanställning av avvikelser från referens.

#### E.2.3 Automatik C, Total area

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar, dessa benämns **C1**, **C2** och **C3**, där **C1** har högsta gränsvärde, vilket leder till långsammare koppling, och **C3** lägsta, vilket leder till snabbare koppling.

##### E.2.3.1 Händelseförlopp vid scenario SC

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering **SC1** utförligt, samt **SC2** och **SC3** i korta drag.

#### Initialt fel,

Ledning CL2 mellan Aggan och Njaggo får trefasig kortslutning på mitten och kopplas bort av distansskydd efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant men återhämtar sig och börjar pendla. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av de 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och spikar lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet fränkopplas.

#### 220 ms

Automatiker kopplar för underspänning i Stenforsen, Tornå, Dalbo, Uppmark, Mittlanda och Blocket. Kopplingarna bidrar med ökad amplitud till de pendlingar som uppstod i samband med fel.

#### 580 ms

Ledning CL2 snabbåterinkopplas.

### 720 ms – 19 s

Automatiker kopplar för underspänning i Storträsk och Njaggo. Detta följs av upprepade kopplingar i flertalet stationer fram till 19 sekunder efter fel då systemet återhämtat sig och dämpat spänningspendlingarna. Totalt sker 208 kopplingar under hela förloppet. I slutskedet när kopplingarna upphör är två shuntkondensatorer och fem shuntreaktorer fler inkopplade än före fel. Detta innebär högre förluster i systemet och ökad ansträngning för generatorer och SVC:er.

### 20-30 s

Pendlingar som uppstod börjar dämpas ut och är obefintliga efter 30 s. Frekvenser och spänningar är inom normala gränser.

### 31 s

Systemet är åter i vila men med onödiga reaktiva flöden hos reaktorer, kondensatorer, generatorer och SVC:er.

För **SC2** sker några kopplingar färre än i **SC1**, men inte en betydande mängd. Förloppet är likartat men i slutändan kopplas en reaktor färre än i **SC1**. För **SC3** sker fler kopplingar än i **SC1** till följd av detta blir pendlingar större än i tidigare fall och inmatningen av reaktiv effekt i slutändan större. Jämfört med **SC1** är en kondensator mer och en reaktor mindre inkopplade vid simuleringens slut.

#### E.2.3.2 Urval av mätdata

##### SC1

Tre simuleringar lät göras för **SC1**, vilka har benämnts **SC11-SC13**. Likadant förlopp erhöles i samtliga, simulering **SC13** utvald att representera **SC1**.

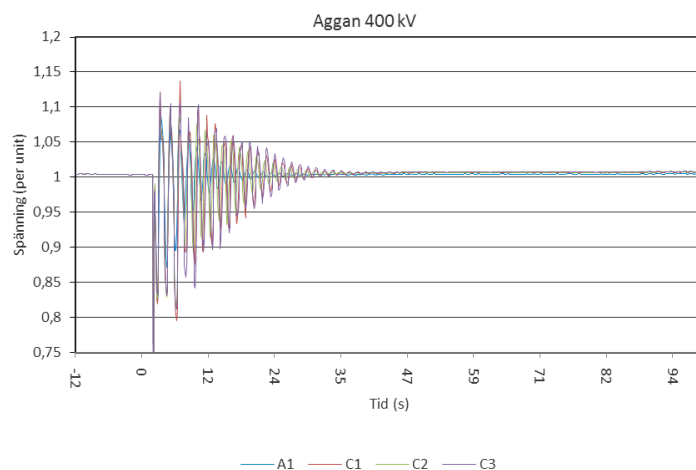
##### SC2

Tre simuleringar lät göras för **SC2**, vilka har benämnts **SC21-SC23**. Likadant förlopp erhöles i samtliga, simulering **SC23** utvald att representera **SC2**.

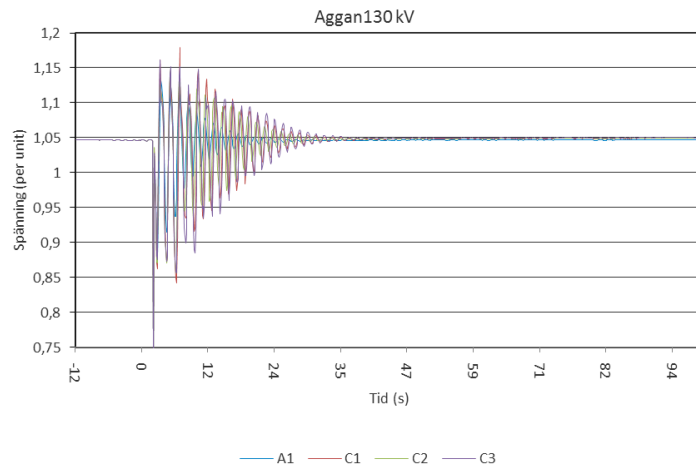
##### SC3

Tre simuleringar lät göras för **SC3**, vilka har benämnts **SC31-SC33**. Likadant förlopp erhöles i två simuleringar. **SC32** utvald att representera **SC3**.

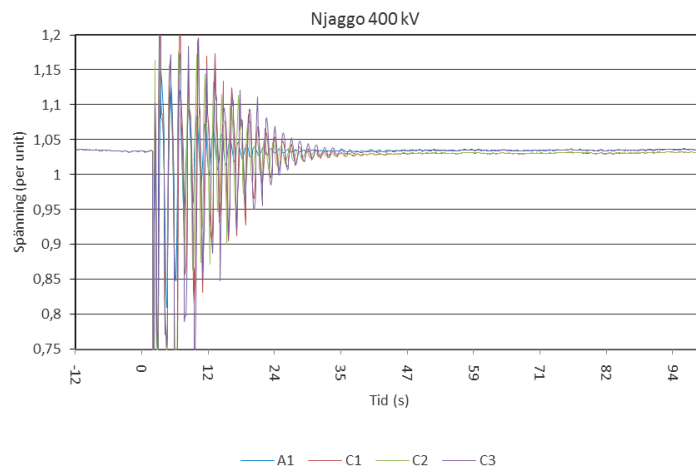
#### E.2.3.3 Jämförelse av förlopp



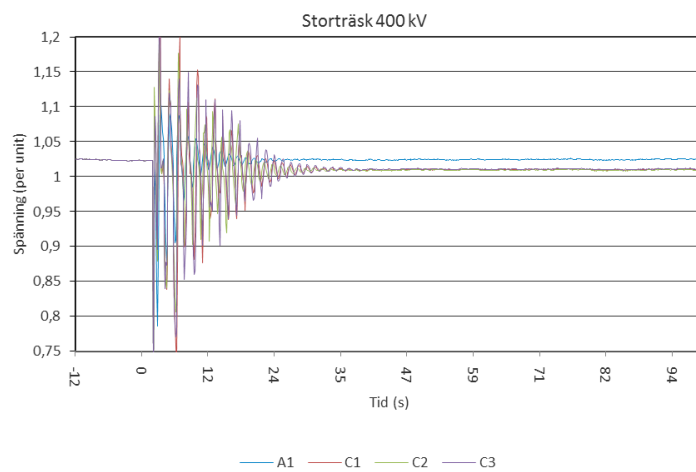
Figur 10.106 Spänningar i Aggan 400 kV.



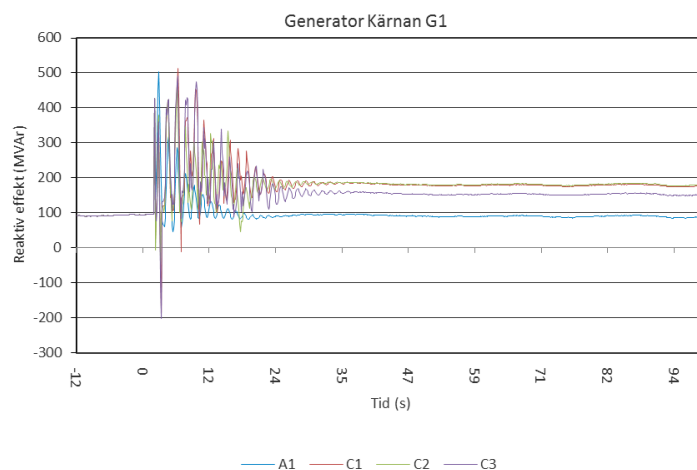
Figur 10.107 Spänning Aggan 130 kV.



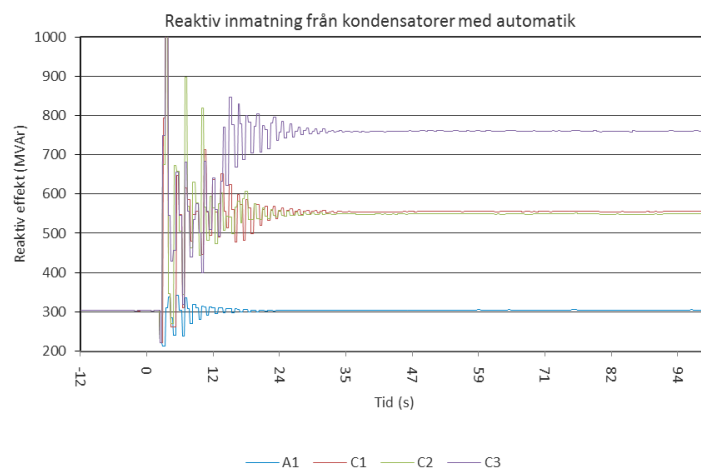
Figur 10.108 Spänningar i Njaggo 400 kV.



