

# Fellokalisering i storkraftsystemet med hjälp av PMU-data



---

**Daniel Johansson**

Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation  
Lund University

# **Fellokalisering i storkraftsystemet med hjälp av PMU-data**

**Daniel Johansson**

**Industriell Elektroteknik och automation**

## **Abstract**

It can take one to two hours from the occurrence of a fault on the Nordic power grid until it is reported as public information on the Nord Pool webpage. There is a strong correlation between large faults on the grid and the electric price at Nord Pool Spot market. That is why information about faults is interesting for actors on the electricity market.

I have developed a load flow model of the Swedish 400 and 220 kV grid based only on public information. The model is validated against measurements. When a fault occurs three PMU devices in Lund, Gothenburg and Luleå record the change of phase angle differences between the three points as well as frequency. Based on hourly information about the power flows between Sweden and other countries, the nuclear power production and the total consumption in Sweden, the model can be set up. A list of faults is then simulated and the change of phase angle difference is compared with the measured real values. The fault bus is that bus where the simulated values differs least from the real values.

The result shows that it is possible to identify practically all faults correctly with my method.

**Keywords:** DC load flow, PMU (Phasor Measurement Unit), fault localization.

## Sammanfattning

När en störning inträffar på det Nordiska kraftsystemet dröjer det en till två timmar innan informationen kring störningen finns att tillgå på Nord Pool:s hemsida. Det finns en stor korrelation mellan större störningar och elpriset på Nord Pool Spot market vilket gör att störningsinformationen är intressant för aktörer på elmarknaden.

För att detektera en störning har jag utvecklat en modell över kraftsystemet med hjälp av enbart allmänt tillgänglig information. Modellen visar sig efter validering kunna reproducera händelser i kraftsystemet, detta är en förutsättning för att kunna använda resultat från simuleringarna. När en störning inträffar registrerar tre stycken PMU:er förändringen av fasvinkelskillnad mellan de tre mätpunkterna. Genom att föra in information om överföringseffekter mellan Sverige och utlandet, kärnkraftsproduktion och total förbrukning i Sverige simuleras störningen på de möjliga felnoderna och jämförs med den verkliga förändringen av fasvinkelskillnad. Den nod där differensen mellan simulerade och verkliga värden på förändringen av fasvinkelskillnad är minst antas vara noden där störningen har inträffat. Resultat visar att det går att detektera störningar i kraftsystemet med tillfredställande resultat med hjälp av min arbetsmodell.

**Nyckelord:** DC load flow, PMU (Phasor Measurement Unit), fellokalisering.

## **Tillkännagivande**

Jag vill tacka min handledare Olof Samuelsson tillhörande institutionen för Industriell Elektroteknik och Automation för vägledning fram till slutresultatet av mitt examensarbete.

Jag vill även tacka Sture Lindahl, Daniel Karlsson och Morten Hemmingsson vid Gothia Power för intressanta diskussioner och svar på frågor inom området elkraftsystem. Morten har även bidragit med kunskap kring PMU:erna.

Jag vill dessutom tacka all övrig personal på institutionen för Industriell Elektroteknik och Automation för att ha bidragit till en positiv och inspirerande arbetsmiljö.

Slutligen vill jag tacka mina studiekamrater och familj för det stöd de har bidragit med under mina studieår vid LTH.

Lund April 2006

Daniel Johansson

# Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>Inledning .....</b>	<b>6</b>
1.1	Bakgrund .....	6
1.2	Mål.....	6
1.3	Metod .....	7
1.4	Frågeställningar .....	9
1.5	Disposition .....	9
<b>2</b>	<b>Kraftsystemets uppbyggnad .....</b>	<b>10</b>
2.1	Generatorer .....	10
2.1.1	Kärnkraft .....	10
2.1.2	Vattenkraft .....	10
2.2	Konsumtion .....	11
2.3	Synkront kraftsystem .....	12
2.4	Kraftnätets uppbyggnad i Sverige.....	14
2.5	Kraftnätets uppbyggnad i Norden. ....	15
2.5.1	Sveriges utlandsförbindelser.....	15
2.5.2	Svenska kraftnät.....	16
2.5.3	Nord Pool .....	16
2.6	Frekvensreglering .....	17
2.6.1	Primärreglering .....	17
2.6.2	Sekundärreglering.....	17
2.7	Utrustning och beräkningsmetoder.....	19
2.7.1	PMU.....	19
2.7.2	Programvara .....	19
2.7.3	Load flow metoder .....	20
2.7.4	DC load flow .....	21
2.8	Felregistrering i kraftnätet.....	23
2.8.1	Kraftnätets dynamik.....	23
2.8.2	Direkt tolkning av ett fel.....	25

<b>3</b>	<b>Simuleringsmodell .....</b>	<b>30</b>
3.1	Framtagning av modell.....	30
3.2	Felkällor .....	33
3.2.1	Mätfel.....	33
3.2.2	Generatorer .....	34
3.3	Placering av laster.....	34
3.4	Förbindelser.....	35
3.5	Det svenska kraftnätets driftsituation.....	35
3.6	Förenkling av nätet.....	36
<b>4</b>	<b>Intrimning av modell .....</b>	<b>37</b>
<b>5</b>	<b>Simulering .....</b>	<b>39</b>
5.1	Validering av modell.....	39
5.1.1	Felfall .....	40
5.2	Identifiering av felfall .....	42
5.3	Känslighetsanalys.....	44
<b>6</b>	<b>Diskussion och slutsatser.....</b>	<b>50</b>
6.1	Diskussion .....	50
6.2	Slutsatser och framtida arbete.....	50
<b>7</b>	<b>Referenser .....</b>	<b>51</b>
<b>8</b>	<b>Appendix .....</b>	<b>53</b>

# 1 Inledning

Som titeln anger syftar detta arbete till att detektera fel i det svenska kraftsystemet med hjälp av registreringar från ett PMU-baserat mätsystem

