

# CHALMERS



## Spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling i elektriska kraftsystem

*Examensarbete*

ANDREAS ADOLFSSON  
DAVID JAKOBSSON

Elektroteknikprogrammet 270p  
Institutionen för Energi och Miljö  
*Avdelningen för Elteknik*  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, Sverige, 2008



# Sammanfattning

Denna rapport är ett examensarbete utfört av Andreas Adolfsson och David Jacobsson vid Chalmers tekniska högskola. Examensarbetet har som mål att studera en ny metod för lastfrånkoppling, spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling som har utvecklats av ABB. Jämförelser mellan konventionell lastfrånkoppling och den nya metoden redovisas i denna rapport. Examensarbetet ger också en beskrivning av hur frekvensregleringen sköts i det nordiska elkraftsystemet.

Arbetet utförs med simuleringsprogrammet Power System Simulator for Engineering (PSS/E). Simuleringarna utförs på Nordic32-elkraftsystemet, som är ett system med 32 noder som baserats på det nordiska elkraftsystemet och utvecklades av CIGRÉ. En PSS/E-modell för den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen har tagits fram i detta examensarbete för att kunna utföra simuleringar på denna metod av lastfrånkoppling.

En studie av den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen visar att denna metod för lastfrånkoppling har stora fördelar jämfört med konventionell lastfrånkoppling vid användning i elkraftsystem med jämnt fördelad last och produktion. Vid användning i ett elkraftsystem, där last och produktion är ojämnt fördelad, är denna metod inte lämplig att använda då resultaten i somliga fall blir sämre än med konventionell lastfrånkoppling. Resultaten visar att användning av den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen medför mindre belastning på transmissionssystemet efter ett produktionsbortfall. Spänningarna i området där produktionsbortfallet inträffade förbättras då spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling används.



# Voltage controlled underfrequency load-shedding in electric power systems

## Abstract

This report is a Master's Thesis performed by Andreas Adolfsson and David Jacobsson at Chalmers University of Technology. The purpose of this master's thesis is to evaluate a new method for load-shedding, the voltage controlled underfrequency load-shedding developed by ABB. This report presents a comparison between conventional underfrequency load-shedding and this new method for load-shedding. This master's thesis also aims to present a detailed description of how the frequency regulation is performed in the Nordic power system.

The simulations are performed using the analysis program Power System Simulator for Engineering (PSS/E). The Nordic32 power system is used for the simulations, this is a system with 32 buses based on the Nordic power system and developed by CIGRÉ. A PSS/E user model for the voltage controlled underfrequency load-shedding has been developed in this master's thesis which is used for the simulations on this new method of load-shedding.

A study of the voltage controlled underfrequency load-shedding shows that this method has important advantages compared to the conventional load-shedding when used in a power system with evenly distributed production and load. This method is not suitable for power systems where load and production is not evenly distributed, in a case like this the conventional load-shedding performs better.

The results show that the use of voltage controlled underfrequency load-shedding achieves less constraint on transmission lines in the power system after a production loss. The voltage in vicinity of the production loss is improved when the voltage controlled underfrequency load-shedding is used.



# INNEHÅLLSFÖRTECKNING

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>1</b>
1.1	Syfte och mål	1
1.2	Tack till	2
<b>2</b>	<b>Teoretisk bakgrund</b>	<b>3</b>
2.1	Frekvensstabilitet	3
2.1.1	Tillåtet frekvensintervall	3
2.1.2	Synkront kraftsystem	4
2.1.3	Effektbalans	4
2.1.4	Effektobalanser	5
	Lastvariationer	5
	Driftstörningar	5
2.1.5	Allmänna svängningsekvationen	5
2.2	Frekvensreglering	7
2.2.1	Frekvensregleringsmodell	7
2.2.2	Modeller för lastens frekvens- och spänningsberoende	8
	Frekvensberoende last	9
	Statisk last	9
	Dynamisk last	11
2.2.3	Frekvensreglering i produktionskällor	12
	Princip för turbinregleringssystem	12
	Turbinreglering med konstant reglerstyrka	13
	Reglerstyrka	14
2.3	Frekvensreglering och åtgärder inom Nordel	15
2.3.1	Nordel	15
2.3.2	Balansansvar	15
2.3.3	Effektreglering	16
2.3.3.1	Automatisk aktiv reserv	16
	Effektreglering normaldrift	16
	Effektreglering störd drift	17
2.3.3.2	Manuell störningsreserv	19
	Snabb aktiv störningsreserv	19
	Långsam aktiv störningsreserv	20
	Reaktiv reserv	21
2.3.4	Systemvärn	22
	Reglering av likströmsanläggningar, nödeffekt	24
	Nedreglering eller fränkoppling av förbrukning	24
	Start av produktion	25
	Lastfränkoppling	25
2.4	Spänning	26
2.4.1	Spänningsstabilitet	26
2.4.2	Reaktiv effektbalans och spänningsreglering	27
<b>3</b>	<b>Reläskydd för lastfränkoppling</b>	<b>29</b>
3.1	Bakgrund	29
3.1.1	Typiska reläskydd	29
3.1.2	Klassifikation av reläer	30
	Skyddsreläer	30
	Regleringsreläer	30

Återkopplings-, synkroniseringskontroll- och synkroniseringsreläer .....	30
Övervakningsreläer .....	30
Hjälpreläer .....	30
3.1.3 Mål för reläskydd .....	31
Tillförlitlighet .....	31
Selektivitet .....	31
Snabbhet .....	32
Enkelhet .....	32
Ekonomi .....	32
3.1.4 Prestanda för skyddsreläer .....	33
Korrekt funktion .....	33
Felaktig funktion .....	33
Obestämt .....	33
<b>3.2 Underfrekvensstyrd lastfrånkoppling .....</b>	<b>33</b>
3.2.1 Kriterium .....	34
3.2.2 Systemarkitektur .....	34
3.2.3 Systemdesign .....	35
<b>3.3 Spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling .....</b>	<b>36</b>
<b>4 Simuleringsystem .....</b>	<b>38</b>
<b>4.1 Power System Simulator for Engineering (PSS/E) .....</b>	<b>38</b>
<b>4.2 Nordic32 .....</b>	<b>40</b>
4.2.1 Beskrivning av systemet .....	41
4.2.1 Modifikationer .....	43
4.2.2 Generatorer .....	44
4.2.3 Laster .....	44
4.2.4 Dynamiska modeller .....	46
GENSAL .....	46
GENROE .....	47
SEXS .....	47
STAB2A .....	47
HYGOV .....	47
LDFRAL .....	47
LDS3BL .....	48
<b>4.3 Användarmodell .....</b>	<b>49</b>
<b>5 Analys .....</b>	<b>50</b>
<b>5.1 Bortfall av produktionsenhet utan lastfrånkoppling .....</b>	<b>51</b>
<b>5.2 Bortfall av produktionsenhet med underfrekvensstyrd lastfrånkoppling .....</b>	<b>53</b>
5.2.1 Bortkoppling av produktion i norra delen av systemet .....	53
5.2.2 Bortkoppling av produktion i södra delen av systemet .....	60
<b>5.3 Bortfall av produktionsenhet med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling .....</b>	<b>66</b>
5.3.1 Inverkan av parametrar .....	66
5.3.2 Simuleringar med lämpliga inställningar .....	78
Produktionsbortfall i område med jämnt fördelad last och produktion .....	78
Produktionsbortfall i område med mer produktion än last .....	81
Produktionsbortfall i område med mer last än produktion .....	84
<b>5.4 Jämförelse .....</b>	<b>88</b>
<b>6 Diskussion .....</b>	<b>97</b>



<b>7 Slutsatser .....</b>	<b>99</b>
<b>7.1 Fortsatt arbete .....</b>	<b>99</b>
<b>APPENDIX 1 – PSS/E-modell för spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling ..</b>	<b>100</b>
<b>Referenser.....</b>	<b>106</b>



# 1 Introduktion

Dagens elkraftsystem är mycket omfattande och komplexa. Det krävs noggrann planering tillsammans med reglersystem för att elkraftsystemet skall hållas i balans. Systemets frekvensreglering har till uppgift att hålla frekvensen i nätet konstant, kompensera för lastvariationer och variationer i produktion.

Underfrekvensstyrd lastfrånkoppling är en teknik som använts i många år, som en sista utväg för att rädda ett elsystem som har blivit utsatt för ett mycket stort produktionsbortfall. Vid ett sådant produktionsbortfall räcker inte systemets reserver till, lastfrånkoppling utförs vilket återställer effektbalansen och stoppar frekvensfallet. Då frekvensen är en gemensam variabel över hela systemet ger den ingen indikation på var produktionsbortfallet har skett eller var lastfrånkopplingen bör utföras.

ABB har tagit fram en ny metod för underfrekvensstyrd lastfrånkoppling, där tidsfördröjningen beror på spänningsavvikelsen från nominellt värde. Idén är att först koppla bort last i områden med låg spänning, områden som ligger närmare felområdet.

## 1.1 Syfte och mål

Syftet med examensarbetet är att jämföra den konventionella underfrekvensstyrda lastfrånkopplingen med den nya spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen. Detta utförs genom simuleringar på testsystemet Nordic32 i programmet PSS/E. Syftet är också att beskriva hur frekvensregleringen sköts i det nordiska elkraftsamarbetet Nordel. Målen med examensarbetet är att utvärdera skillnader mellan de två metoderna för lastfrånkoppling samt ge förslag till inställningar och placering för reläskydd med denna funktion. Arbetet genomfördes i följande steg.

- Inläsning på området. Genomgång av Power System Simulator (PSS/E).
- Modifieringar av testsystemet Nordic32 för att simulera konventionell lastfrånkoppling.
- Skapa en modell i PSS/E för det spänningsstyrda lastfrånkopplingsreläet.
- Simuleringar med de två olika reläskydden.
- Föreslå placering och inställningar för det förbättrade reläskyddet.
- Utvärdera inverkan av den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen.

## **1.2 Tack till**

Vi vill rikta ett stort tack till avdelning Elteknik på Chalmers tekniska högskola som låtit oss arbeta här på avdelningen och bidragit med arbetsplats. Ett stort riktas till personalen på avdelningen för den hjälp som har erbjudits. Vi vill speciellt tacka Doktorand Nayeem Ullah för den hjälp han gav oss med PSS/E.

Slutligen vill vi rikta ett stort tack till vår handledare och examinator Dr Daniel Karlsson på Gothia Power för det stöd och hjälp han har bidragit med.

## 2 Teoretisk bakgrund

I detta avsnitt kommer den teoretiska bakgrunden att förklaras. Avsnittet fokuserar på frekvensstabilitet, frekvensreglering i Nordel och spänningsstabilitet.

### 2.1 Frekvensstabilitet

*Med frekvensstabilitet avses förmågan hos ett kraftsystem att upprätthålla stabil frekvens efter en kännbar störning resulterande i en betydande obalans mellan produktion och last. [1]*

Frekvensen i ett elkraftsystem är en av de viktigaste variablerna. Den nominella frekvensen varierar mellan olika elkraftsystem runt om i världen, i USA används t.ex. 60 Hz medan det nordiska elkraftsystemet använder 50 Hz. Det är mycket viktigt att frekvensen hålls konstant i ett system, skulle det uppstå obalans i systemet avviker frekvensen från sitt nominella värde. Det är upp till frekvensregleringen att anpassa produktionen så att frekvensen hålls konstant och inte avviker från sitt nominella värde. Detta måste ske snabbt då systemkomponenterna inte tål hur stora variationer som helst ifrån det nominella värdet. Värmekraftsaggregat med ångturbiner är speciellt känsliga för stora och långvariga frekvenssänkningar, inträffar detta kan nätfrekvensen sammanfalla med resonansfrekvensen hos turbinbladen vilket medför skadliga vibrationer i mekaniska system. Detta leder till att aggregaten kopplas bort för att undvika skada, detta kan i sin tur få hela systemet att bli instabilt. Övriga systemkomponenter som transformatorer och generatorer är dimensionerade för att arbeta vid nominell frekvens, en för stor frekvensavvikelse leder till ökade påfrestningar. En allt för stor variation på frekvensen får också konsekvenser för apparater anslutna till elnätet, som t.ex. tv-apparater.

#### 2.1.1 Tillåtet frekvensintervall

Vid normal drift är den högsta tillåtna frekvensvariationen  $\pm 0,1$  Hz, det vill säga en frekvensvariation mellan 49,9 – 50,1 Hz.

Frekvensen får under inga omständigheter gå under 47,5 Hz då kärnkraftverk och större värmekraftverk kopplas bort vid denna frekvens. Frekvensen får inte heller överstiga 53 Hz då man återigen kopplar bort de ovan nämnda aggregaten. Vattenkraftsaggregat tål större variationer och klarar frekvenser ner emot 45,0 Hz. [2]

### 2.1.2 Synkront kraftsystem

Ett synkront kraftsystem avser ett kraftsystem där frekvensen är samma i hela det sammankopplade systemet. Det nordiska kraftsystemet är ett synkront kraftsystem där frekvensen i genomsnitt är densamma. Kortsiktiga små frekvensavvikelser kan dock förekomma vilket leder till effektpendlingar som kan vara skadliga. I ett synkront kraftsystem är alla konsumenter och producenter förbundna med varandra via transformatorer och kraftledningar.

Samma frekvens måste finnas i bägge ändarna på en kraftledning. Olika frekvenser i ändarna medför, efter en tid, att spänningar ligger i motfas vilket leder till för höga strömmar på ledningen. Vid olika frekvenser uppkommer också skadliga effektpendlingar. Detsamma gäller transformatorer.

Ett synkront kraftnät kan vara både ett stort kraftnät som det nordiska elkraftsystemet och ett mindre kraftnät med några få dieselgeneratorer. [4]

### 2.1.3 Effektbalans

Effektbalans i ett elkraftsystem är en egenskap som måste upprätthållas. Elektrisk energi går inte att lagra. Energin måste produceras i samma ögonblick som den förbrukas. Ett system är i balans, sett till effekten, om lika mycket effekt produceras som konsumeras, se ekvation 2.1. En obalans i aktiv effekt påverkar systemets frekvens medan en obalans i reaktiv effekt påverkar systemets spänning, mer om reaktiv effekt i avsnitt 2.4.2.

$$P_m = P_e = P_{Last} + P_{Förluster} \quad (2.1)$$

$P_m$  = mekanisk effekt producerad av turbinen

$P_e$  = elektrisk effekt levererad av generatoren

Den aktiva effekten som systemets generatorer levererar är alltid lika med den effekt som lasterna inklusive systemets förluster förbrukar, däremot är det inte alltid momentan balans mellan den mekaniska effekt som produceras av turbinerna och den elektriska effekt som levereras av generatorerna. Då effektoabalans uppstår, systemet förbrukar mer eller mindre än vad turbinerna producerar, fungerar den upplagrade kinetiska energin i systemet som en buffert. Denna energi är i huvudsak koncentrerad till systemets roterande massa i kraftverkens turbiner och generatorer. Den upplagrade kinetiska energin kommer till följd av obalansen att minska eller öka, vilket i sin tur leder till att turbinerna bromsas eller accelereras. Detta leder till en ändring i frekvens då synkrongeneratorer används. Systemets upplagrade kinetiska energi är relativt liten, varför effektbalans ständigt måste råda. [4]

## 2.1.4 Effektobalanser

Ett elkraftsystem är ständigt utsatt för störningar som påverkar effektbalansen, vilket i sin tur påverkar frekvensen. Man kan dela in störningarna i två fall, lastvariationer och driftstörningar.

### Lastvariationer

Lasten i systemet har en naturlig dygnsvariation. Inom Nordel beräknas variationen ligga på  $\pm 1\%$  i minutskala. Den totala effektförbrukningen i systemet varierar under dagen med tydliga trender. Högst effektförbrukning inträffar under morgontimmarna då industrisektorn drar igång verksamheten, effektförbrukningen minskar framåt eftermiddagen för att sedan vara som lägst under nattimmarna. [2] [5]

### Driftstörningar

En driftstörning inträffar vid ett så kallat dimensionerade fel, vilket kan jämföras med lastvariationer som inträffar under normal drift. En driftstörning kan vara bortfall av produktion, konsumtion, transformator, ledning eller samlingsskena. Dessa störningar kan ha stor påverkan på frekvensen vid t.ex. ett bortfall av en stor produktionsanläggning. [2]

## 2.1.5 Allmänna svängningsekvationen

En obalans i konsumerad effekt och producerad effekt leder till en obalans mellan vridmomenten som verkar på turbinrotorn. Vridmomenten som accelererar eller bromsar turbinrotorn ges av ekvation 2.2. [7]

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

$T_a$  = accelererande vridmomentet

$T_m$  = mekaniska vridmomentet

$T_e$  = elektriska vridmomentet

Det kombinerade tröghetsmomentet hos turbinen och generatorm accelereras av detta vridmoment och rörelseekvationen ges av ekvation 2.3.

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_a \quad (2.3)$$

$J$  = tröghetsmomentet hos aggregatet  
 $\omega$  = vinkelhastigheten hos rotn

Tröghetskonstanten  $H$  definieras i ekvation 2.4.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{nom}^2}{S_b} \quad (2.4)$$

$S_b$  = aggregatets skenbara märkeffekt  
 $\omega_{nom}$  = aggregatets nominella vinkelhastighet

Sambandet mellan effekt och vridmoment ges av ekvation 2.5.

$$P = T\omega \quad (2.5)$$

Genom att kombinera ekvation 2.3, 2.4 och 2.5 samt att anta att  $\omega \approx \omega_{nom}$  fås den allmänna svängningsekvationen.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_{nom}}{2H} \frac{P_m - P_e}{S_b} \quad (2.6)$$

$P_m$  = mekaniska effekten  
 $P_e$  = elektriska effekten

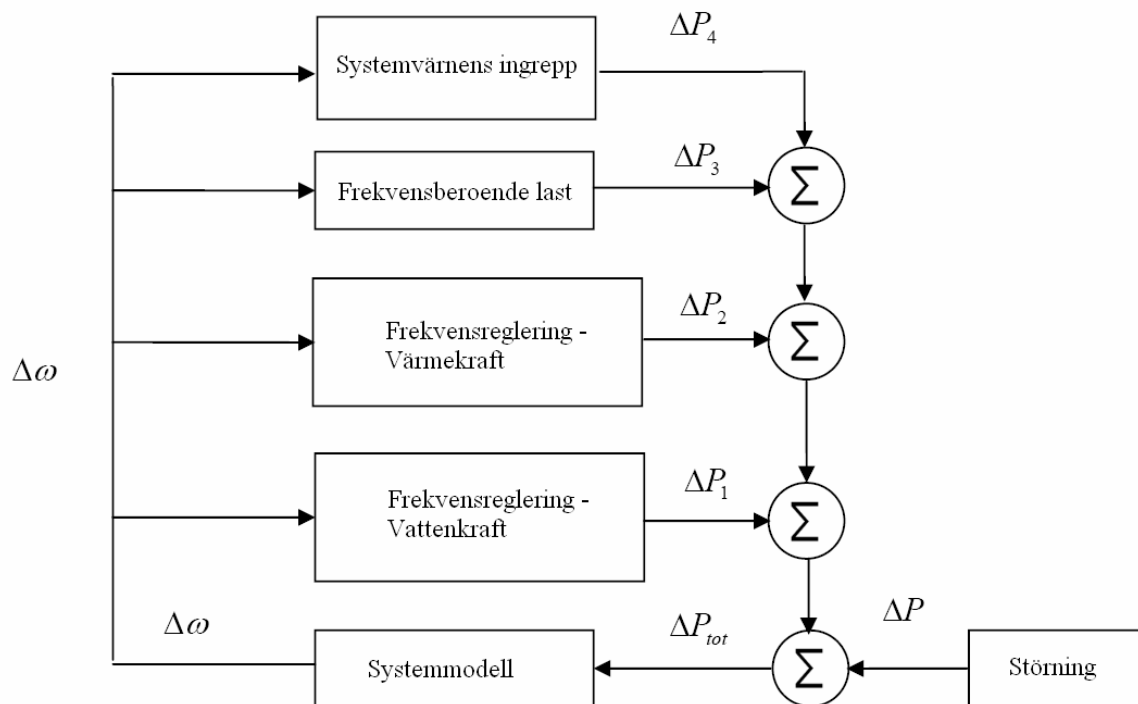


## 2.2 Frekvensreglering

Det är kraftsystemets frekvensreglering som har till uppgift att anpassa produktionen till konsumtionen så att effektbalansen och därmed frekvensen hålls konstant. Avsnittet fokuserar på aktiv effektreglering i produktionskällor samt modellering av last.

### 2.2.1 Frekvensregleringsmodell

Frekvensvariationer i systemet uppstår på grund av störningar i form av effektförändringar. Hur frekvensen påverkas av en störning är kopplat till systemkomponenternas frekvensbeteende samt inverkan av frekvensregleringen. Blockdiagrammet i figur 2.1 beskriver frekvensregleringsmodellen. [6]



Figur 2.1 Frekvensregleringsmodell.

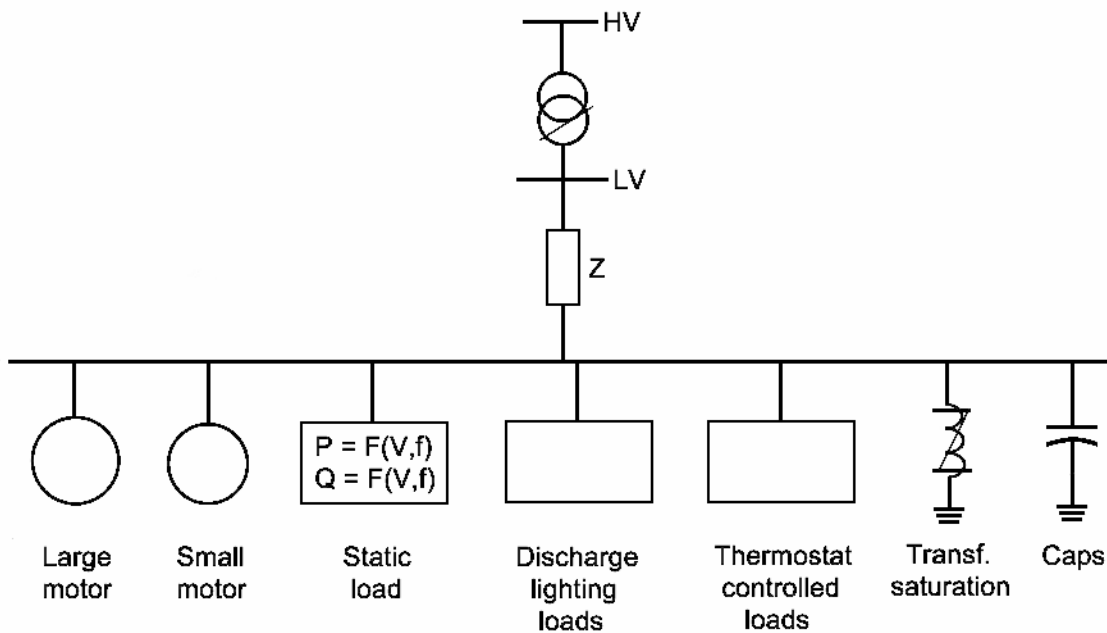
Frekvensen beror således på:

- Systemmodell
- Frekvensreglering – Vattenkraft
- Frekvensreglering – Värmekraft
- Lastens frekvensberoende
- Inverkan av systemvärmen

## 2.2.2 Modeller för lastens frekvens- och spänningsberoende

Last definieras som den del av systemet som inte specifikt tillhör systemmodellen. Last ses som en enskild effektförbrukande komponent ansluten till en nod i systemet. En last är i huvudsak en effektförbrukande komponent som elektriska apparater och motorer, men kan också vara andra komponenter som transformatorer och shuntkondensatorer. I ett elkraftsystem varierar lastens effektuttag med avseende på både frekvens och spänning.

Modellering av last är komplicerat då den totala lasten kopplad till en nod i systemet är sammansatt av många olika apparater som t.ex. lampor, kylskåp, kylanläggningar, motorer, datorer, svetsar och kompressorer. Den exakta sammansättningen av lasten är svår att uppskatta. Sammansättningen ändras också beroende på faktorer som årstid, väder och tid på dygnet. Även om den exakta sammansättningen är känd vore det opraktiskt att representera varje enskild komponent då den totala lasten normalt sett utgörs av miljontals komponenter. På grund av att det är svårt att veta den exakta sammansättningen representeras lasten av förenklade modeller vid simuleringar av ett system. Hur lasten modelleras beror på vilken typ av last det är samt vilka egenskaper som skall belysas, frekvens- eller spänningsberoende. Vid fall då endast lastens frekvensberoende skall belysas används modellen för frekvensberoende last. Det är annars vanligt att man skiljer mellan dynamisk last och statisk last och använder modeller för dessa. Den totala lasten i en nod kan modelleras med en statisk lastmodell, dynamisk lastmodell, frekvensberoende lastmodell eller en kombination av dessa, se figur 2.2. [7]



Figur 2.2 Sammansättning av statisk, frekvensberoende och dynamisk last. [7]

## Frekvensberoende last

Generellt sett är lasten i ett system sammansatt av många olika elektriska apparater. Resistiva laster som belysning och uppvärmning är oberoende av frekvensen. I fallet av motorlaster som fläktar och pumpar ändras effektuttaget beroende på frekvensen, detta på grund av variationer i motorns hastighet. Det totala frekvensberoendet för en sammansatt last kan uttryckas enligt ekvation 2.7. [7]

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2.7)$$

$\Delta P_L$  = den frekvensoberoende effektförändringen  
 $D\Delta\omega_r$  = den frekvensberoende effektförändringen  
 $D$  = dämpningskonstant

Konstanten  $D$  är beroende av sammansättning och typ av last. Dämpningskonstanten uttrycks som procentförändringen i lasten för en procents förändring i frekvens. Typiska värden för  $D$  är 1-2 %. Ett värde på 2 % innebär att 1 % förändring i frekvens medför en lastförändring på 2 %. [7]

Detta medför att lasten har en naturlig stabiliserande effekt på balansen i systemet, vid minskad frekvens minskar lastens effektuttag och vice versa. Även om lastförändringen bara är någon procent.

## Statisk last

En statisk lastmodell uttrycker lastens karaktäristik vid alla tidpunkter som algebraiska funktioner av spänning och frekvens vid samma tidpunkt. En statisk modell används för att beskriva statiska komponenter som resistiva laster, men används också som en approximation för dynamiska laster som motorlaster.

De två vanligaste modellerna för statisk last är den exponentiella modellen och ZIP-modellen. Båda modellerna beskriver lastens spänningsberoende. [7]

Den exponentiella modellen beskriver lastkomponenterna på följande sätt:

$$P_{EXP} = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^a \quad (2.8)$$

$$Q_{EXP} = Q_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^b \quad (2.9)$$

Där  $U_0$  är den nominella spänningen,  $U$  är nodspänningen,  $P_0$  och  $Q_0$  är den aktiva respektive reaktiva lasten vid nominell spänning och  $a$  samt  $b$  är parametrar som talar om lastens karaktäristik. Följande värden på  $a$  och  $b$  kan antas:

$a = b = 0$	Lasten kallas för konstant effektlast.
$a = b = 1$	Lasten kallas för konstant strömlast
$a = b = 2$	Lasten kallas för konstant impedanslast

Vid beskrivning av sammansatta laster varierar  $a$  och  $b$  beroende på den aktuella lastens karaktäristik och sammansättning. Typiska värden för  $a$  ligger mellan 0,5 – 1,5 och  $b$  ligger mellan 1,5 – 6,0. [7]

ZIP-modellen beskriver lastkomponenterna på följande sätt:

$$P_{ZIP} = P_0 \left[ p_1 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{U}{U_0} \right) + p_3 \right] \quad (2.10)$$

$$Q_{ZIP} = Q_0 \left[ q_1 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{U}{U_0} \right) + q_3 \right] \quad (2.11)$$

ZIP-modellen är enligt ekvationerna ovan en sammansättning mellan konstant impedans (Z), konstant ström (I) och konstant effekt (P). Parametrarna  $p_x$  och  $q_x$  anger hur stor del av lasten som utgörs av respektive komponent. Summan av de aktiva respektive reaktiva parametrarna är alltid ett.

Lastens frekvensberoende kan representeras genom att multiplicera med en motsvarighet till den frekvensberoende delen av ekvation 2.7 till antingen den exponentiella modellen eller ZIP-modellen. Nedan visas hur ZIP-modellen kan se ut med både spännings- och frekvensberoende: [7]

$$P_{ZIP} = P_0 \left[ p_1 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{U}{U_0} \right) + p_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.12)$$

$$Q_{ZIP} = Q_0 \left[ q_1 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{U}{U_0} \right) + q_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.13)$$

Där  $\Delta f$  är frekvensavvikelsen och  $K_{pf}$  samt  $K_{qf}$  är konstanter.

Det är också möjligt att modellera lasten som en kombination av den exponentiella modellen och ZIP-modellen. En sådan kombination kan se ut enligt följande:

$$P = P_0 [P_{ZIP} + P_{EXP1} + P_{EXP2}] \quad (2.14)$$

## Dynamisk last

De flesta sammansatta laster svarar snabbt på frekvens- och spänningsförändringar, och stationärtillstånd nås snabbt. Detta gäller för frekvens- och spänningsförändringar som inte är allt för stora. I fall som dessa är det berättigat att använda sig av statiska lastmodeller. Det finns dock många fall då man behöver ta hänsyn till lastens långsamma dynamiska egenskaper. Vid studier under längre tidsperspektiv, som t.ex. spänningsstabilitet och långtidsstabilitet lämpar sig dynamiska modeller bättre. Dynamiska modeller beskriver effekten utifrån differentialekvationer som en funktion av både nuvarande och tidigare spänning samt frekvens. [7]

Exempel på komponenter som behöver dynamiska modeller vid analys av systemets stabilitet visas nedan: [7]

- Motorlast, dessa står normalt sett för 60 – 70 % av den totala effektförbrukningen i systemet, på grund av detta är motorers dynamiska egenskaper den viktigaste aspekten av den totala lastens dynamiska egenskaper.
- Lysrör, dessa använder sig av elektriska urladdningar för att excitera t.ex. kvicksilver och argon för att åstadkomma fluorescens. Dessa slutar fungera vid spänningar under 0,7 – 0,8 p.u. När spänningen återvänder till nominell spänning tänds lamporna efter 1 – 2 sekunders fördröjning.
- Reläskydd som värme- och överströmsrelä, dessa är kopplade till motorer inom industrin och löser ut vid spänningar mellan 0,55 – 0,75 p.u, på grund av den överström som uppstår vid för låg spänning, med utlösningstider på några cykler.
- Termostatisk kontroll av laster, som varmvattenbredare, kylskåp och kylsystem. Dessa laster är mindre känsliga för låga spänningar, detta resulterar i att det totala antalet av dessa apparater kopplat till systemet kommer att öka först ett par minuter efter spänningsfallet. Luftkonditionering och kylskåp har denna egenskap även för frekvenssänkningar.
- Spänningsregulatorer, lindningskopplare och spänningsreglerande kondensatorer. Dessa modelleras vanligtvis inte i systemmodellen utan måste inkluderas i lastmodellen. Dessa komponenter har till uppgift att återställa spänningen efter en driftstörning. Inverkan av dessa blir dock först märkbar efter 1 minut. Spänningen återställs inom 2 – 3 minuter.

### 2.2.3 Frekvensreglering i produktionskällor

Elkraftsystemet klarar bara av en viss frekvensavvikelse i förhållande till den nominella frekvensen. I och med detta är det ytterst viktigt att effektbalansen upprätthålls i systemet. Detta sköts med hjälp av ett automatiskt frekvensregleringssystem i en del av produktionskällorna. I det nordiska elkraftsamarbetet Nordel är det främst vattenkraftverken som ansvarar för den automatiska frekvensregleringen. Regleringen sköts av reglerstyrkestyrda turbinregulatorer som styr effektproduktionen med avseende på nätets frekvens. Vid driftstörningar som leder till större frekvensavvikelser träder även den automatiska frekvensregleringen i värmekraften in och hjälper till att återställa frekvensen. Värmekraftverkens frekvensreglering träder dock bara in vid behov, detta beror främst på att vattenkraftsturbiner är enklare, snabbare och billigare att reglera än värmekraftsturbiner.

Frekvensregleringen har inte bara till uppgift att hålla frekvensen i systemet konstant, utan måste även begränsa tidsavvikelsen. Tidsavvikelsen regleras vanligtvis manuellt. Tidsavvikelsen är skillnaden mellan normaltids och synkrontid, vilket avser den klocka som drivs av nätfrekvensen. Vid nominell frekvens 50,0 Hz ges inget bidrag till tidsavvikelsen, går frekvensen under 50 Hz kommer den synkrona klockan att gå långsammare än den normala och en tidsavvikelse uppstår. Tidsavvikelsen beräknas enligt följanden:

$$t_i = \int_0^t \frac{f(t) - f_o}{f_o} dt \quad (2.15)$$

$t_i$  = tidsavvikelsen

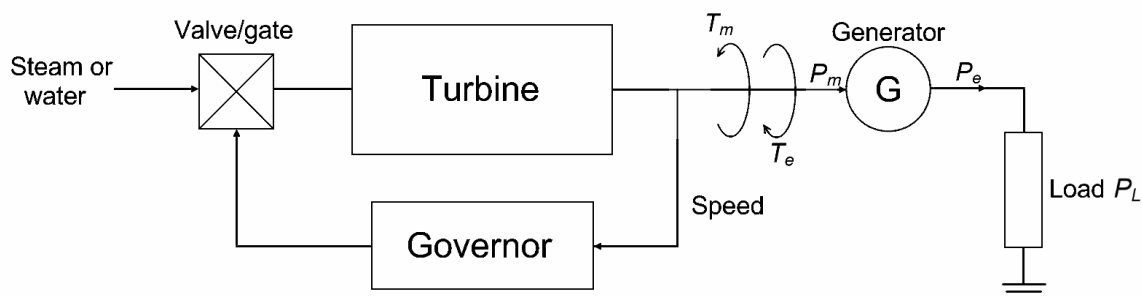
$t$  = löpande tid

$f_o$  = nominell frekvens

$f(t)$  = frekvens som funktion av tiden

### Princip för turbinregleringssystem

Den grundläggande principen för turbinreglering visas i figur 2.3.

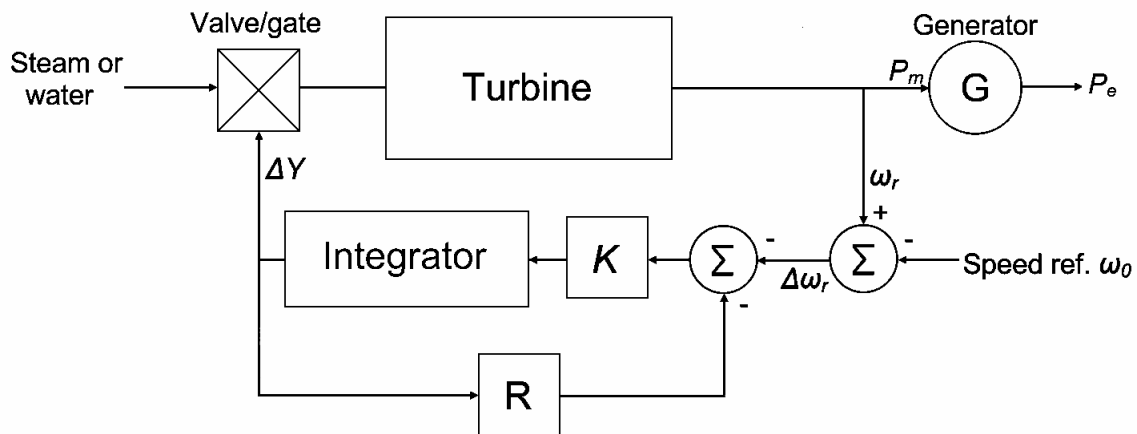


Figur 2.3 Grundläggande princip för turbinreglering.[7]

När en lastökning sker ökar effektuttaget hos generatoren. Detta leder till ett ökat elektriskt vridmoment  $T_e$  hos generatoren, detta skapar obalans mellan det mekaniska vridmomentet  $T_m$  och det elektriska vridmomentet  $T_e$ . Detta leder i sin tur till en ändring i vinkelhastighet, vilken bestäms enligt allmänna svängningsekvationen. Det frekvensreglerande kraftverket känner av denna ändring i frekvens och turbinregleringen ser till att ändra produktionen för att överensstämja med det nya lastförhållandet. Produktionen ändras genom att reglera vatten- eller ångflödet till turbinen.