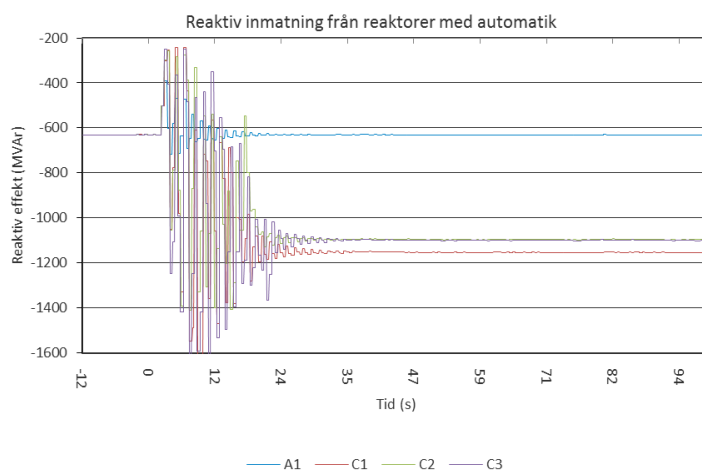
Figur 10.109 Spänning Storträsk 400 kV.



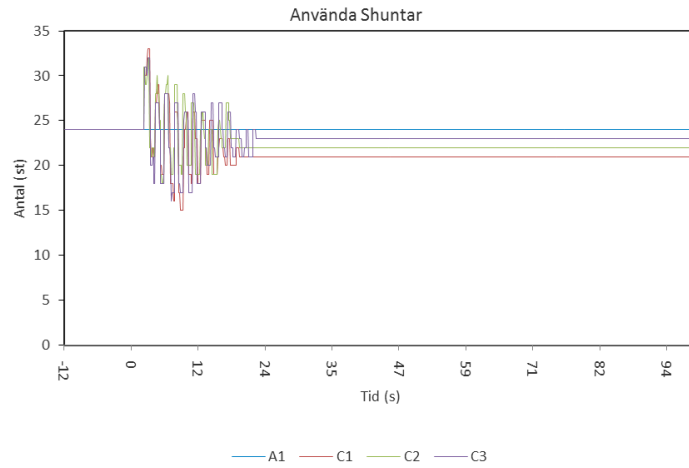
Figur 10.110 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



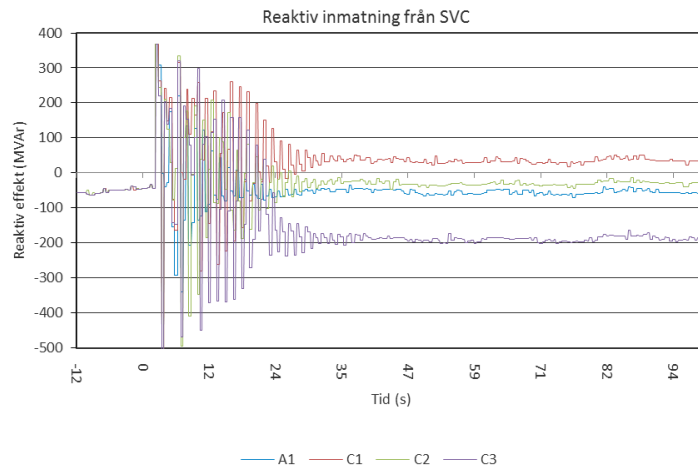
Figur 10.111 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



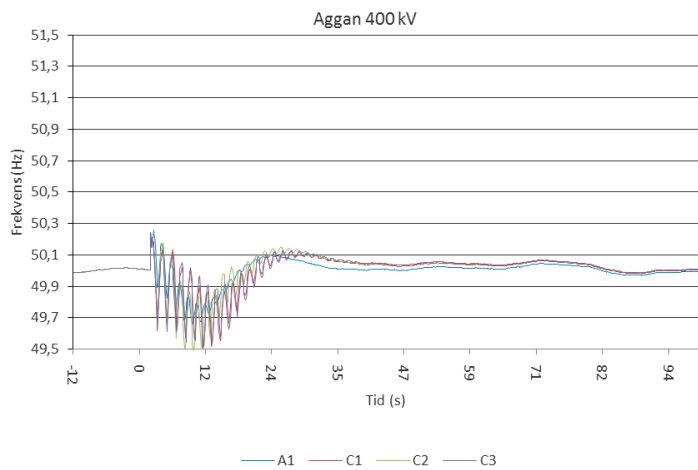
Figur 10.112 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



Figur 10.113 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).

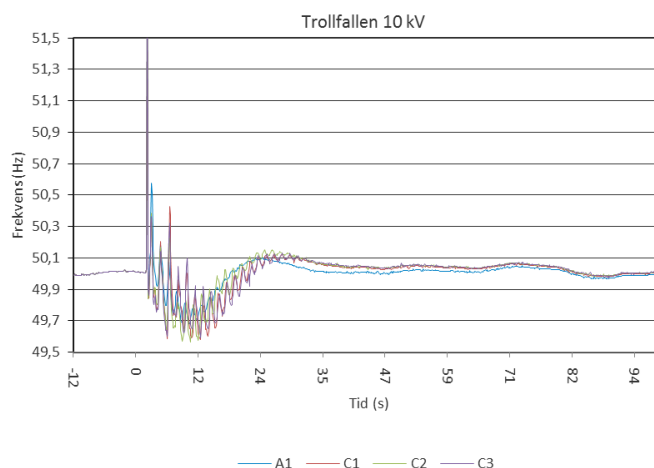


Figur 10.114 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.115 Frekvens i Norra delen av systemet.





Figur 10.116 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.3.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **C1-C3** har stor inverkan på händelseförloppet. Det stora antal kopplingar som sker under feltiden leder till pendlingar i spänning och därmed, genom spänningsberoendet hos förbrukningen, även frekvens. Slitaget på utrustning blir stort i samband med denna typ av inställningar. När systemet åter stabiliserat sig är fler shuntkondensatorer och shuntreaktorer inkopplade än före fel. De reaktiva flöden som uppstår ger upphov till onödiga förluster i systemet.

Händelse	Ref SA1	SC1	SC2	SC3
Första automatikingrepp	-	+0,22 s (6st)	+0,22 s (7st)	+0,30 s (7st)
Antal Automatiska kopplingar	0	208	202	273
Lindningskopplarsteg	0	0	2	2

Tabell 10.25 Sammanställning av avvikelser från referens. Tidsavvikelser anges från feltillfället, inom parentes anges hur många automatiker som aktiverats.

#### E.2.4 Automatik D, Flytande Fönster

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns **D1**, **D2** och **D3** där **D1** har högsta gränsvärde, vilket leder till långsammare koppling, och **D3** det lägsta, vilket leder till snabbare koppling.

##### E.2.4.1 Händelseförlopp vid scenario SD

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering **SD1** utförligt, samt **SD2** och **SD3** i korta drag.

#### Initialt fel,

Ledning CL2 mellan Aggan och Njaggo får trefasig kortslutning på mitten och kopplas bort av distansskydd efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant men återhämtar sig och börjar pendla. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av de 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och spikar lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet fränkopplas.

**220 ms**

Automatiker kopplar för underspänning i Stenforsen, Tornå, Dalbo, Uppmark, Mittlanda och Blocket. Kopplingarna bidrar med ökad amplitud till de pendlingar som uppstod i samband med fel.

#### **580 ms**

Ledning CL2 snabbåterinkopplas.

#### **720 ms – 13 s**

Automatiker kopplar för underspänning i Storträsk och Njaggo. Detta följs av upprepade kopplingar i flertalet stationer fram till 14 sekunder efter fel då systemet återhämtat sig och dämpat spänningspendlingarna. Totalt sker 140 kopplingar under hela förloppet. I slutskedet när kopplingarna upphör är en shuntkondensator och fyra shuntreaktorer fler inkopplade än före fel. Detta innebär högre förluster i systemet och ökad ansträngning för generatorer och SVC:er.

#### **14-216 s**

Pendlingar som uppstod börjar dämpas ut och är obefintliga efter 30 s. De många automatiska kopplingarna har lett till en ökad reaktiv inmatning i systemet. Detta medför större förluster och lindningskopplare börjar arbeta 15 s efter fel och tar många steg för att återställa spänning runtom i systemet.

#### **230 s**

Systemet är åter i vila men med onödiga reaktiva flöden hos reaktorer, kondensatorer, generatorer och SVC:er.

För **SD2** sker några kopplingar fler än i **SD1**. Förloppet är likartat men i slutändan kopplas tre reaktorer fler ur än i **SD1**. Kopplingarna har lett till lägre spänningar som automatik och lindningskopplare försöker korrigera. Även för **SD3** sker fler kopplingar än i **SD1**. Här kopplar automatiken fler gånger och slutresultatet är två shuntkondensatorer färre inkopplade samt två reaktorer mer inkopplade.

#### *E.2.4.2 Urval av mätdata*

##### **SD1**

Fem simuleringar lät göras för **SD1**, vilka har benämnts **SD11-SD15**. Likartade spänningsförlopp erhöles i tre av fem fall, i två av fallen uppstod större frekvensavvikelser. Dock förekom stora skillnader i reaktiv kompensering när systemet åter var i balans. Simulering **SD15** utvald att representera **SD1**.

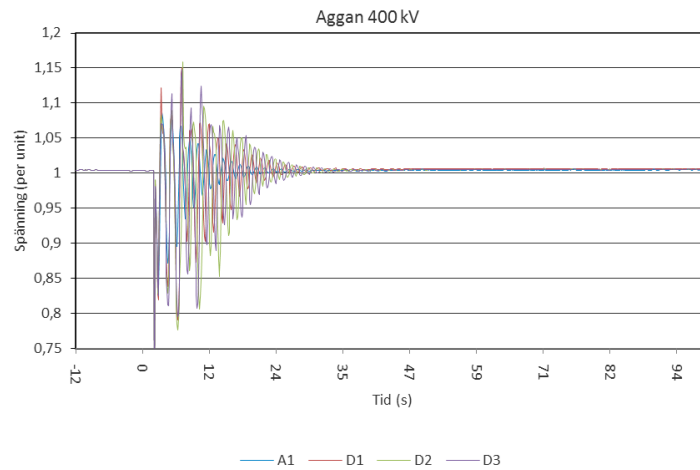
##### **SD2**

Fem simuleringar lät göras för **SD2**, vilka har benämnts **SD21-SD25**. Likartade förlopp erhöles i fyra av fem fall, i en simulering blev dock flera stationer spänningslösa efter 8 s till följd av kaskadutlösningar av distansskydd. Simulering **SD24** utvald att representera **SD2**.