## 1.1 Bakgrund

Elmarknaden avreglerades 1996, vilket innebär att varje elkund nu har möjligheten att fritt välja elleverantör. Idag drivs den nordiska elbörsen av Nord Pool. Elpriset styrs främst av tillgång och efterfrågan och möjligheten att kunna distribuera elen till kunderna. När det sker en störning på elnätet såsom ett bortfall av förbindelse mellan länderna eller ett bortfall av en producent, blir reaktionen på elbörsen att priset stiger. I Sverige är det statliga affärsverket Svenska kraftnät som rapporterar in de störningar som sker på det svenska kraftnätet. Tiden mellan att en händelse har inträffat tills att den blir inrapporterad till Nord Pool är mellan en och två timmar. Tillgång till information om en störning innan den rapporterats till Nord Pool kan ha ett värde för aktörer på elmarknaden. Detta arbete syftar till att ta fram sådan information och att göra det så snabbt som möjligt. De fel som är intressanta ur elmarknadens synvinkel är främst ett bortfall av en större generator eller bortkoppling av förbindelser mellan Sverige och andra länder.

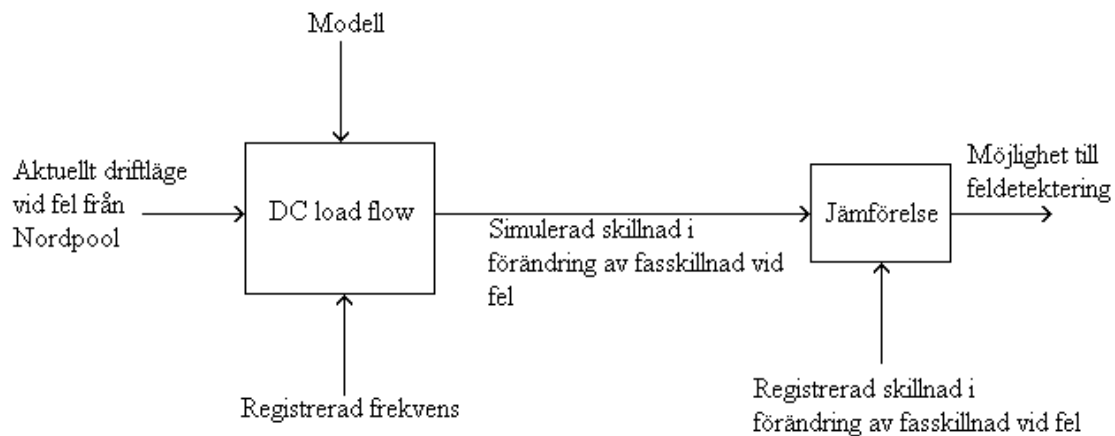
## 1.2 Mål

Arbetets mål är att möjliggöra detektering och lokalisering av störningar i det svenska storkraftsystemet genom analys av mätdata från det svenska PMU-nätverket. Detta system har för närvarande mätpunkter endast i Lund, Göteborg och Luleå. Utöver PMU-data ska endast offentligt tillgänglig information behövas. Störningen ska identifieras med tillräcklig säkerhet så snart det är möjligt efter att den inträffat. För att avgränsa arbetet kommer det främst att behandla bortkoppling av samkörningsförbindelser med grannländerna och bortkoppling av större produktionsanläggningar såsom kärnkraftblock.



