



**KTH Elektro-
och systemteknik**

Frekvensreglering i det nordiska kraftsystemet

- Modellering i PSS/E -



Sylvia Persic

XR-EE-ES 2007: 008

Sammanfattning

Svenska Kraftnät har (tillsammans med övriga systemansvariga för det nordiska kraftsystemet) i uppgift att hålla effekthalansen i det nordiska elkraftsystemet. Tillfälliga lastvariationer och eventuella systemstörningar skapar dock obalans som leder till frekvensvariationer. Frekvensvariationerna kan hållas inom tekniskt godtagbara nivåer med hjälp av de störningsreserver som förses av bland annat vattenkraften. Men variationerna begränsas inte enbart med hjälp av de upphandlade reserverna, utan det finns också egenskaper i kraftsystemet som hjälper till att begränsa frekvensfallet och stabilisera frekvensen. Lastens frekvens- och spänningsberoende medför att belastningen naturligt sjunker som en följd av det frekvens- och spänningsfall som uppträder vid ett produktionsfrånslag. Det finns också en automatisk reglering av likströmslänkar som startar vid lägre frekvenser.

Detta examensarbete grundar sig på studier som genomförs i simuleringsprogrammet PSS/E. Arbetet resulterar i en grundlig utredning av den nordiska frekvensregleringsmodellen. Stor vikt läggs på att presentera systemuppbyggnaden i PSS/E, vilket bl.a. resulterat i en närmare undersökning och utvärdering av olika turbinregulatormodeller och modeller för lastens frekvens- och spänningsberoende.

Utredning resulterar slutligen i en djupare analys av reglerstyrkemodelleringen i Svenska Kraftnäts modell av det nordiska synkronsystemet i PSS/E. Nya reglerstyrkefördelningar tas fram, som ett alternativ till den befintliga fördelningen i dagens PSS/E modell. Reglerstyrkemodellernas påverkan på effekthalansen studeras sedan för att ta reda på om förändringen av reglerstyrkan har någon större påverkan på systemets frekvensreglering och stabilitet, som måste beaktas innan den nya modellen implementeras i PSS/E.

Abstract

Svenska Kraftnät is (together with the other transmission system operators of the Nordic power system) responsible for keeping balance between the generated and demanded power in the Nordic power system. Spontaneous load variations and system disturbances, however, lead to power imbalance followed by frequency variations. The frequency deviations can be limited to an acceptable level by the spinning reserve, mainly by hydro power control. But there are also other system properties which have a great influence on the frequency and system stability. The frequency and voltage dependence of the loads have a direct influence on the power balance. The load naturally decreases because of the frequency and voltage drop that occurs in case of a sudden drop of a generating unit. Moreover, the emergency power control of the HVDC-transmission is activated at lower frequencies.

This Master thesis is based on studies performed with the simulation program PSS/E. The work results in a comprehensive investigation regarding the Nordic model of frequency control. The system design is of great importance in PSS/E. Therefore the turbines including their control systems and models for the frequency and voltage dependence of the loads are examined in detail.

Further deeper analysis regarding the modelling of the spinning reserve in PSS/E is performed. New models are developed as an alternative to the existing model of the spinning reserve in PSS/E. Their effect on the power balance is examined to determine if the modification of the spinning reserve has any significant impact on the frequency control or stability of the system, that has to be considered before the new model is implemented in PSS/E.

INNEHÅLL

LISTA ÖVER ANVÄNDA BETECKNINGAR:	1
1 INTRODUKTION	3
1.1 Syfte	3
1.2 Tack till	3
2 TEORETISK BAKGRUND	4
2.1 Vikten av frekvensreglering	4
2.2 Frekvensregleringsprincipen	4
2.2.1 Effektbalans i kraftsystemet	5
2.2.2 Effektobalanser	5
Lastvariationer	5
Driftstörningar	5
2.2.3 Synkront kraftsystem	5
2.2.4 Tillåtet frekvensintervall	6
2.2.5 Reglerstyrka	6
2.2.6 Reglermetoder	7
Primär frekvensreglering	7
Sekundär reglering	7
Principen för primär- och sekundärreglering	8
2.3 Reglerstrategier i det nordiska elkraftsystemet	9
2.3.1 Effektregering i normaldrift	10
Primär frekvensreglering	10
Sekundär reglering	10
2.3.2 Effektregering för störd drift	10
Momentan störningsreserv	10
Snabb störningsreserv	10
Långsam störningsreserv	11
2.4 Frekvensregleringsmodell	11
2.5 Mininät i PSS/E	12
2.5.1 Simulering av mininät i PSS/E	15
2.5.2 NETFRQ – funktionen i PSS/E	17
2.5.3 Simulering av mininät i PSS/E, med NETFRQ-funktionen aktiverad	19
2.6 Frekvensreglering i produktionskällor	22
2.6.1 Principen för turbinreglersystem i vattenkraftsaggregat	23
2.6.2 Matematisk modell av en vattenturbinregulator	25
Turbinen	26
Turbinregulatorn	29
Turbinreglersystem	30
2.6.3 Principen för turbinreglersystem i värmekraftsaggregat	32
2.6.4 Simulering av mininät i PSS/E med turbinregulator	33
Simulering med HYG0V på mininät i PSS/E	33
Simulering med TGOV1 på mininät i PSS/E	39
Simulering med GAST på mininät i PSS/E	44
2.6.5 Slutsatser gällande frekvensreglering hos olika produktionskällor	48
2.7 Lastens spännings- och frekvensberoende	48

2.7.1	Definition av last	49
2.7.2	Modellering av lasten	49
	Frekvensberoende last	50
	Statisk last.....	51
	Dynamisk last	53
	Motorlast	54
2.7.3	PSS/E modeller för lastsimulering	55
	Lastens spänningsberoende: CONL-funktionen	55
	Lastens frekvensberoende: LDFR-modellen	65
	Lastens naturliga inverkan på frekvensregleringen	69
2.8	Systemvärn	70
	Automatisk fränkoppling av kraftstationer	71
	Manuell nedreglering.....	71
	Reglering av HVDC-länkar, nödeffekt.....	71
	Bortkoppling eller nedreglering av produktion	71
	Automatisk förbrukningsfränkoppling, AFK	72
	Manuell förbrukningsfränkoppling, MFK	72
2.8.1	Illustration av systemvärnsingrepp med mininät i PSS/E.....	72
	Systemvärn – HVDC.....	73
	Systemvärn – PFK.....	74
	Systemvärn – AFK	75
	Kommentarer gällande simuleringar	75
2.9	Sammanfattad bild av frekvensregleringen i ett elkraftsystem	83
3	ANALYS.....	85
3.1	Systemuppbyggnad i PSS/E	85
3.2	Sammanställning av förutsättningar för modellering och analys.....	86
	3.2.1 Nordel's krav gällande driftsreserven.....	86
	3.2.2 Överföringskapacitet	87
3.3	Modellering av reglerstyrkefördelningen i PSS/E	89
3.4	Modeller för reglerstyrkefördelning i PSS/E.....	91
	3.4.1 Modell 1: Svenska Kraftnäts befintliga modell av reglerstyrkefördelningen i PSS/E.....	91
	3.4.2 Modell 2: Nordels krav gällande reglerstyrkefördelningen	92
	3.4.3 Modell 3: Omfördelning av reglerstyrkan per snittområde	93
3.5	Evaluering av reglerstyrkemodeller i PSS/E	94
	3.5.1 Viktiga begrepp	94
3.6	Frekvensen	94
	3.6.1 Frekvensökning på grund av trefasig kortslutning	96
	3.6.2 Frekvensfall på grund av produktionsbortfall.....	97
3.7	Effektöverföringar mellan delsystem och snittområden	99
	3.7.1 Reglerstyrkans inverkan på effektlödet i systemet.....	99
	3.7.2 Principexempel.....	102
3.8	Systemvärnen	103
	3.8.1 EPCUF6 – PSS/E users model	103
	3.8.2 EPC-ingrepp för respektive reglerstyrkemodell	103
3.9	Lastens naturliga inverkan	110
	3.9.1 Simuleringar på den nordiska kraftsystemmodellen i PSS/E	111

3.10	Effektpendlingar	112
3.10.1	Reglerstyrkans inverkan på dämpningen/effektpendlingarna.....	113
4	SLUTSATS	117
4.1	Förslag på vidare arbete.....	118
BILAGA A : DEFINITION AV PARAMETERVÄRDEN FÖR HYGÖV-MODELLEN I PSS/E		119
BILAGA B : MININÄT I PSS/E FÖR ILLUSTRATION AV SYSTEMVÄRN - AFK.		123
BILAGA C : FREKVENSSVAR.....		125
BILAGA D : EFFEKTBALANS FÖR NORDELNÄTET		131
BILAGA E: KRAFTNÄTET I NORDVÄSTEUROPA		136
LITTERATURFÖRTECKNING		137

Lista över använda beteckningar:

t = tiden [s]

g = tyngdaccelerationen 9,81 [m/s²]

f = frekvens [Hz]

f_s = systemets basfrekvens [Hz]

f_0 = nominell frekvens 50,0 [Hz]

ω = vinkelhastighet [rad/s]

ω_s = systemets vinkelhastighet $2\pi f_s$ [rad/s]

ω_0 = nominell vinkelhastighet $2\pi f_0$ [rad/s]

ω_g = generatorns vinkelhastighet [rad/s]

P_{mek} = mekaniska effekten [MW]

P_{mek0} = mekaniska effekten vid stationärt tillstånd, jämviktsläge [MW]

ΔP_{mek} = förändring av det mekaniska effektpådraget [MW]

P_e = elektriska effekten [MW]

P_{e0} = elektriska effekten vid stationärt tillstånd, jämviktsläge [MW]

ΔP_e = förändring av det elektriska effektuttaget [MW]

P_L = aktiva lasten [MW]

ΔP_L = förändring av den aktiva lasten [MW]

Q_L = reaktiva lasten [MVAR]

ΔQ_L = förändring av den reaktiva lasten [MVAR]

S_{ng} = märkeffekt för maskinen (generatorbas i PSS/E) [MVA]

P_{bas} = baseffekt för systemet, (turbinbas i PSS/E) [MW]

H = tröghetskonstanten för maskinen [s]

D = positiv dämpningskonstant som modellerar lastens frekvensberoende [MW/Hz]

R = reglerstyrka [MW/Hz]

σ = statik-värdet [Hz/MW]

Vattenkraft:

T = tidskonstant som anger regleringreppets hastighet och storlek [s]

T_i = integrationskonstant [s]

T_w = vattenanloppstiden [s]

Y = lucköppningens läge

ΔY = förändring av lucköppningens läge

v = vattenhastigheten [m/s]

v_{out} = utflödets hastighet [m/s]

q = vattenflödet [m^3/s]

h = fallhöjd [m]

L = tilloppstubens längd [m]

A = tilloppstubens area [m^2]

a = tilloppstubens effektiva öppning [m^2]

1 Introduktion

Svenska Kraftnät sköter stamnätet för elkraft och har systemansvaret för den svenska elförsörjningen. Detta ansvar innebär att se till att elsystemet kortsiktigt är i balans och att dess anläggningar samverkar driftsäkert.

Detta examensarbete är framtaget på avdelningen Nätutveckling på Svenska Kraftnät i Råcksta. Examensarbetet behandlar ämnesområdet frekvensreglering och arbetet utförs i simuleringsprogrammet PSS/E. Förkortningen PSS/E står för Power System Simulator och är ett programpaket som är framtaget av det amerikanska företaget PTI (Power Technologies, Inc.). Programmet är att se som ett kraftfullt beräkningsverktyg för elkraftanalys.

1.1 Syfte

Syftet med examensarbetet var att genomföra en grundlig studie av den nordiska frekvensregleringsprincipen och de medverkande komponenter som bidrar till frekvensregleringen i kraftsystemet.

En stor del av studien grundar sig på en analys av systemuppbyggnaden i PSS/E och utredningen resulterar slutligen i en djupare analys av reglerstyrkemodelleringen i PSS/E. Nya reglerstyrkemodeller tas fram och studerades, som ett alternativ till den befintliga reglerstyrkefördelningen i dagens PSS/E modell av det nordiska synkronsystemet.

1.2 Tack till

Jag vill rikta ett stort tack till Svensk Kraftnät och Ulf Moberg som gjort det möjligt för mig att genomföra mitt examensarbete på avdelningen Nätutveckling. Jag vill tacka mina handledare Magnus Danielsson och Therese Fahlberg på Svenska Kraftnät för ert stöd genom hela mitt arbete. Jag vill även tacka övriga medarbetare på Nätteknik och Driften för ert stöd och den utbildning jag erbjudits.

Slutligen vill jag rikta ett stort tack till min handledare Valery Knyazkin och examinator Mehrdad Ghandhari på KTH. Jag är väldigt tacksam för den hjälp och det stöd jag fått av er.

2 Teoretisk bakgrund

I denna utredning kommer frekvensregleringsprincipen i det nordiska synkronnätet diskuteras. En frekvensregleringsmodell presenteras, som ger en överblick och förståelse kring de olika systemkomponenternas inverkan på effektbalansen.

Utredningen kompletteras av en analys som genomförs på ett mininät i PSS/E. I samband med att en komponents inverkan på effektbalansen presenteras, adderas denna funktion till mininätet i PSS/E. Modellen resulterar slutligen i en förenklad modell av ett litet kraftsystem. Syftet med de analyser som genomförs på mininätet är att utifrån ett isolerat system kunna belysa och förklara de olika systemkomponenternas inverkan på effektbalansen och frekvensen.

2.1 Vikten av frekvensreglering

Effektbalansen i ett kraftsystem måste hållas mycket noggrann, annars avviker frekvensen från sitt nominella värde på 50,0 Hz. Uppstår obalans i systemet krävs aktivering av frekvensreglerande utrustning för att återställa frekvensen till sitt nominella värde. Allt för stora avvikelser kan orsaka stor skada på systemkomponenterna. Om systemfrekvensen exempelvis sammanfaller med resonansfrekvensen hos turbinblad eller turbinaxlar, måste dessa kraftverk tas ur drift för att undvika stora skador. Vidare är generatorer och transformatorer dimensionerade för att arbeta vid nominell frekvens. En allt för stor frekvensavvikelse medför bland annat ökad upphettning av lindningarna som därför riskerar att skadas. Ångturbiner är mycket känsliga, och får under inga omständigheter utsättas för en frekvens som understiger 47,5 Hz. Det kan då uppstå skadliga vibrationer i de mekaniska systemen. Vattenkraftsaggregat är dock robustare och klarar frekvenser ner till 45,0 Hz. Dessutom arbetar flertalet av de apparater som är anslutna till systemet sämre om en nominell frekvens ej upprätthålls. Ovanstående diskussion belyser vikten av frekvensreglering [8].

2.2 Frekvensregleringsprincipen

Frekvensregleringen i kraftsystemet ser till så att balansen mellan produktion och konsumtion kortsiktigt upprätthålls. Om obalans uppstår blir systemet instabilt. En obalans i aktiv effekt påverkar frekvensen i systemet. Medan en obalans i reaktiv effekt påverkar systemspänningen. I denna analys skall frekvensens beteende studeras, därför ligger fokus på reglering av aktiv effekt.

2.2.1 Effektbalans i kraftsystemet

Effektbalans är en viktig och avgörande egenskap i kraftsystemet. Den upplagrade mekaniska energin i systemet är relativt liten, varför produktion och konsumtion ständigt måste vara i balans. En frekvensavvikelse i jämförelse med den nominella frekvensen på 50,0 Hz är en följd av obalans i systemet. För att uppnå effektbalans krävs noggrann driftplanering av produktionen. Vidare måste systemet klara av oväntade last- och/eller produktionsvariationer. Av denna anledning är de automatiskt reglerade aggregaten i systemet av stor betydelse.

I kraftsystemet finns dock en naturlig tröghet mot frekvensändringar. Denna mekaniska rörelseenergi är i huvudsak, till över 95%, koncentrerad till den roterande massan i kraftverkens generatorer och turbiner.

Dessutom har belastningen en naturligt stabiliserande effekt på balansen i kraftsystemet. Lasten i systemet är frekvensberoende. Ökar frekvensen, ökar även konsumtionen av aktiv effekt, och vice versa. Lastminskningen är emellertid mycket liten, ca 1% per Hz [2].

2.2.2 Effektobalanser

Kraftsystemet utsätts ständigt för störningar i form av lastvariationer och bortfall av systemkomponenter samt produktion. Detta påverkar effektbalansen och därmed frekvensen.

Lastvariationer

Systemets belastning har en naturlig dygnsvariation. Inom det nordiska systemet beräknas denna variation i medeltal ligga på $\pm 1\%$ i minutskala. Dessutom förekommer vissa tydliga trender. T.ex. ökar belastningen på systemet under morgontimmarna. Dessa spontana lastvariationer kompenseras till största delen av produktionsändringar. Finjusteringar kräver dock automatisk reglering [2].

Driftstörningar

En kraftig driftstörning även kallat dimensionerande fel innebär bortfall av en ledning, samlingsskena, transformator, produktionsenhet eller konsumtion. En förståelse för driftstörningens påverkan på systemet fås genom följande liknelse: Antag bortfall av ett stort kärnkraftsaggregat. Ett sådant aggregat motsvarar 2% av belastningen i det nordiska systemet och ger upphov till en frekvensminskning på 0,1 Hz /sekund. Denna typ av obalans skall kompenseras inom 10 sekunder. Inom det nordiska systemet används då framför allt den reglerpotential som finns tillgänglig i form av vattenkraft [2].

2.2.3 Synkront kraftsystem

När man betraktar effektbalansen i ett kraftsystem kan man anse att frekvensen är lika i hela det sammankopplade systemet. Detta förklaras av att kraftsystemet utgör ett synkront kraftsystem. Med detta menas ett system där samtliga producenter och konsumenter är

förbundna med varandra via transformatorer och växelströmsledningar. Sverige ingår i det multinationella nätet Nordel, vilket innefattar Norge, Sverige, Finland och Själland. I detta system är frekvensen i genomsnitt densamma. (Kortsiktiga frekvensskillnader förekommer dock, men dessa leder till effektpendlingar vilket kan medföra allvarliga driftstörningar.)

2.2.4 Tillåtet frekvensintervall

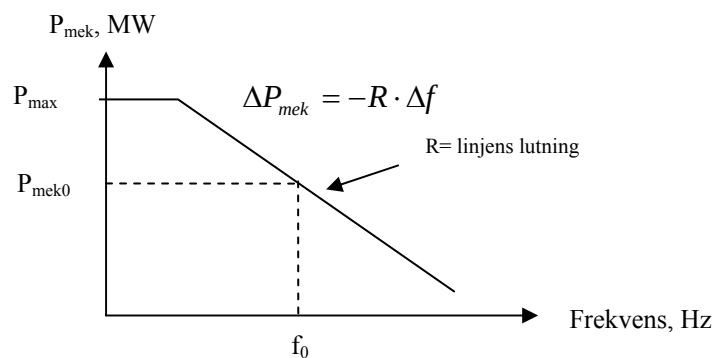
Den högst tillåtna frekvensvariationen vid normal drift ligger på 49,9 – 50,1 Hz. Det vill säga en frekvensavvikelse på $\pm 0,1$ Hz. Inom det sammankopplade nordiska systemet är vanligen frekvensavvikelserna mycket små $\pm 0,05$ Hz. I samband med kraftiga driftstörningar, t.ex i form av produktionsbortfall kan frekvensen dock sjunka kraftigt. I dessa situationer finns förutbestämda skyddsåtgärder som skall följas [2].

2.2.5 Reglerstyrka

I kraftsystemet ingår ett antal reglerstyrkestyrda kraftverk. Dessa kraftverk har frekvenskännande utrustning sk. turbinregulatorer som ser till att ändra produktionen P_{mek} (mekaniska effekten) inom några sekunder i samband med en frekvensavvikelse. Reglerstyrkan anger hur stor produktionsändring en viss frekvensändring ger upphov till.

Definition: ”Reglerstyrkan, R , anger hur produktionen i ett reglerkraftverk ändras då systemets frekvens ändras och mäts i MW/Hz. Om P_{mek0} anger den mekaniska effekten vid den nominella frekvensen $f_0 = 50$ Hz så gäller att $P_{mek} = P_{mek0} - R(f - f_0)$. ”

Sambandet illustreras grafiskt i figur 2.2.1.



Figur 2.2.1: Grafisk illustration av reglerstyrkan R .

Den totala reglerstyrkan för ett synkront kraftnät utgörs av summan av reglerstyrkorna för samtliga regleranläggningar i systemet. Vid beräkning av den extra produktion respektive reglerkraftverk kan bidra med i samband med en frekvensändring, skall hänsyn tas till kraftverkets installerade effekt, betecknad P_{max} i figuren. Dvs. ett kraftverk kan ej producera mer än den maximala installerade effekten, oavsett reglerstyrkan R .

2.2.6 Reglermetoder

I ett kraftsystem krävs en ständig balans mellan produktion och konsumtion. I takt med att lastuttaget varierar måste därmed den aktiva effekt produktionen regleras för att frekvensen skall hålla sig inom det tillåtna frekvensintervallet. Denna frekvenskontroll utförs i tre steg; primär frekvensreglering, sekundär reglering och tertiär reglering. I det nordiska kraftsystemet tillämpas endast primär och sekundär reglering, varför bara dessa reglermetoder kommer att beskrivas i detalj.

Primär frekvensreglering

Primärreglering (snabb reglering, inom några sekunder) avser ett kraftsystems förmåga att svara på plötsliga last- och/eller produktionsvariationer. Denna funktion går även under benämningen automatisk aktiv reserv, eftersom reserven aktiveras automatiskt i den momentana driftsituationen.

Primärregleringen sköts separat för varje synkront kraftsystem och syftet med denna reglering är att hålla frekvensen inom de tillåtna gränserna. Inom varje kraftsystem finns därför ett antal reglerstyrkestyrda kraftverk. Dessa har frekvenskännande utrustning, som ser till att turbinregulatorerna ändrar sin produktion inom några sekunder i samband med en frekvensändring.

Antag att en störning inträffar vilken orsakar en frekvensminskning. En lägre frekvens registreras, varför den aktiva effekt produktionen justeras baserat på lokala mätningar av frekvensförändringen Δf . I detta fall innebär det att de reglerstyrkestyrda kraftverken ökar sin produktion. Hur mycket varje reglerkraftverk bidrar med, det vill säga hur fördelningen av effektproduktionen ser ut mellan reglerkraftverken, beräknas med avseende på aggregatens reglerstyrka. Produktionsökningen fortsätter sedan så länge som frekvensen fortsätter att minska. Slutligen uppnås dock balans mellan produktion och konsumtion, vilket medför att en ny stabil frekvens erhålls i systemet. Den nya frekvensen kommer dock att vara lägre än den ursprungliga, förutsatt att ingen annan produktion tillförs förutom den reglerstyrkestyrda. Detta beror på att primärregleringen fungerar likt den proportionella delen i en PI-regulator [7], [8].

Sekundär reglering

Syftet med sekundär reglering (långsam reglering, inom några minuter) är att återställa balansen i systemet på längre sikt. Sekundärregleringen kan antingen skötas automatiskt eller manuellt, men i det nordiska kraftsystemet tillämpas manuell reglering.

Då det uppstår en obalans mellan produktion och konsumtion åtgärdas detta såsom beskrivs ovan av primärregleringen. Då balansen återställs återstår dock en frekvensavvikelse i förhållande till den nominella frekvensen. Dessutom har en viss del av systemets reserver utnyttjats. Sekundärregleringen är den funktion som åtgärdar dessa problem. I likhet med den integrerande delen i en PI-regulator, kompenserar sekundär regleringen för felet och återställer frekvensen till det nominella värdet. Vidare ersätts de primärreserver som utnyttjats, så att systemet är förberett för att klara av nya last- och/eller produktionsändringar.

Sekundärregleringen bevakar även tidsavvikelsen, dvs skillnaden mellan synkrontid och normalt看. Dess uppgift är att begränsa tidsavvikelsen i systemet. Med synkrontid avses den klocka som drivs av nätfrekvensen. Om systemet håller nominell frekvens 50,0 Hz, sammanfaller den synkrona- och normala tiden. Givet att frekvensen understiger det nominella värdet, kommer den synkrona klockan att gå långsammare än den normala och omvänt. Tidsavvikelsen kan beräknas enligt följande:

$$t_i = \int_0^t \frac{f(t) - f_0}{f_0} dt \quad (2.2.1)$$

t_i = tidsavvikelsen

t = löpande tid angiven i sekunder

f_0 = nominella frekvensen (50,0 Hz)

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

Enligt överenskommelse inom Nordel skall tidsavvikelsen ligga inom intervallet ± 30 sekunder. Om detta intervall överskrids kraftigt, kan det ses som en indikation på att den genomsnittliga frekvensen ej ligger på 50,0 Hz [7], [8].

Principen för primär- och sekundärreglering

Antag att effektbalans råder i kraftsystemet. Plötsligt faller en större produktionsanläggning bort. Produktion och konsumtion måste dock vara i ständig balans. Därför kompenseras produktionsbortfallet genom att energi tas från den upplagrade rotationsenergin som finns i systemets samtliga synkronmaskiner. I och med detta minskar rotationshastigheten, vilket resulterar i en lägre frekvens. (I synkronmaskiner finns en direkt koppling mellan rotationshastighet och elektrisk frekvens.) I samband med att en frekvensavvikelse registreras aktiveras de reglerstyrda kraftverken som deltar i primärregleringen. Dessa ökar sin produktion tills en ny stabil men lägre frekvens uppnås.

I samband med primärregleringen förbrukas systemets reserver. Dessa reserver måste återställas för att systemet skall klara av eventuella nya störningar. Vidare bör frekvensen regleras för att återgå till sitt nominella värde. För att komma till rätta med dessa problem krävs att extra effekt tillförs systemet. Baserat på den återstående frekvensavvikelsen Δf samt givet värde på reglerstyrkan R , beräknas hur mycket extra effekt som behöver tillföras. Denna extra effekt kan sedan tillföras systemet antingen genom att ytterliggare produktion adderas till systemet, eller genom att turbineffekten ökas hos generatorerna. Denna åtgärd medför en frekvensökning. De kraftverk som deltar i primärregleringen kan därmed minska sin produktion. Därigenom återställs frekvensen i systemet, samtidigt som primärreserven ersätts.

I samband med att frekvensen sjunker under sitt nominella värde, påverkas även den synkrona tiden. En längre period med låg frekvens, medför en märkbar tidsavvikelse. Då sekundärregleringen träder i kraft för att återställa frekvens samt reserv, önskas även att tidsavvikelsen återställs. Detta problem löses genom att starta upp ”för mycket” sekundärkraft [8].

2.3 Reglerstrategier i det nordiska elkraftsystemet

I det nordiska synkronsystemet har elkraftföretagen kommit överens om vissa samkörningsregler. Syftet med denna överenskommelse är att samutnyttja de regler- och störningsreserver som finns att tillgå inom det sammankopplade systemet.

Den primära reserv som finns att tillgå i det nordiska systemet delas upp i två grupper. Uppdelning görs med avseende på orsaken till reservbehovet och indelas i; frekvensstyrd normaldriftsreserv samt frekvensstyrd störningsreserv. Normaldriftsreserven aktiveras vid utreglering av effektobalanser orsakade av felaktiga belastningsprognoser eller momentana belastningsvariationer. Vid bortfall av produktionsanläggningar, nätdelar såsom ledningar och samlingsskenor samt dylika situationer utnyttjas störningsreserven [4].

Frekvensstyrd normaldriftsreserv

Enligt bestämmelser kring den frekvensstyrda normaldriftsreserven skall respektive reglerverk ha en marginal på 600 MW att tillgå vid nominell frekvens 50,0 Hz. Reserven kommer att aktiveras maximalt då den maximala avvikelsern $\pm 0,1$ Hz uppnås.

Vid en snabb frekvensförändring till 49,9 / 50,1 Hz skall reserven vara upp-/nedreglerad inom 2-3 minuter. Varje delsystem skall ha minst 2/3 av frekvensstyrd normaldriftsreserv inom eget system, i händelse av uppsplittring och ödrift. Den frekvensstyrda normaldriftsreserven fördelas mellan delsystemen inom synkronsystemet efter årsförbrukningen (totalförbrukningen exklusive kraftverkens egen förbrukning) för föregående år [4].

Frekvensstyrd störningsreserv

Denna reserv finns att tillgå för att frekvensen inte skall underskrida 49,5 Hz vid dimensionerande fel. Denna reserv aktiveras vid 49,9 Hz och utregleras maximalt vid 49,5 Hz.

Ökningen skall ske linjärt inom det angivna frekvensbandet, och den sammanlagda störningsreserven skall uppgå till en effekt som motsvarar dimensionerande fel nedbringat med 200 MW. Vidare skall varje delsystem ha minst 2/3 av frekvensstyrd störningsreserv inom eget system, i händelse av uppsplittring och ödrift [4].

Baserat på de bestämmelser som tagits fram i samråd mellan de nordiska länderna, har en reglerstrategi utvecklats. Här åtskiljs effektreglering vid normaldrift och effektreglering vid störd drift av systemet. Strategierna presenteras i de två nästföljande avsnitten.

2.3.1 Effektreglering i normaldrift

Definition: "Normaldrift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, att frekvens, spänning och överföring är inom sina gränser och att reservkraven är uppfyllda. Kraftsystemet är förberett att klara av dimensionerande fel." [4]

Primär frekvensreglering

I samband med spontana lastvariationer och oväntade trender, skall *den frekvensstyrda normaldriftsreserven* aktiveras. De primära reserverna som används vid normaldrift inom det nordiska systemet är lokaliserade främst i Sverige och Norge, med en total reglerstyrka på minst 6000 MW/Hz [4].

Sekundär reglering

I det nordiska synkronnätet sköts sekundärregleringen manuellt. Ett automatiskt reglersystem kallat Automatic Generation Control (AGC) tillämpas dock inom vissa andra kraftsystem. Den sekundära reserven skall aktiveras 30 sekunder efter att en störning uppstått i systemet. Reserven skall vara fullt utreglerad efter 15 minuter [4].

2.3.2 Effektreglering för störd drift

Definition: "Störd drift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, men att frekvens, spänning eller överföringar är utanför acceptabla gränser och normal drift inte kan uppnås inom 15 minuter." [4]

Momentan störningsreserv

I samband med större produktionsbortfall aktiveras *den frekvensstyrda störningsreserven* och frekvensavvikelsen måste kompenseras inom 10 sekunder. Den momentana reserven utgörs främst av vattenkraftsaggregat. Först och främst utnyttjas de aggregat som har extra reglermarginaler, men vid behov startas nya vattenkraftsaggregat upp (som går i tomgångsdrift / rullande reserv). Om nödvändigt utnyttjas även den automatiska regleringen av HVDC-länkar samt fränkoppling av last (t.ex. stora elpannor och värmepumpar) [4].

Snabb störningsreserv

Vid ett större produktionsbortfall aktiveras först den momentana störningsreserven. Den momentana reserven måste dock återställas, så att systemet klarar av kommande produktionsbortfall. Vid ett stort produktionsbortfall, där frekvensen understiger 49,8 Hz startar ett antal gasturbiner automatiskt. Denna reserv skall vara fullt utreglerad inom 5 minuter. Därmed kan vattenkraftsaggregaten successivt minska sin produktion, och den momentana reserven återställs [4].

Långsam störningsreserv

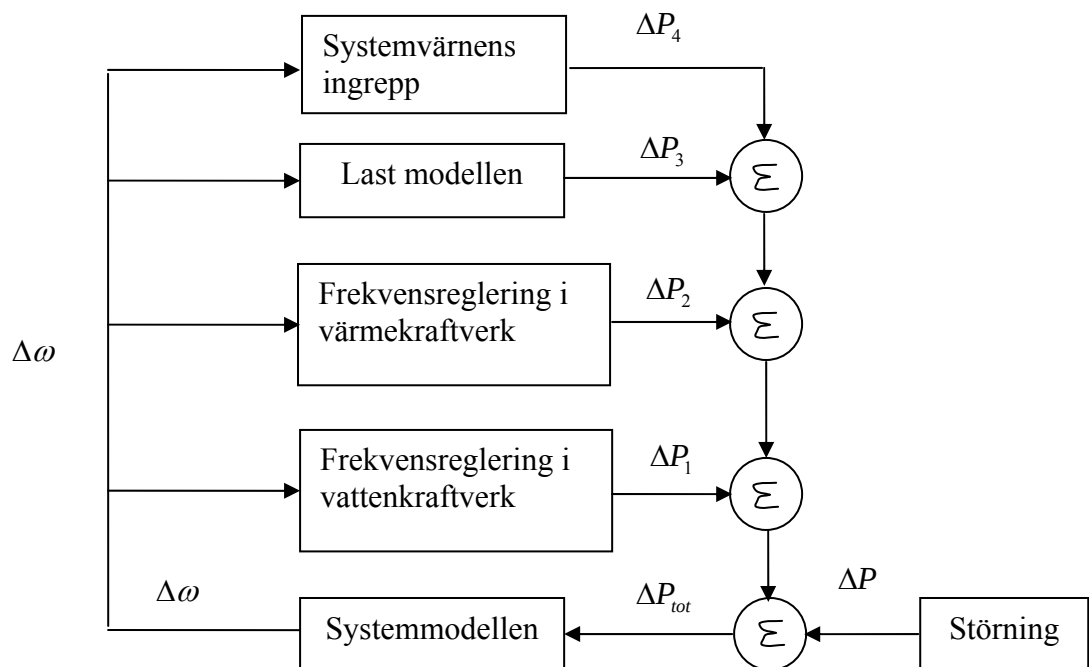
Den långsamma reserven skall vara tillgänglig inom 2 timmar, och har till uppgift att återställa den snabba störningsreserven. På så sätt kan kraftsystemet återigen återgå till normal drift efter produktionsbortfallet. Den långsamma störningsreserven finns tillgänglig i systemets vatten- samt värmekraftverk [4].

2.4 Frekvensregleringsmodell

Frekvensvariationerna i systemet är starkt kopplade till systemkomponenternas egenskaper och beteende. Blockdiagrammet i figur 2.4.1 ger en schematisk beskrivning av frekvensregleringsmodellen [5].

Frekvensen beror av:

- Systemmodellen
- Frekvensreglering i vattenkraftverk
- Frekvensreglering i värmekraftverk
- Lastmodellen
- Systemvärnens ingrepp, t.ex. reglering av HVDC

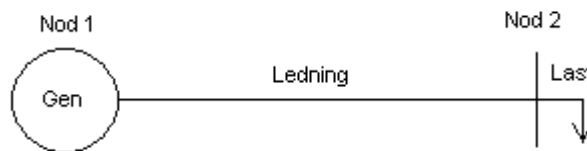


Figur 2.4.1: Frekvensregleringsmodell.

2.5 Mininät i PSS/E

I de nästföljande avsnitten av rapportens teoridel, presenteras en detaljerade beskrivning av respektive systemkomponent som påverkar frekvensen. För att få en känsla för hur stor inverkan respektive komponent har och för att säkerställa att teori och modell överensstämmer, genomförs dessutom simuleringar på ett mininät i PSS/E. Grundmodellen för mininätet presenteras nedan. I respektive avsnitt utvecklas sedan denna modell, genom att de olika systemkomponenterna adderas till systemet.

Mininätet utgörs av två noder förbundna med en kraftledning. I nod 1 återfinns ett aggregat med generator av modell GENROU och en spänningsregulator av modell SEXS. Denna förser en last i nod 2 med effekt, via en 50 km lång transmissionsledning. Nätet antas vara helt isolerat och de ingående komponenterna är ej frekvensberoende.



Figur 2.5.1: Mininät i PSS/E.

Systemdata:

- $U_{\text{bas}} = 400\text{kV}$, $f_0 = 50\text{ Hz}$, $S_{\text{ng}} = 108,6\text{ MVA}$, $P_{\text{bas}} = 97\text{ MW}$
- Last: $P_{\text{last}} = 70,0\text{ MW}$, $Q_{\text{last}} = 25,0\text{ MVAR}$
- Ledning: $R = 1,5\text{ ohm}$, $X = 15\text{ ohm}$, $B = 1,875 \cdot 10^{-4}\text{ siemens}$
- Gen: $P_{\text{min}} = 0\text{ MW}$, $P_{\text{max}} = 97,0\text{ MW}$, $Q_{\text{min}} = -54,3\text{ MVAR}$, $Q_{\text{max}} = 81,4\text{ MVAR}$

$$X_d = 2,4680\text{ p.u.}, X_q' = 2,2740\text{ p.u.}, X_d'' = 2,2740\text{ p.u.}, X_l = 0,32800\text{ p.u.}$$

$$H = 2,0\text{ p.u.}, D = 0\text{ p.u.}$$

Observera: Generatorns parametervärden är angivna i p.u.-enheter på generatorbas S_{ng} .

Generatordata är taget från industrin och representerar en faktisk generatorstation i norra Norge. Ledningsdata är baserat på typiska ledningsdata i det nordiska synkronsystemet. Lasten har valts godtycklig. För information kring generatormodellen GENROU och spänningsregulatorn SEXS, se referens [14].

Vidare önskas en matematisk modell av systemet, som är användbar då frekvensen skall studeras i samband med en störning.

Enligt tidigare diskussion har det framkommit att frekvensen har en stark koppling till den aktiva effekthalansen i systemet. Ett kraftsystem kan beskrivas som en sammansättning av elektriska och mekaniska system. För att effekthalans skall råda i det givna mininätet krävs därmed att det råder balans mellan den mekaniska effekten från turbinen och den elektriska effekten från generatoren. (Elektriska effektuttaget från generatoren inkluderar dels den elektriska lasten och dels de elektriska förlusterna i nätet). Turbineffekten tenderar att accelerera generatoren, medan generatoreffekten bromsar upp maskinen. Är de båda effekterna lika, arbetar maskinen med konstant frekvens. Sambandet vid effekthalans beskrivs av ekvation 2.5.1 nedan.

$$P_{gen} = P_{last} + P_{förluster} \quad (2.5.1)$$

Om denna balans ej upprätthålls medför det att frekvensen avviker från sitt nominella värde. De frekvensvariationer som uppkommer kan studeras med hjälp av den allmänna svängningsekvationen, vilken utgör en modell av rörelsen hos en generators rotor. Svängningsekvationen ges av ekvation 2.5.2 och alla värden är uttryckta i p.u.-enheter på en gemensam baseffekt.

$$\frac{2 \cdot H \cdot S_{ng}}{\omega_s \cdot P_{bas}} \cdot \frac{d\omega_g}{dt} = \frac{\omega_s}{\omega_g} (P_{mek} - P_e) \quad (2.5.2)$$

där,

$\omega_s = 2\pi f_s$ = systemets vinkelhastighet, beräknad med avseende på basfrekvensen $f_s = 50$ Hz.

ω_g = generatorns vinkelhastighet.

S_{ng} = märkeffekten för maskinen, generatorbas.

P_{bas} = baseffekt för systemet, turbinbas.

H = tröghetskonstanten för maskinen.

P_{mek} = mekaniska effekten för maskinen.

P_e = elektriska effekten för maskinen.

$$\text{Antag att: } \frac{\omega_s}{\omega_g} \approx 1 \quad (2.5.3)$$

Då erhålls följande uttryck:

$$\frac{2 \cdot H \cdot S_{ng}}{\omega_s \cdot P_{bas}} \cdot \frac{d\omega_g}{dt} \approx (P_{mek} - P_e) \quad (2.5.4)$$

Genom att beakta en mindre avvikelse (betecknas med Δ) från initialvärdet (betecknas med 0) fås:

$$\begin{cases} \omega_g = \omega_s + \Delta\omega_g \\ P_{mek} = P_{mek0} + \Delta P_{mek} \\ P_e = P_{e0} + \Delta P_e \end{cases} \quad (2.5.5)$$

Ekvation 2.5.4 kan då skrivas om enligt:

$$M\Delta\dot{\omega}_g = (\Delta P_{mek} - \Delta P_e) \quad (2.5.6)$$

$$\text{där, } M = \frac{2 \cdot H \cdot S_{ng}}{\omega_s \cdot P_{bas}}$$

Här representerar ΔP_{mek} det mekaniska effektpådraget, om systemet utsätts för en störning. I ett större kraftsystem kan denna variabel även beteckna en möjlig störning i form av t.ex. förlust av en genererande enhet. (Se bilaga B, en sådan störning kan ej illustreras med hjälp av detta mininät).

Eventuella störningar i systemet representeras i form av en förändring av det elektriska effektuttaget ΔP_e . Antag att lasten modelleras likt en sammansatt last, där en viss andel antas vara frekvensberoende och den andra delen är oberoende av frekvensvariationer. En förändring av det elektriska effektuttaget kan då skrivas som:

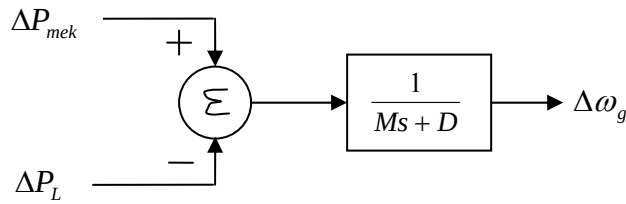
$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_g \quad (2.5.7)$$

Där D representerar en positiv dämpningskonstant som modellerar lastens frekvensberoende. (Vid behov kan även eventuella förluster adderas till ekvation 2.5.7. I det följande antas dock att transmissionsförlusterna före och efter en störning är oförändrade, varför $\Delta P_{förluster} = 0$).

Ekvation 2.5.6 kan därför utvecklas till följande uttryck:

$$M\Delta\dot{\omega}_g = \Delta P_{mek} - \Delta P_L - D\Delta\omega_g \quad (2.5.8)$$

Modellen illustreras i figur 2.5.2 i form av ett blockdiagram, där "s" representerar Laplaceoperatorn [5], [7].



Figur 2.5.2: Blockdiagrams representation av generatormodellen.

Om $\Delta\omega_g$ anges i p.u-enheter så gäller följande samband:

$$\Delta\omega_g = \Delta f, \text{ och } M = \frac{2 \cdot H \cdot S_{ng}}{P_{bas}} \quad (2.5.9)$$

I fortsättningen antas att ω_g är uttryckt i p.u.-enheter. Ekvation 2.5.8 beskriver därmed frekvensvariationen i samband med att det råder obalans mellan genererad och förbrukad effekt i mininätet. Utöver effektbalansen, framgår det att frekvensen dessutom påverkas av maskinens tröghet.

2.5.1 Simulering av mininät i PSS/E

I detta avsnitt redovisas resultatet från en simulering på mininätet i figur 2.5.1. Syftet med denna simulering är att visa hur ett system utan frekvensreglerande utrustning och utan frekvens- och spänningsberoende last beter sig när det utsätts för en störning.

Om systemet saknar turbinregulator innebär det att ΔP_{mek} i ekvation 2.5.8 sätts lika med noll. Detta innebär att ekvation 2.5.8 kan skrivas om som:

$$M\Delta\dot{\omega}_g = -\Delta P_L - D\Delta\omega_g \quad (2.5.10)$$

Frekvensavvikelsen då systemet svängt in sig mot en ny jämviktspunkt och systemet befinner sig i stationärt tillstånd ges därmed av följande uttryck (angett i p.u.-enheter):

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_L}{D} \quad (2.5.11)$$

Men eftersom lastens modelleras likt en konstant effekt last, dvs. icke frekvens- och spänningsberoende innebär det även att dämpningskoefficienten $D = 0$.

$$D = 0 \rightarrow \Delta f = -\infty \quad (2.5.12)$$

Enligt den matematiska definitionen bör därför frekvensen falla obegränsat då systemet utsätts för en störning. För att kontrollera att teori och modell överensstämmer genomförs en simulering, enligt uppgifter nedan.

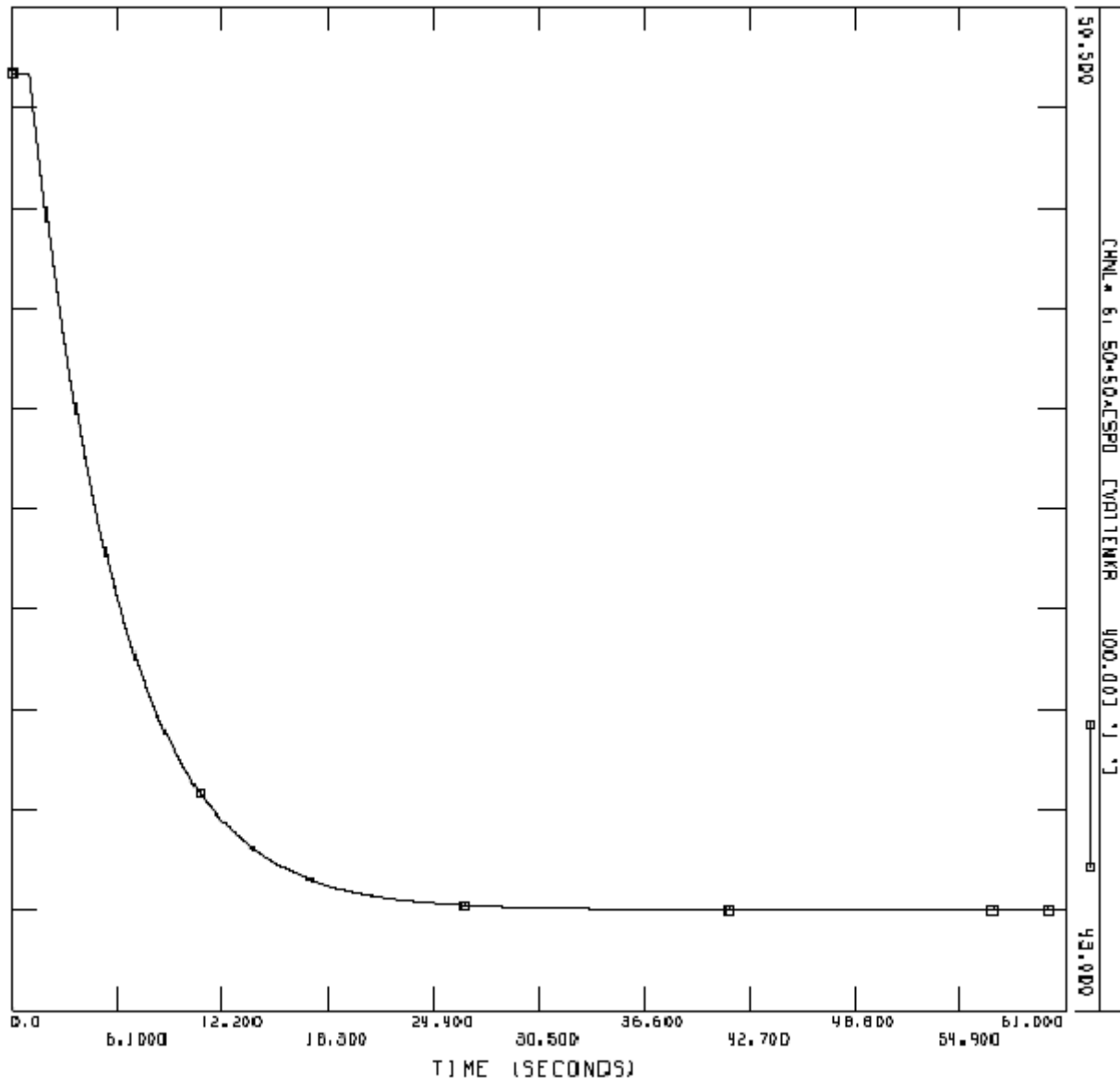
Resultat:

Antag att systemet befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds simulering utsätts systemet för en störning i form av en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Generatoren svarar då med en ökning av den elektriska effekten på 10 MW, vilket motsvarar lastökningen. Men eftersom systemet saknar turbinregulator, vilken vanligen skulle ge order om att öka den mekaniska effektproduktionen vid ett frekvensfall, så uppstår en obalans.

Om en sådan obalans uppstår, så kommer generatorns roterande del, rotorn, fungera som en energibuffert. Den rörelseenergi som finns upplagrad i denna kommer att minska som ett resultat av obalansen. I takt med att denna energi förbrukas retarderar rotorn, vilket i sin tur medför att nätfrekvensen minskar. Detta beror på den direkta kopplingen som finns mellan rotationshastighet och elektrisk frekvens. (Rotorn i en synkronmaskin roterar i normal drift med ett varvtal som svarar mot kraftsystemets elektriska frekvens eller vinkelhastighet.)

Enligt resonemanget ovan bör alltså frekvensen falla obegränsat i samband med att systemet utsätts för en lastökning. Figur 2.5.3 visar dock att frekvensen faller kraftigt initialt, för att sedan stabiliserar sig vid ett värde på $f = 43,823$ Hz. Detta överensstämmer ej med teorin.

I nästkommande avsnitt: "*NETFRQ-funktionen i PSS/E*", förklaras orsaken till det felaktiga resultatet.



Figur 2.5.3: Frekvenssvar för ett system utan frekvensreglering, vid en lastökning på $\Delta P_L = 10$ MW. Frekvensen stabiliseras vid ett värde på $f = 43,823$ Hz.

2.5.2 NETFRQ – funktionen i PSS/E

De problem som uppstår vid simulering på mininätet i PSS/E kan förklaras av att en funktion kallad NETFRQ ej aktiverats vid simulering. Denna funktion gör så att systemkomponenterna blir frekvensberoende och skall enligt ”PSS/E Program Operation Manual” alltid aktiveras då resultaten visar att frekvensen avviker från sitt nominella värde i en simulering. Att denna funktion inte aktiveras automatiskt av PSS/E, beror på att den ökar den tid det tar för systemet att nå ett jämviktsläge vid simulering med 10-20%. Därför måste användaren själv verifiera att den ökade simuleringstiden inte orsakar något problem, och manuellt aktivera frekvensberoendet.

Enligt ”PSS/E Program Operation Manual” skall NETFRQ-funktionen ha följande påverkan på systemet:

1. Ledningsreaktanser och kapacitanser blir frekvensberoende.
2. Generatorns inre reaktans blir frekvensberoende.
3. Shuntar blir frekvensberoende.
4. Den reaktiva lasten blir frekvensberoende, under förutsättning att den modelleras likt konstant impedans last.

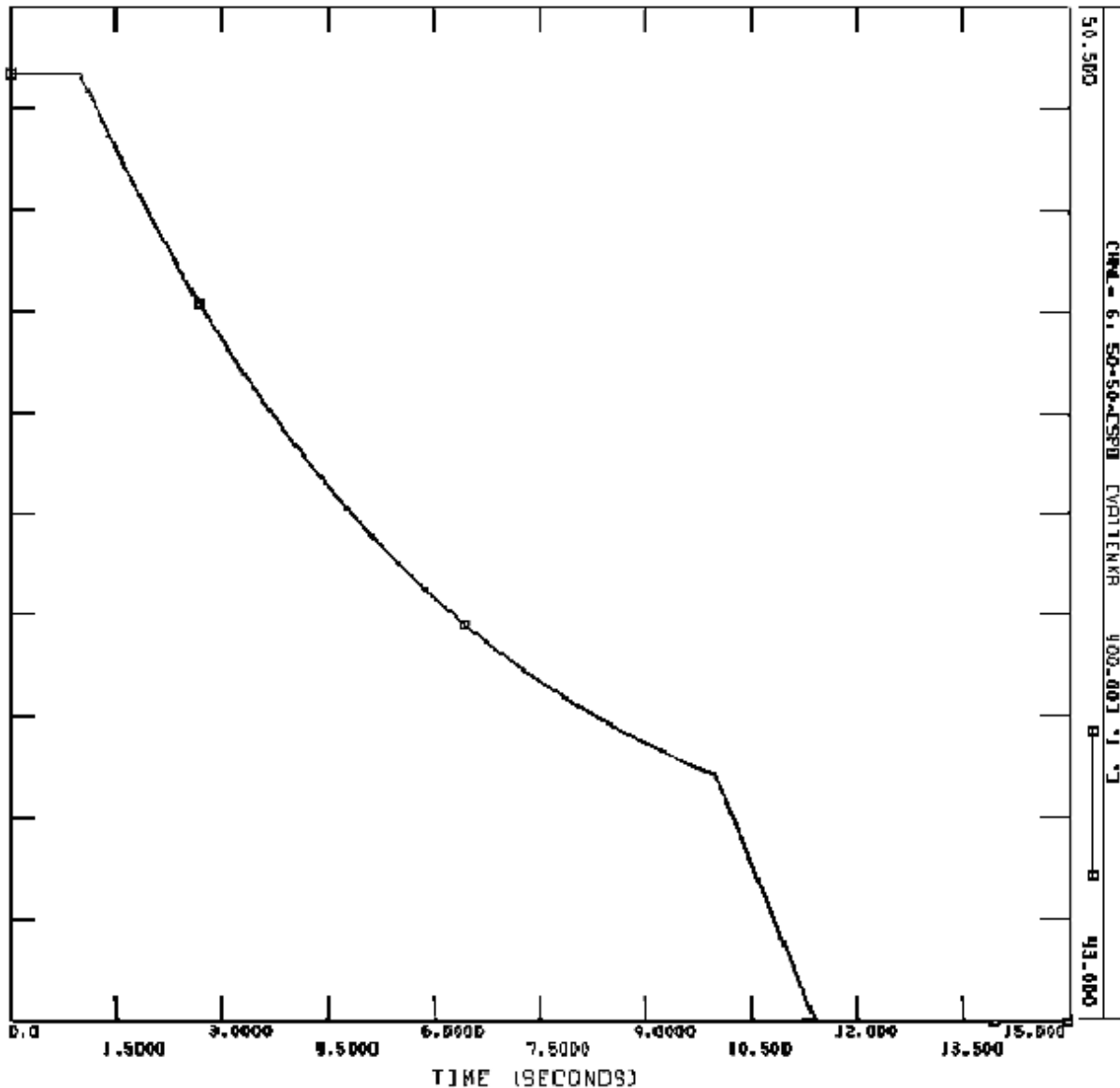
Vid närmare analys visar det sig dock att NETFRQ-funktionen även har en annan mycket betydande inverkan på systemet som ej framgår i manualen; Figur 2.5.3 visar att frekvensen stabiliserar sig, trots att systemet saknar turbinregulator och ingen annan dämpning finns i systemet. Detta är inte fysikaliskt korrekt, men kan förklaras av att NETFRQ-funktionen ej är aktiverad.

Om NETFRQ-funktionen ej är aktiverad räknar PSS/E på det mekaniska momentet. Detta är ej korrekt, eftersom programmet är utformat för att räkna på effekt. Då systemet utsätts för en störning, så kommer det mekaniska momentet att öka. Eftersom programmet räknar på moment kommer programmet uppfatta situationen som om att det finns någon frekvensreglerande utrustning i systemet som dämpar frekvensfallet i samband med en störning. Då NETFRQ-funktionen aktiveras, övergår dock programmet till att räkna på den mekaniska effekten. Sambandet mellan den mekaniska effekten, momentet och frekvensen framgår i ekvation 2.5.13 nedan. Ökningen av det mekaniska momentet kompenseras då av den minskande frekvensen och den mekaniska effekten P_{mek} håller sig konstant.

$$P_{mek} = T \cdot \omega = T \cdot 2\pi f, \text{ där } T = \text{momentet} \quad (2.5.13)$$

För att visa på den markanta skillnaden i frekvensfallet beroende på om NETFRQ-funktionen är aktiverad eller ej genomförs en simulering, se figur 2.5.4. Antag att systemet befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds simulering utsätts systemet för en störning i form av en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Under de närmsta 9 sekunderna efter att felet inträffat antas NETFRQ-funktionen ej vara aktiverad. Resultaten visar på en dämpning av frekvensfallet (programmet räknar på moment). Efter 10 sekunder aktiveras dock NETFRQ-funktionen, i samband med detta börjar frekvensen falla obegränsat (programmet räknar på konstant mekanisk effekt).

I de simuleringar som följer i denna rapport, kommer NETFRQ-funktionen alltid vara aktiverad!