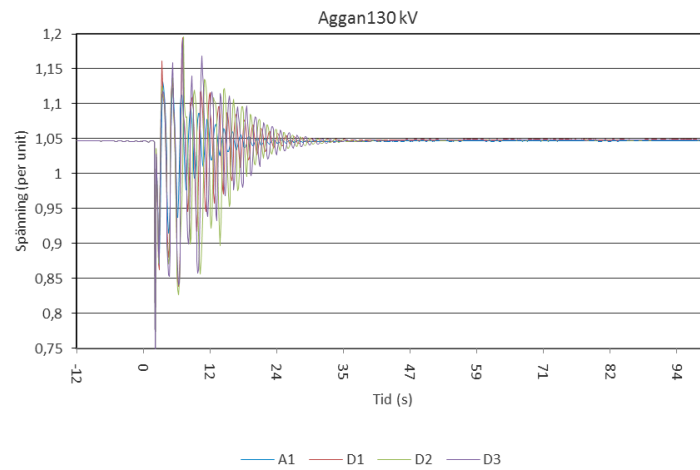
##### **SD3**

Fem simuleringar lät göras för **SD3**, vilka har benämnts **SD31-SD35**. Likartade spänningsförlopp erhöles i samtliga simuleringar. Dock förekom stora skillnader i reaktiv kompensering när systemet åter var i balans. **SD33** utvald att representera **SD3**.

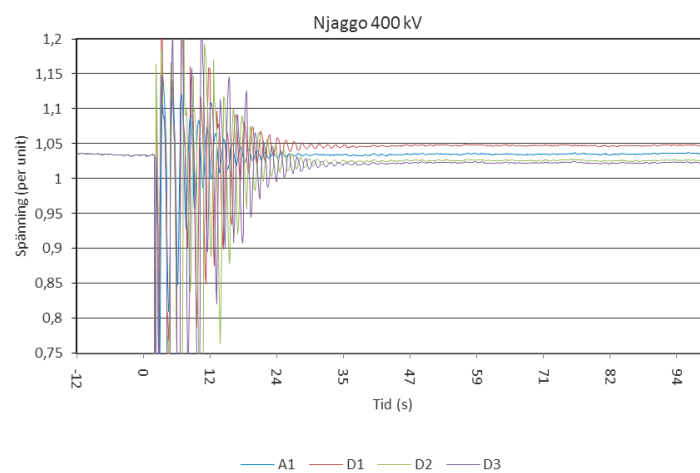
### E.2.4.3 Jämförelse av förlopp



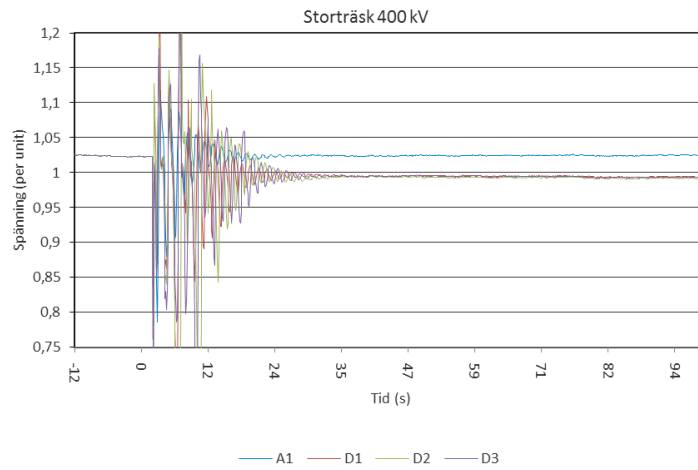
Figur 10.117 Spänningar i Aggan 400 kV.



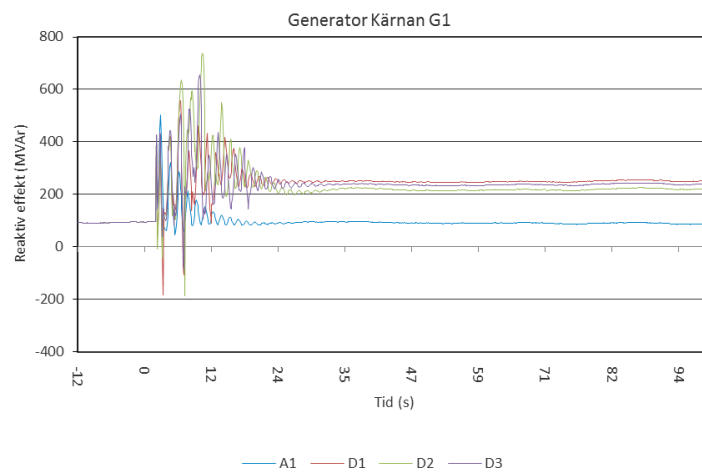
Figur 10.118 Spänning Aggan 130 kV.



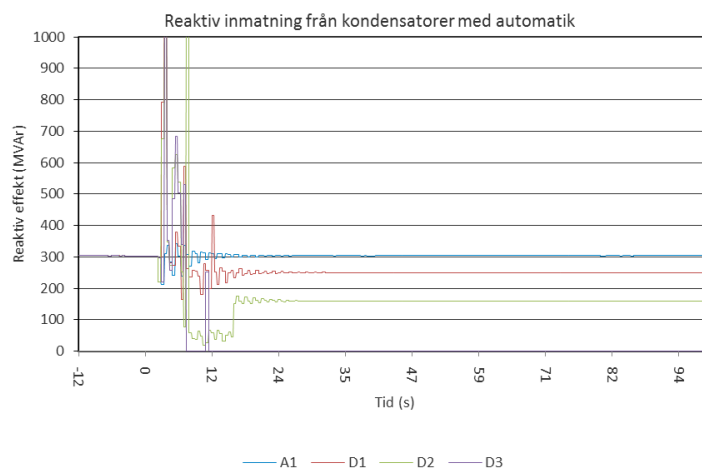
Figur 10.119 Spänningar i Njaggo 400 kV.



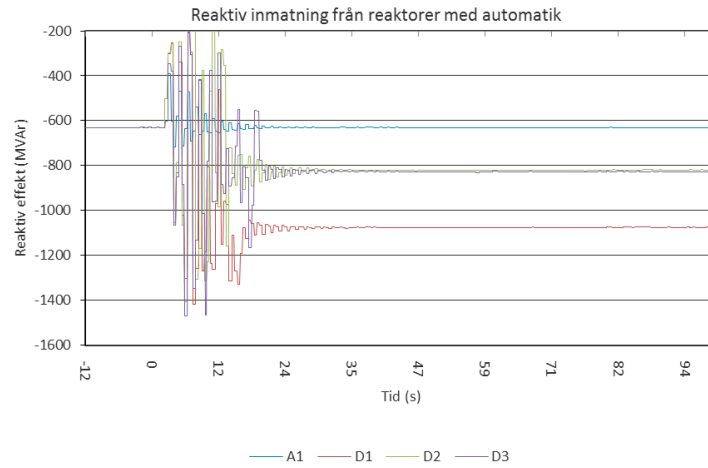
Figur 10.120 Spänning Storträsk 400 kV.



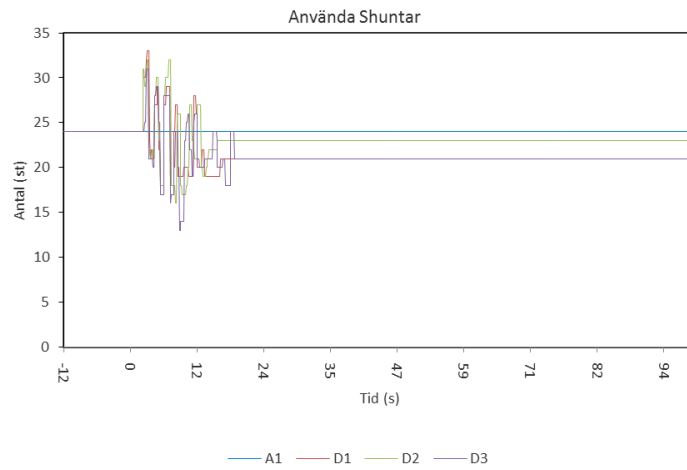
Figur 10.121 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



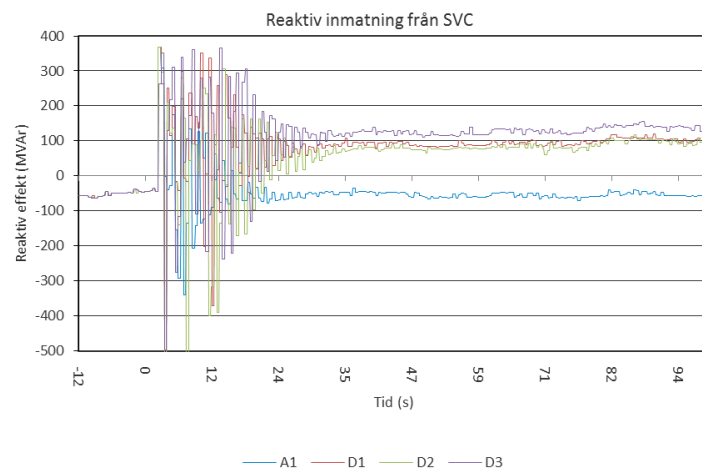
Figur 10.122 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