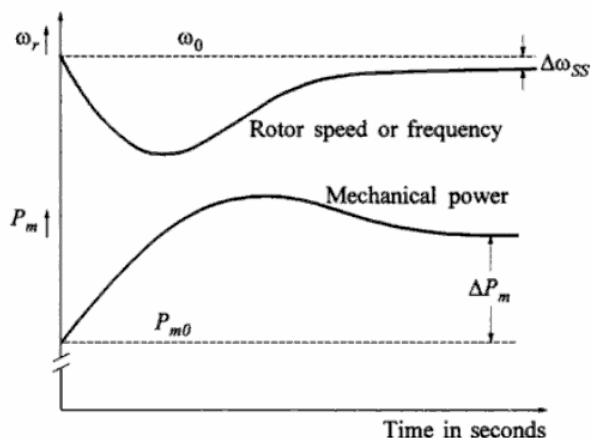
## Turbinreglering med konstant reglerstyrka

Frekvensreglering med konstant reglerstyrka används vanligtvis. Ett blockschema som åskådliggör denna typ av reglering visas i figur 2.4.



Figur 2.4 Turbinregleringsmodell med konstant reglerstyrka.[7]

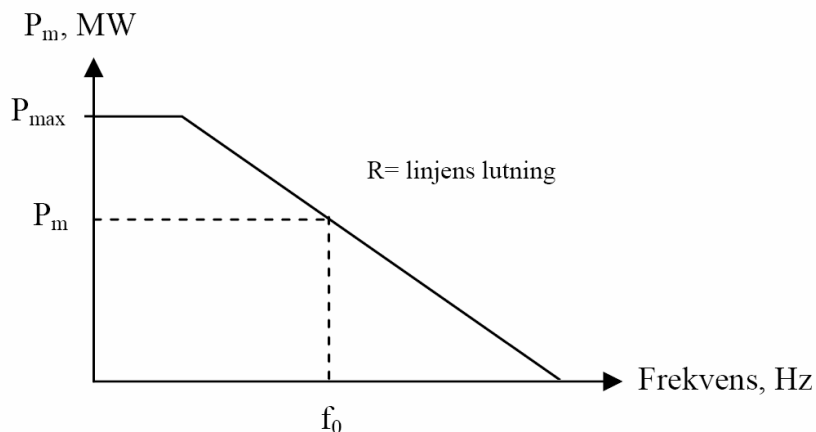
Den här typen av turbinregulator karakteriseras som en proportionell regulator med integralverkan (PI-regulator). Frekvensavvikelsen  $\Delta\omega_r$  används som insignal till regulatorm, vars utsignal är  $\Delta Y$ . R är reglerstyrkan hos turbinregulatorn. Utsignalen talar om förändringen av lucköppningens läge, vilket medför ett effektpådrag  $\Delta P_m$ . Svaret på en frekvensavvikelse för en turbinregulator med konstant reglerstyrka illustreras i figur 2.5 [7]



Figur 2.5 Turbinregleringens svar på en frekvensavvikelse.[7]

## Reglerstyrka

Reglerstyrkan  $R$  bestämmer hur produktionen i ett frekvensreglerande kraftverk ändras då frekvensen ändras. Reglerstyrka mäts i MW/Hz. Detta illustreras i figur 2.6. [7]



Figur 2.6 Reglerstyrka.

Där  $f_0$  är systemets nominella frekvens,  $P_m$  är den mekaniska effekten vid nominell frekvens och  $P_{max}$  är kraftverkets maximala effektuttag.

Det mekaniska effektpådraget beräknas enligt ekvation 2.16.

$$\Delta P_m = -R \cdot \Delta f \quad (2.16)$$

Antag en reglerstyrka på 20 MW/Hz, vid frekvensen 49,9 Hz (-0,1 Hz avvikelse) blir effektpådraget 2 MW.

Den totala reglerstyrkan för ett synkront elkraftsystem är summan av alla reglerstyrkorna i samtliga frekvensreglerande anläggningar i systemet. Den totala extra effekt ett reglerkraftverk kan bidra med är alltid begränsad av dess installerade effekt oavsett reglerstyrka.



## **2.3 Frekvensreglering och åtgärder inom Nordel**

Detta avsnitt förklarar hur effektregering och systemvärn används inom Nordel för att skapa ett stabilt och driftsäkert elkraftsystem.

### **2.3.1 Nordel**

Nordel är en organisation för elkraftsamarbetet mellan de nordiska länderna. Organisationen etablerades 1963 och har som mål att skapa riktlinjer för effektiv och säker drift av det nordiska elkraftsystemet. Nordel agerar som stöd och en länk mellan de nordiska systemoperatörerna.

De nordiska ländernas elkraftsystem är sammankopplade och består idag av Sveriges, Norges, Finlands och östra Danmarks elnät. Island är också medlem i Nordel men deras elkraftsystem är isolerat från övriga Nordel. Systemoperatörerna för respektive land är Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid och Energinet.dk. Det sammankopplade elkraftsystemet är ett synkront kraftsystem där frekvensen är gemensam i hela systemet. Västra Danmark tillhör det europeiska elkraftsystemet UCTE, men är sammankopplat med Norge och Sverige via HVDC länkar.

Elkraftsproduktionen varierar inom de nordiska länderna. Danmark använder främst värmekraft i form av oljekraftverk och kolkraftverk, medan Norge förlitar sig på vattenkraft. Sverige och Finland har kärnkraft och vattenkraft som främsta produktionskällor.

Det sammankopplade systemet innebär ökad säkerhet och minskade kostnader. Det gemensamma systemet reducerar behovet av reserver och ökar potentialen att klarar av stora störningar.

### **2.3.2 Balansansvar**

Sverige och Norge representerar cirka 75 % av den årliga konsumtionen. De systemansvariga har därmed kommit överens om att Svenska Kraftnät och Statnett har huvudansvaret för att hålla frekvensen och tidsavvikelsen inom tillåtna gränser. Normalt hjälper Fingrid och Energinet.dk endast till efter att ha kontaktat Svenska Kraftnät. Varje systemoperatör är dock skyldig att planera sig till balans inför varje drifttimma genom att sälja och köpa energi.

Behovet av frekvensstyrda reserver och tillräcklig sammanlagd reglerstyrka skall tillgodoses. Dessutom skall balansregleringen ske på ett sådant vis att överföringskapaciteten inte överskrids.

Statnett och Svenska Kraftnät kommunicerar med varandra timvis för att gemensamt arbeta fram en passande strategi och för att planera framtida ingripande så att ovannämnda mål uppnås. Information om planerade åtgärder för att klara målen förs vidare till Fingrid och Energinet.dk.

Inom Norden köps och säljs elkraft på två olika marknader, Elspot och Elbas. Elspot hanterar kontrakt för daglig fysisk leverans inom 24 timmar. Prissättning baseras på inköps- och försäljningsanbud från alla marknadsaktörer. Elbas är en organiserad balanseringsmarknad för Sverige, Finland, Östra Danmark och Tyskland. Marknaden omfattar kontinuerligt elkraftsutbyte i timliga kontrakt upp till två timmar innan fysisk leverans. Elbasmarknaden kompletterar Elspot. [8]

### **2.3.3 Effektreglering**

Effektregleringen i Norden sker genom samarbete mellan de nordiska länderna. I och med detta ökar stabiliteten och säkerheten i elkraftsystemet. Effektregleringen sker huvudsakligen genom normaldriftsreserver och störningsreserver, samt manuella aktiva respektive reaktiva störningsreserver.

#### **2.3.3.1 Automatisk aktiv reserv**

Den automatiska aktiva reserven delas upp i frekvensstyrd normaldriftsreserv, frekvensstyrd störningsreserv och spänningsstyrd störningsreserv. Nedan diskuteras de två förstnämnda.

##### ***Effektreglering normaldrift***

Med normaldrift menar man ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, att frekvens, spänning och överföring ligger inom sina gränser och att kraven på reserver är uppfyllda. Kraftsystemet är förberett på att hantera dimensionerade fel, sådana fel som medför förlust av enskilda betydande komponenter som t.ex. produktionsenheter, ledningar, transformatorer och samlingsckenor.

Under normaldrift skall systemets sammanlagda frekvensstyrda normaldriftsreserv som minst vara på 600 MW vid 50 Hz (år 2006 var den på 237 MW i Sverige). Denna reserv aktiveras normalt inom frekvenser på 50,0 – 49,9 Hz, och vid hastig förändring av frekvensen skall reserven vara fullt utreglerad inom 2 – 3 minuter. Reservens fördelas i systemet i enlighet med den årliga förbrukningen (summan av producerad el och nettoimport, given i TWh) föregående år.

Varje delsystem (del av kraftsystemet som en systemansvarig har ansvar för, Svenska Kraftnät i Sverige) skall minst ha 2/3 av den frekvensstyrda normaldriftsreserven inom det egna systemet i händelse av nätseparation och öbildning.

De systemansvariga använder sig av olika systemtjänster för att reglera frekvensen. Tillgängligheten av dessa systemtjänster är överenskommen mellan de systemansvariga samt företag inom respektive delsystem.

I tabell 2.1 visas vilka systemtjänster som genererar den frekvensstyrda normaldriftsreserven. [8]

Systemansvarig	Systemtjänster som genererar den frekvensstyrda normaldriftsreserven	Utbyte delsystem emellan
Energinet.dk Öst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Värme kraftverk.</li> </ul>	Ja
Energinet.dk Väst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inget krav på frekvensstyrd normaldriftsreserv.</li> </ul>	
Fingrid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rysk DC-länk.</li> <li>• Vattenkraftanläggningar och värme kraftverk.</li> </ul>	Ja
Statnett	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vattenkraftanläggningar.</li> </ul>	Ja
Svenska Kraftnät	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vattenkraftanläggningar.</li> </ul>	Ja

Tabell 2.1 Systemtjänster som används för effektregering vid normal drift.

### **Effektregering störd drift**

Med störd drift menar man ett drifttillstånd som innebär att produktionen är tillräcklig för att täcka förbrukningen, men att frekvensen, spänningen eller överföringen inte är inom acceptabla gränser och att normalt drifttillstånd inte kan uppnås inom 15 minuter.

Det skall finnas en frekvensstyrd störningsreserv av sådan storlek och komposition att dimensionerade fel inte skall leda till en frekvens lägre än 49,5 Hz. Med hänsyn till den frekvensberoende lasten, innebär kraven ovan att den kombinerade frekvensstyrda störningsreservens storlek skall uppgå till en effekt som motsvarar 200 MW mindre än det dimensionerade produktionsbortfallet. Den totala frekvensstyrda störningsreserven måste kunna användas fram tills den snabba aktiva störningsreserven har blivit aktiverad.

Den frekvensstyrda störningsreserven skall aktiveras vid 49,9 Hz och vid 49,5 Hz skall den vara helt utreglerad. Den skall regleras uppåt linjärt inom frekvensområdet 49,9 – 49,5 Hz.

Uppåtregering av reserven får inte ge upphov andra problem i elkraftsystemet. När man avgör överföringskapaciteten (maximala överföringen av aktiv effekt i enlighet med systemets säkerhetskriterier), måste placeringen av den frekvensstyrda störningsreserven tas i beaktelse. Varje delsystem skall minst ha 2/3 av den frekvensstyrda störningsreserven inom det egna systemet i händelse av nätseparation och öbildning.

Större delen av störningsreserven och normaldriftsreserven uppnås genom automatisk frekvensreglering hos produktionsanläggningar. För att uppnå målen ovan måste respektive systemansvarig ställa krav på inställningar av turbinregulatorerna, t.ex. på dess tidskonstanter. Det skall också vara möjligt med övervakning.

Om frekvensen faller till 49.5 Hz så kan avtalad automatisk bortkoppling av last anses som del av den frekvensstyrda störningsreserven. Dock måste bortkoppling av last uppfylla de tekniska kraven för generatorer satta nedan:

- 50 % av den frekvensstyrda störningsreserven i varje delsystem måste regleras uppåt inom 5 sekunder.
- 100 % av den frekvensstyrda störningsreserven måste regleras uppåt inom 30 sekunder.

Uppdelningen av den frekvensstyrda störningsreserven skall ske i proportioner till de dimensionerade felens systemen emellan. Denna uppdelning skall veckovis uppdateras, oftare om nödvändigt. Nedan följer ett exempel på hur en sådan uppdelning kan se ut. [8]

	Dimensionerade fel (MW)	Frekvensstyrd störningsreserv (MW)	Frekvensstyrd störningsreserv (%)
Danmark	580	153	15.0
Finland	865	228	22.4
Norge	1200	317	31.0
Sverige	1220	322	31.6
Totalt		1020	100

Tabell 2.2 Exempel på hur uppdelning av frekvensstyrd reserv kan se ut inom Norden.

I tabell 2.3 nedan visas vilka systemtjänster som genererar den frekvensstyrda störningsreserven.

Systemansvarig	Systemtjänster som genererar den frekvensstyrda störningsreserven	Utbyte delsystem emellan
Energinet.dk Öst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Urkoppling av stadsdelsuppvärmning.</li> <li>• Turbinöppning vid värmekraftverk.</li> <li>• Värmekraftverk.</li> <li>• HVDC-länkar.</li> </ul>	Ja
Energinet.dk Väst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stopp av kondensering i värmekraftverk.</li> <li>• Värmekraftverk.</li> </ul>	Nej
Fingrid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lastfrånkoppling.</li> <li>• Vattenkraftanläggningar och värmekraftverk.</li> </ul>	Ja
Statnett	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vattenkraftanläggningar.</li> <li>• HVDC-länkar, i steg med hänsyn till frekvensen.</li> </ul>	Ja
Svenska Kraftnät	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vattenkraftanläggningar.</li> <li>• HVDC-länkar, i steg med hänsyn till frekvensen. Automatisk uppstartning av gasturbiner, i steg med hänsyn till frekvensen. Vissa med 5 sekunders uppstartningsfördröjning.</li> </ul>	Ja

Tabell 2.3 Systemtjänster som används för effektreglering vid störd drift.

### 2.3.3.2 Manuell störningsreserv

Det skall i ett delsystem finnas tillgång till snabb aktiv störningsreserv samt en reaktiv reserv, vissa delsystem har dessutom tillgång till en långsam aktiv störningsreserv.

#### *Snabb aktiv störningsreserv*

Den snabba aktiva störningsreserven skall finnas för att återställa den frekvensstyrda normaldriftsreserven och den frekvensstyrda störningsreserven när dessa reserver har använts, och för att återställa överföringar inom lämpliga gränser efter störning.

Den snabba aktiva störningsreserven skall vara tillgänglig inom 15 minuter. Storleken av reserven bestäms efter uppskattningar av lokala behov. Kapacitetsbegränsningar i systemet, dimensionerade fel och liknande tas i beaktning.

De systemansvariga har säkrat, genom avtal eller äganderätt, en snabb aktiv störningsreserv. Denna reserv består av gasturbiner, värmekraftverk, vattenkraftverk och lokal bortkoppling av last. Storleken av dessa reserver är ungefär:

- Fingrid har 1000 MW
- Svenska Kraftnät har 1200 MW
- Energinet.dk har 600 MW i östra Danmark (där 300 MW är långsam aktiv störningsreserv men som kan bli snabb under speciella omständigheter)
- Energinet.dk har 620 MW i västra Danmark
- Statnett har 1600 MW

Vid behov kan ett delsystem hålla en viss mängd snabb aktiv störningsreserv för ett annat delsystem, om det finns ledig överföringskapacitet för detta ändamål. Bibehållning av sådana reserver skall avgöras delsystemens systemansvariga emellan vid varje tillfälle, och alla systemansvariga skall bli informerade om detta.

Tabell 2.4 visar vilka systemtjänster som genererar den snabba aktiva störningsreserven. [8]

Systemansvarig	Generering av systemtjänster	Utbyte delsystem emellan
Energinet.dk Öst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kontrakt med elproducenter</li> <li>• Gasturbiner, uppåreglering av rullande reserv.</li> <li>• Snabbstart av värmekraftverk.</li> </ul>	Ja
Energinet.dk Väst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kontrakt med elproducenter.</li> </ul>	Ja
Fingrid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasturbiner.</li> <li>• Rysk DC-länk.</li> <li>• Lastfrånkoppling.</li> </ul>	Ja
Statnett	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kontrakterad reglerad kraft.</li> <li>• Frivilliga bud på regleringsmarknaden.</li> </ul>	Ja
Svenska Kraftnät	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Krav på producenter att meddela Svenska Kraftnät, gasturbiner och vattenkraftanläggningar.</li> </ul>	Ja

Tabell 2.4 Systemtjänster som används för effekterreglering, snabb aktiv störningsreserv.

### **Långsam aktiv störningsreserv**

Den långsamma aktiva störningsreserven är aktiv effekt som är tillgänglig efter 15 minuter.

Tabell 2.5 visar vilka systemtjänster som genererar den långsamma aktiva störningsreserven. Generellt sett sker inget utbyte delsystem emellan, men om brist på effekt skulle förekomma så kan det vara aktuellt. [8]

Systemansvarig	Generering av systemtjänster	Utbyte delsystem emellan
Energinet.dk Öst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Värmekraftverk med uppstartstid på upp till 4 timmar.</li> </ul>	
Energinet.dk Väst	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finns inga anläggningar med uppstartstid på mindre än 4 timmar.</li> </ul>	
Fingrid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marknaden är ansvarig.</li> </ul>	Nej
Statnett	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Används inte.</li> </ul>	
Svenska Kraftnät	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Överskott av snabb aktiv reserv kan användas vid behov.</li> </ul>	Nej

Tabell 2.5 Systemtjänster som används för effekterreglering, långsam aktiv störningsreserv.

### **Reaktiv reserv**

Det är viktigt att i alla delsystem ha en reserv av reaktiv effekt. Den reaktiva reserven är sammansatt på ett sådant sätt att dimensionerade fel inte leder till kollaps av systemet, där hänsyn tas till storlek, regleringsmöjligheter och lokalisering.

I tabell 2.6 visas vilka systemtjänster som genererar den reaktiva reserven. Den reaktiva reserven sker lokalt och därför kan det inte ske något utbyte delsystem emellan. [8]

Systemansvarig	Generering av systemtjänster	Utbyte delsystem emellan
Energinet.dk Öst	<ul style="list-style-type: none"><li>• Över/under- magnetisering av producerande anläggningar.</li><li>• Synkronkompensatordrift i en generator.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av shuntkondensatorer och reaktorer.</li></ul>	Nej
Energinet.dk Väst	<ul style="list-style-type: none"><li>• Över/under- magnetisering av producerande anläggningar.</li><li>• Ändring av Mvar produktion i kraftverk.</li><li>• Synkronkompensatordrift vid Tjele och Vester Hassing.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av shuntkondensatorer.</li></ul>	Nej
Fingrid	<ul style="list-style-type: none"><li>• Över/under- magnetisering av producerande anläggningar.</li><li>• Synkronkompensatordrift vid vissa vattenkraftanläggningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av överföringsledningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av shuntkondensatorer och reaktorer.</li></ul>	Nej
Statnett	<ul style="list-style-type: none"><li>• Över/under- magnetisering av producerande anläggningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av överföringsledningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av shuntkondensatorer.</li><li>• Statisk faskompensering.</li></ul>	Nej
Svenska Kraftnät	<ul style="list-style-type: none"><li>• Över/under- magnetisering av producerande anläggningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av överföringsledningar.</li><li>• Inkoppling/urkoppling av shuntkondensatorer.</li><li>• Statisk faskompensering.</li></ul>	Nej

*Tabell 2.6 Systemtjänster som används för reaktiv effektregering.*

### 2.3.4 Systemvärn

Systemvärn är speciella automatiska funktioner som används för att minska inverkan av fel i systemet, dock ansvarar systemvärnen inte för bortkoppling av felaktiga komponenter. Systemvärn kan användas för att öka säkerheten i systemet, överföringskapaciteten eller en kombination av dessa. Följande avsnitt fokuserar på systemvärn inom Sverige.

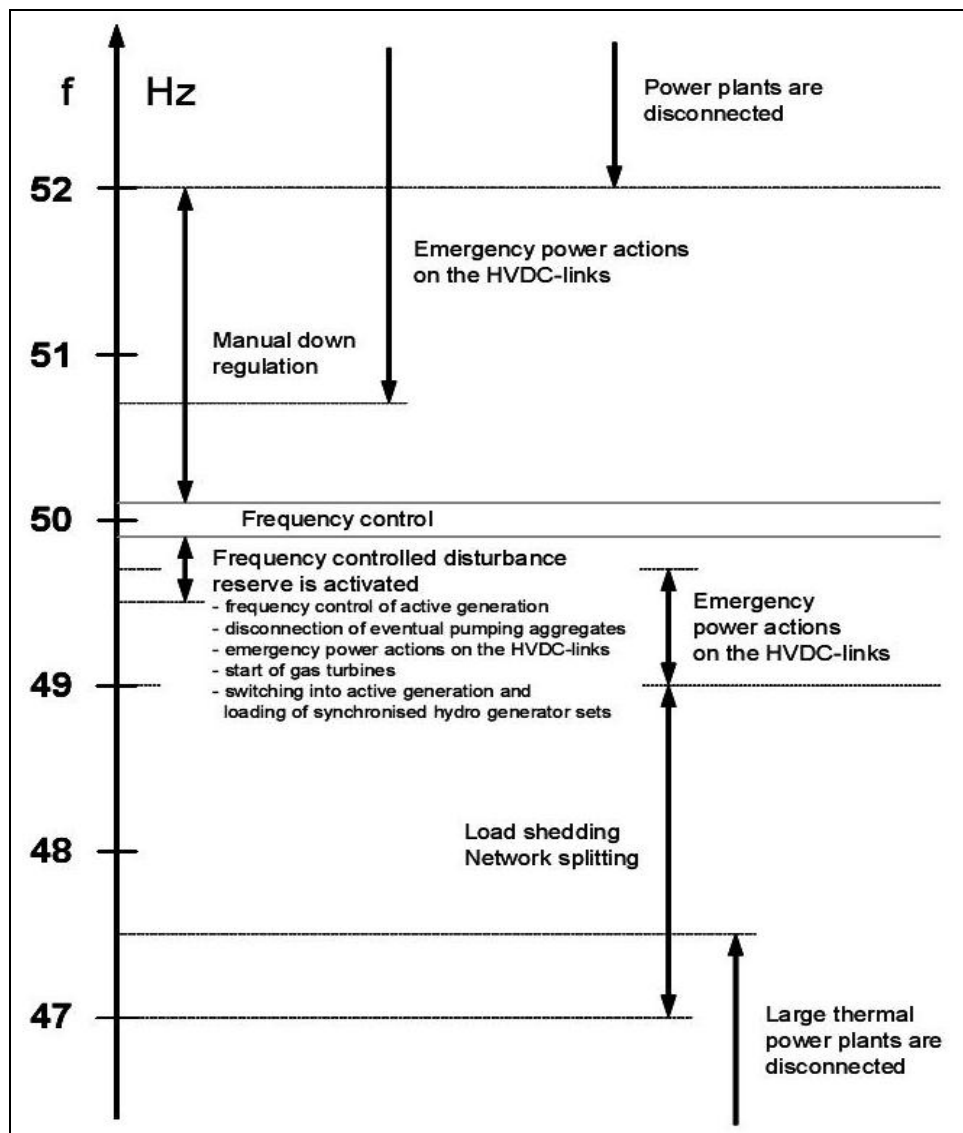
Systemvärn använder sig av två olika funktionsprinciper. Den ena är systemskydd som aktiveras genom mätning av systemets tillstånd, t.ex. spänningen vid en kritisk punkt eller systemfrekvensen. Den andra är systemskydd som aktiveras av reläsignaler från anläggningars skyddsutrustning.

Systemvärn begränsar konsekvenserna av systemstörningar genom ett eller flera av följande sätt:

- Reglering av likströmsanläggningar, nödeffekt.
- Nedreglering eller frånkoppling av produktion.
- Start av produktion.
- Frånkoppling av last.
- Kopplingar i nätet.

Systemvärn anpassas till den kombinerade aktiva och reaktiva reserven i det nordiska systemet. I figur 2.7 visas vid vilka frekvenser de olika frekvensstyrda funktionerna är aktuella.





Figur 2.7 Frekvensstyrda funktioner i Norden. [8]

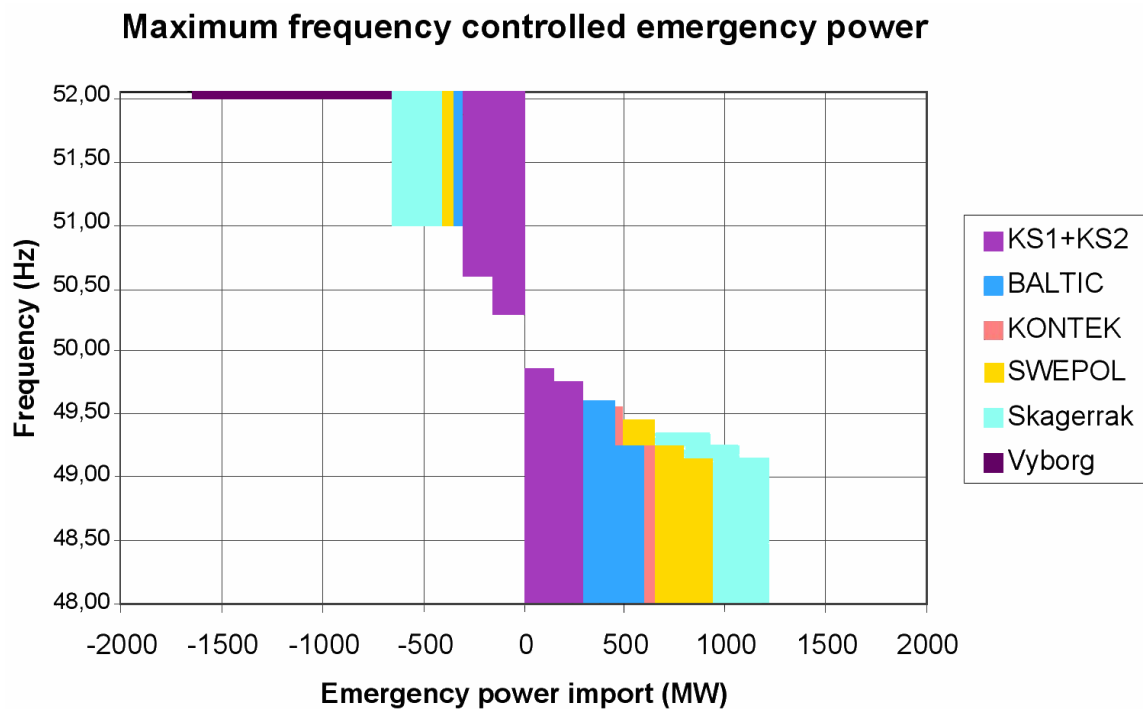
Mindre frekvensavvikelser tas normalt hand om genom användandet av den frekvensstyrda störningsreserven. Vid större frekvensavvikelser räcker det inte med enbart systemets reserver utan systemvärnen används också. Nödeffekt finns att tillgå från frekvensstyrda likströmsanläggningar, start av produktion blir aktuellt. Lastfrånkoppling tas i bruk vid lägre frekvenser.

Nedreglering eller bortkoppling av produktion används för att förhindra en allt för hög frekvens vid fall då produktionen överstiger konsumtionen i systemet. Även här används frekvensstyrda likströmsanläggningar.

## Reglering av likströmsanläggningar, nödeffekt

Alla likströmsanläggningar mellan det nordiska systemet och andra växelströmssystem bidrar med frekvensstyrd nödeffekt. Värt att nämna är att om en likströmsanläggning har full import till ett område med låg frekvens kan den inte bidra med någon nödeffekt. Likströmsanläggningarna kan också användas till att exportera effekt i fall av för hög frekvens.

Maximal frekvensstyrd nödeffekt som kan levereras av olika likströmsanläggningar framgår i figur 2.8. [8]



Figur 2.8 Maximal frekvensstyrd nödeffekt i Norden. [8]

## Nedreglering eller fråkoppling av förbrukning

Vid frekvensfall skall en anläggning ansluten i södra Sverige bestående av en elpanna eller värmepump med en effekt på minst 5 MW ha utrustning installerad som leder till reglering eller bortkoppling av förbrukningen. Utgående från effektstorlek skall denna reglering ske i fyra steg, dessa visas nedan i tabell 2.7. [8]

Frekvens	Bortkoppling eller nedreglering av förbrukning med eleffekt P (MW)
< 49.4 Hz i 0.15 sekunder	$35 \leq P$
< 49.3 Hz i 0.15 sekunder	$25 \leq P < 35$
< 49.2 Hz i 0.15 sekunder	$15 \leq P < 25$
< 49.1 Hz i 0.15 sekunder	$5 \leq P < 15$

Tabell 2.7 Reglering av produktion beroende på frekvens.

### Start av produktion

Automatisk frekvensstyrd start av produktion används för att öka antalet producerande enheter i elkraftsystemet vid driftstörningar. Denna åtgärd sker i tre steg, vid frekvenserna 49,7 och 49,6 samt 49,5 Hz. I Sverige består detta systemvärn av gasturbiner med en total effekt på 520 MW. [8]

### Lastfrånkoppling

Elnät som är direkt anslutna till en stamnätsstation i södra Sverige skall ha utrustning installerad som leder till frånkoppling av last. Denna frånkoppling skall ske i fem ungefär lika stora steg, när alla fem steg har genomgåts skall det ha skett en total lastminskning på ungefär 30 %. I tabell 2.8 visas vid vilken frekvens de olika stegen utförs. [8]

Steg	Frekvens
1	48.8 Hz i 0.15 sekunder
2	48.6 Hz i 0.15 sekunder
3	48.4 Hz i 0.15 sekunder
4	48.2 Hz i 0.15 sekunder eller 48.6 Hz i 15 sekunder
5	48.0 Hz i 0.15 sekunder eller 48.4 Hz i 15 sekunder

Tabell 2.8 Lastfrånkoppling.

## 2.4 Spänning

Med *spänningsstabilitet* avses ett kraftsystems förmåga att upprätthålla stabil spänning i alla noder i systemet efter att ha blivit utsatt för en störning utifrån ett givet driftfall. [1]

Tillsammans med frekvensen är spänningen en nyckelvariabel i elkraftsystemet. Det finns många olika spänningsnivåer i ett system. Inom Nordel används främst 400 kV, 220 kV som transmissionsspänning och 130 kV för distributionsnät, 10 kV för mellanspänningsnät och 0,4 kV används för lågspänningsdistribution.

Den utrustning som är ansluten till ett elkraftsystem är alltid dimensionerad för en viss spänningsnivå eller snarare ett spänningsintervall. Detta innebär att det är nödvändigt att hålla spänningen inom detta intervall för att utrustningen skall fungera.

En allt för hög spänning minskar systemkomponenternas livslängd, ökar risken för överslag och kan medföra direkta skador på komponenter. Spänningsreglering tillämpas genom produktion och förbrukning av reaktiv effekt, mer om detta i avsnitt 2.4.2.

Det är mycket viktigt att minimera systemets totala effektförluster. Enligt ekvationerna 2.17 och 2.18 beror de aktiva och reaktiva förlusterna hos ledningar på strömmen genom dem samt deras resistans och reaktans. Strömstyrkan i ledningen måste hållas så låg som möjligt för att minimera förlusterna, detta åstadkoms genom att hålla spänningen i systemet så hög som möjligt. [4]

$$P_{\text{förlust}} = I^2 \cdot R \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{förlust}} = I^2 \cdot X \quad (2.18)$$

### 2.4.1 Spänningsstabilitet

Enligt CIGRÉ definieras spänningsstabilitet på följande sätt: [1]

- Ett elkraftsystem är *småstörningsstabil* om spänningarna i systemet upprätthålls vid små störningar som lastförändringar.
- Ett elkraftsystem är *storstörningsstabil* om stabila spänningar upprätthålls efter större störningar som produktionsbortfall.
- Ett elkraftsystem är *spänningsstabil* om spänningarna nära lasterna återgår mot dess värden innan störningen inträffade.

- Ett elkraftsystem är *spänningsinstabilt* om spänningarna inte återgår mot de acceptabla värdena innan störningen inträffade. Då spänningarna istället går emot oacceptabla spänningsnivåer är systemet utsatt för en spänningskollaps, en sådan kan drabba delar av systemet eller bidra till en systemkollaps.

## 2.4.2 Reaktiv effektbalans och spänningsreglering

En spänningsavvikelse orsakas av en obalans i reaktiv effekt. Balans avseende reaktiv effekt är inte lika enkel som för aktiv effekt, där producerad aktiv effekt skall vara samma som förbrukad aktiv effekt i hela systemet. För reaktiv effekt gäller att det måste vara balans inom geografiskt begränsade delområden, eftersom reaktiv effekt inte kan överföras några längre sträckor. Vid låg inmatad reaktiv effekt sjunker spänningen, vid hög inmatad reaktiv effekt ökar spänningen.

En kraftledning har resistans och reaktans samt kapacitans. För en transmissionsledning är reaktansen cirka 10 gånger så stor som resistansen. En olastad kraftledning kan liknas vid en kondensator. En spänningssatt kondensator producerar reaktiv effekt vilket innebär att en obelastad kraftledning producerar en stor del reaktiv effekt. Då kraftledningen lastas går en ström genom ledningen, vilken då förbrukar reaktiv effekt till följd av ledningens reaktans. För en viss last nås jämvikt mellan ledningens producerade och förbrukade reaktiva effekt, denna last kallas *naturlig last*.

Detta innebär att vid fall av låg last i systemet producerar transmissionsledningarna mer reaktiv effekt än de förbrukar, till följd av detta stiger spänningen. Vid hög last förbrukar ledningarna mer reaktiv effekt än de producerar, spänning minskar till följd av detta.

För att upprätthålla en acceptabel spänning så finns det vissa regleringsmöjligheter som kan utnyttjas: [7]

- *Synkrogeneratorer*: Man kan i dessa maskiner styra spänningen i anslutningspunkten genom att ändra generatorns magnetisering. Generellt försöker man undvika att producera reaktiv effekt i generatorerna och sedan skicka den genom nätet, då man i slutändan får väldigt lite reaktiv effekt kvar på grund av den stora reaktansen hos ledningarna.
- *Kondensatorer*: Genom att ansluta kondensatorer till noder med låg spänning kan spänningen höjas genom att reaktiv effekt matas in ifrån dessa. Spänningshöjningen sker stegvis med dessa, och transienter uppstår vid in- och urkoppling.