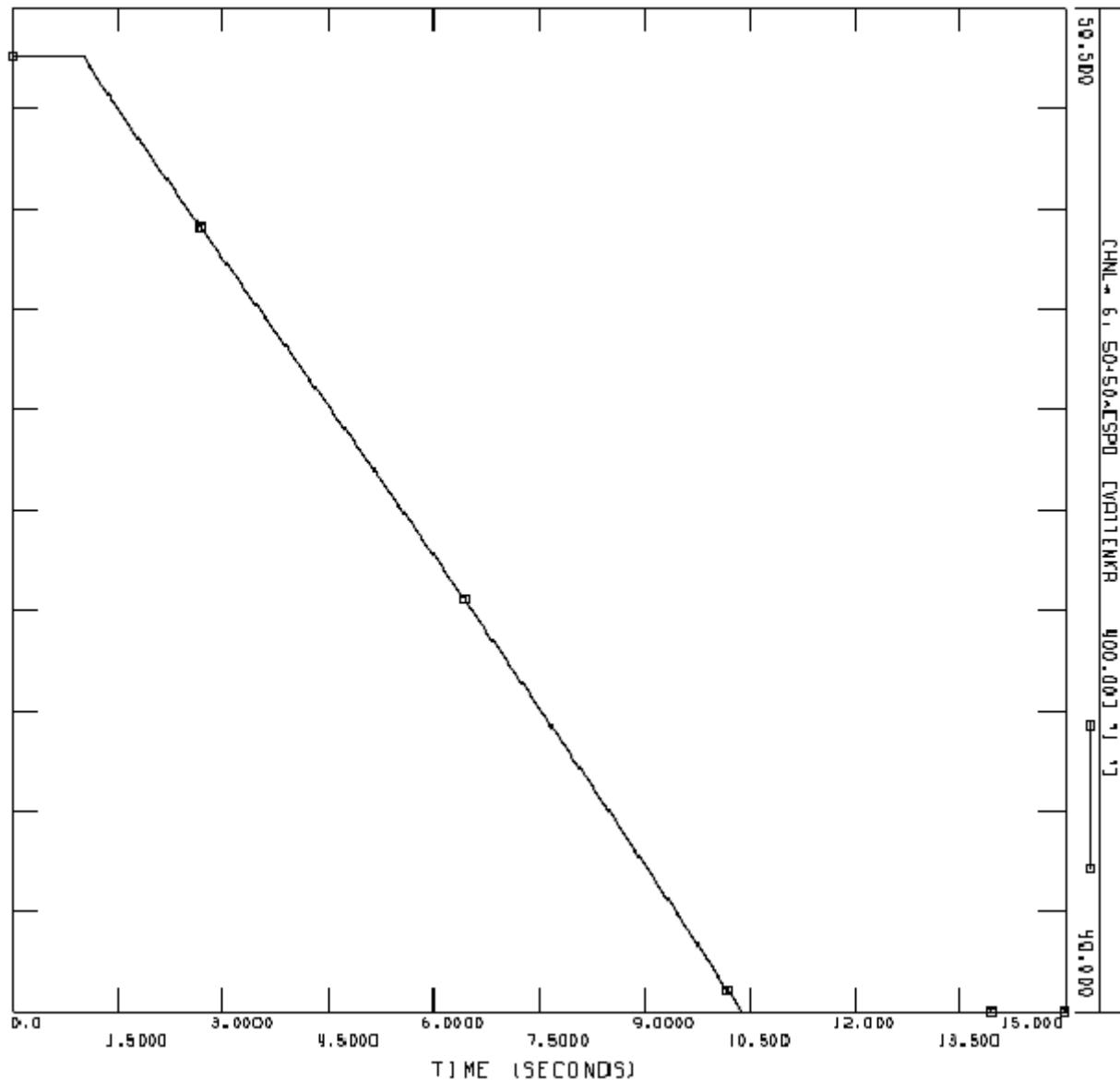
Figur 2.5.4: Frekvenssvar för ett system utan frekvensreglering, vid en lastökning på $\Delta P_L = 10$ MW efter 1 sekund simulering. Systemet är initialt i jämvikt, $f = 50,0$ Hz. Då störningen inträffar faller frekvensen. Fram till tiden $t = 10,0$ sekunder i figuren antas NETFRQ-funktionen inte vara aktiverad. Vid tidpunkten $t = 10,0$ sekunder aktiveras dock NETFRQ-funktionen.

2.5.3 Simulering av mininät i PSS/E, med NETFRQ-funktionen aktiverad

Samma simulering som i avsnitt 2.5.1 ”Simulering av mininät i PSS/E” utförs återigen. Denna gång är dock NETFRQ-funktionen aktiverad, eftersom det är ett känt faktum att frekvensen kommer att avvika från sitt nominella värde vid en lastökning.

Antag att systemet befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Systemet utsätts liksom tidigare för en störning i form av en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW, efter 1 sekunds

körning. Frekvensfallet plottas i figur 2.5.5. Frekvensen faller kraftigt och understiger värdet $f = 40,0$ Hz inom loppet av 10 sekunder. Redan efter 20 sekunder ger PSS/E felmeddelandet; ”Kan ej konvertera mot en lösning” och stängs ner automatiskt.



Figur 2.5.5: Frekvensfall vid aktivering av NETFRQ-funktionen. Frekvensen faller kraftigt och understiger värdet $f = 40,0$ Hz inom $t = 10,0$ sekunder.

Att systemet kollapsar beror på den obalans som uppstår mellan produktion och konsumtion då systemet utsätts för en lastökning. Den upplagrade rotationsenergin förbrukas, varför systemet aldrig kommer att kunna återfå sin stabilitet.

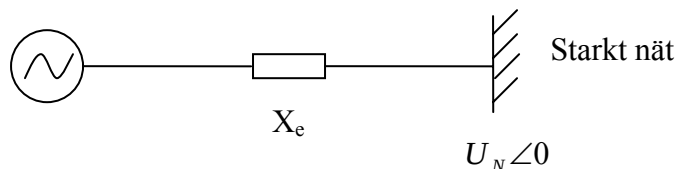
Hur lång tid det tar innan systemet kollapsar beror på systemmodellens uppbyggnad. Generatorns tröghetskonstant anger hur lång tid det skulle ta att bromsa synkronmaskinen från synkron hastighet till stillastående om den belastas med märkeffekt och ingen mekanisk effekt matas in via turbinen. Dvs. hur lång tid det skulle ta innan all upplagrad rotationsenergi förbrukats. Detta kan förklaras rent matematiskt med hjälp av svängningsekvationen:

$$\Delta\dot{\omega}_g = \frac{1}{M}(\Delta P_{mek} - \Delta P_e) = \frac{P_{bas}}{2 \cdot H \cdot S_{ng}}(\Delta P_{mek} - \Delta P_e) \quad (2.5.14)$$

En ökning av tröghetskonstanten H , skulle minska multiplikatorn $1/M$. Detta skulle medför att förändringen av vinkelfrekvensen minskade och systemet skulle därmed klara av att hantera större lastökningar/produktionsbortfall.

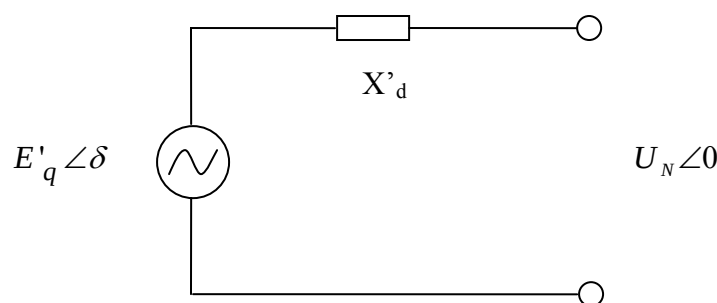
Observera emellertid att NETFRQ-funktionen även aktiverar frekvensberoendet hos generatorns och ledningens reaktans. Visserligen beror systemkollapsen på att den upplagrade rotationsenergin förbrukas, men reaktansernas frekvensberoende påskyndar delvis denna process. Detta förlopp kan förklaras mycket enkelt med hjälp av en enkel modell av ett nät, med vilken den aktiva effektens beteende kan analyseras:

Nätet modelleras likt en synkronmaskin ansluten till ett starkt nät via en ledning. Detta innebär att nätets resistans försummas och att systemspänningen antas konstant till amplitud och fasvinkel, oavsett vilken ström som matas in eller ut från systemet. I figuren betecknar X_e det externa nätets totala reaktans, och U_N spänningen hos det starka nätet.



Figur 2.5.6: Synkronmaskin ansluten till ett starkt nät via en ledning.

Vidare modelleras generatoren/synkronmaskinen likt en konstant emk bakom en transient reaktans X'_d .

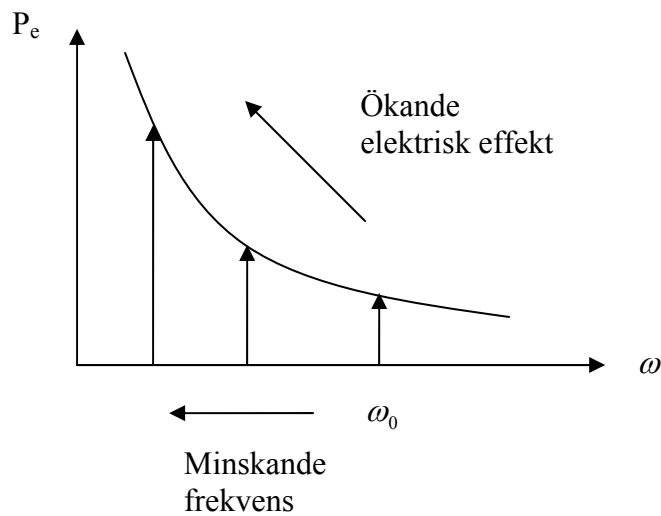


Figur 2.5.7 Förenklad kretsmodell av en synkronmaskin.

Approximativt ges då den aktiva effekt som generatoren levererar av följande uttryck:

$$P \approx \frac{E'_q \cdot U_N}{X'_d \cdot X_e} \cdot \sin \delta \quad (2.5.15)$$

Antag att NETFRQ-funktionen aktiveras. Detta resulterar i ett frekvensberoende hos lednings- och generatorreaktans. Detta innebär att motståndet minskar i samband med att frekvensen faller, vilket leder till att det elektriska effekt uttaget ökar. Sambandet illustreras i figur 2.5.8.



Figur 2.5.8: Sambandet mellan elektrisk effekt och vinkelhastighet.

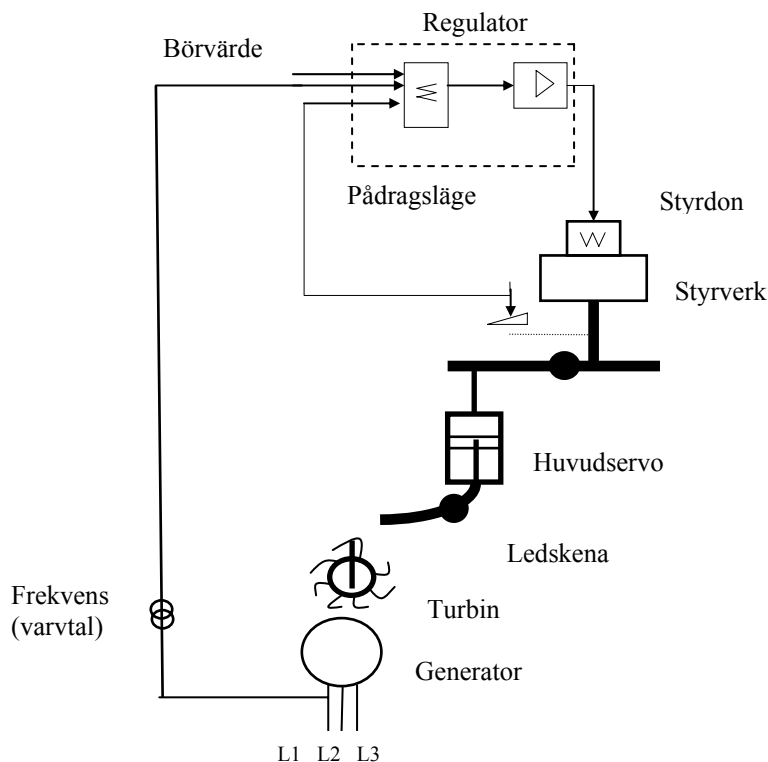
Att det elektriska effektuttaget ökar med sjunkande frekvens, resulterar i att den upplagrade rotationsenergin förbrukas snabbare. Därav påståendet att reaktansernas frekvensberoende påverkar den tid det tar innan systemet kollapsar.

2.6 Frekvensreglering i produktionskällor

Ett kraftsystem klarar bara av en viss frekvensavvikelse i förhållande till den nominella frekvensen. För att denna avvikelse ej skall skena iväg och anta för höga värden, krävs det att det inom varje kraftsystem finns ett automatiskt frekvensregleringssystem installerat. Inom det nordiska systemet är det främst vattenkraftverken som ansvarar för den automatiska frekvensregleringen. Denna reglering hanteras av turbinregulatorerna som styr generatorernas effektproduktion med avseende på frekvensen i nätet. I samband med en större frekvensavvikelse kan det även krävas att den automatiska frekvensregleringen som finns att tillgå i värmekraftverken aktiveras. Värmekraftverken träder dock bara in vid behov. Detta beror på att vattenkraftsturbiner är både enklare och billigare att reglera i jämförelse med värmekraftsturbiner.

2.6.1 Principen för turbinreglersystem i vattenkraftsaggregat

I Norden utnyttjas främst vattenkraftsaggregat i samband med reglering av nätfrekvensen. Detta sker med hjälp av frekvensreglerande turbinregulatorer vilka reglerar vattenkraftverkens uteffekt. Vattenkraftturbinens reglersystem utgörs av ett antal olika komponenter, som utnyttjar olika typer av teknik. I figur 2.6.1, framgår principen för turbinens reglersystem i vattenkraftsaggregat. Aggregatets turbinpådrag styrs av ett hydrauliskt servosystem. Detta styrs i sin tur av turbinregulatorns elektriska styrsignal. För att den elektriska styrsignalen skall omvandlas till mekanisk rörelse, måste den passera en el-hydraulisk omvandlare, så kallat styrdon.



Figur 2.6.1: Principen för turbinreglersystem för vattenkraftsaggregat.

Turbinregulatorn reglerar turbinens uteffekt med avseende på ett börvärde samt ett antal mätvärden. Börvärdet anger önskad elektrisk effekt och ställs in lokalt eller från en driftcentral. Övriga insignalerna utgörs av mätvärden. Dels ett ärvärde som anger det aktuella turbinpådraget och avläses från servosystemets styrverk. Dels nätfrekvensen som avläses från generatorns statorspänning, som vid infasad synkronmaskin är densamma som nätets frekvens. För att turbinens uteffekt skall bli exakt lika med det önskade börvärdet, måste antingen nätfrekvensen vara exakt lika med nominell frekvens, 50,0 Hz eller så måste de parametrar som styr regulatorn i samband med frekvensreglering vara nollställda. Systemets frekvens samt inställningar avviker ofta från dessa villkor. Det är i samband med detta som turbinregulatorn agerar frekvensreglerande genom att styra turbinpådraget. En jämförelse sker då mellan börvärde och pådragets ärvärde, varvid styrsignalen genereras med hjälp av en PI- eller PID-regulator [9].

Turbinregulatorns frekvensreglerande inverkan baseras på systemets reglerstyrka samt tidskonstanten, T . Vidare har produktionsanläggningens egenskaper i form av vatten- och aggregatanloppstiden en betydande inverkan på frekvensregleringen. Nedan ges en närmare beskrivning av dessa storheter.

Reglerstyrka

Parametern reglerstyrka anger ingreppets storlek vid en given frekvensavvikelse.

Reglerstyrkan definieras här som: % av pådrag/Hz, med ett intervall på 20-500% pådrag/Hz. Antag ett värde på 20% pådrag/Hz. Detta innebär att frekvensen har en väldigt liten påverkan på regleringen av aggregatets uteffekt. En frekvenssänkning från 50,0 till 49,9 Hz medför endast ett ökat turbinpådrag med 2%. Sätts detta i relation till en reglerstyrka på 500% pådrag/Hz inses den markanta skillnaden. En frekvenssänkning från 50,0 till 49,9 Hz innebär här en pådragsökning med 50%. Detta innebär att frekvensen har en mycket stor påverkan på regleringen vid hög reglerstyrka [9].

Tidskonstant

Parametern T , tidskonstanten anger regleringreppets hastighet och storlek. Rent allmänt kan begreppet definieras som den tid det tar för ärvärdet att nå 63% av slutvärdet vid en stegändring av börvärdet i ett återkopplat system. Tidskonstanten T , påverkas dels av regulatorns integrationskonstant T_i och dels av statik-värdet. Integrationskonstanten justerar hastigheten. Storleken, dvs regleringen av turbinpådraget förändras med ett belopp motsvarande inställd statik. Statikdriften beskriver ett linjärt förhållande mellan pådrag samt nätfrekvens och definieras enligt följande:

Definition: "Statik, den frekvensändring (i procent) från 50 Hz som resulterar i en turbinpådragsändring på 100%. Detta ger följande samband mellan reglerstyrka och statik" [9]:

$$\text{Reglerstyrka i \% - pådrag / Hz} = 200 / \text{Statik \%}$$

Normalt ligger statikvärdet på 4-6%.

Vattenanloppstiden

Vattenanloppstiden betecknar rent praktiskt, den tid det tar för vattnet att öka från noll till maximalt vattenflöde om ledskenorna öppnas momentant. (Vilket dock är omöjligt i praktiken).

$$T_w = \frac{q \cdot L}{g \cdot h \cdot A} = \frac{L \cdot v}{g \cdot h} \quad (2.6.1)$$

q = vattenflödet [m^3/s]

v = vattenhastigheten [m/s]

h = fallhöjden [m]

L = tilloppstubens längd [m]

A = tilloppstubens area [m^2]

g = tyngdaccelerationen, 9,81 [m/s^2]

Ur reglersynpunkt är ett lågt värde på konstanten T_w att föredra. Generellt innebär detta snabba vattenvägar, vilket ger snabba ändringar av turbinmomentet för att uppnå önskad effektändring [3].

Aggregatanloppstiden

Pruduktionsaggregatets svängmassa har en viktig inverkan på ett systems stabilitet. Aggregatanloppstiden betecknar den tid det tar för maskinens varvtal att ändras vid en laständring (utan frekvensreglering).

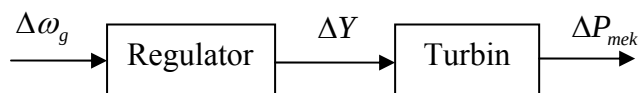
$$t_a = \frac{\Delta P_{mek}}{\frac{S_{ng}}{f_0} \times \frac{\Delta f}{\Delta t}} \quad (2.6.2)$$

Ur reglersynpunkt är ett stort värde på konstanten t_a att föredra. Generellt innebär detta stor svängmassa, vilket dämpar frekvensändringar i samband med momentana lastförändringar [3].

2.6.2 Matematisk modell av en vattenturbinregulator

Vattenkraften har en betydande roll vid frekvensreglering i det nordiska synkronsystemet. Av denna anledning är det intressant att studera systemets egenskaper mer i detalj. I detta avsnitt skall därför en matematisk modell för ett vattenturbinreglersystem härledas. Denna modell kommer att visa att turbinerna i vattenkraftsystemen har en mycket speciell egenskap, som dels påverkar utformningen av reglersystemet och dels påverkar frekvensen vid systemstörningar. Dessutom kommer ett matematiskt uttryck härledas, som visar på sambandet mellan systemstörningens storlek och frekvensförändringen. Detta samband är ett mycket användbart verktyg vid analys av vattenkraftens inverkan vid reglering.

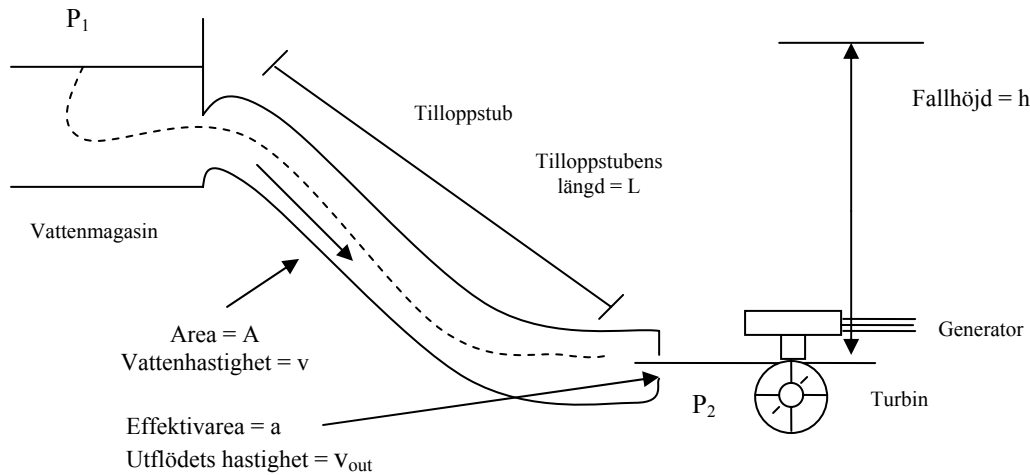
Figur 2.6.2 ger en överskådlig bild av ett turbinreglersystem. Här betecknar ΔP_{mek} det mekaniska effektpådraget, $\Delta \omega_g$ den aktuella frekvensavvikelsen och ΔY förändringen av lucköppningens läge. (För en ångturbin representerar ΔY förändringen av valvöppningens läge). Det block som betecknats med "Turbin" representerar dynamiken för turbinen och det block som betecknats med "Regulator" representerar dynamiken för turbinregulatorn. [7]



Figur 2.6.2: Överskådlig bild av turbinreglersystem.

Turbinen

En överskådlig bild av en vattenkraftsturbin med tilloppstub och vattenreservoar visas i figur 2.6.3 nedan.



Figur 2.6.3: Modell av vattenkraftaggregat.

Bernoulli's ekvation för en trajektoria mellan punkten P1 och P2 kan skrivas som:

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{\partial \bar{v}}{\partial t} \cdot d\bar{r} + \frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2) + \Omega_2 - \Omega_1 + \int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{\rho} dp = 0 \quad (2.6.3)$$

Vid beskrivning av systemet utgås från följande antaganden [7]:

1. $v_1 = 0$, eftersom vattenreservoaren är så pass stor att vattennivån ej ändras under det tidsintervallet som är av intressen.
2. Vattenhastigheten antas endast vara nollskild i tilloppstuben.
3. Vattnet antas ej vara ihoppressbart, dvs. ρ ändras inte med vattentrycket.
4. Vattentrycket är det samma i punkterna P1 och P2, dvs. $p_1 = p_2$.

Vidare antas:

$$\Omega_2 - \Omega_1 = -gh \quad (2.6.4)$$

Ovanstående antaganden och ekvation 2.6.4 gör det möjligt att skriva om ekvation 2.6.3 enligt ekvation 2.6.5. Här antas $v_{out} = v_2$, medan tilloppstubens längd betecknas med L och v betecknar vattenhastigheten i tilloppstuben.

$$L \frac{dv}{dt} + \frac{1}{2} v_{out}^2 - gh = 0 \quad (2.6.5)$$

-Teoretisk bakgrund-

Låt a beteckna tilloppstubens effektiva öppning (ges av lucköppningens läge) och A beteckna tilloppstubens area. Eftersom vattnet inte antas vara ihoppressbart, så är vattenflödet detsamma i punkterna P_1 och P_2 .

$$av_{out} = Av \Rightarrow v_{out} = \frac{A}{a}v \quad (2.6.6)$$

Ekvation 2.6.5, kan därför skrivas om som:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{1}{L}gh - \frac{1}{2L}\left(\frac{A}{a}v\right)^2 \quad (2.6.7)$$

Den maximalt tillgängliga effekten hos turbinen ges då av följande uttryck:

$$P_{mek} = \frac{1}{2}\rho av_{out}^3 = \frac{1}{2}\rho \frac{A^3 v^3}{a^2} \quad (2.6.8)$$

Vidare introduceras följande variabler, för att överföra systemet på standardform:

$$\begin{cases} x = v \\ u = \frac{a}{A} \\ y = P_{mek} \end{cases} \quad (2.6.9)$$

Systemmodellen kan nu skrivas som:

$$\begin{cases} \dot{x} = \frac{gh}{L} - x^2 \frac{1}{2Lu^2} \\ y = \rho A \frac{x^3}{2u^2} \end{cases} \quad (2.6.10)$$

Systemet är nu skrivit på olinjär form. För att få en uppfattning om systemets egenskaper linjäriseras de givna ekvationerna i det följande. Små variationer kring en given arbetspunkt studeras. Då systemet befinner sig i jämvikt är $\dot{x} = 0$ och jämviktsläget ges av x_0 , u_0 och y_0 .

$$\begin{cases} x_0 = u_0 \sqrt{2gh} \\ y_0 = \frac{\rho A x_0^3}{2u_0^2} \end{cases} \quad (2.6.11)$$

De små variationerna Δx , Δu , och Δy kring arbetspunkten ges av:

-Teoretisk bakgrund-

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = -2x_0 \frac{1}{2Lu_0^2} \Delta x + \frac{2x_0^2}{2Lu_0^3} \Delta u \\ \Delta y = 3\rho \frac{Ax_0^2}{2u_0^2} \Delta x - 2\rho \frac{Ax_0^3}{2u_0^3} \Delta u \end{cases} \quad (2.6.12)$$

Vilka kan skrivas om enligt nedan med hjälp av ekvation 2.6.11.

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = -\frac{\sqrt{2gh}}{u_0 L} \Delta x + \frac{2gh}{u_0 L} \Delta u \\ \Delta y = \frac{3y_0}{u_0 \sqrt{2gh}} \Delta x - \frac{2y_0}{u_0} \Delta u \end{cases} \quad (2.6.13)$$

$L / \sqrt{2gh}$ har enheten tid (sekunder), och från ekvationerna ovan är det uppenbart att detta anger den tid det tar för vattnet att flöda genom tilloppstuben om $a = A$. Denna tid betecknas som T :

$$T = L / \sqrt{2gh} \quad (2.6.14)$$

Om ekvation 2.6.13 Laplace-transformeras kan Δx lösas ut från den första ekvationen:

$$\Delta x = \frac{L/T}{1 + su_0 T} \Delta u \quad (2.6.15)$$

Efter insättningen i den andra ekvationen erhålls:

$$\Delta y = \frac{y_0}{u_0} \cdot \frac{1 - 2u_0 Ts}{1 + u_0 Ts} \Delta u \quad (2.6.16)$$

$u_0 T = a_0 T / A$ har också enheten tid (sekunder) och betecknas som T_w . Detta gör det möjligt att skriva om ekvation 2.6.16 som:

$$\Delta y = \frac{y_0}{u_0} \cdot \frac{1 - 2T_w s}{1 + T_w s} \Delta u \quad (2.6.17)$$

Efter normalisering kan ekvation 2.6.17 skrivas om som:

$$\Delta P_{mek} = \frac{1 - 2T_w s}{1 + T_w s} \Delta Y \quad (2.6.18)$$

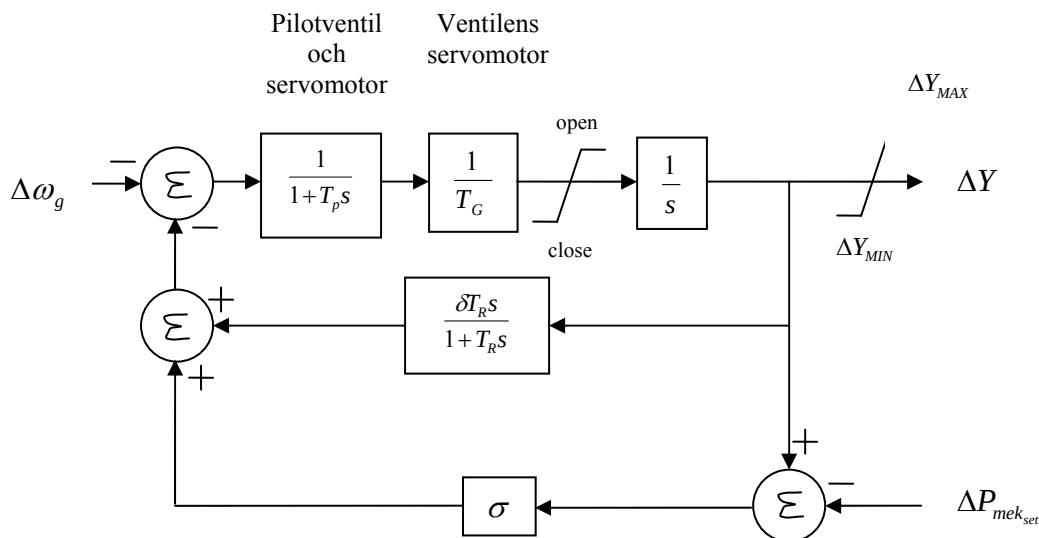
$$\text{där, } \Delta P_{mek} = \frac{\Delta y}{y_0} \quad \text{och} \quad \Delta Y = \frac{\Delta u}{u_0}$$

Från den givna överföringsfunktionen inses att turbinen utgörs av ett icke-minimumfssystem, eftersom funktionens nollställen är placerade i höger halvplan. Turbinens egenskaper i form av ett icke-minimumfssystem medför att systemet får den icke önskvärda egenskapen att initialt leverera lägre uteffekt, just vid ökningen av lucköppningens läge, för att slutligen svänga in sig mot önskad uteffekt.

Den fysikaliska orsaken till detta fenomen förklaras av den ömsesidiga påverkan som existerar mellan turbinen och dess vattenvägar. Antag att belastningen ökar i systemet, så att nätfrekvensen sjunker. I samband med detta aktiveras den automatiska frekvensregleringen vars syfte är att öka turbinpådraget för att återställa frekvensen. Då aggregatets regulator ökar pådraget sker emellertid först en sänkning av vattentrycket i turbinspiralen på grund av tilloppstubens tröghet. Detta medför att uteffekten till att börja med sjunker innan vattenmassorna hunnit accelerera. För att turbinen skall kunna leverera den effekt regulatorn gett order om, utnyttjas istället den upplagrade rotationsenergin. Detta för med sig att rotationshastigheten minskar och därmed också nätfrekvensen. En ännu lägre frekvens medför att regulatorn kräver ett ännu större turbinpådrag, för att systemet slutligen skall kunna svänga in sig mot ett jämviktsläge med stabil frekvens.

Turbinregulatorn

Turbinregulatorn styr lucköppningen, så att generatoren producerar begärd effekt. Det handlar här om en avvägning mellan angivet börvärde ΔP_{mek_set} samt aktuell frekvensavvikelse. I det följande studeras emellertid endast frekvensens påverkan. Figur 2.6.4 visar en modell av en vattenturbinregulator i form av ett blockschema [7].



Figur 2.6.4: Blockschema över turbinregulatormodellen.

Antas $T_p = 0$, kan turbinregulatorns dynamik beskrivas med följande överföringsfunktion. (Ingen hänsyn tagen till begränsningarna.)

$$\Delta Y = -\frac{1}{\sigma} \frac{1 + T_R s}{(1 + T_{g1} s)(1 + T_{g2} s)} \Delta \omega_g \quad (2.6.19)$$

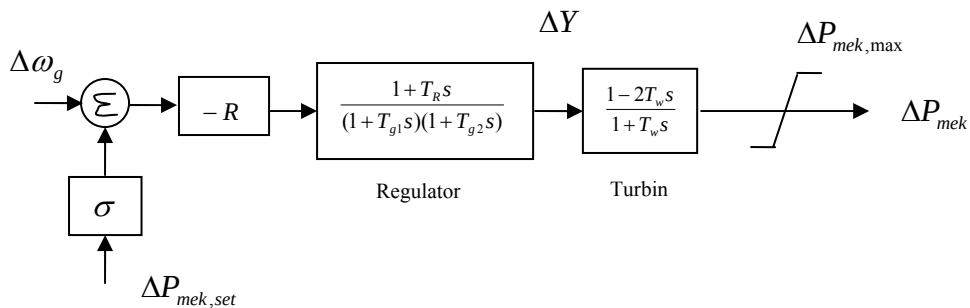
där,

$$T_{g1} \approx \frac{T_R T_G}{T_G + T_R(\sigma + \delta)} \quad \text{och} \quad T_{g2} = \frac{T_G + T_R(\sigma + \delta)}{\sigma} \quad (2.6.20)$$

Turbinens egenskaper i form av ett icke-minimumfassystem ställer vissa krav vid designen av turbinregulatorn. Blockschemat representerar ett återkopplat system, med två återkopplings loopar. Dels en loop som reglerar systemet under stationära förhållanden (därför är statikvärdet en vanlig benämning för σ) och dels en loop som reglerar systemets transienta beteende. Den transienta återkopplingen ger ett långsammare system, vilket är nödvändig eftersom vattenkraftsturbinen är ett icke-minimumfassystem. Utan denna återkoppling fås ett instabilt system.

Turbinreglersystem

Utifrån de matematiska uttryck som tagits fram för vattenturbinen och regulatorn kan figur 2.6.2 utvecklas till en modell för ett vattenturbinreglersystem enligt figur 2.6.5. Modellen representeras i form av ett blockdiagram, där överföringsfunktionerna beskriver de olika delsystemen.



Figur 2.6.5: Blockdiagrams representation av vattenturbinreglersystem.

Parametern σ i figuren, kallad statik-värdet anger hur mycket frekvensen måste ändras rent procentuellt för att lucköppningen skall övergå från att vara helt stängd till att vara maximalt öppen. Uttryckt i nominella värden har σ enheten Hz/MW, vilket innebär att nedanstående relation gäller.

-Teoretisk bakgrund-

$$R = \frac{1}{\sigma} \quad (2.6.21)$$

Sambandet mellan de olika ingående in- och utsignalerna i blockdiagrammet ges nedan.

Regulatormodellens överföringsfunktion:

$$\Delta Y = -R \cdot \frac{1 + T_R s}{(1 + T_{g1} s)(1 + T_{g2} s)} \Delta \omega_g \quad (2.6.22)$$

Turbinmodellens överföringsfunktion:

$$\Delta P_{mek} = \frac{1 - 2T_w s}{1 + T_w s} \Delta Y \quad (2.6.23)$$

Med hjälp av denna modell kan ett mycket användbart matematiskt uttryck tas fram. Detta samband skall sedan ligga till grund för de teoretiska beräkningar som utförs vid analys av vattenkraftens inverkan vid frekvensreglering:

När regulatormodellen studeras i stationärt tillstånd blir den transienta återkopplingens bidrag lika med noll. Detta ger ett direkt samband mellan frekvensavvikelsen och förändringen av lucköppningens läge.

$$\Delta Y = -R \cdot \Delta \omega_g \quad (2.6.24)$$

Sätts uttrycket för ΔY in i ekvation 2.6.23 fås ett uttryck, som vid stationärt tillstånd ger ett direkt förhållande mellan förändringen av den mekaniska effekten och frekvensavvikelsen.

$$\Delta P_{mek} = -R \cdot \Delta \omega_g \quad (2.6.25)$$

Denna relation kan emellertid vidareutvecklas mha svängningsekvationen, ekvation 2.5.8 avsnitt 2.5 ”Mininät i PSS/E”. Då stationärt tillstånd råder befinner sig frekvensen i ett jämviktsläge, varför förändringen av frekvensavvikelsen är lika med noll. Detta medför att den mekaniska effekten kan uttryckas som en funktion av lastförändringen.

$$\Delta \dot{\omega}_g = 0 \Rightarrow 0 = \Delta P_{mek} - \Delta P_L - D \Delta \omega_g \quad (2.6.26)$$

Ersätts sedan ΔP_{mek} i ekvation 2.6.25 med uttrycket för den mekaniska effekten i ekvation 2.6.26, fås en relation mellan frekvensavvikelsen och lastförändringen:

$$\Delta \omega_g = -\frac{\Delta P_L}{R + D} \quad (2.6.27)$$

Givet att alla värden är uttryckta i p.u-enheter så gäller följande samband:

$$\Delta\omega_g = \Delta f \quad (2.6.28)$$

Under förutsättning att lastförändringens storlek samt inställd reglerstyrka och dämpning är känt, kan alltså den nya jämviktsfrekvensen som systemet svänger in sig mot efter en störning beräknas.

2.6.3 Principen för turbinreglersystem i värmekraftsaggregat

Inom det nordiska systemet har värmekraftverken en väldigt liten påverkan på systemets automatiska frekvensreglering, eftersom den i huvudsak hanteras av vattenkraften. Många andra kraftsystem saknar dock tillgång till lika mycket vattenkraft som det nordiska systemet. I dessa nät ansvarar därför värmekraftverken för en stor del av den automatiska frekvensregleringen.

Det finns dock tillfällen då värmekraftverken har en betydande roll även inom det nordiska systemet. Till exempel vid ö-drift eller drift på eget nät. Med ö-drift menas att ett aggregat ensamt eller tillsammans med något annat matar ett nät med begränsad utbredning, utan förbindelse med något större kraftsystem. Antag att Sverige utsätts för en kraftig störning, som medför att nätet delas upp i ett antal delsystem/öar. Vattenkraften är främst lokaliserad i de norra delarna av landet. I södra Sverige finns dock inga större vattenkraftverk. Vidare kan ej effekten överföras via transmissionsledningarna från norr till söder, eftersom systemet delats upp i delsystem utan förbindelse mellan varandra. För att klara av att hålla en jämn frekvens utan allt för stora frekvensavvikelser, krävs därför att den automatiska frekvensregleringen som finns att tillgå i värmekraftverken utnyttjas. I Norden utnyttjas då främst ångvärmeverk och gasturbiner. Det är i situationer som denna, som även det nordiska systemet har stor nytta av värmekraftverkens stabiliserande effekt på frekvensen.

Eftersom värmekraftverken spelar en allt mindre roll i samband med frekvensregleringen kommer dessa ej att behandlas i detalj. Det är dock värt att nämna att reglerprinciperna skiljer sig åt beroende på vilken typ av kraftverk som avses.

Ångkraftverk kan delas in i två grupper med avseende på reglermetod:

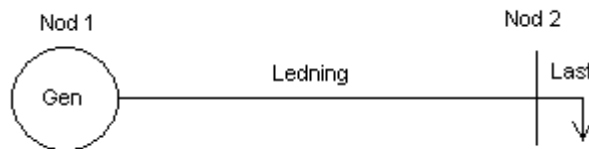
- Kraftverk som kan lagra energi; Dessa kraftverk bidrar till en mycket snabb reglering av systemet. Vid behov kan kraftverket leverera reglerkraft omgående, genom att reglera tryckventilen och utnyttja den upplagrade energin.
- Kraftverk som inte kan lagra energi; Dessa lämpar sig ej vid frekvensreglering, eftersom tryckuppbyggnaden i ångsystemet är ett relativt långsamt förlopp.

Beträffande gasturbiner, så förekommer det flera olika typer. I Sverige används jettyp, vilket innebär att kompressorsteget drivs på separat axel från generatoren och turbinen. I omvärlden används vanligen gasturbiner av industrityp, där kompressorsteget ligger på samma axel som generatoren. Gemensamt för de båda är att de kan bidra till en mycket snabb reglering av systemet, då de kan leverera reglerkraft momentant [3], [9].

2.6.4 Simulering av mininät i PSS/E med turbinregulator

I detta avsnitt studeras vattenkraftens och värmekraftens inverkan på frekvensregleringen. I PSS/E finns ett flertal modeller som beskriver olika turbinregulatorer. Arbetet i analysdelen av rapporten utförs emellertid på en systemmodell av det nordiska synkronsystemet, som behandlar turbinreglering med HYGОВ-, TGOV1- och GAST-modellerna i PSS/E. Av denna anledning är det dessa modeller som kommer att studeras i det följande.

Simuleringarna genomförs på det mininät som togs fram i avsnitt: 2.5 "Mininät i PSS/E" figur 2.5.1, men nu adderas även en turbinregulator till systemet. Mininätet utgörs alltså av två noder förbundna med en kraftledning. I nod 1 återfinns ett vattenkraftsaggregat med generator av modell GENROU, en spänningsregulator av modell SEXS och en turbinregulator enligt modell HYGОВ, TGOV1 eller GAST. Denna förser en spännings- och frekvensoberoende last i nod 2 med effekt, via en 50 km lång transmissionsledning.



Figur 2.6.6: Mininät i PSS/E.

Detta innebär således att samtliga simuleringar kommer att utföras på exakt samma mininät, med den enda skillnaden att det ena systemet är uppbyggt med turbinregulator modellen HYGОВ, det andra med TGOV1 och det tredje med GAST. I övrigt klarar alla aggregaten av att leverera lika mycket reglerkraft då de har identisk maxkapacitet samt reglerstyrka. (Vid beräkning av den nya jämviktsfrekvensen tillämpas alltså ekvation 2.6.27, där $D = 0$ antas). Baserat på denna kännedom kring systemen, kan en jämförelse mellan nätsimuleringarna uppfattas som en jämförelse av de tre olika turbinregulatorerna.

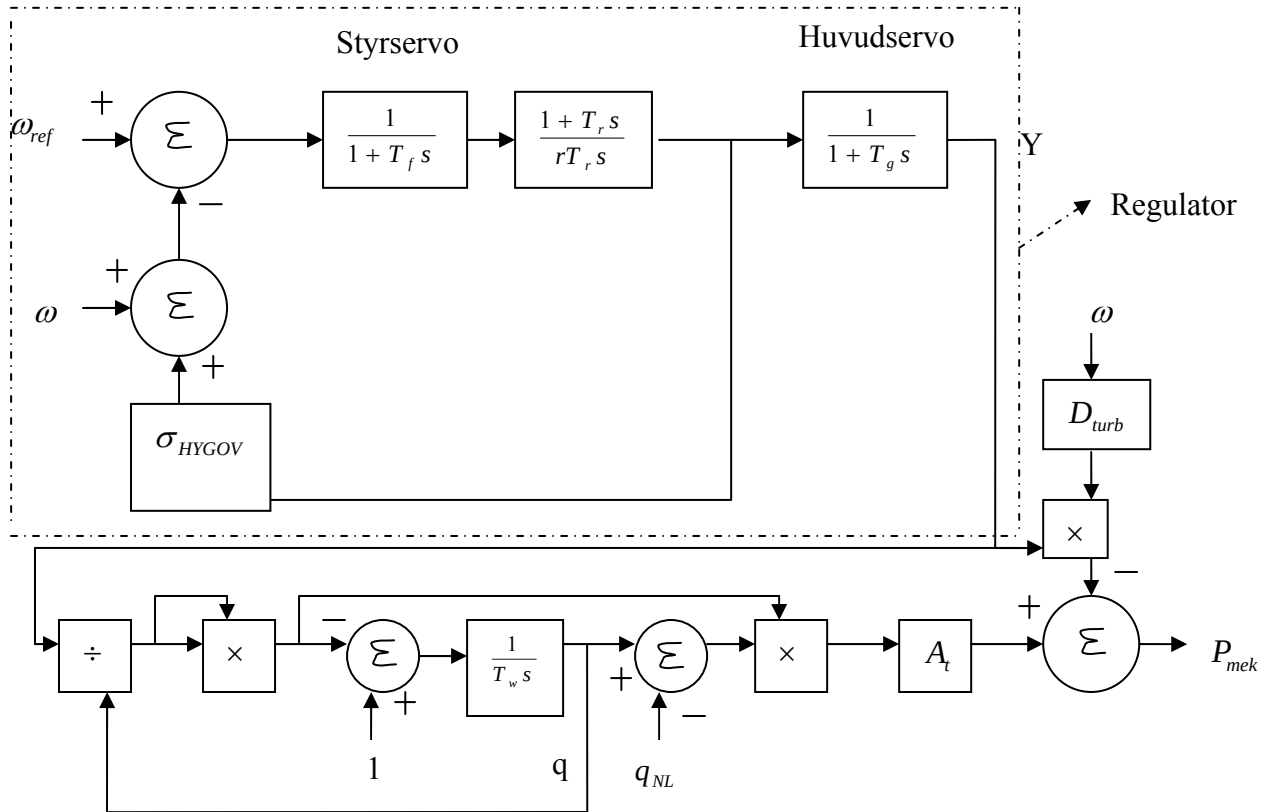
Simulering med HYGОВ på mininät i PSS/E

En vattenkraftsturbin med regulator modelleras i PSS/E enligt figur 2.6.7. Regulatormodellen kallas HYGОВ, vilken representerar en vattenkraftsturbinregulator med en enkel hydraulisk tillloppstub med obegränsad fallhöjd, men inget vattenmagasin.

Den övre delen av blockdiagrammet i figur 2.6.7 representerar turbinregulatorn HYGОВ, med den aktuella nätfrekvensen som insignal. Regulatorn utgörs dels av ett styrservo med tidkonstanten T_f , samt ett huvudservo med tidkonstanten T_g vilken reglerar ledskolven som påverkar vattenflödet till turbinen. Parametrarna r och T_r bestämmer regulatorns transienta dynamik, medan σ_{HYGOV} inverkar på regulatorns egenskaper vid stationära driftförhållanden.

Den nedre delen av blockdiagrammet representerar vattenkraftsturbinen. T_w representerar vattenflödets tidskonstant, och turbinens förstärkning ges av A_t . Utsignalen ges av den mekaniska effekten P_{mek} , vilken sedan transformeras till elektrisk effekt via en generator [14].

-Teoretisk bakgrund-



ω = vinkelhastigheten	T_r = regulator tidskonstant	A_t = turbin förstärkning
P_{mek} = mekaniska effekten	T_f = styrservots tidskonstant	D_{turb} = turbin dämpning
q_{NL} = noll, lastflöde	T_g = huvudservots tidskonstant	σ_{HYGOV} = statik-värdet
Y = lucköppningens position	T_w = vattenanloppstiden	r = temporär statik
q = turbinflödet		

Figur 2.6.7: Modell av vattenkraftsturbin med turbinregulator HYGOV.

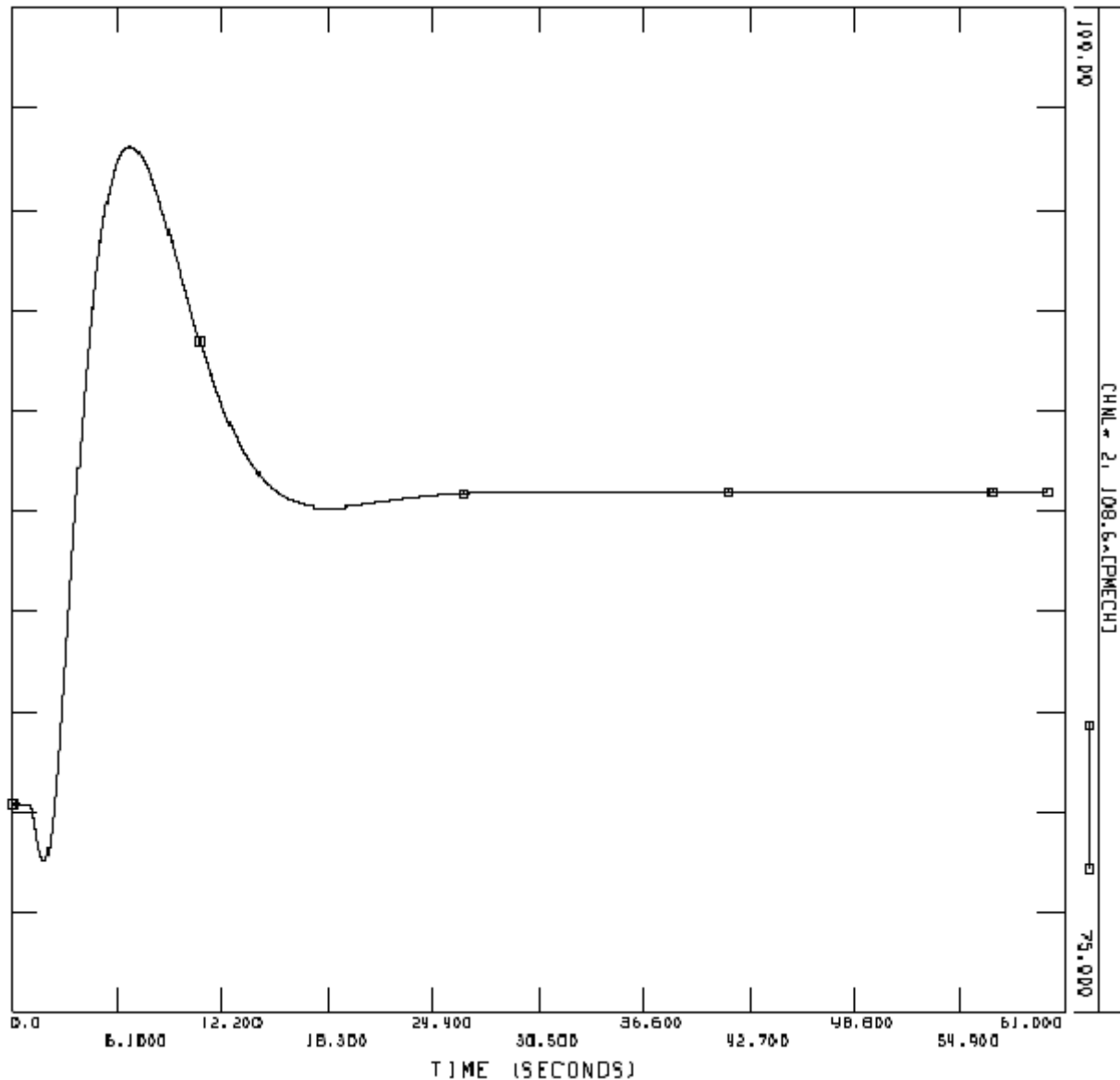
En jämförelse mellan blockdiagrammet i figur 2.6.4, som representerar en vattenturbinregulator och regulatordelen i HYGOV-modellen har stora likheter som visar på samma systemegenskaper. Därför kan teorin gällande vattenturbinregulatorer i avsnitt 2.6.2 tillämpas på HYGOV-modellen i PSS/E.

De svårigheter som uppstår vid valet av HYGOV-modellens parametervärden motiveras i BILAGA A. De inställningar som tillämpats vid simulering följer nedan:

$\sigma_{HYGOV} = 0,047$ p.u.	$r = 0,436$ p.u.	$A_t = 1,06$ p.u.	$D_{turb} = 0,0$ p.u.
$T_r = 5,0$ s	$T_f = 0,05$ s	$T_g = 0,2$ s	$T_w = 1,0$ s

Resultat:

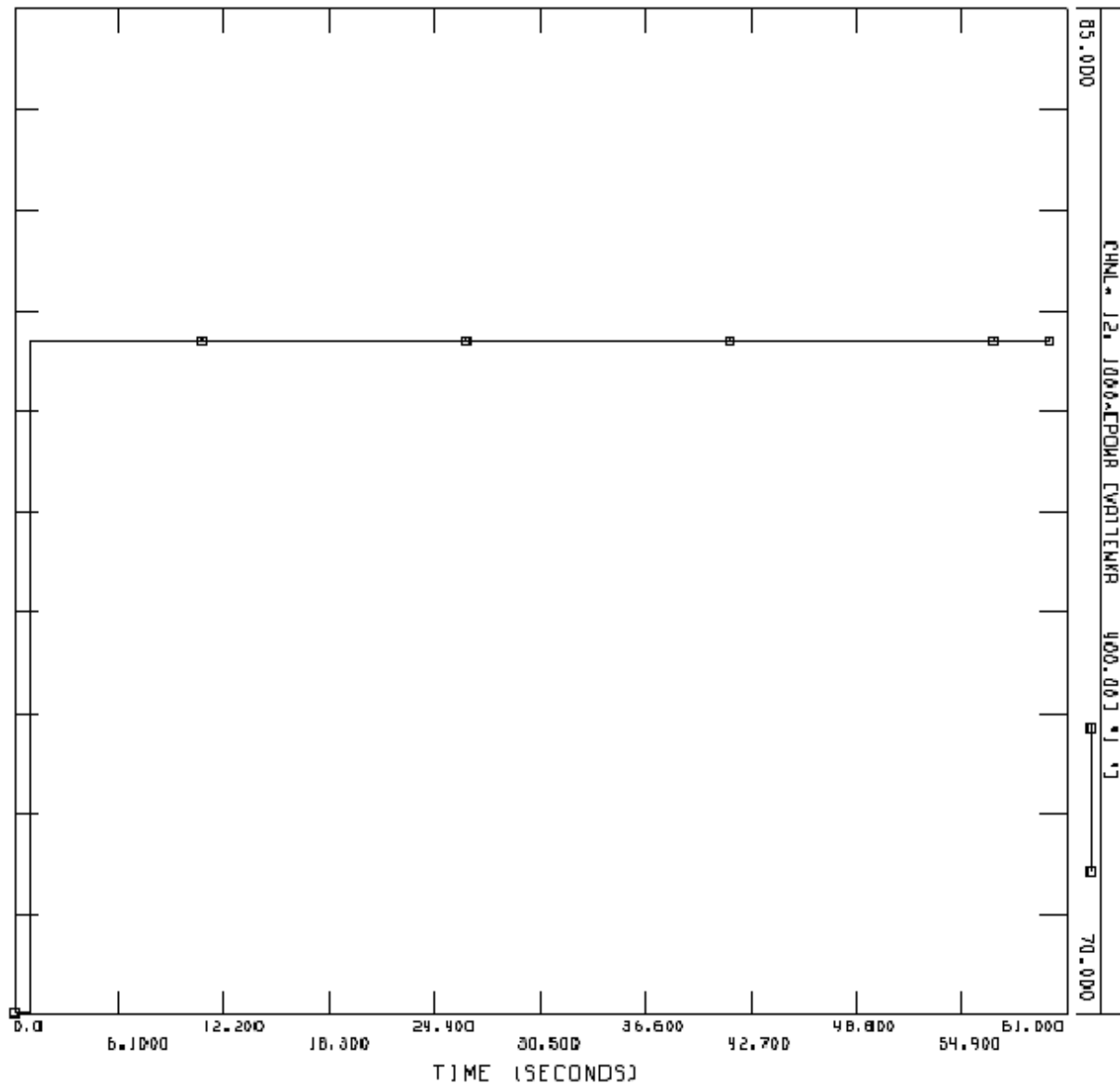
För att påvisa turbinens egenskaper i form av ett icke-minimumfassystem plottas den mekaniska effekten P_{mek} , efter en stegförändring i lucköppningens läge. I figur 2.6.8 framgår tydligt den undersläng i utsignal, som ett steg i insignalen ger upphov till. Detta överstämmer med teorin som säger att systemet initialt skall leverera lägre uteffekt just vid ökningen av lucköppningens läge, för att slutligen svänga in sig mot önskad uteffekt.



Figur 2.6.8: Variation av den mekaniska effekten, efter ett steg i lucköppningens läge. P_{mek} befinner sig initialt på värdet 70,0 MW eftersom systemet befinner sig i jämvikt och det elektriska effektuttaget är lika med 70,0 MW. Då systemet utsätts för en stegförändring i lucköppningens läge, faller P_{mek} initialt ner till värdet 67,8 MW för att sedan öka ända till 97 MW och svänga in sig mot ett jämviktsläge. I jämviktsläget är $P_{mek} = 80,0$ MW vilket motsvara det elektriska effektuttaget efter lastökningen.

-Teoretisk bakgrund-

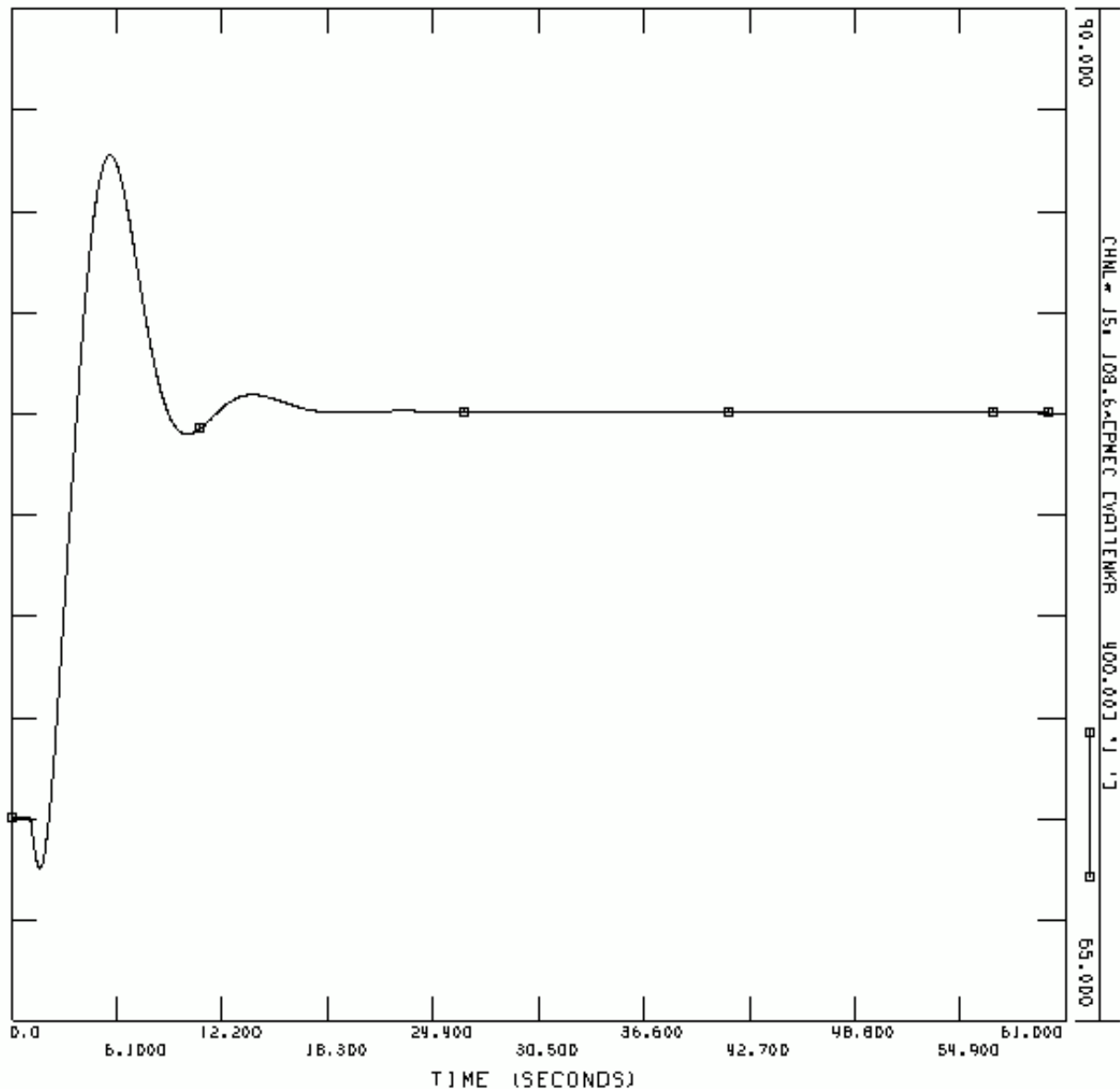
Antag att systemet återigen befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds simulering utsätts det isolerade systemet för exakt samma lastökning som i tidigare exempel, dvs $\Delta P_L = 10$ MW. Detta ger en steg ökning i det elektriska effektuttaget till 80 MW, se figur 2.6.9. Exakt lika mycket effekt som konsumeras måste matas ut på nätet (plus eventuella förluster), för att systemet ej skall bli instabilt och slutligen kollapsa.