### 1.3 Metod

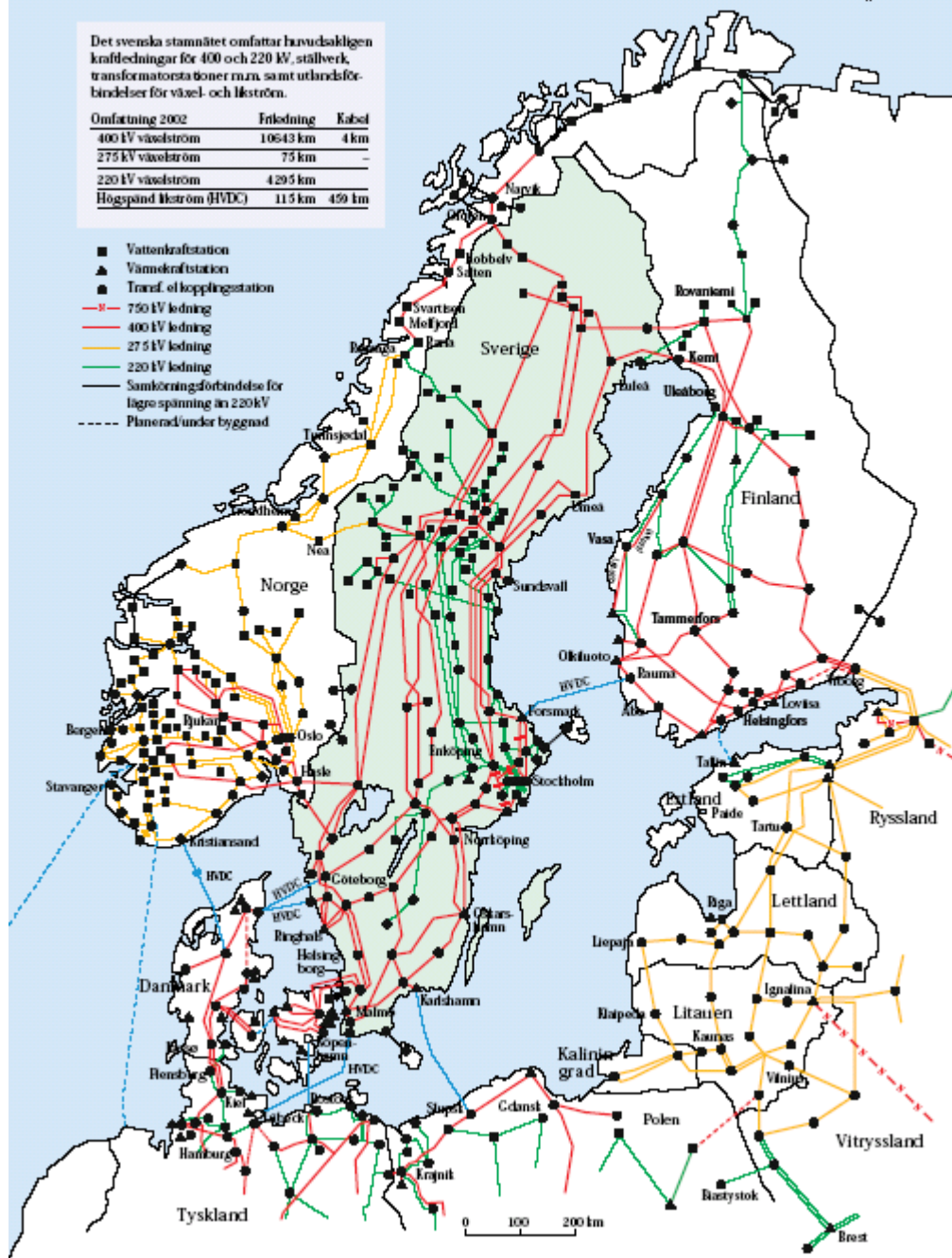
En PMU mäter spänning, frekvens och fasvinkel. Olika störningar har olika signaturer i form av förändringar av frekvens och fasvinkeldifferenser mellan mätpunkterna i PMU-nätverket. Exempelvis ger bortfall av ett kraftverksblock eller asynkron HVDC-förbindelse till utlandet med import en kvarstående minskning av frekvensen medan bortfall av belastning eller asynkron HVDC-förbindelse med export ger en motsvarande ökning. Bortfall av kraftledning i det svenska systemet påverkar inte frekvensen varaktigt. Samtliga de uppräknade händelserna påverkar belastningsfördelningen i storkraftnätet och därmed fasvinkelskillnader mellan olika punkter. Genom att simulera en rad tänkbara fel på en modell av kraftsystemet och jämföra med PMU: data ska slutsatser kunna dras om typ och lokalisering av felet. Driftpunkt för simuleringsmodellen baseras på information som antingen Svenska Kraftnät eller Nord Pool publicerar on-line på Internet. För att förenkla beräkningarna av effektflödesfördelning används DC load flow. Flödesschemat i Figur 1.1 beskriver arbetsgången.



**Figur 1.1.** Flödesschema för feldetektering.

Simuleringsmodellen baseras enbart på publik information. Topologi och ledningslängder hämtas från Nordel-kartan i Figur 1.2 medan typiska parametervärden används för ledningarna. På motsvarande sätt hämtas information om placering och storlek på kraftverk. Systembelastningen fördelas geografiskt enligt liknande uppgifter.

# Kraftnätet i Nordvästeuropa



Figur 1.2. Nordiska kraftnätet

## **1.4 Frågeställningar**

Huvudfrågan som ska besvaras är vilken kvalitet som den föreslagna metoden ger. Idag finns det bara tre stycken PMU-enheter att tillgå. Är det tillräckligt med bara tre stycken PMU:er för att kunna dra slutsatser om tillståndet i storkraftnätet? Är simuleringsmodellen tillräckligt detaljerad för att direkt kunna dra slutsatser hur storkraftnätet beter sig vid en störning?

## **1.5 Disposition**

Kapitel 2 behandlar kraftnätets uppbyggnad, hur kraftnätet beter sig vid ett eventuellt fel och hur kraftnätet styrs och regleras. Beskrivning kring framtagning av kraftnätsmodell, förenklingar och placering av laster läses i kapitel 3. Kapitel 4 beskriver proceduren för intrimning av modell, att få modellen att bete sig som det verkliga kraftnätet. Redovisning av simulering av fel vid olika driftpunkter görs i kapitel 5. Kapitel 6 innehåller analys och slutsatser och besvarar frågeställningarna. I kapitel 7 redovisas referenserna.

## 2 Kraftsystemets uppbyggnad

Det svenska kraftsystemet består av ett stort antal generatorer vilka är sammankopplade med ledningar på olika spänningsnivåer till konsumenter runt om i landet. Det svenska kraftnätet är i sin tur förbundet med de nordiska grannländerna med hjälp av HVDC länkar och vanliga växelströmsledningar.

Kraftsystemet kan ses som en stor generator vars varvtal avgör frekvensen i hela systemet. Svenska kraftnät har till uppgift att se till att balansen mellan tillgång och efterfrågan av el upprätthålls. För att göra detta krävs en frekvensreglering, som styr tillförd aktiv effekt. För att räkna ut effektflöden och spänningarnas fasvinklar används DC load flow vilket är ett underprogram till Matlab.

### 2.1 Generatorer

I min modell har jag använt mig av två energikällor, vattenkraft och kärnkraft. Sverige har idag också andra generatorer i elkraftsystemet såsom värmekraft och vindkraft men jag har valt att begränsa mig till de två förstnämnda kraftslagen beroende av att de tillsammans utgör en stor majoritet av den totala elproduktionen, över 90 % [1].