- *Reaktorer:* Dessa kan kopplas in till noder med för hög spänning, genom att förbruka reaktiv effekt sänks spänningen.
- *Static Var Compensators (SVC):* Dessa består av tyristorstyrda kondensatorer och reaktorer vilket innebär att spänningen både kan höjas och sänkas. Spänningen kan styras kontinuerligt med dessa.
- *Lindningskopplare i transformatorer:* Många transformatorer är utrustade med lindningsomkopplare, dessa varierar lindningsförhållandet vilket gör att spänningen på sekundärsidan kan regleras.

## 3 Reläskydd för lastfrånkoppling

Detta avsnitt ger en grundläggande beskrivning av reläskydd. Avsnittet fokuserar på två olika principer för lastfrånkoppling; underfrekvensstyrd lastfrånkoppling samt spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling.

### 3.1 Bakgrund

Ett relä är en brytare som kan vara elektromekaniskt, elektroniskt eller bägge. Ursprungligen var alla reläskydd elektromekaniska men de helt elektroniska kommer så småningom att dominera helt, användandet av de elektromekaniska är dock fortfarande utbrett och de tillverkas fortfarande.

#### 3.1.1 Typiska reläskydd

Ett elektroniskt halvledarrelä är en elektronisk brytare, som till skillnad från ett elektromagnetiskt relä inte innehåller några rörliga delar. Namnet skall dock inte blandas ihop med brytare i kraftsystemet som har till uppgift att bryta felströmmar och last. Reläer styrs via en styrsignal som är elektriskt isolerad från lasten. Styrsignalen ger ström åt en LED som i sin tur aktiverar en ljuskänslig diod. Dioden öppnar strömkretsen som vanligtvis består av en tyristor eller MOSFET-transistor. Ett analogt elektromekaniskt relä är en elektrisk brytare som styrs av en elektromagnet som öppnar eller sluter en eller flera uppsättningar av kontakter. [10]

Fördelar med de elektroniska reläskydden jämfört med de elektromekaniska är:

- Snabbare
- Längre livstid då de saknar rörliga delar
- Kan användas i miljöer där det inte får ske gnistor vid påslagning
- Totalt tyst drift
- Högre noggrannhet
- Mindre storlek
- Lägre utrustnings- och installationskostnad

Nackdelar är:

- Större förluster när det leder
- Lägre impedans när öppen
- Högre impedans när stängd, vilket medför värmeproblem
- Möjligt med oavsiktlig drift på grund av spänningstransienter
- Backström när öppen

### **3.1.2 Klassifikation av reläer**

Reläer kan klassificeras på flera olika sätt, t.ex. genom funktion eller driftsprinciper. Klassificering genom funktion är vanligast. Det finns fem grundläggande reläer indelade efter funktion: skyddsreläer; regleringsreläer; återkopplings-, synkroniseringskontroll- och synkroniseringsreläer; övervakningsreläer och hjälpreläer. [10]

#### **Skyddsreläer**

Skyddsreläer definieras av IEEE som reläer som har som funktion att detektera defekta ledningar, apparatur eller andra tillstånd i kraftsystem som är avvikande eller farliga. Dess styrkrets skall i dessa fall vidta lämplig åtgärd. Detta innebär att ett skyddsrelä känner av om det inträffar ett fel i ett kraftsystem. Skyddsreläet skickar en signal till en brytare som sedan försöker isolera felområdet. Skyddsreläets uppgift är alltså enbart att vidarebefordra ett systems tillstånd. De används till alla delar av ett kraftsystem: generatorer, samlingsskenor, transformatorer, ledningar, motorer, last, shuntkondensatorer och reaktorer. Skyddsreläer är anslutna till ett kraftsystem genom strömtransformatorer eller spänningstransformatorer, dessa bidrar med isolation från de höga spänningarna i systemet.

#### **Regleringsreläer**

Reglerande reläer associeras med lindningskopplare på transformatorer och spänningsregulatorer för generande utrustning, de används för att kontrollera spänningsnivån för varierande last. De används under normaldrift och reagerar inte på systemfel såvida inte felen kvarstår onormalt länge i systemet.

#### **Återkopplings-, synkroniseringskontroll- och synkroniseringsreläer**

Reläer av denna typ används för att återställa ledningar efter driftavbrott och att sammankoppla delar av systemet.

#### **Övervakningsreläer**

Övervakningsreläer används för att verifiera förhållanden i ett kraftsystem eller skyddssystem. Till exempel används de i kraftsystem för att detektera fel och övervaka spänning.

#### **Hjälpreläer**

Hjälpreläer används i ett skyddssystem för en mängd olika ändamål. Framförallt för magnetisk och elektrisk isolering av flera sekundära kretsar samt för att i ett sekundärt system få kontakter som hanterar högre strömmar och spänningar.



### 3.1.3 Mål för reläskydd

Det huvudsakliga målet för ett skyddsrelä i ett kraftsystem är att isolera ett problemområde snabbt, så att konsekvenserna i det övriga systemet minimeras. Vid design av ett relä så tas hänsyn till fem grundläggande aspekter. Dessa är tillförlitlighet, selektivitet, snabbhet, enkelhet och ekonomi. [10]

#### Tillförlitlighet

Tillförlitlighet har två aspekter, pålitlighet och säkerhet.

*Pålitlighet definieras som: sannolikheten att ett relä eller reläsystem kommer att fungera korrekt.*

*Säkerhet definieras som: sannolikheten att ett relä eller reläsystem inte kommer att fungera felaktigt.*

Ofta är det hårfin skillnad mellan de acceptabla transienter som ett kraftsystem kan klara sig igenom, och de som kan utvecklas och resultera i stora problem om de inte isoleras. Sålunda måste skyddet vara säkert, inte verka vid acceptabla transienter, likväl pålitligt, verka vid oacceptabla transienter och permanenta fel.

Pålitlighet är enkelt att ta reda på genom testning av skyddet för att försäkra sig om att det kommer att verka som tänkt när tröskelvärden överskrids. Det är svårare att ta reda på säkerheten. Det kan finnas nästan ett oändligt antal olika transienter som skulle kunna störa skyddssystemet, att förutse alla dessa möjligheter är i praktiken omöjligt.

Tillverkare använder ofta utförliga kraftsystemsmoduleringar, datorer, och ibland iscensatta fel på kraftsystem för att kontrollera både pålitlighet och säkerhet.

Generellt sett så är det så att när man ökar säkerheten så minskar pålitligheten, och vice versa. Som illustration på det hela kan man tänka sig att man har ett enstaka relä, det har hög pålitlighet men inte lika bra säkerhet. Genom att koppla ett andra relä i serie med det första kan man öka säkerheten. Dock minskar pålitligheten med denna åtgärd eftersom det blir krav på att två stycken reläer skall fungera korrekt. Detta arrangemang används vanligtvis, då pålitligheten blir tillräckligt hög och systemet ger bättre säkerhet jämfört med användandet av endast ett relä.

#### Selektivitet

Reläer har ett tilldelat område, primärt skyddsområde, men de kan även vara verksamma utanför detta område. I dessa fall så fungerar de som reservskydd, för områden utanför dess primära skyddsområde. Detta betecknas som reserv- eller övertäckningsområdet. Selektivitet är processen att tillämpa och ställa in skyddsreläerna som övertäcker andra reläer så att de verkar snabbast möjligt inom sitt primära område, men ha fördröjd utlösning i dess reservområde. Detta är nödvändigt för att låta de primära reläerna

tilldelade till detta övertäckta område få tid att utlösa. Annars kan det leda till att flera reläer löser vid fel i detta område. Ett reservrelä skall enbart lösa när det primära skyddsreläet misslyckas med att isolera felet, alltså är det viktigt med selektiviteten

## **Snabbhet**

Självklart är det önskvärt att ett relä kan isolera ett fel så snabbt som möjligt. I vissa fall är detta inte svårt att uppnå, men i andra, speciellt när selektivitet tas i beaktelse, kan snabbare skydd åstadkommas genom mer komplexa och dyra reläer. Med ökad snabbhet av skydden ökar dessutom generellt sett önskad utlösning.

Ett snabbt relä är ett som verkar inom 50 ms, detta gäller i högspänningsområden av ett kraftsystem. Med termen momentan i detta sammanhang menas att ingen tidsfördröjning medvetet är introducerad i reläet. I praktiken, så används termerna snabb och momentan omväxlande för att beskriva skyddsreläer som verkar inom 50 ms eller mindre.

De delar i ett kraftsystem med lägre spänning har oftast långsammare reläer, normalt sett i storleksordningen 0,2 – 1,5 sekunder i det primära skyddsområdet. Det är ovanligt, men det finns även reläer med tider på upp till 2 sekunder. Snabbhet är ofta viktigt, men är inte alltid absolut nödvändigt, inte heller är det alltid praktiskt eller möjligt att erhålla snabbhet utan extra kostnader och komplexitet till följd, vilket inte alltid är rättfärdigt.

Snabba reläer är speciellt viktigt när den skyddade anordningen finns i ett område i kraftsystemet som är extra känsligt för instabilitet. Snabbare reläer medför att antalet generatorer som kan accelerera under ett fel minskas och detta förbättrar därför stabilitetsmarginerna. När det elektroniska mikroprocessorbaserade reläet introducerades så var det långsammare än de analoga reläerna, nuförtiden är de elektroniska reläerna däremot lika snabba som de elektromekaniska.

## **Enkelhet**

Ett system av skyddsreläer bör hållas så enkelt som möjligt samtidigt som det fortfarande skall klara av att utföra dess avsedda mål. Varje komponent som används ökar systemets säkerhet, men behovet av det extra skyddet skall noga övervägas. Varje tillägg ger upphov till en potentiell problemkälla och ökat underhåll.

Den ökade användningen av elektroniska skyddsreläer ger många möjligheter för ökade finesser. Vissa förbättrar skyddet andra lägger till komponenter som är önskvärda att ha. Alla tillsatser skall bedömas noggrant för att försäkra om att de bidrar betydligt till ökat skydd.

## **Ekonomi**

Det är alltid önskvärt att få ut maximalt skydd för minsta möjliga kostnad, kostnad är alltid en viktig faktor. Det billigaste skyddet är oftast inte det mest pålitliga, dessutom kan det innebära större svårigheter med installation och drift, liksom ökade underhållskostnader. Skyddskostnader anses vara höga när de betraktas för sig själva, men de skall alltid tas i förhållande till de högre kostnaderna för den utrustning den

skyddar, och den kostnad som driftavbrott ger upphov till. Att spara in på skyddskostnader kan resultera i att spendera långt mer än de sparade kostnaderna för att reparera eller ersätta skadad eller förlorad utrustning. Så det är en balansgång i att ha tillräckligt bra skydd men samtidigt inte för dyrt.

### **3.1.4 Prestanda för skyddsreläer**

Prestanda för skyddsreläer kan kategoriseras i tre fall; korrekt funktion, felaktigt funktion eller obestämt. [10]

#### **Korrekt funktion**

Korrekt funktion kan innebära att reläer utlöser som planerat, men även att de utlöser oplanerat men trots detta isolerar felområdet på rätt sätt.

Korrekt bruk indikerar att åtminstone ett av de primära reläerna fungerade som planerat, inget av reservreläerna utlöste för felet, och att problemområdet isolerades inom väntad tid. Nu för tiden utlöser uppemot 99 % av reläer korrekt.

#### **Felaktig funktion**

Felaktig funktion är resultatet från ett fel, funktionsstörning eller ett oväntat eller oplanerat ingrepp av skyddssystemet. Detta kan antingen orsaka felaktig isolering av ett problemfritt område, eller ett misslyckande i att isolera ett problemområde. Orsaken till inkorrekt funktion kan vara en eller en kombination av följande; felaktigt användande av reläer, felaktiga inställningar, misstag av personal och utrustningsproblem eller fel på t.ex. reläer, strömbrytare, strömtransformatorer eller spänningstransformatorer.

#### **Obestämt**

Obestämt syftar på under sådana omständigheter som ett eller flera reläer har eller verkar ha utlösts, t.ex. att en strömbrytare har utlöst, men att man inte kan finna någon anledning. Inget bevis på ett fel eller problem i kraftsystemet, inte heller något uppenbart fel på utrustning kan upptäckas. Detta kan resultera i många timmars efterforskning. Dagens elektromekaniska reläskydd sparar mätdata kontinuerligt vilket ger information om eventuella problem. Det misstänks att många av dessa händelser är resultatet av personalinvolvering som inte rapporteras, eller oregelbundna problem som inte visar sig vid testning och undersökning.

## **3.2 Underfrekvensstyrd lastfrånkoppling**

Det är flera aspekter involverade i utvecklandet av underfrekvensstyrt lastfrånkopplingssystem. En aspekt involverar utvecklandet av underfrekvensstyrt lastfrånkopplingskriterium. Vilket har att göra med vilken lastmängd som skall kopplas bort, i hur många steg bortkopplingen skall ske och vid vilken frekvens. En andra aspekt, systemarkitektur, har att göra med vilken lokalisering skyddet bör ha och på vilket sätt

brytare bör utlösa för att koppla bort last. En tredje aspekt, systemdesign, relaterar till den faktiska designen av den underfrekvensstyrda reläkontrollkretsen. [10]

### 3.2.1 Kriterium

Storlek på last som bör kopplas bort inom ett lastområde bestäms genom studier som approximerar den brist på genererad effekt som området skulle få vid en allvarlig störning. Det frekvensintervall lastfrånkopplingen sker inom väljs baserat på följande två kriterier:

- Valt lastfrånkopplingssystem måste vara inställt på sådant sätt att det inte utlöser vid normala transienta frekvensfall, sådana som systemet klarar av att återhämta sig från utan användandet av lastfrånkoppling.
- Vid överbelastningsförhållanden skall lastfrånkoppling ske innan de underfrekvensstyrda reläerna som är kopplade till generatorerna utlöser.

Snabbt tillslag av de underfrekvensstyrda reläerna behövs, med hänsyn till hur snabbt frekvensen kan minska under överbelastningsförhållanden. Men för att de inte skall påverkas av transienter i systemet så behövs en liten tidsfördröjning. Tillslagstider för underfrekvensstyrda reläer ligger normalt inom intervallet 80-300 ms. Lastfrånkoppling sker i flera steg, 5 stycken i Sverige, detta för att försöka att underlätta en matchning mellan generering och last inom det överlastade området. Om en för stor del av lasten skulle kopplas bort för fort skulle detta kunna leda till stabiliseringsproblem i det drabbade området, då genereringen skulle kunna bli för stor.

Underfrekvensstyrd lastfrånkoppling har ofta restriktioner sådana att ledningar som matar kritiska laster som sjukhus och flygplatser inte utlöser av underfrekvensstyrda reläer. [10]

### 3.2.2 Systemarkitektur

Last kopplas vanligtvis bort genom öppning av brytare som öppnar upp radiella ledningar vid transformatorstationer. Arkitekturen av lastfrånkopplingssystem kan vara lokal, distribuerad eller centraliserad.

- Förr användes huvudsakligen lokal lastfrånkoppling. I ett sådant system installeras ett eller fler underfrekvensstyrda reläer på gemensamma ledningar vid distribuerande transformatorstationer. Vid utlösning av underfrekvensstyrda reläer utlöser matarledningsbrytare i transformatorstationerna. Beslut om lastfrånkoppling sker lokalt vid varje associerad distribuerande transformatorstation.
- Distribuerade lastfrånkopplingssystem liknar lokala system på det sättet att beslut om utlösning av brytare sker lokalt vid den individuella transformatorstationen. I distribuerande system är däremot varje matarledning utrustad med sitt egna

underfrekvensstyrda relä. Med ökad tillgänglighet av mikroprocessorbaserade reläer har denna typ av system ökat på senare år.

- Centraliserade underfrekvensstyrda lastfrånkopplingssystem liknar lokala system på det sättet att ett eller fler underfrekvensstyrda reläer är installerade på gemensamma ledningar vid distribuerande transformatorstationer. I centraliserade system sänds däremot utdata från reläerna till en central plats för att där bli bearbetad i ett datorprogram, som används för att ge total lastfrånkopplingskontroll. Information sänds sedan tillbaka till transformatorstationerna för utlösning av brytare valt av datorprogrammet.

Fördelen med ett vanligt lokalt system är att det inte kräver ett kommunikationssystem för att skicka information till en annan plats. Kommunikationssystem är dyra, ger extra tidsfördröjning och ökar sannolikheten för fel. Däremot krävs det ytterligare betydande ledningsdragning vid transformatorstationerna.

Distribuerade system kräver minimalt med ytterligare ledningsdragning, är billiga och tillåter användandet av flexibiliteten i mikroprocessbaserade reläer. Sådana system kan däremot vara svåra att implementera i stationer som redan har ett lokalt system installerat. Centrala system ger störst flexibilitet för anpassning av underfrekvenslogiken för att på bästa sätt klara de krav som ställs. Då hela systemets tillstånd är tillgängligt vid den centraliserade platsen, kan det ske bättre beslut i hur mycket last som skall kopplas bort och var i systemet. [10]

### 3.2.3 Systemdesign

Utvecklandet av underfrekvensstyrda kontrollsystem involverar driftprincip, på vilket sätt låg frekvens detekteras, typ av reläer som använts och arrangemanget av logik i kontrollkretsar. Underfrekvensstyrda reläer verkar under principen av fast frekvens eller förändringshastigheten av frekvens. De flesta underfrekvensstyrda lastfrånkopplingssystem styrs idag under principen av fast frekvens. Tanken är att lastfrånkoppling sker när frekvensen faller under fastställd nivå på reläet. De är inställda att verka snabbt, 150 ms eller snabbare. En nackdel med denna typ av reläer är att frekvens måste vara låg innan utlösning sker. Därför kan last kopplas bort för långsamt för att hejda överbelastningstillståndet när frekvensen sjunker snabbt.

För att öka prestanda av underfrekvensstyrda lastfrånkopplingssystem har det föreslagits användandet av reläer som klarar av att utlösa för frekvensens förändringshastighet. Frekvensens förändringshastighet är en omedelbar indikation på effektobalans. Användandet av sådana reläer kan därmed ge robustare lastfrånkopplingssystem på det sättet att last kan kopplas bort på ett mer lämpligt sätt baserat på allvarligheten av överbelastningen. Den oscillerande naturen av frekvensens avklingningstakt, kan dessvärre leda till att sådana reläer utlöser felaktigt. Dessutom är det svårt att avgöra hur dessa reläer bör ställas in. Dessa nackdelar gör att de inte används i någon större utsträckning än.

Ursprungligen användes elektromekaniska reläer för att detektera underfrekvens. Nästan alla system som installerar nya reläer väljer mikroprocessorbaserade digitala underfrekvensreläer. De är noggranna, pålitliga och väldigt flexibla.

Underfrekvensstyrda lastfrånkopplingssystem måste designas för hög tillförlitlighet, speciellt säkerhet är viktigt. Felaktigt utlösande av reläer kan resultera från returmatning från en motorlast. När effektkällan till en distribuerande transformatorstation försvinner, kan tröghetsmoment från en motorlast ge upphov till stegvis, snarare än omedelbar, minskning av frekvens vid stationen där det underfrekvensstyrda reläet är installerat. Under sådana förhållanden kan underfrekvensstyrda reläer felaktigt utlösa associerade ledningsbrytare. Last matad från utlöst ledning skulle då förbli ur drift tills transformatorstationen återställs. För att undvika sådana felaktiga händelser så är utlösning av underfrekvensstyrda reläer övervakade av underspänningsstyrda reläer. En mycket lägre spänning kommer att existera under ett återmatningsvillkor än under ett överbelastningsvillkor. Därför kan spänningen mätas för att särskilja mellan sådana villkor. För ytterligare säkerhet så kan också överströmsövervakning introduceras. Vid överbelastning kommer lastström fortsätta att existera vid transformatorstationer i det överlastade området. När energi är förlorad till en sådan transformatorstation stannar strömflödet vid transformatorstationen. Strömflödet kan därmed vara ett sätt att skilja mellan överlast och återmatning från motorlast. Underspänningsreläer som övervakar underfrekvensutlösning sätts ofta till ungefär 80 % av nominell spänning. Medan strömreläer sätts så att strömvärden är under den minsta lasten vid platsen som strömmen mäts. [10]

### **3.3 Spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling**

Eftersom frekvensen i ett elkraftsystem är lika över hela systemet, förutom vissa avvikelser vid effektooscillationer, så ger frekvensen ingen indikation på var felområdet ligger. Bortfall av en stor produktionsanläggning leder till ett spänningsfall i området då generatorm normalt stöttar spänningen i området genom produktion av reaktiv effekt. Spänningen är således en indikation på var i systemet ett produktionsbortfall har skett.

ABB har introducerat en ny metod för lastfrånkoppling. Denna metod använder både spänning och frekvens vid lastfrånkoppling. Idén är att istället för att koppla bort last samtidigt på många olika platser i systemet så kan man lägga in en tidsfördröjning baserat på spänningen i noden. Denna tidsfördröjning talar om hur lång tid, efter det att frekvensen nåt under ett bestämt värde, last kopplas bort. Detta leder till att områden med låg spänning får en kortare tidsfördröjning vilket leder till att last i dessa områden kopplas bort fortare.

Den spänningsberoende tidsfördröjningen beräknas enligt ekvation 3.1. [11]

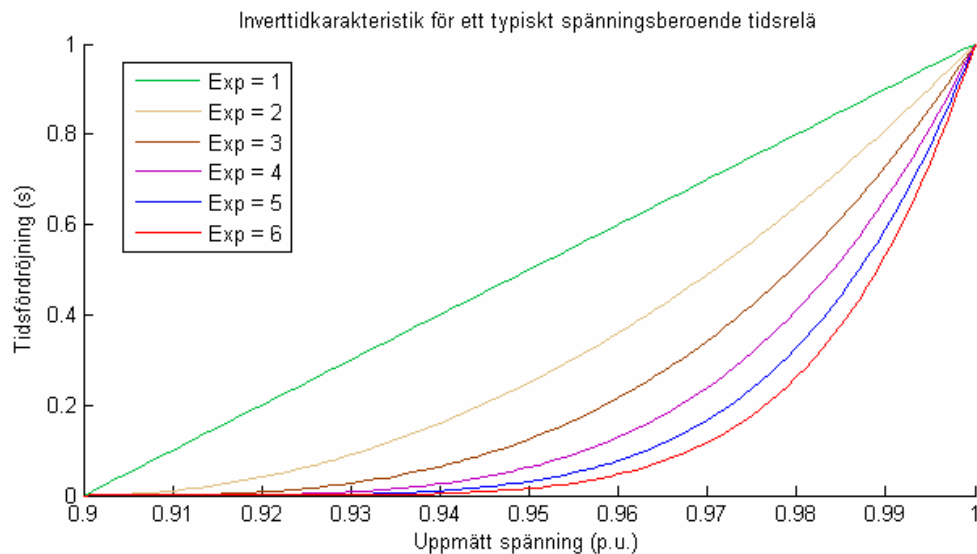
$$t = \left( \frac{U - U_{\min}}{U_{\text{nom}} - U_{\min}} \right)^x \cdot (t_{\max} - t_{\min}) + t_{\min} \quad (3.1)$$

- $t$  = spänningsstyrda tidsfördröjningen
- $t_{\max}$  = maximala tidsfördröjningen
- $t_{\min}$  = minimala tidsfördröjningen
- $U$  = spänningen i noden
- $U_{\text{nom}}$  = nominell spänning i noden
- $U_{\min}$  = lägsta spänning för inverteidskaraktistik
- $x$  = konstant som bestämmer hur inverteidskaraktistiken skall se ut

Vid spänningar över nominell spänning sätts  $t$  till  $t_{\max}$ , vid spänningar under  $U_{\min}$  sätts  $t$  till  $t_{\min}$ . För spänningar däremellan varierar tidsfördröjningen med inverteidskaraktistik.

I figur 3.1 visas ett exempel på hur inverteidskaraktistiken kan se ut för följande värden:

- $U_{\min}$  = 0,9 p.u.
- $U_{\text{nom}}$  = 1,0 p.u.
- $t_{\max}$  = 1,0 s
- $t_{\min}$  = 0,0 s



Figur 3.1 Spänningsberoende tidsfördröjning.

## 4 Simuleringsystem

Detta kapitel ger en beskrivning av det använda testsystemet Nordic32 samt en introduktion till det använda simuleringsprogrammet PSS/E.

### 4.1 Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

PSS/E är ett mjukvarubaserat analysverktyg för elkraftoperatörer runtom i världen. Det kompletta PSS/E paketet är sammansatt av en rad olika program för studier av elkraftsystem och generatorprestanda, både i stationärtillstånd och dynamiska tillämpningar.

Sedan dess introduktion under 1976 har PSS/E blivit ett av de mest omfattande, avancerade och använda analysprogram av denna typ. För närvarande används PSS/E i mer än 115 länder. PSS/E utvecklades av Power Technologies Inc, mer känt som PTI. Idag är PTI uppköpta av Siemens Power Technologies International som utvecklar och distribuerar PSS/E.

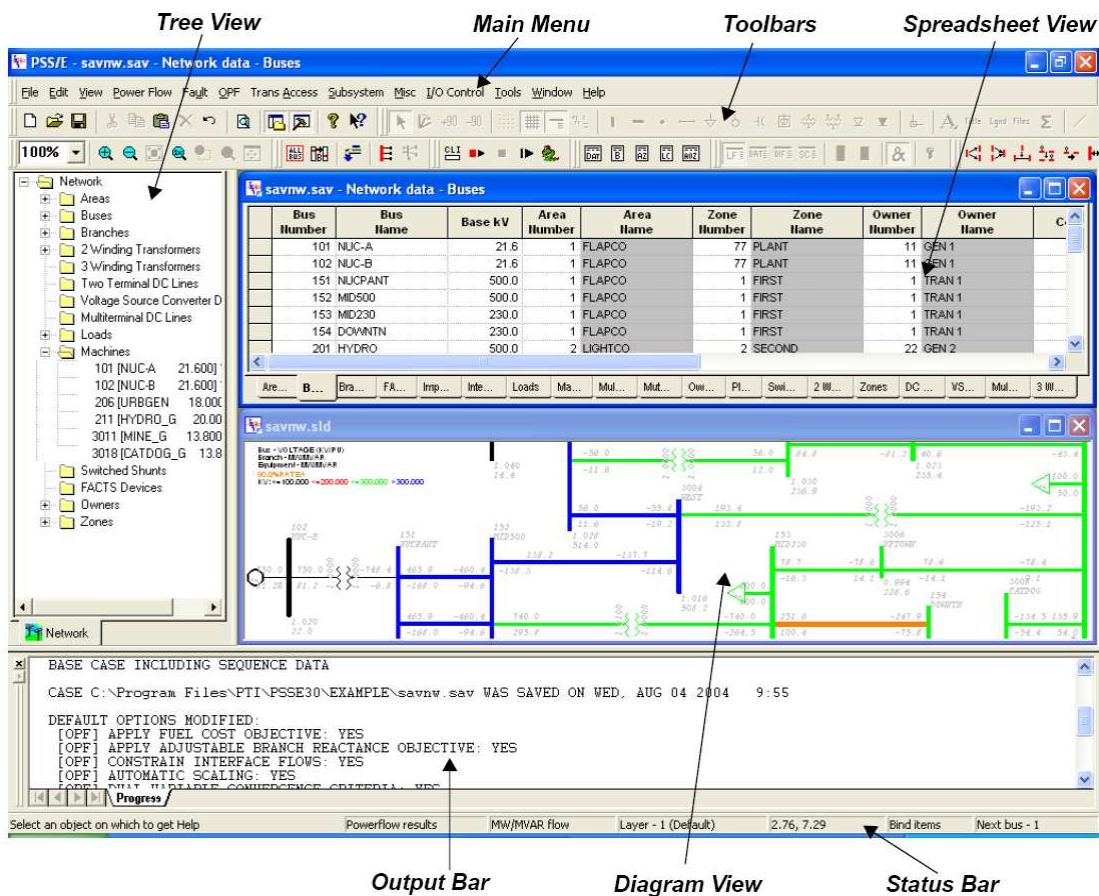
Simuleringarna i detta examensarbete utfördes i PSS/E version 30.2 och det som beskrivs nedan gäller för denna version av programmet.

PSS/E består för närvarande av två primära program, ett för stationärtillståndsberäkningar och ett för dynamiska simuleringar. Dessa två tillhandahåller beräkningar för en rad olika analyser som:

- Effektflöden och relaterade nätfunktioner
- Optimalt effektflöde
- Symmetriska och osymmetriska fel
- Ekvivalentschema av nät
- Dynamiska simuleringar

Analysprogrammet för stationärtillstånd har till denna version av PSS/E fått ett helt nytt grafiskt gränssnitt, vilket är intuitivt och liknande många andra typiska grafiska applikationer. I tidigare versioner av PSS/E utfördes beräkningar i stationärtillstånd av *Load Flow Activity Selector*, som har den traditionella grafiska designen. Det går fortfarande att använda sig av den traditionella versionen för stationärtillståndsberäkningar, *Load Flow Activity Selector* är valbar från den dynamiska simulatormen. Det nya gränssnittet omfattar all funktionalitet för stationärtillståndsberäkningar som effektflöden, felanalys, optimalt effektflöde, nätekvivalenter och kopplingsstudier. Det grafiska programmet för stationärtillståndsberäkningar visas i figur 4.1.



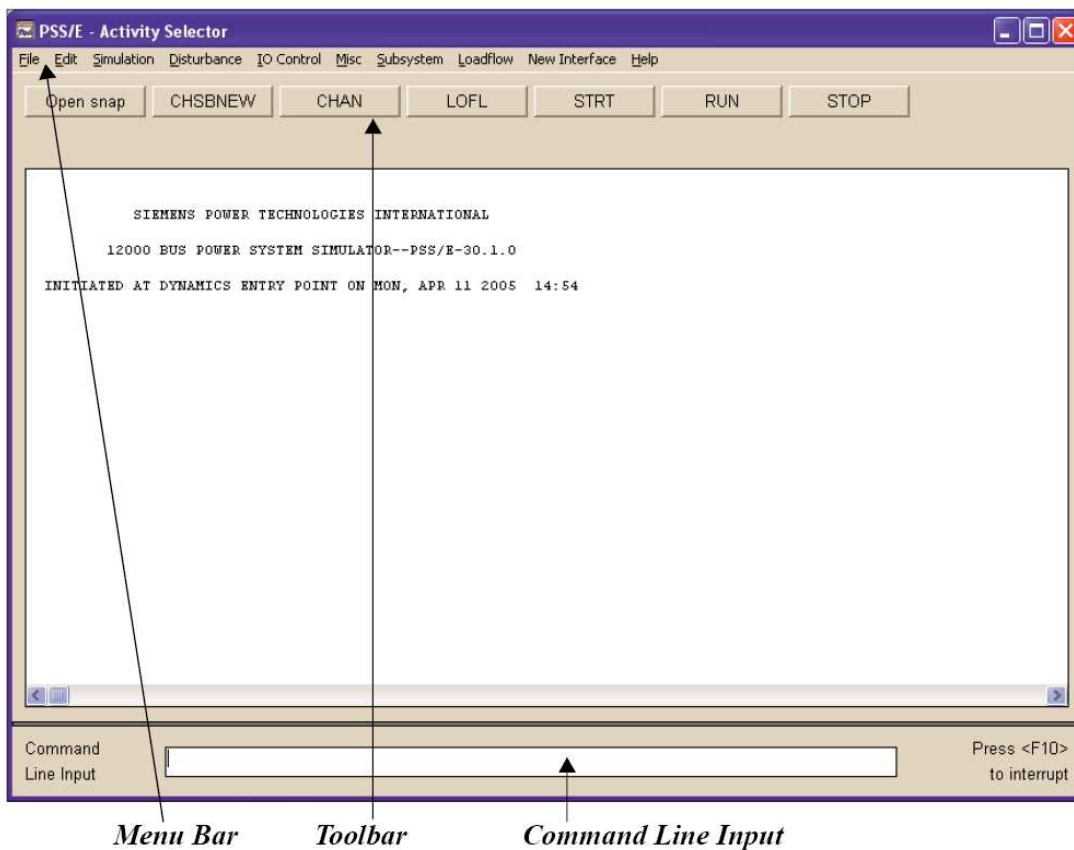


Figur 4.1 Programmet för stationärtillståndsberäkningar.

Programmet för de dynamiska simuleringarna inkluderar funktionalitet rörande transienta-, dynamiska- och långvariga stabilitetsanalyser. Detta program har för närvarande den traditionella grafiska designen. Den traditionella designen för den dynamiska simulatören visas i figur 4.2.

Utöver simuleringsprogrammen för stationära och dynamiska tillstånd tillhandahåller PSS/E en mängd andra program för installation, indata, manipulation och utdata.

Programmet PSSPLT ingår i PSS/E paketet och ger användaren möjlighet att plotta resultat ifrån diverse simuleringar. PSSPLT används för att plotta resultaten av simuleringarna i detta examensarbete.



Figur 4.2 Programmet för dynamiska simuleringar.

## 4.2 Nordic32

Nordic32 är systemet som används för simuleringarna i detta examensarbete.

Nordic32 är ett testsystem framtaget för att studera transient- och spänningsstabilitet, samt dynamiska egenskaper på lång sikt. Den första versionen av Nordic32 utvecklades 1993. Utvecklingen av testsystemet berodde främst på två saker. [9]

- CIGRÉ:s arbetsgrupp TF\_38.02.08 behövde ett testsystem för jämförande beräkningar.
- Behovet av ett testsystem under utvecklingen av ARISTO simulatoren.

Nordic32 utformades för att efterlikna det svenska elnätets dynamiska egenskaper samt för att visa upp olika dynamiska egenskaper, speciellt med avseende på spänningskollaps.

## 4.2.1 Beskrivning av systemet

Nordic32 består av 32 huvudnoder och 9 lastnoder. I systemet finns tre spänningsnivåer representerade. Dessa är 400, 220 och 130 kV. Det huvudsakliga transmissionsnätet är på 400 kV och regionala nät är på 220 kV och 130 kV. En överskådlig bild av Nordic32 systemet visas i figur 4.3. Noder med tvåsiffriga nummer har spänningsnivån 130 kV, för övriga noder indikerar de första två siffrorna en spänningsnivå på 400, 220 eller 130 kV. Systemet innehåller både vattenkraft och värmekraft. Totalt finns det 23 synkrongeneratorer i systemet, 12 generatorer med *salient pole rotor* vid vattenkraftverk, 10 generatorer med *round rotor* vid värmekraftverk och en generator med *salient pole rotor* som agerar som systemets swing-bus. I systemet finns det totalt 22 stycken laster. Den totala lasten i systemet uppgår till 10,94 GW. Den totala installerade effekten är 12,71 GW. Värmekraftverken i systemet körs maximalt medan vattenkraften styrs av turbinregulatorer. Vattenkraften står för systemets reserver.

Nordic32 kan delas in i fyra nätområden:

- *Norr* – Området består främst av produktion i form av vattenkraftverk samt lokal last.

*Installerad effekt: 4990 MW*

*Last: 1180 MW*

- *Central* – Här ligger större delen av systemets last och relativt många värmekraftverk tillsammans med ett vattenkraftverk.

*Installerad effekt: 3270 MW*

*Last: 6070 MW*

- *Söder* – Ett par värmekraftsanläggningar och last.