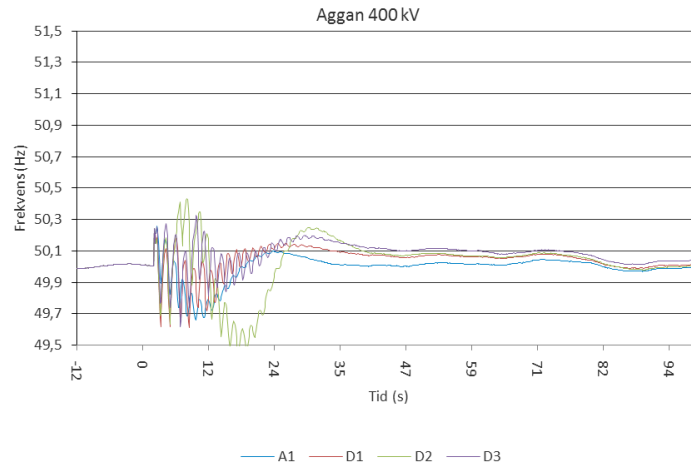
Figur 10.123 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



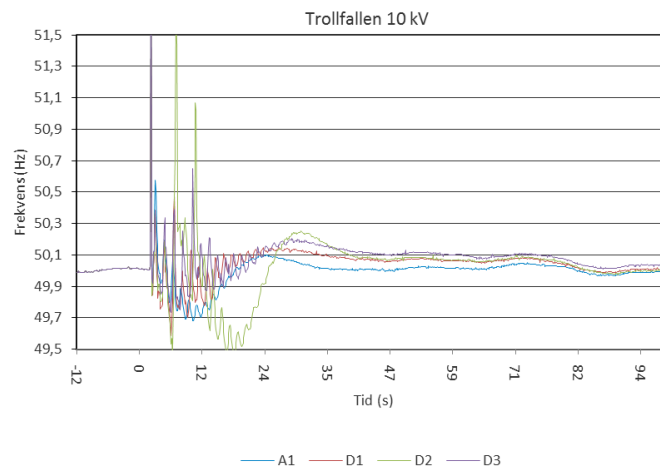
Figur 10.124 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.125 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.126 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.127 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.4.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **SD1-SD3** har stor inverkan på händelseförloppet. Det stora antalet kopplingar som sker under feltiden leder till pendlingar i spänning och därmed, genom spänningsberoendet hos förbrukningen, även frekvens. Slitaget på utrustning blir stort i samband med denna typ av inställningar. Inte lika stort som i **SC** men det sker ändå väldigt många kopplingar. När systemet åter stabiliserat sig är fler shuntkondensatorer och shuntreaktorer inkopplade än före fel. De reaktiva flöden som uppstår ger upphov till onödiga förluster i systemet. Det sker även ett stort antal lindningskopplarsteg till följd av de förändrade spänningsförhållandena.

Händelse	Ref SA1	SD1	SD2	SD3
Första automatikingrepp	-	+0,22 s (6st)	+0,22 s (7st)	+0,46 s (1st)
Antal Automatiska kopplingar	0	140	173	185
Lindningskopplarsteg	0	27	39	27

Tabell 10.26 Sammanställning av avvikelser från referens. Tidsavvikelser anges från feltillfället, inom parentes anges hur många automatiker som aktiverats.

### E.2.5 Automatik **E**, Flera spänningströsklar

Denna automatik har simulerats med en uppsättning inställningar, denna bilaga B Automatikinställningar och benämns **E1**.

#### E.2.5.1 Händelseförlopp vid scenario **SE**

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering **SE1**.

##### Initialt fel

Ledning CL2 mellan Aggan och Njaggo får trefasig kortslutning på mitten och kopplas bort av distansskydd efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant men återhämtar sig och börjar pendla. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av de 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och spikar lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet frångöms.

##### 580 ms

Ledning CL2 snabbåterinkopplas.

##### 1,24 s

Automatik kopplar för underspänning i Njaggo.

##### 14,91 s

Automatik kopplar för överspänning i Njaggo. Pendlingar i systemet avtar.

##### 30 s

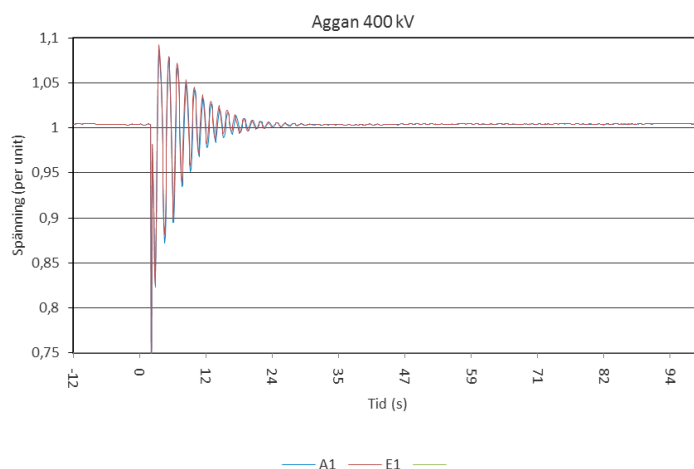
Systemet är åter i vila men med liknande förhållanden som innan fel.

#### E.2.5.2 Urval av mätdata

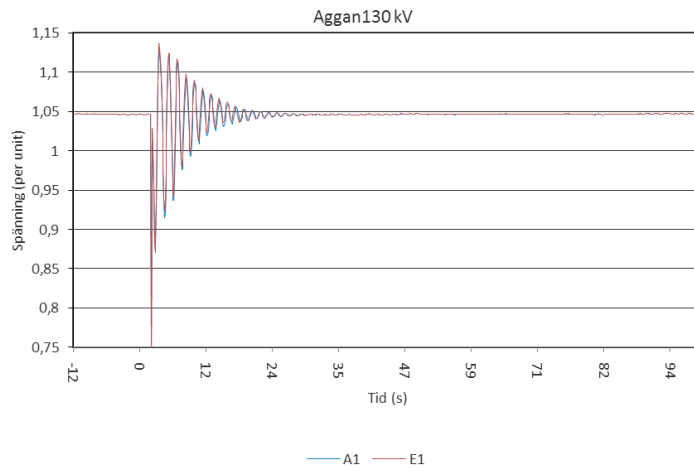
##### **SE1**

Tre simuleringar lät göras för **SE1**, vilka har benämnts **SE11-SE13**. Likartade spänningförlopp erhöles i samtliga däremot förekom avvikelser i inkoppling av reaktorer i ett fall. Simulering **SE13** utvald att representera **SE1**.

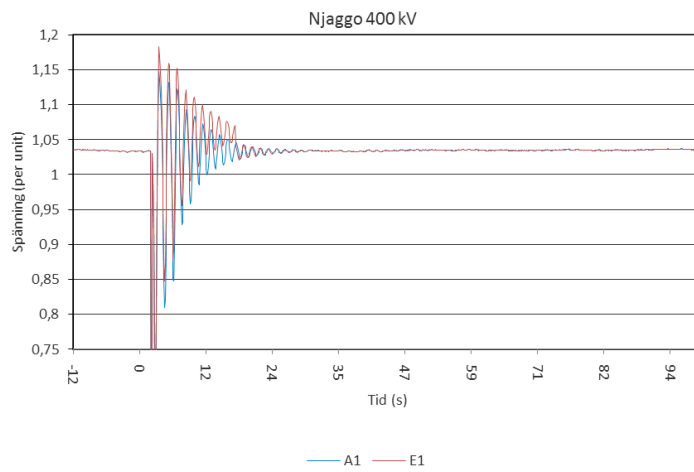
#### E.2.5.3 Jämförelse av förlopp



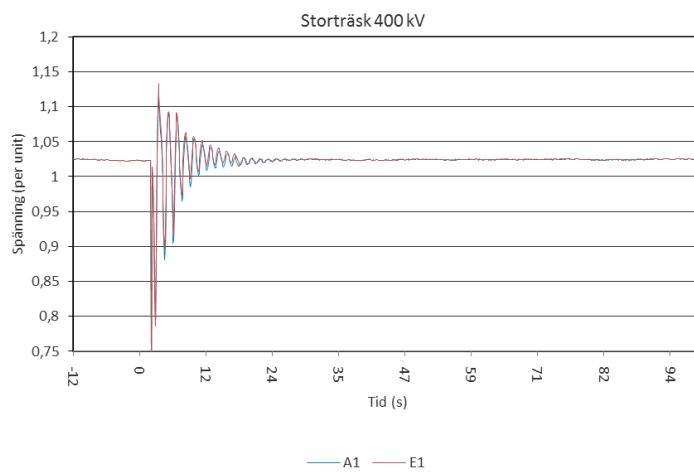
Figur 10.128 Spänningar i Aggan 400 kV.



Figur 10.129 Spänning Aggan 130 kV.

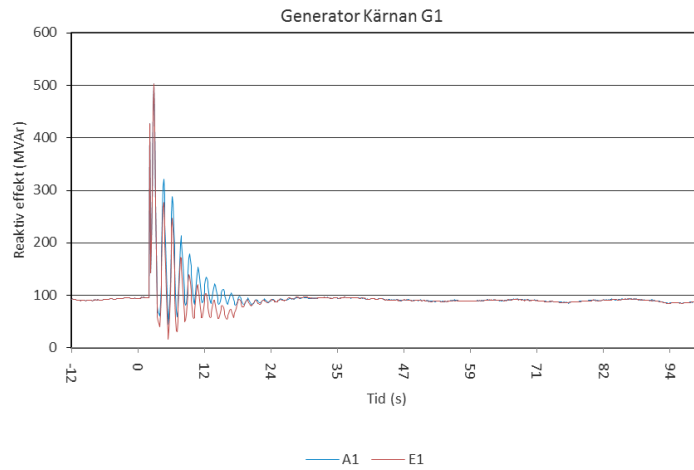


Figur 10.130 Spänningar i Njaggo 400 kV.