Figur 2.6.9: Förändringen av den elektriska effekten för ett system utrustat med vattenturbinregulator, i samband med en lastökning på $\Delta P_L = 10$ MW. Vid tidpunkten $t = 1,0$ sekunder ökar det elektriska effektuttaget P_e från 70,0 MW till 80,0 MW.

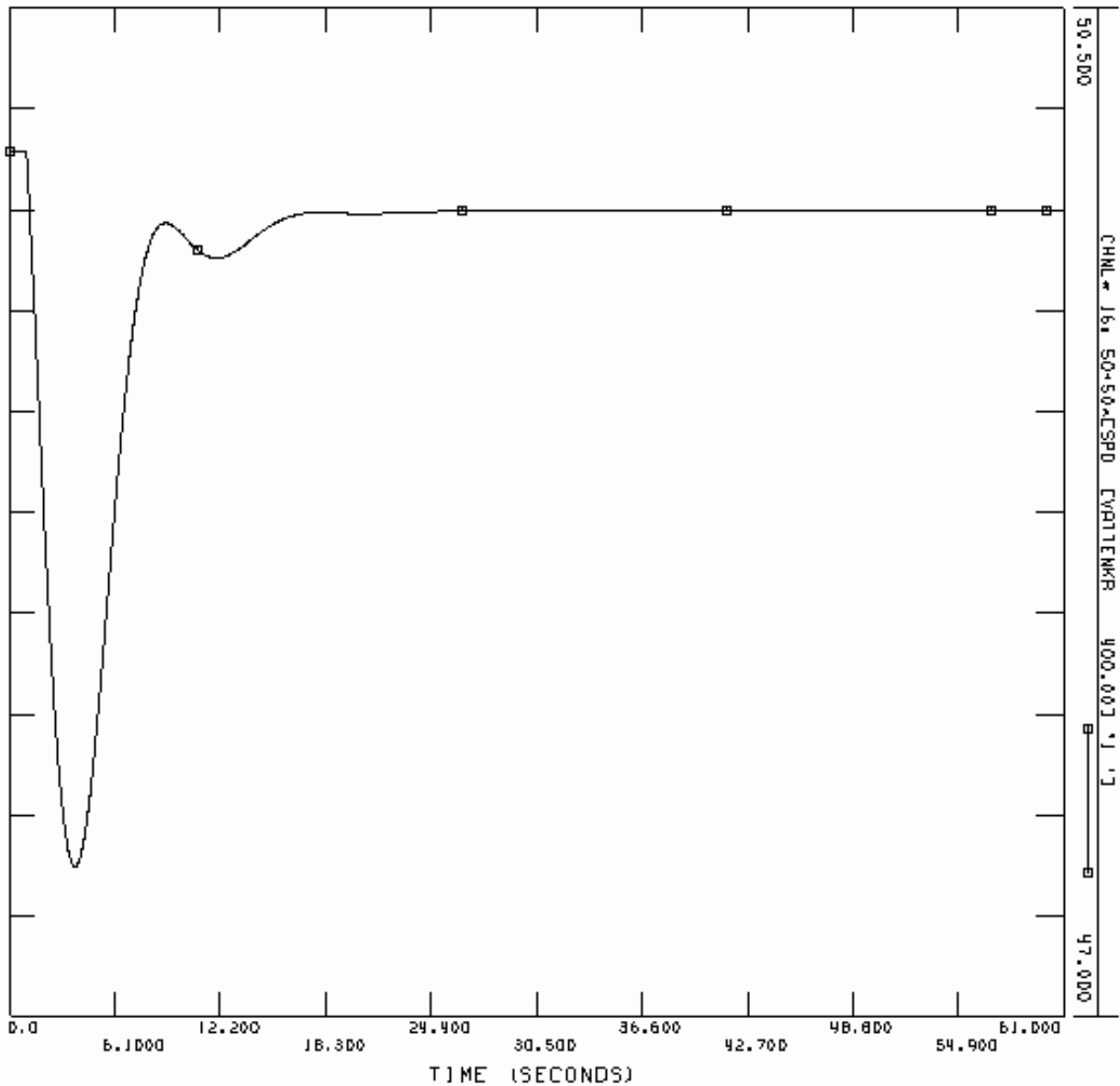
Vidare studeras figur 2.6.10, vilken beskriver det mekaniska effektpådraget. I stationärt tillstånd inses att $\Delta P_{mek} = \Delta P_{elektrisk}$, vilket stämmer överens med teorin i avsnitt 2.5 ”Mininät i PSS/E”. Under det transienta förloppet är det dock en uppenbar skillnad mellan den

mekaniska effekten som produceras och den elektriska effekten som levereras. Visserligen klarar generatoren av att leverera 80 MW aktiv effekt, men maskinen kan ej öka sitt pådrag momentant utan en viss tidsfördröjning förekommer. Detta hänger samman med den teoretiska beskrivningen av vattenkraftsturbinen i form av ett icke-minimumfassystem. Den extra effekt som krävs i samband med lastökningen tas istället från den upplagrade rotationsenergin.



Figur 2.6.10: Variation av den mekaniska effekten. P_{mek} befinner sig initialt på värdet 70,0 MW eftersom systemet befinner sig i jämvikt och det elektriska effektuttaget är lika med 70,0 MW. Då systemet utsätts för en lastökning, faller P_{mek} initialt ner till värdet 68,8 MW för att sedan öka ända till 86,4 MW och svänga in sig mot ett jämviktsläge för $t = 28.5$ sekunder. I jämviktsläget är $P_{mek} = 80,0$ MW vilket motsvara det elektriska effektuttaget efter lastökningen.

I figur 2.6.11 visas frekvensens beteende i samband med lastökningen. Frekvensen sjunker kraftigt under det transienta förloppet, för att slutligen svänga in sig mot en ny stabil frekvens. Det faktum att frekvensen sjunker kraftigt under de första sekunderna, beror på den transienta återkopplingen i turbinregulatorn. Enligt teori är denna återkoppling emellertid nödvändig för att inte turbinen som utgör ett icke-minimumfssystem skall bli instabilt. Observera dock att den nya frekvensen som erhålls efter att systemet återgått till stationärt tillstånd är en aningen låg, $f = 49,825$ Hz. För att återställa frekvens till 50,0 Hz krävs sekundärreglering.



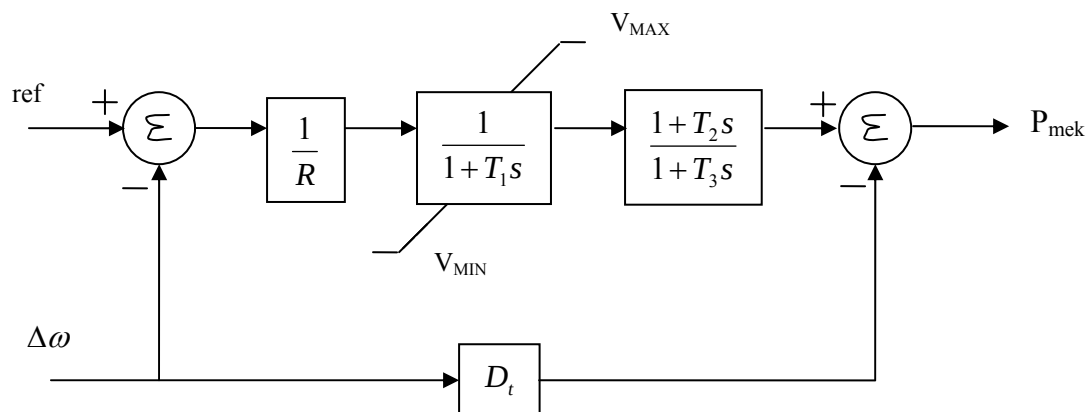
Figur 2.6.11: Frekvenssvar vid lastökning, för system med vattenturbinregulator. Frekvensen befinner sig initialt på värdet 50,0 Hz. Efter 1,0 sekunds simulering utsätts systemet för en lastökning. Frekvensen faller och antar minimivärdet $f = 47,5$ Hz vid tidpunkten $t = 3,7$ sekunder. Efter denna tidpunkt ökar frekvensen och svänger slutligen in sig mot ett jämviktsläge $f = 49,8$ Hz vid tidpunkten $t = 28,5$ sekunder.

Simulering med TGOV1 på mininät i PSS/E

Ett ångturbinaggregat med regulator modelleras i PSS/E enligt figur 2.6.12.

Regulatormodellen kallas TGOV1. I denna modell antas pådragsventilen vara konstant öppen. Uteffekten regleras istället av energiflödet till ånggeneratoren. I blockdiagrammet betecknar T_1 regulatorns tidkonstant och T_3 mellanöverhettarens tidkonstant. Förhållandet T_2/T_3 , står för den andel av den totala effektproduktionen som alstras av högtrycksturbinen [14].

Beroende på valet av tidskonstanterna kan därför TGOV1-modellen antingen antas representera ett ångaggregat som ej kan lagra energi eller ett aggregat som kan lagra energi.



Figur 2.6.12: Modell av en ångkraftsturbin med turbinregulator TGOV1.

Två simuleringar genomförs för att visa på de olika egenskaperna hos ångkraftverk. De inställningar som tillämpats vid simulering ges nedan:

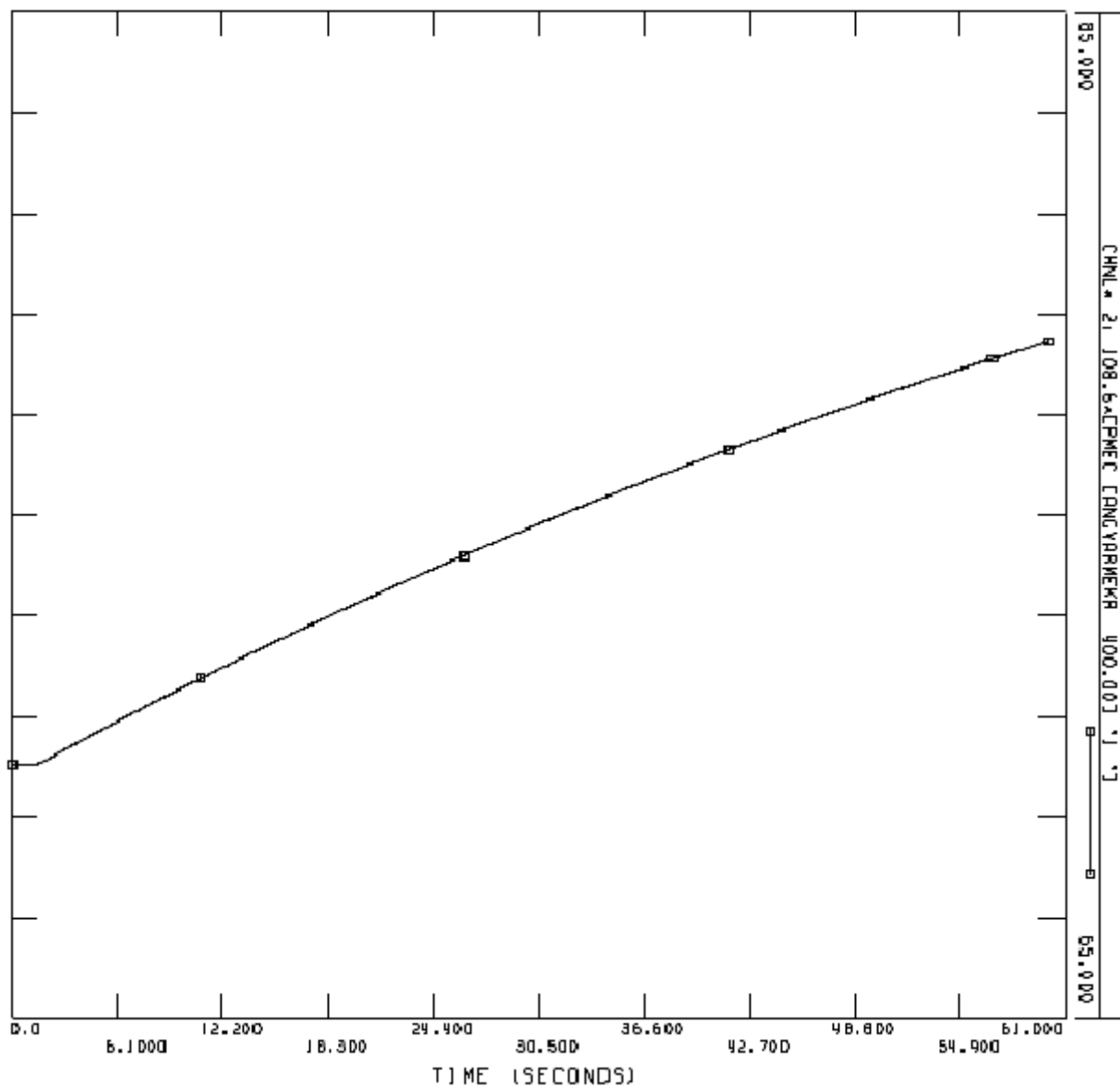
Fall1: $\sigma = 0,047$ p.u., $T_1 = 0,6$ s, $T_2 = 0,0$ s, $T_3 = 100,0$ s, $D_T = 0,0$

Fall2: $\sigma = 0,047$ p.u., $T_1 = 0,5$ s, $T_2 = 2,1$ s, $T_3 = 7,0$ s, $D_T = 0,0$

Resultat:

Antag att systemet initialt befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Vid tidpunkten $t = 1,0$ sekunder utsätts det isolerade systemet som är utrustas med turbinregulatorn TGOV1 för en störning i form av en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Det mekaniska effektpådraget och frekvensfallet plottas för de två fallen.

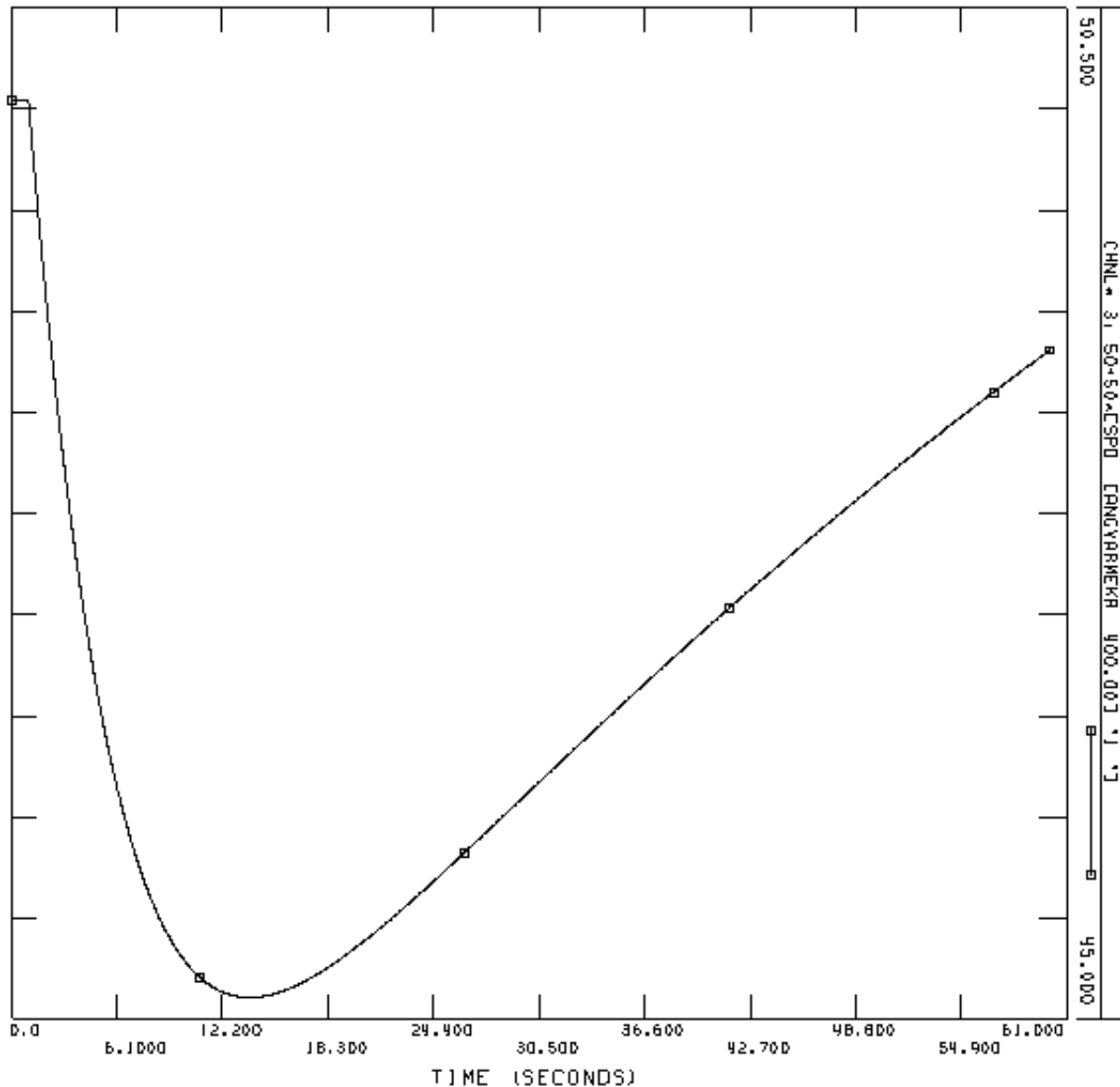
Figur 2.6.13 – 2.6.14 visar regleregenskaperna för systeminställningar enligt fall1. I figur 2.6.13 ses att den mekaniska effekten ökar väldigt långsamt. Detta beror på att modellen representerar ett aggregat som inte kan lagra energi. Detta medför ett långsamt reglerförlopp eftersom tryckuppbyggnaden i ångsystemet är ett långsamt förlopp. Till skillnad från HYG0V-modellen, visar dock resultaten på en momentan effekttökning vid en tillfällig störning. Det är därmed ej fråga om ett icke-minimumfassystem.



Figur 2.6.13: Det mekaniska effektpådraget för fall 1, efter en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Inom loppet av 60 sekunder lyckas turbinregulatorn öka den mekaniska effekten från 70,0 MW till 78,6 MW.

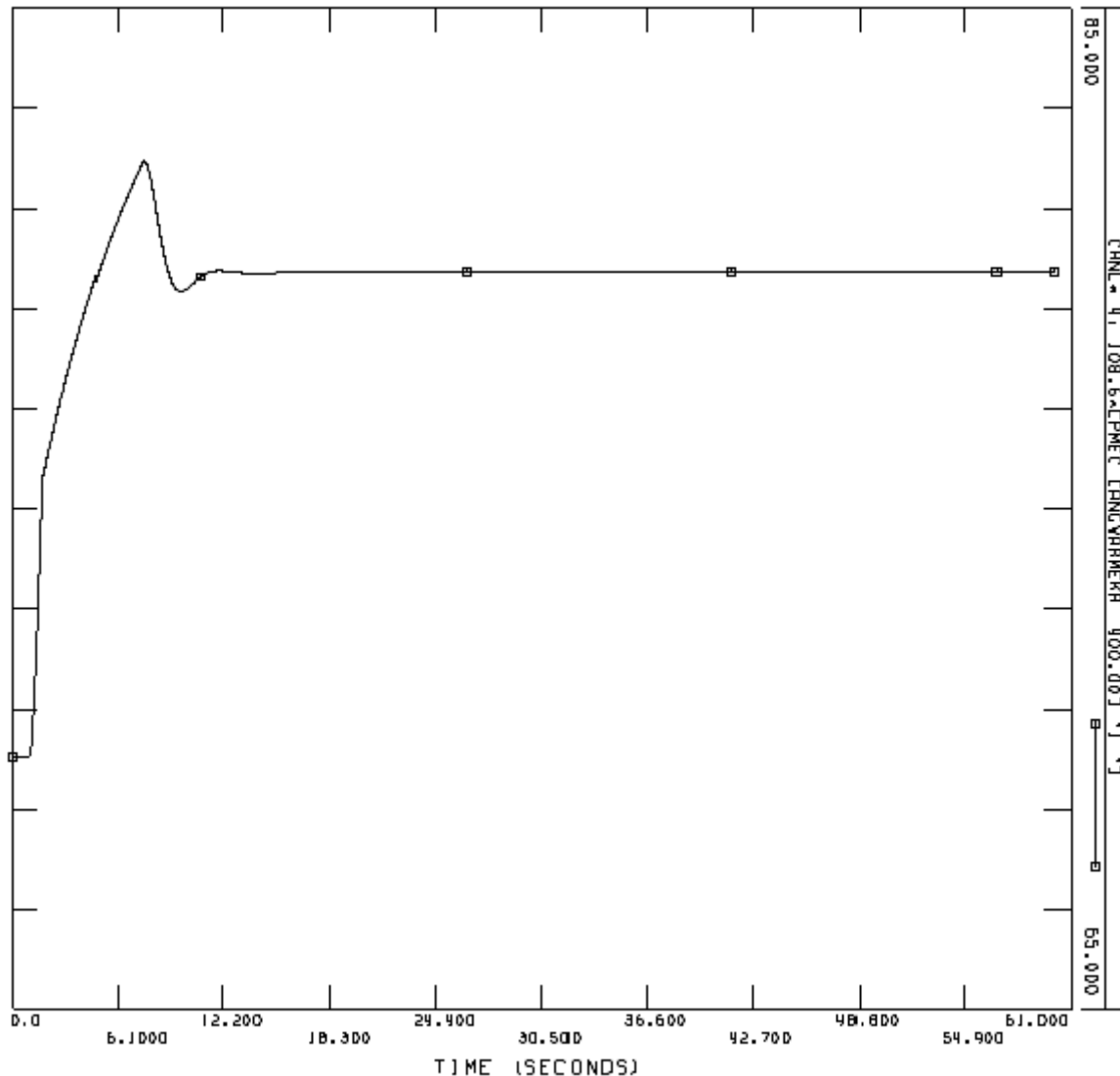
-Teoretisk bakgrund-

I figur 2.6.14 visas frekvensfallet. Frekvensen faller kraftigt eftersom tillgången på mekanisk effekt är begränsad till en början. I takt med att den mekaniska effekten ökar, sker dock en kontinuerlig frekvensökning tills ett nytt jämviktsläge uppnås.



Figur 2.6.14: Frekvenssvar för systeminställningar enligt fall 1. Frekvensen faller och antar minimivärdet $f = 45,15$ Hz vid tidpunkten $t = 13,7$ sekunder. Vid tidpunkten $t = 61$ sekunder antar frekvensen värdet $f = 48,7$ Hz, frekvensen fortsätter sedan att öka mot det nya jämviktsläget.

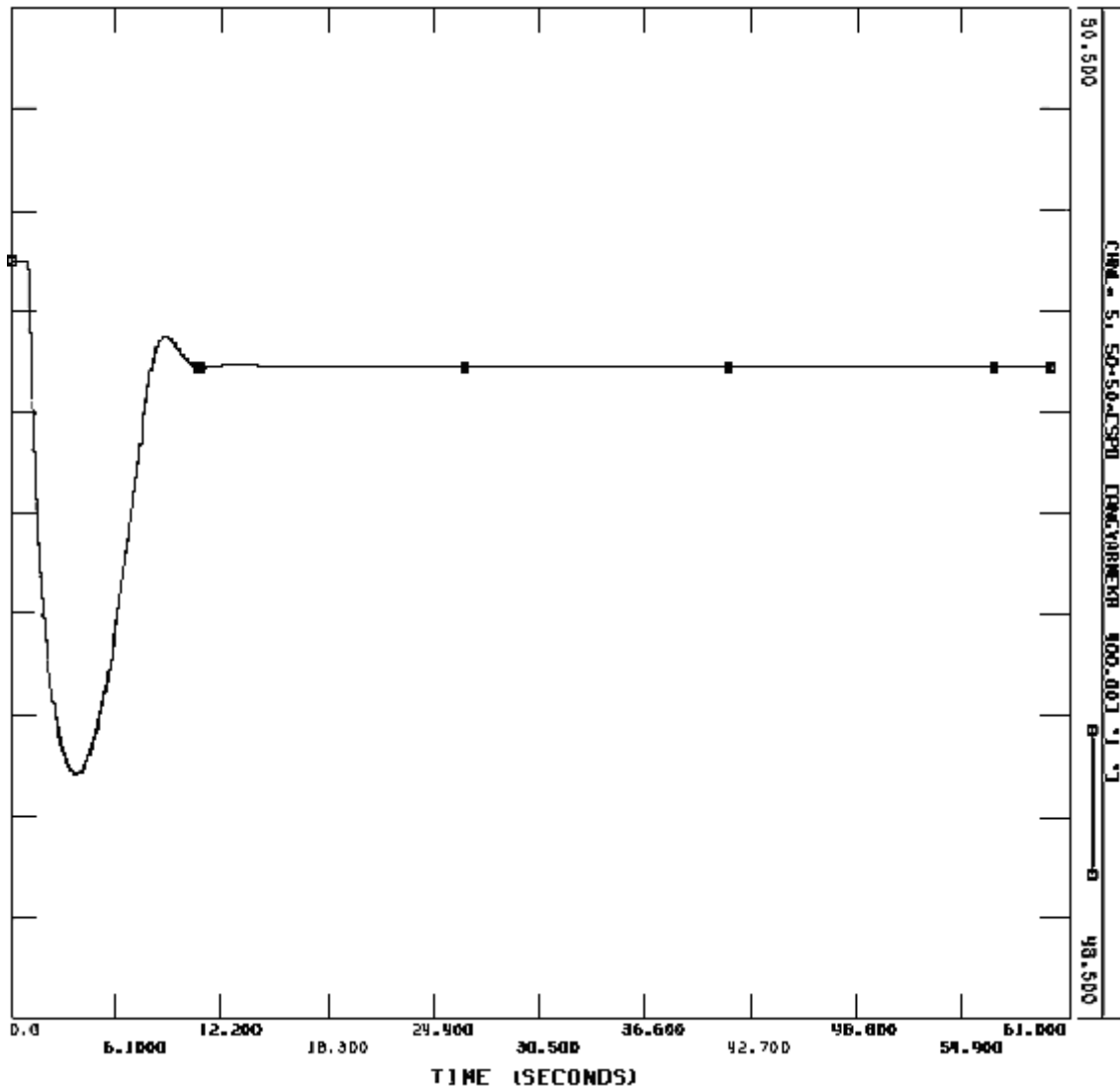
Figur 2.6.15 – 2.6.16 visar regleregenskaperna för systeminställningar enligt fall 2. En förändring av tidskonstanterna för TGOV1-modellen medför att modellen liknas vid ett aggregat där ångan inte behöver produceras i det ögonblick obalansen i systemet uppstår, utan ett aggregat som har upplagrad energi. Det mekaniska effektpådraget i figur 2.6.16 visar på ett snabbt reglerförlopp.



Figur 2.6.15: Det mekaniska effektpådraget för fall 2, efter en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Inom loppet av 5,0 sekunder lyckas turbinregulatorn öka den mekaniska effekten från 70,0 MW till 80,0 MW. Figuren visar att systemet överreglerar eftersom P_{mek} antar ett högre värde än 80 MW inom tidsintervallet $t = 5,0 - 8,8$ sekunder. Denna överreglering bidrar till att frekvensen stabiliseras snabbare. Vid tidpunkten $t = 14,4$ sekunder uppnås stationärt tillstånd, med en effekt på 80,0 MW.

-Teoretisk bakgrund-

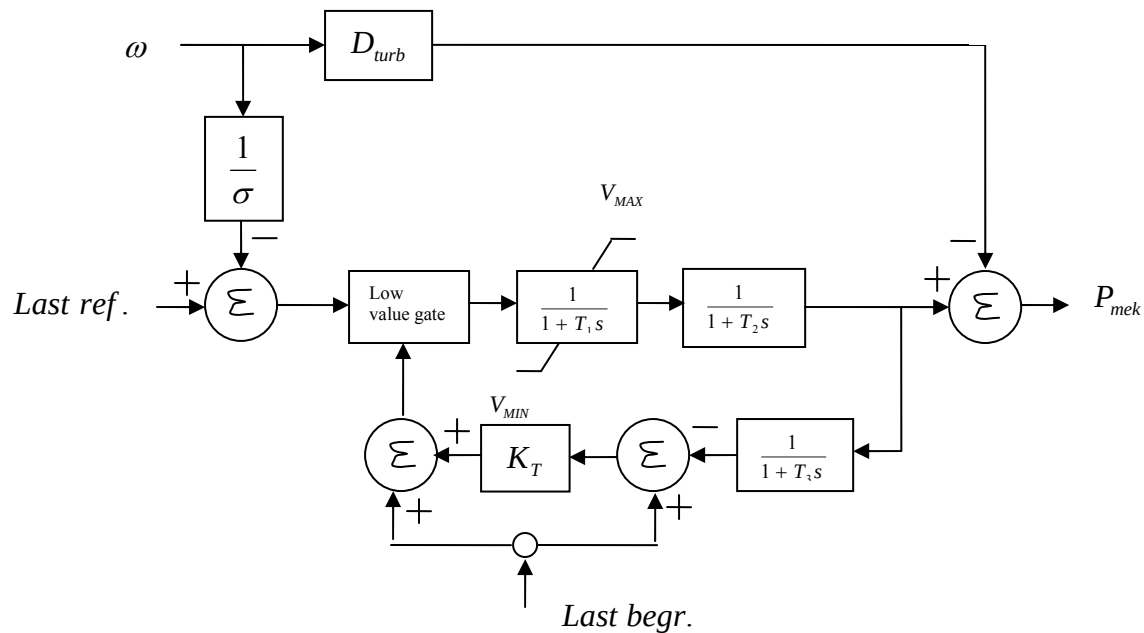
I figur 2.6.16 visas frekvensfallet. Frekvensen faller initialt, men i takt med att det mekaniska effektpådraget ökar så motverkas frekvensfallet.



Figur 2.6.16: Frekvenssvar för systeminställningar enligt fall 2. Frekvensen faller och antar ett minimivärde på 49,0 Hz vid tidpunkten $t = 3,8$ sekunder. I takt med att P_{mek} ökar för att motverka obalansen ökar även frekvensen mot ett nytt jämviktsläge på $f = 49,8$ Hz som nås vid tidpunkten $t = 14,4$ sekunder.

Simulering med GAST på mininät i PSS/E

En gasturbin med regulator modelleras i PSS/E enligt figur 2.6.17. Regulator modellen kallas GAST, och ger en generell representation av den dynamiska karaktärstiken för industriella gasturbiner.



ω = vinkelhastigheten
 P_{mek} = mekaniska effekten
 K_T = lastförstärkning
 D_{turb} = turbindämpning
 σ = statik-värdet

T_1 = regulatorns tidskonstant
 T_2 = förbränningskammarens tidskonstant
 T_3 = pumpens tidskonstant

Figur 2.6.17: Modell av gasturbin med turbinregulator GAST.

Insignalen till blockdiagrammet i figur 2.6.17 utgörs av den aktuella nätfrekvensen, samt en lastreferens som vid start sätts lika med den mekaniska effekten. Utsignalen ges av den mekaniska effekten P_{mek} , vilken sedan transformeras till elektrisk effekt via en generator. Regulatorn är av direktverkande typ utan återkoppling, med en tidskonstant T_1 , där V_{MAX} - V_{MIN} bestämmer bränsletillförseln genom reglering av lucköppningen. Vidare modelleras förbränningskammaren med tidskonstanten T_2 , medan T_3 representerar tidskonstanten för det pumphsystem vilket reglerar gaspådraget. D_{turb} representerar turbinens dämpande effekt på vinkelhastigheten, vilken uppkommer i gasturbinens rotor.

-Teoretisk bakgrund-

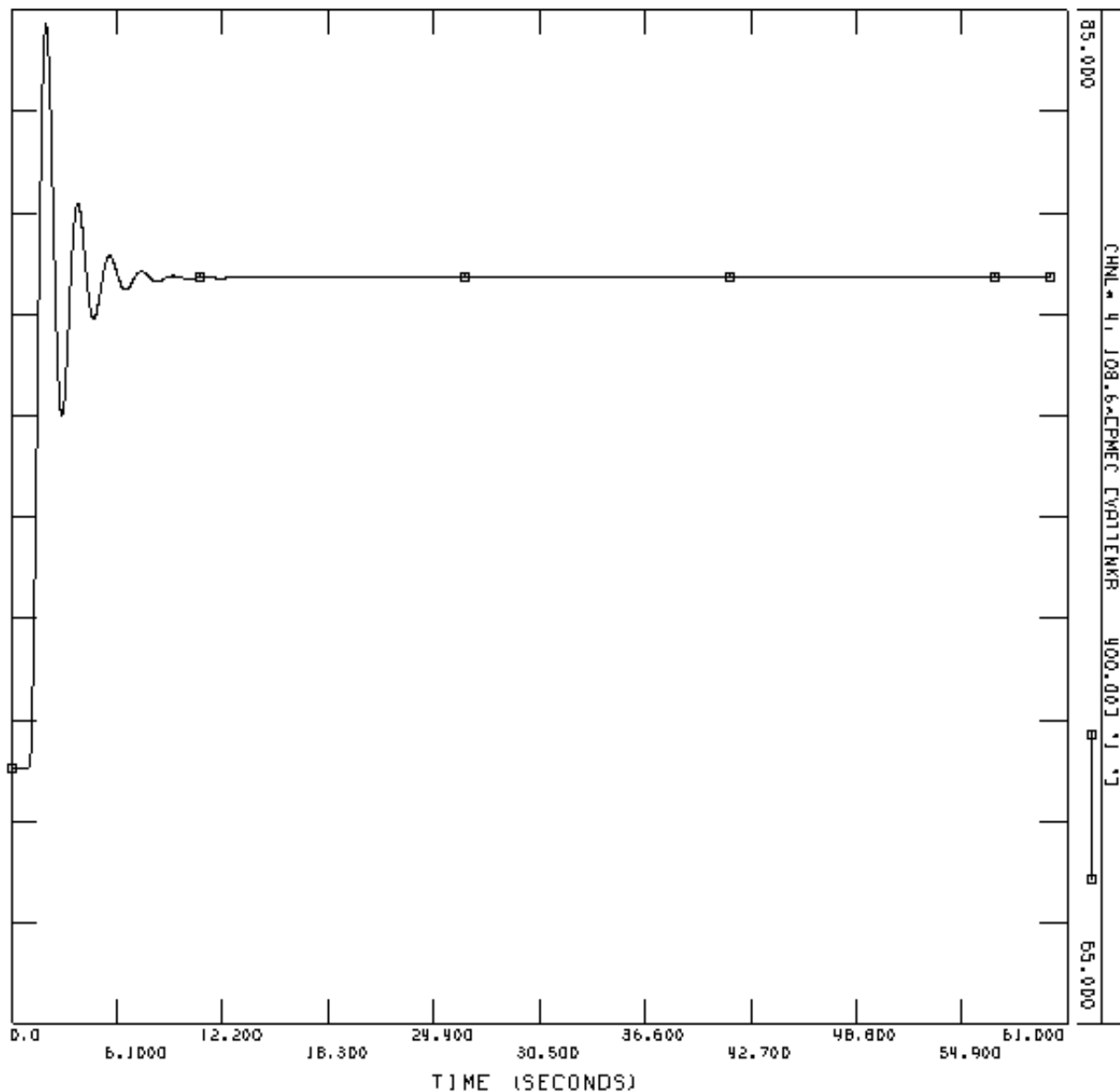
I systemet ingår även en lastbegränsande återkoppling, vars inverkan justeras av konstanten K_T , lastförstärkningen. Lastbegränsningens referensvärde är en designparameter och beror av den omgivande temperaturen. Arbetar turbinen under de givna temperaturförhållanden som antogs vid design, sätts denna referens lika med default-värdet. I samband med att den omgivande temperaturen ökar, bör emellertid referensvärdet minskas enligt tillverkarens anvisningar. Detta förhållande visar tydligt att turbinens dynamiska beteende beror av omgivningens temperatur [14].

De inställningar som tillämpats vid simulering ges nedan:

$$\sigma = 0,047 \text{ p.u.}, \quad T_1 = 0,4 \text{ s}, \quad T_2 = 0,1 \text{ s}, \quad T_3 = 3,0 \text{ s}, \quad K_T = 2,0, \quad D_T = 0,0$$

Resultat:

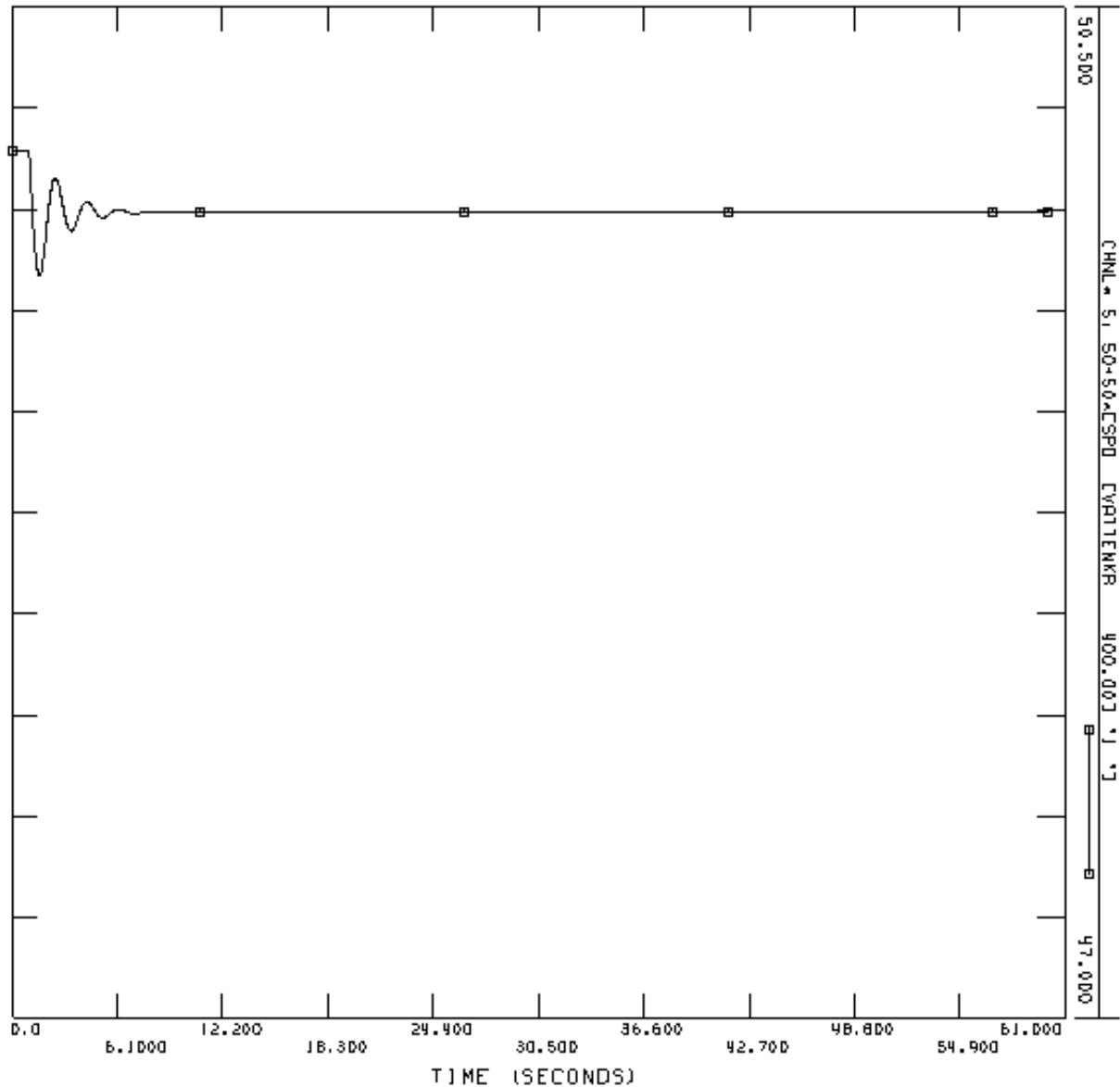
Det isolerade systemet utrustas med turbinregulatorn GAST, och utsätts för en störning i form av en lastökning $\Delta P_L = 10 \text{ MW}$. Den mekaniska effekten plottas i figur 2.6.18. Denna figur visar att en gasturbin bidrar till en mycket snabb reglering av systemet. I samma ögonblick som störningen inträffar, ökar den mekaniska effekten, för att sedan börja oscillera. Resultaten tyder på en överreglering, eftersom $P_{mek} > P_{elektrisk}$ vid ett flertal tillfällen. Dvs. maskinen bidrar med mer mekanisk effekt än vad som krävs.



Figur 2.6.18: Det mekaniska effektpådraget, efter en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Inom loppet av 1,6 sekunder lyckas turbinregulatorn öka den mekaniska effekten från 70,0 MW till 80,0 MW. Figuren visar att det mekaniska effektpådraget oscillerar och överreglerar stundvis eftersom P_{mek} antar ett högre värde än 80 MW. Denna överreglering bidrar till att frekvensen stabiliseras snabbare. Stationärt tillstånd på 80,0 MW nås för tidpunkten $t = 12,8$ sekunder.

-Teoretisk bakgrund-

Frekvenssvaret ges av figur 2.6.19. I samband med lastökningen faller frekvensen något, men den mekaniska effekten ökar då omgående och överregleringen medför att frekvensen når sitt nominella värde mycket snabbt.



Figur 2.6.19: Frekvenssvar vid lastökning $\Delta P_L = 10$ MW. Frekvensen faller och antar ett minimivärde på $f = 49,6$ Hz vid tidpunkten $t = 1,5$ sekunder. Frekvensen oscillerar sedan med den mekaniska effekten för att svänga in sig mot ett jämviktsläge på 49,8 Hz vid tidpunkten $t = 7,7$ sekunder.

2.6.5 Slutsatser gällande frekvensreglering hos olika produktionskällor

Simuleringsresultaten visar på stora skillnader i regleregenskaper mellan olika aggregat. Gasturbiner bidrar till en bättre reglering av systemet än både vatten- och ångkraftverk. Vid frekvensreglering är regleringstiden en av de avgörande parametrarna för att undvika systemkollaps, därför lämpar sig gasturbiner mycket bra vid frekvensreglering. Frekvensen faller ner till ett minimivärde på 49,6 Hz och når sitt nya jämviktsläge på 49,8 Hz redan efter 7,7 sekunder. Detta kan jämföras med vattenkraftsreglering, där frekvensen faller ner till ett betydligt lägre minimivärde på 47,5 Hz. Dessutom tar det upp till 28,5 sekunder innan frekvensens jämviktsläge på 49,8 Hz nås.

Om ångaggregat är att föredra vid frekvensreglering beror på regleregenskaperna hos turbinregulatorn. Simuleringsresultaten visar på markanta skillnader i regleregenskaper hos olika ångaggregat. Om aggregatet är av sådan typ att det kan lagra energi, så lämpar sig det sig mycket bra som frekvensreglerande enhet. Frekvensen faller ner till ett minimivärde på 49,0 Hz och når sitt nya jämviktsläge på 49,8 Hz redan efter 14,4 sekunder. Detta innebär att störningen regleras ut ungefär dubbelt så snabbt som med hjälp av vattenkraft. Om ångaggregatet är av sådan typ att det inte kan lagra energi visar resultaten på en mycket långsam reglering med kraftigt frekvensfall. Denna modell lämpar sig ej för frekvensreglering.

Enligt tidigare diskussion har det dock framgått att det inom det nordiska systemet främst är vattenkraftverken som ansvarar för den automatiska frekvensregleringen. Värme kraften deltar inte i samma utsträckning i den automatiska frekvensregleringen, utan aktiveras vanligen manuellt vid behov.

Hur motiveras då valet av vattenkraft framför värme kraft vid reglering av nätfrekvensen? Vattenkraftsaggregat har ofta mycket goda reglermöjligheter. I Norden finns stor tillgång av vatten, och vattenkraftsreglering är en både enklare, miljövänligare och billigare metod. Kraftiga begränsningar kan visserligen förekomma om kraftstationen har långa tunnlar för tillopp och avlopp. Det kan också finnas restriktioner för vattenföringar. Om begränsningar och restriktioner ej förekommer, har dock vattenkraft en uppregringshastighet på 20-100 sek (från fasning till nära fullast). Dessutom har vattenkraft sin bästa verkningsgrad då det levererar cirka 10% mindre än sin maximala kapacitet. Vattenkraft lämpar sig därför väldigt bra som reglerkraftverk.

2.7 Lastens spännings- och frekvensberoende

I ett elkraftsystem pågår ständiga variationer av lastens effektuttag med avseende på nätfrekvensen och spänningen. Vid analys av lastens beteende samt dess påverkan på systemets stabilitet åtskiljs vanligen frekvensberoende och spänningsberoende lastmodeller. Att enskilt studera frekvensens påverkan på lasten eller spänningens påverkan på lasten ger emellertid inte en korrekt helhetsbild av lastens totala påverkan på systemet. Antag en lastökning; Detta medför att frekvensen påverkas, eftersom den upplagrade rotationsenergin

förbrukas. Vidare påverkar en lastökning systemspänningen. Den reaktiva effekten och spänningen är starkt kopplade till varandra. Enligt tumregler gäller att ökad produktion av reaktiv effekt ger högre spänning i närheten av produktionskällan, medan ökad konsumtion ger lägre spänning. Men det är inte bara den reaktiva effekten som påverkar spänningen, utan även den aktiva effekten. Många laster har ej effektfaktor 1, varför en förändring av aktiv effekt även medför en förändring av reaktiv effekt. Dessutom är de reaktiva effektförlusterna i ledningar proportionella mot kvadraten på överförd effekt, vilket innebär att hårt belastade kraftledningar kommer att ha stor påverkan på den reaktiva effektbalansen i systemet. Baserat på detta konstateras att låga spänningar generellt uppträder vid hög last och vice versa. Därmed medför en lastökning inte bara en frekvensminskning, utan även en spänningssänkning. Eftersom belastningen är proportionell mot spänningen och frekvensen innebär det att en frekvens- och spänningssänkning motverkar lastökningen, vilket i sin tur återigen påverkar nätfrekvensen. Detta är ett tydligt exempel på lastens spännings- och frekvensberoende, samt dess komplicerade inverkan på systemets stabilitet.

2.7.1 Definition av last

Last definieras som en del av ett system som ej representeras specifikt i systemmodellen, utan ses som en enskild effektförbrukande anordning som är ansluten till en nod i systemet. Med en effektförbrukande anordning avses inte enbart laster i form av olika apparater och motorer, utan även anordningar som:

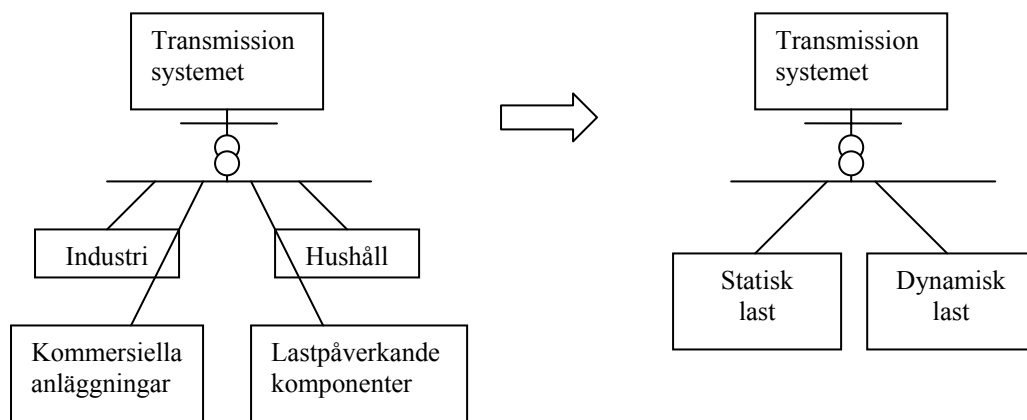
- Transformatorer
- Systemmatningar
- Shunkondensatorer
- Spänningsregulatorer
- Anslutningar till högspänningsnoder

Vid modellering av lasten krävs därför att även dessa komponenters påverkan klarläggs. Exakt vad som skall inkluderas i lastmodellen beror på vad som representeras i systemmodellen.

2.7.2 Modellering av lasten

Belastningen på nätet varierar beroende på tiden på dygnet, veckodag, årstid samt väder. Årstid och väder har en stor betydelse, och är i princip den avgörande faktorn för hushållens elkonsumtion. Generellt gäller att en stor del av lasten utgörs av uppvärmningsanordningar under de kyligare årstiderna samt AC-anordningar under de varmare perioderna. Ute på landsbygden ökar även konsumtionen under våren och sommaren då bönderna förbrukar mer energi, till största delen i form av motorer som driver pumpar och liknande. I övrigt gäller att lasten till 95% domineras av motorer och apparater som används inom industrin. En stor del av den dagliga lasten utgörs även av de kommersiella anläggningarnas effektförbrukning i form av luftkonditionering, belysning m.m.

Att utföra detaljerade studier och beskrivningar av lastens variationer är mycket komplicerat. Därför tillämpas mer eller mindre förenklade modeller. Hur lasten modelleras beror på vilken typ av last det är, vilka stabilitetsanalyser som skall genomföras samt vilka egenskaper som skall belysas; frekvens- eller spänningsberoende. Inom litteraturen förekommer otaliga typer av lastmodeller. Om endast lastens frekvensberoende skall belysas beskrivs lasten enligt modellen frekvensberoende last. En vanlig indelning är annars att skilja mellan statisk respektive dynamisk last. Lasten i en högspänningsnod representerar vanligen en förening av hundratalens enskilda laster dels i form av hushållens belastning (t.ex. värme och belysning), och dels som industrilaster och last som behövs för att driva de stora kommersiella områdena. Den totala förenade lasten i en nod kan representeras av antingen en statisk lastmodell, en dynamisk lastmodell eller en kombination av dessa, se figur 2.7.1 samt ekvation 2.7.1.



Figur 2.7.1: Lastmodell av den totalt förenade lasten i en högspänningsnod.

$$\bar{S}_L = P_L + jQ_L = K \cdot \bar{S}_{Statisk} + (1 - K) \cdot \bar{S}_{Dynamisk} \quad (2.7.1)$$

där $0 \leq K \leq 1$

Paramtern K anger andelen av den totala lasten som representeras enligt den statiska lastmodellen [7].

Vidare förekommer även en lastmodell vilken specifikt modellerar olika typer av motorer. Ungefär hälften av all effekt som förbrukas i de svenska industrierna används för motordrift. När lasten i en specifik nod domineras av elektriska motorer, kan det därför vara lämpligt att använda denna typ av modell. Lasten modelleras då varken som en statisk eller en dynamisk last, utan som en motorlast. Nedan följer en utförligare analys av de olika lastmodellerna.

Frekvensberoende last

Belastningen på elkraftsystemet utgörs av olika typer av elektriska apparater. En kategori utgörs av rent resistiva laster, så som belysning och uppvärmningsanordningar vilka är frekvensoberoende. Den andra kategorin utgörs av frekvensberoende motorer. Om lastens frekvensberoende önskas belysas, beskrivs den totala sammansatta lasten i samband med små

frekvensvariationer enligt ekvation 2.7.2. I denna ekvation representeras de rent resistiva lasternas påverkan av P_{L0} , medan motorens frekvensberoende framställs enligt $D\Delta\omega$.

$$P_L = P_{L0}(1 + D_i\Delta\omega) = P_{L0} + D\Delta\omega \quad (2.7.2)$$

Parametern D_i ändras beroende på lasttyp och sammansättning. Den har enheten %lastförändring / %frekvensändring, och antar alltid positiva värden inom intervallet 0-2% per procent av frekvensändringen. Detta medför att lasten har en naturligt positiv påverkan på frekvensregleringen. Om frekvensreglerande utrustning skulle saknas i systemet, skulle en obalans mellan genererad och förbrukad effekt ΔP medföra en frekvensavvikelse på $\Delta\omega = \Delta P / D$. Denna relation visar att lasten har en direkt påverkan på hur stor frekvensavvikelsen blir i samband med en störning [.5]

Statisk last

Om syftet är att genomföra en transient stabilitetsanalys, dvs. studera systemets beteende efter en störning inom tidsramen 10 sekunder, modelleras lasten vanligen enligt den statiska lastmodellen. Denna modell beskriver lastens karaktäristik vid alla tidpunkter som en funktion av nodspänningen och frekvensen vid samma tidpunkt. Modellen används vid beskrivning av statiska komponenter i form av t.ex. rent resistiv last eller som en approximation av dynamiska lastkomponenter så som motordriven last.

Den matematiska beskrivningen av denna typ av lastmodell är rent algebraisk, vilket är skälet till varför modellen kallas för just statisk lastmodell. Två av de modeller som används i stor utsträckning är den exponentiella lastmodellen samt ZIP-modellen. Båda dessa beskriver lastens spänningsberoende [7], [10].

I den exponentiella modellen beskrivs den aktiva respektive reaktiva lastkomponenten som:

$$P_L = P_{EXP} = P_{L0} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mp} \quad \& \quad Q_L = Q_{EXP} = Q_{L0} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mq} \quad (2.7.3)$$

Där U_L är nodspänningens amplitud, U_{L0} är den nominella spänningen, och P_{L0} samt Q_{L0} utgör den aktiva respektive reaktiva effekten vid den nominella spänningsnivån. Parametrarna mp samt mq avgör lastens karaktär.

- Om $mp = mq = 0$, kallas lasten för konstant effektlast.
- Om $mp = mq = 1$, kallas lasten för konstant strömlast.
- Om $mp = mq = 2$, kallas lasten för konstant impedanslast.

Vid beskrivning av sammansatta laster, beror parametervärdena på den aktuella lastens karaktäristik. Parametern mp varierar då vanligen mellan värdet 0,5 – 1,8 och mq mellan värdet 1,5 – 6. Nedan följer några exempel på parametervärden för olika lasttyper:

Komponent	mp	mq
Elektrisk värmare	2,0	0,0
Glödlampor	1,6	0,0
Lysrör	0,9	2,0
Kylskåp/Frys	0,8	2,5
AC/Luftkonditionering	0,5	2,5
Diskmaskin	1,8	3,5
Pumpar, fläktar	0,08	1,6
Små industri motorer	0,1	0,6

Tabell2.7.1: Parametervärden för olika lasttyper [11].

I ZIP-modellen beskrivs den aktiva respektive reaktiva lastkomponenten som:

$$P_L = P_{ZIP} = P_{L0} \left[k_{pz} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^2 + k_{pi} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^2 + k_{pp} \right] \quad (2.7.4)$$

$$Q_L = Q_{ZIP} = Q_{L0} \left[k_{qz} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^2 + k_{qi} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^2 + k_{qp} \right]$$

Denna modell utgör således en kombination av konstant impedans (Z), konstant ström (I) samt konstant effekt (P) komponenter. Parametrarna k_p och k_q anger hur stor andel av den totala lasten som utgörs av respektive komponent, och följande förhållande gäller:

$$k_{pz} + k_{pi} + k_{pp} = k_{qz} + k_{qi} + k_{qp} = 1.$$

I de fall då både lastens frekvens- samt spänningsberoende önskas belysas, krävs en mer generell lastmodell:

$$P_L = P_{ZIP} + KP_{L0} \left[\sum_{k=1}^2 k_{pk} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mp_k} (1 + D_{pk} \Delta f) \right] \quad (2.7.5)$$

$$Q_L = Q_{ZIP} + KQ_{L0} \left[\sum_{k=1}^2 k_{qk} \left(\frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mq_k} (1 + D_{qk} \Delta f) \right]$$

Där D_{pk} samt D_{qk} betecknar dämpningskonstanterna. Studeras de algebraiska uttrycken som representerar den exponentiella modellen samt ZIP-modellen inses att dessa utgör derivatan av den generella modellen, om $k_{pz} + k_{pi} + k_{pp} + k_{pz} + k_{p1} + k_{p2} = k_{qz} + k_{qi} + k_{qp} + k_{q1} + k_{q2} = 1$

Dynamisk last

Flertalet av de sammansatta lasterna reagerar snabbt vid små spännings- och frekvensförändringar, varför stationärt tillstånd nås redan efter ett fåtal sekunder. Det är då lämpligt att beskriva dessa med hjälp av den statiska lastmodellen även om lastens dynamik studeras. Enligt tumregler lämpar sig denna modell generellt, då man vill studera de fenomen som uppträder vid störningar, men som inte varar längre än cirka 10 sekunder. I många fall krävs emellertid extra hänsyn till lastens långsamma dynamik. Vid studium av fenomen som uppträder under ett längre tidsperspektiv, så som spänningsstabilitet och långtidsstabilitet lämpar sig därför istället den dynamiska lastmodellen. De dynamiska modellerna utgörs av differens- eller differentialekvationer, och beskriver effekten som en funktion av den dåtida och nutida spänningen samt frekvensen.