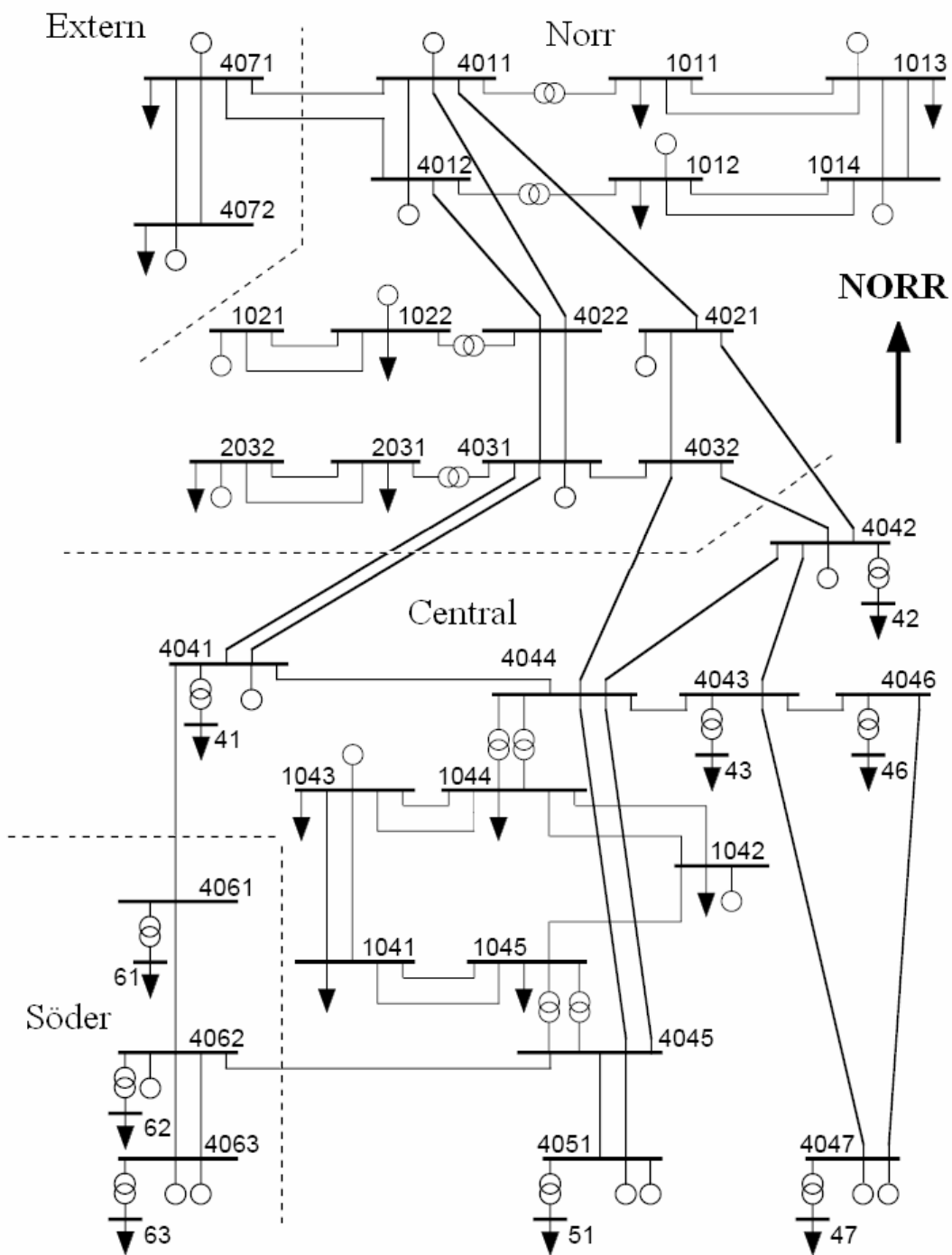
*Installerad effekt: 1590 MW*

*Last: 1390 MW*

- *Extern* – Området består av vattenkraftverk samt last.

*Installerad effekt: 2860 MW*

*Last: 2300 MW*



Figur 4.3 Geografisk utformning av Nordic32.

Nordic32 har stora likheter med delar av det nordiska elkraftsystemet. Området *norr* kan representera de norra delarna av Sverige. *Central* kan representera mellan och sydöstra Sverige. *Söder* representerar sydvästra Sverige och Danmark. Områden *extern* kan representera Finland.

Nätet är långt då det representerar Sverige, mer än 100 mil från norr till söder. Vid hög last sker effektöverföringen ifrån norr till de centrala delarna av landet. Det leder till att det är väldigt viktigt att hålla spänning i de centrala delarna för att undvika spänningskollaps.

#### 4.2.1 Modifikationer

Ett fåtal modifikationer har utförts på Nordic32 systemet, dessa förklaras nedan.

- Generatorerna i systemet hade från början ingen maximal effekt satt. Detta ändrades enligt följande. Alla värmekraftverk har sin nominella effekt som sin maximala effekt och alla vattenkraftverk har 20 % högre maxeffekt än nominell effekt.
- Underfrekvensstyrda lastfrånkopplingsreläer av modell LDS3BL har lagts till varje nod i systemet som har en last vid simuleringar av konventionell lastfrånkoppling.
- Reläer med en egenskriven PSS/E-modell för spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling har lagts till varje nod i systemet som har en last vid simuleringar av förbättrad lastfrånkoppling.
- Lasterna har konverterats med den inbyggda PSS/E-funktionen CONL. Mer om detta i avsnitt 4.2.3.
- Märkeffekter har lagts till alla transmissionsledningar i systemet för att kunna jämföra belastning vid kritiska överföringspunkter för olika typer av lastfrånkoppling. Märkeffekterna är satta på ett sådant sätt att vid normaldrift av systemet ligger transmissionsledningarnas last mellan 50 – 90 % av ledningarnas märkeffekter. Detta för att förtydliga i vilket området samt vilka ledningar som påverkas mest efter ett produktionsbortfall.

## 4.2.2 Generatorer

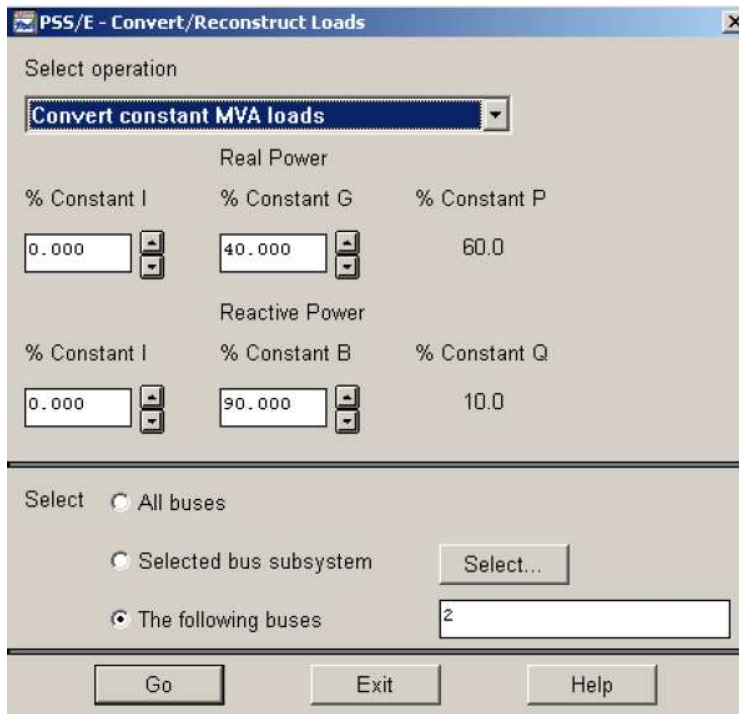
Nedan visas en översikt över systemets generatorer, deras nominella och maximala uteffekter och typ av generator.

Nod	Rotor typ	Kraftverk	Nominell effekt (MW)	Maxeffekt (MW)	Turbinreglering
1012	Salient pole	Vattenkraft	400	500	Ja
1013	Salient pole	Vattenkraft	300	360	Ja
1014	Salient pole	Vattenkraft	550	660	Ja
1021	Salient pole	Vattenkraft	400	500	Ja
1022	Salient pole	Vattenkraft	200	250	Ja
1042	Round	Värmekraft	360	360	Nej
1043	Round	Värmekraft	180	180	Nej
2032	Salient pole	Vattenkraft	750	900	Ja
4011	Salient pole	Vattenkraft	450	550	Ja
4012	Salient pole	Vattenkraft	500	600	Ja
4021	Salient pole	Vattenkraft	250	300	Ja
4031	Salient pole	Vattenkraft	310	370	Ja
4041	Salient pole	Swing-bus	0	20	Nej
4042	Round	Värmekraft	630	630	Nej
4047	Round	Värmekraft	540	540	Nej
4047	Round	Värmekraft	540	540	Nej
4051	Round	Värmekraft	600	600	Nej
4051	Round	Värmekraft	400	400	Nej
4062	Round	Värmekraft	530	530	Nej
4063	Round	Värmekraft	530	530	Nej
4063	Round	Värmekraft	530	530	Nej
4071	Salient pole	Vattenkraft	300	360	Ja
4072	Salient pole	Vattenkraft	2000	2500	Ja

Tabell 4.1 Generatorer i systemet.

## 4.2.3 Laster

Spänningsberoendet hos systemet kan belysas på två sätt, antingen genom att använda en spänningsberoende lastmodell eller att konvertera lasterna med hjälp av den inbyggda funktionen CONL ("load conversion activity"). Genom att använda CONL kan lasterna konverteras till att antingen representera en konstant effektlast, konstant strömlast, konstant impedanslast eller en kombination av dessa, se kapitel 2.2.2 statisk last. Vid konvertering finns det möjlighet att ange hur många procent av lasten som skall utgöras av respektive typ. Lastkonvertering i PSS/E med CONL-funktionen visas i figur 4.4.



Figur 4.4 Lastkonvertering med CONL-funktionen.

För simuleringarna i detta examensarbete konverterades lasterna enligt följande:

Aktiv effekt:

*Konstant ström: 0 %      Konstant impedans: 40 %      Konstant effekt: 60 %*

Reaktiv effekt:

*Konstant ström: 0 %      Konstant impedans: 90 %      Konstant effekt: 10 %*

Värden är baserade på de värden Svenska Kraftnät använder vid modellering av lasten i det svenska systemet.

I tabell 4.2 visas en översikt över lasterna i systemet. Där den aktiva och reaktiva effekten är summan av de konstanta impedanslasterna och de konstanta effektlaster.

Nod	Aktiv last (MW)	Reaktiv last (Mvar)
41	540	128
42	400	126
43	900	238
46	700	194
47	100	45
51	800	253
61	500	112
62	300	80
63	590	256
1011	200	80
1012	300	100
1013	100	40
1022	280	95
1041	600	200
1042	300	80
1043	230	100
1044	800	300
1045	700	250
2031	100	30
2032	200	50
4071	300	100
4072	2000	500

Tabell 4.2 Systemets laster.

#### 4.2.4 Dynamiska modeller

För de dynamiska simuleringarna krävs dynamiska modeller för generatorer, laster och lastfrånkopplingsreläer. I delarna nedan beskrivs kortfattat de dynamiska modeller som används i Nordic32, modellerna för lastfrånkoppling och last beskrivs mer noggrant då de är av speciellt intresse.

##### **GENSAL**

Detta är modellen för generatorer med *utpräglade poler*. Denna modell används för att beskriva generatorernas dynamiska egenskaper. Modellen används i alla vattenkraftverk i systemet.



## GENROE

Denna modell beskriver de dynamiska egenskaperna hos generatorer med *cylindrisk rotor*. Systemets generatorer i värmekraftverk utnyttjar denna modell.

## SEXS

Denna modell beskriver magnetiseringssystemet hos en generator. Ett magnetiseringssystem består av en likströmskälla med hög effekt, en mellanliggande styrkrets och en spänningsregulator. Spänningsregulatorn har till uppgift att bestämma maskinens magnetisering. Modellen används av alla generatorer i systemet.

## STAB2A

Detta är en stabiliseringsmodell som har till uppgift att dämpa oscillationer mellan generatorerna. Denna modell används av alla generatorer i systemet.

## HYGOV

Denna modell beskriver turbinreglering för vattenkraftverk. Denna modell använder konstant reglerstyrka  $R$ . Modellen används av alla systemets vattenkraftverk.

## LDFRAL

Denna modell beskriver lastens frekvensberoende. Modellen gör den konstanta effektlasten och den konstanta strömlasten frekvensberoende. Ekvationerna 4.1 och 4.2 beskriver frekvensberoendet. [3]

$$P = P_0 \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^m \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^n \quad (4.2)$$

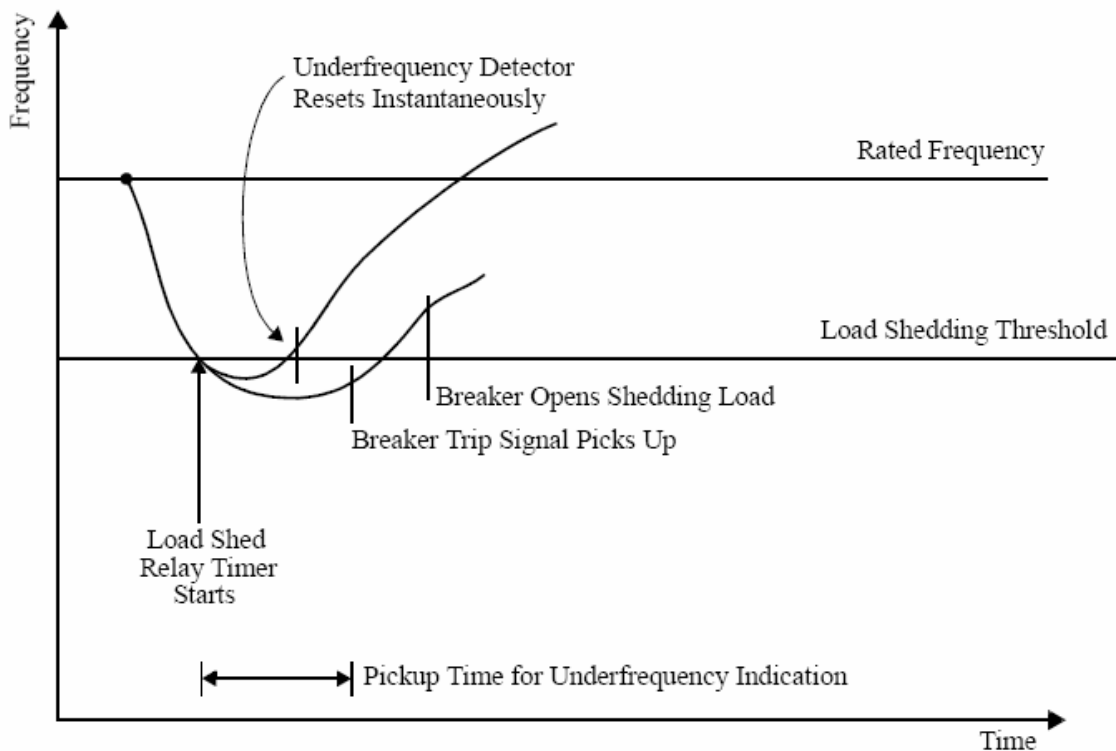
Där  $Q_0$  och  $P_0$  är effekterna vid nominell frekvens,  $m$  och  $n$  är konstanter.

## LDS3BL

Detta är en av de tillgängliga PSS/E-modellerna för underfrekvensstyrd lastfrånkoppling. Detta relä används för simuleringarna med konventionell lastfrånkoppling.

Denna modell låter användaren ställa in upp till 5 steg av frånkoppling av last, *pickup time* och *breaker time*. De två senaste svarar mot tiden frekvensen måste vara under ett värde för att lastfrånkopplingen skall initieras samt tiden det tar för brytaren att koppla från lasten.

I figur 4.5 åskådliggörs detta.



Figur 4.5 Underfrekvensstyrd lastfrånkoppling. [3]

Simuleringarna i detta examensarbete använder 5 steg av lastfrånkoppling på 6 % last vardera, *pickup time* och *breaker time* är 0,15 s respektive 0,1 s.

### 4.3 Användarmodell

I PSS/E finns ingen fördefinierad modell för den nya spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen utan en användarmodell måste skapas. Modeller i PSS/E skrivs i programmeringsspråket FLECS, som är en påbyggnad av programmeringsspråket Fortran.

Fortran använder fyra grundläggande kommandon för att kontrollera programflödet: *CALL/RETURN*, *IF*, *DO* och olika versioner av *GO TO*. FLECS lägger till ytterligare funktioner vilket underlättar arbetet för användare signifikant.

Modellkoden måste först skrivas i ett ordbehandlingsprogram som t.ex. notepad eller textpad, sedan måste koden kompileras med hjälp av en Fortran-kompilator. Sist måste modellen länkas till PSS/E genom kommandot *CLOAD4*. Länkningen skapar subrutinanrop i subrutinerna *CONEC*, *CONET* och *USRLOD* samt skapar de filer som modellen behöver finnas i.

Modellen baserades på LDS3BL modellen, vilket innebär att 5 steg med frånkoppling finns att tillgå om det visar sig lämpligt.

Simuleringarna i nästa kapitel visar inverkan av att använda den nya metoden för lastfrånkoppling jämfört med den konventionella. I nästa kapitel förslås också lämpliga värden för den egenskrivna modellen.

Modellen är skriven på ett sådant sätt att det är enkelt att ändra värden som t.ex. antal steg av lastfrånkoppling, storleken på stegen, spänningsberoendet och tidsfördröjningarna.

I appendix 1 återfinns FLECS koden för modellen.

## 5 Analys

Detta kapitel visar de resultat som erhålls efter simuleringar med både konventionell lastfrånkoppling och den nya typen av lastfrånkoppling. En jämförelse mellan de två presenteras i slutet av detta kapitel. Fokus läggs också på att undersöka inverkan av de olika parametrarna hos den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen samt på att ge förslag på lämpliga värden hos dessa parametrar. I tabell 5.1 ges en översikt över de simuleringar som utförs och de resultat som presenteras i detta kapitel. Simuleringarna i kap 5.3.1 är inte med i tabellen nedan då de endast avser att visa inverkan av parametrar, inte hur lastfrånkopplingen påverkar systemet.

Simulering	Lastfrånkoppling	Resultat som presenteras			
		Produktionsbortfall	Typ av lastfrånkoppling som används	Frekvens och spänning	Frånkopplad last
<i>Kap 5.1 Bortfall av produktionsenhet utan lastfrånkoppling</i>					
4072	Ingen	X	-	-	-
2032	Ingen	X	-	-	-
<i>Kap 5.2 Bortfall av produktionsenhet med konventionell lastfrånkoppling</i>					
4072	Konventionell	X	X	-	X
2032	Konventionell	X	X	-	X
4047	Konventionell	X	X	-	X
4063	Konventionell	X	X	-	X
<i>Kap 5.3 Bortfall av produktionsenhet med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling</i>					
4072	Spänningsstyrd	X	X	X	X
2032	Spänningsstyrd	X	X	X	X
4047	Spänningsstyrd	X	X	X	X
<i>Kap 5.4 Jämförelse mellan de två metoderna för lastfrånkoppling</i>					
4072	Konv. och Spän.	X	X	-	X
2032	Konv. och Spän.	X	X	-	X
4047	Konv. och Spän.	X	X	-	X

Tabell 5.1 Översikt över simuleringar och resultat som presenteras i detta kapitel.

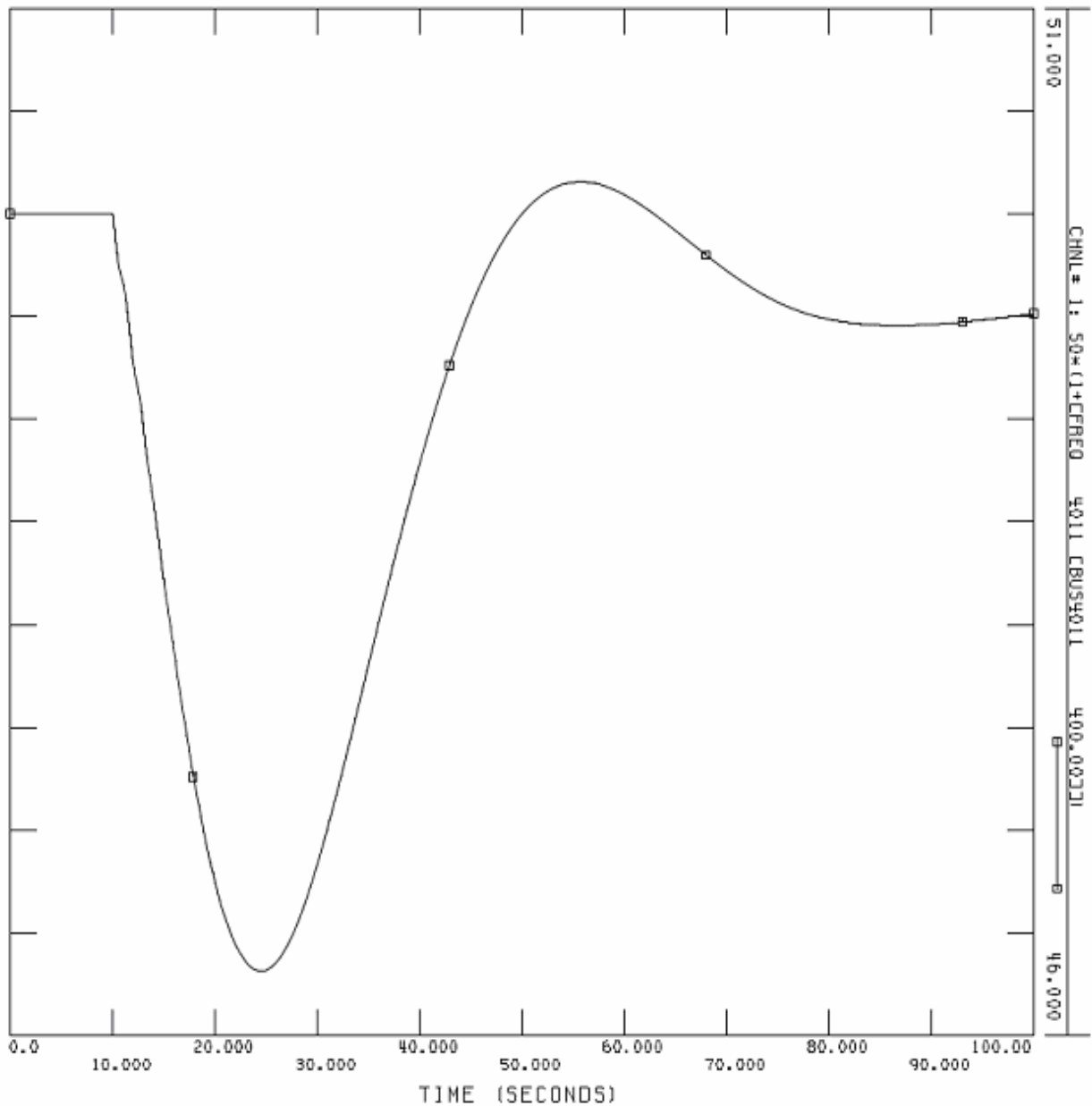
Simuleringar i följande kapitel är utförda med NETFREQ-funktionen i PSS/E aktiverad. Den har följande påverkan:

- Ledningsreaktanser och kapacitanser blir frekvensberoende
- Den inre reaktansen hos generatorer blir frekvensberoende.
- Systemets shuntar blir frekvensberoende.
- Systemets reaktiva last blir frekvensberoende, under förutsättning att den modelleras som konstant impedanslast.

## 5.1 Bortfall av produktionsenhet utan lastfrånkoppling

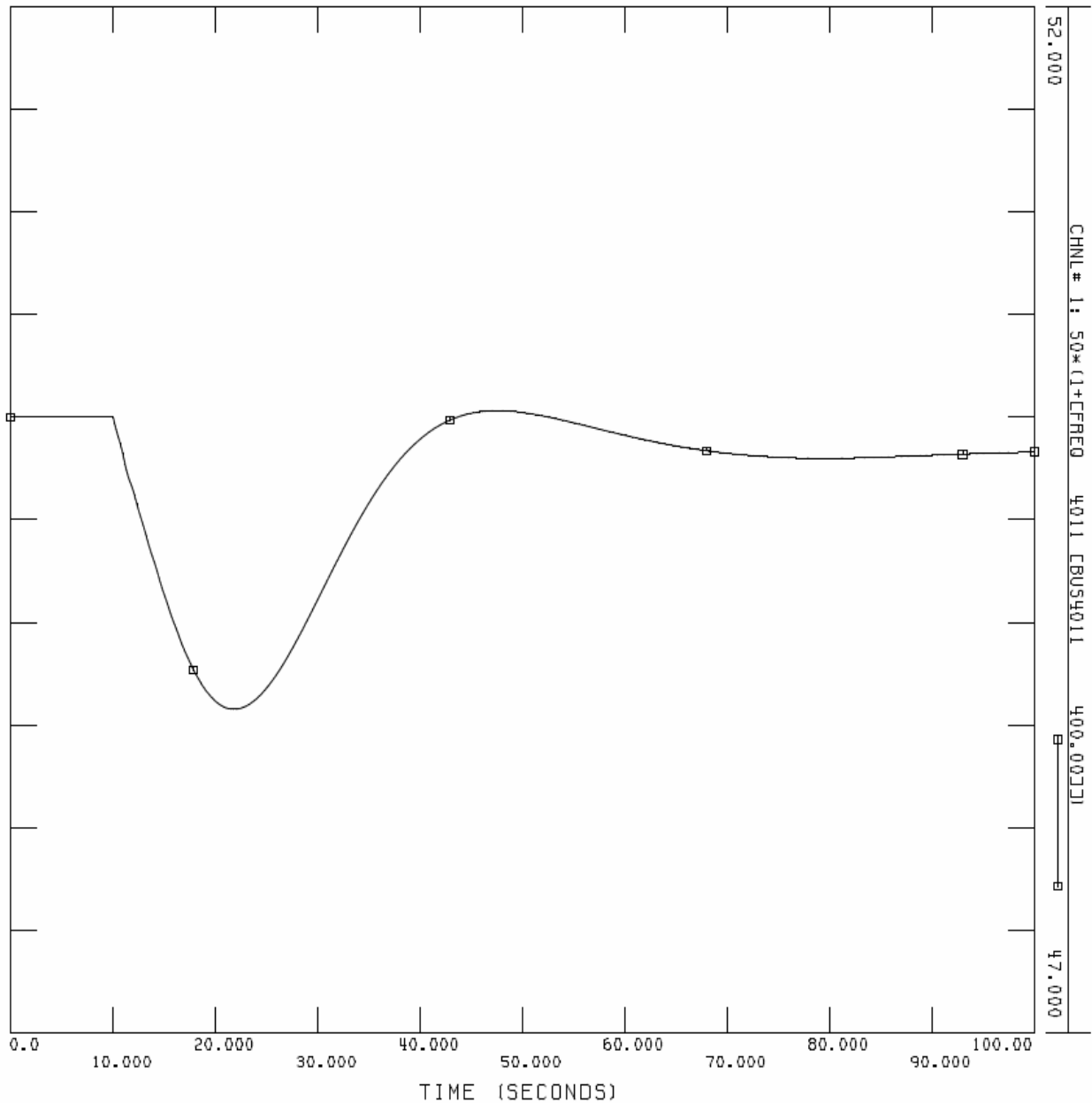
Detta avsnitt visar hur frekvensen påverkas av några olika produktionsbortfall då ingen lastfrånkoppling används.

Först simuleras ett stort produktionsbortfall, vattenkraftverket i nod 4072 med ett totalt effektbortfall på 2000 MW. I figur 5.1 visas frekvensen till följd av produktionsbortfallet.



Figur 5.1 Frekvensavvikelse på grund av bortkoppling av vattenkraftverket i nod 4072.

Nedan visas frekvensen vid ett produktionsbortfall i vattenkraftverket vid nod 2032. Det totala produktionsbortfallet är 750 MW och frekvensen visas i figur 5.2.



Figur 5.2 Frekvensavvikelse på grund av bortkoppling av vattenkraftverket i noden 2032.

Utifrån resultaten ovan står det klart att frekvensfallen är stora då lastfrånkoppling inte används. I figur 5.1 visas att frekvensen vid ett stort produktionsbortfall faller till nära 46 Hz. Detta får stora konsekvenser för kraftsystemet då produktionskällor kopplas bort vid frekvenser under 47,5 Hz. Lastfrånkoppling är således en nödvändighet för att klara av större produktionsbortfall.

## **5.2 Bortfall av produktionsenhet med underfrekvensstyrd lastfrånkoppling**

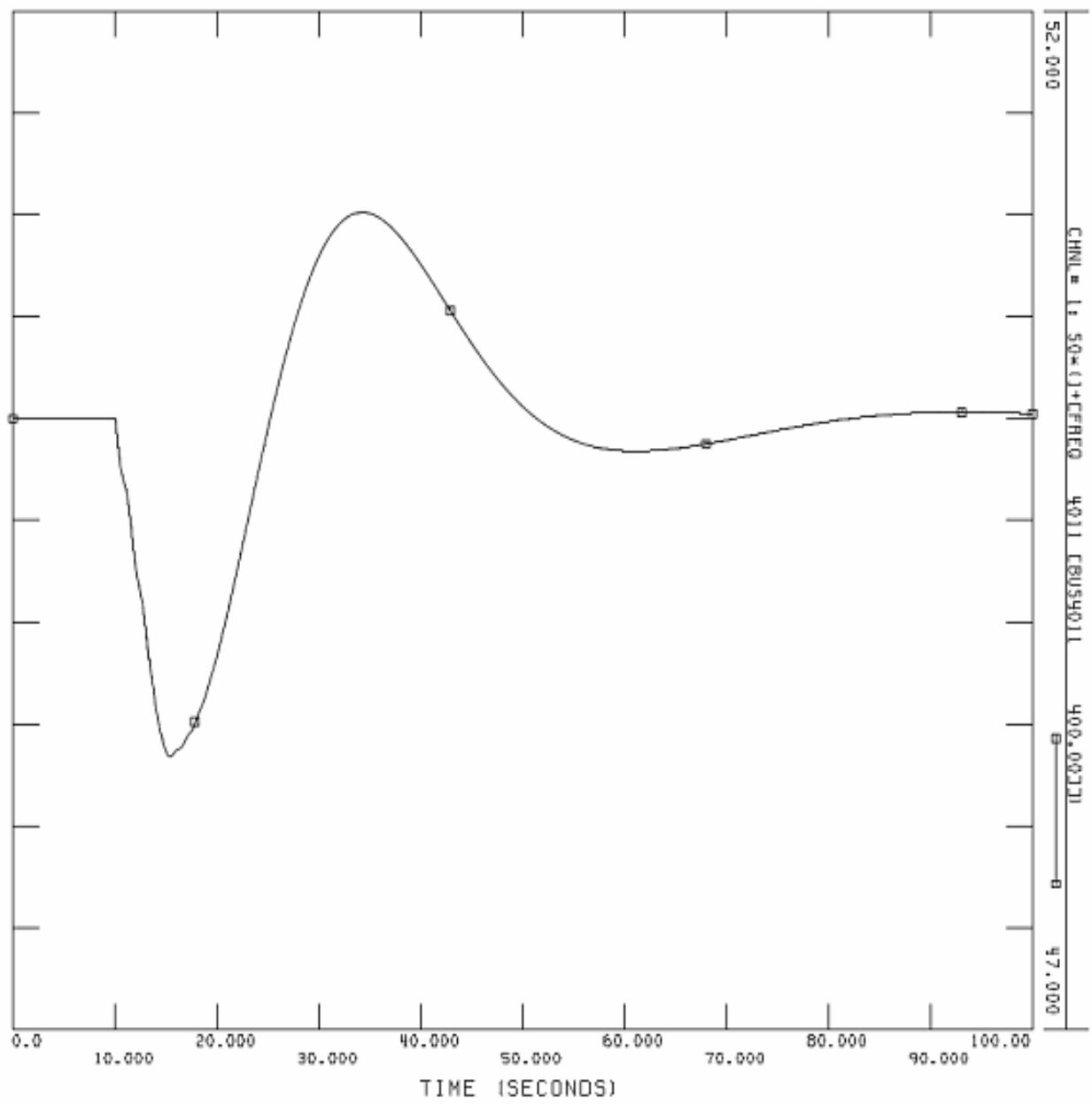
I detta avsnitt simuleras bortkoppling av produktion av olika storlek samt vid olika platser i systemet, när konventionell underfrekvensstyrd lastfrånkoppling används. Systemets frekvens, spänningen i felområdet, total frånkopplad last samt ledningsbelastningar i systemet studeras.

### **5.2.1 Bortkoppling av produktion i norra delen av systemet**

Först studeras ett stort produktionsbortfall i form av vattenkraftverket i nod 4072, med en total effekt på 2000 MW.

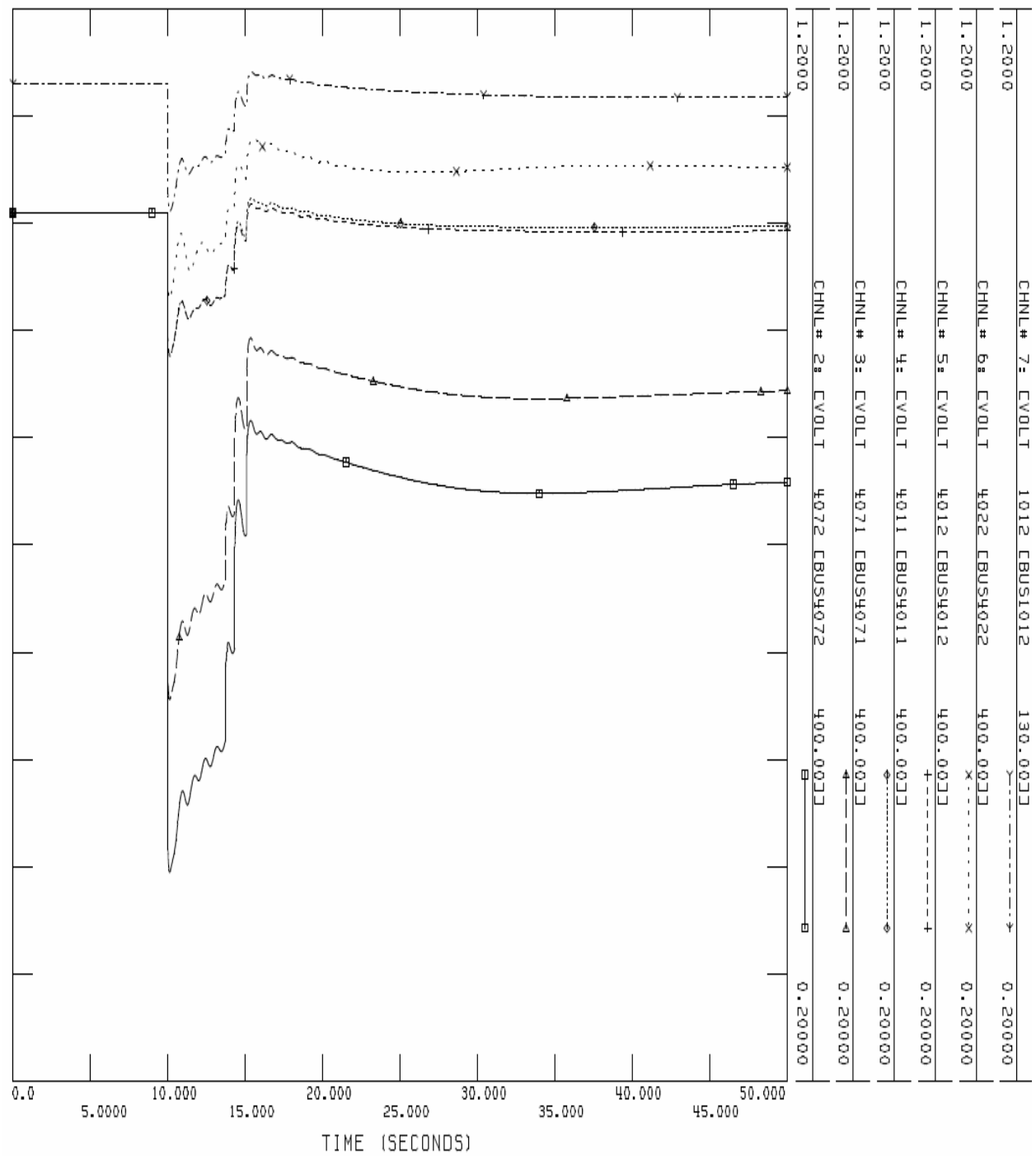
Frekvensen och spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.3 och 5.4.