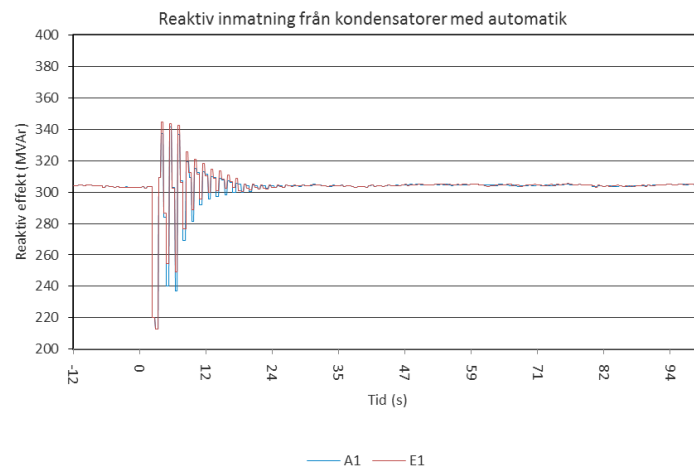


Figur 10.131 Spänning Storträsk 400 kV.

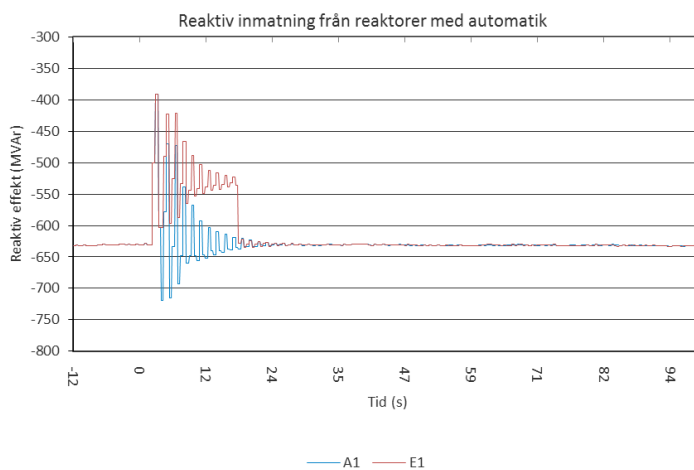




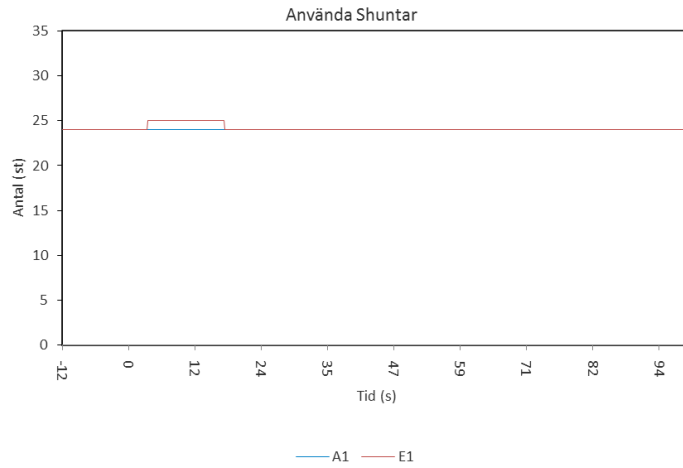
Figur 10.132 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



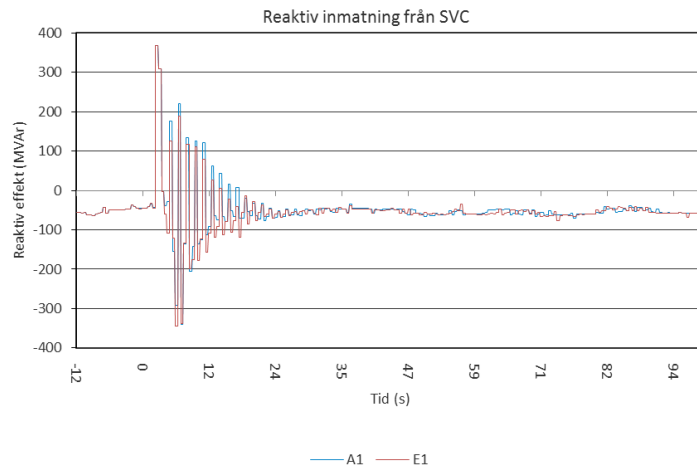
Figur 10.133 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



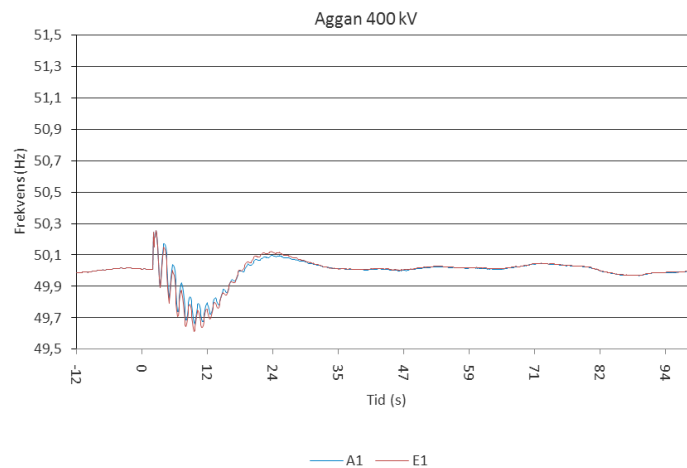
Figur 10.134 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



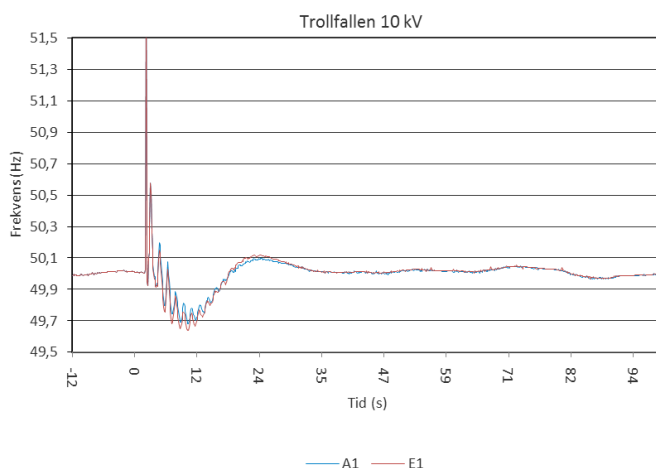
Figur 10.135 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.136 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.137 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.138 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.5.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **SE1** har inte särskilt stor inverkan på händelseförloppet. Två kopplingar sker i Njaggo men systemet i övrigt reagerar som vid **SA1**.

Händelse	Ref <b>SA1</b>	<b>SE1</b>
Första automatikingrepp	-	+1,24 s (1)
Antal Automatiska kopplingar	0	2
Lindningskopplarsteg	0	0

Tabell 10.27 Sammanställning av avvikelser från referens. Tidsavvikelser anges från feltillfället, inom parentes anges hur många automatiker som aktiverats.

#### E.2.6 Automatik F, Koppling för angränsande station

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa benämns **VF1-VF3**. Som tidigare innebär lägre nummer långsammare koppling.

##### E.2.6.1 Händelseförlopp vid scenario **SF**

Nedan presenteras händelseförloppet för vid simulering **SF1** mer ingående medan **SF2** och **SF3** beskrivs i korta drag.

##### 57-54 s innan fel

Shuntkondensator i Sydköping kopplar för underspänning i Nystad. Detta höjer spänningen i närliggande stationer men Sydköping drabbas av överspänning vilket leder till inkoppling av reaktor i Sydköping.

##### 42-25 s innan fel

Lindningskopplare i och omkring Sydköping kompenserar för de högre spänningarna i området.

##### Initialt fel

Ledning CL2 mellan Aggan och Njaggo får trefasig kortslutning på mitten och kopplas bort av distansskydd efter 80 ms. Spänningarna i Njaggo och Aggan sjunker momentant men återhämtar sig och börjar pendla. Frekvensen är innan fel 50 Hz, omfördelningen av 628 MW som ledningen överförde gör att frekvensen ökar något i de norra delarna och

spikar lastområdet. Den reaktiva inmatningen från generatorer i närområdet ökar kraftigt för att höja spänningarna innan felet fränkopplas.

#### **60 ms**

Lindningskopplare i Sydköping tar ett steg, detta är antagligen en konsekvens av tidigare spännings höjning och inte av felet.

#### **580 ms**

Ledning CL2 snabbåterinkopplas.

#### **14-35 s**

Pendlingar som uppstod börjar dämpas ut och är obefintliga efter 30 s.

#### **36,9 s**

Lindningskopplare i Sydköping tar ett steg för att höja spänningen på nedsidan.

#### **48 s**

Extremspänningsautomatik kopplar för överspänning i Norrås, Sydköping och Ruthuvud.

#### **63 s**

Lindningskopplare arbetar för att återställa spänningen i förbrukningsområdet i Central.

#### **170 s**

Systemet är åter i vila med fler reaktorer inkopplade än före fel med något lägre spänningar som resultat. Marginalerna hos SVC:er och generatorer är även de lägre.

För **SF2** är händelseförloppet är likartat **SF1** till en början med tidiga kopplingar och lindningskopplarsteg. Någon sekund efter fel sker automatiska kopplingar för underspänning i fyra stationer. Ytterligare några sekunder reagerar automatiken igen, denna gång för överspänning och återställer de senast förändrade automatikerna. Efter detta där pendlingarna i systemet ut och inga fler lindningskopplarsteg sker.