Nedan följer exempel på olika komponenter som kräver en dynamisk representation vid analys av systemets stabilitet.

- Motorer förbrukar cirka 60 – 70% av den totala energin, varför de har en stor inverkan vid modellering av lasten. Just för att de vanligen dominerar den sammansatta lasten i högspänningsnoder beskrivs denna lastmodell i ett eget avsnitt.
- Inom industrin förekommer många stora motorer, vilka är försedda med reläskydd så som värme- och överströmsrelä. Dessa löser ut vid spänningar i intervallet 0,55 – 0,75 p.u.-enheter, med en utlösningstid på 3-5 frekvenscykler. Mindre motorer i kylskåp och AC-anläggningar har vanligen bara termiskt reläskydd, dessa utlöses inom 10 – 30 sekunder.
- Under vintern utgörs en stor del av den totala lasten i Sverige av olika typer av anordningar för uppvärmning. Dessa styrs av termostatiska reglersystem som även förekommer i t.ex. kylsystem, varmvattenberedare och kylskåp. Sådana system är okänsliga för spänningsvariationer. Detta resulterar i att det totala antalet anordningar anslutna till nätet kommer att öka först efter ett par minuter i samband med ett spänningsfall. AC-anläggningar samt kylskåp uppvisar även samma typ av karaktäristik i samband med frekvenssänkningar.
- Spänningsreglersystem, lindningskopplare, transformatorer samt spänningsreglerande kondensatorer, modelleras vanligen ej uttryckligen i elsystemet. Utan inkluderas underförstått i lasten. Dessa system som reglerar spänningen ute i nätet arbetar generellt långsammare vid lägre spänning i nätet. Normalt blir inverkan av reglerfunktionen märkbar först efter 1 minut. Vidare arbetar reglerfunktionen i intervall om 10 sekunder, vilket innebär att spänningen ökas stegvis tills spänningen återställts till sin ursprungliga nivå. Detta innebär att spänningsregleringen pågår cirka 2 -3 minuter innan arbetet slutförts.

De olika lasttypernas komplicerade dynamik framgår tydligt i exemplen ovan. För att uppnå bra modeller som ger pålitliga resultat, baseras vanligen de matematiska modellerna på kunskap kring den specifika lasttypen och detaljerade mätstudier [1], [5], [10].

Antag att lasten exempelvis representeras likt en impedans [7]:

$$\bar{S}_L = P_L = \frac{U^2}{R_L} = G_L U^2 = G_L \left(\frac{U_L}{n} \right)^2 \quad (2.7.6)$$

En lindningsomkopplare är en transformator med varierande antal lindningsvarv (lindningsvarv n). Dess uppgift är att (automatiskt) reglera spänningen U i lastnoden genom att ändra n . Normalt placeras omkopplaren på högspänningssidan, där det är enklare att variera lindningsvarven eftersom strömmen är lägre på denna sida. Relationen mellan spänningen på lågspänningssidan U_L och U ges av:

$$U = \frac{U_L}{n} \quad (2.7.7)$$

Det dynamiska beteendet hos lindningsomkopplaren beskrivs av en kontinuerlig modell enligt ekvation 2.7.8.

$$\dot{n} = \frac{1}{T}(U - U_0) = \frac{1}{T} \left(\frac{U_L}{n} - U_0 \right), \quad n_{\min} \leq n \leq n_{\max} \quad (2.7.8)$$

Där T är en tidskonstant som normalt ligger på cirka 10 sekunder, och U_0 är referensspänningen.

Om lasten istället är av sådan typ att den regleras termostatiskt, så kan dess dynamik mycket enkelt beskrivas enligt ekvation 2.7.9.

$$\dot{G}_L = \frac{1}{T_G} \left(\frac{n}{U_L} \right)^2 (P_{L0} - P_L) \quad (2.7.9)$$

Där T_G är en tidskonstant som normalt ligger på ett antal minuter, P_{L0} är den aktiva effektens referensvärde och P_L ges av ekvation 2.7.6.

Motorlast

Motorer förbrukar en stor andel av den totala energin som ett kraftsystem producerar. Vid små spänningsvariationer beter sig dessa lasttyper approximativt likt en konstant effekt last. I samband med större spänningsvariationer krävs emellertid en mer korrekt representation, där man även tar hänsyn till dess långsamma dynamik. Det är därför lämpligt att representera dessa laster likt en motorlast vid analys av långtidsstabilitet samt spänningsstabilitet.

Ett stort antal av de motorer som används inom industrin är så kallade induktionsmotorer (asynkronmaskiner). En induktionsmotor arbetar likt en synkronmaskin, men med kortsluten rotor. Den skapar, till skillnad från en synkronmaskin, det nödvändiga magnetfältet mellan rotor och stator genom induktion. Om rotorn roterar med en vinkelhastighet som skiljer sig från det roterande flödet som genereras av statorn, medför detta att en ström som genererar ett flöde induceras i rotorn. Mellan det roterande synkrona flödet som genereras i faslindningarna

och flödet i rotorns fältlindningar utbyts energi. Med andra ord kan man säga att motorns funktion bygger på att motorvarvtalet är asynkront med magnetfältet i statorn. [5]

Dynamiken för en induktionsmotor beskrivs av ekvation 2.7.10, där alla storheter antas vara uttryckta i p.u.-enheter.

$$2H\dot{s} = T_m - T_e(U_L, s) \quad (2.7.10)$$

I ekvationen betecknar T_m det mekaniska momentet och T_e det elektriska momentet. Motorhastigheten står i relation till eftersläppningen s enligt $\omega = 1 - s$, och U_L betecknar spänningen i lastnoden.

2.7.3 PSS/E modeller för lastsimulering

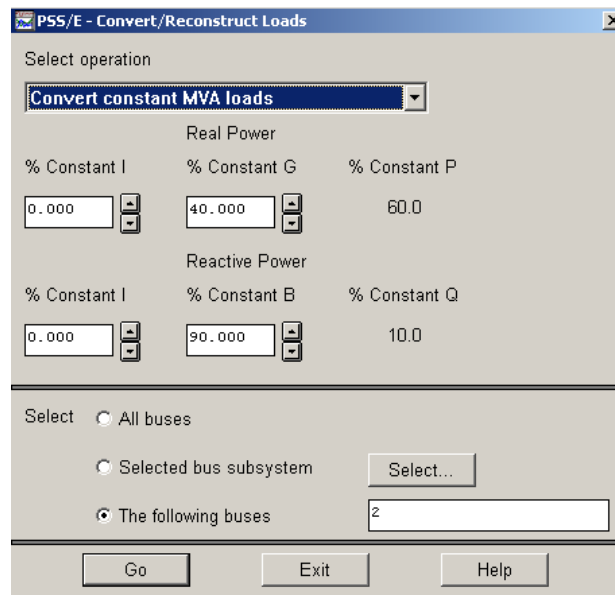
I PSS/E finns ett antal olika färdiga lastmodeller att tillgå. LDFR-modellerna som konverterar samtliga laster i systemet till en frekvensberoende modell. IEEL-modellerna som liknar den generella statiska lastmodellen, där lasten beror specifikt av både spänning och frekvens. Samt speciellt utvecklade modeller för beskrivning av bl.a. induktions motorer.

Nedan ges en beskrivning av de funktioner som Svenska Kraftnät tillämpar vid modellering av lastens frekvens- och spänningsberoende i PSS/E.

Lastens spänningsberoende: CONL-funktionen

Vid simulering av det nordiska stamnätet utnyttjas vanligen ingen av de fördefinierade PSS/E-modellerna då lastens spänningsberoende skall modelleras. Istället utnyttjas en inbyggd PSS/E-funktion kallad CONL ("Load conversion activity"). Med hjälp av denna funktion kan lasten konverteras så att den antingen representeras av en konstant effektlast, konstant strömlast, konstant impedanslast eller en kombination av dessa. Vid konvertering anges hur många procent av lasten som skall utgöras av respektive lasttyp. Denna typ av modell kan liknas vid en statisk lastmodell för spänningsberoende.

För att åskådliggöra lastens spänningsberoende genomförs simuleringar på mininätet i PSS/E. Än en gång tillämpas det mininät som presenterats i tidigare kapitel. Eftersom vattenkraft är den typ av produktionskälla som dominerar vid frekvensreglering i Norden, är systemet utrustat med turbinregulatorn HYGÖV. Vidare konverteras lasten mha CONL-funktionen, i syfte att aktivera lastens spänningsberoende. Vid lastkonverteringen används de procentsatser som tillämpas av Svenska Kraftnät vid simulering av det nordiska kraftsystemet i PSS/E. Inställningarna visas i PSS/E:s terminal fönster nedan:

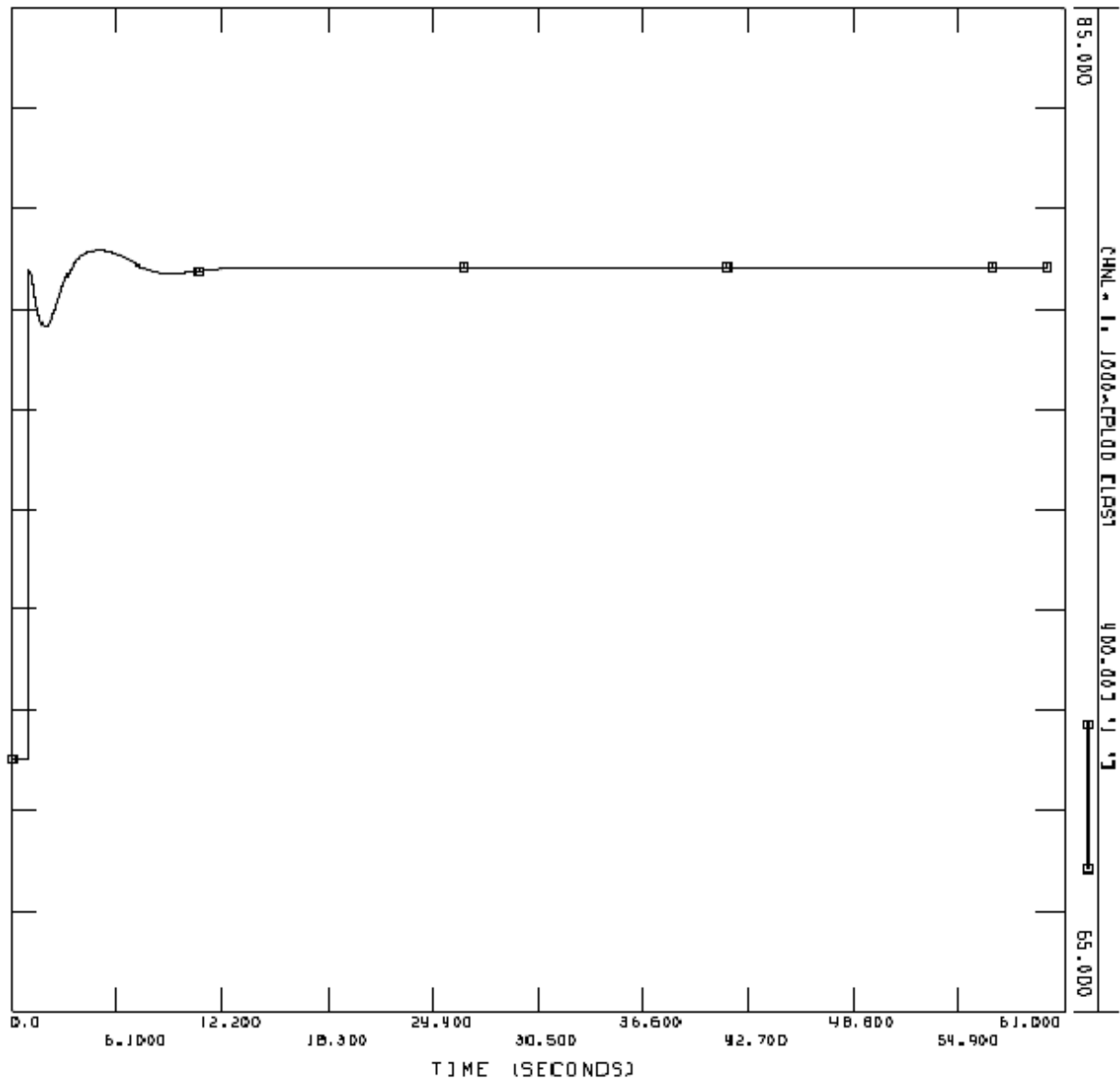


Figur 2.7.2: Lastkonvertering mha CONL-funktionen i PSS/E.

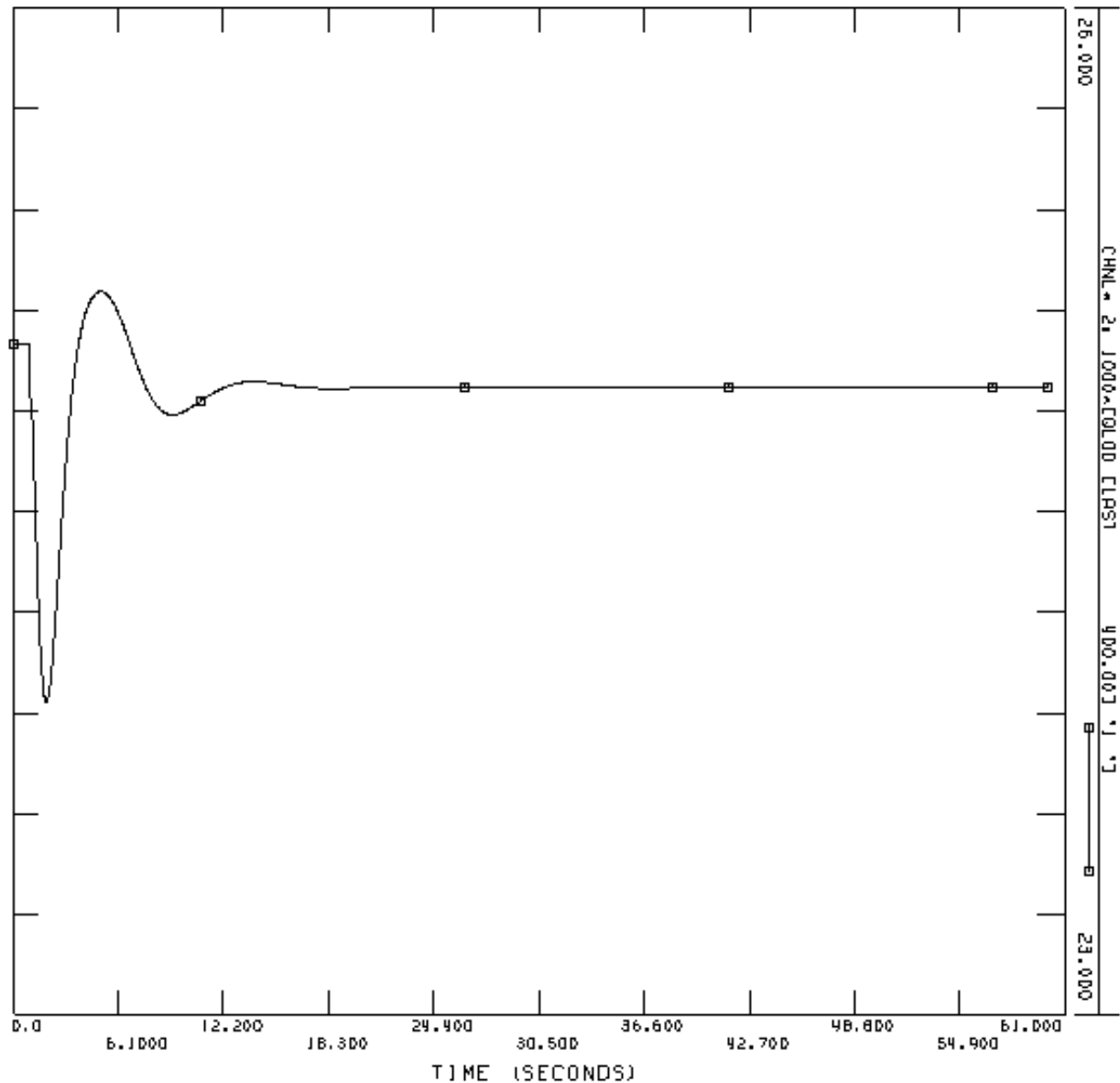
Resultat:

Antag att systemet befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds simulering utsätts systemet för en störning i form av en aktiv lastökning på $\Delta P_L = 10$ MW. Förändringen av den aktiva och reaktiva effekten, samt spännings- och frekvensvariationen visas i de figurer som följer på nästkommande sidor.

Förloppet beskrivs enligt följande: Den aktiva effekten ökar, se figur 2.7.3. I samband med denna ökning inträffar en spänningssänkning, se figur 2.7.5. Utifrån givna systemdata figur 2.5.1, dras slutsatsen att detta beror på att kraftledningen är hårt belastad. I samband med spänningssänkningen påverkas både den reaktiva och aktiva effekten eftersom lasten är spänningsberoende. Den aktiva lastökningen motverkas delvis och den reaktiva effektkonsumtionen minskar. Den kraftiga spänningssänkningen, får dock systemets spänningsregulator att reagera omgående. Regulatorn styr spänningen tillbaka till önskad nivå, vilket i sin tur medför att den aktiva respektive reaktiva effekten stabiliseras på önskat värde. Orsaken till att frekvensen i figur 2.7.6 till och börja med faller kraftigt vid lastökningen, är kopplat till vattenkraftsturbinens karaktär i form av ett icke-minimumfassystem.

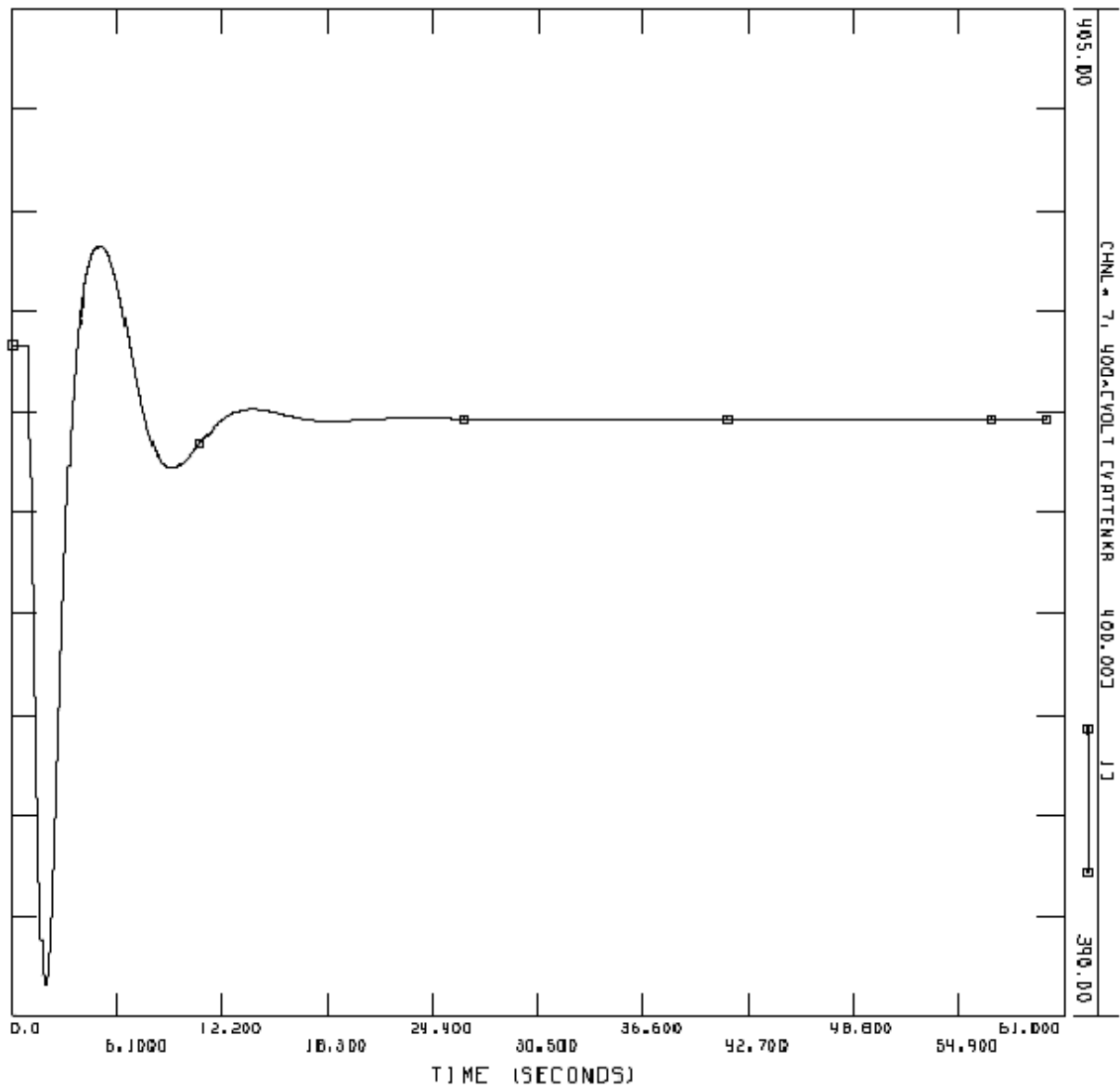


Figur 2.7.3: Den aktiva effektkonsumtionen P_L ökar från 70,0 MW till 80,0 MW vid tidpunkten $t = 1,0$ sekunder. Effekten varierar sedan pga av de spänningsvariationer som uppstår i samband med störningen. Vid tidpunkten $t = 1,9$ sekunder antas värdet 78,7 MW för att sedan öka till 80,3 MW för $t = 4,8$ sekunder. Då spänningsregulatorn slutligen stabiliserar spänningen i nätet vid tidpunkten $t = 25,5$ sekunder, så antar det aktiva lastuttaget ett värde på konstant 79,9 MW.

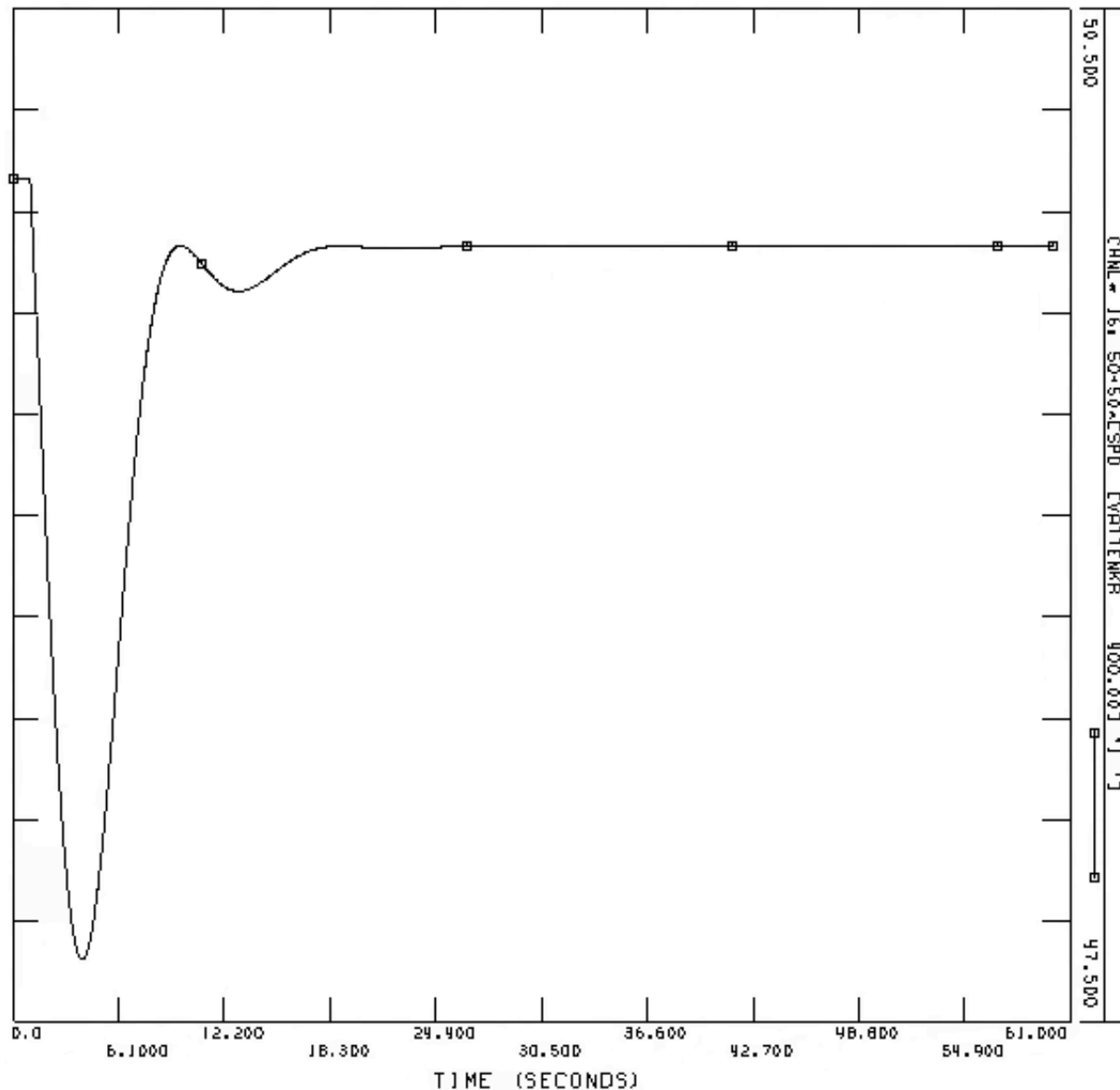


Figur 2.7.4: Variation av den reaktiva effektkonsumtionen. Den reaktiva lastuttaget Q_L ligger initialt på 25,0 MVAR. I samband med störningen skapas spänningsvariationer i nätet och den reaktiva effekten börjar variera. Vid tidpunkten $t = 1,9$ sekunder antas värdet 23,9 MVAR för att sedan öka till 25,2 MVAR för $t = 5,1$ sekunder. Då spänningsregulatorn slutligen stabiliserar spänningen i nätet vid tidpunkten $t = 25,5$ sekunder, så antar det reaktiva lastuttaget ett värde på konstant 24,9 MVAR.

-Teoretisk bakgrund-



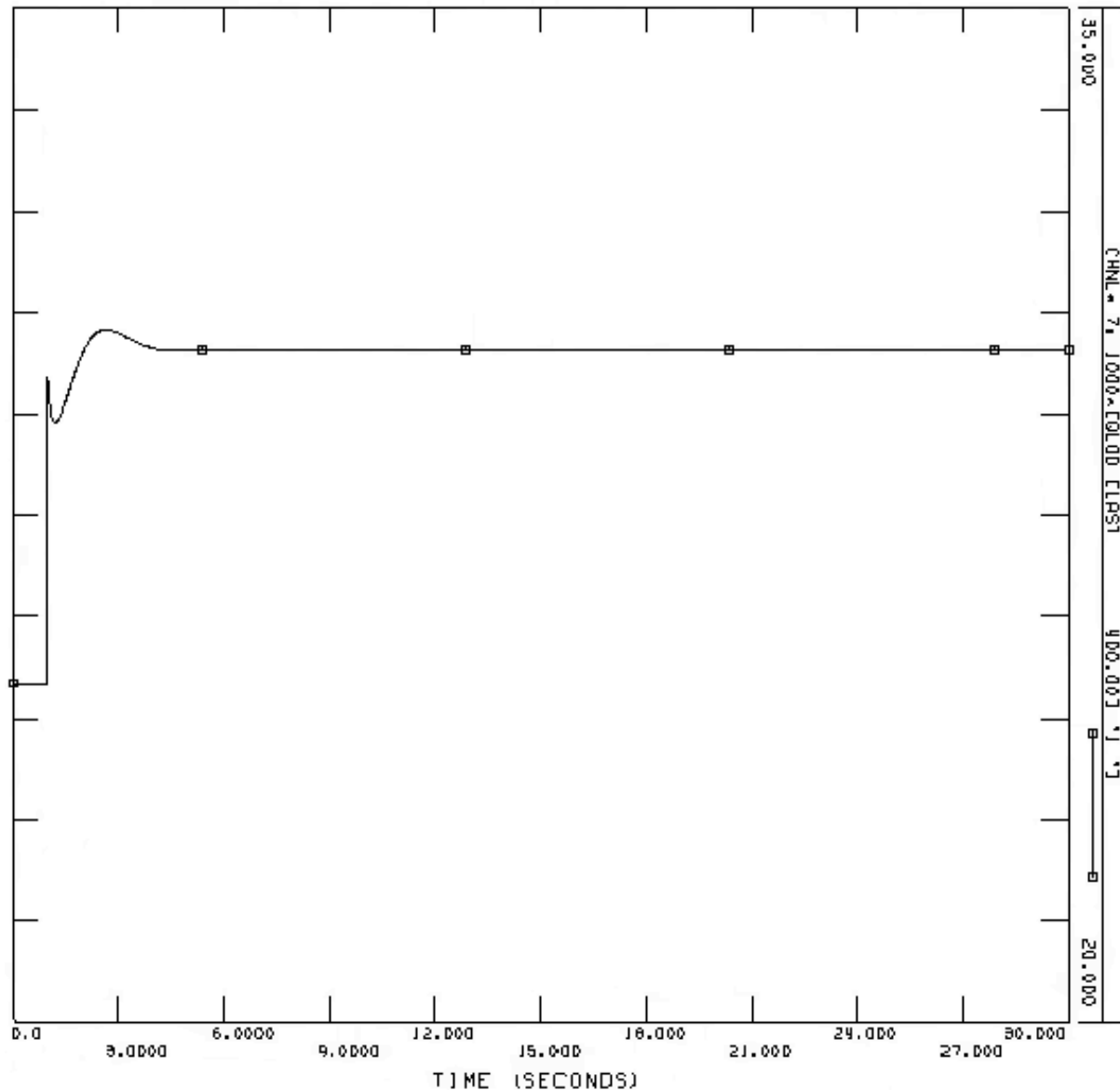
Figur 2.7.5: Spänningsvariation i samband med lastökningen. Spänningen antar initialt värdet 400 kV. På grund av den hårda belastningen i samband med störningen så faller spänningen ner till ett minimivärde på 390,5 kV vid tidpunkten $t = 1,9$ sekunder. Då spänningsregulatorn registrerar dessa variationer styr regulatorn spänningen tillbaks till en konstant nivå på 399,0 kV som nås vid tidpunkten 25,5 sekunder.



Figur 2.7.6: Frekvenssvar vid lastökning, för system med spänningsberoende last. På grund av den aktiva last ökningen faller frekvensen kraftigt i systemet och når ett minimivärde på $f = 47,7$ Hz vid tidpunkten $t = 3,9$ sekunder. I takt med att turbinregulatorerna ökar det mekaniska effektpådraget svänger dock frekvensen in sig mot ett jämviktsläge på $f = 49,828$ Hz vid tidpunkten $t = 25,5$ sekunder.

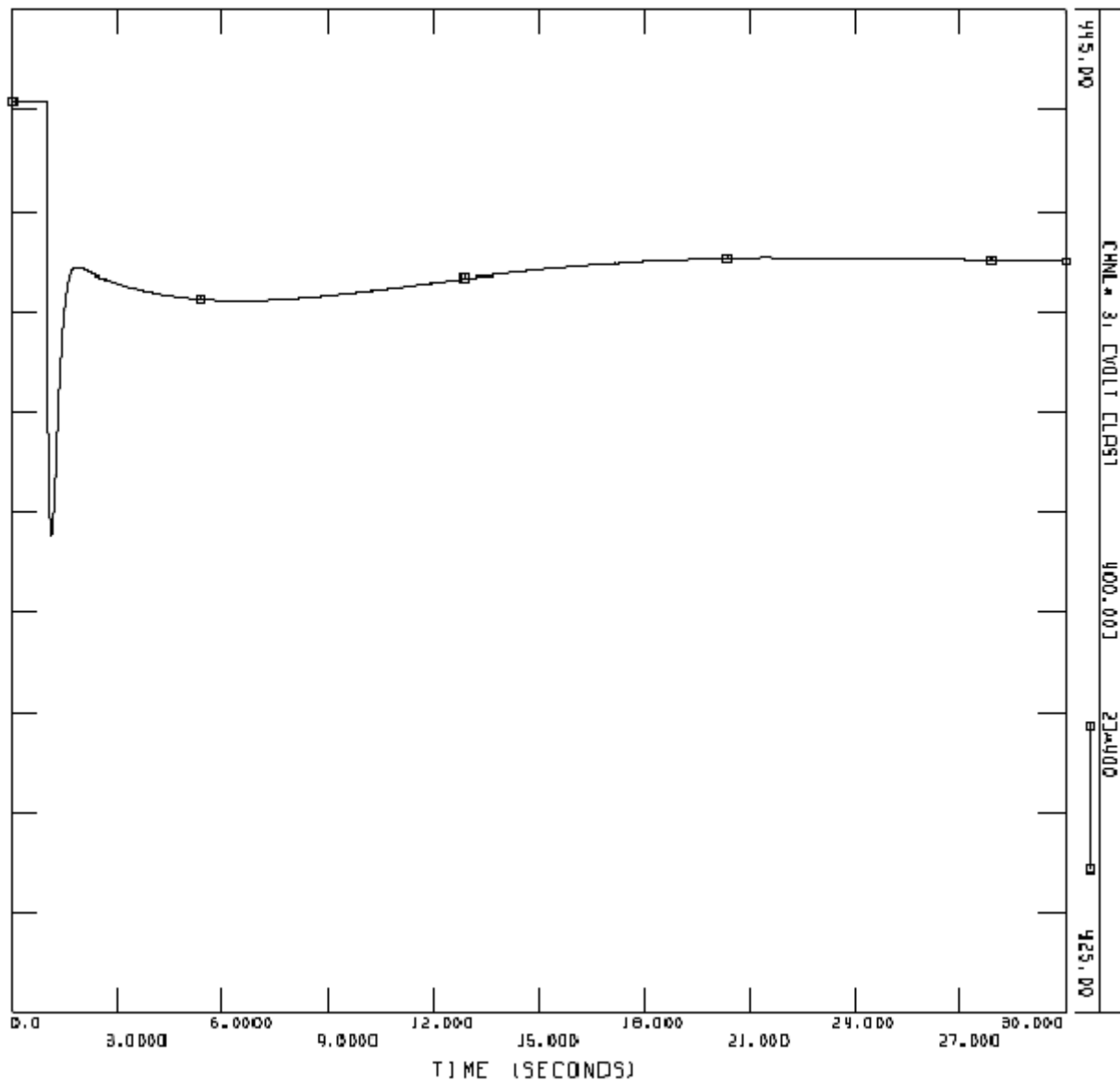
Resultat:

Antag att systemet återställs till sitt ursprungliga jämviktsläge med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds körning utsätts systemet återigen för en störning, men denna gång i form av en reaktiv lastökning på $\Delta Q_L = 5$ MVAR. Variationen av den reaktiva och aktiva effekten, samt spännings- och frekvensvariationen visas i de följande figurerna.

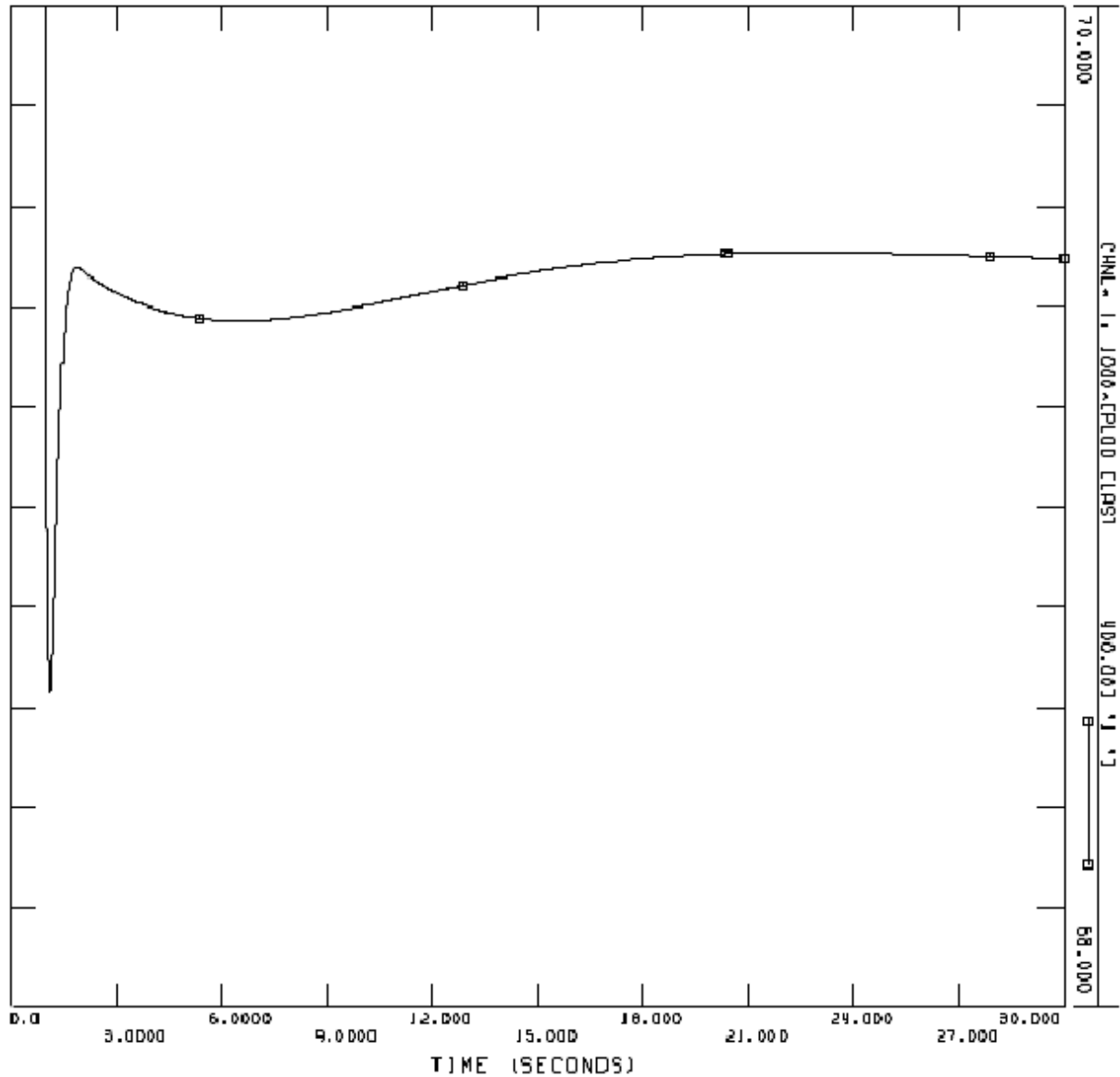


Figur 2.7.7: Den reaktiva effektkonsumtionen Q_L . Systemet utsätts för en reaktiv lastökning på 5 MVAR vid tidpunkten $t = 1,0$ sekunder. Effekten varierar pga av de spänningsvariationer som uppstår i samband med störningen. Då spänningsregulatorn slutligen stabiliserar spänningen i nätet vid tidpunkten $t = 18,2$ sekunder, så antar det reaktiva lastuttaget ett värde på konstant 29,9 MVAR.

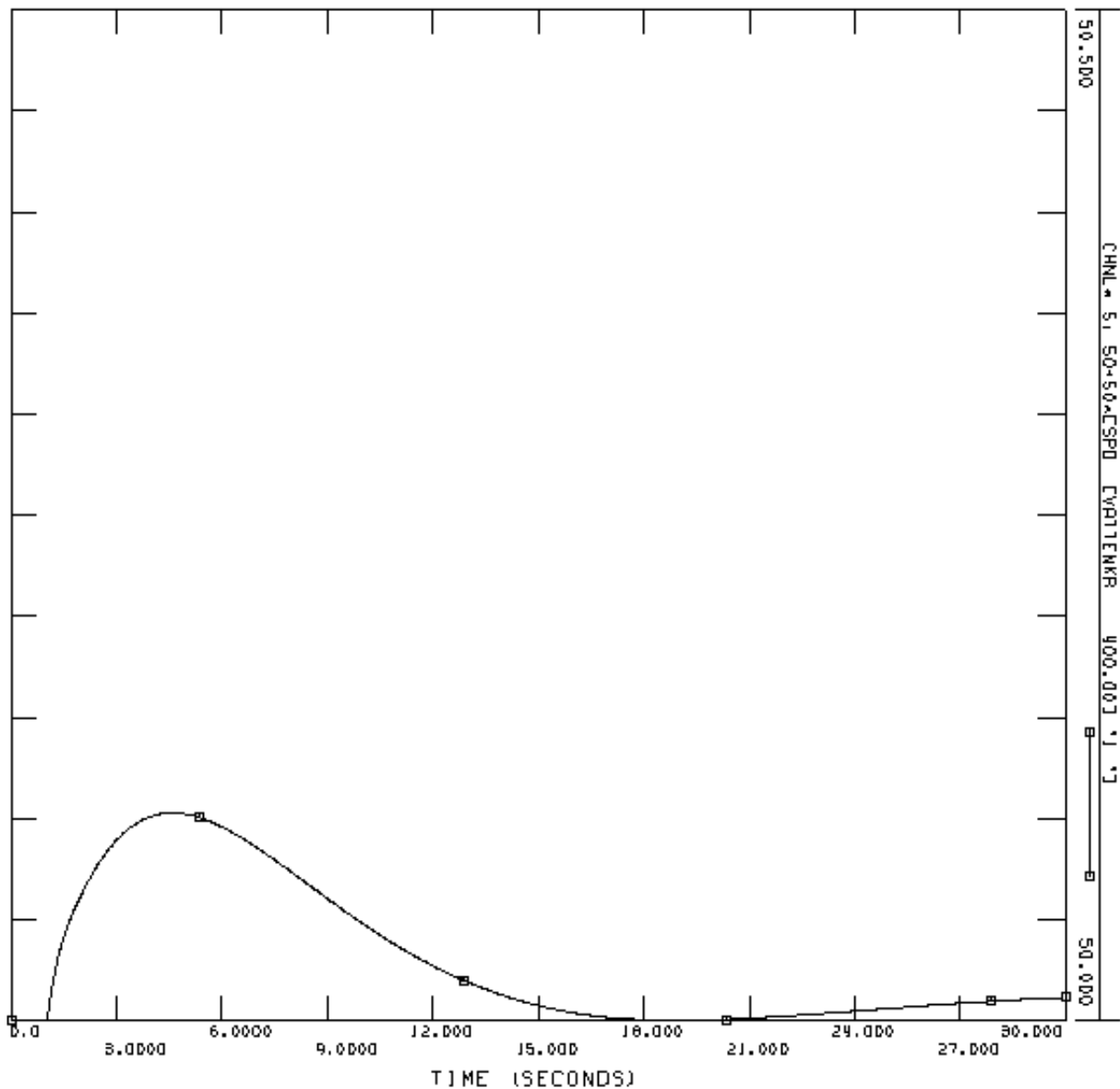
-Teoretisk bakgrund-



Figur 2.7.8: Spänningen antar initialt värdet 443 kV. På grund av samspelet mellan spänningen och den reaktiva effekten, så faller spänningen ner till ett minimivärde på 434 kV vid tidpunkten $t = 1,2$ sekunder. Då spänningsregulatorn registrerar dessa variationer styr regulatorn spänningen tillbaks mot en konstant nivå på cirka 440 kV.



Figur 2.7.9: Variation av den aktiva effektkonsumtionen. Det aktiva lastuttaget P_L ligger initialt på 70 MW. I samband med störningen så faller spänningen i nätet, vilket medför en minskning av den aktiva effekten. Vid tidpunkten $t = 1,2$ sekunder antas minimivärdet 68,6 MW. I takt med att spänningsregulatorn stabiliserar spänningen i nätet rör sig det aktiva lastuttaget mot ett konstant värde.



Figur 2.7.10: Frekvensvariation i samband med lastökning. Frekvensen ökar och antar ett maximivärde på $f = 50,1$ Hz vid tidpunkten $t = 4,5$ sekunder i samband med att systemet utsätts för den givna störningen. Detta beror på den direkta koppling som finns mellan den aktiva effekten och frekvensen. Om den aktiv effektkonsumtionen minskar, ökar frekvensen som en följd av detta.

Figurerna illustrerar sambandet mellan aktiv effekt och frekvens samt spänningens påverkan på lasten. Den reaktiva effekten ökar. I samband med denna ökning inträffar en spänningssänkning, se figur 2.7.8. Detta beror på samspelet mellan den reaktiva effekten och spänningen. I samband med spänningssänkningen påverkas både den reaktiva och aktiva effekten, eftersom lasten är spänningsberoende. Den reaktiva lastökning motverkas delvis och den aktiva effektkonsumtionen minskar. Eftersom systemfrekvensen och den aktiva effekten är starkt kopplade till varandra medför denna sänkning att frekvensen tillfälligt ökar. I samband med att systemets spänningsregulator registrerar en kraftig spänningssänkning, styrs

dock spänningen tillbaks till önskad nivå. Detta medför att den aktiva respektive reaktiva effekten stabiliseras på önskat värde. Därmed upphör även de oscillationer i systemfrekvensen som lastökningen gett upphov till. Att systemet visar på en undersläng är kopplat till vattenkraftsturbinens karaktär i form av ett icke-minimumfassystem.

Lastens frekvensberoende: LDFR-modellen

Vid simulering av det nordiska stamnätet i PSS/E modelleras lastens frekvensberoende enligt LDFR-modellen. Denna modell aktiverar frekvensberoendet hos alla belastningar i systemet som modellerats likt konstant effektlast eller konstant strömlast. Frekvensberoendet modelleras enligt ekvation 2.7.10-2.7.11 nedan.

$$P = P_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^m \quad (2.7.11)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^n \quad (2.7.12)$$

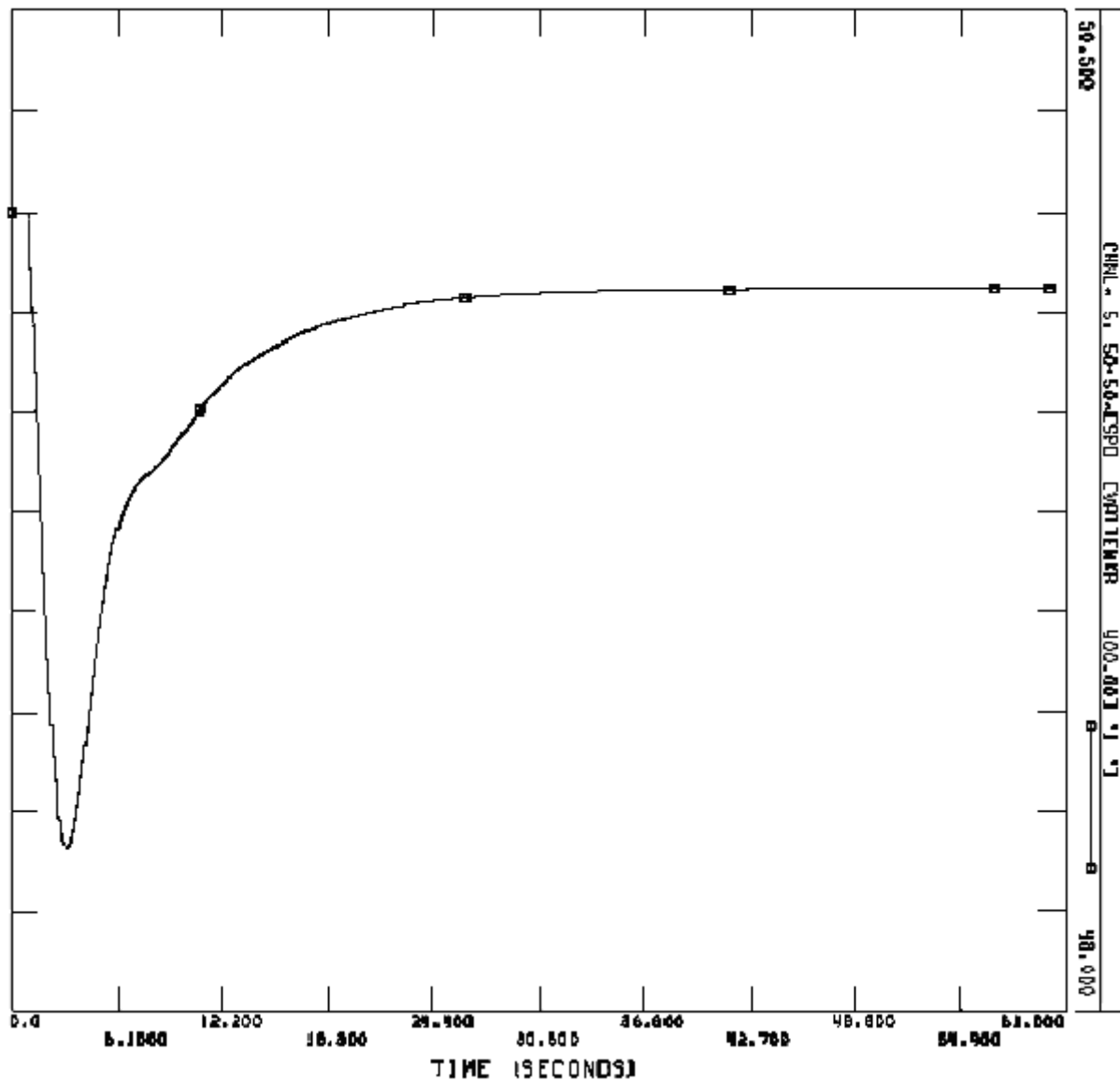
Där konstanterna m och n väljs godtyckligt.

Modellen har ingen effekt på laster som modelleras likt konstant impedanslast. (Observera dock att NETFRQ-funktionen aktiverar frekvensberoendet hos reaktiva laster som modelleras som konstanta impedanslast). Aktivering av LDFR-modellen påverkar inte heller shuntar i systemet.

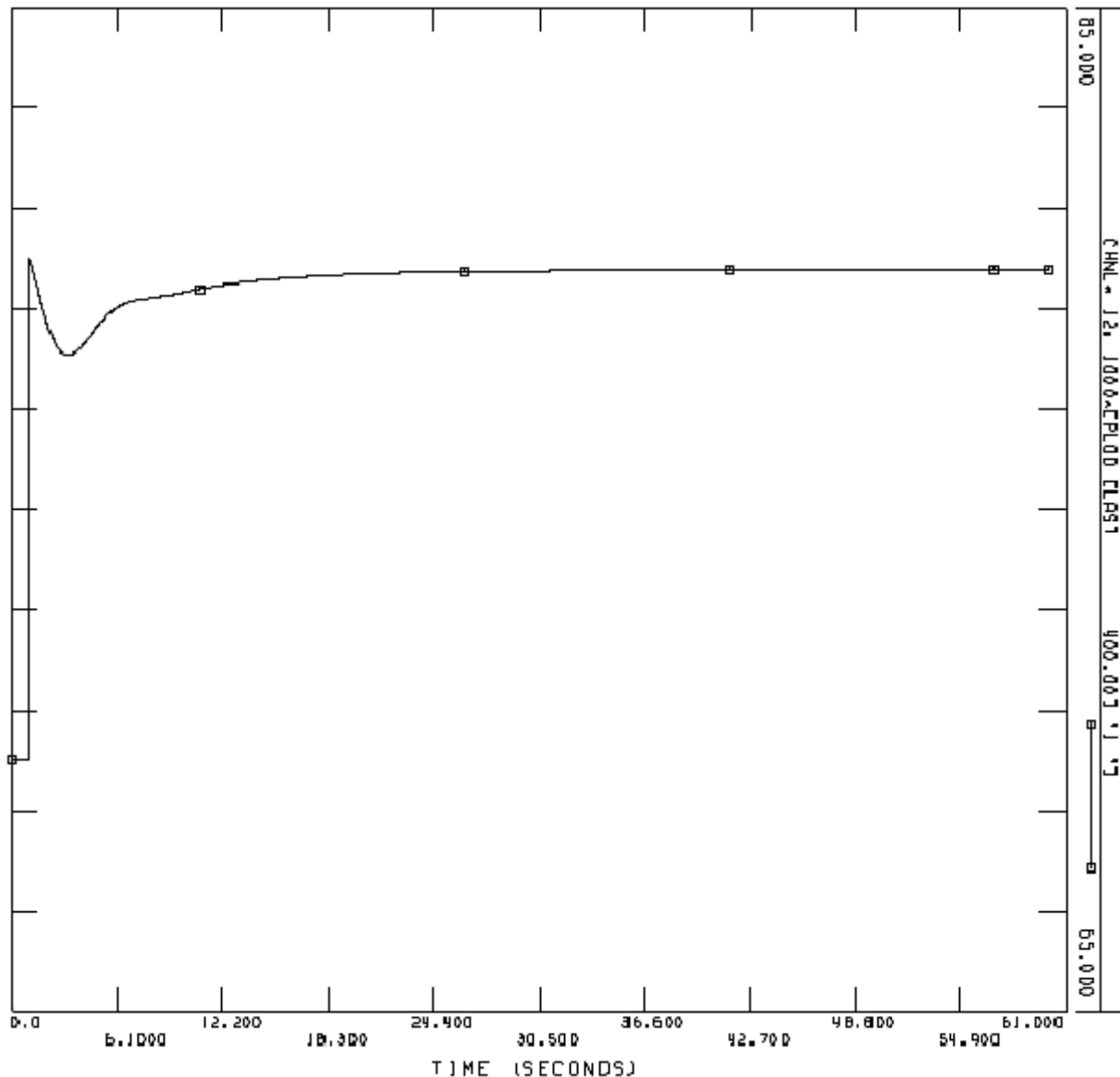
För att åskådliggöra lastens frekvensberoende genomförs simuleringar på mininätet i PSS/E. Än en gång tillämpas det mininät som presenterats i tidigare avsnitt, med turbinregulator enligt HYGOV-modellen. Lasten modelleras likt en konstant effektlast (dvs. inget spänningsberoende) och frekvensberoendet modelleras med LDFR-modellen. I enlighet med Svenska Kraftnäts systeminställningar väljs $m = 0,75$ och $n = 0,0$. Detta innebär att endast den aktiva lasten antas vara frekvensberoende.

Resultat:

Antag att systemet befinner sig i jämvikt med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Efter 1 sekunds simulering utsätts systemet för en störning i form av en aktiv lastökning på $\Delta P_L = 10$ MW. Förändringen av den aktiva effekten och frekvensvariation i systemet visas i figurerna nedan.



Figur 2.7.11: Frekvenssvar vid lastökning, för system med frekvensberoende last. På grund av den aktiva last ökningen faller frekvensen kraftigt i systemet och når ett minimivärde på $f = 48,4$ Hz vid tidpunkten $t = 3,2$ sekunder. I takt med att turbinregulatorerna ökar det mekaniska effektpådraget svänger dock frekvensen in sig mot ett jämviktsläge på $f = 49,84$ Hz vid tidpunkten $t = 45,5$ sekunder.



Figur 2.7.12: Systemet befinner sig initialt i jämvikt med ett aktivt lastuttag P_L på 70,0 MW. Efter $t = 1,0$ sekunder utsätts systemet för en lastökning $\Delta P_L = 10,0$ MW, varför den aktiva lasten ökar till 80,0 MW. I samband med att frekvensen faller, så minskar även den aktiva lasten. Minimivärdet 78,0 MW antas vid tidpunkten $t = 3,2$ sekunder. I takt med att frekvensen återigen ökar och stabiliserar sig på $f = 49.84$ Hz, så ökar lasten återigen mot 79,8 MW.

Figurerna illustrerar sambandet mellan aktiv effekt och frekvens. Frekvensen faller kraftigt i samband med att systemet utsätts för en ökning av aktiv effektlast. Detta beror på det faktum att systemet förbrukar en del av den upplagrade energin vilket gör att maskinen retarderar. I takt med att turbinregulatorerna ökar det mekaniska effektpådraget svänger dock frekvensen in sig mot ett jämviktsläge.

Vidare framgår den aktiva lastens frekvensberoende tydligt. Tillämpas ekvation 2.7.11, inses dessutom att teori och modell överensstämmer, se nedan. Observera att P_0 antar värdet 80 MW, eftersom systemet utsätts för en momentan stegökning från 70,0 till 80,0 MW.