Systemets ledningsbelastningar efter felet åskådliggörs i tabell 5.2, där last samt märkeffekter visas för de transmissionsledningarna som överbelastas. Vid normaldrift av systemet ligger alla transmissionsledningarnas last under märkeffekt. Beräkningarna av ledningarnas belastning sker 100 sekunder efter produktionsbortfallet för alla simuleringar i detta kapitel.



Figur 5.3 Frekvensavvikelse på grund av bortkopling av vattenkraftverket i noden 4072.





Figur 5.4 Spänning i noder nära felområdet 4072.

Total lastfrånkoppling: 2009 MW

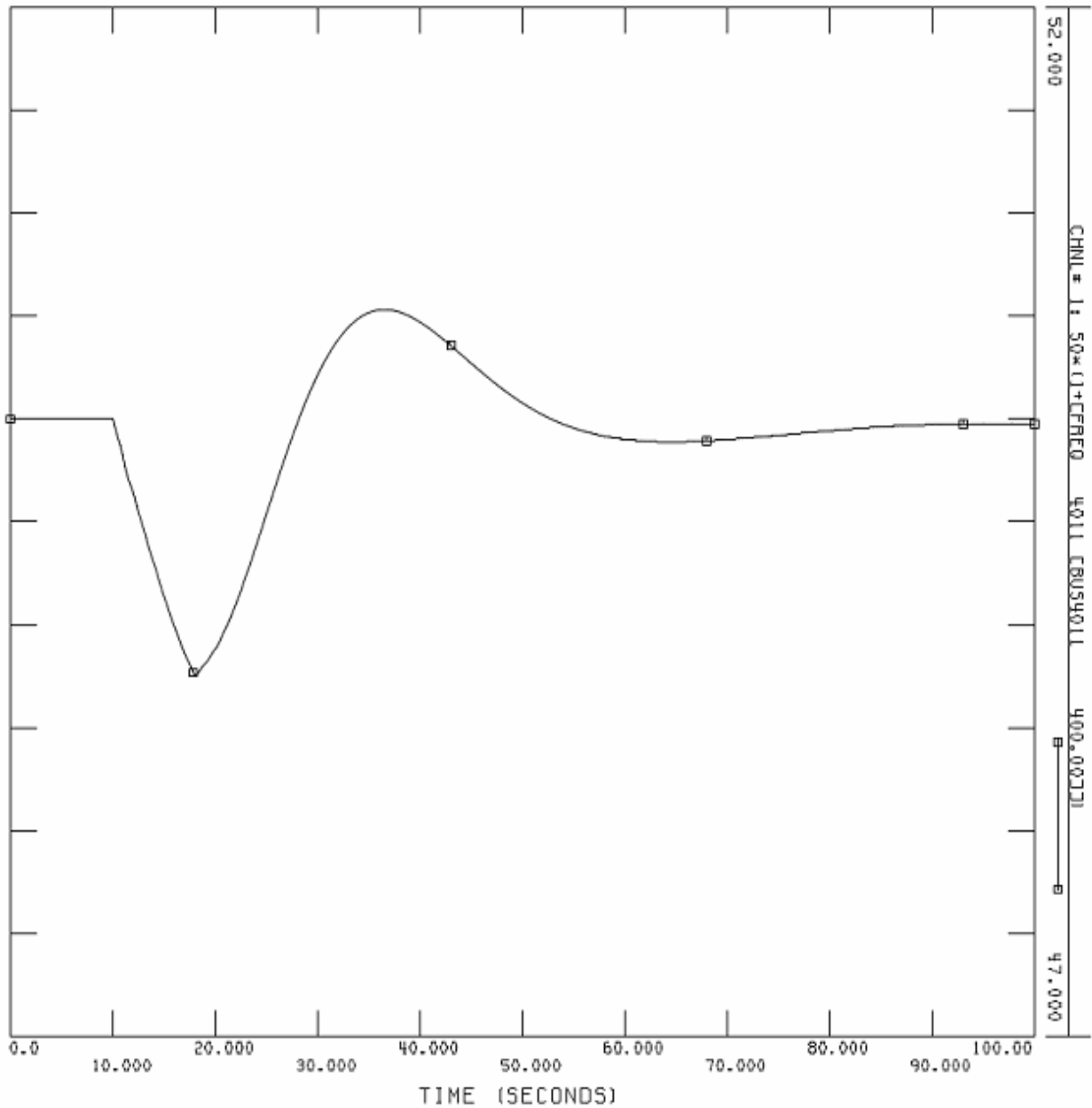
Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
4011	4071	821	100	821
4012	4071	769	100	769
4041	4061	209	200	104
4043	4044	146	100	146
4045	4051	201	200	101
4045	4051	201	200	101
4061	4062	511	500	102
4062	4063	345	300	115
4062	4063	345	300	115
4071	4072	908	200	454
4071	4072	908	200	454

*Tabell 5.2 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningar.*

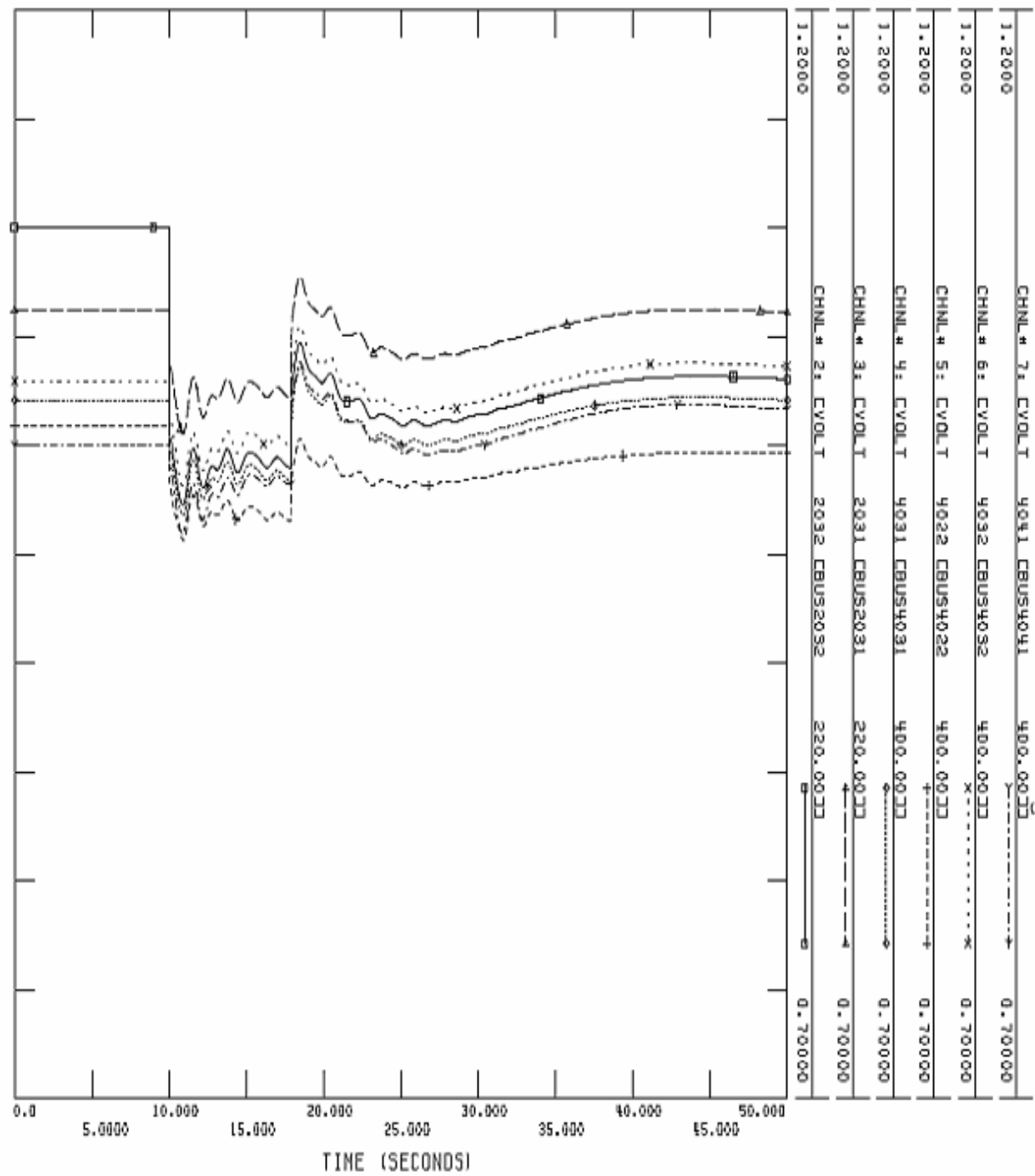
Genom att studera figur 5.3 är det tydligt att lastfrånkopplingen har en positiv effekt på frekvensen. När lastfrånkoppling används håller sig frekvensen över 48 Hz vilket är stor skillnad mot fallet utan lastfrånkoppling, se figur 5.1, där frekvensen är nära 46 Hz. I figur 5.4 ser man att de stationära spänningarna är mycket låga för noderna närmast felområdet. Låga spänningar är inte önskvärdt och ger upphov till problem.

Tabell 5.2 visar att ett stort produktionsbortfall påverkar systemet, i form av överbelastade transmissionsledningar. Då konventionell lastfrånkoppling används kopplas last bort runt om i systemet vilket innebär att en stor del av lasten i felområdet finns kvar, detta leder till att stora effekter måste överföras till området från andra delar av systemet. Dessa stora effekter leder till överbelastade ledningar. I detta fall är det transmissionsledningar i norra delen av systemet som främst överbelastas. Då produktionsbortfallet skedde i norra delen av systemet, som har större delen av produktionen i systemet, överförs effekter främst i detta område.

Härnäst studeras ett mindre produktionsbortfall. Vattenkraftverket i nod 2032 kopplas bort, med en total effekt på 750 MW. Frekvens och spänning i närliggande noder visas i figur 5.5 och figur 5.6.



Figur 5.5 Frekvensavvikelse på grund av bortkoppling av vattenkraftverket i noden 2032.



Figur 5.6 Spänning i noder nära felområdet 2032.

Total lastfrånkoppling: 656 MW

I tabell 5.3 visas systemets överbelastade transmissionsledningar.

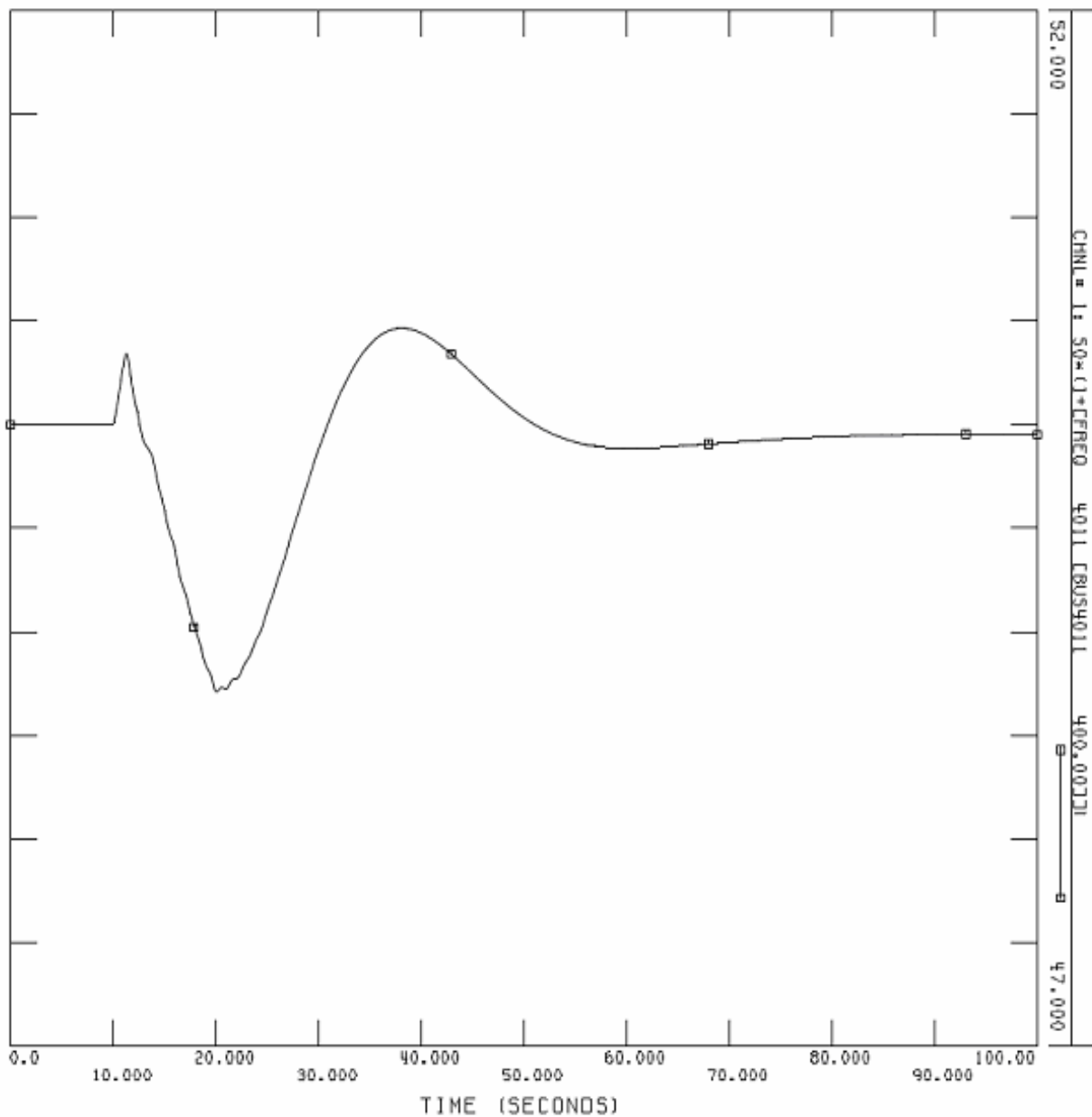
Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
4011	4022	513	500	103
4011	4071	144	100	144
4012	4022	667	600	111
4022	4031	752	700	107
4022	4031	752	700	107
4062	4063	304	300	102
4062	4063	304	300	102

*Tabell 5.3 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningar.*

Simuleringarna ovan visar upp liknande resultat som vid simuleringarna av produktionsbortfallet vid nod 4072. Frekvensen påverkas positivt av lastfrånkopplingen, och spänningarna är låga i felområdet. Då detta är ett mindre produktionsbortfall är spänningarna inte lika låga som för det större produktionsbortfallet. Återigen överbelastas transmissionsledningar i norra delen av systemet då både produktionsbortfallet och större delen av systemets produktion finns där.

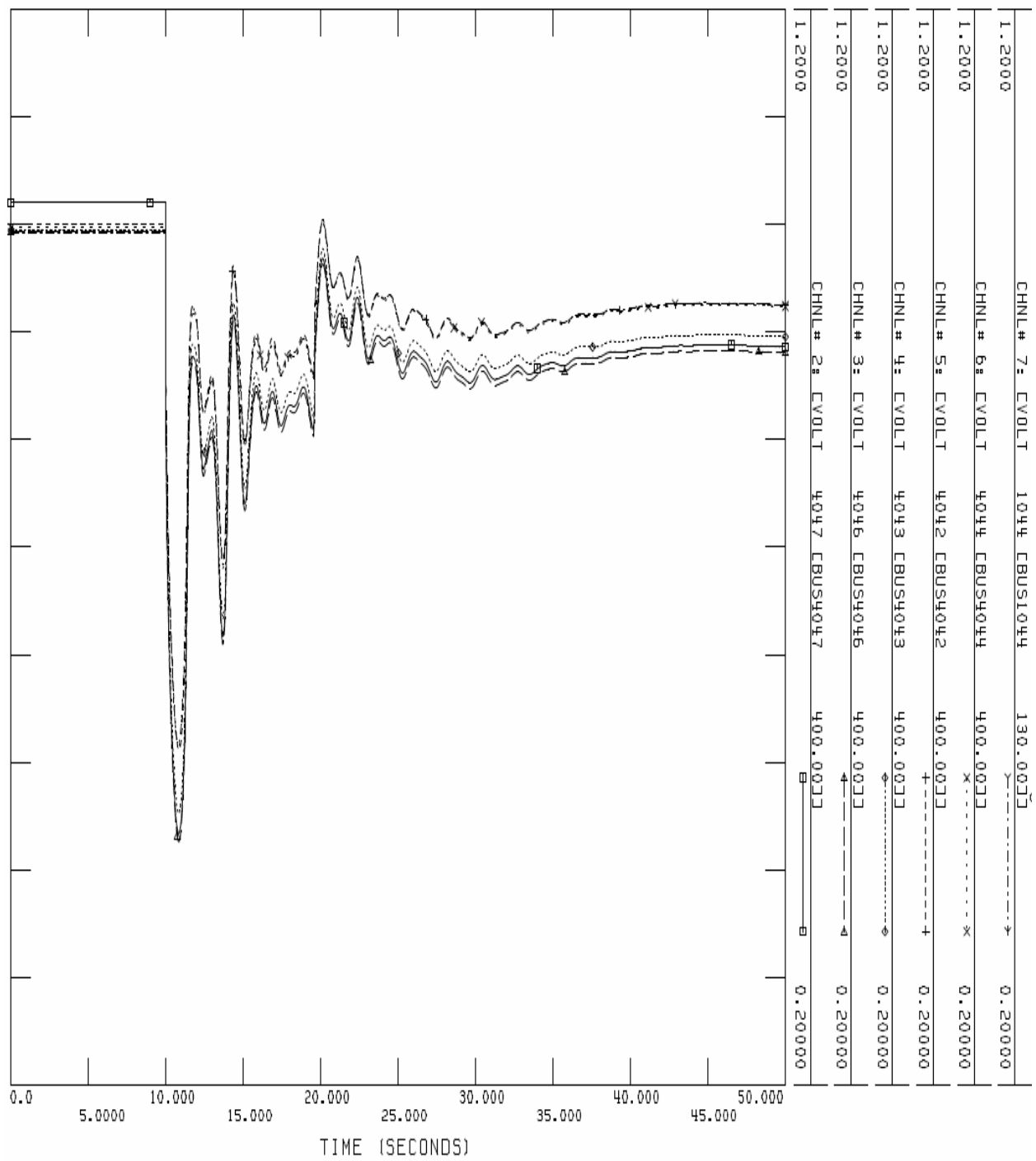
## 5.2.2 Bortkoppling av produktion i södra delen av systemet

Nedan studeras ett produktionsbortfall av bägge värmekraftsgeneratorerna vid nod 4047 vilket ger ett effektbortfall på 1080 MW. I figur 5.7 visas frekvensen i systemet<sup>1</sup> vid detta bortfall och figur 5.8 visar spänning i noder nära felområdet.



Figur 5.7 Frekvensavvikelse på grund av bortkoppling av värmekraftverken i noden 4047.

<sup>1</sup> Frekvensen är inte korrekt i början, detta beror troligen på lösningsmatrisen.



Figur 5.8 Spänning i noder nära felområdet 4047.

Total lastfrånkoppling: 653 MW

I tabell 5.4 visas systemets överbelastade transmissionsledningar.

Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
4011	4021	783	700	112
4011	4022	512	500	102
4011	4071	167	100	167
4012	4022	673	600	112
4012	4071	111	100	111
4021	4042	667	600	111
4022	4031	772	700	110
4022	4031	772	700	110
4031	4032	1028	800	129
4031	4041	660	600	110
4031	4041	660	600	110
4032	4042	656	500	131
4032	4044	730	600	122
4041	4044	694	500	139
4042	4043	1064	700	152
4043	4044	621	100	621
4043	4046	581	200	291
4045	4051	217	200	108
4045	4051	217	200	108

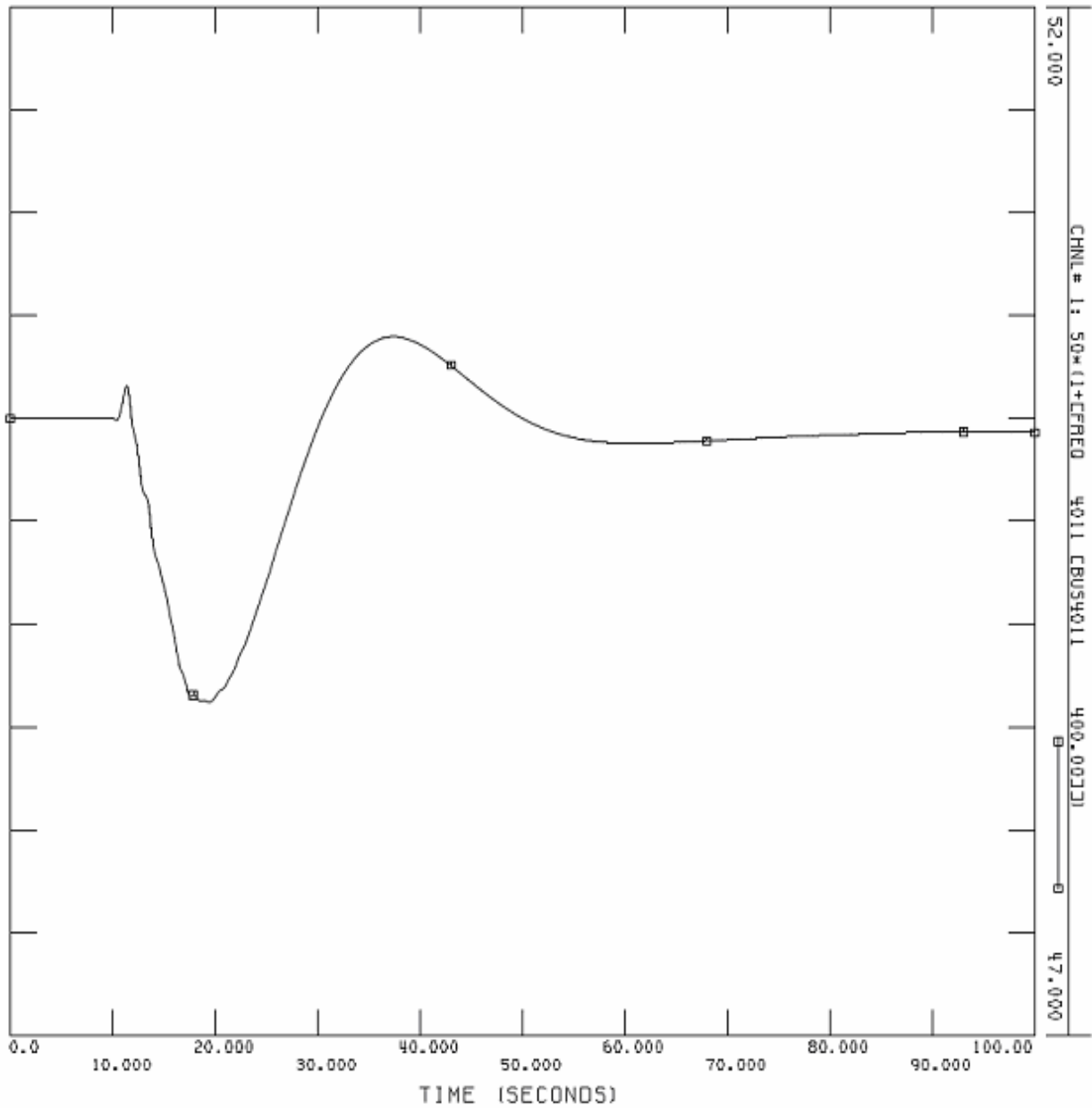
*Tabell 5.4 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningar.*

Simuleringarna ovan visar än en gång att frekvensen påverkas positivt av lastfrånkopplingen. Spänningarna är lägre än dess nominella värden.

Det är dock skillnad mellan ett produktionsbortfall i norra delen och södra delen av systemet när transmissionsledningarnas belastningar studeras. Fler ledningar överbelastas vid produktionsbortfall i den södra delen. Då den huvudsakliga produktionen finns i norra delen av systemet behöver mer effekt skickas från norr till söder till följd av produktionsbortfallet i södra delen av systemet. Detta leder till att ledningar överbelastas i både norra och södra delarna av systemet.

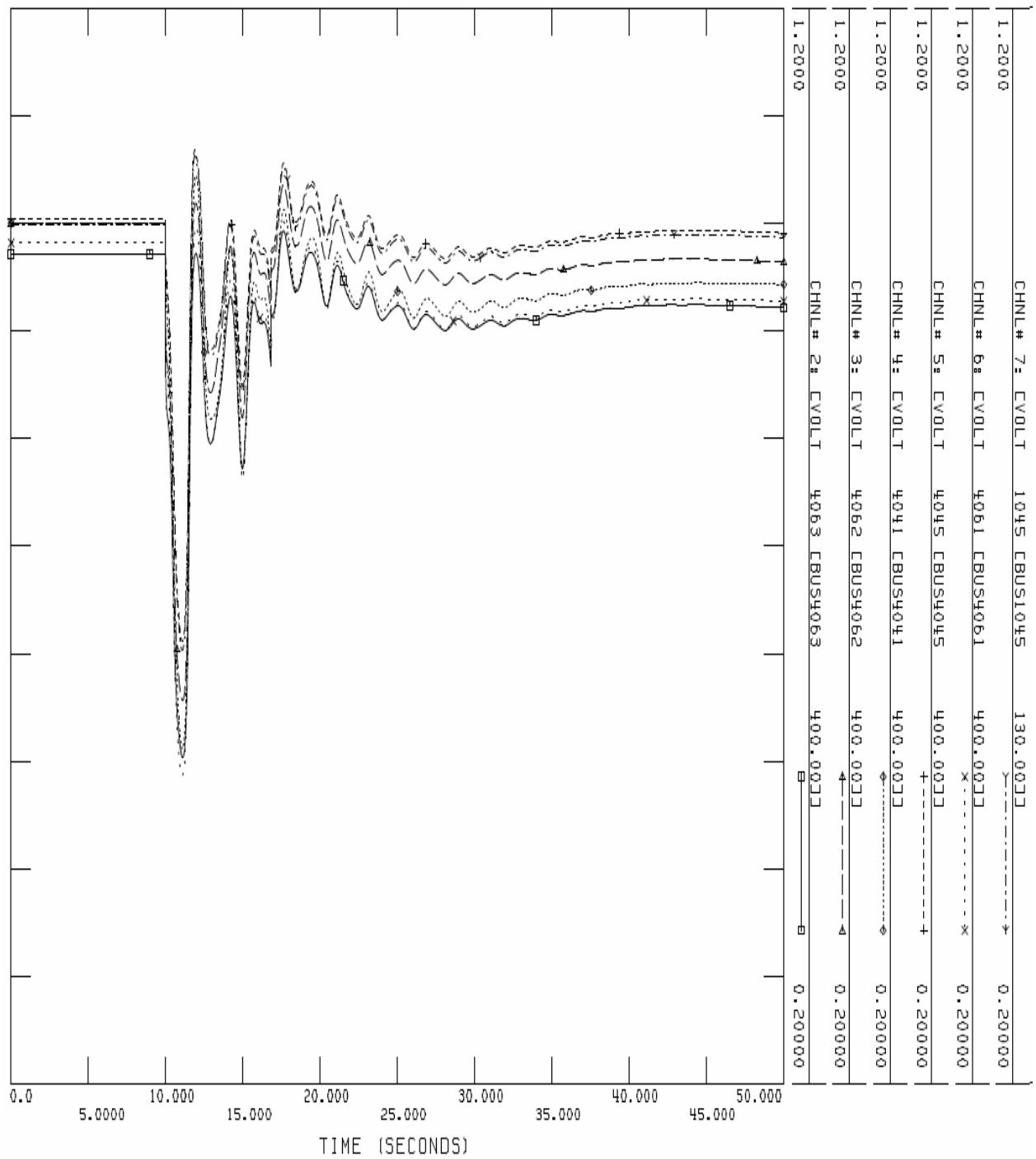


Sist studeras ett produktionsbortfall i form av bägge värmekraftsgeneratorerna vid nod 4063 vilket leder till ett totalt produktionsbortfall på 1060 MW. I figurerna 5.9 och 5.10 åskådliggörs frekvensen<sup>2</sup> i systemet och spänningen i närliggande noder.



Figur 5.9 Frekvensavvikelse på grund av bortkoppling av värmekraftverken i noden 4063.

<sup>2</sup> Frekvensen är inte korrekt i början, detta beror troligen på lösningsmatrisen.



Figur 5.10 Spänning i noder nära felområdet 4063.

Total lastfrånkoppling: 719 MW

I tabell 5.5 visas vilka transmissionsledningarna som överbelastas.

Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
4011	4021	786	700	112
4011	4022	539	500	108
4011	4071	176	100	176
4012	4022	704	600	117
4012	4071	116	100	116
4021	4042	625	600	104
4022	4031	805	700	115
4022	4031	805	700	115
4031	4032	865	800	108
4031	4041	772	600	129
4031	4041	772	600	129
4032	4042	551	500	110
4032	4044	689	600	115
4041	4061	626	200	313
4042	4043	727	700	104
4042	4044	641	600	107
4043	4044	196	100	196
4044	4045	412	300	137
4044	4045	412	300	137
4062	4063	322	300	107
4062	4063	322	300	107

*Tabell 5.5 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningarna.*

Resultatet visar stora likheter med den första simuleringen på produktionsbortfall i södra delen av systemet. Frekvensen återhämtar sig bra, spänningarna i noder nära felområdet är lägre än dess nominella värden. Transmissionsledningarna är överbelastade i både norra och södra delarna av systemet.

### 5.3 Bortfall av produktionsenhet med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling

Detta avsnitt fokuserar på simuleringar med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling. Avsnittet visar skillnader i resultat då inställningar varierar. Parametrar som  $U_{min}$ ,  $t_{max}$ ,  $t_{min}$ ,  $x$ , *antal steg* samt *storlek på steg* kan varieras (se ekvation 3.1). Simuleringar med lämpliga inställningar visas för tre olika produktionsbortfall, ett med ungefär samma mängd produktion som last i området, ett produktionsbortfall med mer produktion än last i området och ett produktionsbortfall där det finns mer last än produktion i området.

#### 5.3.1 Inverkan av parametrar

Avsnittet här visar parametrarnas inverkan på frekvensavvikelsen, totalt frånkopplad last och spänningen i närliggande noder. Simuleringarna utförs vid bortfall av vattenkraftverket i nod 4072, totalt produktionsbortfall på 2000 MW. Området har jämnt fördelad last och produktion.

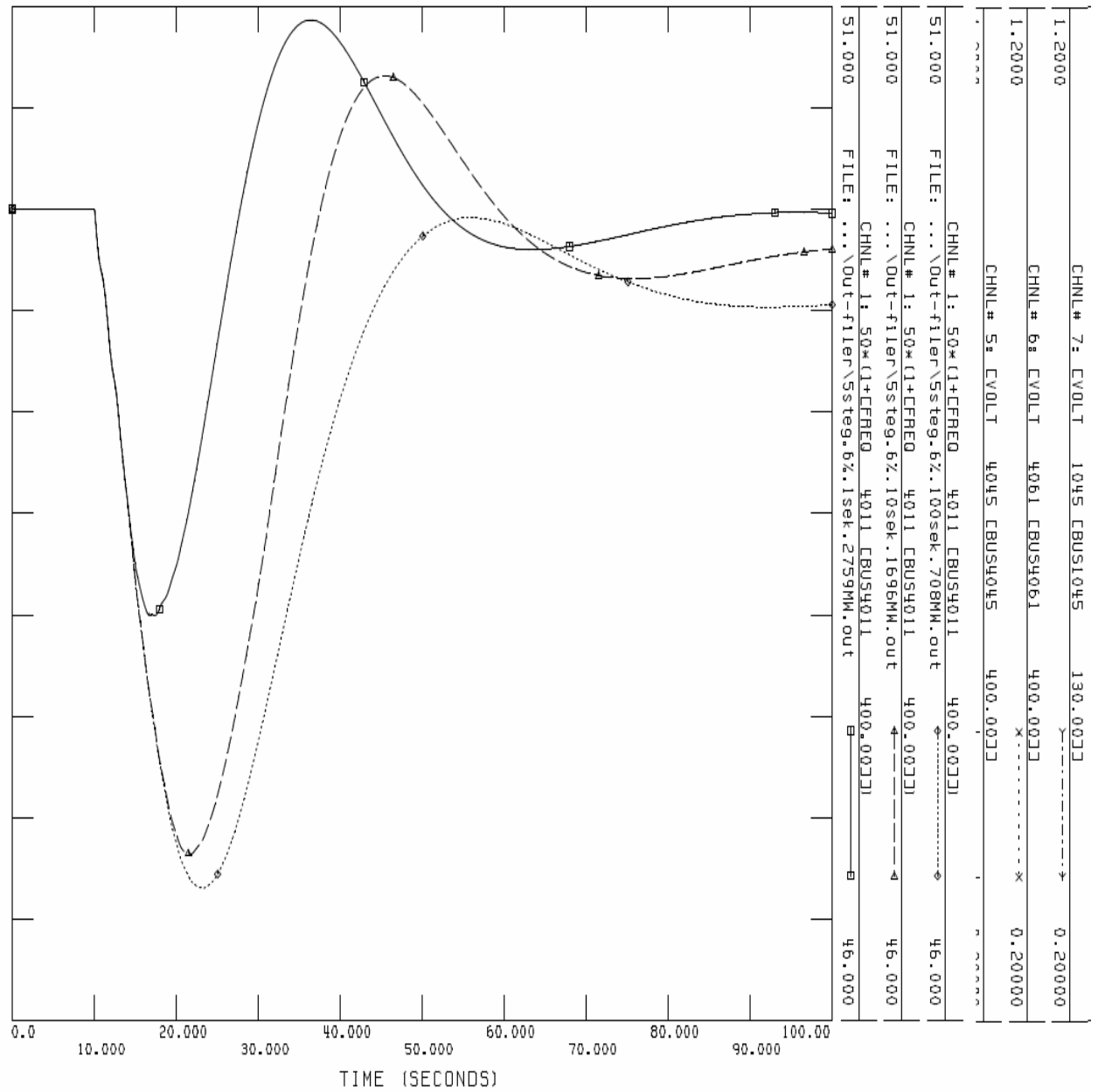
Först studeras inverkan av den maximala tidsfördröjningen  $t_{max}$ . Övriga parametrar är:

$t_{min}$	= 0,1 s
$U_{min}$	= $0,85 \cdot U_{nom}$
<i>Antal steg</i>	= 5
<i>Storlek på steg</i>	= 6 %
$x$	= 3

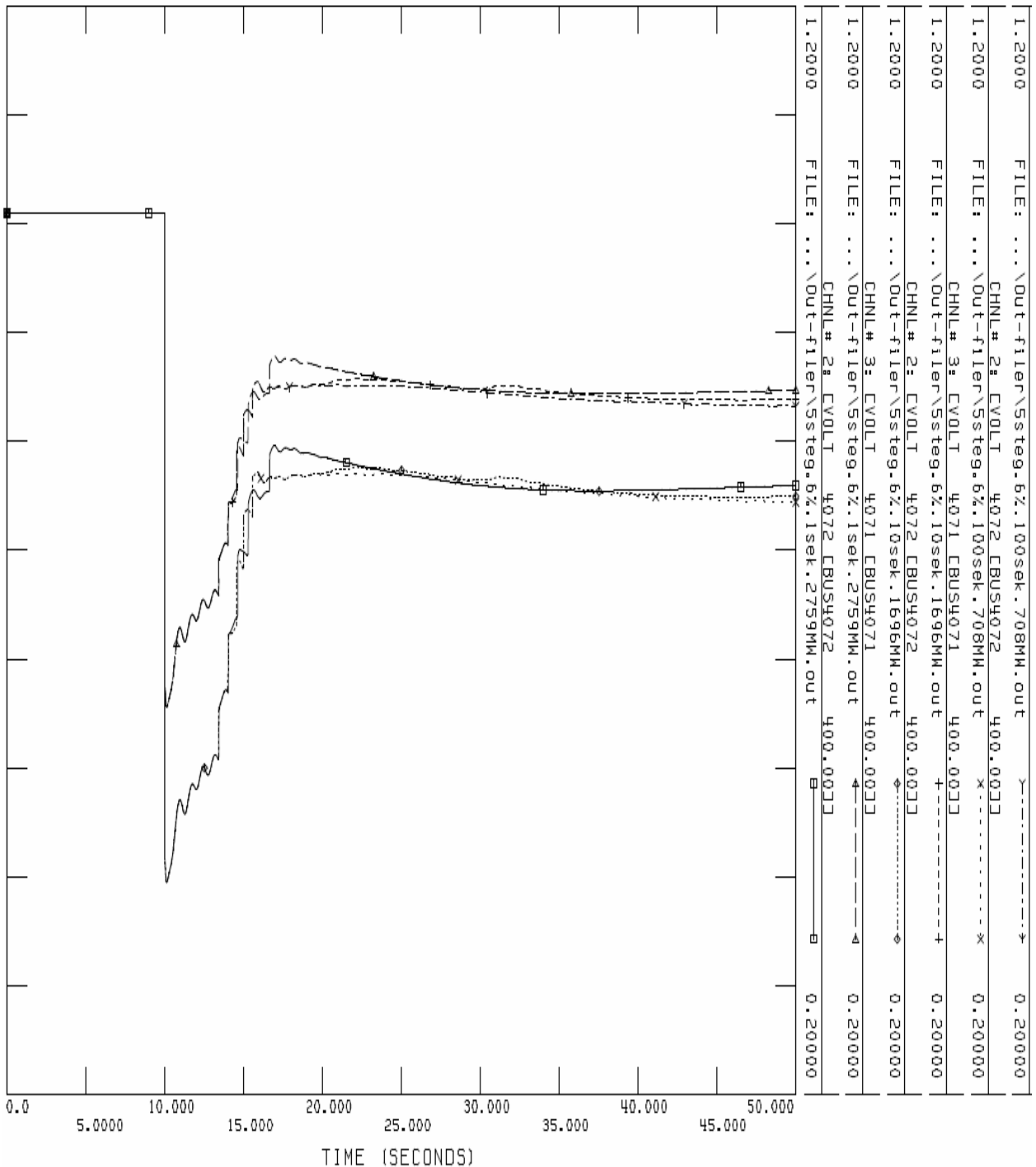
Där *antal steg* bestämmer hur många steg av lastfrånkopplingen som används, precis som i fallet med konventionell lastfrånkoppling går stegen in vid följande frekvenser 48,8, 48,6, 48,4, 48,2 och 48,0 Hz. *Storlek på steg* bestämmer hur stor del av lasten i en nod som kopplas bort vid varje steg.