#### 2.1.1 Kärnkraft

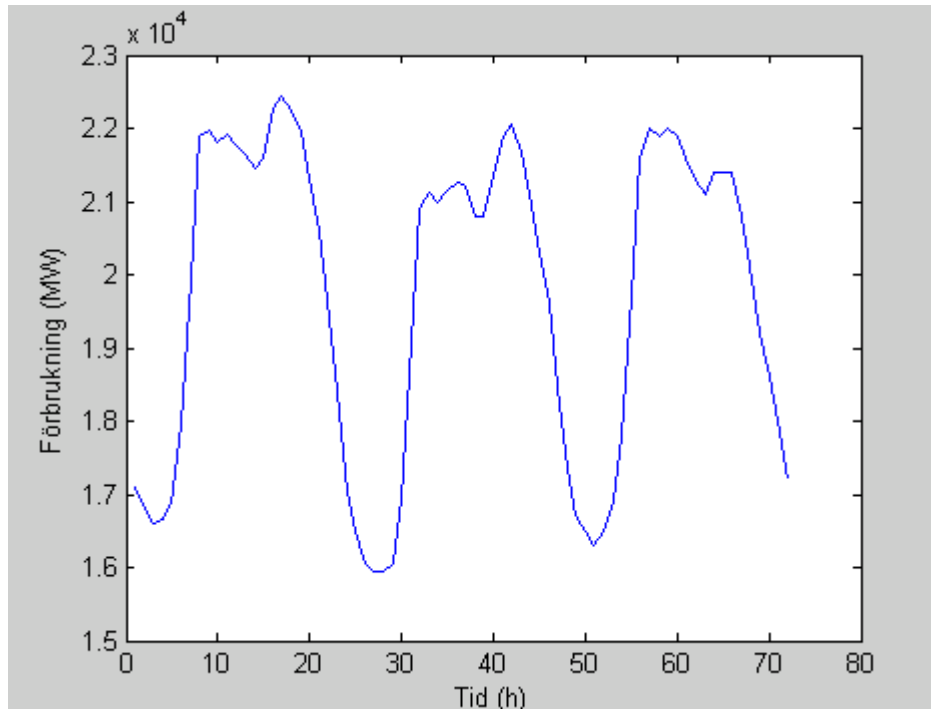
Kärnkraften står för basproduktionen av el i Sverige. Detta innebär en konstant maximal elproduktion året runt förutom då verken måste tas ur drift för årlig revision. Detta gör att kärnkraftsgeneratorerna är förutsägbara vid ett bortfall. Stationära felet vid en störning kan direkt relateras kärnkraftsenhetens generatorstorlek. Efter nedläggningen av Barsebäck finns det idag 10 producerande reaktorer fördelade på Simpevarp, Ringhals och Forsmark. Dessa enheter har en totalt installerad effekt av 9039 MW, se [19]. För att stärka elproduktionen och kompensera för avvecklingen av Barsebäck pågår nu effekthöjningsprojekt vid alla anläggningarna.

#### 2.1.2 Vattenkraft

Vattenkraften genererar nästan all den resterande el som efterfrågas av den svenska marknaden, både bas-el produktion och vid behov regler-el produktion. En stor fördel med vattenkraften är att den snabbt kan regleras allt eftersom konsumtionen ändras. Luleälven är Sveriges mest utbyggda älv och har en total installerad effekt av 4355 MW [2]. Den är ungefär tre gånger överdimensionerad med avseende på medelflöde och används därför för frekvensreglering i kraftnätet. De generatorer som ingår i modellen har minst en effekt av 10 MW. Den totalt installerade generatoreffekten är 14657 MW.

## 2.2 Konsumtion

Genom att studera statistik av elförbrukningen över ett dygn kan slutsatsen dras att variationen av förbrukningen förenklat kan anses sinusformig, se Figur 2.1. Detta beror av att förbrukning avspeglar människornas dygnsrytm och är lägre nattetid och högre dagtid.



**Figur 2.1.** Förbrukning i Sverige under tre arbetsdagar.

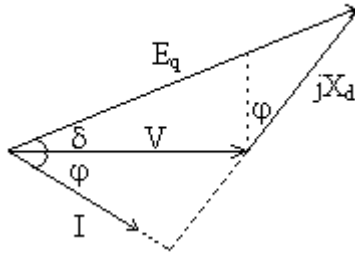
Variationen av elförbrukning sett över ett år liknar också en sinussignal, detta beror av att den följer utetemperaturen.

### 2.3 Synkront kraftsystem

En synkrogenerator med rund rotor kan i stationärt tillstånd modelleras enligt ekvation (2.1).

$$V = E_q + jX_d \cdot I \quad (2.1)$$

Där  $E_q$  kan ses som en spänningskälla ansluten till nätet med spänningen  $V$  via en reaktans  $X_d$ , Figur 2.2.



**Figur 2.2.** Visardiagram av ekvation (2.1).

Flödesekvation för aktiv effekt över en förlustfri ledning skrivs enligt ekvation (2.2).

$$P_e(\delta) = \frac{E_q \cdot V}{X_d} \cdot \sin(\delta) \quad (2.2)$$

Andra ordningens modell för att enkelt beskriva en generator dynamiskt.

$$P_m - P_e(\delta) = \frac{2 \cdot H}{\omega_{s,e}} \cdot \frac{d\omega_e}{dt} \quad (2.3)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_e - \omega_{s,e} \quad (2.4)$$

Där  $P_m$  är mekanisk effekt från turbinen och  $P_e$  är elektrisk effekt från generatorm. Balansen mellan turbineffekt och elektrisk effekt styr alltså varvtalet i kraftverket,  $H$  motsvarar tröghetskonstanten i kraftverket.

Den mekaniska vinkelfrekvensen är  $\omega_e$  och dess nominella värde är  $\omega_{s,e}$ . Vinkelskillnaden mellan den inducerade statorspänningen  $E_q$  och nätspänningen  $V$  uttrycks här  $\delta$ .

De synkront sammankopplade generatorerna eftersträvar att ställa in sig till samma frekvens. I stationärt läge är  $\omega_e = \omega_{s,e}$ , ekvation (2.4). Om  $\omega_e$  av någon anledning skulle öka, växer  $\delta$ , vilket i sin tur leder till att  $P_e$  ökar, ekvation (2.2). Vänsterledet i ekvation (2.3) blir negativt vilket gör att derivatan till  $\omega_e$  blir negativ. Systemet ställer in sig mot  $\omega_e = \omega_{s,e}$ .