För **SF3** är händelseförloppet är likartat **SF1** till en början med tidiga kopplingar, men lindningskopplarsteg sker först samtidigt som fel inträffar. I övrigt sker samma händelser som i **SF2**.

### *E.2.6.2 Urval av mätdata*

#### **SF1**

Tre simuleringar lät göras för **SF1**, vilka har benämnts **SF11-SF13**. Samma förlopp erhöles i samtliga, simulering **SF13** utvald att representera **SF1**.

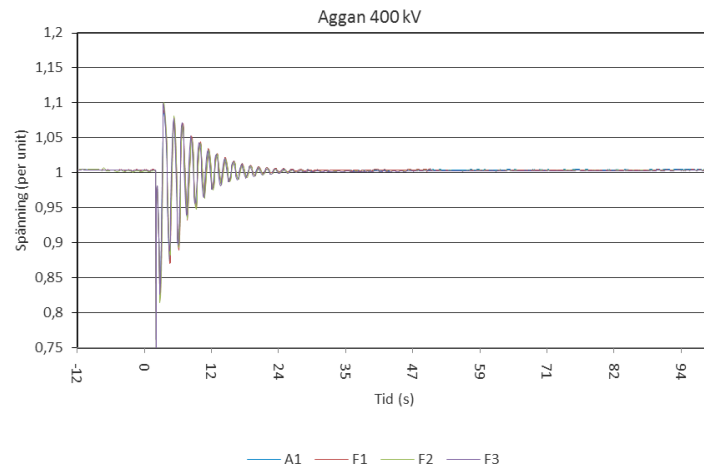
#### **SF2**

Tre simuleringar lät göras för **SF2**, vilka har benämnts **SF21-SF23**. Liknande förlopp erhöles i samtliga med endast små avvikelser i kopplingstider. Simulering **SF22** utvald att representera **SF2**.

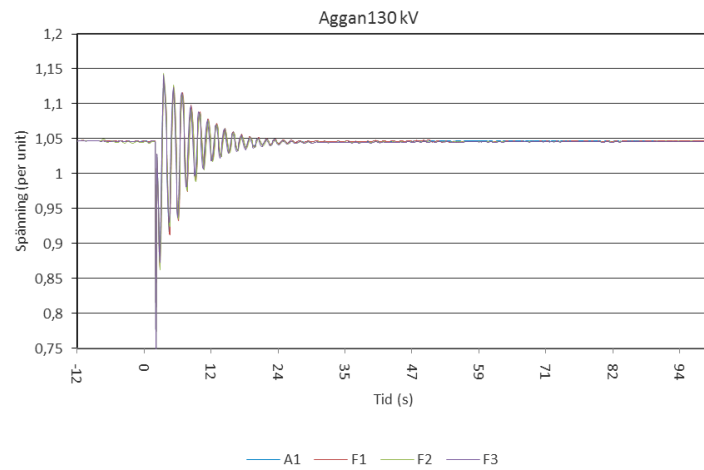
#### **SF3**

Tre simuleringar lät göras för **SF3**, vilka har benämnts **SF31-SF33**. Liknande förlopp erhöles i två av tre fall, simulering **SF33** utvald att representera **SF3**.

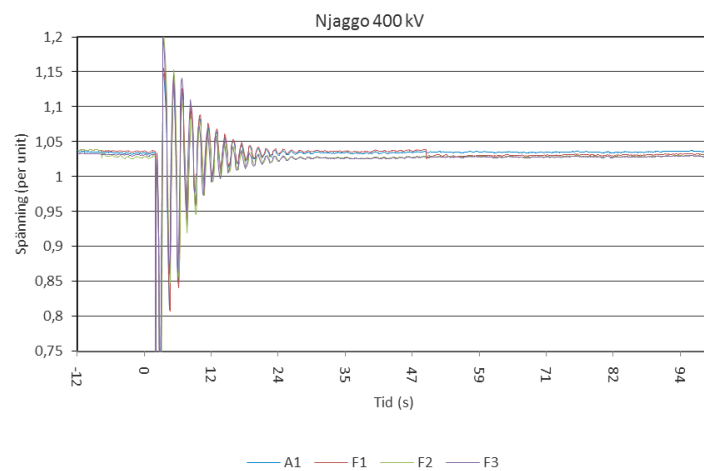
### E.2.6.3 Jämförelse av förlopp



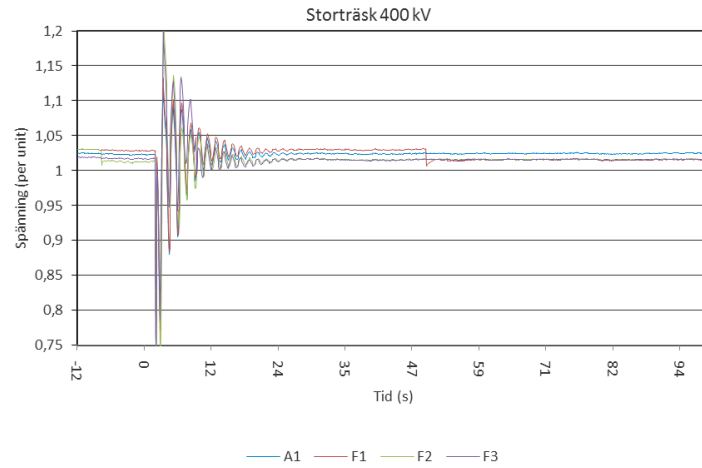
Figur 10.139 Spänningar i Aggan 400 kV.



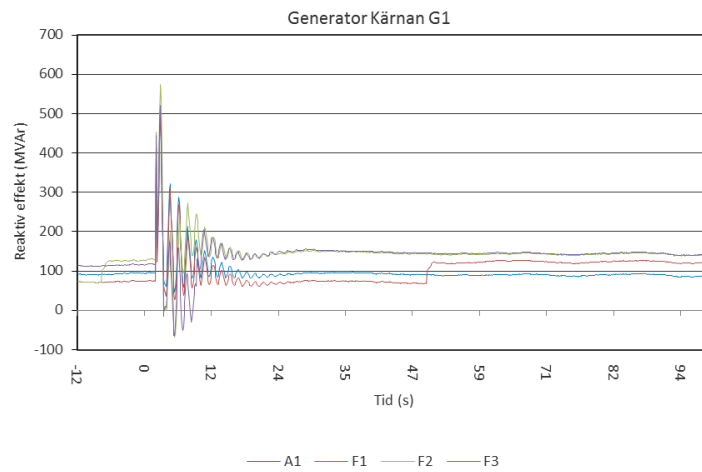
Figur 10.140 Spänning Aggan 130 kV.



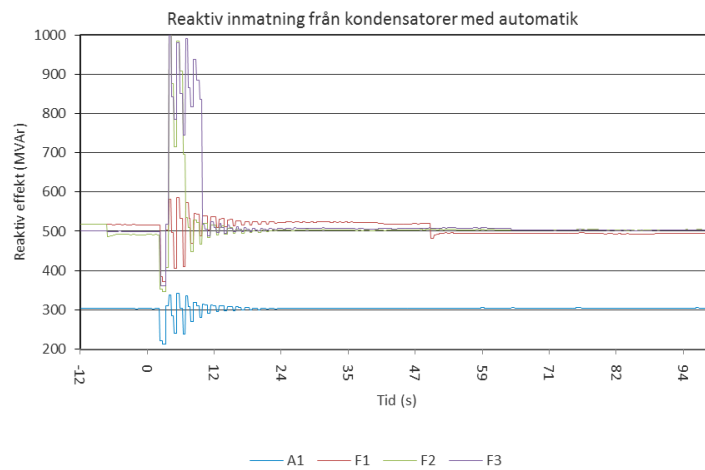
Figur 10.141 Spänningar i Njaggo 400 kV.



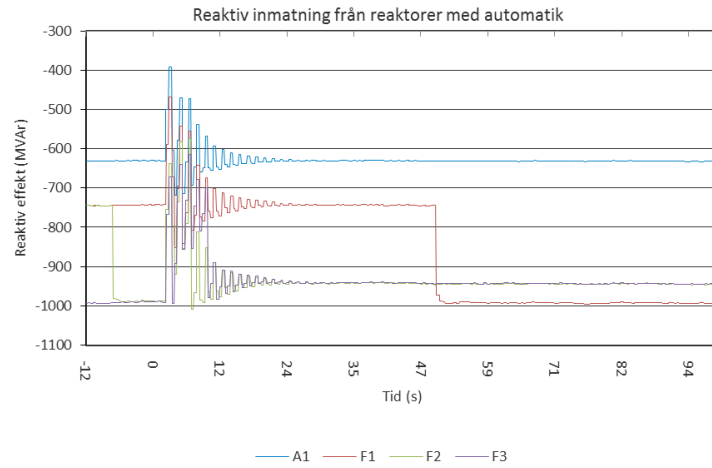
Figur 10.142 Spänning Storträsk 400 kV.