Tre olika värden på  $t_{max}$  simuleras, 1 sekund, 10 sekunder och 100 sekunder.

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.11 och 5.12.



Figur 5.11 Frekvensavvikelse då  $t_{max}$  varieras.



Figur 5.12 Spänning i närliggande noder då  $t_{max}$  varieras.

Total lastfrånkoppling ( $t_{max}: 1s$ ): 2759 MW  
 Total lastfrånkoppling ( $t_{max}: 10s$ ): 1696 MW  
 Total lastfrånkoppling ( $t_{max}: 100s$ ): 708 MW

Det är tydligt att ett lågt värde på  $t_{max}$  leder till att last kopplas bort på fler platser i systemet vilket leder till att mer last kopplas bort. Det låga värdet på  $t_{max}$  leder till att last långt bort ifrån felområdet kopplas bort även om dess spänning inte är låg eftersom frekvensen inte hinner återhämta sig tillräckligt snabbt. Denna stora lastfrånkoppling leder till att frekvensen vänder mycket snabbt. Tiden  $t_{max}$  kan således påverka hur mycket last samt var last kopplas bort. Spänningen påverkas inte i detta fall då det inte finns möjlighet att koppla bort mer än 30 % av lasten i en nod (med inställningarna ovan).

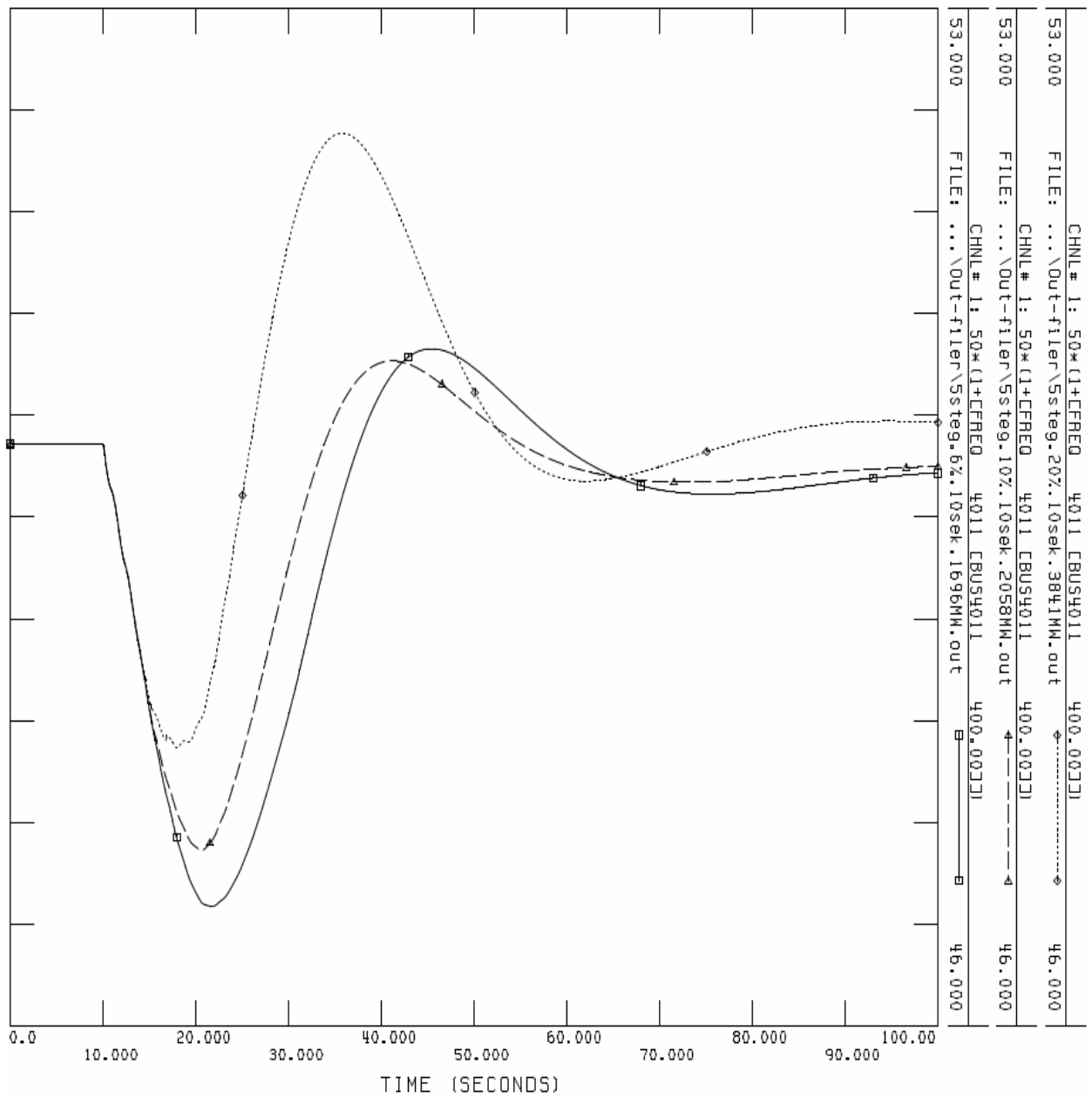
Nedan presenteras simuleringar då storleken på stegen varieras. Övriga parametrar är:

$$\begin{aligned}t_{min} &= 0,1 \text{ s} \\t_{max} &= 10 \text{ s} \\U_{min} &= 0,85 \cdot U_{nom} \\Antal \text{ steg} &= 5 \\x &= 3\end{aligned}$$

Tre olika storlekar på steg simuleras, 6 %, 10 % och 20 %.

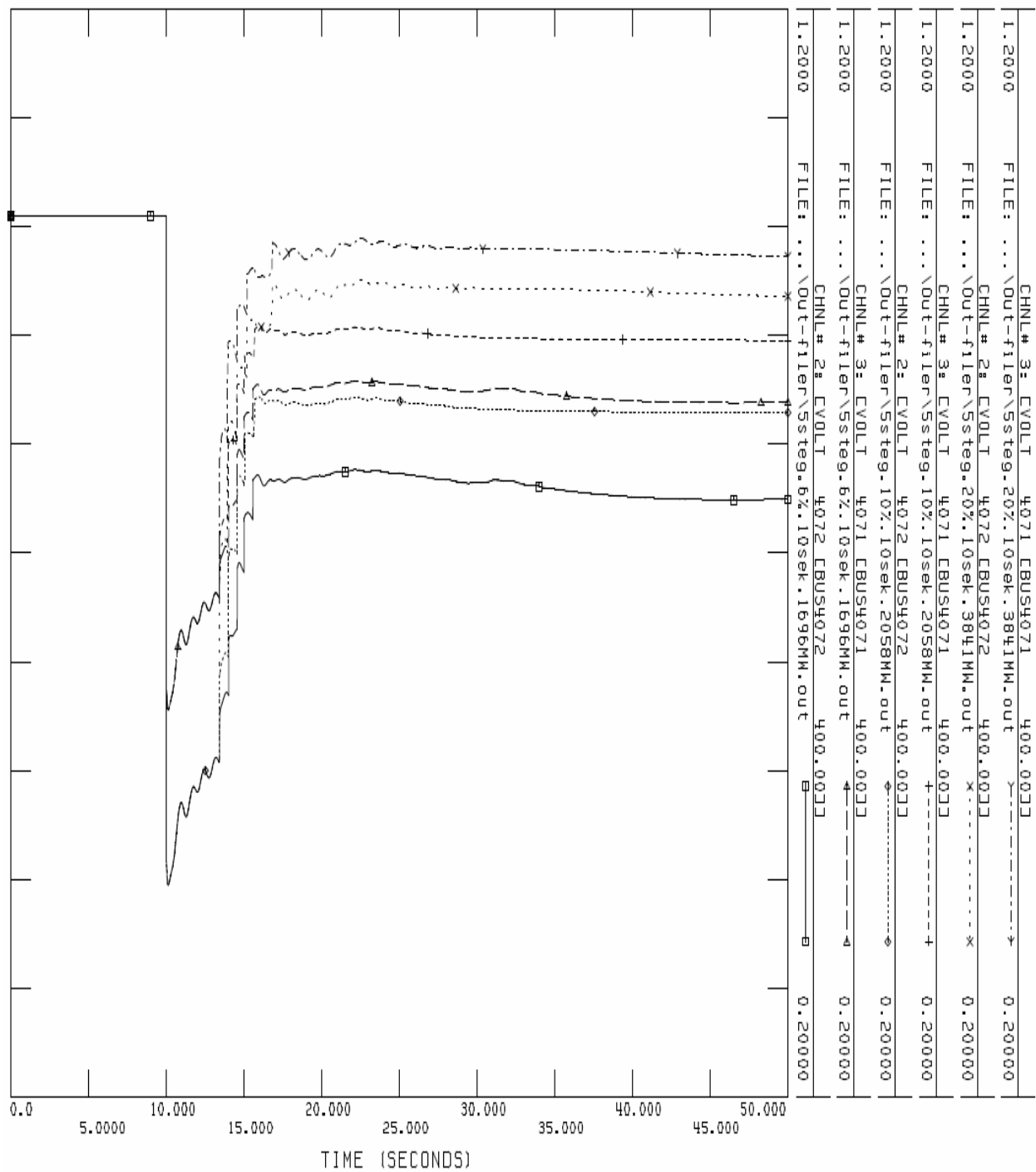
Det finns med andra ord möjlighet att koppla bort 5 · 6 %, 5 · 10 % och 5 · 20 % av lasten i en nod om alla steg av lastfrånkopplingen används.

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.13 och 5.14.



Figur 5.13 Frekvensavvikelse då storleken på stegen varierar.





Figur 5.14 Spänning i närliggande noder då storleken på stegen varieras.

Total lastfrånkoppling (Storlek på steg: 6 %): 1696 MW  
 Total lastfrånkoppling (Storlek på steg: 10 %): 2058 MW  
 Total lastfrånkoppling (Storlek på steg: 20 %): 3841 MW

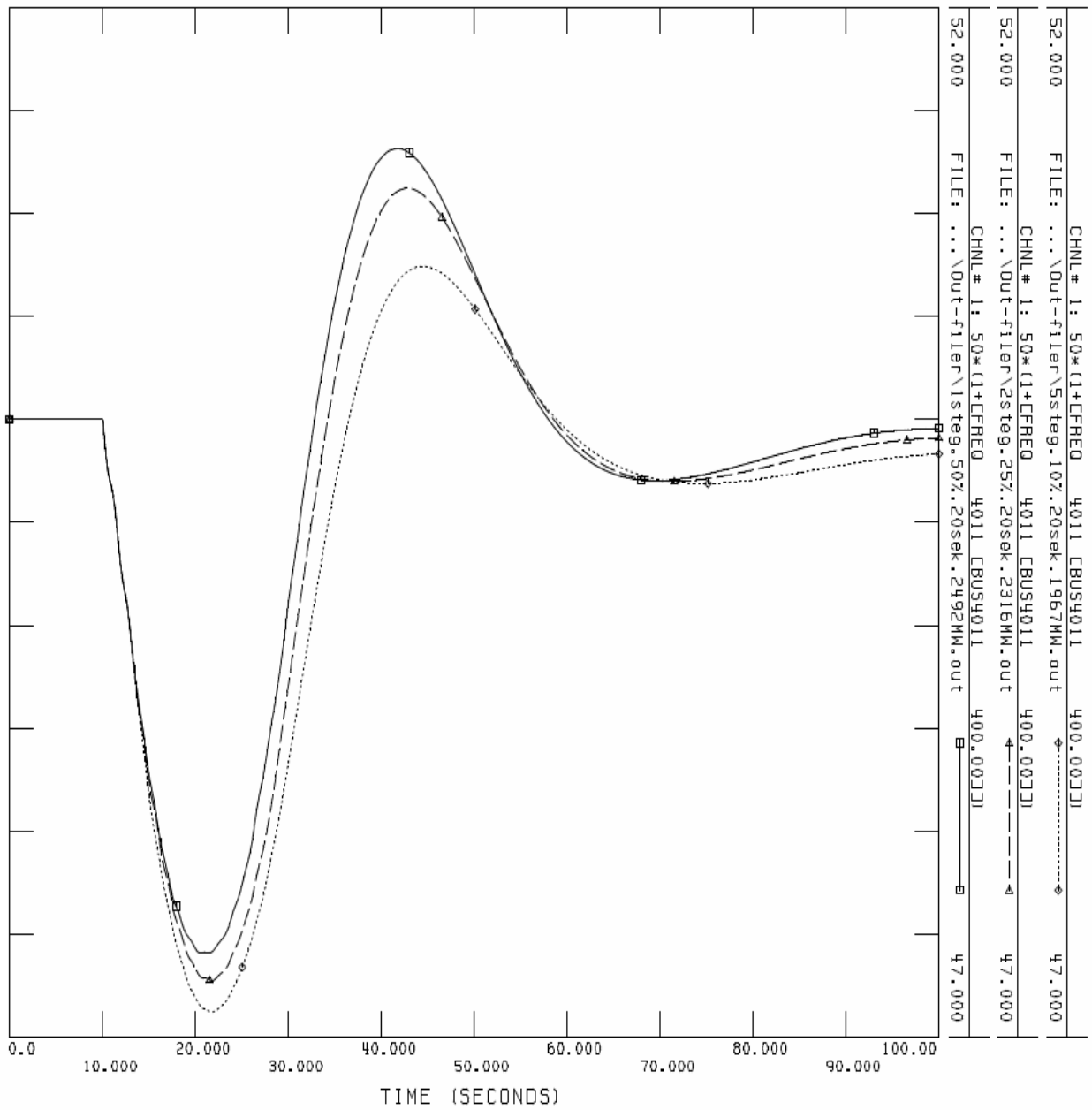
De olika storlekarna på stegen har stor inverkan på hur mycket last som kopplas bort i systemet. Storleken på stegen påverkar spänning och frekvensen. Det viktiga här är hur spänningen i noderna nära felområdet påverkas av de olika stegen. Större steg leder till att mer last kopplas bort i felområdet vilket påverkar spänningen positivt. Vid konventionell lastfrånkoppling kopplas 6 % av totala systemets last bort vid varje steg, för att koppla bort ungefär lika mycket last vid varje steg då spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling används är det viktigt att använda större steg då man kopplar bort last i ett begränsat område.

Härnäst visas inverkan då antalet steg samt storleken på stegen varieras. Här är det tänkt att studera om det är fördelaktigt att koppla bort last i färre men större steg jämfört med ungefär samma mängd last i fler och mindre steg. Övriga parametrar är:

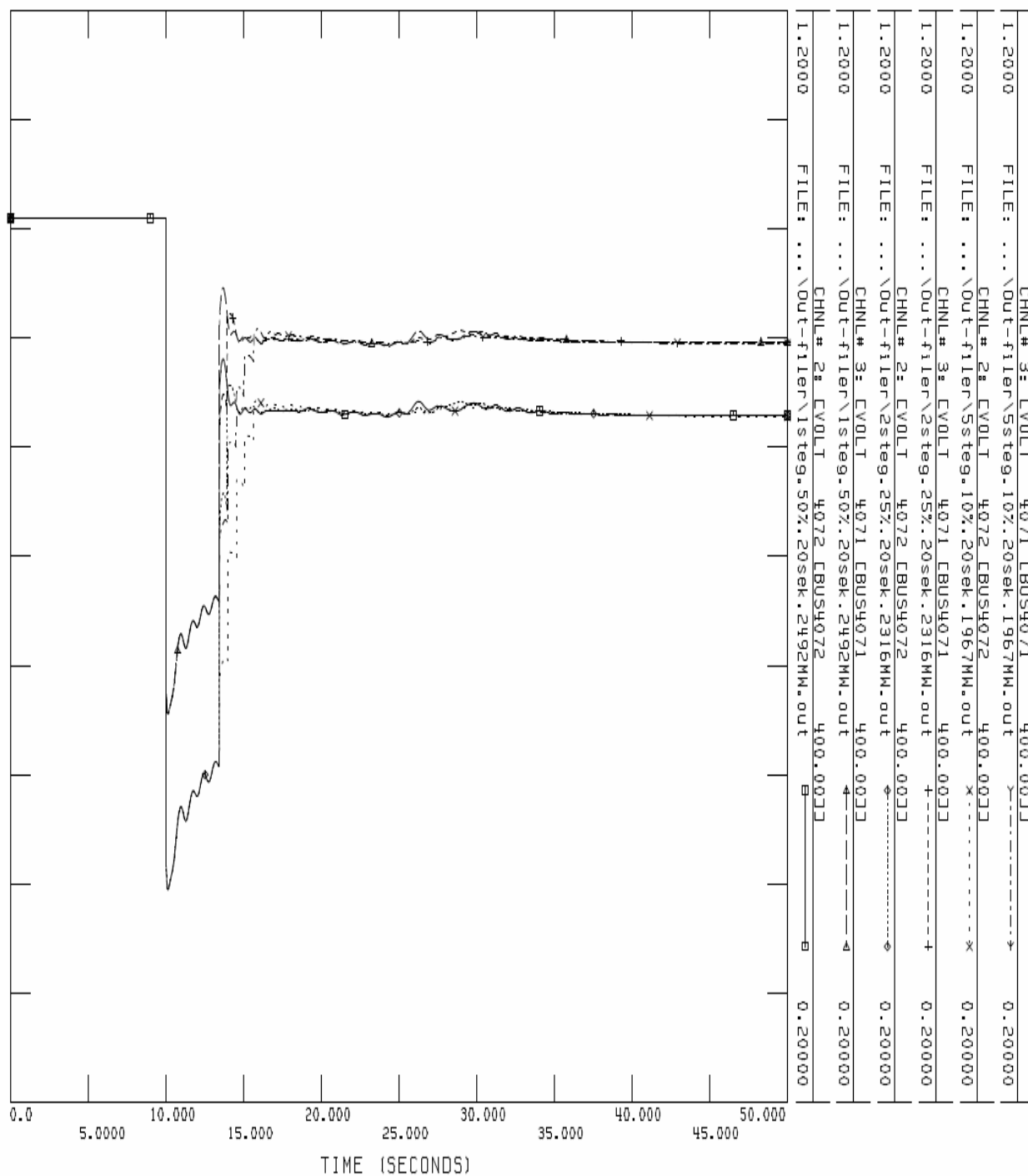
$$\begin{aligned}t_{min} &= 0,1 \text{ s} \\t_{max} &= 20 \text{ s} \\U_{min} &= 0,85 \cdot U_{nom} \\x &= 3\end{aligned}$$

Tre olika simuleringar sker. Ett steg med 50 % lastfrånkoppling, två steg med 25 % lastfrånkoppling per steg och fem steg med 10 % lastfrånkoppling per steg. Totalt finns möjlighet att koppla bort lika mycket last med alla tre inställningarna, under förutsättning att alla steg används.

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.15 och 5.16.



Figur 5.15 Frekvensavvikelse då antal samt storlek på steg varieras.



Figur 5.16 Spänning i närliggande noder då antal samt storleken på stegen varierar.

Total lastfrånkoppling (1 Steg, 50 %): 2492 MW  
 Total lastfrånkoppling (2 Steg, 25 %): 2316 MW  
 Total lastfrånkoppling (5 Steg, 10 %): 1967 MW

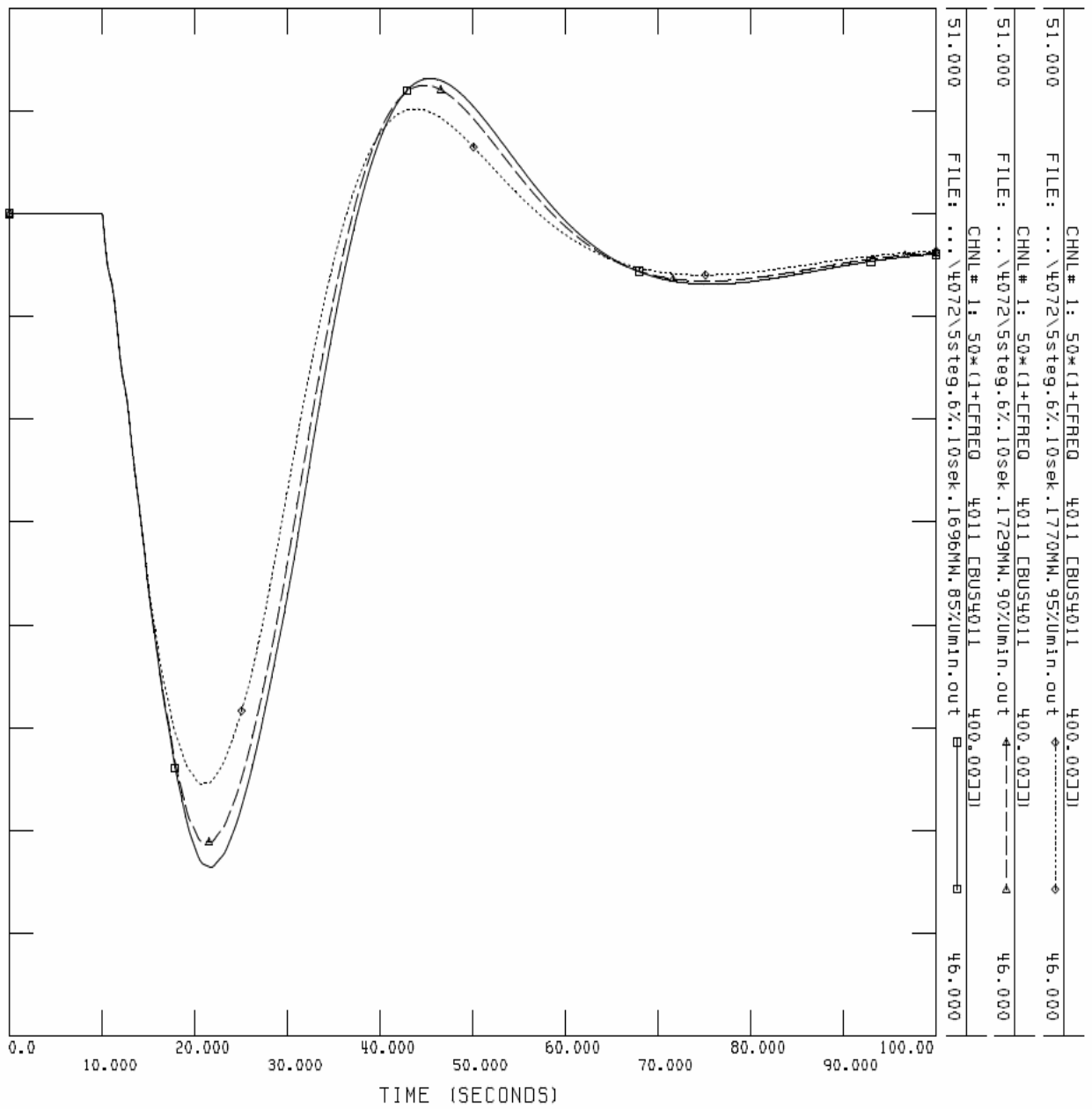
Simuleringarna ovan visar att om mycket last kopplas bort snabbt jämfört med samma mängd last långsammare vänder frekvensen snabbare. Spänningen påverkas inte nämnvärt. Detta förklaras av att samma mängd last kopplas bort i felområdet för de olika simuleringarna, lasten kopplas dock bort vid olika tider vilket påverkar frekvensen. Det är således viktigt att koppla bort last snabbt för att stoppa frekvensfallet.

Sist studeras inverkan av spänningen  $U_{min}$ . Övriga parametrar är:

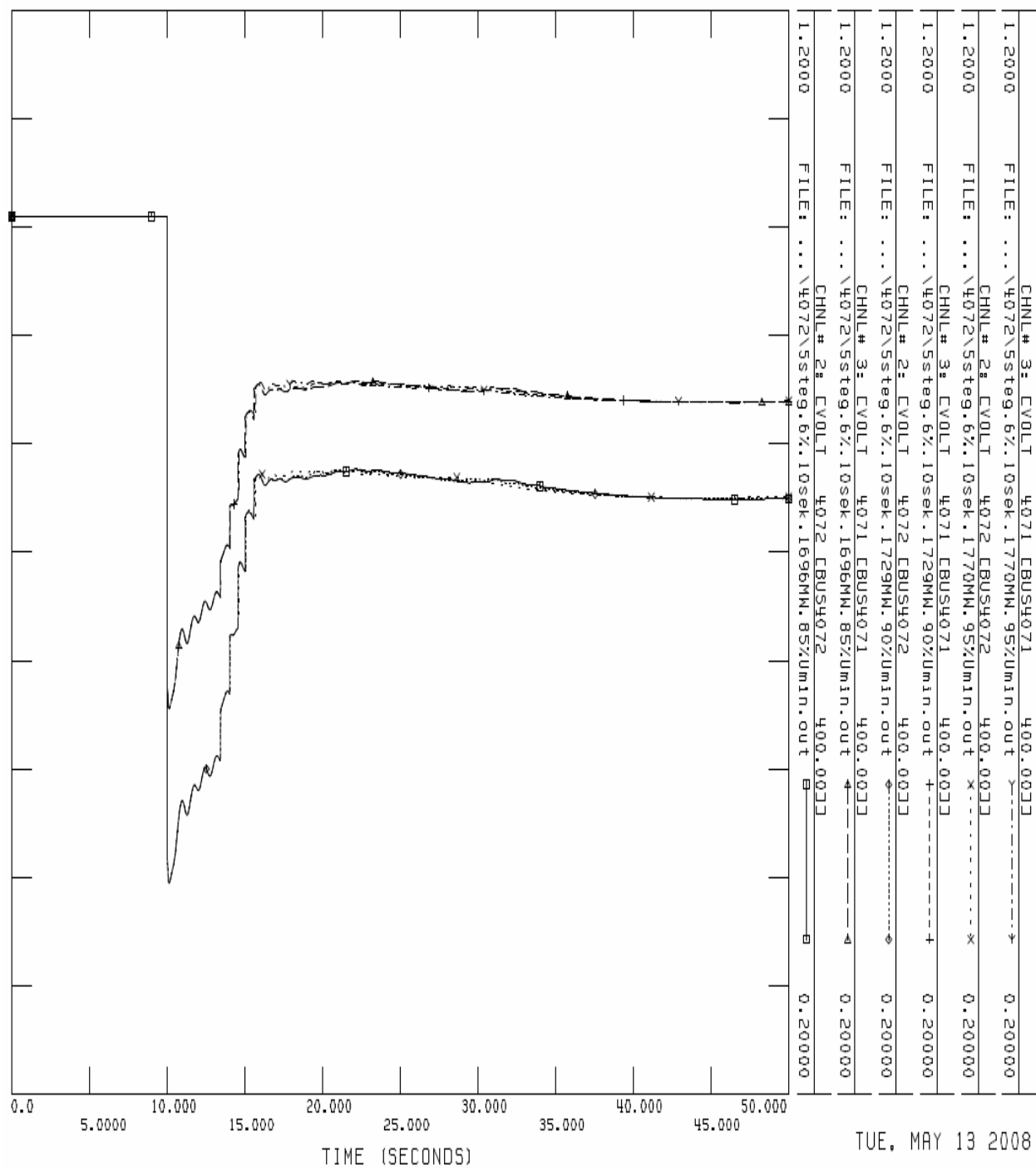
$t_{min}$	= 0,15 s
$t_{max}$	= 10 s
<i>Antal steg</i>	= 5
<i>Storlek på steg</i>	= 6 %
$x$	= 3

Tre olika värden på  $U_{min}$  simuleras nedan,  $0,85 \cdot U_{nom}$ ,  $0,90 \cdot U_{nom}$  och  $0,95 \cdot U_{nom}$

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.17 och 5.18.



Figur 5.17 Frekvensavvikelse då  $U_{min}$  varierar.



Figur 5.18 Spänning i närliggande noder då  $U_{min}$  varieras.

- Total lastfrånkoppling (85 % av  $U_{nom}$ ): 1696 MW
- Total lastfrånkoppling (90 % av  $U_{nom}$ ): 1729 MW
- Total lastfrånkoppling (95 % av  $U_{nom}$ ): 1777 MW

Simuleringarna ovan visar att mer last kopplas bort vid högre värde på  $U_{min}$ , detta kommer ifrån att ett lägre värde på  $U_{min}$  leder till en kortare tidsfördröjning. Detta leder till att last på fler platser i systemet kopplas bort.

### 5.3.2 Simuleringar med lämpliga inställningar

Detta avsnitt presenterar simuleringar gjorda med lämpliga inställningar. Inställningarna har tagits fram med simuleringarna ovan i åtanke, i ett område där last och produktion är jämnt fördelad. Simuleringar genomförs för tre olika produktionsbortfall, ett område med ungefär samma produktion som last, ett område med mer produktion än last och ett område med mer last än produktion. Systemets frekvens, spänning i felområdet, total fränkopplad last samt belastningen av systemets transmissionsledningar studeras. Då den spänningsstyrda underfrekvenslastfränkopplingen inte kopplar bort last överallt i systemet, vilket den konventionella lastfränkoppling gör, presenteras också var last kopplas bort.