För överföring av aktiv effekt på en förlustfri ledning gäller ekvation (2.5) som kan jämföras med ekvation (2.2).

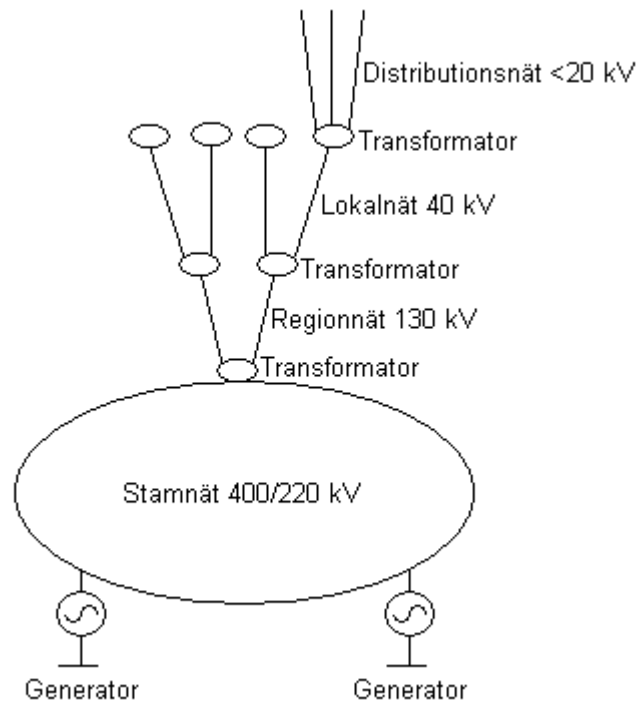
$$P_n(\delta_{12}) = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{12}} \cdot \sin(\delta_{12}) \quad (2.5)$$

Effektbalansen för ett synkront sammankopplat kraftnät [3], se ekvation (2.6), bestämmer frekvensen i nätet.

$$\omega_{system} \cdot J_{tot} \frac{d\omega_{system}}{dt} = P_{tot,mek} - P_{tot,ellast} \quad (2.6)$$

## 2.4 Kraftnätets uppbyggnad i Sverige

Det svenska kraftnätet är uppbyggt kring ett stamnät med 400 kV och 220 kV ledningar, se Figur 2.3. De större generatorerna i kraftsystemet är till största del direktanslutna på stamnätet. Att kraftnätet ser ut som det gör beror av att vi har mycket elproduktion i norr och mycket konsumenter i söder och detta ger ett behov att kunna transportera mycket elenergi i sydlig riktning. Av den el som vi konsumerar transporteras ungefär 80 % över stamnätet [4]. Stamnätet ägs och drivs av Svenska kraftnät som även ansvarar för effektbalansen i systemet.



**Figur 2.3.** Svenska kraftnätets uppbyggnad.



## 2.5 Kraftnätets uppbyggnad i Norden.

De nordiska ländernas kraftsystem är sammankopplade enligt Figur 1.2. För driften av detta system har samarbetsorganet Nordel bildats. Det finns många fördelar med detta samarbete såsom att det bidrar till driftsäkerhet och leveranssäkerhet genom ett bra informationsutbyte mellan elkraftsystemen. Förutom Jylland är det nordiska kraftsystemet synkront sammankopplat vilket innebär att man kan se hela systemet som ett snurrande hjul med en viss frekvens. Detta gör att en frekvensstörning utbreder sig genom hela systemet.

### 2.5.1 Sveriges utlandsförbindelser

Förbindelsen till Finland realiserar av två 400 kV luftledningar och en HVDC-länk mellan Forsmark och Rauma vid namn Fennoskan. Anslutningen till Norge består av tre 400 kV luftledningar och två 220 kV luftledningar. Till Jylland går två HVDC förbindelser som heter Kontiskan, Själland är ansluten med Öresundsförbindelsen som utgörs av två 400 kV samkörningsförbindelser och fyra 130 kV samkörningsförbindelser. Ytterligare två HVDC-kablar är Baltic Cable mot Tyskland och SwePol mot Polen. Förbindelserna i södra Sverige är idag väldigt viktiga p.g.a. Barsebäcks avveckling, de hjälper till att leverera el och att spänningsstabilisera. Förbindelserna är redovisade i Tabell 2.1 nedan.

**Tabell 2.1.** Svenska kraftsystemets förbindelser med grannländerna

Förbindelse	Export (MW)	Import (MW)
Norra och mellersta Norge	1300	1100
Hasle (Södra Norge)	2050	2050
Kontiskan	740	690
Öresundsförbindelsen	1700	1300
Baltic Cable	600	600
SwePol Link	600	600
Fennoskan	550	550
Norra Finland	1100	1500

Överföringskapaciteten från och till Sverige uttryckt i handelskapacitet. Med handelskapacitet menas att denna effekt kan överföras på ledningarna efter att hänsyn tagits för ett reglerband. Reglerbandet används för att kompensera verklig drift mot planerad drift av elnätet.

### 2.5.2 Svenska kraftnät

Svenska kraftnät eller förkortat Svk är ett statligt affärsverk som äger det svenska stamnätet, de ansvarar för att reglera spänning och frekvens i nätet. Detta görs genom att balansera tillförd aktiv och reaktiv effekt mot densamma efterfrågad. De har också ansvar för att stamnätet har hög driftsäkerhet och att hålla nätet dimensionerat för de effekter som behöver överföras. Detta är en förutsättning för den fria elmarknaden där de olika aktörerna ska konkurrera på samma villkor. Definitionen för att stamnätet är i balans är att nätfrekvensen ska vara inom intervallet  $50 \pm 0.1$  Hz. Då nätfrekvensen sjunker lägre än 48.8 Hz blir laster automatiskt bortkopplade från kraftnätet. Detta beror av att kraftverksutrustning kan ta skada vid lägre frekvenser vilket skulle leda till att produktion försvinner från kraftsystemet.