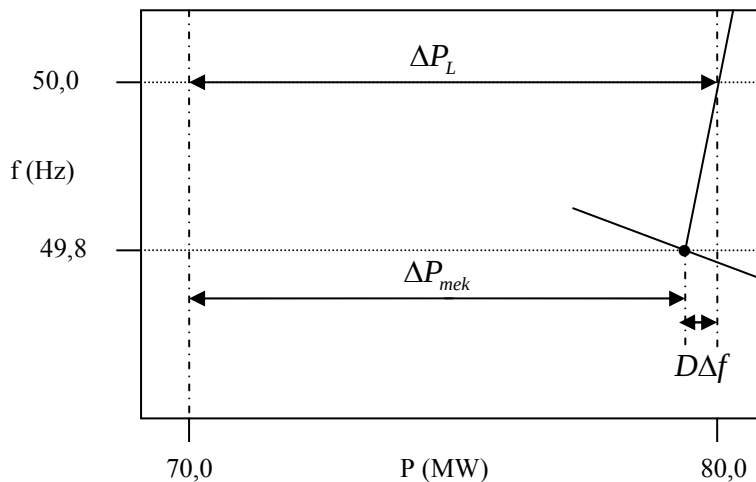
För minimifrekvensen $f = 48,4$ Hz:

$$P = 80,0 \cdot \left(\frac{48,4}{50,0} \right)^{0.75} \approx 78,0 \text{ MW}$$

För jämviktsfrekvensen $f = 49,84$ Hz:

$$P = 80,0 \cdot \left(\frac{49,84}{50,0} \right)^{0.75} \approx 79,8 \text{ MW}$$

Frekvensberoendet medför att frekvensvariationerna har en direkt påverkan på effekten. I samband med att frekvensen faller, så motverkas en viss andel av den aktiva effekt ökningen. Detta medför att lasten reglerar naturligt för en viss andel av störningen och att turbinregulatorerna inte behöver reglera för det totala bortfallet. Sambandet illustreras av figur 2.7.13 nedan (ej skalenlig figur). Figuren visar turbinregulatorns och den frekvensberoende lastens inverkan på frekvensavvikelsen i systemet. Störningen ΔP_L resulterar i ett effektpådrag ΔP_{mek} och en lastminskning på $D\Delta f$. Vid simulering antogs exponenten $m = 0,75$, detta motsvarar en dämpning på cirka $D = 750 \text{ MW/Hz}^1$.



Figur 2.7.13: Figuren illustrerar dynamiken för effektgenerering och lastmodellen (ej skalenlig).

¹ Muntlig referens; Kenneth Walve, Svenska Kraftnät.

Konstant $m=0.75$ motsvarar frekvensreglering på cirka $1,5\% / \text{Hz}$ av MW-talet, dvs. för det nordiska nätet fås: $0,015 \cdot 50000 \text{ MW} = 750 \text{ MW/Hz}$.

Lastens naturliga inverkan på frekvensregleringen

För att belysa lastens naturliga inverkan på frekvensregleringen jämförs de resultat som erhöles i avsnitt; ”Simulering av HYGOV på mininät i PSS/E” med de resultat som erhöles vid simuleringarna av lastens spännings- och frekvensberoende. Lastens naturliga inverkan framgår tydligast vid en jämförelse av utnyttjad reglerkraft.

I PSS/E definieras reglerstyrkan enligt ekvation 3, BILAGA A. Detta innebär att mininätet representerar ett system med en reglerstyrka på 49 MW/Hz.

$$R \text{ (MW / Hz)} = \frac{S_{ng} \times A_t}{\sigma_{HYGOV}(p.u) \times f_0} = \frac{108,6 \times 1,06}{0,047 \times 50,0} = 49 \text{ MW / Hz} \quad (2.7.13)$$

Innan systemet utsätt för en störning, levereras 70 MW aktiv effekt. Enligt systemdata finns dock 97 MW att tillgå. Detta innebär att det reglerstyrkestyrda kraftverket kan bidra med maximalt 27 MW reglerkraft vid behov.

Om lasten modelleras likt en konstant effektlast medför en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW att frekvensen faller till ett värde på $f = 49,825$ Hz, se avsnitt; ”Simulering av HYGOV på mininät i PSS/E”. Den utnyttjade reglerkraften beräknas sedan enligt definition i avsnitt 2.2.5; ”Reglerstyrka”, se ekvation 2.7.14 nedan. Slutsatsen är att systemet vid denna typ av störning förbrukar 31,7% av den totala reglerstyrka som finns att tillgå.

$$\Delta P_{mek} = -R \cdot \Delta f = -49 \cdot (49,825 - 50,0) = 8,575 \text{ MW} \quad (2.7.14)$$

Om lasten istället antas vara spänningsberoende medför en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW att frekvensen faller till ett värde på $f = 49,828$ Hz. Den utnyttjade reglerkraften beräknas enligt ekvation 2.7.15 nedan. Detta innebär att systemet förbrukar 31,2% av den totala reglerstyrka som finns att tillgå i systemet.

$$\Delta P_{mek} = -R \cdot \Delta f = -49 \cdot (49,828 - 50,0) = 8,428 \text{ MW} \quad (2.7.15)$$

Om lasten slutligen antas vara frekvensberoende medför en lastökning $\Delta P_L = 10$ MW att frekvensen faller till ett värde på $f = 49,840$ Hz. Den utnyttjade reglerkraften beräknas enligt ekvation 2.7.16 nedan. Detta innebär att systemet förbrukar 29,0% av den totala reglerstyrka som finns att tillgå i systemet.

$$\Delta P_{mek} = -R \cdot \Delta f = -49 \cdot (49,840 - 50,0) = 7,84 \text{ MW} \quad (2.7.16)$$

En jämförelse av resultaten visar att spännings- och frekvensberoendet hos lasten resulterar i en minskning av utnyttjad reglerkraft på 0,5 respektive 2,7 procentenheter. I och med detta bekräftas påståendet gällande lastens naturliga inverkan på frekvensregleringen.

2.8 Systemvärn

Systemvärn är speciella automatiska funktioner som ingriper i systemet, när fara föreligger för nätsammanbrott. De automatiska systemvärnen ansvarar ej för bortkoppling av felaktiga komponenter, utan används för att begränsa konsekvenserna av de fel som inträffar genom åtgärder. Storleken på dessa ingrepp är anpassade till de samlade driftreserverna i det sammankopplade nordiska systemet.

De automatiska systemvärnen är utformade enligt två olika funktionsprinciper. Systemvärn som aktiveras genom mätning av systemets tillstånd så som spänning och frekvens. Samt systemvärn som aktiveras av reläsignaler från anläggningars skyddsutrustning. I det följande skall endast de frekvensstyrda systemvärnen studeras [4].

Frekvensstyrda systemvärn som aktiveras av avvikande frekvens är:

- Start av produktion
- Reglering av likströmsanläggningar, nödeffekt
- Frånkoppling eller nedreglering av produktion, PFK
- Automatisk frånkoppling av förbrukning, AFK
- Manuell frånkoppling av förbrukning, MFK

Mindre frekvensfall hanteras vanligen av den frekvensstyrda störningsreserven hos generatorerna. Allmänt gäller att en frekvensavvikelse på 0,1 Hz regleras primärt. Vid större frekvensavvikelser krävs emellertid vidare åtgärder. Vid en frekvens som understiger 49,9 Hz krävs start av produktion såsom gasturbiner och reglerändringar på HVDC - länkar. Vid reglering av nödeffekt minskas först och främst exporten till utlandet. Vidare sker automatisk bortkoppling av produktion, så som elpannor samt värmepumpar. Då frekvensen ligger inom intervallet 48,8 – 48,0 Hz krävs automatisk lastbortkoppling. Denna lastbortkoppling sker i 5 steg, och skall slutligen resultera i en lastminskning på 30%. Frekvens som understiger 48,0 Hz kräver manuell lastbortkoppling. Även denna bortkoppling sker i 5 steg, och skall vara fullt aktiverad inom 15 minuter med en lastminskning på 50%.

En frekvens som överstiger nominell frekvens, regleras primärt vid mindre avvikelser (maximalt 0,1 Hz). En allt för hög frekvens i systemet kräver dock nedreglering av produktion. Vid behov aktiveras även frekvensstyrd reglering av HVDC-länkar. I extrema situationer tillämpas produktionsbortkoppling (denna aktiveras dock av reläsignaler) [4], [8].

Frekvensintervall, Hz	Åtgärd
> 52,0	Automatisk frånkoppling av kraftstationer.
52,0 – 50,1	Manuell nedreglering.
51,3 – 50,1	Reglering av HVDC-länkar
50,1 – 49,9	Primärreglering.
49,9 – 49,10	Reglering av HVDC-länkar.
49,4 – 48,9	Bortkoppling eller nedreglering av produktion.
48,8 – 48,0	Automatisk förbrukningsfrånkoppling.
< 48,0	Manuell förbrukningsfrånkoppling.

Tabell 2.8.1: Åtgärder vid frekvensfall inom det nordiska systemet.

Automatisk frångkoppling av kraftstationer

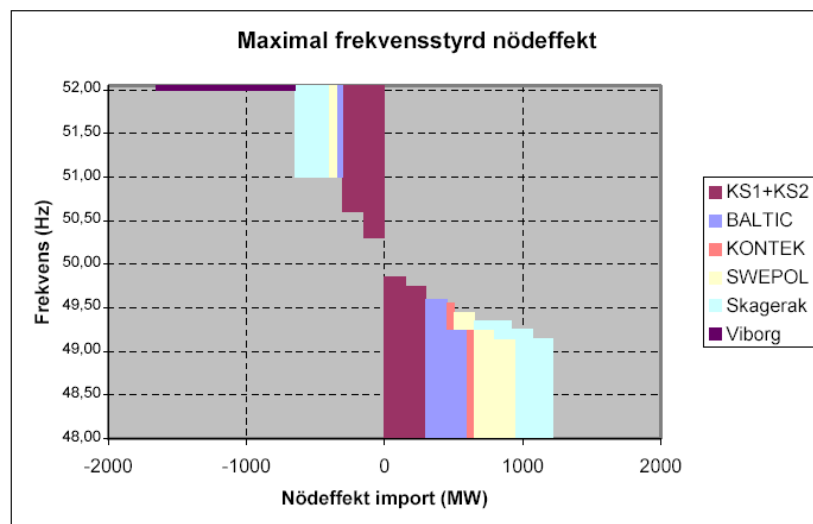
Kraftstationer kan ta stor skada vid hög frekvens (tex uppstår vibrationer). Kraftverken är därför utrustade med frekvensreläer som går in och kopplar bort vid för hög frekvens [4].

Manuell nedreglering

Vid en frekvens som överstiger 50,10 Hz skall systemansvarig genomföra manuell nedreglering. Detta innebär nedreglering av reglerkraftverkens produktionsnivå [4].

Reglering av HVDC-länkar, nödeffekt

Alla likströmsanläggningar mellan det nordiska synkronsystemet och andra växelströmssystem bidrar med frekvensstyrd nödeffekt vid behov. Likströmsanläggningarnas maximala frekvensstyrda nödeffekt framgår i figur 2.8.1. Observera dock att om en likströmsanläggning har full import till ett område med låg frekvens, kan den inte ge bidrag med nödeffekt [4].



Figur 2.8.1: Maximal frekvensstyrd nödeffekt i det nordiska synkronsystemet.

Bortkoppling eller nedreglering av produktion

En elektrisk anläggning bestående av en elpanna eller en värmepump med en eleffekt om minst 5 MW, skall om den är ansluten till ett elnät via en stamnätsstation söder om latituden 61° nordlig bredd ha utrustning installerad som medför PFK vid frekvensfall. Denna bortkoppling skall ske i fyra steg beroende på effektstorlek [4].

Om:

$f < 49,4$ Hz i 0,15 sek, bortkoppling av anläggning med eleffekt: $P \geq 35$ MW

$f < 49,3$ Hz i 0,15 sek, bortkoppling av anläggning med eleffekt: $25 \leq P < 35$ MW

$f < 49,2$ Hz i 0,15 sek, bortkoppling av anläggning med eleffekt: $15 \leq P < 25$ MW

$f < 49,1$ Hz i 0,15 sek, bortkoppling av anläggning med eleffekt: $5 \leq P < 15$ MW

Automatisk förbrukningsfrånkoppling, AFK

Elnät som är direkt anslutna till en stamnätsstation söder om latituden 61° nordlig bredd, skall ha utrustning installerad som medför AFK vid frekvensfall. Utrustningen skall vara inställd så att bortkopplingen sker i 5 ungefär lika stora steg när frekvensen understiger de värden som ges nedan och skall slutligen resultera i en lastminskning på 30%. De olika stegen redovisas nedan [4]:

Steg 1: 48,8 Hz i 0,15 sek

Steg 2: 48,6 Hz i 0,15 sek

Steg 3: 48,4 Hz i 0,15 sek

Steg 4: 48,2 Hz i 0,15 sek eller 48,6 Hz i 15 sekunder

Steg 5: 48,8 Hz i 0,15 sek eller 48,4 Hz i 20 sekunder

Manuell förbrukningsfrånkoppling, MFK

Elnät som är direkt anslutna till en stamnätsstation skall ha kontrollutrustning installerad för att Svenska Kraftnät vid behov skall kunna genomföra MFK. Utrustningen skall vara inställd så att bortkoppling sker i 5 steg, och skall vara fullt aktiverad inom 15 minuter med en lastminskning på 50% (cirka 10% av förbrukning per steg). I denna situation tillämpas roterande lastbortkoppling. Detta innebär först bortkoppling av ett eller flera fördelningsnät under en viss tid. Dessa återkopplas sedan, samtidigt som ett eller flera andra fördelningsnät kopplas bort. Syftet med roterande bortkoppling är att inte endast ett område skall drabbas, utan att en rättvis cirkulation genomförs [4].

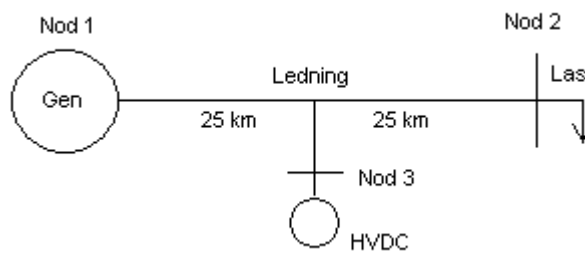
2.8.1 Illustration av systemvärnsingrepp med mininät i PSS/E

Resultaten i de hittills genomförda simuleringarna, har speglat respektive komponents/funktions inverkan på systemet. För att erhålla ett resultat som korrekt speglar frekvensens beteende, måste dock systemvärnen beaktas. I de tidigare simuleringarna har frekvensen tillåtits falla obegränsat. I verkligheten aktiveras emellertid systemvärnen så fort en frekvensavvikelse större än $\pm 0,1$ Hz registreras.

Studerat tabell 2.8.1 inses att en kraftig störning kan medföra att flera systemvärn kan tvingas aktiveras samtidigt (överlappande frekvensintervall i tabellen). Exempelvis kan störningen vara så kraftig att frekvensen ligger utanför det tillåtna frekvensintervallet; 49,9 – 50,1 Hz trots att HVDC-länkarna ökat sin import. I detta fall krävs ytterligare åtgärder, först och främst i form av produktionsbortkoppling. I de simuleringar som följer härnäst analyseras emellertid respektive systemvärns inverkan på systemet separat. Detta innebär att endast en typ av åtgärd aktiveras i taget.

Systemvärn – HVDC

För att åskådliggöra vilken inverkan effektimport via en HVDC-länk har på systemet vid en kraftig störning, genomförs en simulering på ett mininät i PSS/E, se figur 2.8.2. Mininätet utgörs av tre noder förbundna med kraftledningar. I nod 1 återfinns ett vattenkraftsaggregat med en generator av modell GENROU, en spänningsregulator av modell SEXS och en turbinregulator enligt modell HYGOV. Generatoren förser vid normaldrift en spänningsberoende last i nod 2 med effekt, via en 50 km lång transmissionsledning. HVDC-länken representeras av nod 3, och är placerad i mitten av den 50 km långa transmissionsledningen. Denna skall aktiveras och bidra med effektimport då frekvensen faller utanför sina tillåtna gränser och drifttillståndet betecknas som störd drift. HVDC-länken modelleras för enkelhetens skull likt en negativ last i PSS/E. Eftersom systemet reagerar ekvivalent vid en lastminskning och en produktionsökning, utgör detta inget problem.



Figur 2.8.2: Mininät i PSS/E.

Systemdata:

- $U_{\text{bas}} = 400 \text{ kV}$, $f_0 = 50,0 \text{ Hz}$, $S_{\text{ng}} = 108,6 \text{ MVA}$
- Last: $P_{\text{last}} = 70,0 \text{ MW}$, $Q_{\text{last}} = 25,0 \text{ MVAR}$
- Ledning: $R = 1,5 \text{ ohm}$, $X = 15 \text{ ohm}$, $B = 1,875 \text{ E}^{-4} \text{ siemens}$
- Gen: $P_{\text{min}} = 0 \text{ MW}$, $P_{\text{max}} = 97,0 \text{ MW}$, $Q_{\text{min}} = -54,3 \text{ MVAR}$, $Q_{\text{max}} = 81,4 \text{ MVAR}$

$$X_d = 2,4680 \text{ p.u.}, X_q' = 2,2740 \text{ p.u.}, X_d'' = 2,2740 \text{ p.u.}, X_l = 0,32800 \text{ p.u.}$$

$$H = 2,0 \text{ p.u.}, D = 0 \text{ p.u.}$$

- HYGOV: $\sigma_{\text{HYGOV}} = 0,047 \text{ p.u.}$, $r = 0,436 \text{ p.u.}$, $A_t = 1,06 \text{ p.u.}$, $D_{\text{turb}} = 0,0 \text{ p.u.}$

$$T_r = 5,0 \text{ s}, T_f = 0,05 \text{ s}, T_g = 0,2 \text{ s}, T_w = 1,0 \text{ s}$$

- HVDC-länkarna antas ge följande effektbidrag vid de givna frekvenserna nedan:

$f = 49,8 \text{ Hz} \rightarrow \text{HVDC-import, 20 MW}$
 $f = 49,6 \text{ Hz} \rightarrow \text{HVDC-import, ytterligare 30 MW}$
 $f = 49,4 \text{ Hz} \rightarrow \text{HVDC-import, ytterligare 40 MW}$

Resultat:

Antag att systemet initialt befinner sig i jämvikt med en frekvens på $f = 50,0 \text{ Hz}$. Efter 1 sekunds körning utsätts systemet för en störning i form av en lastökning på 80%. Redan efter 1,04 sekunder når frekvensen ett värde på $f = 49,8 \text{ Hz}$. Detta innebär att en import på 20 MW via en HVDC-länk aktiveras. Detta extra bidrag av aktiv effekt räcker dock inte till för att bryta den nedåtgående trenden i frekvensen, utan efter 1,15 sekunder når frekvensen ett värde på $f = 49,6 \text{ Hz}$. Detta innebär att ytterligare import via en HVDC-länk krävs. Totalt importeras nu 50 MW aktiv effekt via HVDC-kablarna. Detta är tillräckligt för att nå en brytpunkt i frekvensfallet. Från denna tidpunkt börjar frekvensen återigen stiga, vilket innebär att frekvensen aldrig går under värdet $f = 49,6 \text{ Hz}$. Därför behöver systemvärnets på den sista HVDC-förbindelsen inte aktiveras.

I figur 2.8.3-2.8.5 på nästföljande sidor visas resultatet från den simulering som beskrivs ovan.

Systemvärn – PFK

För att åskådliggöra vilken inverkan PFK har på systemet vid en kraftig störning, genomförs en simulering på ett mininät i PSS/E. Simuleringen utförs på det mininät som använts genomgående i rapporten. Det vill säga ett nät bestående av två noder, med en generator och en last förbundna via en transmissionsledning. Inga modifieringar av detta nät krävs, så länge 50 MW av den totala lasten i nod 2 antas representera en värmepump.

Resultat:

Systemet antas återigen befinna sig i jämvikt med en frekvens på $f = 50,0 \text{ Hz}$. Efter 1 sekunds körning utsätts systemet för en störning i form av en lastökning på 50%. Efter 1,25 sekunder når frekvensen ett värde på $f = 49,4 \text{ Hz}$. Vid ett sådant kraftigt frekvensfall krävs bortkoppling eller nedreglering av produktion. Eftersom värmepumpen har ett aktivt effekttag $P > 35 \text{ MW}$ kopplas denna bort. Detta motverkar frekvensfallet, och systemet rör sig mot en ny jämviktspunkt.

I figur 2.8.6 på nästföljande sidor visas resultatet från den simulering som beskrivs ovan.

Systemvärn – AFK

För att åskådliggöra vilken inverkan AFK har på systemet vid en kraftig störning, genomförs en simulering på ett mininät i PSS/E. Antag att det mininät som använts genomgående i rapporten tillämpas. Det vill säga ett nät bestående av två noder, med en generator och en last förbundna via en transmissionsledning. För att illustrera funktionen AFK på bästa sätt önskas systemet utsättas för ett produktionsbortfall. Produktionsbortfallet skulle medföra en frekvensminskning, vilket i sin tur skulle kompenseras genom lastbortkoppling då frekvensen understiger värdet 48,8 Hz. I BILAGA B redogörs dock de problem som uppstår vid simulering i samband med ett produktionsbortfall. Fysikaliskt har ett produktionsbortfall emellertid samma påverkan på frekvensen som en lastökning. Rent symboliskt kan därför frekvensavvikelse orsakas av en lastökning.

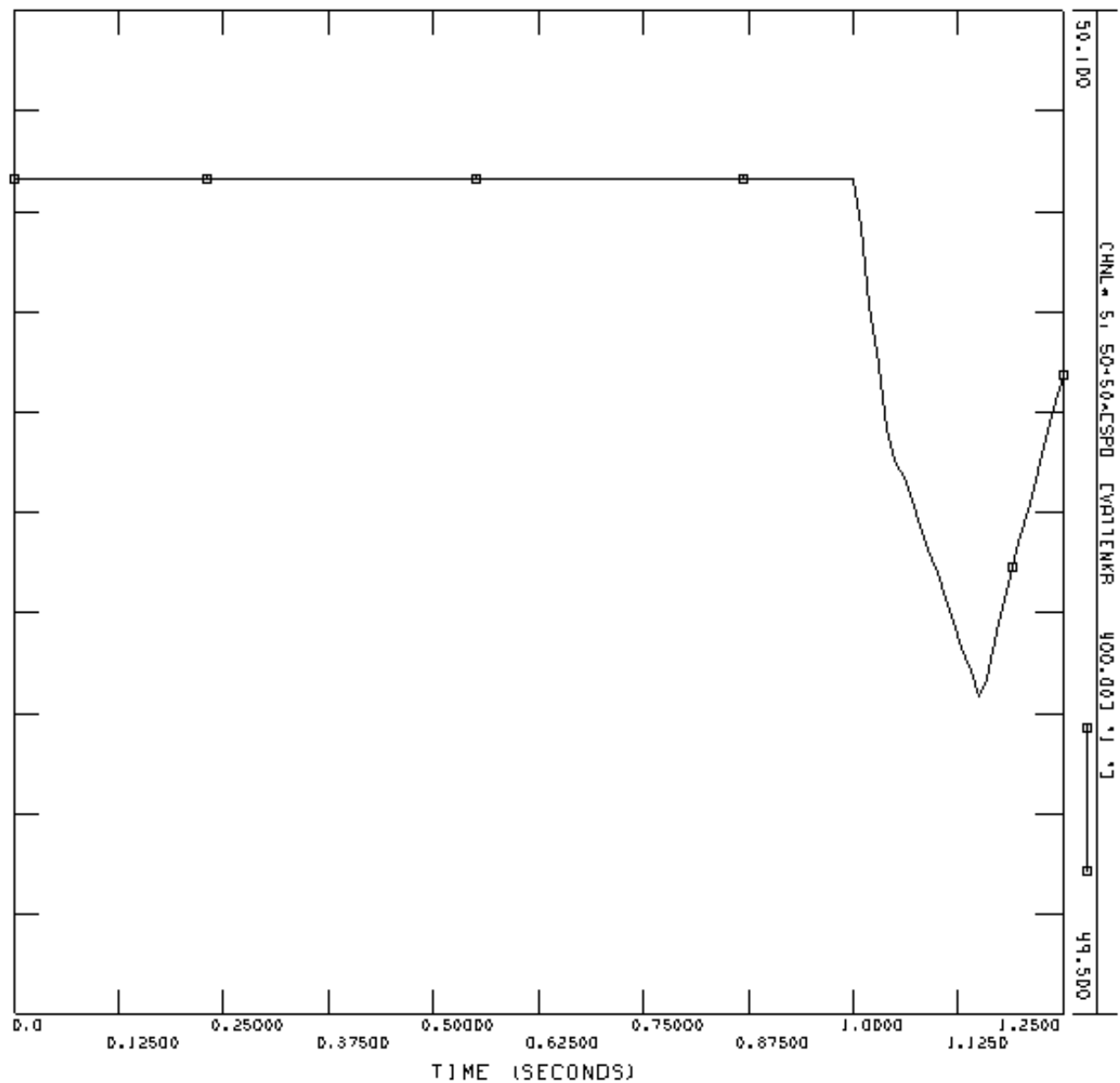
Resultat:

Antag att systemet efter 1 sekunds körning utsätts för en lastökning på 25%. Efter 2,02 sekunder når frekvensen ett värde på $f = 48,8$ Hz. Detta innebär att den automatiska lastbortkopplingen aktiveras. Enligt bestämmelser skall AFK ske i 5 ungefär lika stora steg, och resultera i en last bortkoppling på 30%. Detta innebär en frekvensminskning på cirka 6% per steg vid de givna frekvenserna i avsnitt: "Automatisk förbrukningsfrånkoppling, AFK". Då frekvensen $f = 48,8$ Hz registreras kopplas därmed 6% av den totala lasten bort. Denna åtgärd räcker dock inte till för att bryta den neråtgående trenden i frekvensen, utan efter 2,28 sekunder når frekvensen ett värde på $f = 48,6$ Hz. Detta innebär att ytterligare 6% av lasten kopplas bort. I samband med detta ingripande motverkas frekvensfallet, och frekvensen börjar stiga mot det nominella värdet 50,0 Hz. Detta innebär att den automatiska förbrukningsfrånkopplingen lyckats stabilisera systemet efter att det utsatts för ett kraftigt produktionsbortfall.

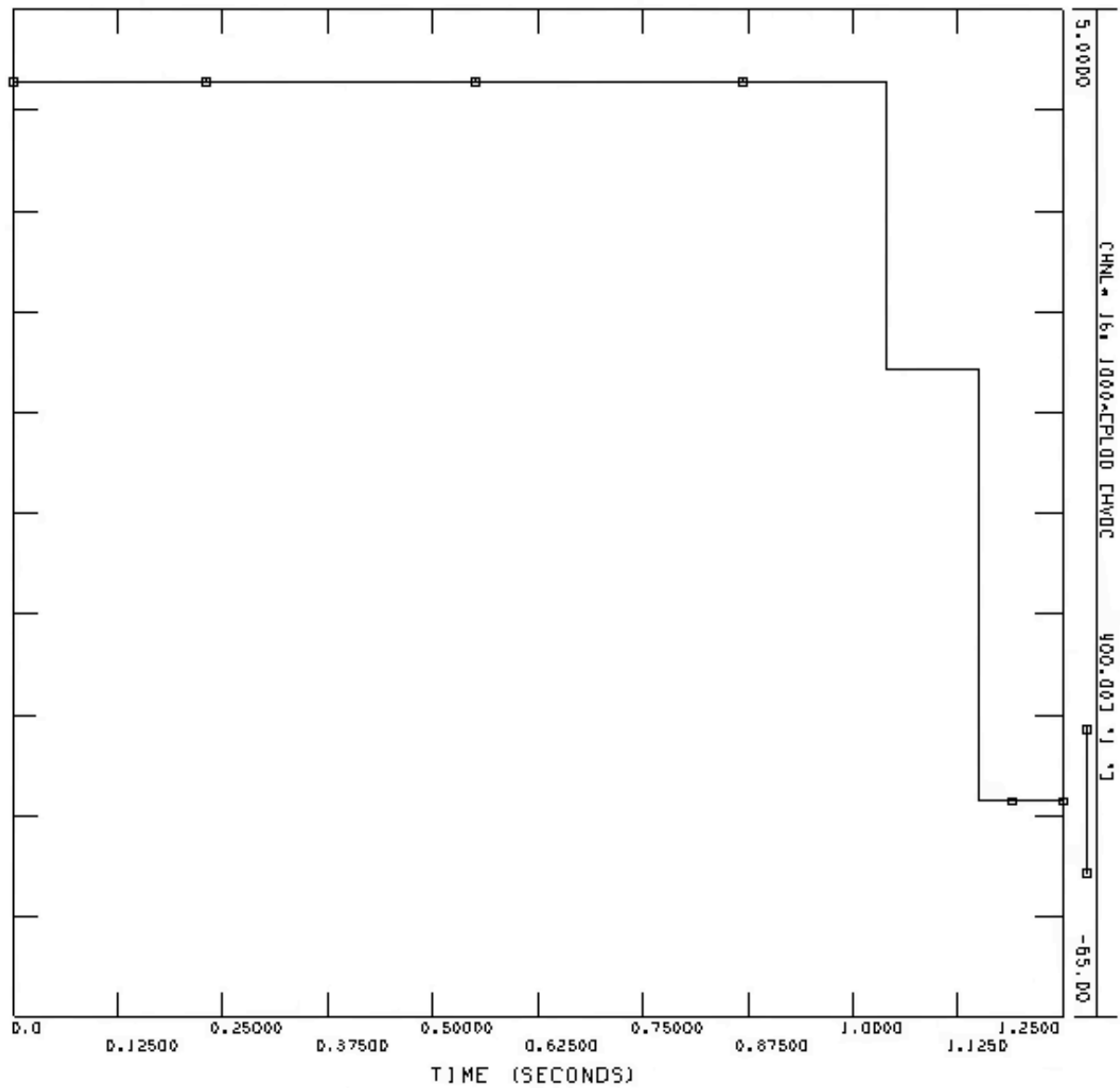
I figur 2.8.7-2.8.9 på nästföljande sidor visas resultatet från den simulering som beskrivs ovan.

Kommentarer gällande simuleringar

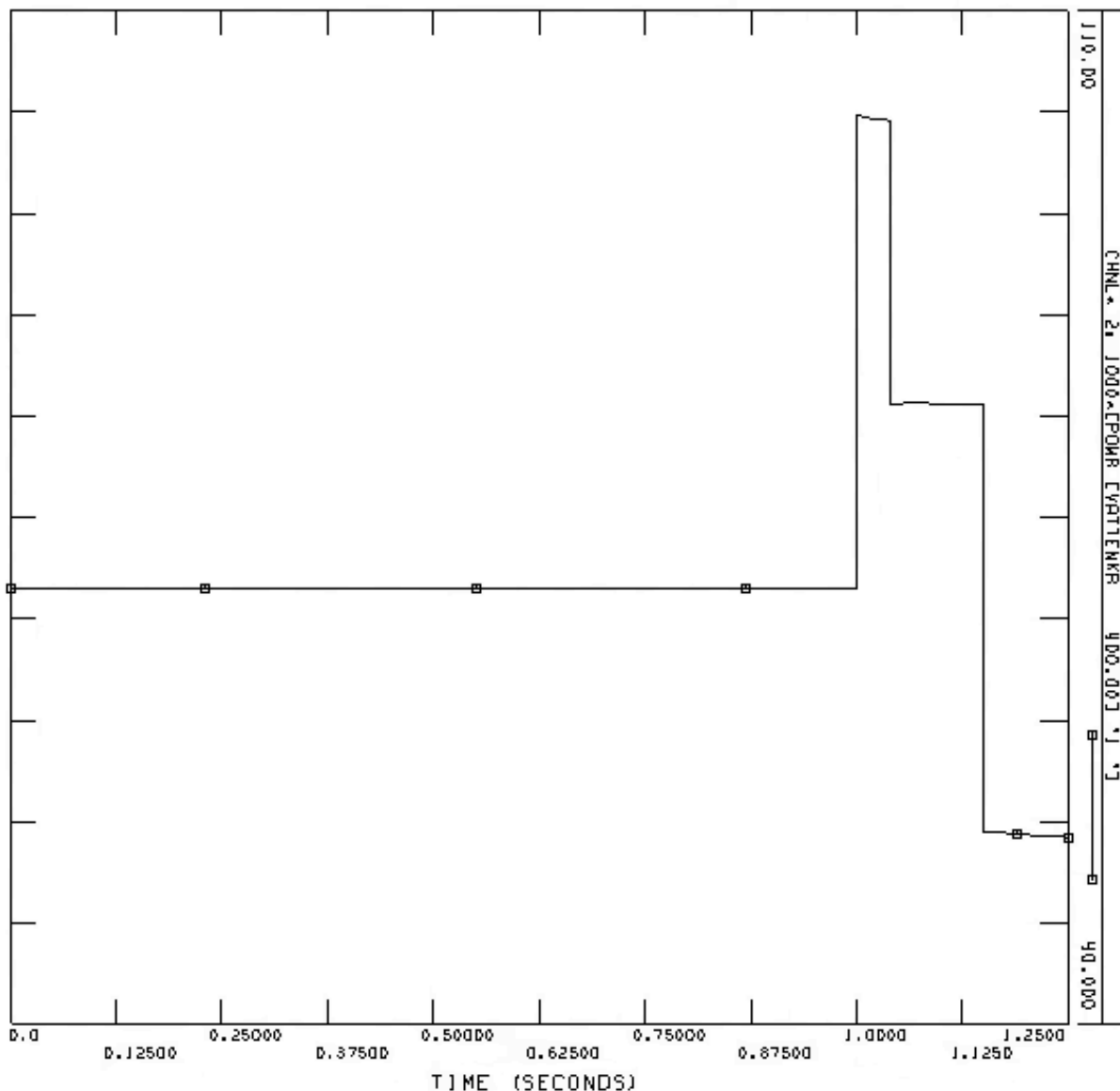
I de simuleringar som genomförts, leder störningen till en drastisk frekvensminskning. Då frekvensen faller under de tillåtna gränserna aktiveras reservkraft i form av systemvärn för att stabilisera systemet. Frekvensen ökar dock kraftigt i samband med dessa åtgärder och kommer troligen att stiga över 50,0 Hz. Detta är emellertid ett medvetet val för att erhålla tydliga figurer. I figurerna skall det klart och tydligt framgå vid vilken tidpunkt som systemvärnen aktiverats. Detta uppnås genom att skapa drastiska produktionsförändringar. I verkligheten är emellertid systemvärnen dimensionerade för att nå jämviktsläget $f = 50,0$ Hz.



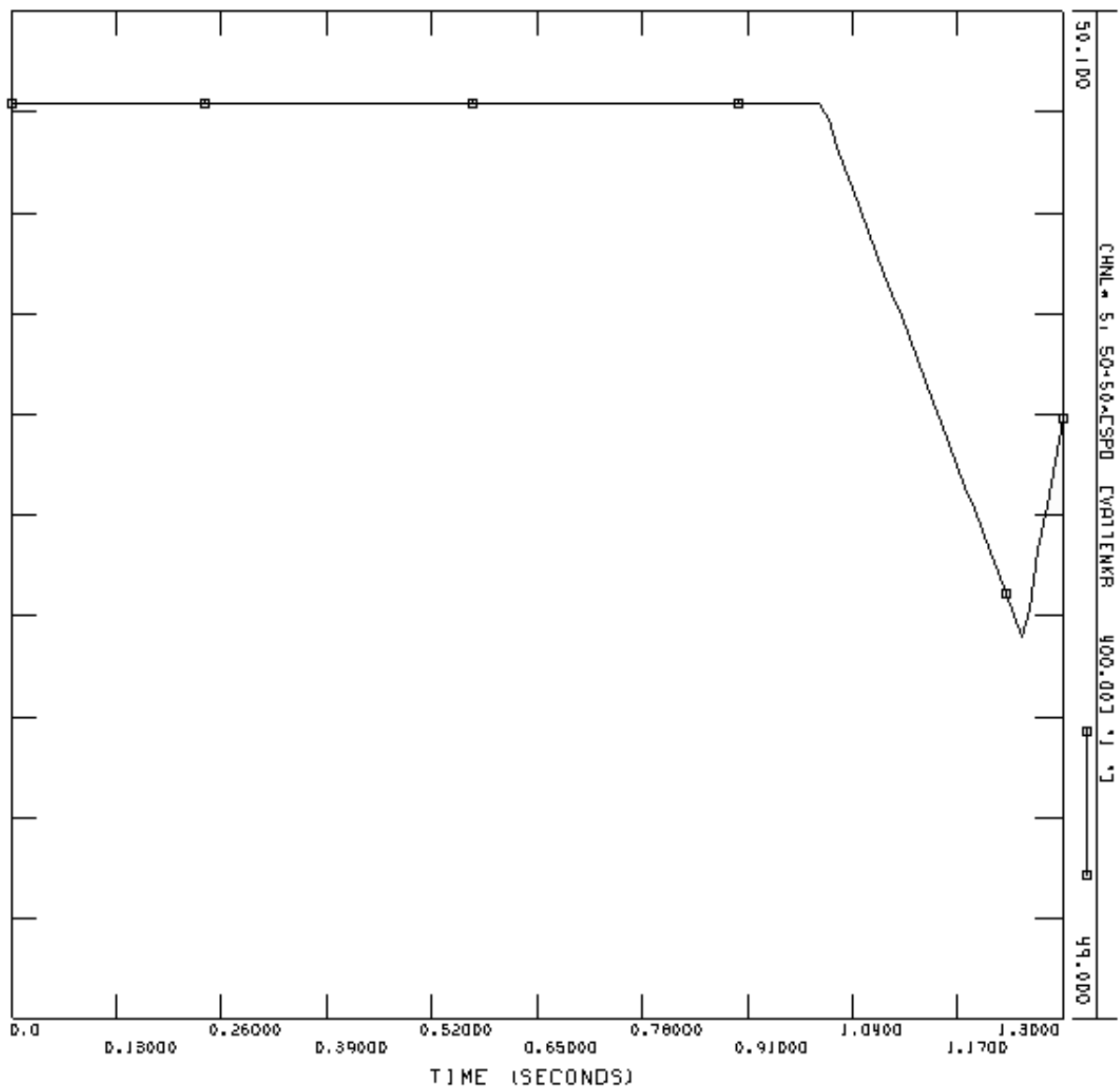
Figur 2.8.3: Frekvenssvaret visar hur frekvensfallet motverkas av import via HVDC-förbindelsen enligt uppgifter ovan.



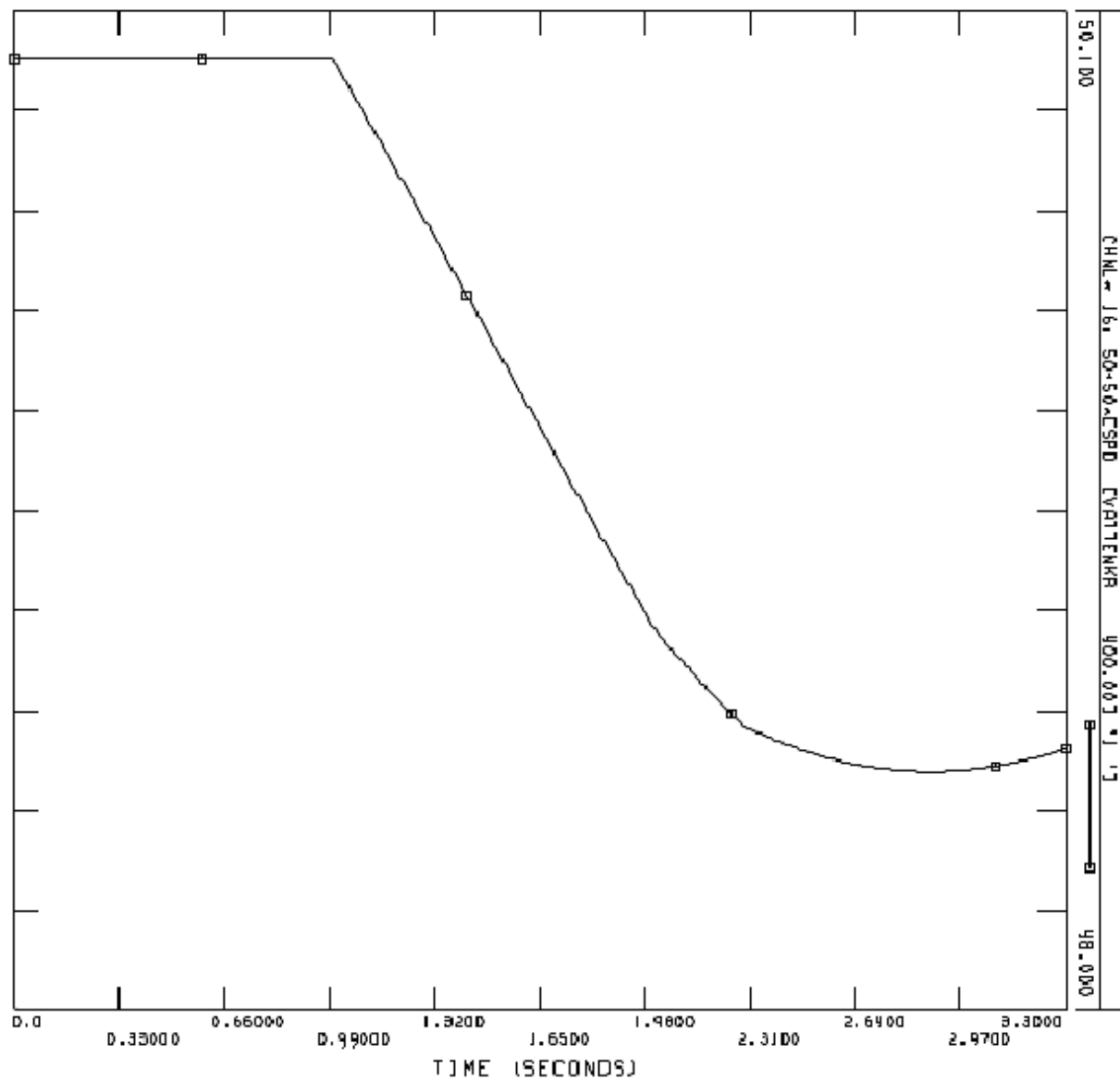
Figur 2.8.4: Import av aktiv effekt via HVDC-förbindelse. Observera att denna modelleras likt en negativ last. Efter $t=1,04$ sekunders simulering importeras 20 MW. Vid tidpunkten $t=1,15$ sekunder ökar importen med ytterligare 30 MW.



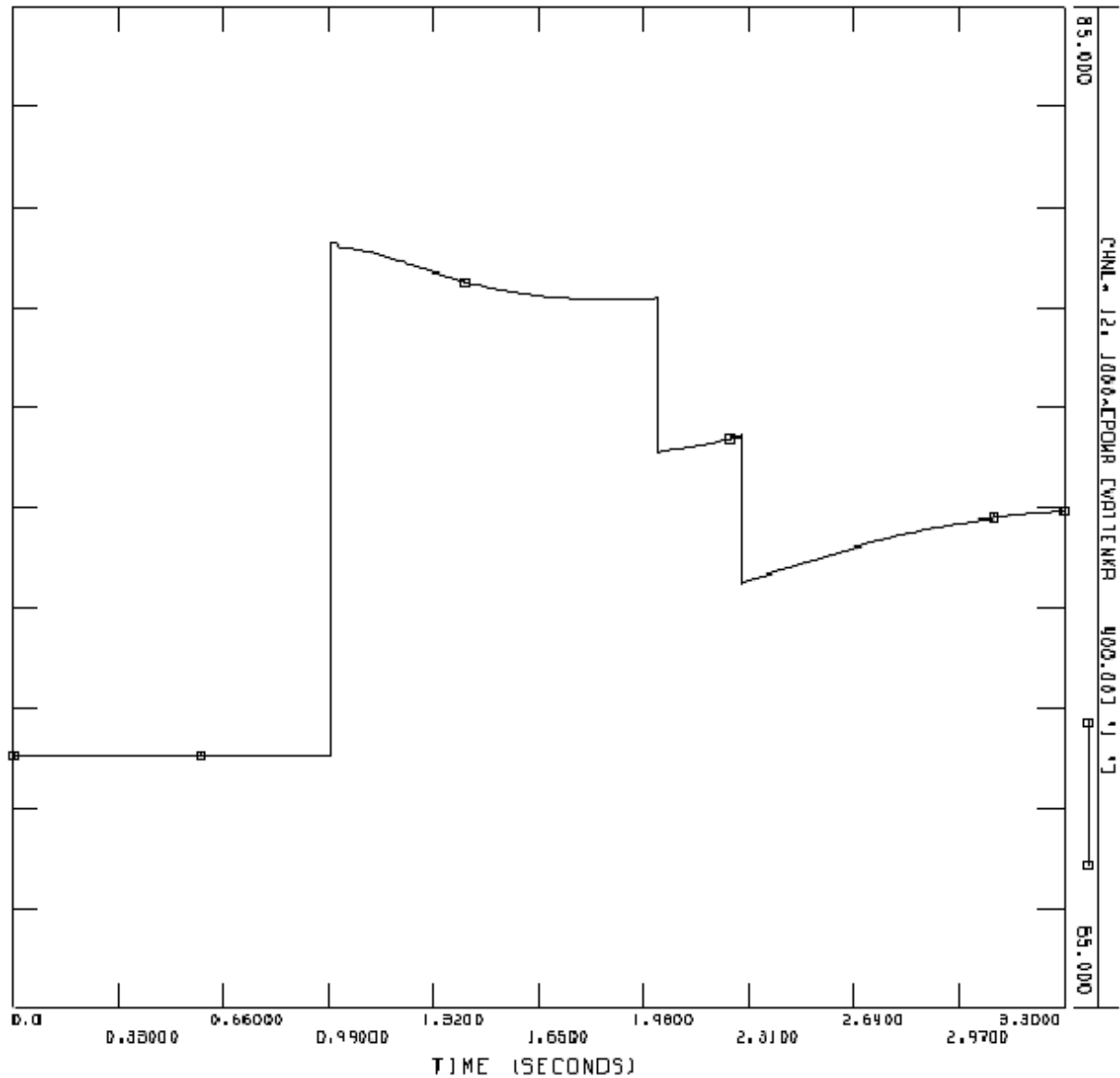
Figur 2.8.5: Variation av det elektriska effektuttaget i samband med en lastökning på 80%. Efter 1 sekunds simulering inträffar en lastökning på 80%. Detta medför en markant ökning av det aktiva effektuttaget, eftersom produktion och konsumtion ständigt måste vara i balans. Efter $t = 1,04$ sekunder aktiveras import på 20 MW från tillgänglig HVDC-förbindelse. Generatoren behöver då inte leverera lika mycket elektrisk effekt, effekt uttaget minskar i figuren. Efter ytterliggare 0,11 sekunder aktiveras nästa HVDC-förbindelse, vilken ger ett effektbidrag på 30 MW. Detta innebär att HVDC-länkarna totalt bidrar med 50 MW aktiv effekt. Systemets resterande effektbehov förses av generatoren.



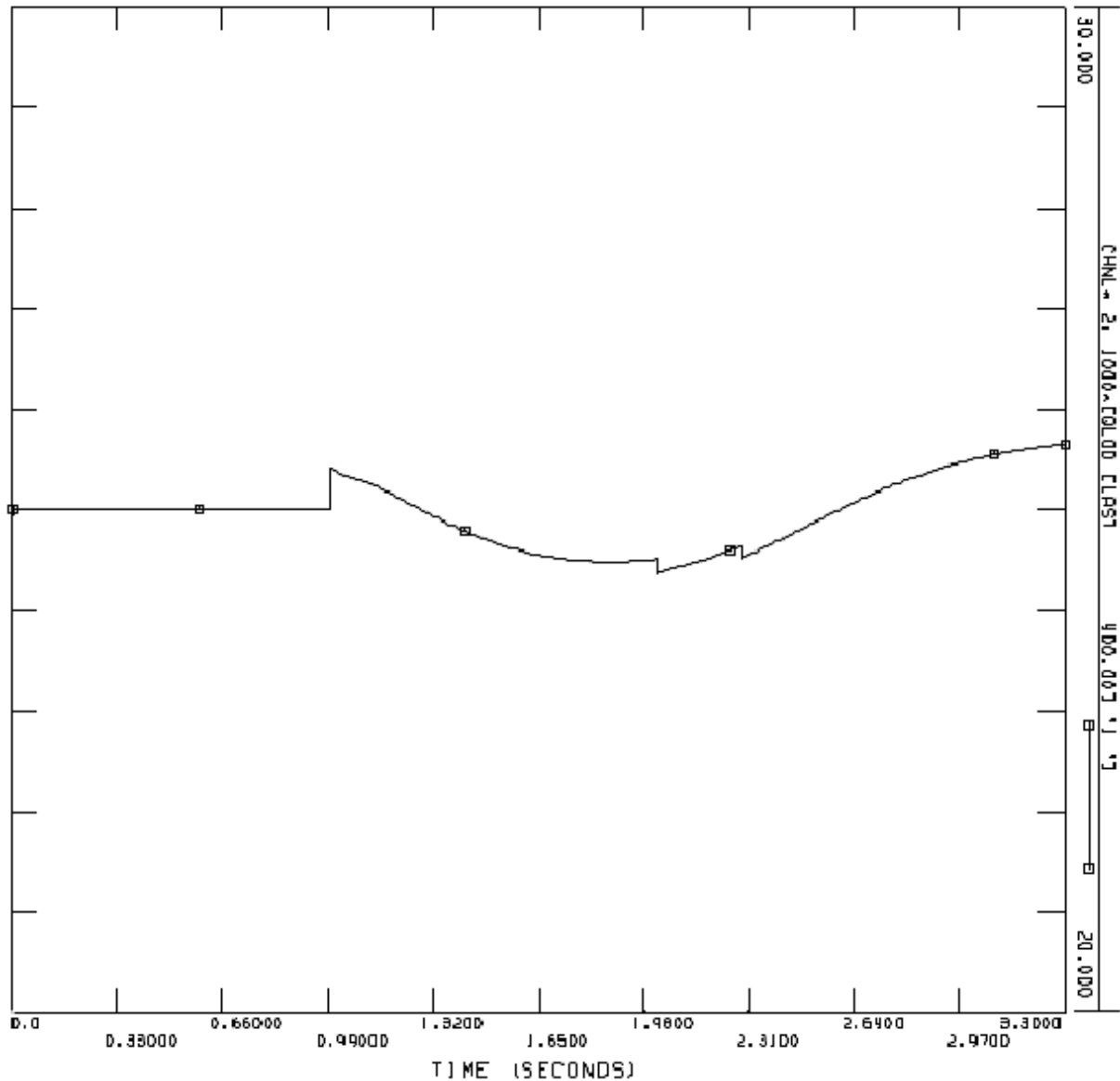
Figur 2.8.6: Frekvenssvar vid lastökning. Efter 1,0 sekunds simulering inträffar en störning i form av en lastökning. Frekvensen faller, och vid frekvensen 49,4 Hz för $t = 1,25$ sekunder aktiveras PFK.



Figur 2.8.7: Frekvenssvar vid lastökning. Bilden illustrerar hur AFK motverkar frekvensfallet enligt uppgifter ovan.



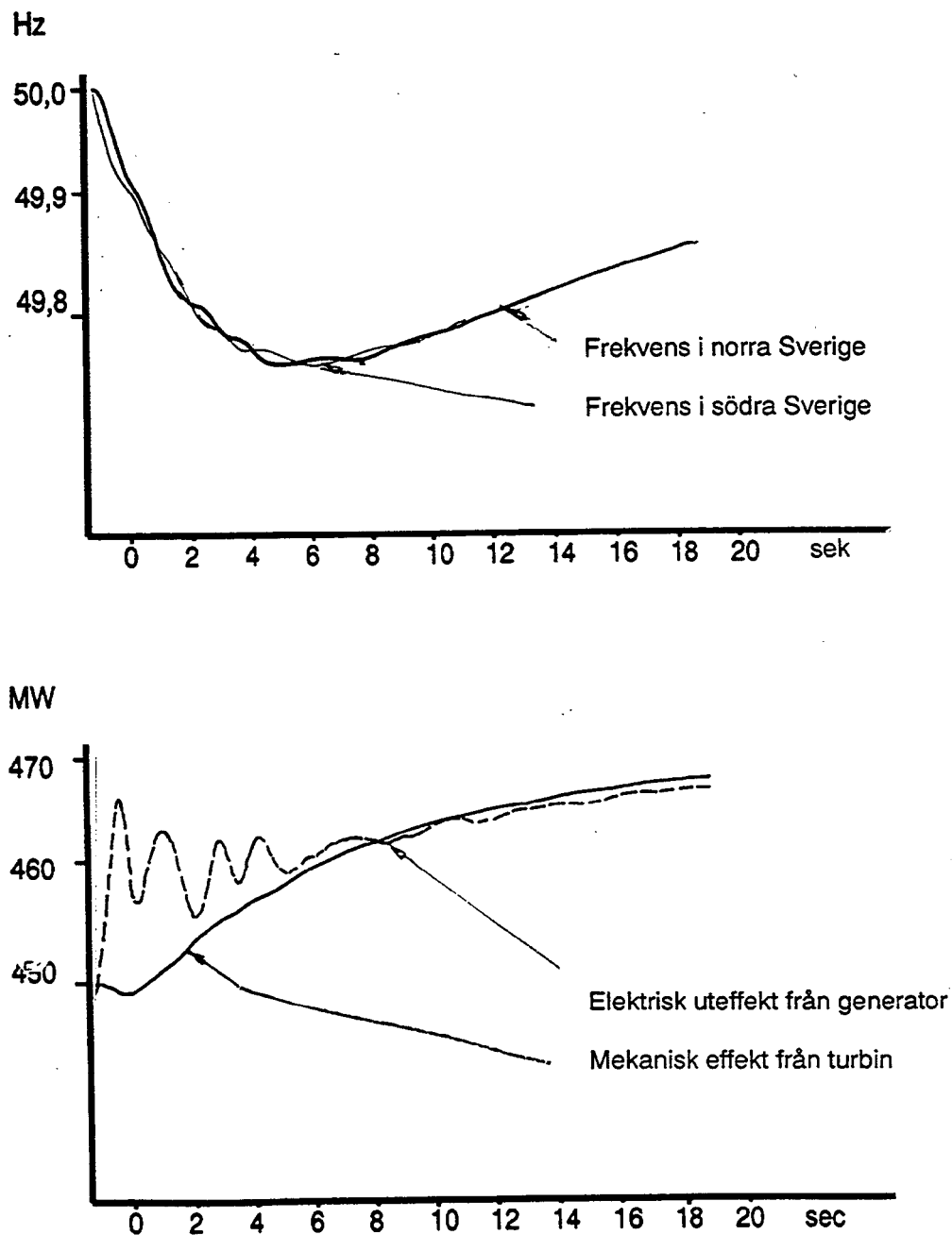
Figur 2.8.8: Variation av den aktiva effekt konsumtionen. Efter 1,0 sekunds simulering inträffar en störning i form av en kraftig lastökning. Detta medför att frekvensen faller, och systemet blir instabilt. Systemvärn i form av AFK aktiveras. Därav de två effektfallen i figuren.



Figur 2.8.9: Variation av den reaktiva effekt konsumtionen. Det första tecknet på lastökning i figuren vid tidpunkten $t=1,0$ sekunder, representerar den simulerade lastökningen. Denna störning är så kraftig att den måste motverkas med hjälp av AFK. Därför sker en lastminskning vid de två tidpunkterna $t=2,02$ och $t=2,28$ sekunder.

2.9 Sammanfattad bild av frekvensregleringen i ett elkraftsystem

Nedan ges en sammanfattad bild av hur frekvensregleringsmodellen påverkar frekvensen i ett kraftsystem som utsätts för en störning [2].



Figur 2.9.1: Frekvensfallet vid bortfall av ett stort kärnkraftsblock. I nedre diagrammet visas reglersvaret från ett vattenkraftaggregat.

De olika faserna i frekvensvariationen och regleringen är följande:

- Under de första sekunderna sjunker frekvensen. Inledande frekvensderivata beror på produktionsfrånslagets storlek och kraftsystemets samlade svängmassa. Produktionen ökar successivt i ett antal frekvensreglerande aggregat. Samtidigt inverkar lastens spännings- och frekvensberoende samt ev. systemvärnsingrepp.
- Efter ett antal sekunder uppnås ett tillfälligt balansläge då frekvensen inte ändras mer ($df/dt = 0$). Då har den effekt som förlorades pga frånslagen produktion ersatts.
- Efter att balansläget uppnåtts, börjar frekvensen öka för att återgå till så gott som normal nivå. Detta klaras tack vare viss överreglering av produktion som ger acceleration av systemet.
- I det nya jämviktsläget har det ökade effektbehovet ersatts av uppreglerad effekt. Samtidigt kvarstår ett frekvensfel. Denna balanspunkt definieras av den samlade reglerstyrkan (MW/Hz) hos de reglerande aggregaten (och viss lastminskning pga lägre frekvens och spänning, samt systemvärningrepp).