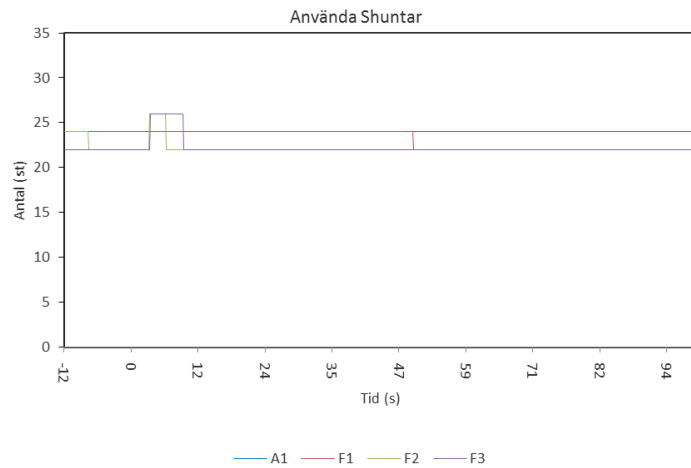
Figur 10.143 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



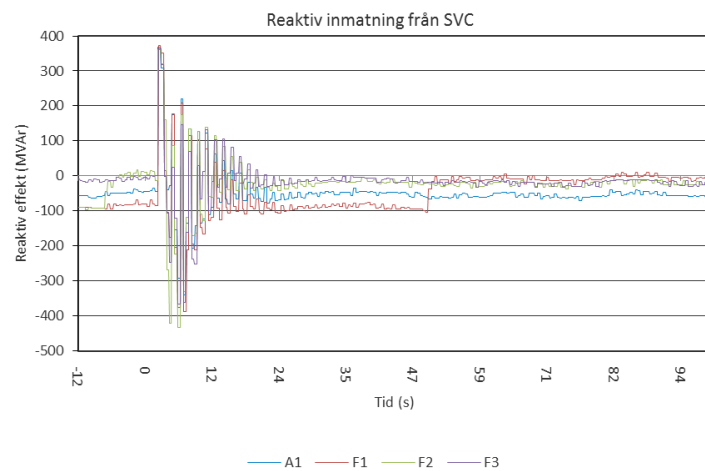
Figur 10.144 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



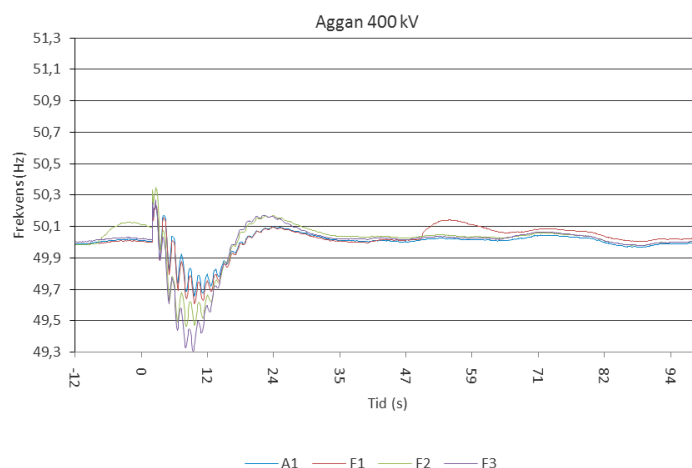
Figur 10.145 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



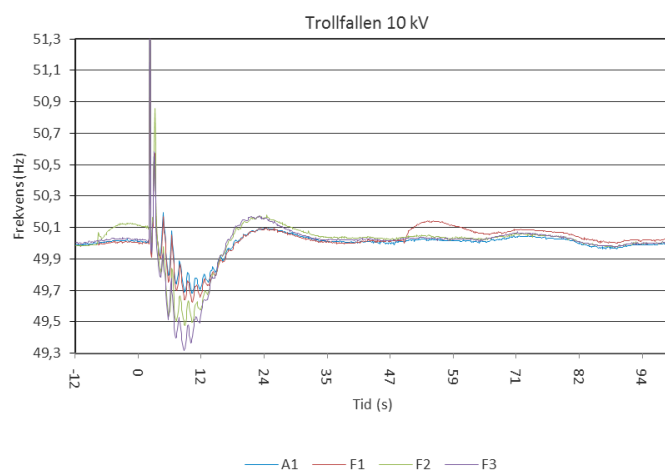
Figur 10.146 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.147 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.148 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.149 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.6.4 Slutsatser och sammanfattning

Genom de tidiga korrigeringsåtgärderna av spänning så påverkar automatikerna **F1-F3** händelseförloppet i **S**, flera kopplingar sker, men spänningsförloppen är desamma. I slutändan leder samtliga automatikinställningar till ett högre uttag av reaktiv effekt i systemet.

Händelse	Ref SA1	SF1	SF2	SF3
Första automatikingrepp	-	-57,55 s (1st)	-59,51 s (1st)	-58,49 s (1st)
Antal Automatiska kopplingar	0	3	13	12
Lindningskopplarsteg	0	21	12	4

Tabell 10.28 Sammanställning av avvikelser från referens. Tidsavvikelser anges från feltillfället, inom parentes anges hur många automatiker som aktiverats.

#### E.2.7 Automatik G, Koppling i grupp

Denna automatik har simulerats med tre olika tidsinställningar enligt bilaga B Automatikinställningar. Dessa tre benämns **G1**, **G2** och **G3**,



### E.2.7.1 Händelseförlopp vid scenario SG

Händelseförloppen i **SG1-SG3** är identiska med de i **SA1-SA3**. Vilket innebär att inga kopplingar sker.

### E.2.7.2 Urval av mätdata

#### SG1

Fem simuleringar lät göras för **SG1**, vilka har benämnts **SG11-SG15**. Samma förlopp erhöles i samtliga, simulering **SG13** utvald att representera **SG1**.

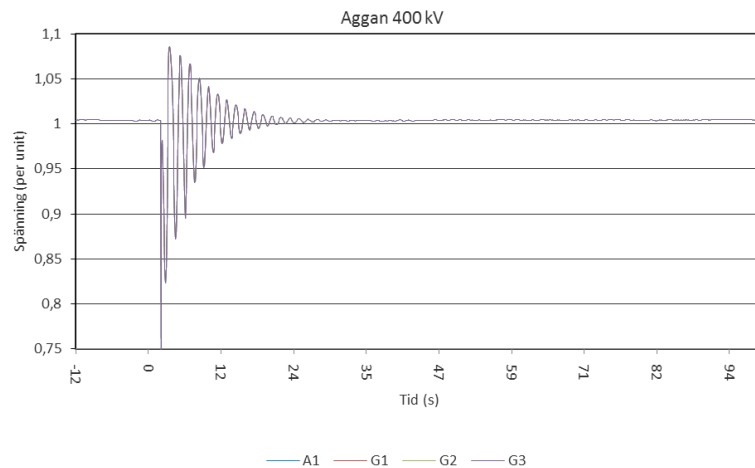
#### SG2

Tre simuleringar lät göras för **SG2**, vilka har benämnts **SG21-SG23**. Samma förlopp erhöles i samtliga, Simulering **SG23** utvald att representera **SG2**.

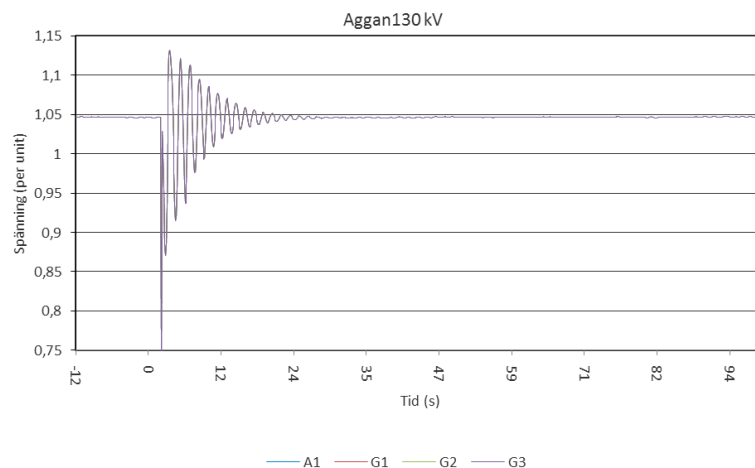
#### SG3

Tre simuleringar lät göras för **SG3**, vilka har benämnts **SG31-SG33**. Samma förlopp erhöles i samtliga, simulering **SG33** utvald att representera **SG3**.

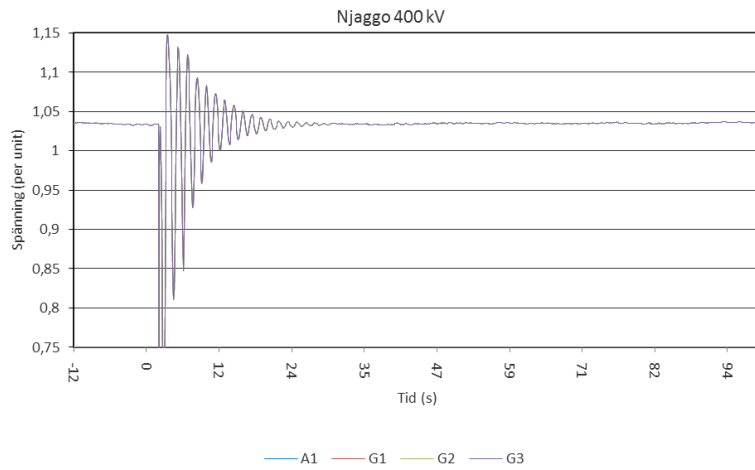
### E.2.7.3 Jämförelse av förlopp



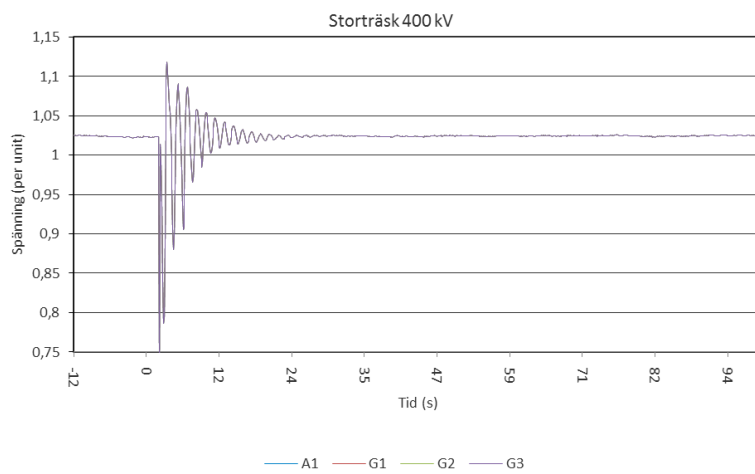
Figur 10.150 Spänningar i Aggan 400 kV.