Svenska kraftnät äger idag alla utlandsförbindelserna förutom Baltic Cable, vilken ägs av Statkraft och Eon.

Villkoret som Svk ställer på de aktörer som vill sälja el över det svenska kraftnätet är att de är tvungna att ta ett balansansvar, antingen själva eller köpa in tjänsten från ett annat kraftbolag.

Balans tjänsten är den del av Svk som har till uppgift att frekvensreglera stamnätet. De balansansvariga elhandelsföretagen är tvungna att på timbasis balansera producerad och köpt el mot förbrukad och såld el. Differensen mellan den tänkta balansen och utslaget efter den planerade timmen uträttas ekonomiskt efteråt med hjälp av en så kallad balansavräkning. Detta är negativt för frekvensregleringen eftersom kraftbolagen reglerar balansen på timbasis och inte momentant vilket vore mer önskvärt. Efter det att balansen för en viss timme är bestämd är det upp till Svk att antingen köpa eller sälja reglereffekt för att frekvensreglera. Beroende av tillgång och efterfrågan bestäms priset beträffande reglereffekten på den nordiska elmarknaden Nord Pool.

### 2.5.3 Nord Pool

Nord Pool ägs av respektive systemansvariga i Norge, Danmark, Sverige och Finland. Dess främsta uppgift är att ansvara för el-transaktioner inom Norden, detta innefattar köp och säljinformation men även information om produktionsstopp eller begränsningar av överföring av el. Elpriset bestäms timme för timme ett dygn framåt på Nord Pool Spot market. Ett alternativ till att handla med el är att skriva ett terminskontrakt med en elleverantör. Ett terminskontrakt innebär att ett kontrakt sluts mellan säljare och köpare om leverans av en bestämd mängd el under en bestämd tid. Fördelen med terminskontraktet är att det skapar stabilitet både för köpare och säljare, de kan lättare budgetera för framtiden [5].

## **2.6 Frekvensreglering**

Frekvens regleras i två tidsskalor där primärregleringen är snabb och automatisk medan den sekundära regleringen är manuell och långsammare.

### **2.6.1 Primärreglering**

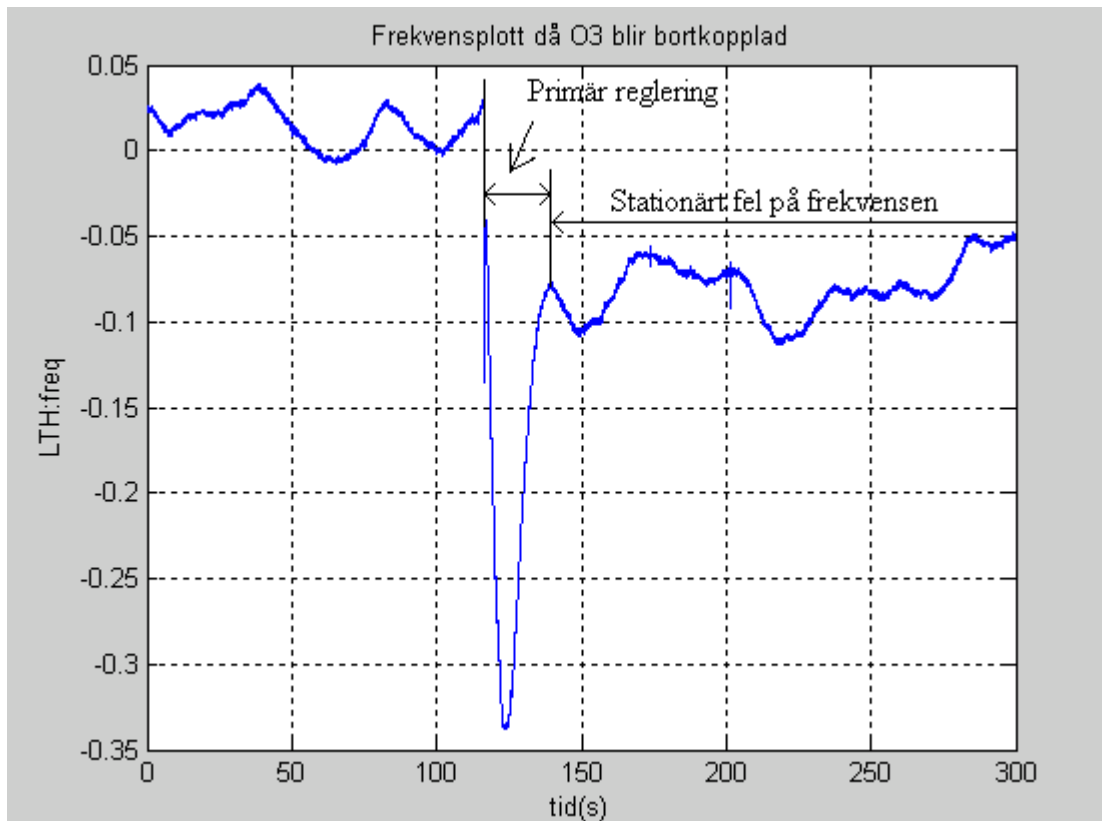
Den primära regleringen är den reglering som inträder direkt vid en störning. Då en generator bortkopplas från det synkrona kraftnätet sjunker frekvensen vilket ger att den upplagrade energin i de resterande inkopplade turbinerna hjälper till att minska den negativa frekvensderivatan, se Figur 2.4. Vid detta driftläge träder vattenkraftverkens frekvensregulator in och reglerar upp frekvensen till ett stationärt läge. Storleken av det stationära felet är beroende av reglerstyrkan i kraftsystemet.

Inom Nordelområdet är det bestämt att reglerstyrkan ska vara minst 6000 MW/Hz. Detta betyder att ett bortfall av en generator på 600 MW ger en stationär frekvensminskning av 0.1 Hz. Denna information användes enligt Figur 1.1 för att analysera störningar på kraftsystemet.