3 Analys

I analysdelen skall kunskaperna från teoridelen tillämpas vid en utredning av det nordiska synkronnätets reglerstyrkebehov. Arbetet utförs på Nordelbalansen_2007, en fullständig modell av det nordiska kraftsystemet i PSS/E. Målet är att förslå en sammanfattad bild av hur reglerstyrkan bör modelleras i PSS/E och undersöka hur olika reglerstyrkefördelning påverkar systemets stabilitet.

Tre modeller kommer att presenteras och utvärderas:

- Modell 1: Svenska Kraftnäts befintliga modell av reglerstyrkan i PSS/E.
- Modell 2: Baseras på Nordels krav gällande reglerstyrkefördelningen enligt uppgifter i systemdriftsavtalet. Detta innebär en skalning och omfördelning av reglerstyrkan mellan de olika länderna i jämförelse med den befintliga modellen av reglerstyrkan i PSS/E.
- Modell 3: Bygger på modell 2 enligt Nordels krav. I denna modell genomförs dock en omfördelning av reglerstyrkan mellan de olika snittområdena. Detta innebär att reglerstyrkan koncentreras i vissa utvalda områden.

Vid modellering av reglerstyrkebehovet i Norden analyseras resultaten med hjälp av ett IPLAN program i PSS/E kallat "Reglerstyrka". Programmet behandlar turbinreglering med HYG0V-, GAST- och TGOV1-modellerna. Indata är systemets basfrekvens (för uträkning av reglerstyrka) och areanummer (om enskild area önskas studeras separat). Givet detta presenterar programmet fördelningen av reglerstyrkan i det sammankopplade nordiska systemet. Programmet ger antal generatorer, total MVA, reglerstyrka (MW/Hz) samt automatisk aktiv reserv (spinning reserve, MW) areavis och totalt. Generatorer i drift respektive avställda generatorer redovisas separat. Den areaindelning av Nordelnätet som programmet arbetar efter finns dokumenterad internt på Svenska Kraftnät.

3.1 Systemuppbyggnad i PSS/E

Uppgifter gällande systemuppbyggnaden i PSS/E-modellen av det nordiska kraftsystemet finns dokumenterat internt på Svenska Kraftnät. Den information som är av betydelse för att läsaren skall kunna följa de resonemang som ges i analysdelen, följer nedan:

I PSS/E-modellen av det nordiska kraftsystemet representeras respektive nod i systemet antingen som en generatornod eller lastnod. Dessutom har nätet en referensnod (swingbus), för vilken spänningsamplitud och fasvinkel alltid hålls konstant.

En studie av det verkliga kraftsystemet visar att det finns goda förutsättningar för vattenkraft i Norden. I Sverige, Norge och Finland är det därför främst vattenkraftverken som ansvarar för

frekvensregleringen. Men i Norge finns även gasturbiner och i Danmark är det ångturbiner som ansvarar för regleringen. Detta återges i PSSE-modellen av kraftsystemet genom att respektive generatornod i systemet kopplas till en specifik turbinregulatormodell i dynamikfilen.

I Sverige, Norge och Finland dominerar HYG0V-modellen. I Norge finns även GAST-modellen representerad, mestadels i de södra delarna. I Danmark representeras turbinregleringen av TGOV1-modellen. I teoridelen av rapporten tydliggjordes att systeminställningarna för TGOV1-modellen var avgörande för regulatorns regleregenskaper. Den typ av aggregat som dominerar i PSS/E-modellen av det nordiska kraftsystemet är den modell som visar på långsamma regleregenskaper. (Fall1: aggregat som ej kan lagra energi). Den modell som visar på snabba regleregenskaper finns representerad på ett fåtal punkter i Danmark (Fall2: aggregat som kan lagra energi).

3.2 Sammanställning av förutsättningar för modellering och analys

Nedan följer en sammanställning över de förutsättningar som är tillämpbara vid modellering av de olika reglerstyrkemodellerna i PSS/E. Detta utgör en redovisning av Nordels minimikrav på tillgänglig driftreserv för respektive land. Därtill följer en sammanställning av effektens transmissionsbegränsningar.

3.2.1 Nordel's krav gällande driftsreserven

I det nordiska synkronsystemet har elkraftföretagen kommit överens om vissa samkörningsregler. Syftet med denna överenskommelse är att de olika parterna inom det sammankopplade systemet skall samutnyttja de regler- och störningsreserver som finns att tillgå. Dessa regler finns dokumenterade i systemdriftsavtalet, och återges delvis i kapitel 2.3 ”Reglerstrategier i det nordiska elkraftsystemet”. Kravspecifikationen kan sammanfattas enligt nedan:

- Den frekvensstyrda störningsreserven skall aktiveras automatiskt vid en frekvensavvikelse på $\pm 0,1$ Hz och skall vara fullt utreglerad inom 2-3 minuter. Gemensamt krav för det nordiska synkronsystemet är en normaldriftsreserv på 600 MW, vilket motsvarar ett gemensamt krav för reglerstyrkan i synkronsystemet på 6000 MW/Hz.

Baserat på årsförbrukningen år 2005 skall den frekvensstyrda normaldriftsreserven fördelas enligt [4]:

Delsystem	Årsförbrukning 2005 (TWh)	Frekvensstyrd normaldriftsreserv (MW)	Reglerstyrka (MW/Hz)
Danmark	14,4	23	230
Finland	84,9	137	1370
Norge	125,9	203	2030
Sverige	147,3	237	2370
Synkronsystemet	372,5	600	6000

Tabell 3.2.1: Frekvensstyrd normaldriftsreserv.

- Den frekvensstyrda störningsreserven skall aktiveras automatiskt vid 49,9 Hz och skall vara fullständigt aktiverad vid 49,5 Hz. Minst 50% av störningsreserven skall vara utreglerad inom 5 sekunder och 100% inom 30 sekunder.

Den frekvensstyrda störningsreserven fördelas i proportion till det dimensionerande felet inom respektive delsystem. Gemensamt krav för det sammankopplade nordiska kraftsystemet är cirka 1000 MW, beroende på aktuellt dimensionerande fel. (Detta motsvarar det dimensionerande felet minskat med 200 MW som lasten reglerar naturligt för). Enligt 2006 års systemdriftsavtal skall följande gälla [4]:

Delsystem	Dimensionerande fel (MW)	Frekvensstyrd störningsreserv (MW)
Danmark	580	153
Finland	865	228
Norge	1200	317
Sverige	1220	322
Totalt		1020

Tabell 3.2.2: Frekvenstyrd störningsreserv.

Dessa fördelningar speglar även kravet på att varje delsystem skall ha minst 2/3 av den frekvensstyrda normal- respektive störningsreserven inom eget system i händelse av uppsplittring och ödrift.

3.2.2 Överföringskapacitet

Överföringskapaciteten mellan delsystemen och mellan snitten i respektive delsystem är en dynamisk storhet. Kapaciteten på förbindelserna fastställs löpande av berörda parter. Besluten baseras på driftsäkerhetskriterierna och på sådana rådande tekniska och driftmässiga omständigheter som har betydelse för överföringskapaciteten. Därutöver skall en

reglermarginal mellan överföringskapaciteten och handelskapaciteten reserveras på respektive förbindelse.

De olika systemansvarigas förmåga att överföra effekt beräknas för varje driftläggning. Detta gäller både överföringskapaciteten inom respektive delsystem och utbytet mellan delsystemen. Beräkningen baseras på ett fördefinierat överföringssnitt. Med hjälp av statiska och dynamiska simuleringar fastställs hur mycket effekt som kan överföras i valfri riktning genom snittet innan termisk överlast, spänningskollaps och/eller instabilitet uppstår efter att ett för snittet dimensionerande fel lagts på. I snittet kan ett godtyckligt antal ledningar på olika spänningsnivåer ingå [4].

Överföringskapacitet mellan respektive delsystem:

Nedan listas maximal överföringskapaciteten mellan delsystemen. Observera dock att överföringskapaciteten är en dynamisk storhet, varför de givna begränsningarna kan variera enligt diskussion ovan².

Till Danmark ost, Själland från:

Sverige:	1350 MW
Tyskland:	600 MW

Till Danmark väst, Jylland från:

Sverige:	620 MW
Norge:	1040 MW
Tyskland:	800 MW

Till Finland från:

Ryssland i söder:	1350 MW
Estland:	350 MW
Sverige i norr:	1600 MW
Sverige i söder (Fennoskan):	550 MW

Till Norge från:

Sverige norr om snitt 2:	2570 MW
Sverige söder om snitt 2:	2300 MW
Danmark (Väst-Jylland):	1040 MW

Till Sverige från:

Finland i norr:	1200 MW
Finland i söder (Fennoskan):	550 MW
Norge norr om N61°:	2550 MW
Norge söder om N61°:	2200 MW
Danmark (Ost-Själland):	1750 MW
Danmark (Väst-Jylland)	740 MW

² Information Driften, Svenska Kraftnät.

Tyskland (Baltic Cable):	600 MW
Polen (SwePol Link):	600 MW

Till Tyskland från:

Danmark (Väst-Jylland):	1200 MW
Danmark (Öst-Själland):	600 MW
Sverige (Baltic Cable):	600 MW

Till Polen från:

Sverige (SwePol Link):	600 MW
------------------------	--------

Överföringskapacitet inom respektive delsystem:

I PSS/E:s modell för det nordiska nätet är Sverige och Norge, liksom i det verkliga kraftsystem, uppdelat i ett antal snittområden. Även det finska delsystemet begränsas av två snittområden. Detta snitt ingår dock ej i den modell som används för det nordiska nätet i PSS/E³.

Nedan listas den maximala effekt som får flöda över snitten i kraftsystemet. Värdena är dock dynamiska och kan variera enligt diskussion ovan.

Norge:

Snitt 1 (Från snittområde 1 till snittområde 2):	300 MW
Snitt 2 (Från snittområde 3 till snittområde 2):	600 MW

Sverige:

Snitt 1 (Från snittområde 1 till snittområde 2):	2700 MW
Snitt 2 (Från snittområde 2 till snittområde 3):	6500 MW
Snitt 3 (Från snittområde 3 till snittområde 4):	4500 MW

3.3 Modellering av reglerstyrkefördelningen i PSS/E

En ny reglerstyrkefördelning i PSS/E resulterar i en förändring av den aktuella dynamiken (dyre-filen). Modifieringar av reglerstyrkebehovet återspeglas i form av förändringar av reglerkraftverkens statikvärde. Behovet av reglerstyrka modelleras utifrån givna kravspecifikationer och reglerstyrkefördelningen kan analyseras med IPLAN programmet ”Reglerstyrka”.

Vid modellering i PSS/E måste programstrukturen beaktas. PSS/E gör ingen skillnad mellan frekvensstyrd normaldriftsreserv och frekvensstyrd störningsreserv. Därför måste reglerstyrkan i PSS/E motsvara ett värde som både innefattar normaldriftsreservens och störningsreservens bidrag. Detta är kravet för att erhålla ett korrekta simuleringsresultat som speglar verkligheten i den mån det går.

³ Information Driften, Svenska Kraftnät.

Eftersom den nya modellen för reglerstyrkefördelningen i PSS/E skall uppfylla det minimikrav Nordel ställer på frekvensstörd reserv, måste den kravspecifikation gällande driftreserv som presenteras i systemdriftsavtalet ligga till grund för modellens uppbyggnad. Kravet gällande normaldriftsreserv på 600 MW kan översättas till ett krav gällande reglerstyrkan på 6000 MW/Hz vid normaldrift. Dessutom finns ett krav att systemet skall hålla en störningsreserv på cirka 1000 MW. Det enda krav som ställs på denna reglerreserv är att minst 50% av reserven skall vara utreglerad inom 5 sekunder och 100% inom 30 sekunder. Behovet av en störningsreserv som arbetar enligt ovanstående, kan dock ej översättas till ett krav gällande reglerstyrka.⁴ Detta skapar problem vid reglerstyrkemodelleringen i PSS/E.

De 600 MW som finns att tillgå i form av reserv vid normaldrift är fullt utreglerade vid en frekvens på 49,9 Hz. I samband med att frekvensen faller under 49,9 Hz skall störningsreserven ta vid. De tidskrav som finns på störningsreserven, tillgodoses av att ett antal utvalda reglerkraftverk har möjlighet att koppla om automatiskt mellan olika reglerstyrkelägen (sk. ep-lägen). På så sätt kan ett och samma reglerkraftverk först bidra med reglerkraft i form av normaldriftsreserv, för att vid behov sedan koppla om till ett högre reglerstyrkeläge och en ökad reglersnabbhet. De turbinregulatormodeller som finns att tillgå i PSS/E, är dock inte utformade enligt denna princip⁵. I och med detta kan inte den andel av störningsreserven som dessa kraftverk bidrar med, modelleras i PSS/E.

En viss andel av störningsreserven tillgodoses emellertid av de reglerkraftverk vilka endast är tänkta att delta i primärregleringen. Beroende på den aktuella driftsituationen kan ett reglerkraftverk av denna typ ha marginaler kvar till installerad effekt, trots att störningen medfört en full utreglering av normaldriftsreserven. Kraftverket fortsätter då att delta i frekvensregleringen, och reglerar upp till maximalt installerad effekt enligt en reglerstyrka på 6000 MW/Hz. Detta innebär att störningsreserven modelleras likt normaldriftsreserven med en reglerstyrka på 6000 MW/Hz.

De förutsättningar som gäller vid modellering av reglerstyrkefördelningen kan därmed beskrivas som att den frekvensstyrda normaldriftsreserven och störningsreserven slagits ihop, och utgör det som går under beteckningen ”spinning reserv” i programmet ”Reglerstyrka”. Samma reglerstyrka (6000 MW/Hz) antas gälla under hela reglerförloppet, vilket innebär att reglerpådraget fördelas på alla reglerande aggregat med avseende på reglermarginalen.

⁴ Det faktum att störningsreserven ej kan uttryckas i form av ett krav på reglerstyrka, har skapat oenighet kring begreppet störningsreserv. Detta har medfört oklarheter i systemdriftsavtalet i form av otydliga definitioner. Då sambandet mellan frekvensstörd reserv och reglerstyrka diskuteras i systemdriftsavtalet framställs snarare den ekonomiska aspekten på problemet, vilket resulterat i enkla omräkningstabeller mellan kravet på reglerstyrka och frekvensstörd reserv. En kommitté har därför tillsatts av Nordel, för att reda ut begreppen störningsreserv och reglerstyrka.

⁵ Ett lämpligt verktyg för simuleringar av denna typ skulle vara ARISTO. Här finns nya vattenkraftsregulatorer inlagda med möjlighet att simulera automatisk omkoppling mellan olika reglerstyrkelägen (ep-lägen)

3.4 Modeller för reglerstyrkefördelning i PSS/E

I det följande presenteras den befintliga reglerstyrkemodellen i PSS/E, samt de två alternativa modeller som tagits fram som ett förslag till förbättring av dagens reglerstyrkefördelning. Dessa modeller skall utgöra en bättre representation av de verkliga förhållandena i kraftsystemet.

Enligt den befintliga reglerstyrkemodellen har en alldeles för hög reglerstyrka antagits (16595 MW/Hz). Dessutom uppfyller inte modellen Nordels krav på att varje delsystem skall ha minst 2/3 av den frekvensstyrda normal- respektive störningsreserven inom eget system i händelse av uppsplittring och ödrift. Visserligen varierar tillgången på reglerkraft, t.ex. har Norge vanligen en reglerreserv som är dubbelt så stor som det angivna värdet i systemdriftsavtalet. Den ökade driftreserven kan dock översättas till ett krav gällande reglerstyrkan på maximalt cirka 8000-9000 MW/Hz.

Värdet på reglerstyrkan (16595 MW/Hz) i PSS/E speglar därmed inte verkligheten. Istället önskas en ny reglerstyrkefördelning som resulterar i en förändring av den aktuella dynamiken som skall ligga till grund för de beräkningar och simuleringar som görs på nätet vid analys av systemets stabilitet och dimensionering. Vid framtagning av de nya reglerstyrkemodellerna fördelas därför reglerstyrkan i systemet enligt Nordels krav. Dessa minimikrav har tagits fram för att garantera systemets stabilitet.

Det finns dock inga fasta krav på hur mycket reglerkraft som måste finnas tillgängligt i respektive snitt. Tillgången på reglerstyrka i respektive snitt varierar med förändringar av vattenläget, prisbilden i Norden och Europa m.m. Dessutom påverkar regelförändringar, t.ex. som i Norge där de generella kraven på aktörerna kommer att ändras inom kort så att de håller en statik på 10 istället för 6. En ny marknadsplats kommer även att införas för köp av reglerstyrka som kommer att påverka upphandlingen av reserven.

Vid framtagning av alternativa reglerstyrkefördelningar kommer därför reglerstyrkans koncentration per snittområde att skilja sig åt i de två nya modellerna. En studie kommer sedan utföras för att se hur förändringar i tillgången av reglerstyrka påverkar systemets stabilitet.

Nedan följer en redogörelse för respektive modell.

3.4.1 Modell 1: Svenska Kraftnäts befintliga modell av reglerstyrkefördelningen i PSS/E

I den befintliga modellen som anger fördelningen av reglerstyrkan i det nordiska synkronnätet antas den totala reglerstyrkan ligga på 16595 MW/Hz.

Fördelningen av reglerstyrkan per delsystem i modell 1, framgår nedan:

Delsystem	Reglerstyrka (MW/Hz)	Reglerstyrka (%)
Danmark	251,3	1,5
Finland	830,0	5,0
Norge	9115,5	54,9
Sverige	6398,5	38,6
Totalt	16595,3	100

Tabell 3.4.1: Reglerstyrkefördelning per delsystem.

I PSS/E är Sverige och Norge dessutom uppdelade i olika snittområden. Nedan redovisas fördelningen av reglerstyrka per snittområde. I Finland antas effekten flöda fritt inom landet utan några givna transmissionsbegränsningar. I det verkliga kraftsystemet finns dock ett snitt, som delar landet i ett nordligt och sydligt snittområde.

Delsystem	Snittområde	Reglerstyrka (%)
Norge	1	6,8
	2	18,5
	3	74,7
Delsystem	Snittområde	Reglerstyrka (%)
Sverige	1	36,4
	2	52,0
	3	11,3
	4	0,3

Tabell 3.4.2: Reglerstyrkefördelning per snittområde.

3.4.2 Modell 2: Nordels krav gällande reglerstyrkefördelningen

Modell 2 baseras på Nordels krav gällande reglerstyrkefördelningen enligt uppgifter i avsnitt 3.2.1. Dessa värden utgör det minimikrav som finns på mängden tillgänglig reglerstyrka i respektive delsystem i Norden. (Detta innebär att kravet på att varje delsystem skall hålla 2/3 inom eget system uppfylls.) En modell som speglar Nordels krav bör därför ge en korrekt bild av hur hårt system kan belastas då det utsätts för någon typ av störning.

I jämförelse med den befintliga modellen av reglerstyrkan i PSS/E, medför denna modell en skalning och omfördelning av reglerstyrkan mellan länderna (delsystemen). Fördelningen av reglerstyrkan i modell 2 framgår nedan:

Delsystem	Reglerstyrka (MW/Hz)	Reglerstyrka (%)
Danmark	230	3,8
Finland	1370	22,8
Norge	2030	33,8
Sverige	2370	39,5
Totalt	6000	100

Tabell 3.4.3: Reglerstyrkefördelning per delsystem.

Reglerstyrkefördelningen per snittområde överensstämmer med de procentsatser som anges för modell 1.

3.4.3 Modell 3: Omfördelning av reglerstyrkan per snittområde

Modell 3 är en utveckling av modell 2 som presenterats ovan. Tillgången på reglerkraft varierar som bekant med avseende på förändringar av vattenläget. Detta inverkar på den geografiska placeringen av tillgänglig reglerstyrka. Stor tillgång på vatten, medför en större andel tillgänglig reglerkraft och resulterar i en annan prisbild på elmarknaden varför upphandlingen av reglerstyrkan anpassas till de rådande förhållandena. Syftet med modell 3 är att illustrera den beskrivna situationen ovan. Modellen baseras liksom modell 2 på de krav gällande reglerstyrkefördelningen som framgår i avsnitt 3.2.1. (dvs. minimikrav på 6000 MW/Hz) I den nya modellen genomförs dock en omfördelning av reglerstyrkelokaliseringen per snittområde. Detta innebär att reglerstyrkan koncentreras i vissa utvalda områden.

Den nya fördelningen framgår nedan och beskriver en typisk driftsituation i det nordiska synkronsystemet:

Delsystem	Snittområde	Reglerstyrka (%)
Norge	1	10,0
	2	10,0
	3	80,0
Delsystem	Snittområde	Reglerstyrka (%)
Sverige	1	70,0
	2	30,0
	3	0,0
	4	0,0

Tabell 3.4.4: Reglerstyrkefördelning per snittområde.

Vid omfördelning måste modellen dimensioneras med avseende på de reglerstyrkestyrda kraftverkens installerade effekt. Ett kraftverk kan ej producera mer än den maximalt installerade effekten, oavsett reglerstyrkan R . Det finns således en gräns för hur mycket reglerstyrka som kan modelleras i ett enskilt område. Det är därför orimligt att anta en allt för hög reglerstyrka i vissa områden. (En allt för hög reglerstyrka i södra Norge påverkar t.ex. frekvensfallet, se avsnitt 3.6)

3.5 Evaluering av reglerstyrkemodeller i PSS/E

I de följande kapitlen skall de givna reglerstyrkemodellerna evalueras. Syftet med dessa analyser är att belysa hur det nordiska kraftsystemets stabilitet påverkas utifrån tillgänglig mängd reglerkraft i respektive delsystem/snitt. Analyserna utförs för respektive reglerstyrkemodell, och påverkan på frekvensen och effekthalansen studeras då det nordiska synkronnätet utsätts för en lämplig störning.

Följande frågeställningar kommer att behandlas:

- Hur påverkas frekvensen?
- Hur påverkas effektöverföringen mellan delsystemen/snitten? Uppfylls kraven på de givna transmissionsbegränsningarna?
- Vad har systemvärnen för påverkan på effekthalansen?
- Vad har lasten för påverkan på effekthalansen?
- Hur påverkas effektpendlingarna i systemet?

3.5.1 Viktiga begrepp

I följande utredning är det viktigt att läsaren kan skilja på följande begrepp:

- Reglerstyrka: Anger produktionens förändringsförmåga beroende av nätets frekvens (MW/Hz).
- Reglerkraft : Anger den mängd effekt reglerkraftverken bidrar med i den aktuella driftssituationen beroende på inställd reglerstyrka och given frekvensavvikelse.

$$\text{Reglerkraft} = R \cdot \Delta f$$

- Driftreserv: Anger den mängd effekt som reglerkraftverken kan bidra med i den aktuella driftssituationen.

$$\text{Driftreserv} = P_{\max} - P_{\text{gen}}$$

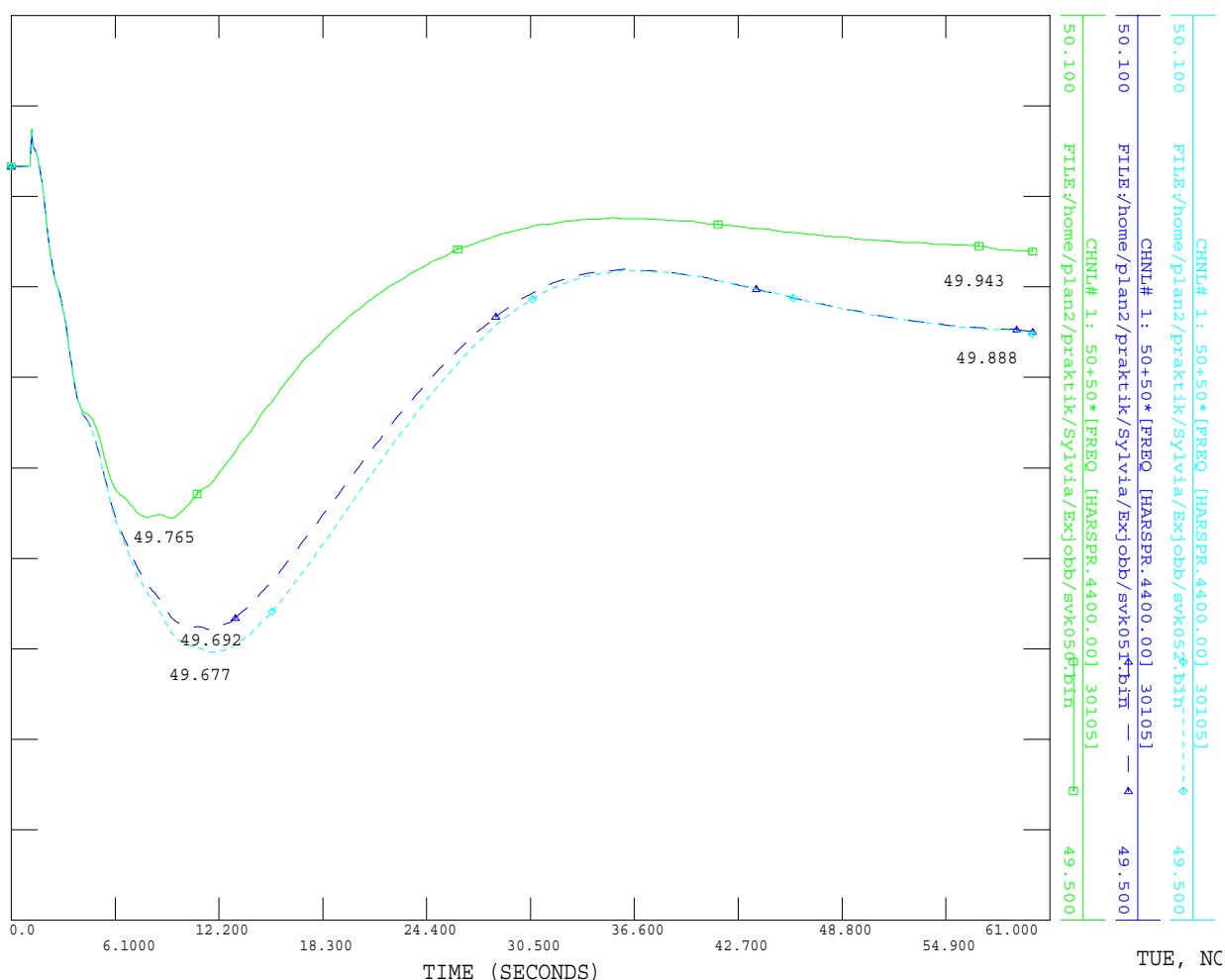
3.6 Frekvensen

Då systemet utsätts för en viss given störning, avviker frekvensen från sitt nominella värde. Hur mycket frekvensen avviker beror dels på hur mycket reglerkraft systemet totalt sett har att tillgå och dels på hur denna reserv är fördelad i nätet.

Systemet antas befinna sig i jämvikt med en frekvens på 50,0 Hz och utsätts för följande störning:

En trefasig kortslutning (100 ms) på D-skenan i Simpevarp. Störningen medför ett produktionsbortfall på 1170 MW.

Analysen bygger på de tre reglerstyrkemodellerna. De frekvenssvar som erhålls vid simuleringarna finns dokumenterade i BILAGA C. För att kontrollera att frekvensen håller en någorlunda jämn frekvensnivå i hela nätet, plottas frekvensen för en utvald referenspunkt i respektive snitt för varje delsystem⁶. Resultaten visar att frekvensen håller samma nivå i hela nätet, så när som på sekundsnabba variationer som beror på tillfälliga effektpendlingar mellan delsystemen. Frekvensfallet för respektive reglerstyrkemodell efter att systemet utsatts för den givna störningen i Simpevarp ges för en given referenspunkt av figur 3.6.1.



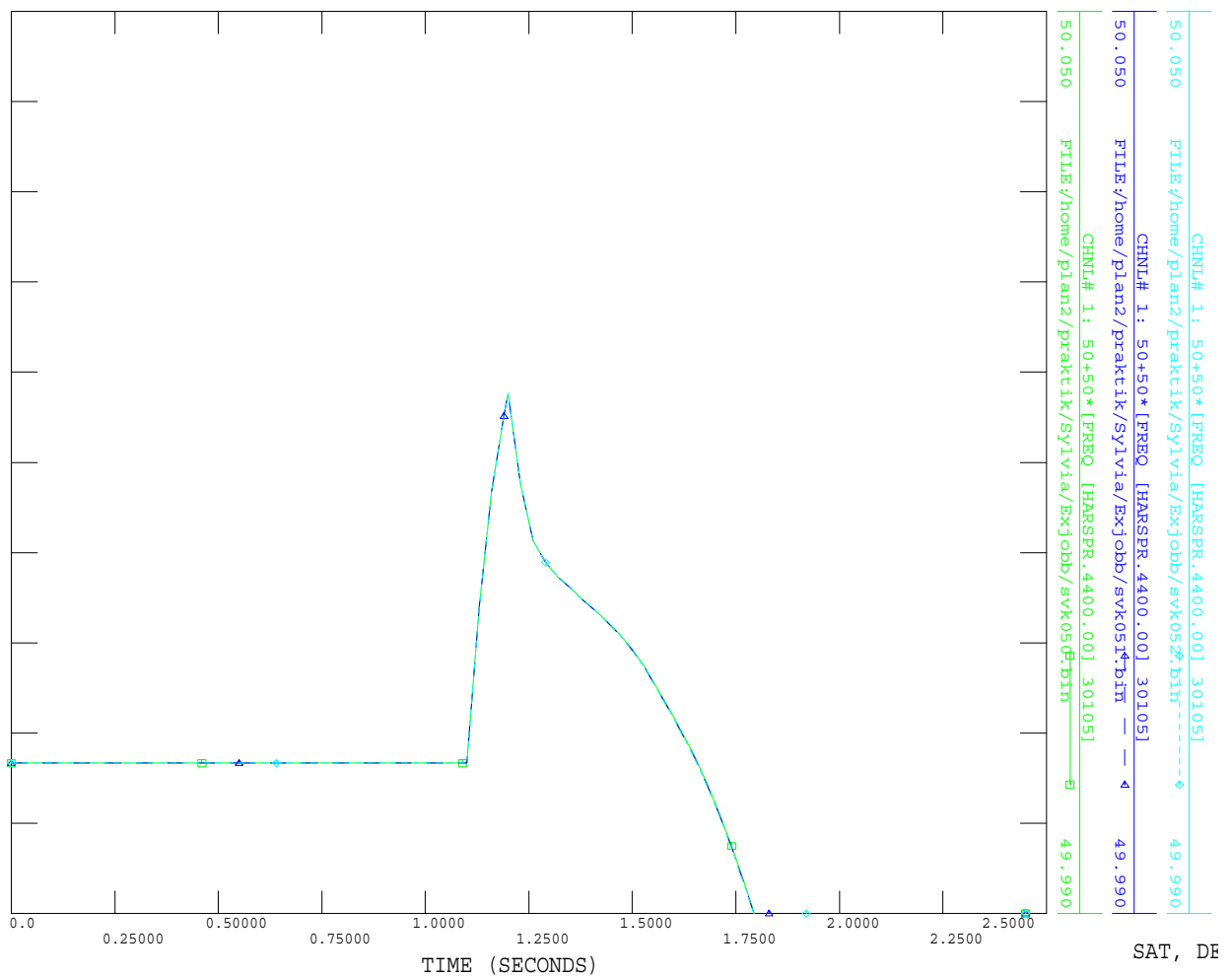
Figur 3.6.1: Frekvensfallet för respektive reglerstyrkemodell; grön/heldragen kurva för modell 1, blå/streckad kurva för modell 2 och turkos/prickad kurva för modell 3.

⁶ I PSS/E kan inte systemfrekvensen mätas. Istället mäts frekvensen i ett flertal referensområden.

I figuren kan två intressanta förlopp urskiljas, som skall diskuteras i det följande;
Dels det transienta förloppet under de första sekunderna, som visar på en frekvens ökning.
Dels det långsamma reglerförloppet som beror av turbinregulatorernas reglerförmåga.
Nedanstående analys förklarar orsaken till frekvensfallets karaktär.

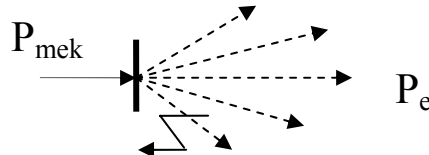
3.6.1 Frekvensökning på grund av trefasig kortslutning

Frekvensökningen under de första inledande sekunderna av det transienta förloppet, som visas i figur 3.6.2 nedan, beror på att systemet utsätts för en trefasig kortslutning.



Figur 3.6.2: Denna figur visar frekvensökningen under det första inledande sekunderna, då systemet utsätts för en trefasig kortslutning på en ledning. Frekvensen antar ett maximivärde på 50,025 Hz vid tidpunkten $t = 1,22$ sekunder.

Antag att systemet till och börja med är stabilt så att rotationshastigheten motsvarar synkronhastighet ($\omega_0 = 2\pi \cdot 50$) och $P_{mek} = P_e$, dvs. det råder effektbalans. I samband med att felet inträffar, så minskar det elektriska effektuttaget P_e . Detta innebär att motståndet minskar ($P_{mek} > P_e$) och rotorn börjar accelerera, vilket medför att rotationshastigheten ökar. Denna ökning fortlöper tills dess att felet kopplas bort. Därav frekvensökningen under det första inledande sekunderna.



Figur 3.6.3: Att systemet utsätts för en trefasiga kortslutningen medför att det elektriska effektuttaget minskar så att $P_{mek} > P_e$.

3.6.2 Frekvensfall på grund av produktionsbortfall

I samband med att den trefasiga kortslutningen inträffar kommer stora strömmar att börja flyta i den närliggande generatoren. Denna måste därför kopplas ur för att inte skadas. Detta innebär att systemet utsätts för ett produktionsbortfall på 1170 MW. Som en följd av detta faller frekvensen kraftigt, och det långsamma reglerförloppet inleds.

Frekvensfallets karaktär under det dynamiska förloppet är starkt beroende av reglerstyrkemodellerna och turbinregulatorernas regleregenskaper. Resultaten visar på stora skillnader i resultat beroende på valet av reglerstyrkemodell och analyseras därför i detalj nedan.

En jämförelse mellan simuleringsresultaten från modell 1 och modell 2, visar att en minskning av produktionens förändringsförmåga både påverkar frekvensfallets storlek och den tid det tar för systemet att uppnå balans igen:

Simuleringsresultaten för modell 1 visar att frekvensen faller kraftigt ända ner till cirka $f = 49,765$ Hz (9.4 sek). De frekvensreglerande aggregaten samt HDVC-ingrepp och lastens naturliga inverkan motverkar frekvensfallet och stabilitet uppnås igen. Frekvensen svänger in sig mot ett jämviktsläge på cirka $f = 49,943$ Hz. Om modell 2 utsätts för samma störning, faller frekvensen ända ner till cirka $f = 49,692$ Hz (11.4 sek) för att sedan svänga in sig mot ett nytt jämviktsläge på cirka $f = 49,888$ Hz.

Skillnaderna i resultat beror helt enkelt på att reglerstyrkan påverkar hur mycket reglerkraft som systemet totalt sett har tillgång till vid en viss given frekvensavvikelse. Ett högre värde på reglerstyrkan innebär att reglerkraftverken svarar med mer reglerkraft.

Därmed kommer bortfallet att ersättas snabbare i modell 1, dvs. ett balansläge där frekvensen inte ändras mer ($df/dt = 0$) uppnås snabbare eftersom kraftverken svarar med mer reglerkraft för en viss given frekvensavvikelse:

$$\begin{array}{l} \text{Modell 1: } df(t_1)/dt = 0 \\ \text{Modell 2: } df(t_2)/dt = 0 \end{array} \longrightarrow t_1 < t_2, \text{ om } R_1 > R_2 \quad (3.6.1)$$

Vidare kommer det lägre värdet på reglerstyrkan i modell 2, medföra en större frekvensavvikelse innan den nödvändiga driftreserven är helt utreglerad:

$$\begin{array}{l} \text{Modell 1: } P_{\text{reserv}} = R_1 \cdot \Delta f_1 \\ \text{Modell 2: } P_{\text{reserv}} = R_2 \cdot \Delta f_2 \end{array} \longrightarrow \Delta f_2 > \Delta f_1, \text{ om } R_2 < R_1 \quad (3.6.2)$$

En jämförelse mellan simuleringsresultaten från modell 2 och modell 3, visar att en omfördelning av produktionens förändringsförmåga kan påverka frekvensfallets storlek:

Då reglerstyrkan fördelas enligt modell 3, svänger frekvensen in sig mot ett jämviktsläge på $f = 49.888$ Hz, precis som i modell 2. Skillnaden i frekvensens minimivärde bör dock beaktas. Med modell 2 faller frekvensen ner till ett minimivärde på $f = 49,692$ Hz (11.4 sek), tillskillnad från resultaten med modell 3 som ger en minimifrekvens på $f = 49,677$ Hz (11.7 sek).

Skillnaden i minimifrekvens hänger samman med kraftverkens reglerkapacitet. Ett kraftverk kan ej producera mer än den maximalt installerade effekten, oavsett reglerstyrkan R . En närmare analys av resultaten visar att ett antal generatorer går i gräns i södra Norge, för samtliga reglerstyrkemodeller. Detta medför att dessa kraftverk ej kan tillföra mer effekt efter en viss given tidpunkt och att den totala andelen reglerstyrka i det nordiska synkronsystemet då minskar⁷.

Det faktum att ett antal kraftverk går i gräns och reglerstyrkan minskar under förloppet i figur 3.6.1, blir dock synligt först vid en jämförelse mellan modell 2 och 3. Reglerstyrkan kommer att minska för båda dessa modeller i samband med att ett antal kraftverk når sin maxkapacitet. Minskningen av reglerstyrka (ΔR) är liten och i princip densamma för modell 2 och 3, det är bara marginella skillnader. Men eftersom systemet enligt modell 3 har en högre reglerstyrkekoncentration i södra Norge, kommer generatorerna att nå sitt P_{max} -värde snabbare än i modell 2. I modell 3 kommer alltså generatorerna att gå i gräns några sekunder tidigare än i modell 2, varför R_{tot} kommer att anta ett lägre värde i ett tidigare skede av förloppet. Detta är anledningen till varför frekvensen kommer att falla lite mer om reglerstyrkan modelleras enligt modell 3. Men observera att den totala reglerstyrkan så småningom antar samma värde för båda dessa fördelningar, varför frekvensen svänger in sig mot samma jämviktsläge för de båda modellerna.

⁷ Reglerstyrkemodell 1 har högst reglerstyrka, varför den totala minskningen av reglerstyrkan blir störst för denna modell. Reglerstyrkan minskar dock även en aning för modell 2. Detta trots den kraftiga minskningen av tillgänglig reglerstyrka i Norge.

Det är dessutom viktigt att notera att de gasturbiner som är lokaliserade i södra Norge står för en viss andel av primärreserven. Med en högre reglerstyrkekoncentration i södra Norge kommer turbinpådraget öka mer för en given frekvensavvikelse, varför maximalkapacitet uppnås tidigare. Enligt den utredning som presenterades i teoridelen, visas att gasturbiner bidrar till en snabbare reglering än HYGÖV- och TGOV1-modellerna som representerar vatten respektive ångkraftverk. Att gasturbinerna går i gräns medför dock att dessa kraftverk med sin snabba reglering ej deltar i frekvensregleringen längre och som en följd av detta sjunker dessutom den totala reglerstyrkan i systemet. Detta medför sammantaget att reglerförmågan försämras i systemet och att frekvensen faller kraftigare.

3.7 Effektöverföringar mellan delsystem och snittområden

Då systemet utsätts för en störning kommer effektöverföringen mellan snitten/delsystemen att förändras olika mycket beroende på hur mycket reglerkraft som finns att tillgå enligt respektive reglerstyrkemodell i PSS/E.

Systemet antas befinna sig i jämvikt med en frekvens på 50,0 Hz och utsätts för följande störning:

En trefasig kortslutning (100 ms) på D-skenan i Simpevarp. Störningen medför ett produktionsbortfall på 1170 MW.

Resultaten från de tre simuleringarna för respektive reglerstyrkemodell återfinns i BILAGA D. Resultatet återges i form av en karta där de olika snittområdena i det synkrona systemet är utritade och effektöverföringen mellan de olika områdena anges. En jämförelse av resultaten, ger en uppfattning av reglerstyrkemodelleringens inverkan på effektbalansen. Nedan följer en kort sammanställning av de erhållna resultaten samt en utvärdering av reglerstyrkans inverkan på effektlödet.

3.7.1 Reglerstyrkans inverkan på effektlödet i systemet

Antag att elsystemet är i balans med en nominell frekvens på 50,0 Hz. Enligt resultaten som redovisas i BILAGA D, håller sig då effektlödena inom de givna transmissionsbegränsningarna som presenterades i avsnitt 3.2.2. En sammanställning av resultaten redovisas nedan:

Danmark/Själland exporterar:	Danmark/Själland importerar:
Inget	33 MW från Sverige
Danmark/Jylland exporterar:	Danmark/Jylland importerar:
Inget	Inget
Finland exporterar:	Finland importerar:
634 MW till Sverige	657 MW från Sverige
	1338 MW från Ryssland
Norge exporterar:	Norge importerar:
391 MW till Sverige	355 MW från Sverige
Sverige exporterar:	Sverige importerar:
657 MW till Finland	634 MW från Finland
355 MW till Norge	391 MW från Norge
33 MW till Själland	500 MW från Tyskland
	500 MW från Polen

Tabell 3.7.1: Effektflödet i stationärt tillstånd före felet.

I samband med att systemet utsätts för den givna störningen ovan och systemet registrerar en frekvensavvikelse, sker dock en omfördelning av effektflödet. De primära reserverna aktiveras och systemvärnen ingriper för att effektbalans skall uppnås. Simuleringarna genomförs baserat på de tre olika reglerstyrkefördelningarna, som redovisas i avsnitt 3.4. En sammanställning av resultaten från BILAGA D återges i tabellerna nedan för respektive modell.

Danmark/Själland exporterar:	Danmark/Själland importerar:
30 MW till Sverige	Inget
Danmark/Jylland exporterar:	Danmark/Jylland importerar:
180 MW till Sverige	Inget
Finland exporterar:	Finland importerar:
635 MW till Sverige	596 MW från Sverige
	1336 MW från Ryssland
Norge exporterar:	Norge importerar:
724 MW till Sverige	233 MW från Sverige
Sverige exporterar:	Sverige importerar:
596 MW till Finland	635 MW från Finland
233 MW till Norge	724 MW från Norge
	30 MW från Själland
	180 MW från Jylland
	500 MW från Tyskland
	500 MW från Polen

Tabell 3.7.2: Effektflödet i stationärt tillstånd för modell 1, efter att systemet utsätts för den givna störningen i Simpevarp.

Danmark/Själland exporterar:	Danmark/Själland importerar:
82 MW till Sverige	Inget
Danmark/Jylland exporterar:	Danmark/Jylland importerar:
329 MW till Sverige	Inget
Finland exporterar:	Finland importerar:
637 MW till Sverige	518 MW från Sverige
	1334 MW från Ryssland
Norge exporterar:	Norge importerar:
553 MW till Sverige	297 MW från Sverige
Sverige exporterar:	Sverige importerar:
518 MW till Finland	637 MW från Finland
297 MW till Norge	553 MW från Norge
	82 MW från Själland
	329 MW från Jylland
	499 MW från Tyskland
	499 MW från Polen

Tabell 3.7.3: Effektflödet i stationärt tillstånd för modell 2, efter att systemet utsatts för den givna störningen i Simpevarp.

Danmark/Själland exporterar:	Danmark/Själland importerar:
82 MW till Sverige	Inget
Danmark/Jylland exporterar:	Danmark/Jylland importerar:
329 MW till Sverige	Inget
Finland exporterar:	Finland importerar:
637 MW till Sverige	509 MW från Sverige
	1333 MW från Ryssland
Norge exporterar:	Norge importerar:
575 MW till Sverige	304 MW från Sverige
Sverige exporterar:	Sverige importerar:
509 MW till Finland	637 MW från Finland
304 MW till Norge	575 MW från Norge
	82 MW från Själland
	329 MW från Jylland
	499 MW från Tyskland
	599 MW från Polen

Tabell 3.7.4: Effektflödet i stationärt tillstånd för modell 3, efter att systemet utsatts för den givna störningen i Simpevarp.

Resultaten återger den effektbalans som råder efter att felet inträffat och ett nytt jämviktsläge har uppnåtts, dvs. stationärt tillstånd.

Modifieringen av den ursprungliga reglerstyrkemodellen innebär totalt sätt en minskning av reglerstyrkan med 10595 MW/Hz i synkronsystemet. Dessutom får Sverige och Norge tillgång till mindre reglerstyrka medan Finland får mer reglerstyrka i jämförelse med den befintliga modellen i PSS/E. Danmark/Själland ligger dock kvar på ungefär samma nivå som tidigare. Vidare sker en viss omfördelning av reglerstyrkan inom respektive delsystem. Reglerstyrkan koncentreras i vissa utvalda områden.

Ovanstående påverkar produktionen i respektive område och medför att effektlödena i systemet ändras beroende på hur reglerstyrkan fördelats. Trots att resultaten visar på vissa skillnader i effektlöden är det viktigt att påpeka att en modifiering av den ursprungliga reglerstyrkemodellen ej medför några större produktionsförändringar som skulle ha någon större påverkan på systemets stabilitet. Resultaten visar att värdena håller sig inom de givna transmissionsbegränsningarna som anges i avsnitt 3.2.2. Detta gäller både effektöverföringen mellan de olika delsystemen och flödet över snitten.

3.7.2 Principexempel

Ett enkelt exempel visar hur produktionen och effektlödet förändras beroende på hur reglerstyrkan fördelas. I det givna exemplet studeras snittområde 1 i norra Sverige. Principen är dock densamma för övriga snittområden i systemet.

Exempel:

Längst upp i norra Sverige, snittområde 1 finns en driftreserv på totalt 384,9 MW. I detta snittområde visar resultaten på marginella last- och förlustförändringar då systemet återigen uppnått stationärt läge efter en störning. Det är därför lämpligt att visa hur en förändring av reglerstyrkan påverkar produktionen i detta område.

Innan systemet har utsatts för den givna störningen produceras totalt 4439 MW. Nedan listas produktion, reglerstyrka och produktionsförändring i förhållande till stationärt tillstånd innan störningen inträffat, för respektive modell.

Modell	Reglerstyrka (MW/Hz)	Produktion (MW)	Produktionsökning (MW)
1	2331,7	4549	110
2	863,7	4529	90
3	1659,1	4599	160

Tabell 3.7.5: Sammanställning av resultat för respektive modell.

Resultaten speglar reglerstyrkefördelningens inverkan på systemet. Turbinpådragets storlek motsvarar den givna produktionsökningen ovan (då last- och förlustförändringar försummas). Svaren visar enligt förväntningar att turbinpådraget minskar för modell 2 pga den lägre reglerstyrkan. En koncentration uppe i norr medför enligt samma resonemang att turbinpådraget ökar i modell 3. Att turbinpådraget ökar mer i modell 3 än i modell 1 trots att modell 1 har en högre reglerstyrka, hänger samman med det faktum att en större andel effekt måste flöda från norr till söder i modell 3. Detta eftersom reglerförmågan är försämrad i mellersta norrland och nollställd i mellersta och södra Sverige.

3.8 Systemvärnen

Systemvärn är en automatisk systemskyddsutrustning för kraftsystemet. Systemvärn kan t.ex. användas för att begränsa konsekvenserna vid fel genom att fränkoppla produktion för att kompensera för den felaktiga komponenten så att inte överlast uppstår. Systemvärn kan också användas till att öka överföringsförmågan på överföringsnätet utan att samtidigt öka risken för försämrad driftsäkerhet [4].

Vid analys av simuleringsresultat från PSS/E måste programstrukturen än en gång beaktas. Modelleringen av systemvärnen är begränsad. Ingrepp så som start av gasturbiner, manuell uppreglering samt last- och produktionsbortkoppling är ej modellerat i PSS/E. Ett antal av HVDC-anläggningarna med EPC-kontroll (Emergency Power Control) är dock inlagda i systemet som: ”EPCUF6 – PSS/E user models”.

3.8.1 EPCUF6 – PSS/E users model

I denna modell representeras EPC-kontrollen som en last, positiv för export och negativ för import (Sverige används som referensland). Minskad export (eller ökad import) anges i indatan som ett negativt värde, dvs. det minskar HVDC-lasten. Modellen aktiveras enligt nedanstående förutsättningar (listade i prioritetsordning):

- En extern aktiveringssignal (logiken för den modelleras i en annan modell).
- Två ingreppsnivåer för låga spänningar.
- Tre ingreppsnivåer för frekvens, en för hög frekvens och två för låg frekvens.

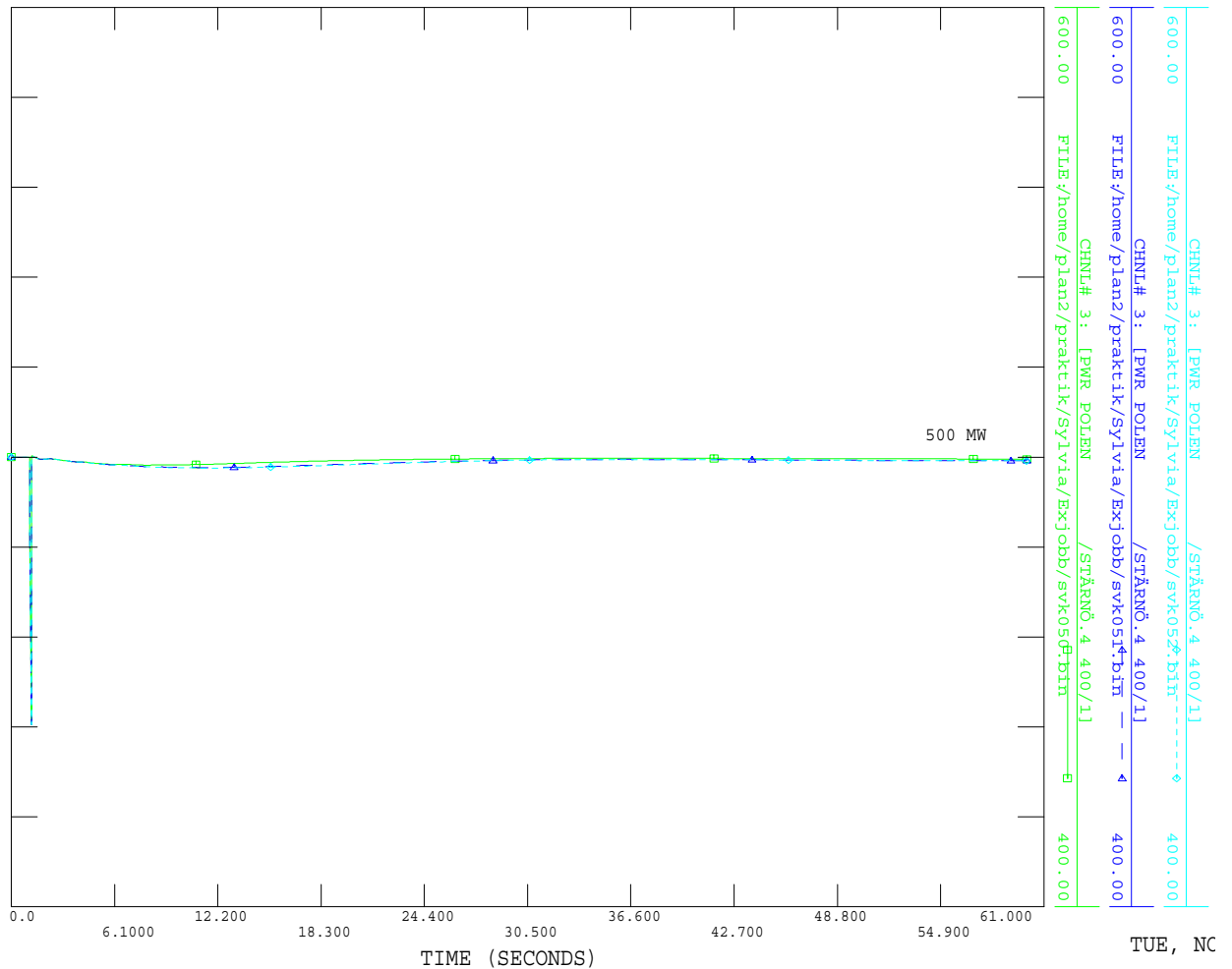
Dessa ingrepp adderas efter varandra, vilket de inte gör i den riktiga EPC-kontrollen. Ingen hänsyn tas heller till prioritetsordningen, så när ett ingrepp väl har startats så körs det klart innan nästa påbörjas även om detta har högre prioritet. Detta innebär att ΔP -ingrepp med högre prioritet, som i den riktiga EPC:n anges som t.ex. 300 MW från en fryst effektnivå som är lika med effekten innan något som helst ingrepp påbörjades, måste korrigeras för ingrepp med lägre prioritet som redan har körts i modellen. Om det lägre prioriterade ingreppet har kört 150 MW redan, så ska det högre prioriterade anges som ytterligare $300 - 150 = 150$ MW pga den förenklade modelleringen.

Inställningarna gällande EPC-kontrollen för HVDC-anläggningarna i PSS/E finns dokumenterat internt på Svenska Kraftnät.

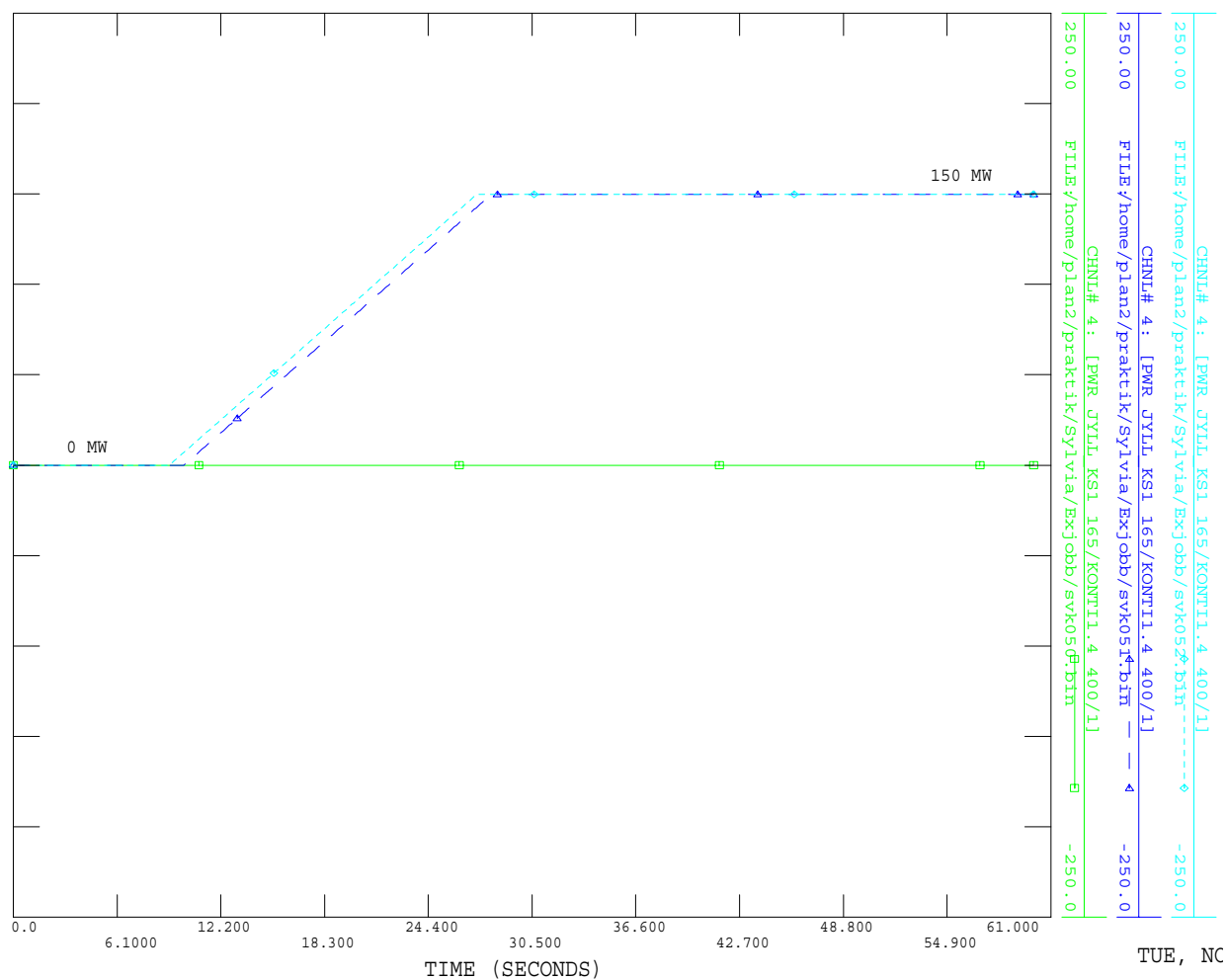
3.8.2 EPC-ingrepp för respektive reglerstyrkemodell

I denna analys har tre olika reglerstyrkemodeller studerats. I det följande skall EPC-kontrollens ingrepp då systemet utsätts för den givna störningen i Simpevarp undersökas. Oavsett reglerstyrkemodell, så har systemet tillgång till lika mycket reserv. En lägre reglerstyrka medför dock ett kraftigare frekvensfall för en viss given tidpunkt. Detta kommer därmed påverka EPC-kontrollens ingrepp.