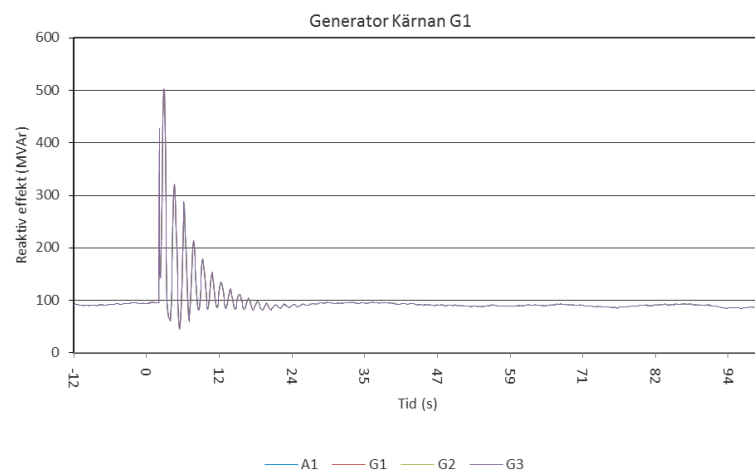
Figur 10.151 Spänning Aggan 130 kV.



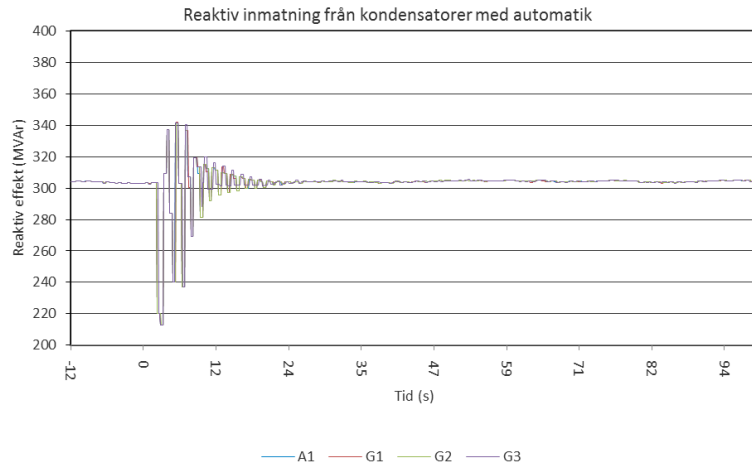
Figur 10.152 Spänningar i Njaggo 400 kV.



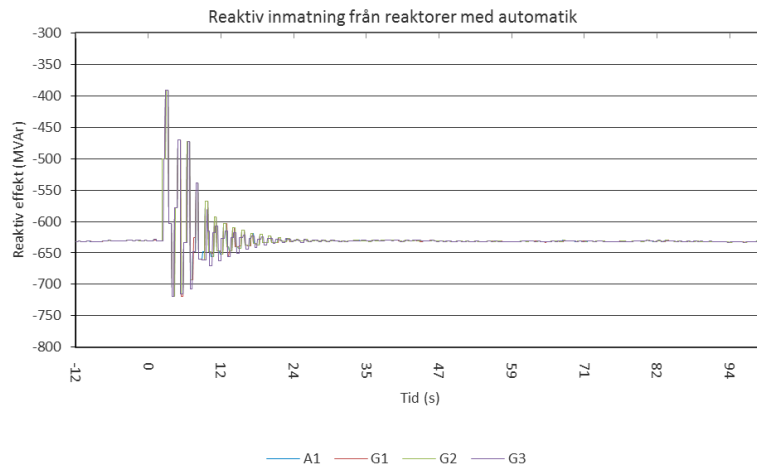
Figur 10.153 Spänning Storträsk 400 kV.



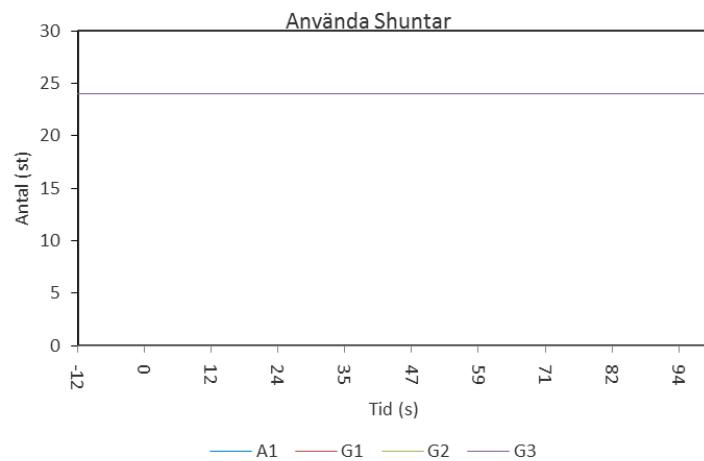
Figur 10.154 Reaktiv inmatning från generator G1 i Kärnan.



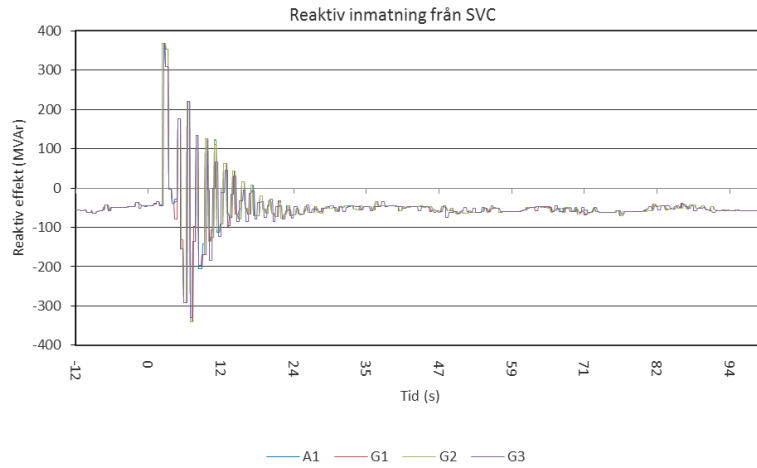
Figur 10.155 Reaktiv inmatning från samtliga kondensatorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



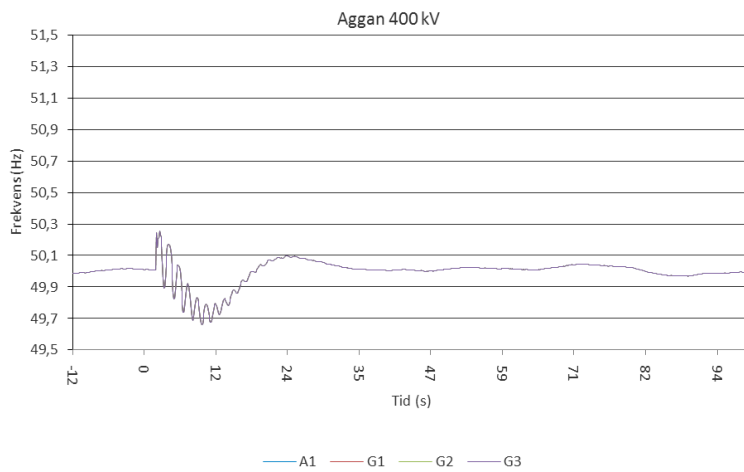
Figur 10.156 Reaktiv inmatning från samtliga reaktorer i systemet utrustade med extremspänningsautomatik.



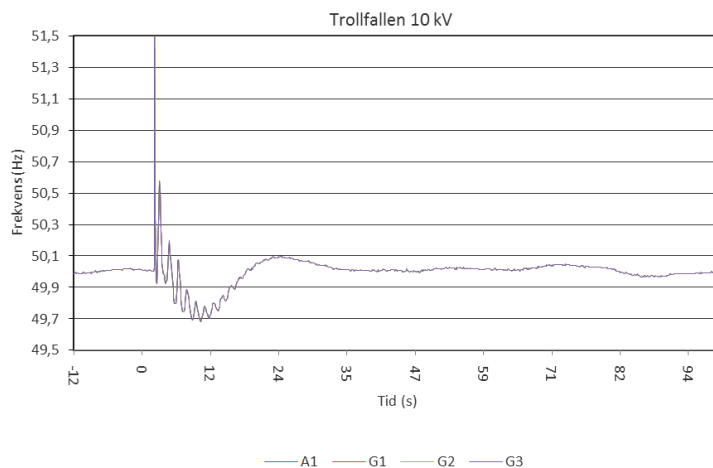
Figur 10.157 Antal shuntar (reaktorer och kondensatorer) med extremspänningsautomatik som kopplats för att höja spänningen i systemet (d.v.s. inkoppling av kondensatorer och urkoppling av reaktorer).



Figur 10.158 Total reaktiv inmatning från samtliga SVC:er i systemet.



Figur 10.159 Frekvens i Norra delen av systemet.



Figur 10.160 Frekvens i centrala delen av systemet.

#### E.2.7.4 Slutsatser och sammanfattning

Inställningarna i **G1-G3** påverkar inte förloppet i **S** vid snabbåterinkoppling, vilket är önskvärt. Inga stora spänningsavvikelser som sker är tillräckligt långvariga för att automaten ska agera. som Inte heller oväntat utifrån resultaten från **A**.

<b>Händelse</b>	<b>Ref SA1</b>	<b>SG1</b>	<b>SG2</b>	<b>SG3</b>
Första automatikingrepp	-	-	-	-
Antal Automatiska kopplingar	0	0	0	0
Lindningskopplarsteg	0	0	0	0

Tabell 10.29 Sammanställning av avvikelser från referens.