Utan primärreglering skulle hela systemet sänkas, frekvensen skulle fortsätta att sjunka till ett läge då skyddsmekanismer i generatorer på kärnkraftverk och värmekraftverk fränkopplar produktionsenheten från kraftnätet [6].

### **2.6.2 Sekundärreglering**

Efter den primära regleringen finns det stationära felet kvar. Frekvensen är stationärt under den nominella. För att återställa frekvensen startas ny produktion upp, antingen genom upphandling av Svenska kraftnät eller via uppstart av egna reservkraftanläggningar. Samtidigt minskas produktionen från de primärreglerande kraftverken. Efter 15 minuter ska det råda balans i kraftsystemet [13] och uppkomst av nya fel i kraftsystemet kan återigen hanteras på samma sätt.



**Figur 2.4.** Frekvensgraf då O3 blir bortkopplad.

## 2.7 Utrustning och beräkningsmetoder

Vid en större störning i kraftsystemet uppfylls triggvillkoret för PMU:erna, spänning och frekvens sparas i en fil vilken kan analyseras i efterhand. För att få information om förändring av fasvinkelskillnad mellan två valda noder vid simulering av fel i kraftsystemet används DC load flow.

### 2.7.1 PMU

Enheterna som levererar mätdata heter PMU vilket står för Phasor Measurement Unit. Spänningen samplas och därefter beräknas fasvinkeln genom en diskret Fourier transform (DFT). Med hjälp av satelliter synkroniseras data från de olika PMU:erna vilket gör det möjligt att direkt kunna se hur fasvinklarna beter sig i olika delar av systemet. Denna information talar direkt om vilket driftläge systemet befinner sig i. Tekniken är ganska ny och obeprövad av nätbolagen men troligen kommer systemet att implementeras i fler och fler kraftnät tack vare dess fördelar när det gäller att få snabb information.

De data som registrerades av PMU:er under störningen den 14 augusti 2003 i östra USA visade sig vara värdefulla vid utredningsarbetet av orsaken [7]. Det positiva resultatet har lett till en utbyggnad av ett system i östra USA kallat WAMS vilket står för Wide Area Measurement System, systemet har funnits i västra USA sedan 1996.

De svenska PMU-enheterna är placerade i Lund (LTH), Luleå (LTU) och Göteborg (CTH). Detta är en bra placering av tre PMU:er sett rent geografiskt. De kan på ett bra sätt registrera störningar på hela det nordiska kraftnätet men med fler enheter skulle större noggrannhet kunna uppnås.

### 2.7.2 Programvara

Matpower [8] är den programvara jag har använt för att utföra DC load flow-simuleringarna. Matpower är ett paket av m-filer som använder sig av Matlab för att utföra beräkningar. Formatet på m-filen som jag simulerar min modell kan ses i Appendix A.1. Programmet är gratis och det är tillåtet att modifiera m-filerna. Jag har gjort egna modifieringar i utskriftsfilerna för att returnera önskvärda data efter simuleringarna.

Filerna med PMU-data laddas ner från en intern hemsida, dataformatet är m och mat-filer, detta ger att det är Matlab som används för databearbetning.

### 2.7.3 Load flow metoder

För att uppskatta skillnaden mellan DC och AC load flow har jag använt mig av ett färdigt system som heter case57<sup>1</sup>. Systemet har 57 noder och följer med MatPower paketet. Vid simulering blir den maximala fasvinkelskillnaden för AC load flow 19.38 grader, för DC load flow är motsvarande siffra 20.23 grader. Vid bortkoppling av en generator blir motsvarande fasvinkelskillnad 23.53 grader respektive 22.85 grader. Det är alltså en viss skillnad av resultatet vid simulering mellan de två metoderna men jag anser att vinkeldifferensen är fullt godtagbar.

---

<sup>1</sup> Case 57 är en IEEE standardiserad modell.

### 2.7.4 DC load flow

Fördelen med metoden är att lösningen givs direkt vilket gör den snabb jämförelsevis med AC load flow där lösningen måste itereras fram.

Metoden utgår från antagandena att spänningen i två noder är ungefär lika och fasvinkelskillnaden är liten. Kraftledningen antas bara vara induktiv vilket är en god approximation med tanke på att resistansen är förhållandevis liten, för 400 kV ledningarna är förhållandet 1:15 mellan resistansen och reaktansen. En förenklad kraftledning kan beskrivas enligt Figur 2.5.



**Figur 2.5.** Förenklad kraftledning.

Effektberäkning över en storkraftledning:

$$P_{ik} = \frac{V_i \cdot V_k}{X_{ik}} \cdot \sin \delta_{ik} \quad (2.7)$$

Efter antagande:  $\sin \delta_{ik} \approx \delta_{ik}$

$$P_{ik} = \frac{V_i \cdot V_k}{X_{ik}} \cdot \delta_{ik} \quad (2.8)$$

Där:  $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ ,  $V_i = V_k = 1$  pu

$$b_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}} \Rightarrow P_{ik} = -b_{ik} \cdot \delta_{ik} = \frac{\delta_i - \delta_k}{X_{ik}} \quad (2.9)$$

Tillvägagångssättet för att lösa DC load flow är att först lösa ekvationen (2.10) med hjälp av ekvation (2.8) och (2.9):

$$[\delta_k] = [b]^{-1} [P] \quad (2.10)$$

En av noderna sätts till referens, den valda nodens rad och kolumn i susceptansmatrisen tas bort ( $[b]$ ).

Därefter sätts  $\delta_k$  in i ekvationen (2.11).

$$P_{ik} = \frac{\delta_i - \delta_k}{X_{ik}} \quad (2.11)$$

Effektflödet mellan noderna är  $P_{ik}$ .