#### Produktionsbortfall i område med jämnt fördelad last och produktion

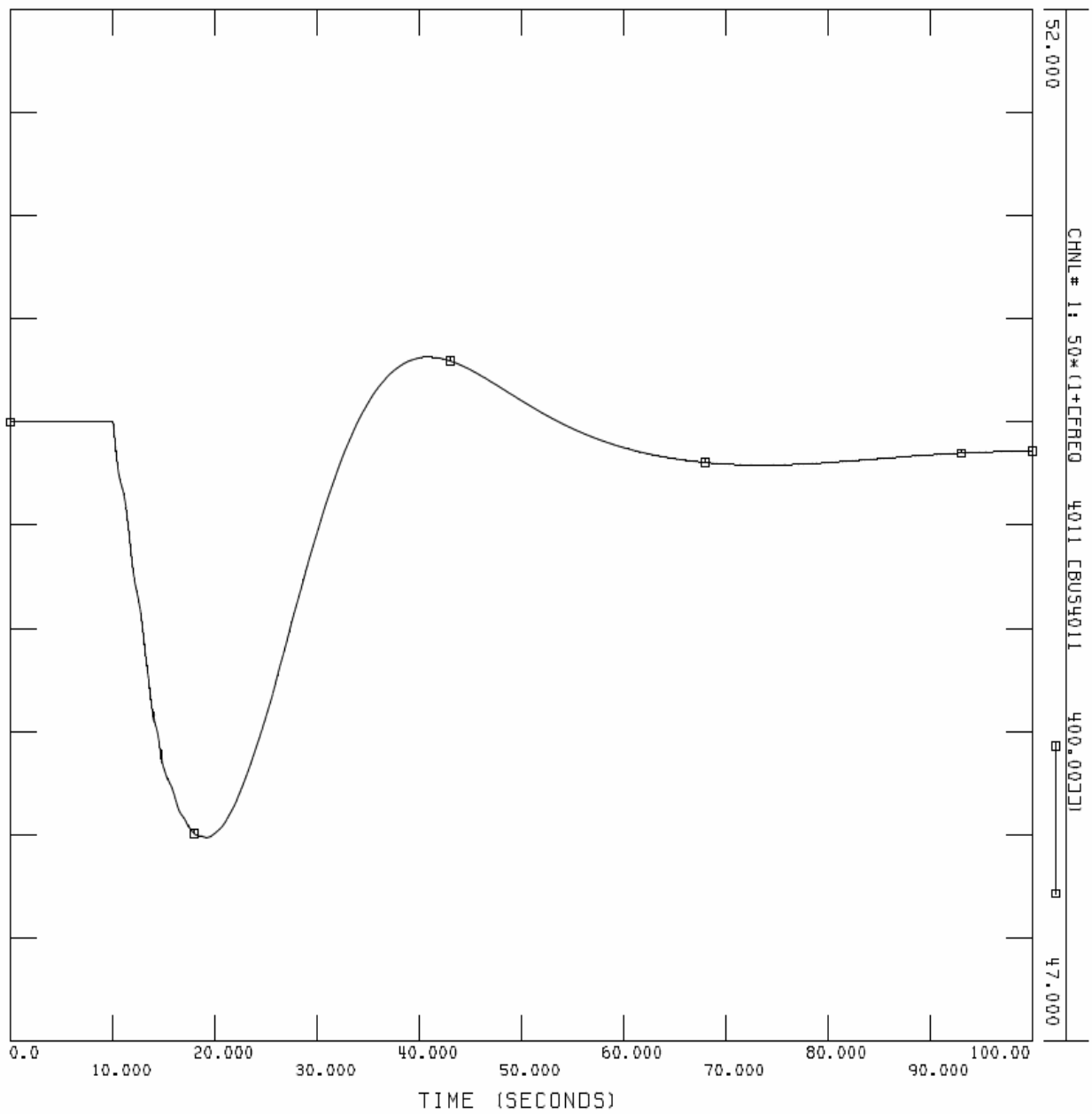
Simuleringarna genomförs vid produktionsbortfall av vattenkraftverket vid nod 4072, totalt effektbortfall på 2000 MW. Området har ungefär lika mycket last som produktion. Följande värden används för den spänningsstyrda underfrekvenslastfränkopplingen:

$t_{min}$	= 0,15 s
$t_{max}$	= 20 s
$U_{min}$	= $0,90 \cdot U_{nom}$
$x$	= 2
Antal steg	= 3
Storlek på stegen	= 30 %

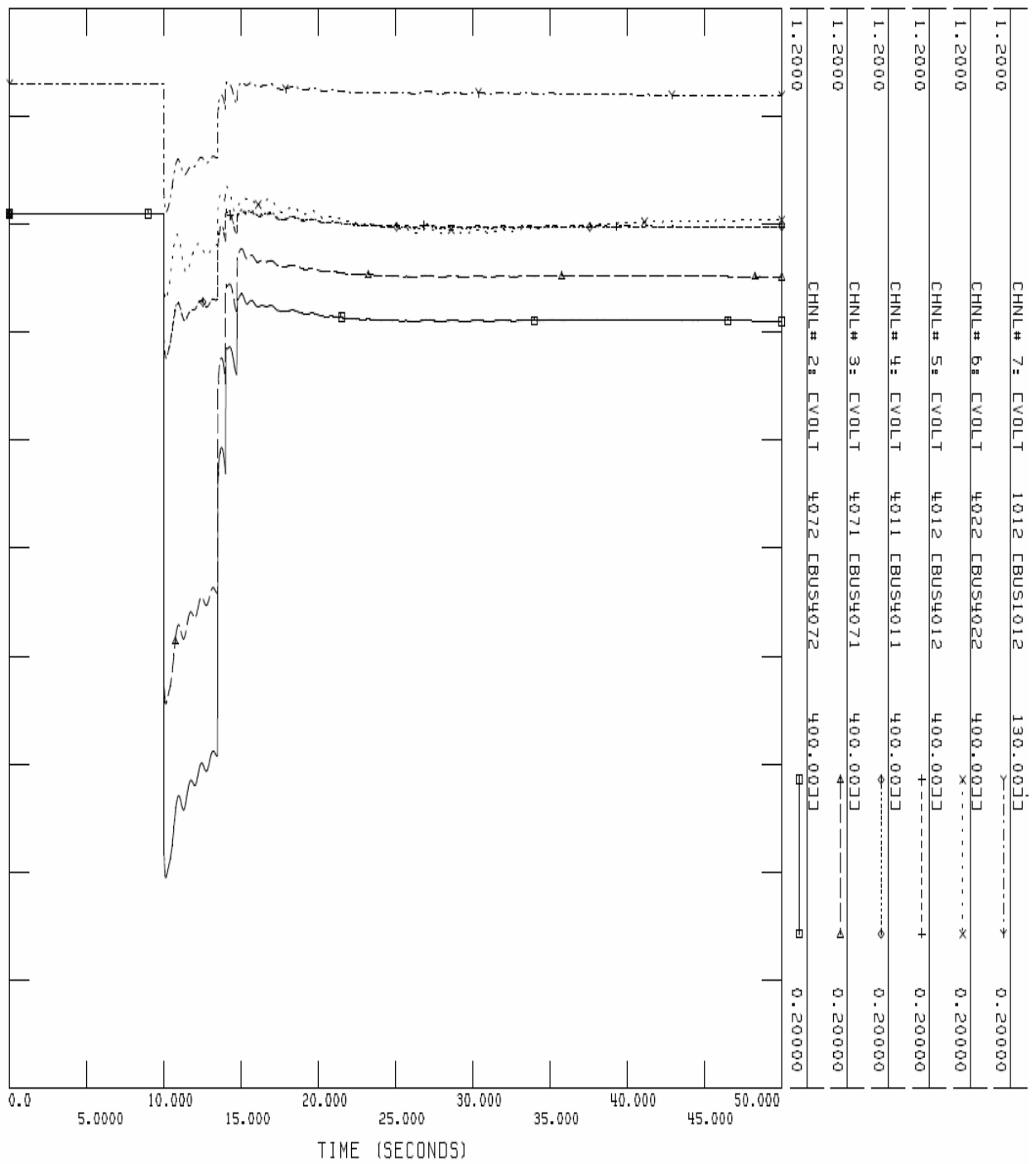
Lastfränkopplingen använder tre steg som går in vid följande frekvenser: 48,8, 48,6 och 48,4 Hz.

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.19 och 5.20.





Figur 5.19 Frekvensavvikelse vid simulering med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling.



Figur 5.20 Spänning i närliggande noder för spänningsstyrd lastfrånkoppling.

Nedan presenteras var i systemet lastfrånkoppling användes och hur stor effekt som totalt kopplades bort.

90 % av lasten vid nod 4072  
 60 % av lasten vid nod 4071  
 30 % av lasten vid nod 1011  
 30 % av lasten vid nod 1012  
 30 % av lasten vid nod 1013  
 30 % av lasten vid nod 1022

*Totalt: 2080 MW*

I tabell 5.6 visas de transmissionsledningar som överbelastas vid drift efter produktionsbortfallet.

Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
1011	1013	217	200	109
1011	1013	217	200	109
1021	1022	205	200	102
1021	1022	205	200	102
4011	4071	343	100	343
4012	4071	361	100	361
4031	4032	811	800	101
4071	4072	468	200	234
4071	4072	468	200	234

*Tabell 5.6 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningar.*

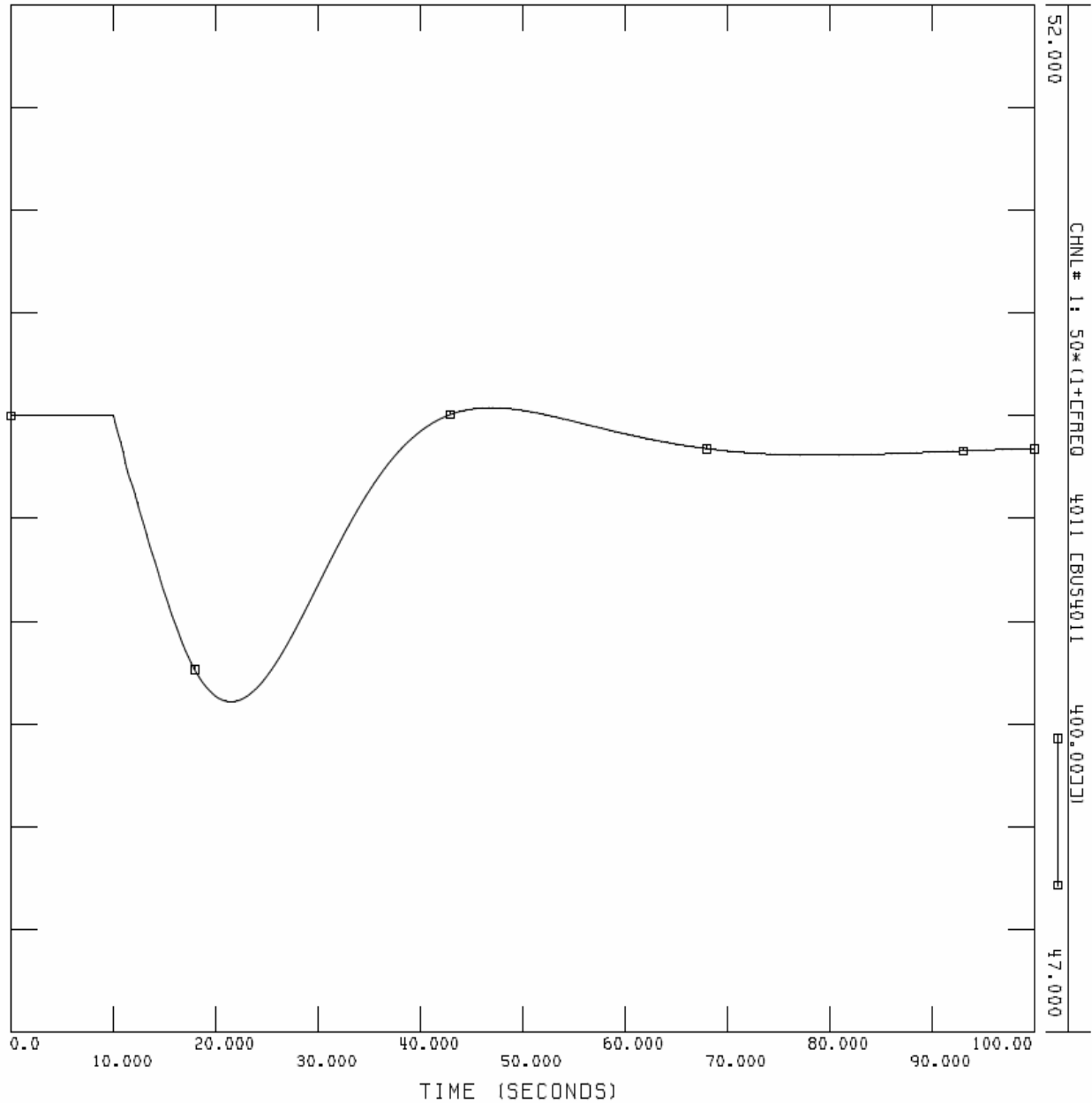
Resultaten ovan visar att spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling har positiv inverkan på frekvensen vid ett produktionsbortfall, frekvensen är ca 48 Hz som lägst. Spänningarna i noder nära felområdet är nu endast lite lägre än dess nominella värden. Det är också tydligt att last kopplas bort främst i felområdet då denna metod för lastfrånkoppling används. Transmissionsledningarna är återigen överbelastade i norra delen av systemet.

### **Produktionsbortfall i område med mer produktion än last**

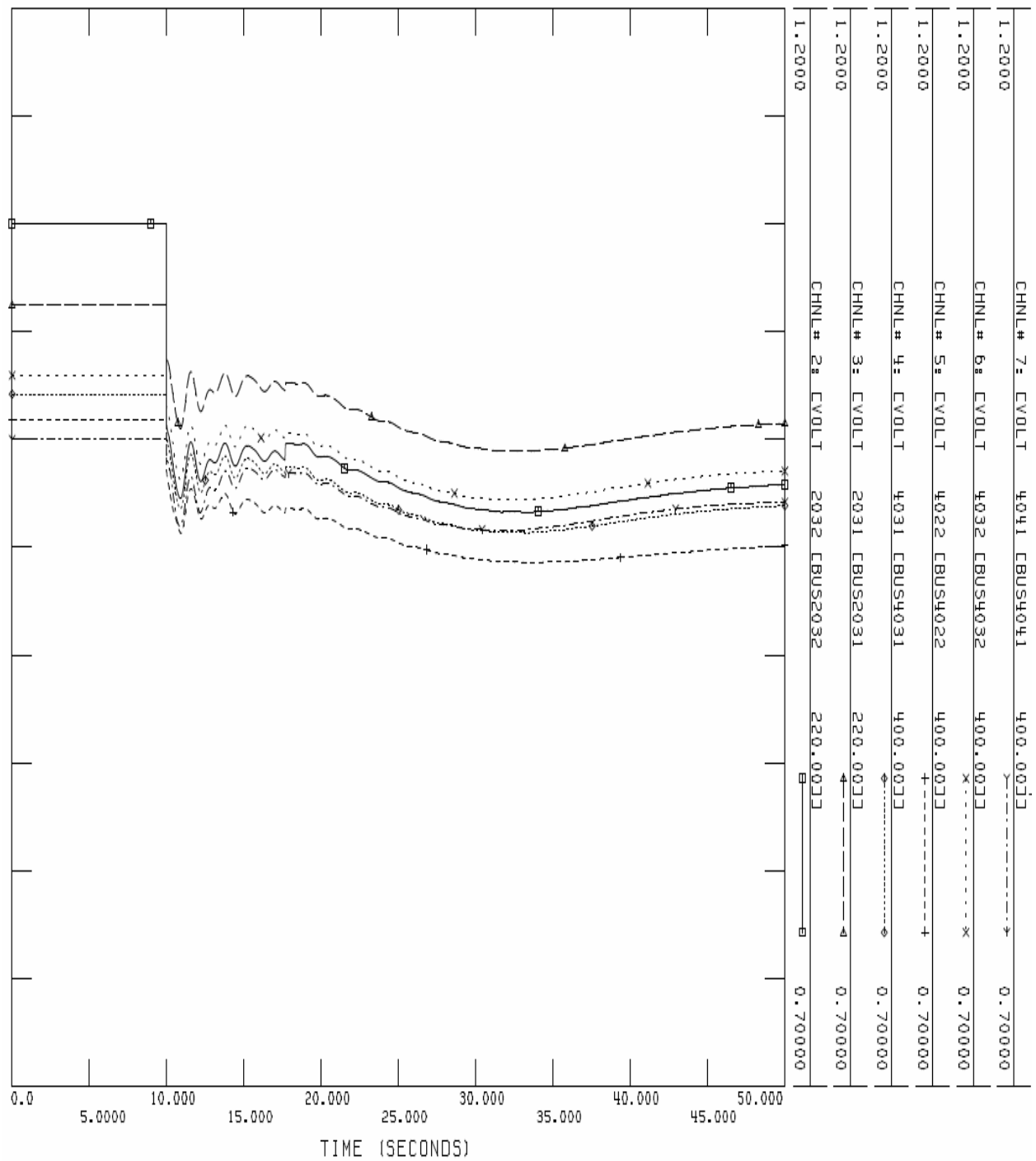
Nedan genomförs simuleringar vid ett produktionsbortfall i ett område med mer produktion än last. Vattenkraftverket vid nod 2032 med en total effekt på 750 MW kopplas bort. Inställningarna som används vid simuleringen presenteras nedan.

$t_{min}$  = 0,15 s  
 $t_{max}$  = 20 s  
 $U_{min}$  = 0,90 ·  $U_{nom}$   
 $x$  = 2  
 Antal steg = 3  
 Storlek på steg = 30 %

Frekvensavvikelsen samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.21 och 5.22.



Figur 5.21 Frekvensavvikelse vid simulering med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling.



5.22 Spänning i närliggande noder för spänningsstyrd lastfrånkoppling.

Nedan presenteras var i systemet lastfrånkoppling användes och hur stor effekt som totalt kopplades bort:

30 % av lasten vid nod 2032

*Totalt: 66 MW*

I tabell 5.7 visas de transmissionsledningar som överbelastas vid drift efter produktionsbortfallet.

Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
1011	1013	218	200	109
1011	1013	218	200	109
1021	1022	211	200	105
1021	1022	211	200	105
4011	4012	412	400	103
4011	4021	802	700	115
4011	4022	590	500	118
4011	4071	170	100	170
4012	4022	764	600	127
4012	4071	113	100	113
4021	4032	439	400	110
4021	4042	605	600	101
4022	4031	872	800	125
4022	4031	872	800	125

*Tabell 5.7 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningar.*

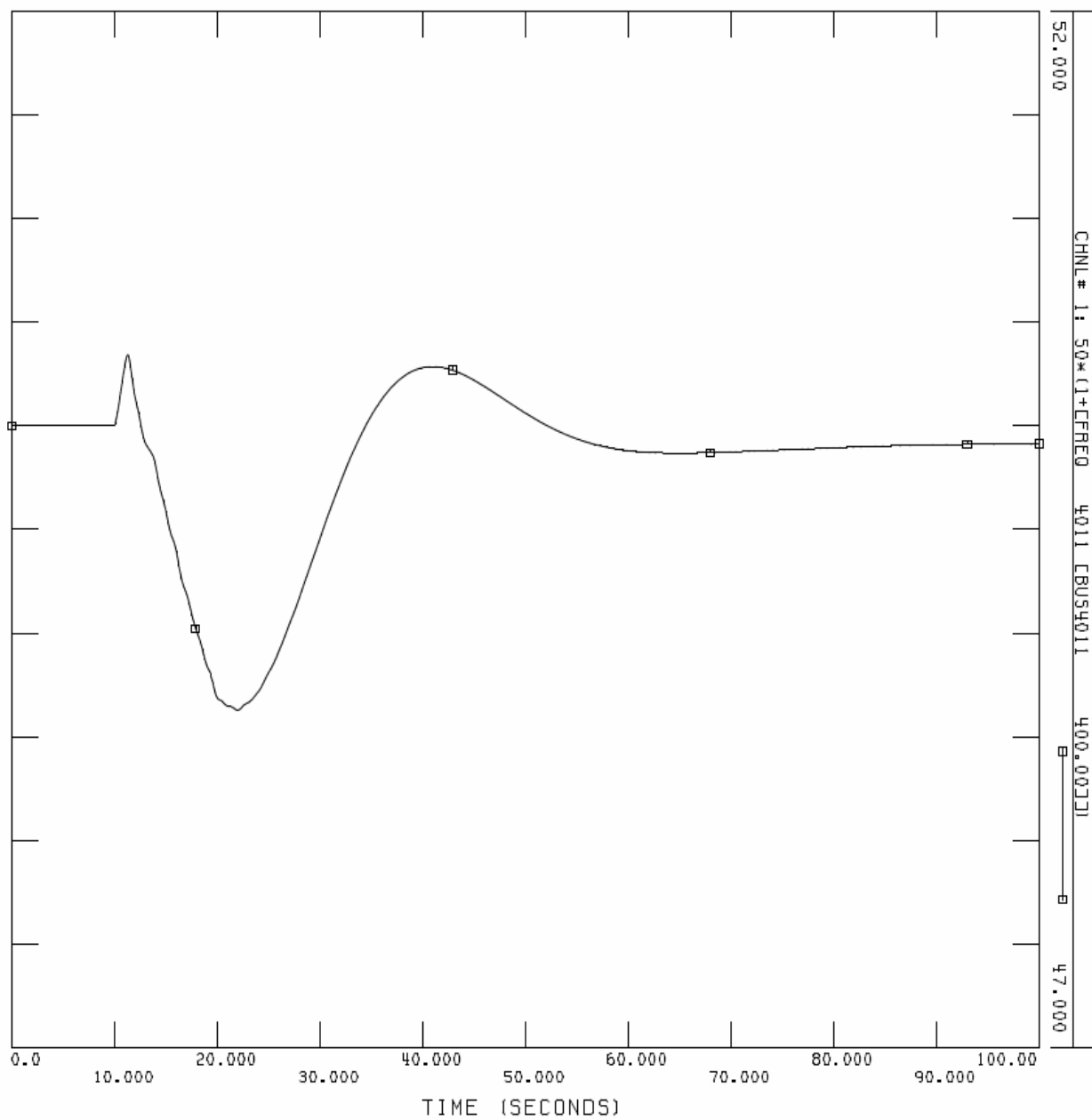
Resultaten ovan visar att lastfrånkopplingen har liten inverkan på systemet i detta fall. Endast en lite del last kopplas bort vilket leder till att spänningen inte påverkas nämnvärt, detsamma gäller för frekvensen och belastningen i systemet.

### **Produktionsbortfall i område med mer last än produktion**

Här genomförs simuleringar vid ett produktionsbortfall i ett område med mer last än produktion. Värme kraftverken vid nod 4047 med en total effekt på 1080 MW kopplas bort. Inställningarna som används vid simuleringen presenteras nedan.

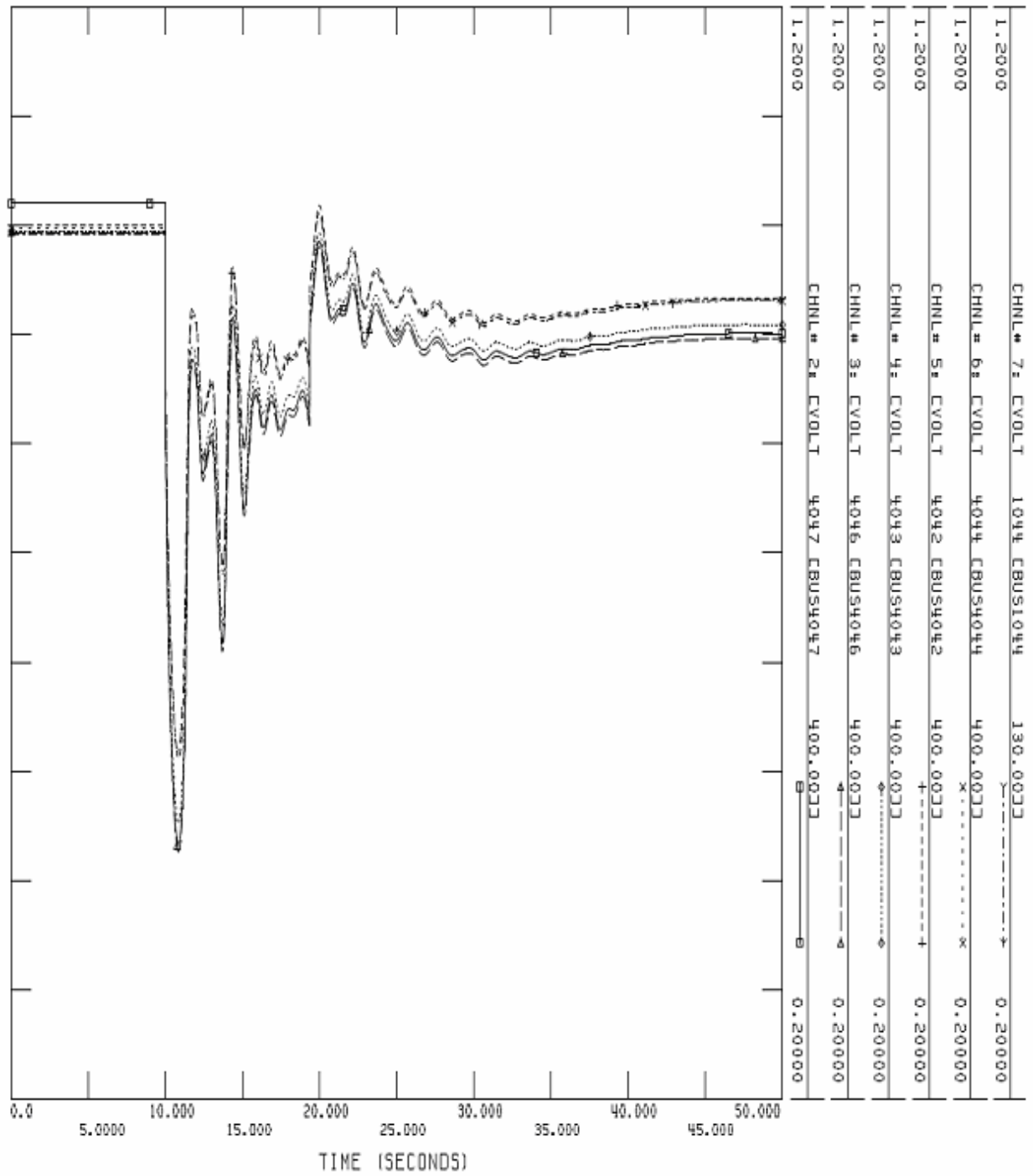
$t_{min}$	= 0,15 s
$t_{max}$	= 20 s
$U_{min}$	= 0,90 · $U_{nom}$
$x$	= 2
<i>Antal steg</i>	= 3
<i>Storlek på steg</i>	= 30 %

Frekvensavvikelsen<sup>3</sup> samt spänning i närliggande noder visas i figurerna 5.23 och 5.24.



Figur 5.23 Frekvensavvikelse vid simulering med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling.

<sup>3</sup> Frekvensen är inte korrekt i början, detta beror troligen på lösningsmatrisen.



5.24 Spänning i närliggande noder för spänningsstyrd lastfrånkoppling.



Nedan presenteras var i systemet lastfrånkoppling användes och hur stor effekt som totalt kopplades bort:

30 % av lasten vid nod 43  
 30 % av lasten vid nod 46  
 30 % av lasten vid nod 47  
 30 % av lasten vid nod 1044

*Totalt: 750 MW*

I tabell 5.8 visas de transmissionsledningarna som överbelastas vid drift efter produktionsbortfallet.

Från nod	Till nod	Last (MW)	Märkeffekt (MW)	Procent
1011	1013	205	200	103
1011	1013	205	200	103
4011	4021	764	700	109
4011	4022	501	500	100
4011	4071	133	100	133
4012	4022	660	600	110
4021	4042	650	600	109
4022	4031	760	700	109
4022	4031	760	700	109
4031	4032	986	800	123
4031	4041	668	600	111
4031	4041	668	600	111
4032	4042	630	500	126
4032	4044	712	600	119
4041	4044	635	500	127
4042	4043	978	700	140
4043	4044	464	100	464
4043	4046	495	200	248

*Tabell 5.8 Last samt märkeffekt hos överbelastade transmissionsledningarna.*

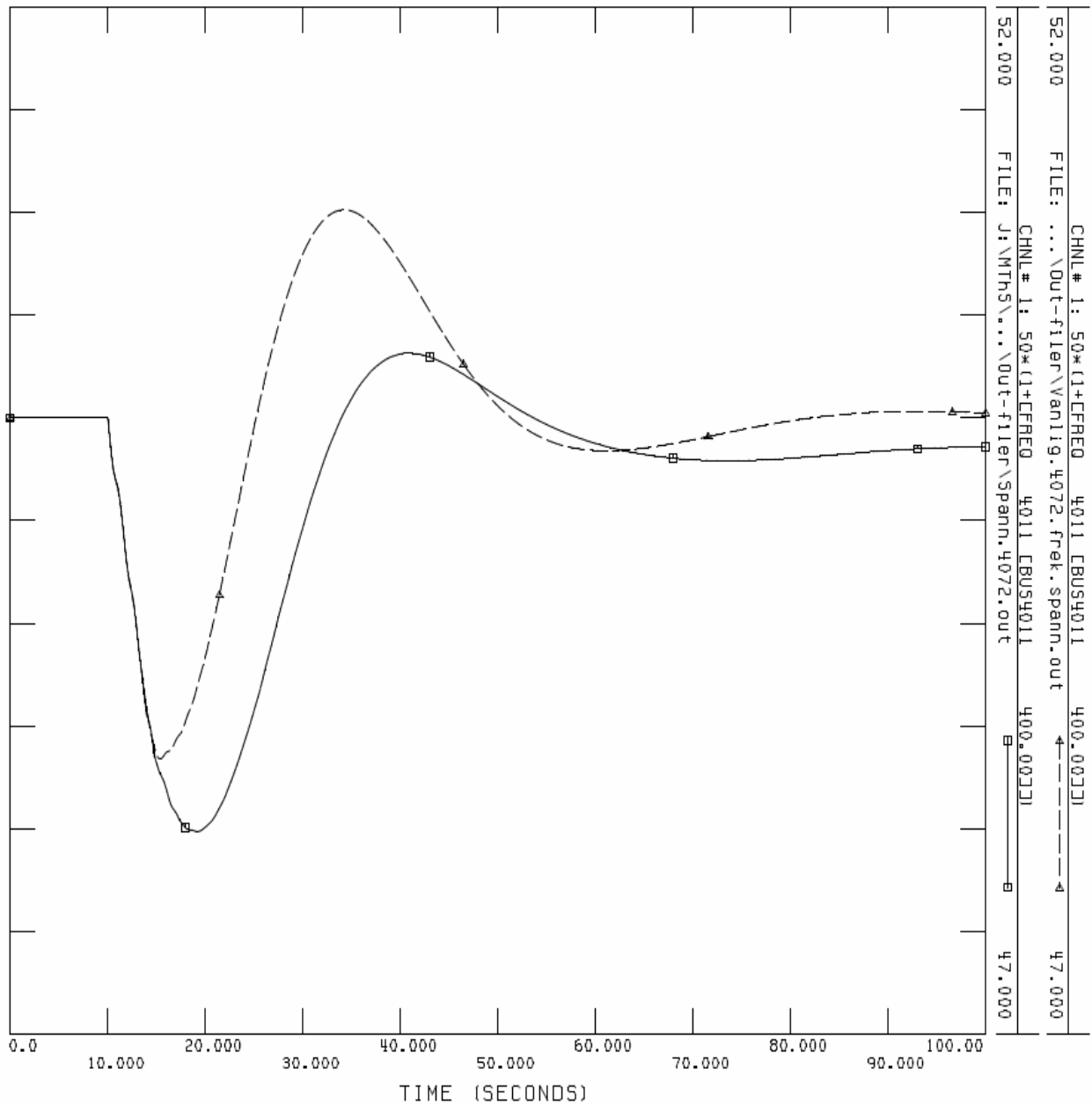
Simuleringarna ovan visar att frekvensen i systemet påverkas positivt av lastfrånkopplingen, spänningarna är lite lägre än dess nominella värden. Last kopplas bort i felområdet och transmissionsledningarna är överbelastade både i norra och södra delen av systemet.

## 5.4 Jämförelse

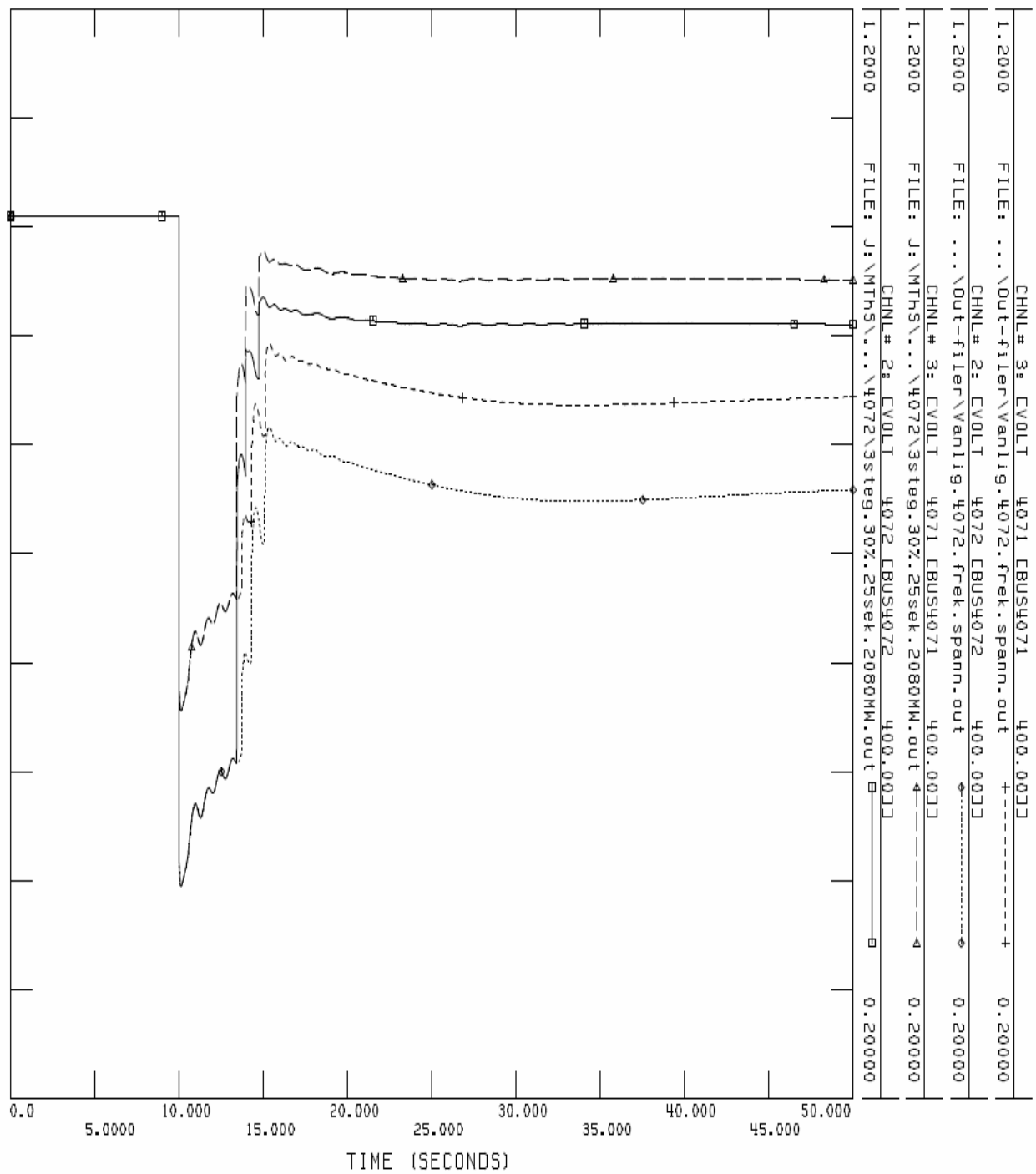
Detta avsnitt visar skillnader mellan konventionell underfrekvensstyrd lastfrånkoppling och den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen ifrån kap 5.3.2.

Nedan jämförs de två lastfrånkopplingsmetoderna i fallet då vattenkraftverket i nod 4072 kopplas bort, totalt produktionsbortfall på 2000 MW.

I figur 5.25 och 5.26 visas frekvens och spänning i närliggande noder.



Figur 5.25 Jämförelse mellan frekvensavvikelserna för de två olika lastfrånkopplingsmetoderna.



Figur 5.26 Jämförelse mellan spänning i noder nära felområdet.

Total lastfrånkoppling (Konventionell): 2009 MW  
 Total lastfrånkoppling (Spänningsstyrd): 2080 MW

Lasten kopplas bort runt om i systemet för den konventionella lastfrånkopplingen medan last kopplas bort i området nära felet för den spänningsstyrda lastfrånkopplingen, information om var lasten kopplades bort ges i kap 5.3.2.

I tabell 5.9 nedan jämförs belastning på transmissionsledningar när spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling respektive underfrekvensstyrd lastfrånkoppling används.