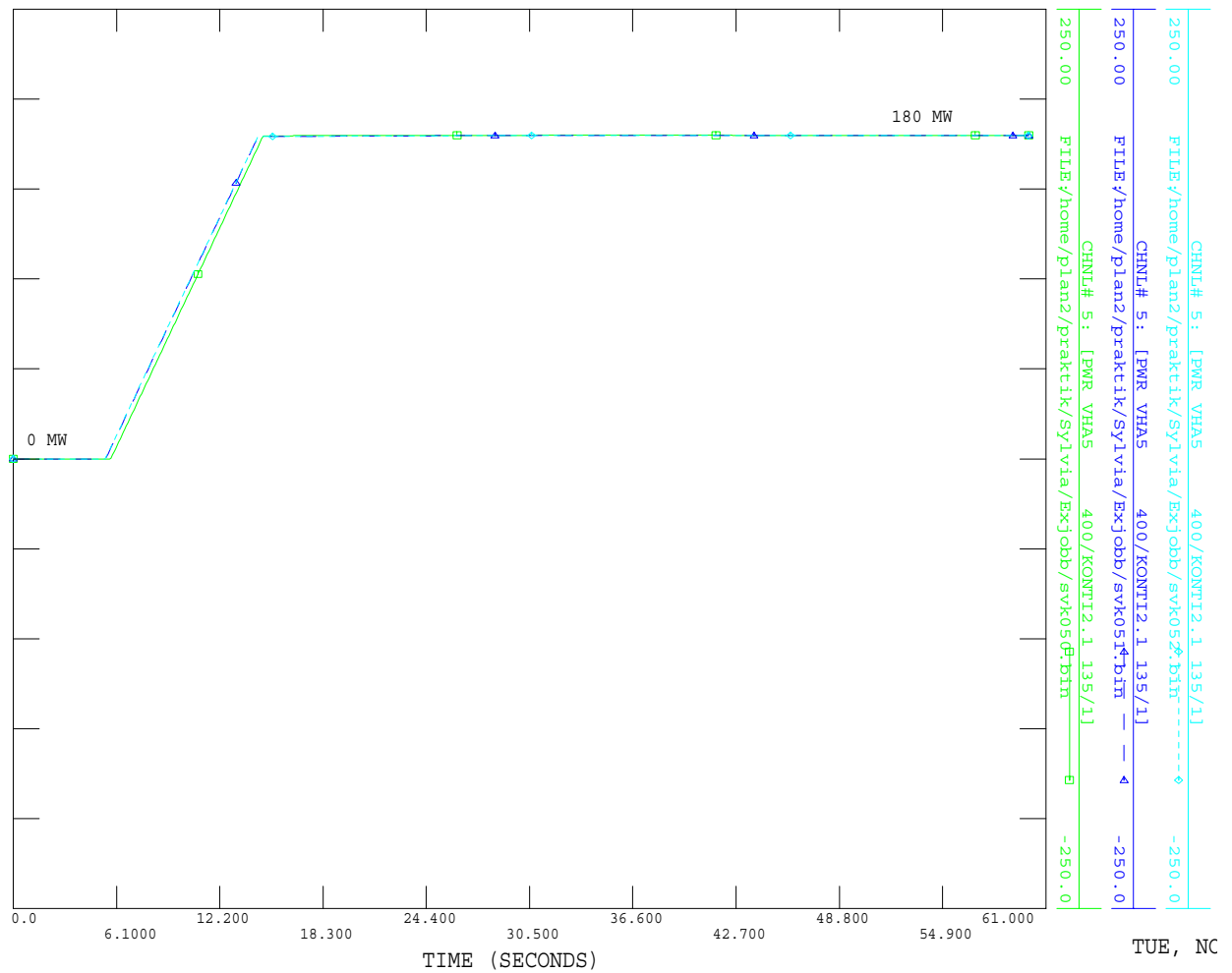
Nedanstående figurer visar aktivering av EPC-kontroll för de olika HVDC-anläggningarna, då systemet utsätts för felfallet i Simpevarp som orsakar ett produktionsbortfall på 1170 MW.



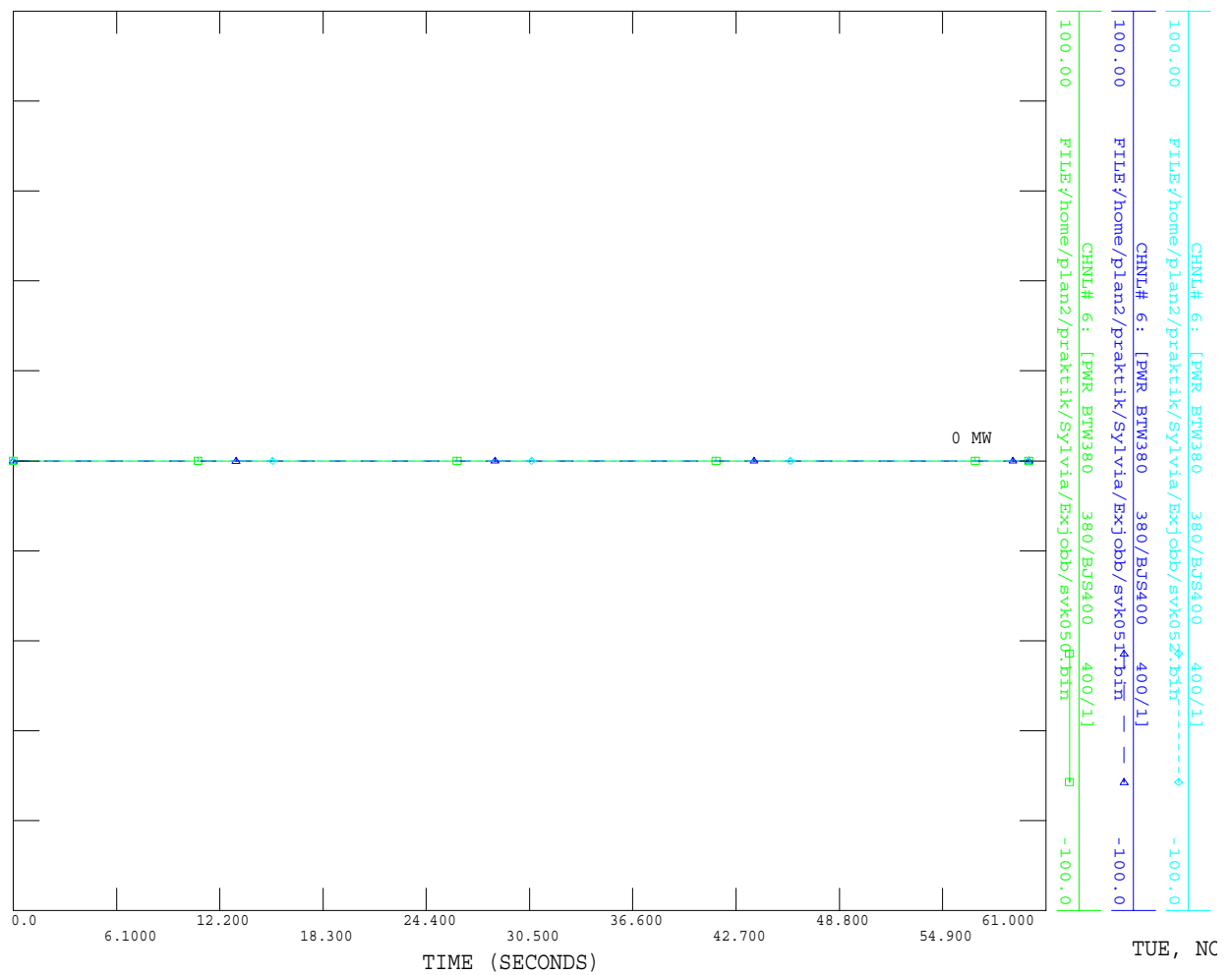
Figur 3.8.1: Effektöverföring på HVDC-länk A, grön/heldragen kurva representerar modell 1, blå/streckad kurva representerar modell 2 och turkos/prickad kurva representerar modell 3.



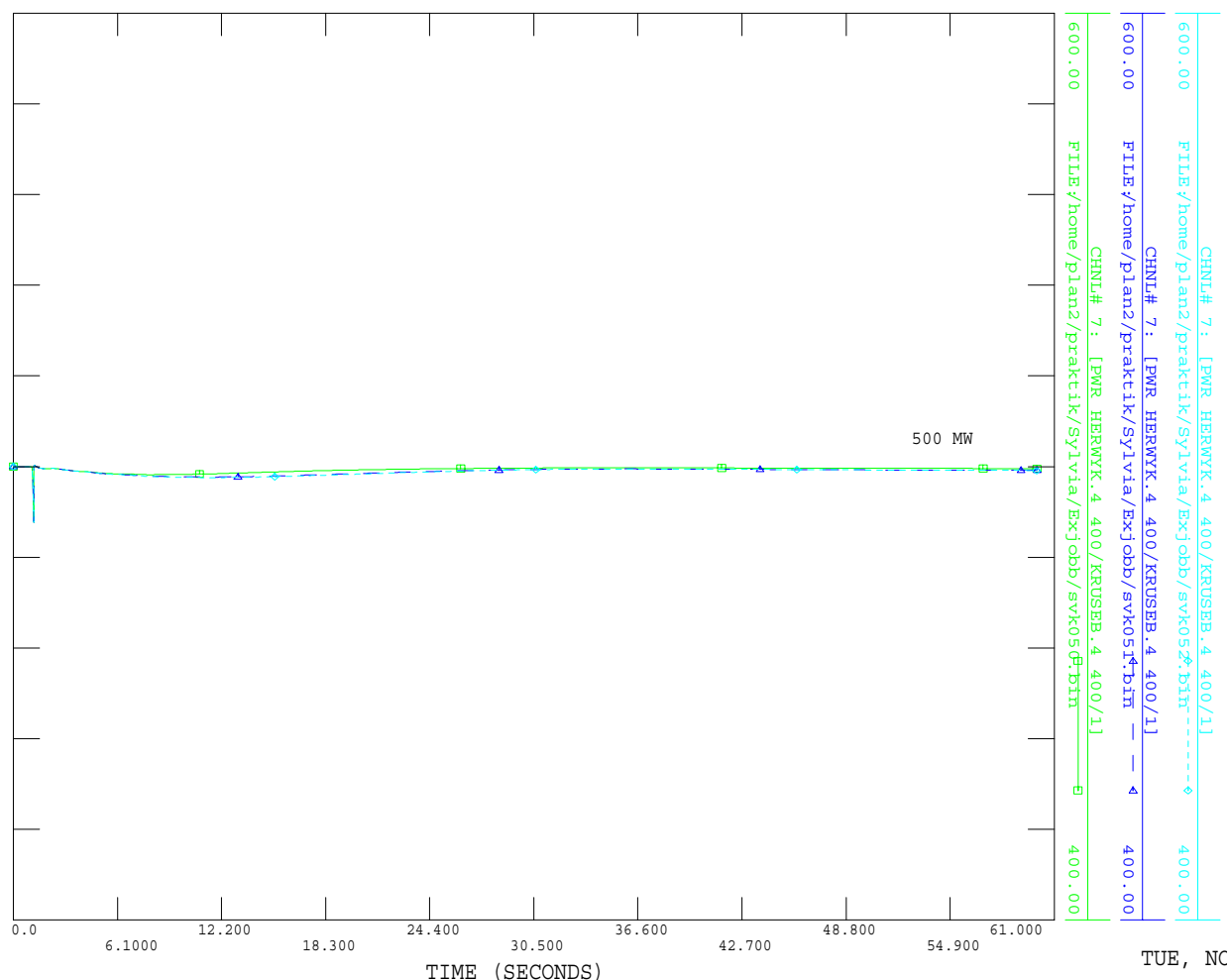
Figur 3.8.2: Effektöverföring på HVDC-länk B, grön/heldragen kurva representerar modell 1, blå/streckad kurva representerar modell 2 och turkos/prickad kurva representerar modell 3.



Figur 3.8.3: Effektöverföring på HVDC-länk C, grön/heldragen kurva representerar modell 1, blå/streckad kurva representerar modell 2 och turkos/prickad kurva representerar modell 3.



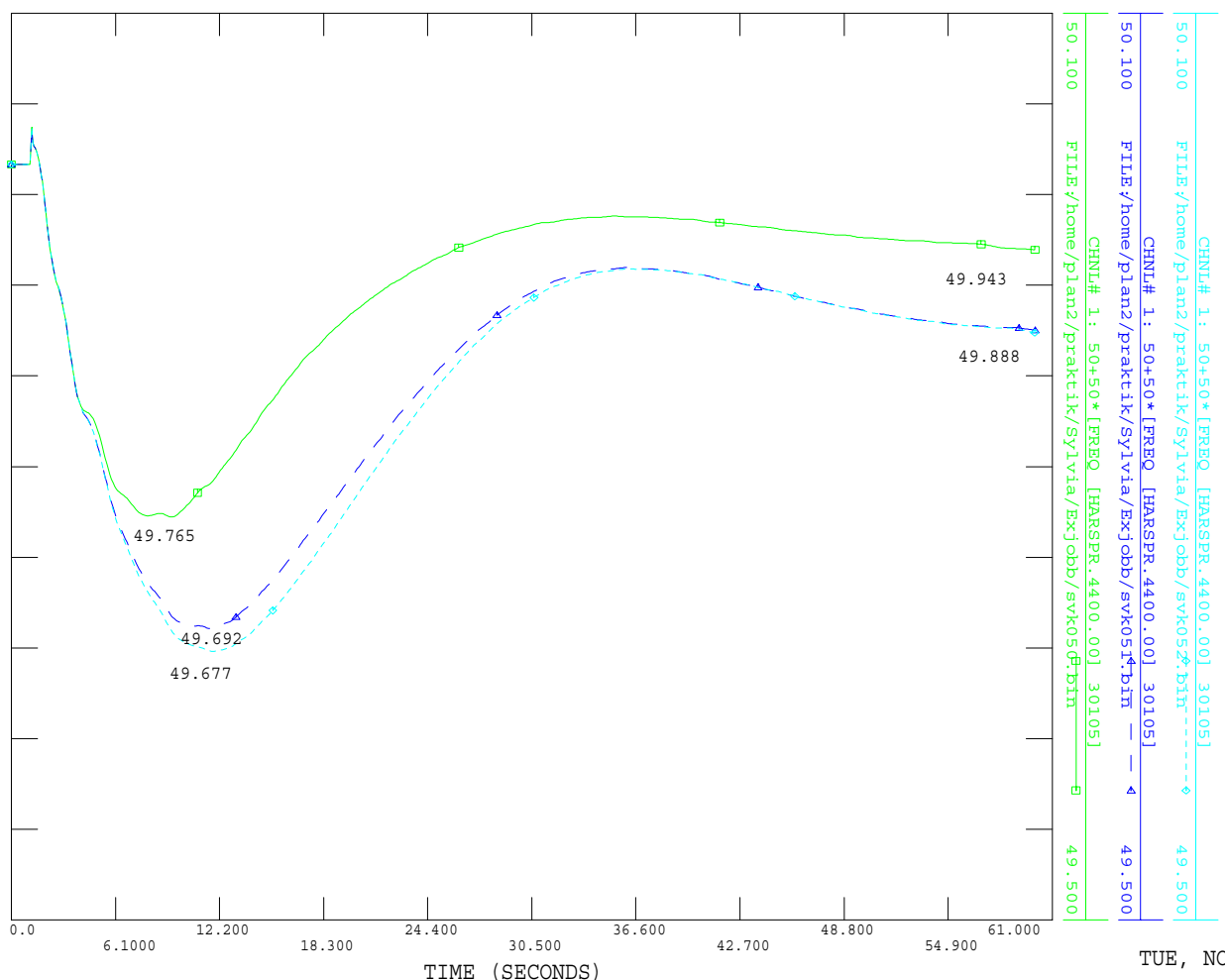
Figur 3.8.4: Effektöverföring på HVDC-länk D, grön/heldragen kurva representerar modell 1, blå/streckad kurva representerar modell 2 och turkos/prickad kurva representerar modell 3.



Figur 3.8.5: Effektöverföring på HVDC-länk E, grön/heldragen kurva representerar modell 1, blå/streckad kurva representerar modell 2 och turkos/prickad kurva representerar modell 3.

En analys av de dokumenterade resultaten från körningen visar att EPC-kontrollen för HVDC-anläggning C aktiveras för modell 1 och EPC-kontrollen för HVDC-anläggning B och C aktiveras för modell 2 och 3. Den utlösande faktorn i samtliga fall är ingreppsnivå 2 pga låg frekvensnivå i nätet. Spänningen faller dock aldrig under sin begränsande nivå, och därför aktiveras aldrig EPC-kontrollen pga eventuellt spänningsfall. Ingreppet påverkas inte heller av några externa signaler.

Frekvensfallet för respektive reglerstyrkemodell återges i figur 3.8.6, nedan:



Figur 3.8.6: Frekvensfallet för respektive reglerstyrkemodell; grön/heldragen kurva för modell 1, blå/streckad kurva för modell 2 och turkos/prickad kurva för modell 3.

- En reglerstyrkefördelning enligt modell 1, medför ett minimivärde för frekvensen på $f = 49,765$ Hz. Detta innebär att ingreppsnivå 2 för HVDC-anläggning C aktiveras vid tidpunkten 5,76 sekunder. Import på 180 MW till Sverige startar och vid tidpunkten 14,76 sek är EPC-steget fullt utreglerat.
- En reglerstyrkefördelning enligt modell 2, medför ett minimivärde för frekvensen på $f = 49,692$ Hz. Detta innebär att ingreppsnivå 2 för HVDC-anläggning C aktiveras vid tidpunkten 5,46 sekunder. Import på 180 MW till Sverige startar och vid tidpunkten 14,46 sek är EPC-steget fullt utreglerat. Vidare aktiveras ingreppsnivå 2 för HVDC-anläggning B vid tidpunkten 10,03 sekunder. Import på 150 MW till Sverige startar och vid tidpunkten 28,10 sek är EPC-steget fullt utreglerat.

- En reglerstyrkefördelning enligt modell 3, medför ett minimivärde för frekvensen på $f = 49,677$ Hz. Detta innebär att ingreppsnivå 2 för HVDC-anläggning C aktiveras vid tidpunkten 5,44 sekunder. Import på 180 MW till Sverige startar och vid tidpunkten 14,44 sek är EPC-steget fullt utreglerat. Vidare aktiveras ingreppsnivå 2 för HVDC-anläggning B vid tidpunkten 9,16 sekunder. Import på 150 MW till Sverige startar och vid tidpunkten 27,23 sekunder är EPC-steget fullt utreglerat.

En analys av systemvärnens ingrepp ger en mycket tydlig bild av hur effektbalansen påverkas vid olika reglerstyrkefördelningar. En förändring av reglerstyrkan påverkar både turbinpådragets storlek och dess snabbhet. Detta påverkar i sin tur frekvensfallets storlek både under det dynamiska förloppet och i stationärt tillstånd. För att effektbalans skall uppnås så att systemet blir stabilt igen måste därför EPC-ingreppen aktiveras vid olika tidpunkter och bidra med olika mängder effekt.

Återigen är det dock värt att påpeka, att modell och verklighet inte alltid stämmer överens. I det verkliga kraftsystemet skulle en störning av denna storlek sannolikt leda till ytterligare start av produktion för att frekvensfallet skulle hävas snabbare. Modellen ger dock en korrekt framställning av principen för reglerstyrkans inverkan på systemets stabilitet.

3.9 Lastens naturliga inverkan

I teoridelen diskuterades frekvensberoendet och spänningsberoende hos lasten, vilket bidrog till en naturlig reglering av effektbalansen i händelse av en störning. Frågan är dock, hur stor inverkan lasten har på effektbalansen. Detta skall diskuteras i det följande.

Vad som i första hand bestämmer hur ett frekvensregleringssystem skall utformas är belastningsvariationernas karaktär. För att kunna utforma detaljerna behövs dessutom kännedom kring lastens frekvens- och spänningsberoende, både som statisk och dynamisk storhet.

Det statiska frekvensberoendet brukar uttryckas med hjälp av begreppet styvhet, kvoten mellan belastningsändringen och motsvarande frekvensändring, efter insvängningsförloppet. Styvheten beräknas enligt [15]:

$$S = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad \text{MW / Hz} \quad (3.9.1)$$

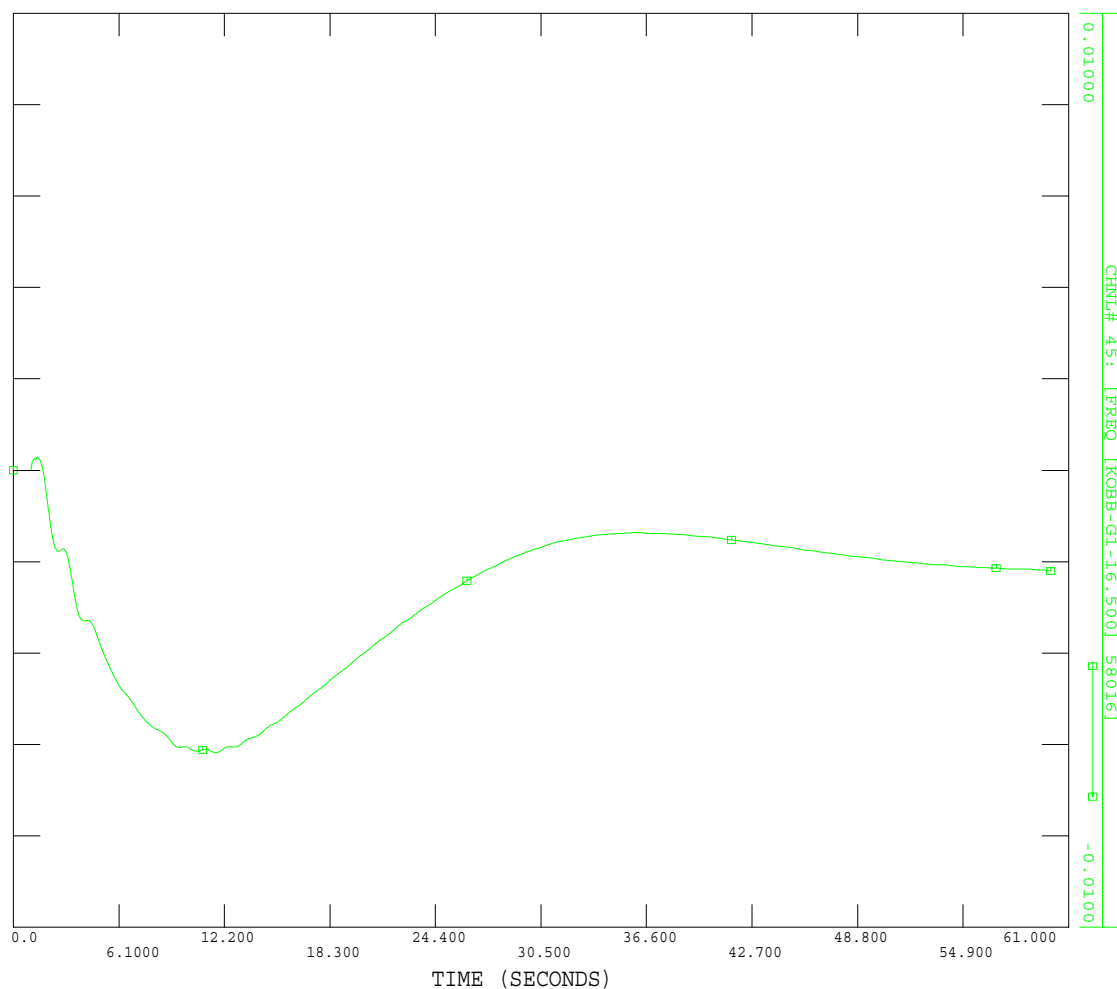
Där ΔP anger belastningsändringen, dvs hur mycket lasten ändras för en viss given frekvensavvikelse Δf . Styvheten kan sägas vara belastningens reglerstyrka. Spänningen har en liknande inverkan på lasten men kan ej uttryckas i termer av reglerstyrka (MW/Hz).

Det faktum att lasten ändras i samband med frekvens- och spänningsvariationer medför att lasten reglerar naturligt för en del av den effektbalans störningen orsakat. Beroende på hur mycket lasten reglerar naturligt för, så krävs det att turbinerna drar på olika mycket.

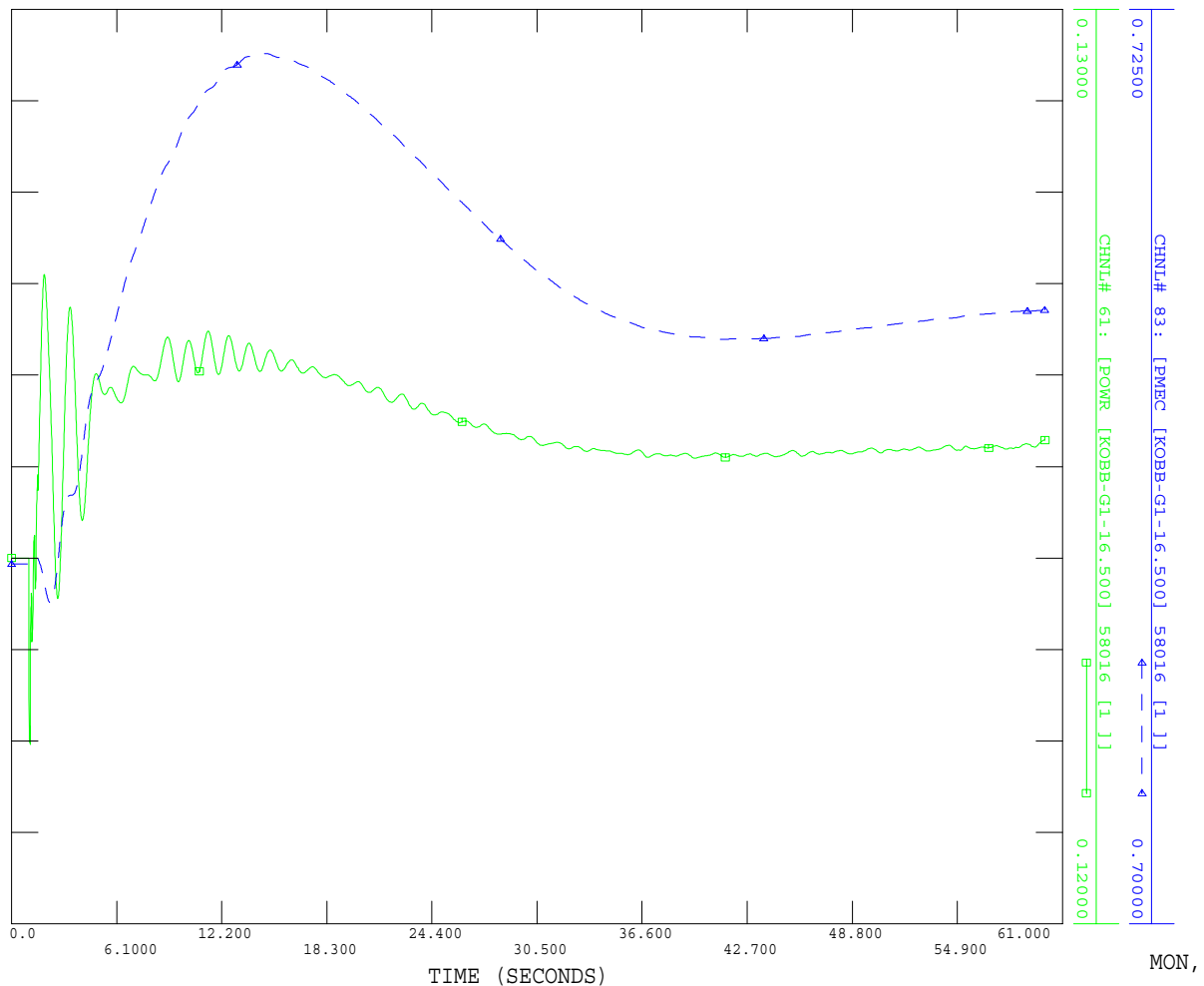
3.9.1 Simuleringar på den nordiska kraftsystemmodellen i PSS/E

För att visa på lastens frekvens- och spänningsberoende, både som statisk och dynamisk storhet, genomförs simuleringar på det nordiska nätet i PSS/E.

Antag att systemen utsätts för den givna störningen i Simpevarp. Simuleringsresultaten presenteras nedan. Här plottas frekvensen, effektbidraget från belastningen (grön/heldragen kurva) och effektbidraget från turbinregleringen (blå/streckad kurva) för ett vattenkraftverk i norra Norge.



Figur 3.9.1: I figuren visas frekvensvariationen i p.u-enheter.



Figur 3.9.2: I figuren visas effektbidraget från belastningen (grön/heldragen kurva) och effektbidraget från turbinregleringen (blå/streckad kurva) för ett vattenkraftverk i norra Norge.

I resultaten framgår lastens frekvens- och spänningsberoende mycket tydligt. Dessutom framgår lastens dynamiska karaktär; Då frekvensen antar sitt minimivärde, visar simuleringsresultaten att lasten har sin största inverkan. Detta överensstämmer med det teoretiska resonemang som framgår i ekvation 3.9.1 ovan. Att lastens effektbidrag varierar hastigt i början av förloppet, beror på att spänningen faller kraftigt då störningen inträffar. I takt med att spänningsregulatorn stabiliserar spänningen minskar dock dessa variationer och lastens bidrag speglar frekvensens beteende.

3.10 Effektpendlingar

Stabilitetsegenskaperna i ett stort kraftsystem är komplicerade. I samband med att effektpendlingarna undersöks, är det dock viktigt att peka på det faktum att den dominerande svängmassan i kraftsystemet (till över 95%) finns i generatorerna och turbinerna. Detta innebär att pendlingsrörelserna i huvudsak bestäms av rotordelarnas inbördes rörelse.

Pendlingsrörelser mellan hundratals generatorer ger i princip hundratals naturliga pendlingsfrekvenser (moder, egenfrekvenser) och rörelseformer (modformer, egenvektorer). Det går dock att ta fram en förenklad beskrivning av pendlingsrörelserna i ett stort kraftsystem.

De pendlingar som har kortast periodtider, eftersom de beskriver rörelsen mellan närliggande generatorer, är normalt kraftigt dämpade. Dessutom störs närbelägna maskiner ungefär på samma sätt vid en långt bort liggande elektrisk störning (kortslutning, ledningskoppling etc.) Därför kommer pendlingarna i ett större kraftsystem mycket snart domineras av relativt långsamma pendlingar mellan stora maskingrupper. I vissa fall kan det även vara så att enstaka maskiner eller små grupper av maskiner är dåligt dämpade. Om maskiner är mycket svagt anslutna mot övriga systemet påverkas hela systemet av dessa maskiner.

Följden av detta blir att endast ett fåtal naturliga pendlingar (moder, egenfrekvenser) kommer att dominera i systemet några sekunder efter att en störning uppstått. Det är t.o.m. vanligt att det endast är en periodtid som dominerar i pendlingarna [2].

Typiska periodtider för det nordiska kraftsystemet är:

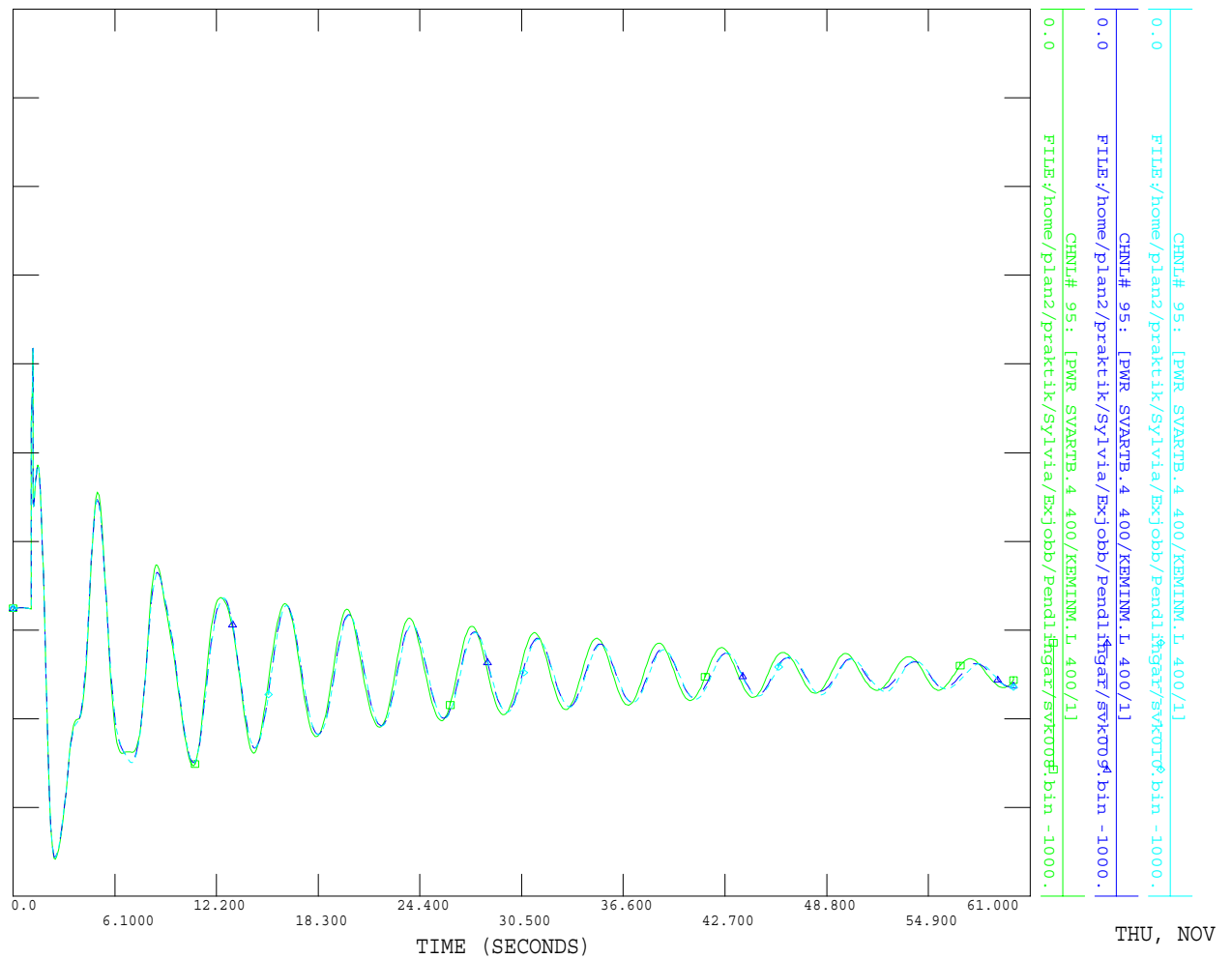
- Pendlingar mellan yttre nätdelar (södra Norge, Själland och södra Sverige) och det centrala svenska nätet, med en periodtid på cirka 2 sekunder.
- Pendlingar mellan yttre nätdelar (Finland och Norge), med en periodtid på cirka 3-4 sekunder.

3.10.1 Reglerstyrkans inverkan på dämpningen/effektpendlingarna

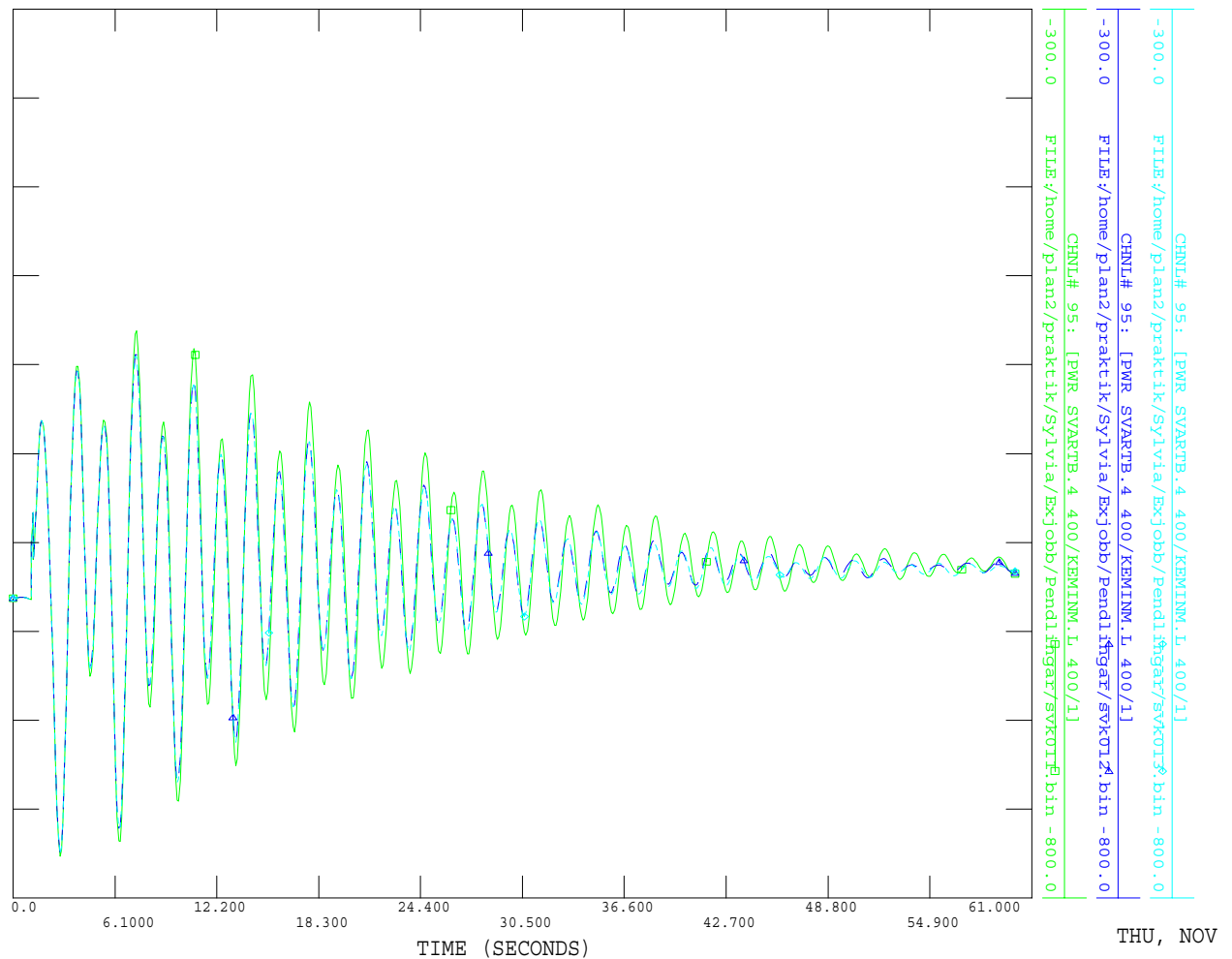
Tidigare gjorda analyser på Svenska Kraftnät visar på effektpendlingar i de norra delarna av synkronsystemet. Nätet är svagt i området mellan norra Sverige och Finland varför effektpendlingar mellan olika maskingrupper framgår tydligt här. I studierna har det aktiva effektförflödet på ledningen mellan Svartbyn och Keminmaa studerats. De pendlingar som dominerar är 3,5- och 2,0-sekunderspendlingar. I det följande skall reglerstyrkans inverkan på dessa effektpendlingar studeras lite närmare.

Kraftsystemmodellen utsätts för nedanstående störningar, och effektpendlingarna på ledningen mellan Svartbyn och Keminmaa plottas för respektive reglerstyrkemodell i figurerna [16].

- 3,5 sekunderspendlingar, felfall: En trefasig kortslutning 100 ms, på B-skenan i Hjälta.
- 2,0 sekunderspendlingar, felfall: En trefasig kortslutning 100 ms, på ledningen Vargfors-Tuggen-Hjälta.



Figur 3.10.1: 3,5-sekunderspendlingar på ledningen mellan Svartbyn och Keminmaa. Resultatet återges för respektive reglerstyrkemodell; Grön/heldragen kurva motsvarar reglerstyrkefördelning enligt modell 1, blå/streckad och turkos/prickad kurva motsvarar reglerstyrkefördelning enligt modell 2 och 3.



Figur 3.10.2: 2,0-sekunderspendlingar på ledningen mellan Svarthyn och Keminmaa. Resultatet återges för respektive reglerstyrkemodell; Grön/heldragen kurva motsvarar reglerstyrkefördelning enligt modell 1, blå/streckad och turkos/prickad kurva motsvarar reglerstyrkefördelning enligt modell 2 och 3.

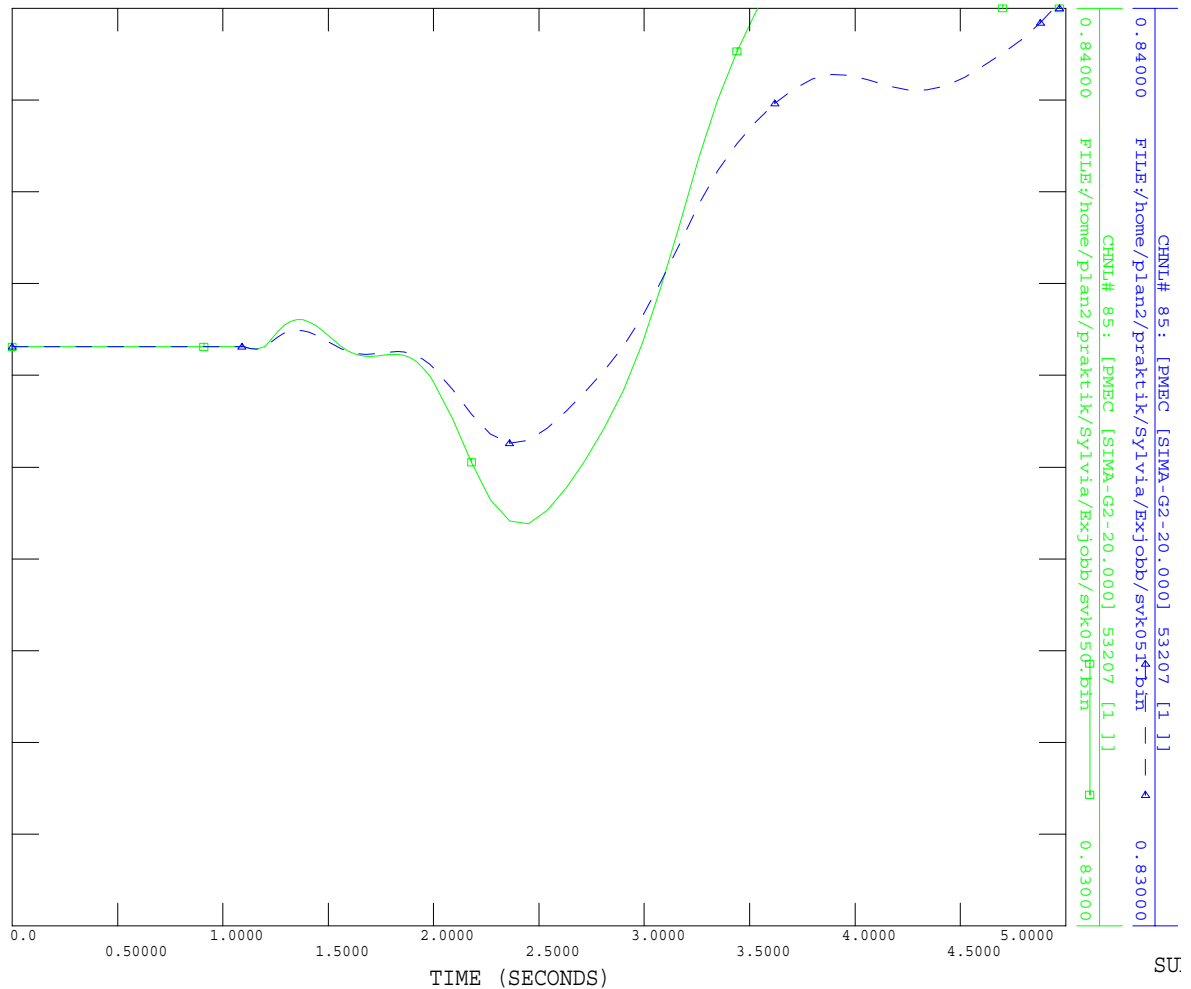
Simuleringsresultaten visar att reglerstyrkans storlek påverkar dämpningen. En lägre reglerstyrka enligt modell 2 och 3 förbättrar dämpningen. Följande kan förklaras av att systemets dämpningsegenskaper till viss del påverkas av turbinregleringen hos vattenkraften.

Vid en systempendling kommer vattenkraftaggregaten att utsättas för små frekvensvariationer. Dessa påverkar turbinregleringen. En frekvenssänkning kommer därvid att kompenseras med ökat pådrag. Vattenkraftturbins icke-minimumfas egenskaper medför dock en fördröjning av turbineffekten i förhållande till den ursprungliga frekvenspendlingen och negativt dämpbidrag uppkommer hos generatorn.

Att reglerstyrkans storlek påverkar det negativa dämpbidraget kan förklaras av figur 3.10.3 nedan. Den gröna/heldragna kurvan visar det mekaniska effektpådraget för en vattenkraftstation i södra Norge då en reglerstyrka på totalt 16595 MW/Hz antas i systemet. För den blå/streckade kurvan antas en total reglerstyrka på 6000 MW/Hz i systemet.

-Analys-

Resultaten visar att en högre reglerstyrka förstärker icke-minimumfas effekten hos vattenkraftsturbinen. Detta hänger samman med att lucköppningens läge är proportionellt mot reglerstyrkan (se ekvation 2.6.22). En kraftig ökning av lucköppningen, medför ett kraftigare tryckfall. Detta medför i sin tur att det tar längre tid för vattenmassorna att accelerera.



Figur 3.10.3: Det mekaniska effektbidraget. Grön/heldragen kurva motsvarar en total reglerstyrka på 16695 MW/Hz och den blå/streckad 6000 MW/Hz.

4 Slutsats

I föreliggande analys har nya reglerstyrkefördelningar tagits fram och studerats, som alternativ till den befintliga fördelningen i dagens PSS/E-modell av det nordiska synkronsystemet. Syftet med utredningen var att ta reda på om förändringen av reglerstyrkan skulle ha någon större påverkan på systemets stabilitet, som måste beaktas innan den nya modellen implementeras i PSS/E.

För att modellen som representerar det nordiska synkronsystemet i PSS/E skall spegla det verkliga kraftsystemets dynamik är det viktigt att samma förutsättningar gäller för modellen som för det verkliga systemet. Det verkliga kraftsystemet dimensioneras utifrån modellens simuleringsresultat. Alltför stora skillnader mellan modell och verklighet kan därför leda till att kraftsystemet inte dimensioneras optimalt, sett ur ett tekniskt och ekonomiskt perspektiv. Vidare kan inte systemets säkerhet och stabilitet garanteras.

En reglerstyrkefördelning enligt modell 2 ger en god bild av de rådande förhållandena i kraftsystemet. En modell som skall ligga till grund för kraftsystemets uppbyggnad och dimensionering bör ta hänsyn till kraftsystemets begränsningar. Visserligen har systemet vanligen tillgång till en större reglerreserv (varierar med vattenläge m.m.). Vidare förekommer mindre variationer av de data som används som underlag vid beräkning av frekvensstyrd normaldriftsreserv och störningsreserv, nämnas kan att årsförbrukningen t.ex. kan öka eller minska från ett år till ett annat. I det stora hela uppstår dock inga markanta skillnader på kort sikt. Modell 2 uppfyller därmed det nämnda kraven och kan därför med fördel användas. Modell 3 kan användas som ett alternativ till modell 2 för att se hur systemets stabilitet påverkas av tillgången på reglerkraft i specifika snittområden.

Resultaten som erhållits i samband med utredningen av reglerstyrkans påverkan på systemet, belyser vikten av en korrekt modell. Reglerstyrkan påverkar både turbinpådragets storlek och snabbhet i samband med en systemstörning. Detta innebär att systemet påverkas både under det dynamiska förloppet och i stationärt tillstånd.

Reglerstyrkefördelningens inverkan på systemet yttrar sig främst i form av en kraftig förändring av frekvensfallets karaktär. Här har både reglerstyrkans storlek och dess geografiska placering stor inverkan. En extra god tillgång på reglerkraft i ett visst specifikt område behöver inte ha positiv effekt på stabiliteten. Detta är viktiga resultat som bör återkopplas till tidigare gjorda analyser i PSS/E. Eftersom de olika modellerna visade på kraftiga skillnader i frekvensfallets storlek, måste även systemvärnens påverkan och lastens naturliga reglering studeras. Detta är två faktorer som är av avgörande karaktär för systemets stabilitet.

Gjorda analyser visar även att en lägre reglerstyrka dämpar de långsamma effektpendlingarna som uppträder i norra Sverige. Detta är ett viktigt resultat som kräver vidare analys och kan medföra eventuell förändringar av systeminställningarna hos kraftsystemets dämpningsregulatorer.

4.1 Förslag på vidare arbete

I samband med detta arbete har en rad frågor uppkommit, vilka kan vara intressanta att studera närmare. De modeller som tagits fram och presenterats i denna rapport grundar sig på specifikationerna i det nordiska systemdriftsavtalet. Det är dock allmänt känt att kraftsystemet har en ”dold reglerförmåga” vad gäller snabbhet och reglerstyrka. En analys baserad på verkliga frekvensstörningar kan därför tydligare visa vilken mängd reglerstyrka som i praktiken finns tillgänglig i kraftsystemet. Givet denna kunskap kan sedan de framtagna reglerstyrkemodellerna modifieras.

Vidare rekommenderas en utveckling och förbättring av systemkomponenternas modellering i PSS/E:

En viktig slutsats är att man måste ställa krav på snabbheten i den frekvensstyrda störningsreserven. Tydliga krav måste ställas på att vattenkraft skall ha möjlighet till höga ep-lägen (extra reglerstyrka och reglersnabbhet). Nya modeller av vattenkraftregulatorer med möjlighet att simulera automatisk omkoppling mellan reglerstyrkelägen (ep-lägen) bör tas fram. Vidare analyser får fastställa kraven.

Vidare görs ingen skillnad mellan olika turbintyper. Vattenkraftsturbin och regulator representeras av HYGOV-modellen i PSS/E. I denna rapport förekommer ingen diskussion kring de olika turbintyperna som faktiskt förekommer i det verkliga kraftsystemet. Men vad gäller vattenturbiner så är det så att tidskonstanten för effektfördröjningen skiljer sig åt för olika turbintyper⁸. Tidskonstanten är en avgörande faktor som har stor påverkan på frekvensregleringen, därför rekommenderas en utveckling och förfining av turbinmodellerna i PSS/E.

⁸ Tidskonstanten för effektfördröjningen hos vattenturbiner skiljer sig åt för olika turbintyper. Francisturbiner kännetecknas t.ex. av att de bidrar till en mycket snabb reglering, då effekten kommer snabbt utan andra fördröjningar än de normala vattenvägarnas tidskonstanter. Andra turbintyper såsom Kaplan-turbiner har dock en extra fördröjning i effektsvaret varför de bidrar till en långsammare reglering.

BILAGA A : Definition av parametervärden för HYGOV-modellen i PSS/E

Syftet med denna bilaga är att ge läsaren en inblick i de svårigheter som uppstår vid simulering av turbinregulator modellen HYGOV i PSS/E. Det problem som uppstår i samband med simulering, berör definitionen av reglerstyrkan samt konverteringen mellan p.u.- samt SI-enheter. Problemet diskuteras nedan, och illustreras sedan i form av ett exempel.

Reglerstyrkan R (MW/Hz) definieras enligt den allmänna teorin som inversen av statik-värdet, dvs $R = 1/\sigma$ (under förutsättning av statik-värdet är angett i SI-enheter (Hz/MW)). Anges statik-värdet i p.u.-enheter krävs emellertid en konvertering mellan SI- samt p.u.-enheter, varför reglerstyrkan beräknas enligt:

$$R \text{ (MW / Hz)} = \frac{P_{bas}}{\sigma(p.u.) \times f} \quad (1)$$

I PSS/E används emellertid en annan definition av reglerstyrkan. Förklaring samt härledning av denna definition framgår i det följande: HYGOV modellens statik-värde definieras enligt ekvation 2. Där σ betecknar det önskade statik-värdet och A_t betecknar turbin förstärkningen.

$$\sigma_{HYGOV} = \sigma \cdot A_t. \quad (2)$$

Vid val av parametervärden i samband med simulering är det dessutom viktigt att data uttrycks i rätt bas vid konvertering mellan SI- och p.u – enheter. Modellen använder generatorns maskinbas (S_{ng}) som 1 p.u. Vanligen har dock turbinen en lägre märkeffekt än generatorn, eftersom den inte producerar reaktiv effekt. Detta ställer till problem vid beräkning av parametervärden i PSS/E. Det gäller här att vara konsekvent och uttrycka alla parametrar, dels generatorns och dels turbinens, i samma maskinbas. Då modellen använder generatorns maskinbas vid beräkningar, måste därför statik-värdet och den maximala gateöppningen Y_{max} konverteras från att vara uttryckta i turbinbas (P_{bas}) till att vara uttryckta i generatorbas (S_{ng}).

I PSS/E beräknas reglerstyrkan R (MW/Hz) enligt ekvation 3. Här antas samtliga parametervärden vara angivna i generatorbas, varför multiplikation med S_{ng} krävs vid konvertering från p.u.- till SI-enheter. Vidare kompenseras för det faktum att $\sigma_{HYGOV} = \sigma \cdot A_t$, genom multiplikation med A_t i nämnaren.

$$R \text{ (MW / Hz)} = \frac{S_{ng} \times A_t}{\sigma_{HYGOV}(p.u.) \times f} \quad (3)$$

Baserat på diskussionen ovan inses att en korrigering av HYGOV's inställningar krävs för att modell och teori skall stämma överens vid simulering. I samband med omräkning av statik-värdet, krävs att man dels tar hänsyn till att $\sigma_{HYGOV} = \sigma \cdot A_t$, och dels genomför en konvertering från turbinbas till generatorbas. Beteckna det statik-värde som önskas i praktiken

som "önskad statik". För att uppnå korrekt resultat i PSS/E krävs då att σ_{HYGOV} beräknas som:

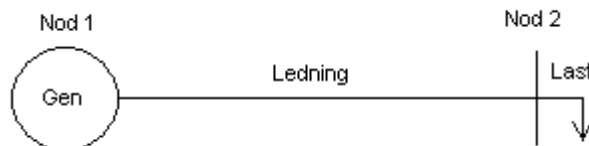
$$\sigma_{HYGOV} = \text{"önskad statik"} \times A_t \times \frac{S_{ng}}{P_{bas}} \quad (\text{p.u. generatorbas}) \quad (4)$$

Vidare krävs en omräkning av $Y_{\max}$. Antag att $Y_{\max}$ är givet i turbinbas så att 1 p.u. motsvarar den maximala aktiva effekt som kan levereras. Detta skapar då problem eftersom PSS/E räknar i generatorbas, vilket resulterar i att maskinen tycks kunna leverera mer aktiv effekt än det som är angivet som $P_{\max}$. För att undvika detta problem, måste $Y_{\max}$ korrigeras så att 1 p.u i generatorbas motsvarar den maximala aktiv effekt som maskinen kan generera. För att modell och teori skall stämma överens krävs en korrigering av HYGOV's inställningar, där $Y_{\max}$ räknas om enligt:

$$Y_{MAX} = (P_{bas} / S_{ng}) / A_t - q_{NL} \quad (5)$$

Exempel:

Som en illustration till diskussionen ovan, presenteras ett exempel i form av simulering på ett mininät. Mininätet presenteras i figur 1. Mininätet utgörs av två noder förbundna med en ledning. I nod 1 återfinns ett vattenkraftsaggregat med turbinregulator enligt modell HYGOV. Denna förser en spänningsoberoende last i nod 2 med effekt via en 50 km lång transmissionsledning.



Figur1: Mininät i PSS/E.

Antag att man vill ha följande reglerstyrka för en maskin:
4% frekvensändring ska ge ett pådrag från 0 till $P_{\max}$.

Givna data: $S_{ng} = (\text{generatorbas}) = 108,6 \text{ MVA}$

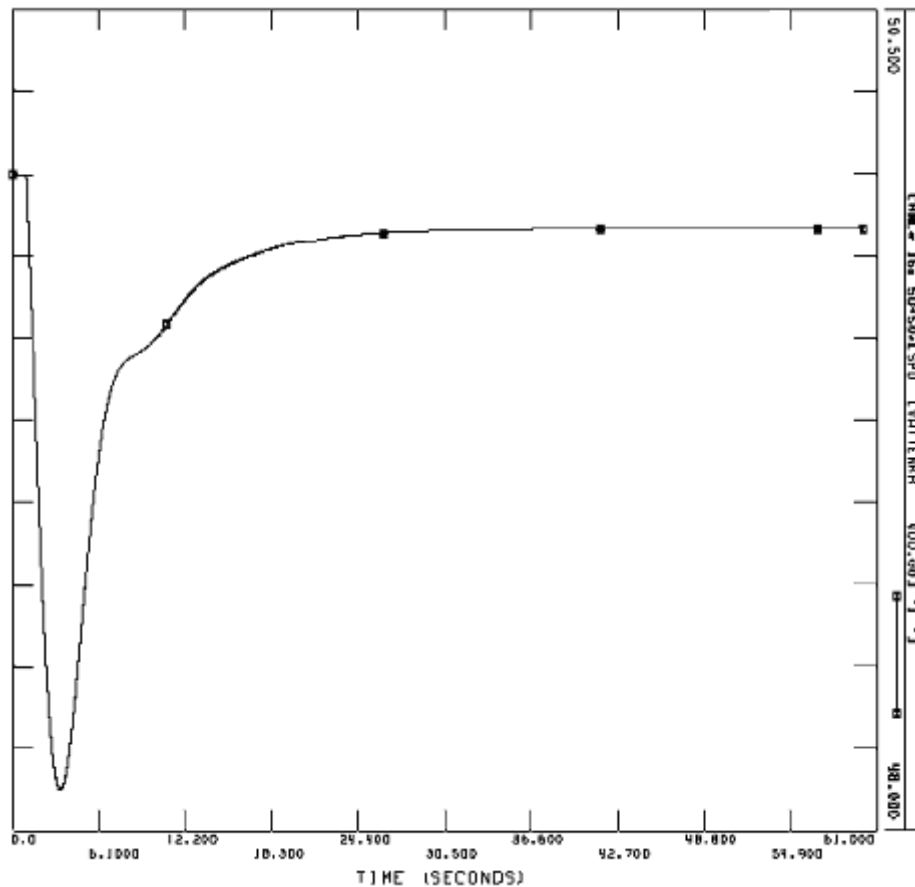
$P_{bas} = (\text{turbinbas}) = P_{\max} = 97 \text{ MW}$

$\sigma = 0,04 \quad A_t = 1,06 \quad q_{NL} = 0,1 \text{ (no load gate)}$

Systemet utsätts för en lastökning på $\Delta P_L = 10 \text{ MW}$. Användaren förväntar sig då att systemet skall ha en reglerstyrka på 48,5 MW/Hz, enligt ekvation 1.

$$R(MW / Hz) = \frac{P_{bas}}{\sigma(p.u) \times f} = \frac{97}{0,04 \times 50} = 48.5 MW / Hz \quad (6)$$

Genomförs en simulering i PSS/E baserat på det önskade statik-värdet: 0,04 (dvs ingen omräkning av σ_{HYGOV} och Y_{max} genomförs) erhålls följande resultat som illustreras i figur 2.



Figur 2: Frekvenssvaret efter en lastökning. Frekvensen svänger in sig mot ett jämviktsläge på $f = 49,83$ Hz efter $t = 41,3$ sekunder.

Beräkning av reglerstyrka baserat på simulerade värden:

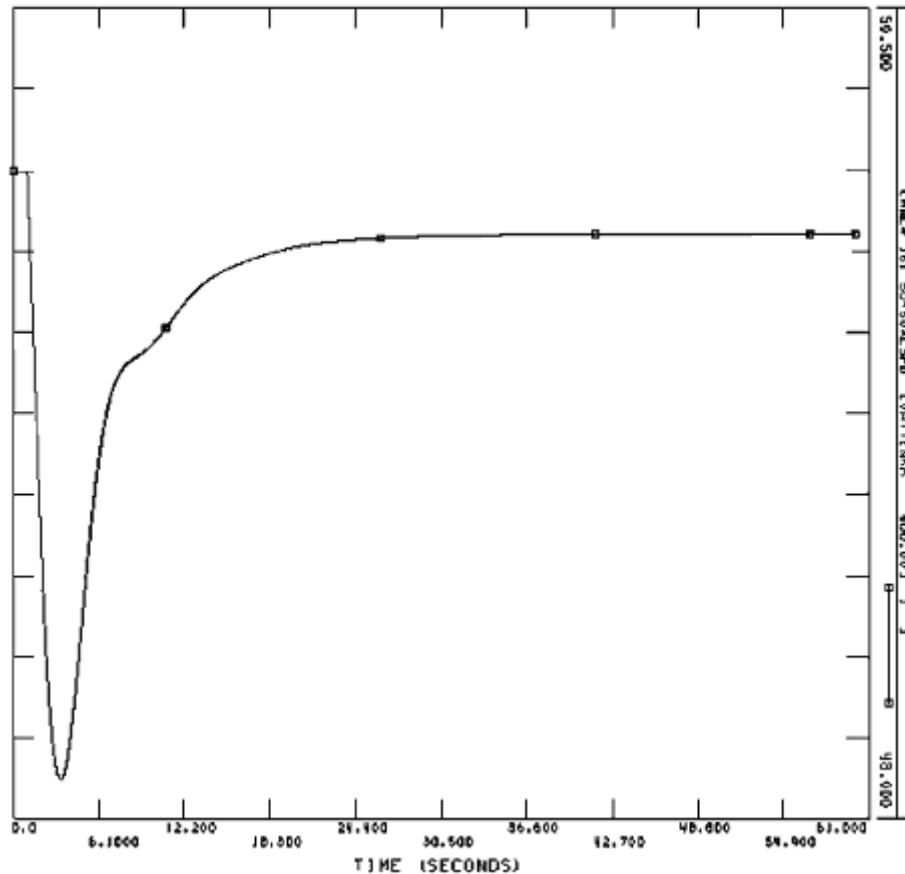
$$R (MW / Hz) = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} = \frac{10}{50 - 49,83} = 58,8 MW / Hz \quad (7)$$

Teori och modell stämmer inte överens. Detta beror på det faktum att man inte tagit hänsyn till att PSS/E arbetar i generatorbas och har en annan definition av statik-värdet. Genomför samma simulering än en gång. I samband med denna simulering sker emellertid en omräkning av σ_{HYGOV} och Y_{max} enligt ekvation 4 och 5. Simulering med dessa data ger följande resultat som illustreras i figur 3.

Beräkning av nya parameter värden:

$$\sigma_{HYGOV} = \text{"önskad statik"} \times A_t \times \frac{S_{ng}}{P_{Bas}} = 0,04 \times 1,06 \times \frac{108,6}{97} = 0,047 \text{ (p.u. generatorbas)} \quad (8)$$

$$Y_{MAX} = (P_{bas} / S_{ng}) / A_t - q_{NL} = (97 / 108,6) / 1,06 - 0,1 = 0,74 \text{ (p.u. generatorbas)}$$



Figur 3: Frekvenssvaret efter en lastökning. Frekvensen svänger in sig mot ett jämviktsläge på $f = 49,8 \text{ Hz}$ efter $t = 37,5 \text{ sekunder}$.

Beräkning av reglerstyrka enligt PSS/E definition:

$$R \text{ (MW / Hz)} = \frac{S_{ng} \times A_t}{\sigma_{HYGOV} \text{ (p.u)} \times f} = \frac{108,6 \times 1,06}{0,47 \times 50} = 49 \text{ MW / Hz} \quad (9)$$

Beräkning av reglerstyrka baserat på simulerade värden:

$$R \text{ (MW / Hz)} = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} = \frac{10}{50 - 49,8} = 50 \text{ MW / Hz} \quad (10)$$

Teori och modell överensstämmer nu, vilket skulle visas!

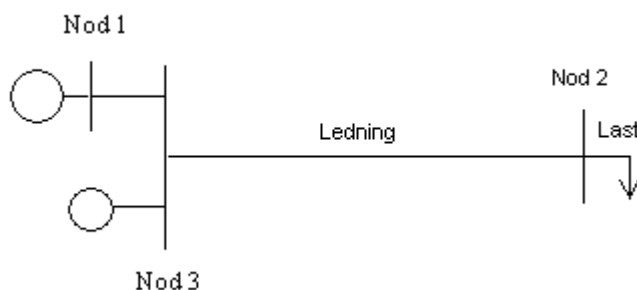
(En skillnad på 1 MW/Hz i reglerstyrka ligger inom felmarginalen för numeriska beräkningar.)

BILAGA B : Mininät i PSS/E för illustration av systemvärn - AFK

För att illustrera funktionen AFK på bästa sätt önskas systemet utsättas för ett produktionsbortfall. Produktionsbortfallet skulle medföra en frekvensminskning, vilket i sin tur skulle kompenseras genom lastbortkoppling då frekvensen understiger värdet 48,8 Hz.

Antag att det mininät som använts genomgående i rapporten tillämpas. Det vill säga ett nät bestående av två noder, med en generator och en last förbundna via en transmissionsledning. I PSS/E måste dock respektive nod i systemet definieras som antingen en generatornod eller lastnod. Dessutom måste nätet alltid ha en referensnod (swingbus), för vilken spänningsamplitud och fasvinkel alltid hålls konstant. Eftersom det givna mininätet endast utgörs av en lastnod och en referensnod, kan ej den önskade störningen i form av ett produktionsbortfall genomföras på det givna nätet.

Nästa naturliga steg är därför en utveckling av mininätet enligt figur 1. För att undvika problemet som beskrivs ovan, införs en tredje nod i systemet. Denna nod representerar en generatornod, och produktionen i denna nod är därmed reglerbar i samband med simuleringen. Vidare ökas lasten i proportion till den extra generatorn i systemet. Tanken är sedan att generatorn i nod 3 skall kunna kopplas bort och representera en störning i form av produktionsbortfall vid simulering.



Figur 1: Utveckling av mininätet, genom tillkomst av en extra generatornod.

Enligt tumregler gäller att ett produktionsbortfallet endast får motsvara 10% av MVA-talet, för ett system vars generering representeras av vattenkraftsaggregat⁹. Detta innebär att mininätet i figur 1 maximalt klarar av ett produktionsbortfall på cirka 10 MW, då $S_{ng} = 108,6$ MVA. Generatorn i nod 3 bör därför rimligen dimensioneras så att $P_{max} = 10$ MW.

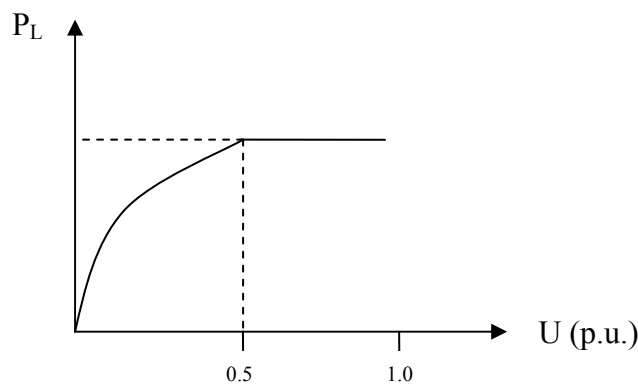
Ett försök till simulering av mininätet i figur 1 genomförs i PSS/E. De resultat som erhålls är dock orimliga. Produktionsbortfallet ger nämligen upphov till en frekvensökning. Vidare analys visar att om lasten modellerades likt en konstant effekt last och är både spännings- och

⁹ Muntlig referens: Kenneth Walve, Svenska Kraftnät.

frekvensoberoende, så avtar lasten kraftigt i samband med produktionsbortfallet. Detta skall ej vara möjligt, men förklarar dock den kraftiga frekvensökningen.

Fenomenet förklaras enligt följande:

I samband med att produktionsbortkoppling sker i nod 3, faller spänningen drastiskt i systemet. Spänningsregulatorn i referensnoden klarar ej av att reglera spänningen, varför spänningsinstabilitet uppstår. PSS/E klarar av ett spänningsfall på upp till 50% spänningsminskning i förhållande till den ursprungliga systemspänningen. Vid ett kraftigare spänningsfall än så träder en funktion in i PSS/E, vilken medför att lasten minskar i takt med att spänningen sjunker. Detta är en skyddsmekanism för att inte numerisk instabilitet skall inträffa vid simulering.



Figur 2: Vid en spänningsminskning på över 50% i förhållande till systemspänningen aktiveras en skyddsmekanism i PSS/E. Denna medför att lasten minskar i takt med att spänningen sjunker.

För att mininätet i figur 1 skall klara av ett produktionsbortfall, krävs en omdimensionering av nätet. I rapportens teoridel har dock samma grundmodell använts genomgående i syfte att erhålla jämförbara simuleringsresultaten och därmed få en känsla för hur stor inverkan respektive komponent har på systemet. En omdimensionering är därför inte ett alternativ.

Istället löses problemet genom att beakta det faktum att ett produktionsbortfall har samma påverkan på frekvensen som en lastökning. Målet vid simulering är trots allt att skapa en störning som medför ett kraftigt frekvensfall. Det kraftiga frekvensfallet skall sedan motverkas med hjälp av att AFK aktiveras. Rent symboliskt kan denna frekvensavvikelse orsakas av en lastökning.

BILAGA C : Frekvenssvar

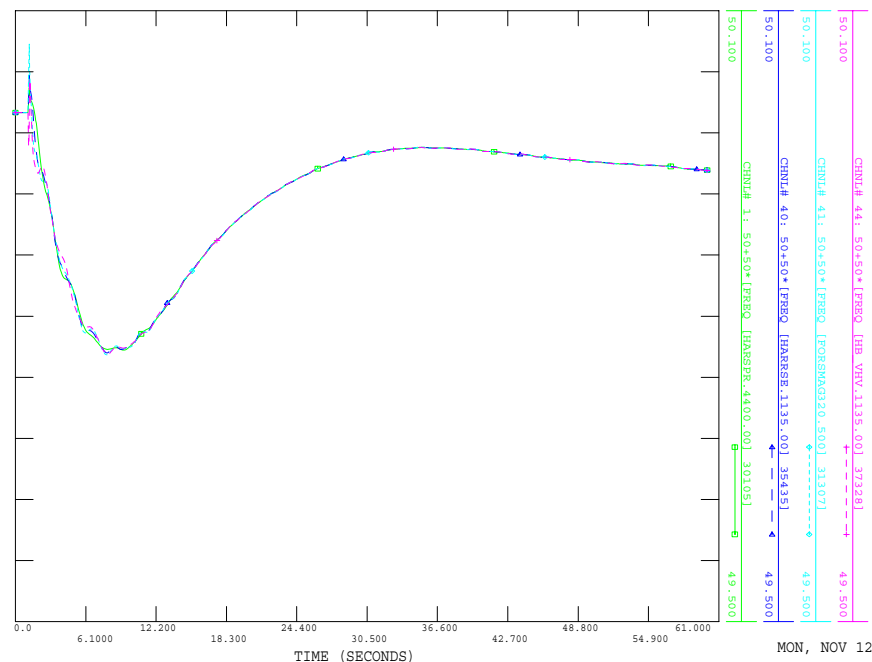
De frekvenssvar som erhålls vid simuleringarna för respektive reglerstyrkemodell återges nedan.

För att kontrollera om frekvensen håller en någorlunda jämn frekvensnivå i hela nätet, plottas frekvensen för en utvald referenspunkt i respektive snitt för delsystemen Sverige och Norge. Vidare görs en jämförelse mellan en utvald referenspunkt i respektive delsystem. Resultaten visar att frekvensen håller samma nivå i hela nätet, så när som på sekundsnabba variationer som beror på tillfälliga effektpendlingar mellan delsystemen.

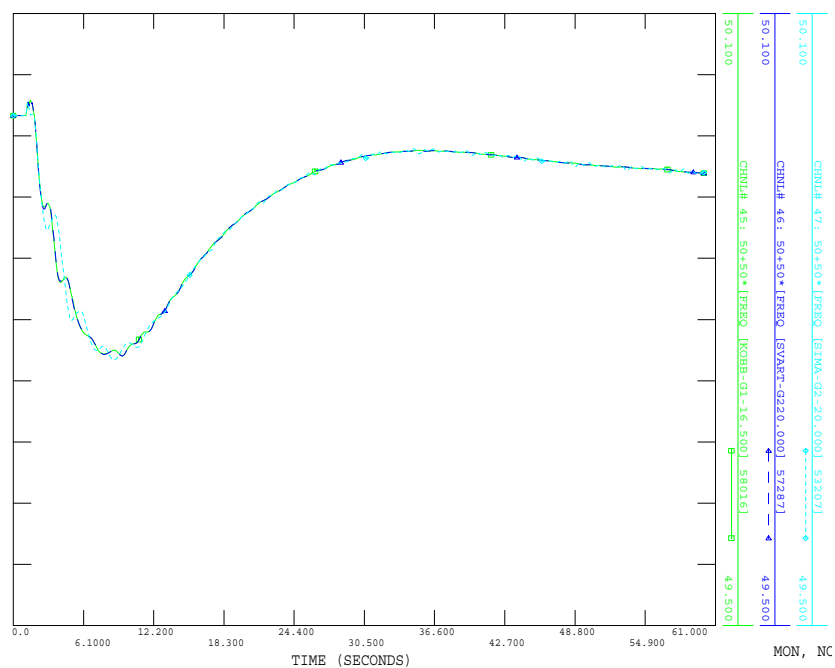
Modell 1:

För samtliga figurer hörande till modell 1 gäller att:

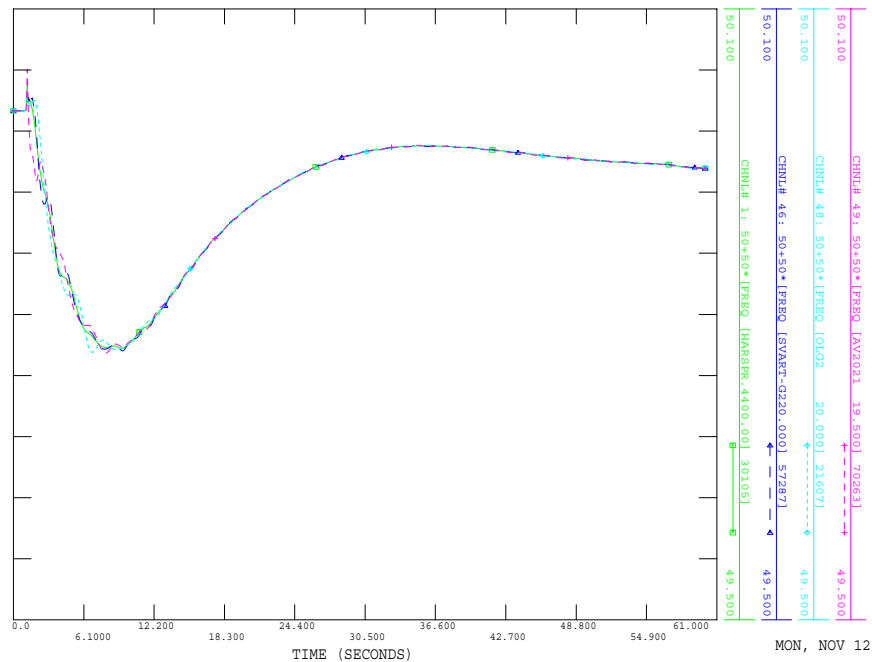
Frekvensen antar minimivärdet på $f \approx 49,8$ Hz vid tidpunkten $t \approx 9,4$ sekunder och svänger in sig mot jämviktsläget $f \approx 49,95$ Hz vid tidpunkten $t \approx 58,4$ sekunder.



Figur 1: Frekvensvariationen i Sverige för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/bredstreckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva) och snittområde 4 (rosa/småstreckad kurva).



Figur 2: Frekvensvariationen i Norge för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/streckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva).

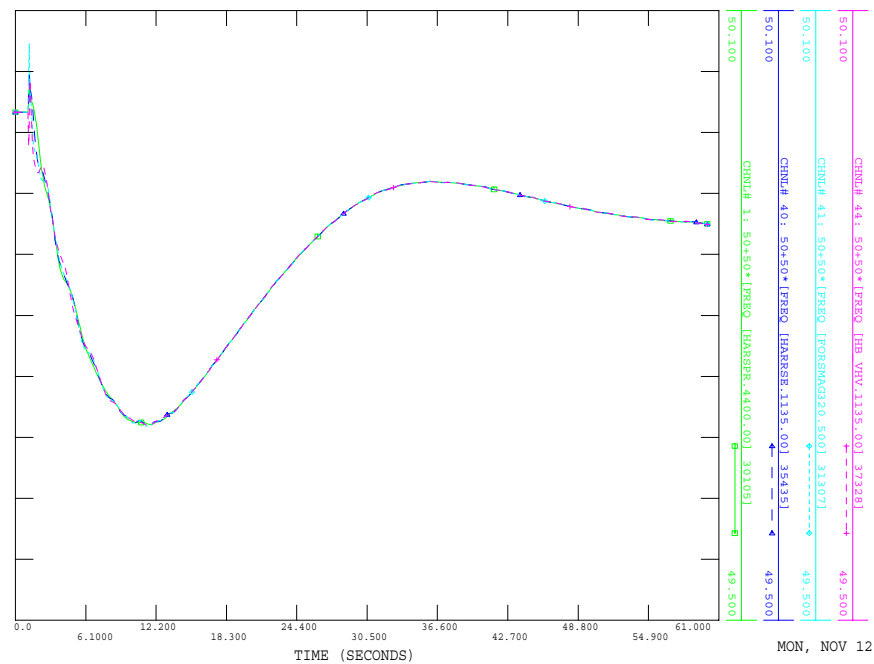


Figur 3: Frekvensvariationen i Nordelsystemet för Sverige (grön/heldragen kurva), Norge (blå/bredstreckad kurva), Finland (turkos/prickad kurva) och Själland (rosa/småstreckad kurva).

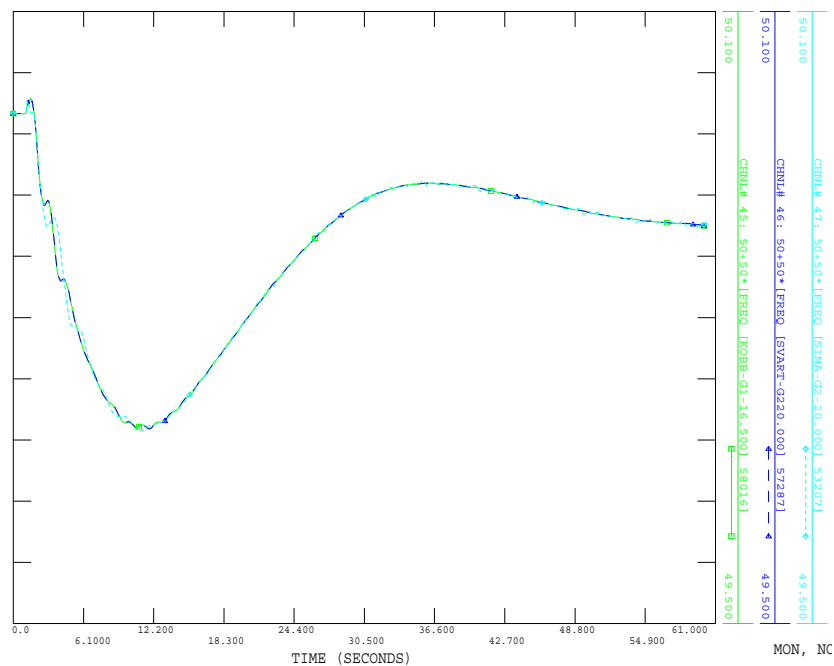
Modell 2:

För samtliga figurer hörande till modell 2 gäller att:

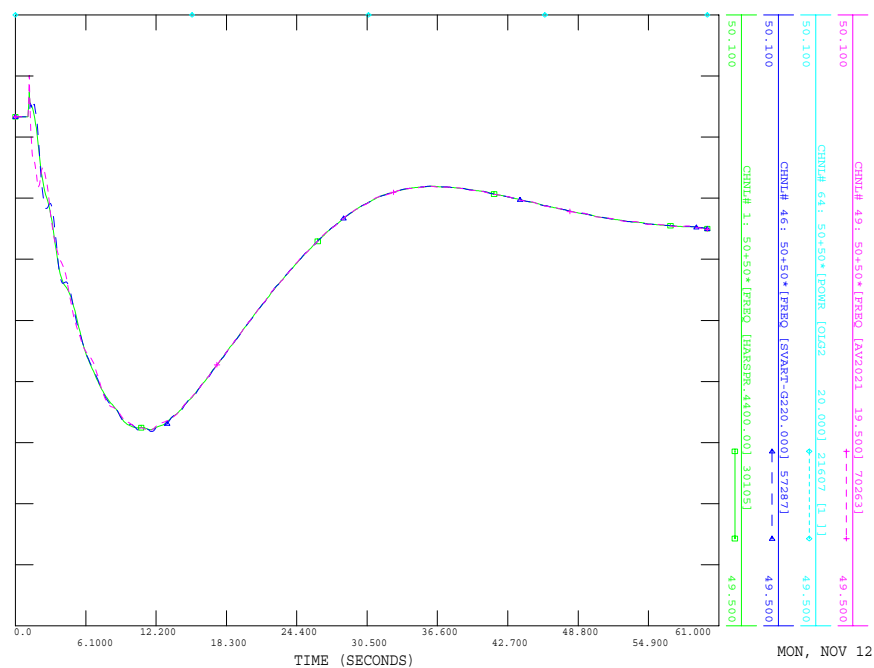
Frekvensen antar minimivärdet på $f \approx 49,7$ Hz vid tidpunkten $t \approx 11,4$ sekunder och svänger in sig mot jämviktsläget $f \approx 49,88$ Hz vid tidpunkten $t \approx 58,6$ sekunder.



Figur 4: Frekvensvariationen i Sverige för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/bredstreckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva) och snittområde 4 (rosa/små streckad kurva).



Figur 5: Frekvensvariationen i Norge för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/bredstreckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva).

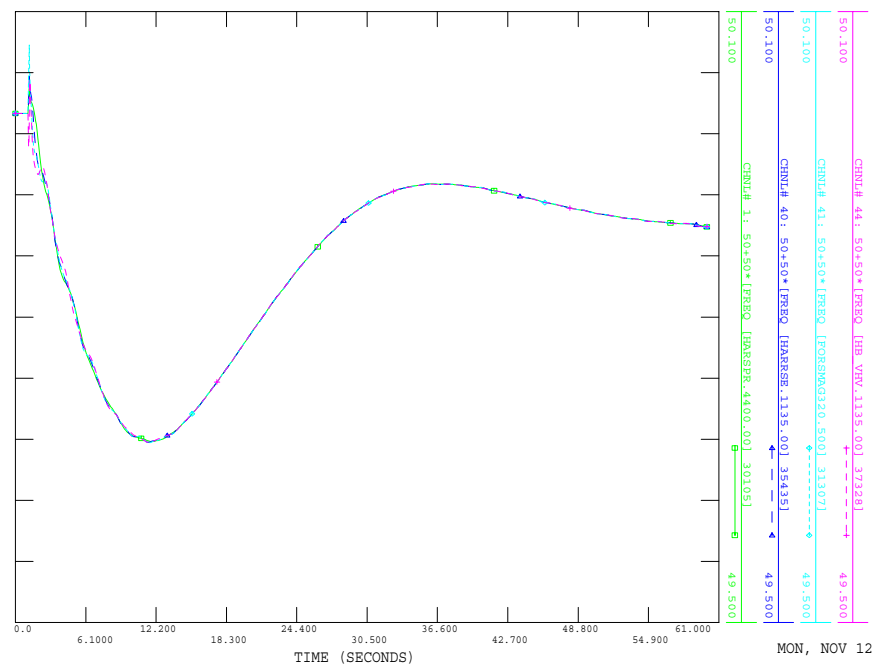


Figur 6: Frekvensvariationen i Nordelsystemet för Sverige (grön/heldragen kurva), Norge (blå/bredstreckad kurva), Finland (turkos/prickad kurva) och Själland (rosa/småstreckad kurva).

Modell 3:

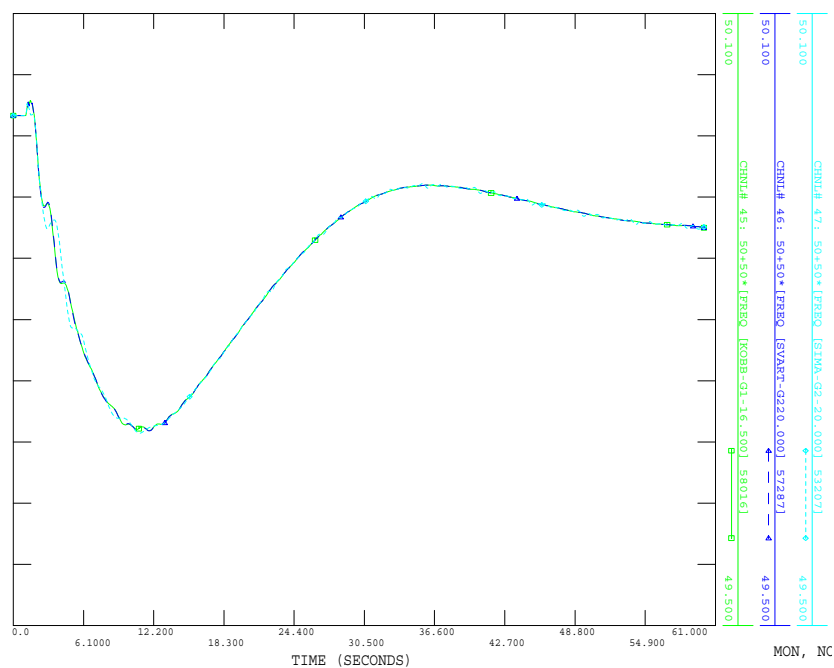
För samtliga figurer hörande till modell 3 gäller att:

Frekvensen antar minimivärdet på $f \approx 49,7$ Hz vid tidpunkten $t \approx 11,7$ sekunder och svänger in sig mot jämviktsläget $f \approx 49,88$ Hz vid tidpunkten $t \approx 58,8$ sekunder.

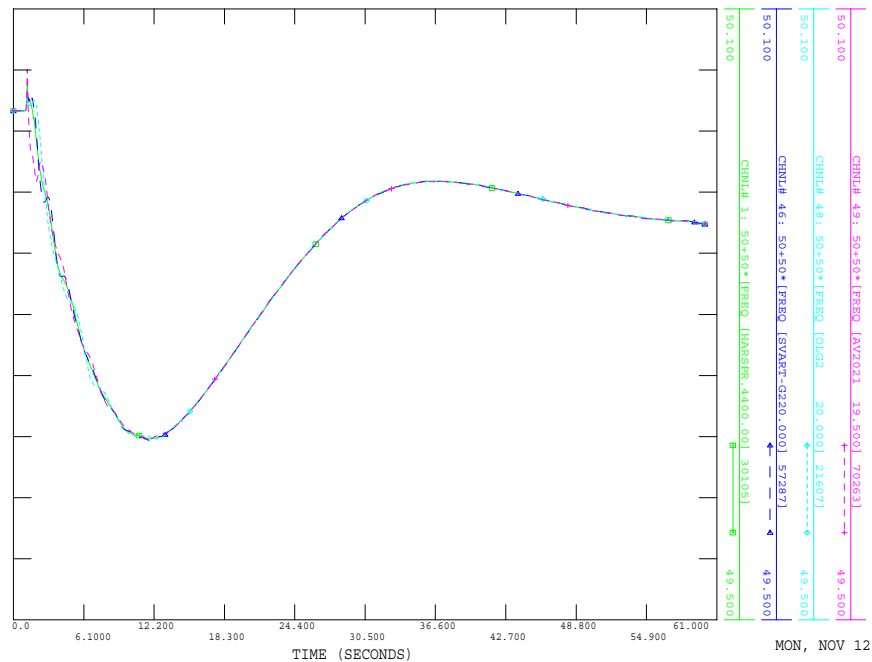


Figur 7: Frekvensvariationen i Sverige för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/bredstreckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva) och snittområde 4 (rosa/småstreckad kurva).

-Bilagor-



Figur 8: Frekvensvariationen i Norge för snittområde 1 (grön/heldragen kurva), snittområde 2 (blå/bredstreckad kurva), snittområde 3 (turkos/prickad kurva).



Figur 9: Frekvensvariationen i Nordelsystemet för Sverige (grön/heldragen kurva), Norge (blå/bredstreckad kurva), Finland (turkos/prickad kurva) och Själland (rosa/småstreckad kurva)

BILAGA D : Effektbalans för Nordelnätet

Resultaten i denna bilaga återger den effektbalans som råder efter att det givna felet i Simpevarp inträffat och ett nytt jämviktsläge har uppnåtts, dvs. stationärt tillstånd (se figurer nästkommande tre sidor). Nedan följer en jämförelse mellan de resultat som erhålls med den ursprungliga reglerstyrkefördelningen (modell 1) och de modifierade modellerna (modell 2 och 3):

Totalt sätt innebär omskalningen en minskning av reglerstyrkan med 10595 MW/Hz i synkron systemet. Dessutom får Sverige och Norge tillgång till mindre reglerstyrka medan Finland får mer reglerstyrka i jämförelse med den befintliga modellen i PSS/E. Danmark/Själland ligger dock kvar på ungefär samma nivå som tidigare.

För Sveriges del resulterar detta i en ökad import till Norge, som enligt den modifierade modellen har en minskad andel reglerstyrka. Norges nedsatta reglerförmåga resulterar inte bara i en ökad import, utan även i en minskad export till mellersta Sverige. Denna förlust kompenseras dock till viss del av ett ökat effektlöde från Själland och Jylland till Södra Sverige. Danmarks produktion ökar och landet får därmed en mer betydande roll i frekvensreglerings arbetet. Sveriges reglerförmåga är dock också nedsatt, vilket för med sig en minskad export till Finland. Effektlödet från Finland till Sverige är emellertid nästintill oförändrat. Trots att andelen reglerstyrka ökat i Finland, kan delsystemet ej exportera mer effekt till Sverige, eftersom exporten från Sverige nu har minskat.

Vidare studeras modellernas inverkan på transmissionsflödet mellan snitten. En nedsatt reglerförmåga i Norge medför att mer reglerkraft måste levereras från de norra till de mellersta delarna av landet. Eftersom Sydnorge redan i ursprungsläget stod för den största andelen av den totala produktionen i landet, slår omskalningen hårdast mot detta geografiska område (se figurer, produktionen P minskar mest där). I samband med att reglerstyrkan koncentreras i de södra delarna av Norge erhålls dock i princip samma effektoverföring från södra till mellersta Norge som för den ursprungliga reglerstyrkefördelningen. Dvs. trots att reglerstyrkan ökas markant i södra Norge, så uppstår inga större skillnader i resultat. Detta beror på att Norge nu även har en nedsatt reglerförmåga.

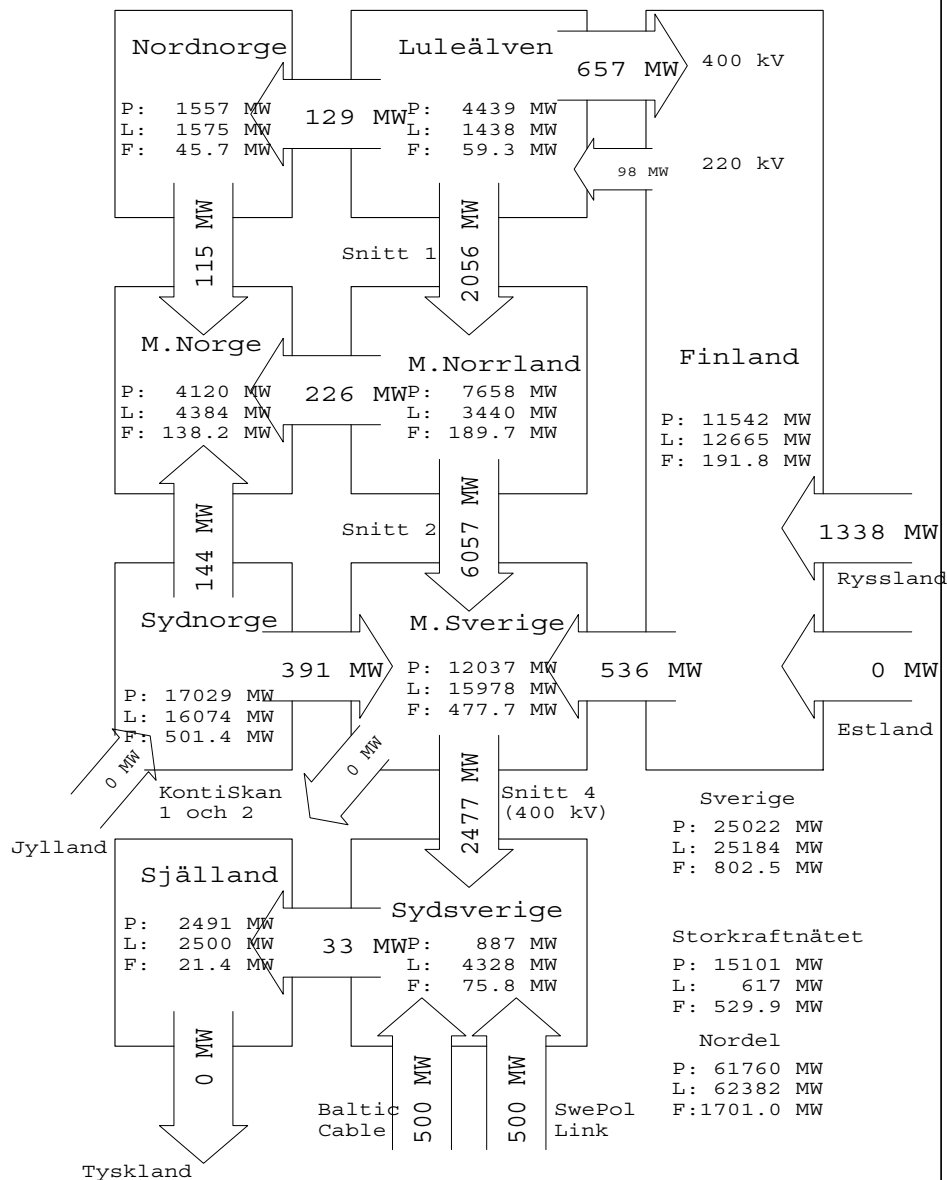
I Sverige innebär modifieringarna att flödet från norr till söder ökar en aning över snitt 1. Detta är framförallt märkbart i modell 3 där reglerstyrkan koncentreras längst upp i norr. Flödet över snitt 2 och 4 minskar istället en aning. I snitt 2 är det fråga om en ökad export till Norge. Flödet över snitt 4 minskar eftersom Själland bidrar med extra reglerkraft till södra Sverige.

Det bör påpekas att det i ovanstående diskussion ej är fråga om några större förändringar i effektlödet. Resultaten visar att värdena håller sig inom de givna transmissionsbegränsningarna som anges i avsnitt 3.2.2. Detta gäller både effektoverföringen mellan de olika delsystemen och flödet över snitten.

EFFEKTBALANS FÖR NORDELNÄTET

SKALAD NORDELBALANS STADIUM 2007 FRÅN SVK.
PROD=61770 MW, LAST=62382 MW, FÖRLUST=1701.1 MW

Legend: P: produktion, L: last, F: förluster



Svenska Kraftnät

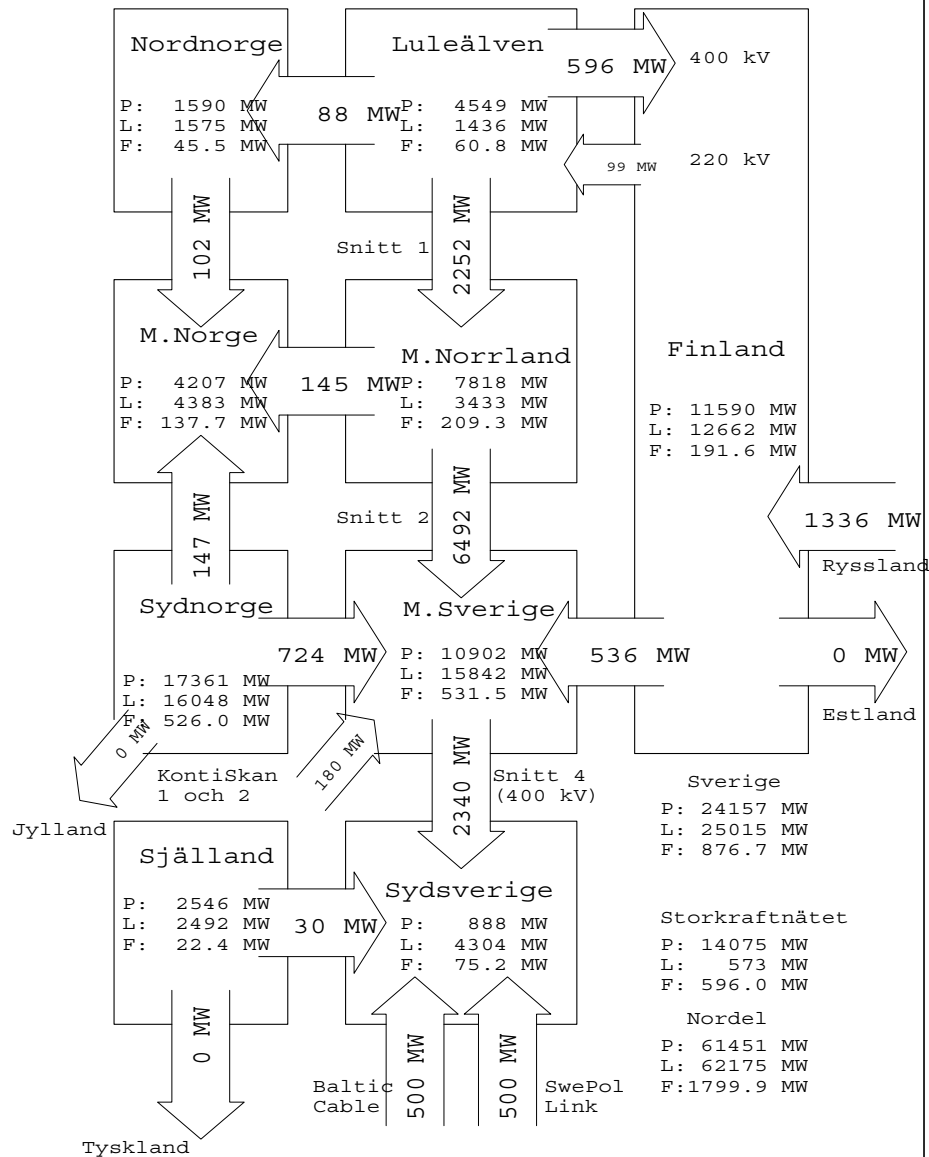
MON, OCT 29 2007

Figur 1: Effektbalansen före felet

EFFEKTBALANS FÖR NORDELNÄTET

SKALAD NORDELBALANS STADIUM 2007 FRÅN SVK.
PROD=61770 MW, LAST=62382 MW, FÖRLUST=1701.1 MW

Legend: P: produktion, L: last, F: förluster



Svenska Kraftnät

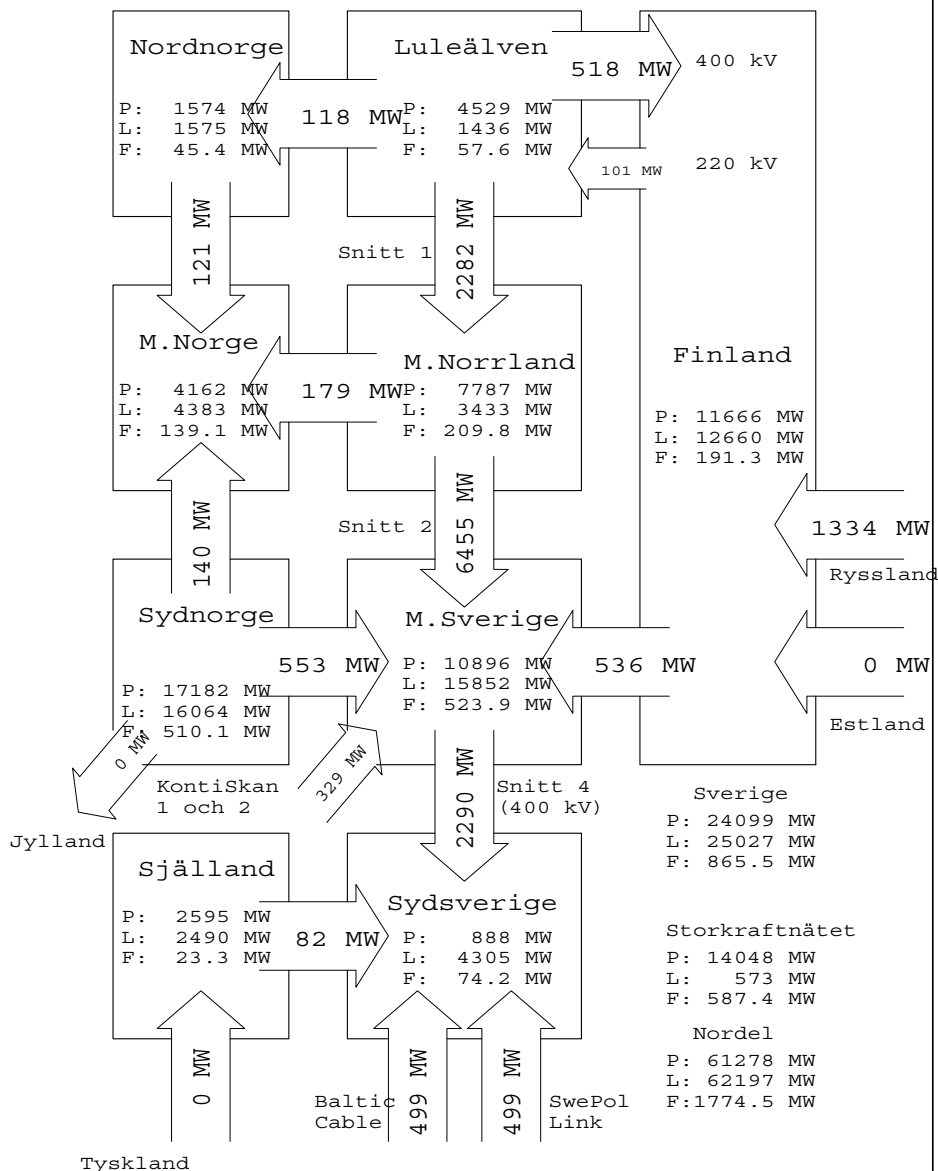
MON, OCT 29 2007

Figur 2: Effektbalansen för modell 1, efter att felet inträffat och jämvikt uppnåtts.

EFFEKTBALANS FÖR NORDELNÄTET

SKALAD NORDELBALANS STADIUM 2007 FRÅN SVK.
PROD=61770 MW, LAST=62382 MW, FÖRLUST=1701.1 MW

Legend: P: produktion, L: last, F: förluster



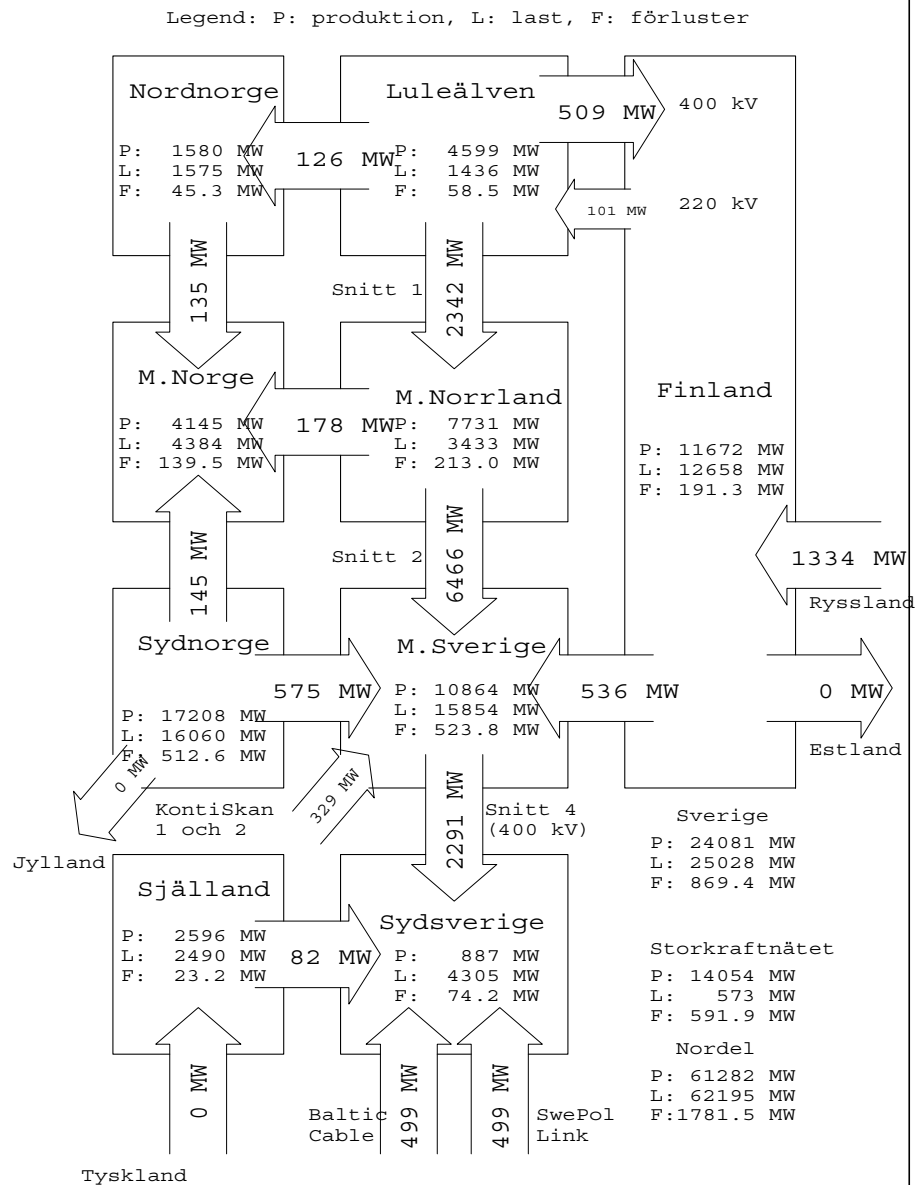
Svenska Kraftnät

MON, OCT 29 2007

Figur 3: Effektbalansen för modell 2, efter att felet inträffat och jämvikt uppnåtts.

EFFEKTBALANS FÖR NORDELNÄTET

SKALAD NORDELBALANS STADIUM 2007 FRÅN SVK.
PROD=61770 MW, LAST=62382 MW, FÖRLUST=1701.1 MW

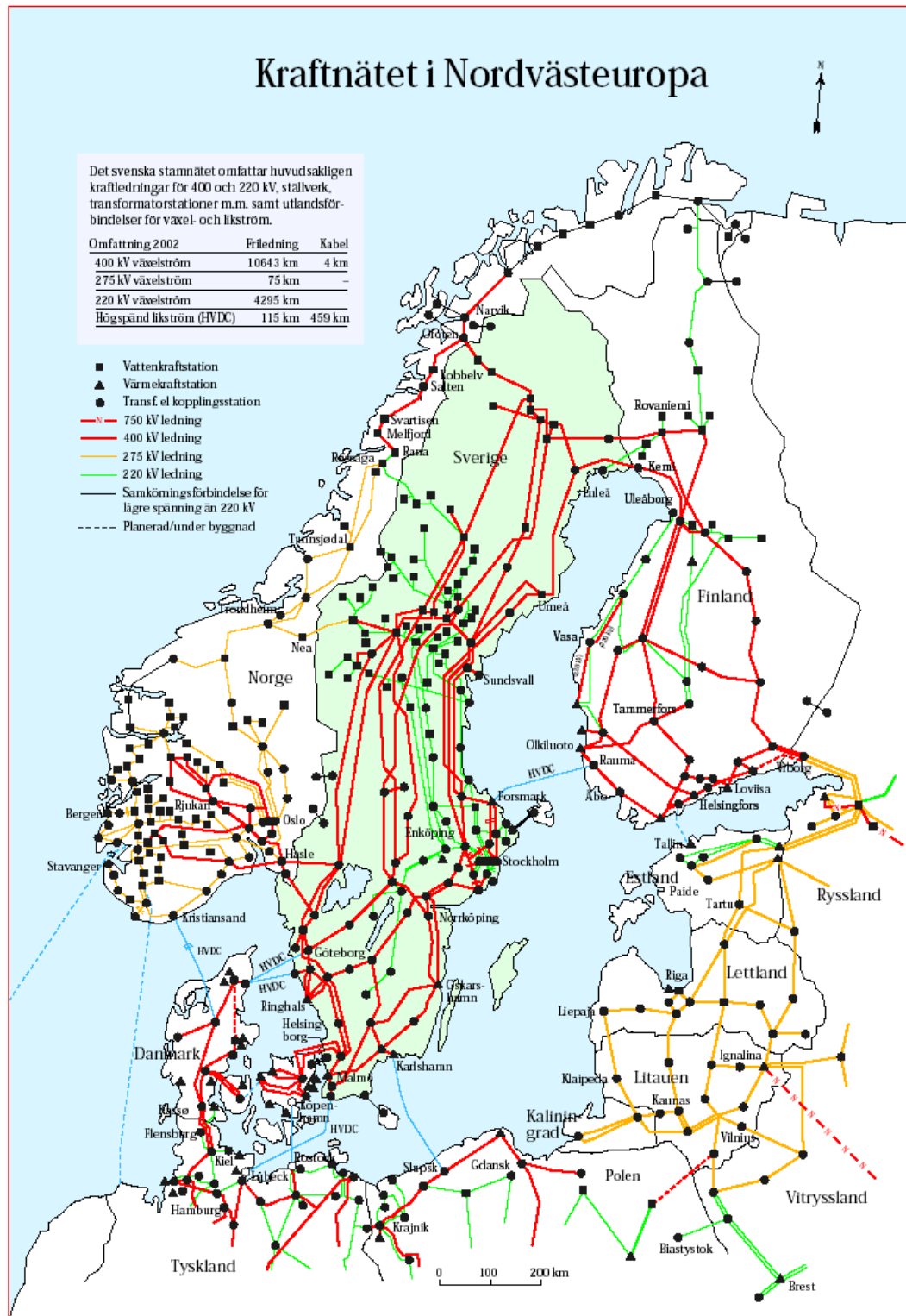


Svenska Kraftnät

MON, OCT 29 2007

Figur 4: Effektbalansen för modell 3, efter att felet inträffat och jämvikt uppnåtts.

BILAGA E: Kraftnätet i Nordvästeuropa



Figur: Karta över kraftnätet i Nordvästeuropa.

Litteraturförteckning

- [1] Prabha Kundur, "*Power System Stability and Control*", McGraw-Hill, 1993.
- [2] Kenneth Walve, "*Kraftsystemets dynamik och dimensionering*", Svenska Kraftnät, Rev 1999.
- [3] Håkan Hermansson, "*Produktionssystem*", Vattenfall AB/Elproduktion , Kurs Svenska Kraftnät våren 2004.
- [4] Nordel, "*Nordisk regelsamling*" (*Nordic Grid Code*), 2004
- [5] Göran Andersson, "*Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*", Electric Power Systems KTH, March 2000.
- [6] Göran Andersson, "*Kraftsystemets dynamik och stabilitet, En introduktion*", Elektriska Energisystem KTH, September 1999.
- [7] Mehrdad Ghandhari, "*Dynamic Analysis of Power Systems Part II*", Electric Power Systems Royal Institute of Technology, 2006.
- [8] Lennart Söder, Mikael Amelin, "*Effektiv drift och planering av kraftsystem*", Kungliga tekniska högskolan Avdelningen för elektriska energisystem, Stockholm 2007.
- [9] "*El Kraft Handboken, Elkraftsystem 1, Första upplagan*", Liber AB, 1997.
- [10] W.W Price, H-D. Chiang, H.K Clark, C. Concordia, D.C Lee, J.C Hsu, S. Ihara, C.A King, C.J Lin, Y. Mansour, K. Srinivasan, C.W Taylor & E. Vaahedi, "*Load Representation for Dynamic Performance Analysis*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [11] Gunilla Le Dous, "*Voltage Stability in Power Systems*", Department of Electric Power Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden 1999.
- [12] PSS/ETM 30.2 User's Manual, SIEMENS, November 2005.
- [13] PSS/ETM 30.2 Program Operation Manual, SIEMENS, November 2005.
- [14] PSS/ETM 30.2 Program Application Guide, SIEMENS, November 2005.
- [15] B. Stenborg, "*Elkraftsystem Del 1; Systemet och dess lugndriftstillstånd*", Chalmers, Göteborg 1996.
- [16] Therese Fahlberg, "*Dämpningsregulatorn på Fenno-Skan*", Svenska Kraftnät, Version 1, Dokument nr: N-393, utfärdad 2007-10-29.