Från nod	Till nod	Last (MW) Konv.	Last (MW) Spän.	Märkeffekt (MW)	Procent Konv.	Procent Spän.
1011	1013	188	217	200	<b>94</b>	109
1011	1013	188	217	200	<b>94</b>	109
1021	1022	181	205	200	<b>90</b>	102
1021	1022	181	205	200	<b>90</b>	102
4011	4071	823	343	100	823	<b>343</b>
4012	4071	769	361	100	769	<b>361</b>
4031	4032	526	812	800	<b>66</b>	101
4041	4061	209	132	200	104	<b>66</b>
4043	4044	146	55	100	146	<b>55</b>
4045	4051	201	133	200	101	<b>67</b>
4045	4051	201	133	200	101	<b>67</b>
4061	4062	511	413	500	102	<b>83</b>
4062	4063	345	287	300	115	<b>96</b>
4062	4063	345	287	300	115	<b>96</b>
4071	4072	908	468	200	454	<b>234</b>
4071	4072	908	468	200	454	<b>234</b>

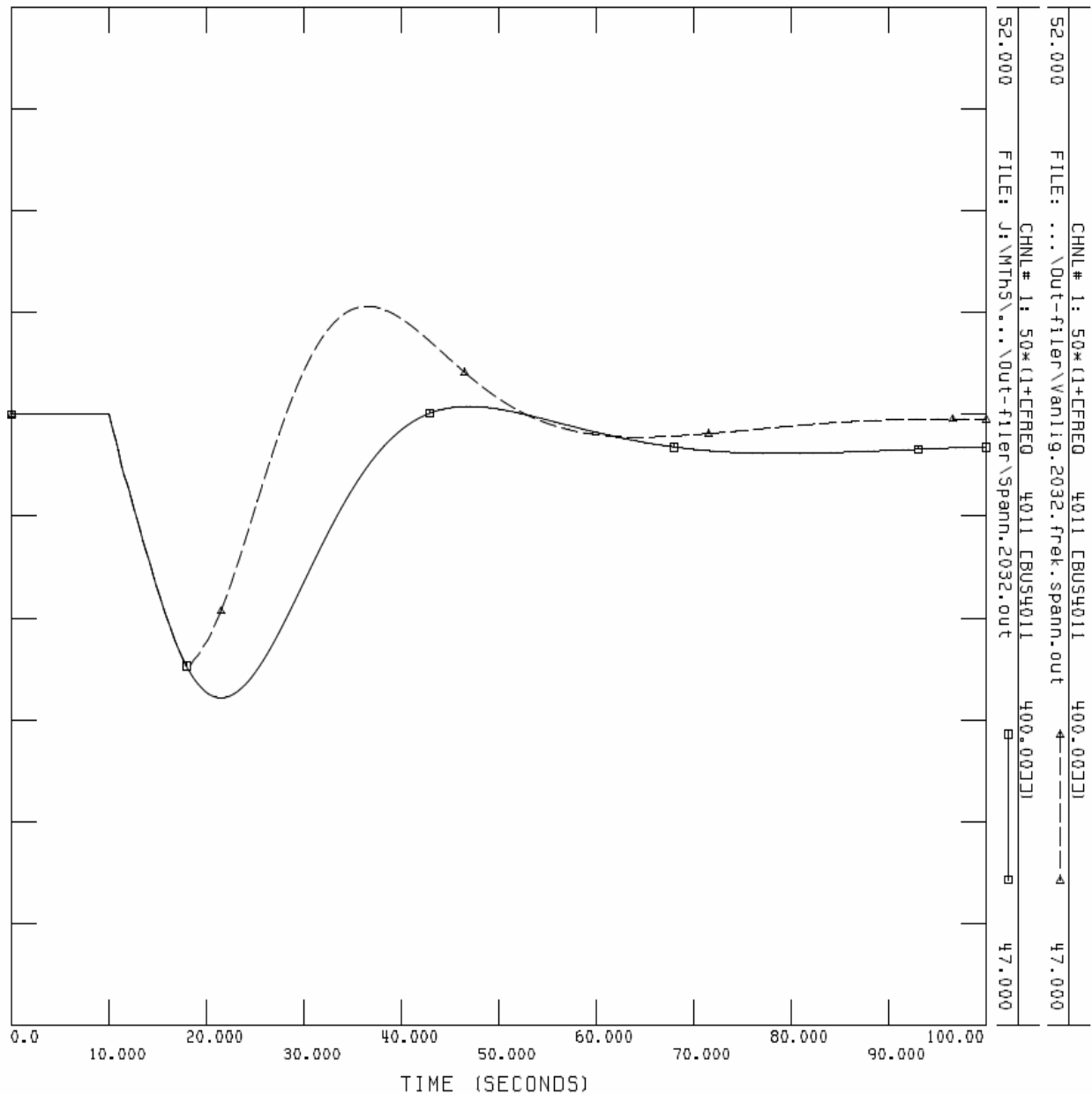
Tabell 5.9 Transmissionsledningarnas last jämförs för de två metoderna för lastfrånkoppling.

I figur 5.25 är det tydligt att frekvensen vänder snabbare då konventionell lastfrånkoppling används, det kommer ifrån att mer last kopplas bort snabbare. Frekvensen håller sig dock över 48 Hz för bägge typerna av lastfrånkoppling. När spänningen i noderna nära felområdet studeras är det tydligt att den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen ger en stor fördel. Då mer last kopplas bort i felområdet jämfört med den konventionella lastfrånkopplingen påverkas spänningen mycket positivt. Den totalt frånkopplade lasten i systemet är ungefär lika för de två metoderna. Då tabell 5.9 studeras är det tydligt att den spänningsstyrda metoden för lastfrånkoppling är fördelaktig, transmissionsledningarnas belastningar minskar avsevärt på de mest belastade ledningarna.

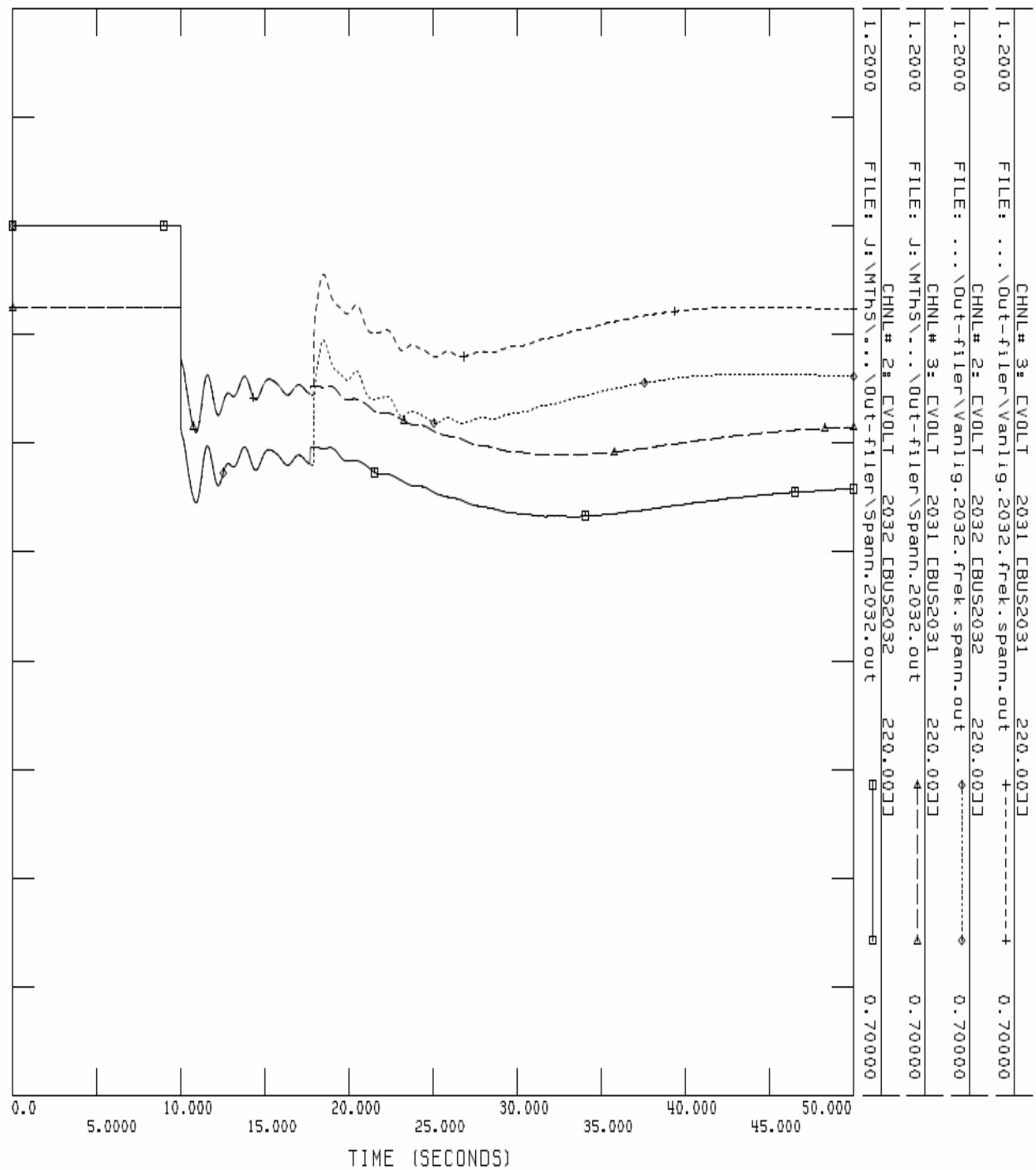
Den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen är att föredra över konventionell lastfrånkoppling i system med jämnt fördelad last och produktion.

Nedan jämförs konventionell lastfrånkoppling med spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling för vattenkraftverket i nod 2032. Det totala produktionsbortfallet är 750 MW. Inställningarna som används för den spänningsstyrda lastfrånkopplingen är samma som parametrarna i kap 5.3.2.

I figur 5.27 och 5.28 visas frekvens och spänning i närliggande noder.



Figur 5.27 Jämförelse mellan frekvensavvikelserna för de två olika lastfrånkopplingsmetoderna.



Figur 5.28 Jämförelse mellan spänning i noder nära felområdet.

Total lastfrånkoppling (Konventionell): 656 MW  
 Total lastfrånkoppling (Spänningsstyrd): 66 MW

I tabell 5.10 jämförs belastning på transmissionsledningar när spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling respektive underfrekvensstyrd lastfrånkoppling används.

Från nod	Till nod	Last (MW) Konv.	Last (MW) Spän.	Märkeffekt (MW)	Procent Konv.	Procent Spän.
1011	1013	194	218	200	<b>97</b>	109
1011	1013	194	218	200	<b>97</b>	109
1021	1022	189	211	200	<b>94</b>	105
1021	1022	189	211	200	<b>94</b>	105
4011	4012	365	412	400	<b>91</b>	103
4011	4021	692	802	700	<b>99</b>	115
4011	4022	513	590	500	<b>103</b>	118
4011	4071	144	170	100	<b>144</b>	170
4012	4022	667	764	600	<b>111</b>	127
4012	4071	95	113	100	<b>95</b>	113
4021	4032	388	439	400	<b>97</b>	110
4021	4042	519	605	600	<b>87</b>	101
4022	4031	752	872	700	<b>107</b>	125
4022	4031	752	872	700	<b>107</b>	125
4062	4063	304	282	300	102	<b>94</b>
4062	4063	304	282	300	102	<b>94</b>

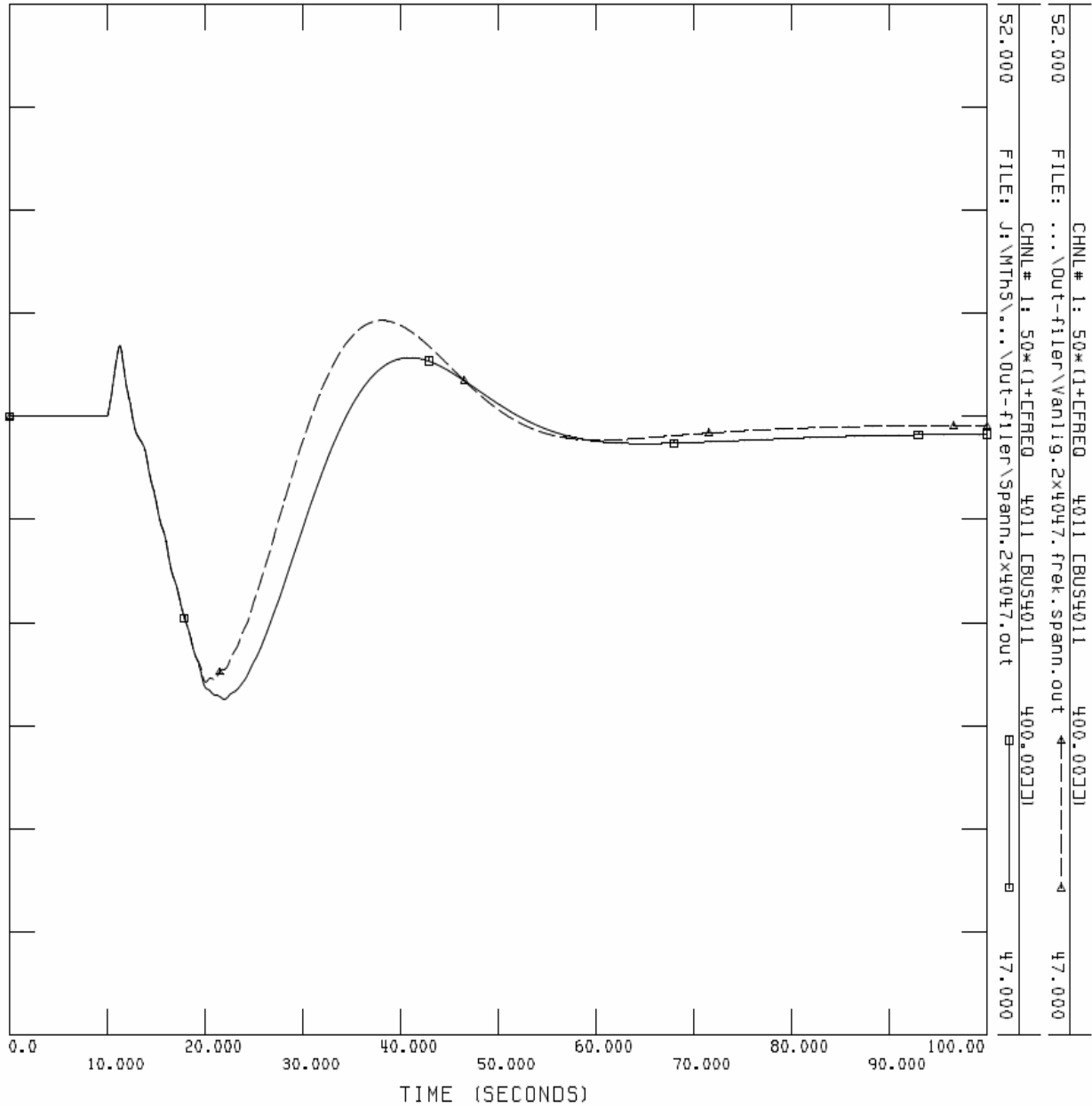
Tabell 5.10 Transmissionsledningarnas last jämförs för de två metoderna för lastfrånkoppling.

I figur 5.27 ser vi att frekvensen vänder snabbare då konventionell lastfrånkoppling används, detta är naturligt då mycket mer last kopplas bort i fallet då konventionell lastfrånkoppling används. Spänningarna i figur 5.28 är bättre för den konventionella lastfrånkopplingen då mer last kopplas bort. Det är också tydligt att den konventionella lastfrånkopplingen medför mindre belastning på transmissionsledningarna i systemet. Den totalt frånkopplade lasten i systemet är mycket olika för de två metoderna, då felområdet inte innehåller mycket last blir bortkopplingen väldigt liten för den spänningstyrda metoden.

I ett område där produktion dominerar, fungerar den spänningstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen mindre bra. Det finns helt enkelt inte tillräckligt med last i felområdet att koppla bort för att påverka systemet positivt.

Sist jämförs den konventionella lastfrånkopplingen med den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen vid ett produktionsbortfall i södra delen av systemet. Värmekraftverken i nod 4047 kopplas bort med ett totalt effektbortfall på 1080 MW.

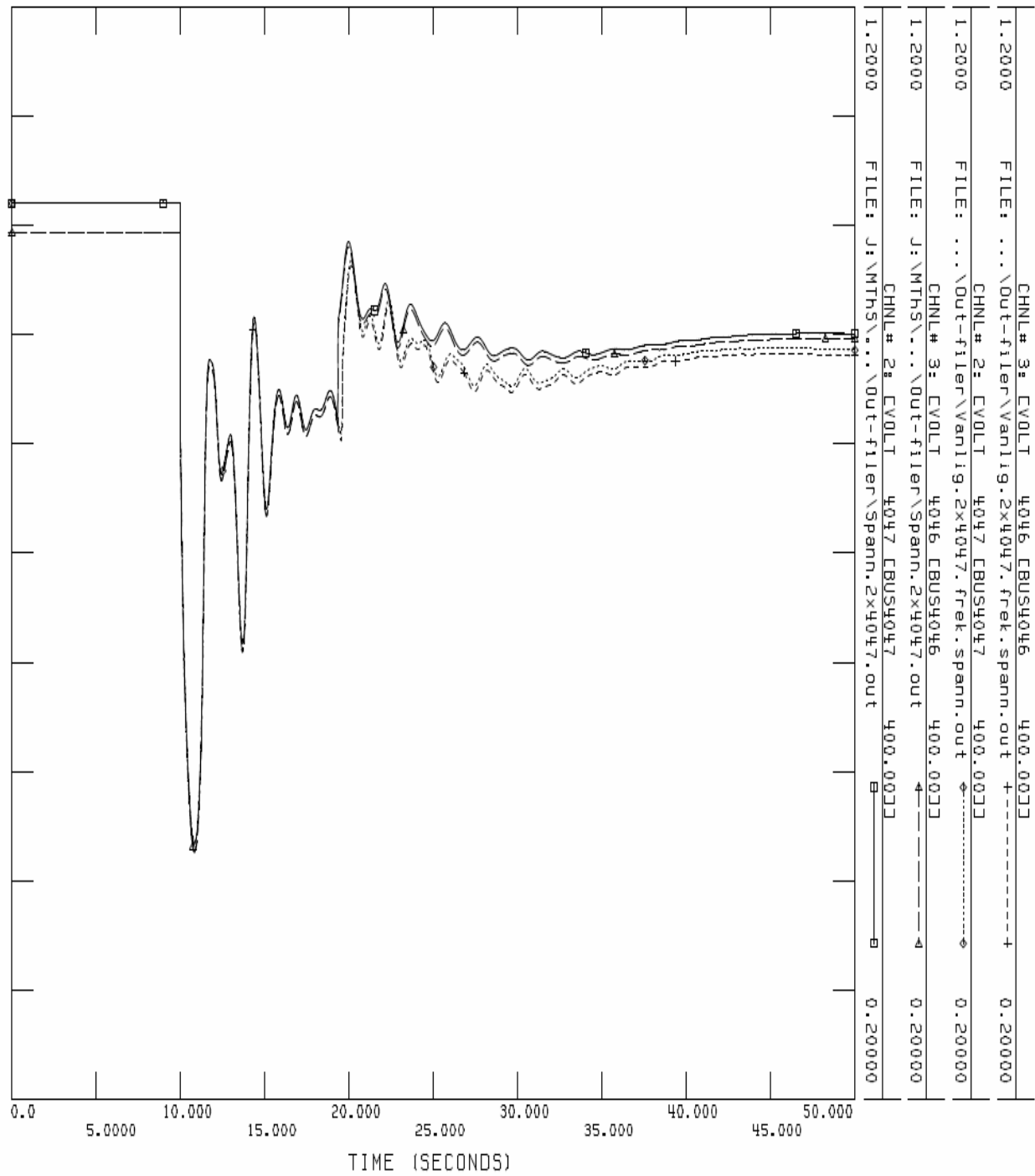
I figur 5.29 och 5.30 visas frekvens<sup>4</sup> och spänning i närliggande noder.



Figur 5.29 Jämförelse mellan frekvensavvikelserna för de två olika lastfrånkopplingsmetoderna.

<sup>4</sup> Frekvensen är inte korrekt i början, detta beror troligen på lösningsmatrisen.





Figur 5.30 Jämförelse mellan spänning i noder nära felområdet.

Total lastfrånkoppling (Konventionell): 653 MW

Total lastfrånkoppling (Spänningsstyrd): 750 MW

I tabell 5.11 jämförs belastning på transmissionsledningar när spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling respektive underfrekvensstyrd lastfrånkoppling används.

Från nod	Till nod	Last (MW) Konv.	Last (MW) Spän.	Märkeffekt (MW)	Procent Konv.	Procent Spän.
1011	1013	200	205	200	<b>100</b>	103
1011	1013	200	205	200	<b>100</b>	103
4011	4021	783	764	700	112	<b>109</b>
4011	4022	512	501	500	102	<b>100</b>
4011	4071	167	133	100	167	<b>133</b>
4012	4022	673	660	600	112	<b>110</b>
4012	4071	111	95	100	111	<b>95</b>
4021	4042	667	650	600	111	<b>109</b>
4022	4031	772	760	700	110	<b>109</b>
4022	4031	772	760	700	110	<b>109</b>
4031	4032	1028	986	800	129	<b>123</b>
4031	4041	661	668	600	<b>110</b>	111
4031	4041	661	668	600	<b>110</b>	111
4032	4042	656	630	500	131	<b>126</b>
4032	4044	730	712	600	122	<b>119</b>
4041	4044	694	635	500	139	<b>127</b>
4042	4043	1064	978	700	152	<b>140</b>
4043	4044	621	464	100	621	<b>464</b>
4043	4046	581	495	200	291	<b>248</b>

Tabell 5.11 Transmissionsledningarnas last jämförs för de två metoderna för lastfrånkoppling.

Frekvensen vänder snabbt för bägge metoderna och håller sig över 48 Hz. Spänningen i närliggande noder är bättre för den spänningstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen då mer last kopplas bort i felområdet. Ungefär lika mycket last kopplas bort för bägge metoderna, mindre än produktionsbortfallet för båda metoderna för lastfrånkoppling. Då tabell 5.11 studeras är det tydligt att belastningen i systemet påverkas positivt när den spänningstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen används.

Resultatet visar att spänningstyrd underfrekvenslastfrånkoppling är positiv att använda i områden med mycket last.

## 6 Diskussion

Detta examensarbete har fokuserat på att jämföra spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling med konventionell underfrekvensstyrd lastfrånkoppling. Vi har främst fokuserat på att ta fram en PSS/E-modell för att utföra simuleringar med den spänningsstyrda lastfrånkopplingen och undersöka de fördelar som den nya metoden ger.

Alla simuleringar gjordes i Nordic32 systemet. Det visade sig att systemet inte är det mest lämpliga att använda för simuleringar med den spänningsstyrda metoden för lastfrånkoppling. Den spänningsstyrda metoden för lastfrånkoppling visade sig mest lämplig i system med jämnt fördelad last och produktion, detta är något Nordic32 inte uppfyller då systemet har sin produktion främst i norra delarna och lasten koncentrerad till södra delen av systemet. Det finns dock en del områden i Nordic32 som har jämnt fördelad produktion och last där de flesta simuleringarna genomfördes för den spänningsstyrda lastfrånkopplingen. Dock begränsades möjligheterna att utföra simuleringar på många olika platser i systemet då resultaten i många fall blir sämre än de med konventionell lastfrånkoppling.

Parametrarna för den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen valdes med följande i åtanke; vi ville koppla bort last främst i felområdet, bibehålla bra frekvenssvar och koppla bort ungefär samma mängd last som den konventionella lastfrånkopplingen. Vid ett produktionsbortfall faller spänningen i felområdet, spänningen i övriga system är relativt oförändrad. Detta leder till en kort tidsfördröjning inom felområdet och en längre tidsfördröjning för områden där spänningen är oförändrad. Med detta i åtanke valdes en hög tidsfördröjning  $t_{max}$  för stora produktionsbortfall då det tar längre tid för frekvensen att återhämta sig. En kort tidsfördröjning skulle leda till att last kopplas bort i områden utanför felområdet då last alltid kopplas bort vid tiden  $t_{max}$  om frekvensen fortfarande är under ett visst värde och området har nominell spänning.

Den konventionella lastfrånkopplingen kopplar bort last samtidigt runt om i systemet då denna styrs av frekvensen, detta leder till att 6 % (då 6 % lastfrånkoppling per steg används) av systemets totala last kopplas bort vid varje steg. I ett system med 11 GW last är 6 % en signifikant mängd last. Den spänningsstyrda lastfrånkopplingen har ett mindre område att koppla bort last på vilket innebär att större steg valdes för att kunna koppla bort ungefär lika mycket last som den konventionella lastfrånkopplingen vid varje steg. Antal steg som används är färre för den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen jämfört med konventionell lastfrånkoppling. Det kommer naturligt ifrån att mer last måste kopplas bort i varje steg för att påverka frekvensen i systemet, vilket gör att den mesta lasten har kopplats bort under de första 2 – 3 stegen och ingen anledning finns att ha fler.

Resultaten ifrån simuleringarna är vad vi väntade oss när vi började med examensarbetet. Ett av problemen med konventionell lastfrånkoppling är just överbelastade transmissionsledningar då stor effekt måste överföras från ett område till ett annat. Detta förbättras naturligtvis om last kopplas bort endast i felområdet vilket lämnar övriga systemet relativt opåverkat av störningen. Spänningarna påverkades positivt då last kopplades bort i felområdet, detta kändes också naturligt då konsumtionen av reaktiv effekt minskar vilket höjer spänningen.

## 7 Slutsatser

Detta kapitel sammanfattar de slutsatser som är dragna angående den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen.

Metoden lämpar sig bäst i ett elkraftsystem där produktion och last är jämnt fördelade, att använda metoden i ett system som det nordiska ger i många fall sämre resultat än konventionell lastfrånkoppling.

Den spänningsstyrda metoden för lastfrånkoppling har positiv effekt på transmissionsledningarnas belastning. Genom att koppla bort last främst i felområdet lämnas övriga systemet relativt opåverkat av störningen, belastningarna på transmissionsledningarna påverkas då inte nämnvärt. Detta är mycket positivt då elkraftsystemet bibehåller de marginaler som måste finnas för ökad transmission i nätet, systemet befinner sig med andra ord i ett tillstånd att kunna hantera nya fel. För den konventionella lastfrånkopplingen ökar belastningen på systemets transmissionsledningar betydligt efter ett fel vilket minskar de marginaler som måste finnas i systemet, systemets förmåga att hantera nya fel minskar således.

Spänningen i felområdet förbättras då den spänningsstyrda metoden används jämfört med konventionell lastfrånkoppling. Då mer last kopplas bort i felområdet minskar behovet av reaktiv effekt avsevärt vilket leder till ökad spänning.

Spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling rekommenderas framför den konventionella lastfrånkopplingen för system med jämnt fördelad last och produktion då stora fördelar finns med denna metod.

### 7.1 Fortsatt arbete

I detta examensarbete har simuleringar utförts på den spänningsstyrda underfrekvenslastfrånkopplingen i Nordic32-systemet. Det vore intressant att i framtida arbeten utföra simuleringar med andra system som är mer lämpade för användning av spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling för att få en bättre inblick i dess för- och nackdelar jämfört med konventionell underfrekvenslastfrånkoppling.

## APPENDIX 1 – PSS/E-modell för spänningsstyrd underfrekvenslastfrånkoppling

```
SUBROUTINE LOADBL(I,ISLOT,ISLOT2)
```

```
INCLUDE 'COMON4.INS'
```

```
INTEGER      I,ISLOT,ISLOT2
INTEGER      IB, J
REAL         FREQ, Stage1, Stage2, Stage3, Stage4, Stage5, TDelay,
             BUSVOLT, UMin, UNom, TMin, TMax
COMPLEX      ImagPower1, ImagPower2, BVoltComp
```

```
KPAUS = 1
KTRIP = 1
TMin = 0.15
TMax = 20.0
Stage1 = 48.8
Stage2 = 48.6
Stage3 = 48.4
Stage4 = 48.2
Stage5 = 48.0
```

C CON(J) = Variabel som kontrollerar vilket Steg som skall utföras  
C CON(J+1) = Variabel som kontrollerar att time delayen bara räknas ut en gång.  
C CON(J+2) = Variabel som lagrar tiden då lasten skall kopplas bort  
C CON(J+3) = Variabel som kontrollerar att UNom bara räknas ut en gång  
C CON(J+4) = Variabel som lagrar UNom

```
J=LDSTRT(1,ISLOT)
```

```
IB=NUMLOD(I)
FREQ=(1+BSFREQ(IB))*50
```

```
IF(CON(J+3).EQ.1)
  BVoltComp = VOLT(IB)
  BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
  CON(J+4) = BUSVOLT
  CON(J+3) = 2
FIN
```

```
ImagPower1 = CLODFR(1,I)
ImagPower2 = CLODFR(3,I)
```

### C Start Steg 1

```
IF(FREQ.GT.Stage1.AND.CON(J).EQ.1)
CON(J+1) = 1
FIN
```

```
IF(FREQ.LT.Stage1.AND.CON(J).EQ.1)
```

### C Uträkning Time Delay Steg 1

```
IF(CON(J+1).EQ.1)
BVoltComp = VOLT(IB)
BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
UNom = CON(J+4)
UMin = 0.90*UNom
```

```
CONDITIONAL
(BUSVOLT.GT.UNom) TDelay = TMax
(BUSVOLT.LT.UMin) TDelay = TMin
(BUSVOLT.GT.UMin.AND.BUSVOLT.LT.UNom)
TDelay=(BUSVOLT-UMin)/(UNom-UMin)
TDelay=(TDelay*TDelay)*(Tmax-TMin)+TMin
FIN
FIN
```

```
CON(J+2) = TIME + TDelay
CON(J+1) = 2
FIN
```

### C Frånkoppling av last Steg 1

```
IF(TIME.GT.CON(J+2))
CLODFR(1,I) = ImagPower1*0.94
CLODFR(3,I) = ImagPower2*0.94
CON(J) = 2
```

```
WRITE(lpdev,*) 'Stage1', NUMBUS(IB)
WRITE(lpdev,*) 'TIME', TIME
```

```
FIN
FIN
```

### C Steg 2

```
IF(FREQ.GT.Stage2.AND.FREQ.LT.Stage1.AND.CON(J).EQ.2)
CON(J+1) = 2
FIN
```

```
IF(FREQ.LT.Stage2.AND.CON(J).EQ.2)
```

### C Uträkning Time Delay Steg 2

```
IF(CON(J+1).EQ.2)
BVoltComp = VOLT(IB)
BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
UNom = CON(J+4)
UMin = 0.90*UNom
```

```
CONDITIONAL
(BUSVOLT.GT.UNom) TDelay = TMax
(BUSVOLT.LT.UMin) TDelay = TMin
(BUSVOLT.GT.UMin.AND.BUSVOLT.LT.UNom)
TDelay=(BUSVOLT-UMin)/(UNom-UMin)
TDelay=(TDelay*TDelay)*(Tmax-TMin)+TMin
FIN
FIN
```

```
CON(J+2) = TIME + TDelay
CON(J+1) = 3
FIN
```

### C Frånkoppling av last Steg 2

```
IF(TIME.GT.CON(J+2))
CLODFR(1,I) = ImagPower1*(88.0/94.0)
CLODFR(3,I) = ImagPower2*(88.0/94.0)
CON(J) = 3
```

```
WRITE(lpdev,*) 'Stage2', NUMBUS(IB)
WRITE(lpdev,*) 'TIME', TIME
```

```
FIN
```

```
FIN
```

### C Start Steg 3



```
IF(FREQ.GT.Stage3.AND.FREQ.LT.Stage2.AND.CON(J).EQ.3)
CON(J+1) = 3
FIN
```

```
IF(FREQ.LT.Stage3.AND.CON(J).EQ.3)
```

### C Uträkning Time Delay Steg 3

```
IF(CON(J+1).EQ.3)
BVoltComp = VOLT(IB)
BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
UNom = CON(J+4)
UMin = 0.90*UNom
```

```
CONDITIONAL
(BUSVOLT.GT.UNom) TDelay = TMax
(BUSVOLT.LT.UMin) TDelay = TMin
(BUSVOLT.GT.UMin.AND.BUSVOLT.LT.UNom)
TDelay=(BUSVOLT-UMin)/(UNom-UMin)
TDelay=(TDelay*TDelay)*(Tmax-TMin)+TMin
FIN
FIN
```

```
CON(J+2) = TIME + TDelay
CON(J+1) = 4
FIN
```

### C Frånkoppling av last Steg 3

```
IF(TIME.GT.CON(J+2))
CLODFR(1,I) = ImagPower1*(82.0/88.0)
CLODFR(3,I) = ImagPower2*(82.0/88.0)
CON(J) = 4
```

```
WRITE(lpdev,*) 'Stage3', NUMBUS(IB)
WRITE(lpdev,*) 'TIME', TIME
```

```
FIN
```

```
FIN
```

### C Start Steg 4

```
IF(FREQ.GT.Stage4.AND.FREQ.LT.Stage3.AND.CON(J).EQ.4)
CON(J+1) = 4
FIN
```

```
IF(FREQ.LT.Stage4.AND.CON(J).EQ.4)
```

#### C Uträkning Time Delay Steg 4

```
IF(CON(J+1).EQ.4)
BVoltComp = VOLT(IB)
BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
UNom = CON(J+4)
UMin = 0.90*UNom
```

```
CONDITIONAL
(BUSVOLT.GT.UNom) TDelay = TMax
(BUSVOLT.LT.UMin) TDelay = TMin
(BUSVOLT.GT.UMin.AND.BUSVOLT.LT.UNom)
TDelay=(BUSVOLT-UMin)/(UNom-UMin)
TDelay=(TDelay*TDelay)*(Tmax-TMin)+TMin
FIN
FIN
```

```
CON(J+2) = TIME + TDelay
CON(J+1) = 5
FIN
```

#### C Frånkoppling av last Steg 4

```
IF(TIME.GT.CON(J+2))
CLODFR(1,I) = ImagPower1*(76.0/82.0)
CLODFR(3,I) = ImagPower2*(76.0/82.0)
CON(J) = 5
```

```
WRITE(lpdev,*) 'Stage4', NUMBUS(IB)
WRITE(lpdev,*) 'TIME', TIME
```

```
FIN
```

```
FIN
```

#### C Start Steg 5

```
IF(FREQ.GT.Stage5.AND.FREQ.LT.Stage4.AND.CON(J).EQ.5)
CON(J+1) = 5
FIN
```

```
IF(FREQ.LT.Stage5.AND.CON(J).EQ.5)
```

### C Uträkning Time Delay Steg 5

```
IF(CON(J+1).EQ.5)
BVoltComp = VOLT(IB)
BUSVOLT = ABS(BVoltComp)
UNom = CON(J+4)
UMin = 0.90*UNom
```

```
CONDITIONAL
(BUSVOLT.GT.UNom) TDelay = TMax
(BUSVOLT.LT.UMin) TDelay = TMin
(BUSVOLT.GT.UMin.AND.BUSVOLT.LT.UNom)
TDelay=(BUSVOLT-UMin)/(UNom-UMin)
TDelay=(TDelay*TDelay)*(Tmax-TMin)+TMin
FIN
FIN
```

```
CON(J+2) = TIME + TDelay
CON(J+1) = 6
FIN
```

### C Frånkoppling av last Steg 5

```
IF(TIME.GT.CON(J+2))
CLODFR(1,I) = ImagPower1*(70.0/76.0)
CLODFR(3,I) = ImagPower2*(70.0/76.0)
CON(J) = 6
```

```
WRITE(lpdev,*) 'Stage5', NUMBUS(IB)
WRITE(lpdev,*) 'TIME', TIME
```

```
FIN
```

```
FIN
```

```
RETURN
END
```

## Referenser

- [1] IEEE/CIGRÉ gemensam arbetsgrupp för Stability Terms and Definitions. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 2, MAY 2004
- [2] Kenneth Walve, *Kraftsystemets dynamik och dimensionering*, Svenska Kraftnät, Rev 1999.
- [3] PSS/E 30.2 Program Application Guide, SIEMENS, November 2005.
- [4] Math Bollen, *Voltage Control and Short Circuits in Power Systems*, Chalmers, 2003
- [5] [www.nordpool.se](http://www.nordpool.se), våren 2008
- [6] Göran Andersson, *Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*, Electric Power Systems KTH, March 2000.
- [7] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1993.
- [8] Nordel, *Nordic Grid Code*, 2004
- [9] CIGRE TF 38.02.08, *Long Term Dynamics Phase II, Final Report*, Mars 1995.
- [10] J Lewis, Thomas J. Domin, *Protective Relaying – Principles and Applications*, Third Edition, CRC Press, 2007
- [11] Internt ABB-material