Fördelen med DC load flow är att lösningen givs direkt vilket gör den till en snabb metod jämförelsevis med AC load flow [9], där lösningen måste itereras fram för att konvergera. Nackdelen med metoden är att den inte tar hänsyn till överföringsförluster.



## 2.8 Felregistrering i kraftnätet

Fasvinklar och frekvens betar sig olika beroende på vilket fel som har inträffat. Ett bortfall för en utlandsförbindelse ger inget stationärt fel på frekvensen om det finns andra förbindelser som klarar av effektflödet. Detta beskrivs här generellt samt för specifika händelser

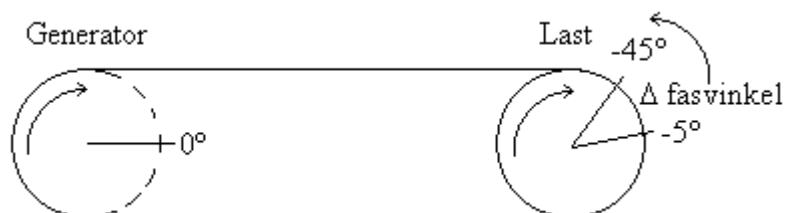
### 2.8.1 Kraftnätets dynamik

Vid en bortkoppling av en generator, last eller en utlandsförbindelse, reagerar kraftnätet på olika sätt. Detta gäller frekvensen men även fasvinkeln och storleken på spänningen. Den analys jag har tänkt att använda tar hänsyn till frekvens och fasvinkeln. I det stationära tillståndet är kraftsystemet under normal drift, detta innebär att fasan ligger några grader efter vid lasten förhållande till generatoren, frekvensen är densamma i hela systemet, se Figur 2.6.



**Figur 2.6.** Stationärt tillstånd i kraftsystemet, kan liknas vid en cylindrisk axel som skjivas<sup>2</sup> något vid belastning.

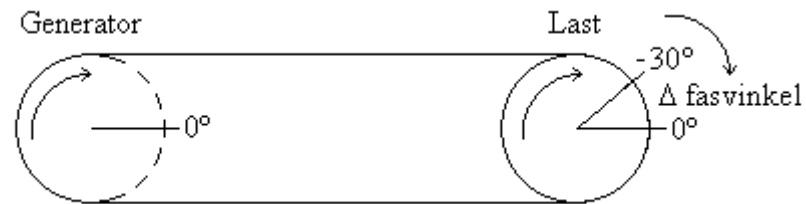
Om en generator, eller att en utlandsförbindelse som importerar el faller bort påverkas fasvinkeln såsom Figur 2.7. Om nätet till den bortfallna förbindelsen har andra kontakter med huvudnätet, påverkas inte frekvensen, det blir inget stationärt fel. Detta gäller t.ex. mellan Sverige och Finland, kraftnäten är sammankopplade både uppe i norr med två 400 kV ledningar och en HVDC-förbindelse (Fennoskan).



**Figur 2.7.** Bortfall av produktion.

<sup>2</sup> Parallella snittytor vrids olika mycket, man får en skjuvning som motverkas av skjuvspänningar.

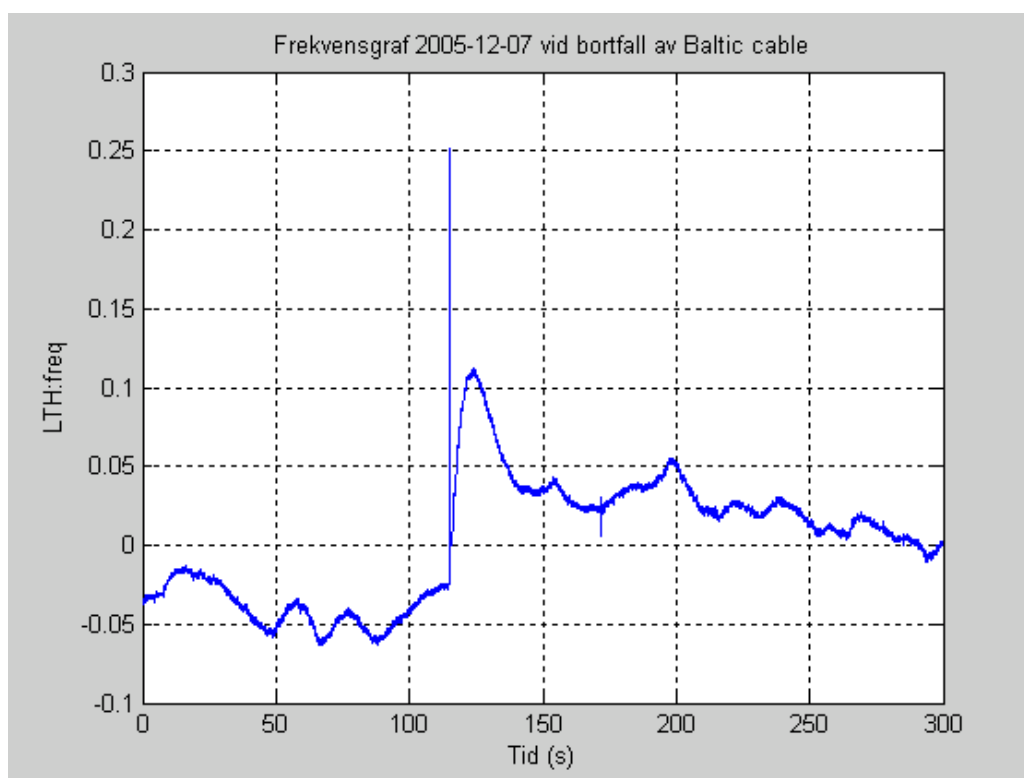
Vid en bortkoppling av en last eller en förbindelse som exporterar blir reaktionen att nätfrekvensen ökar förutom fallet nämnt innan om utlandsförbindelser inom Nordel området. Fasvinkeln påverkas genom att den ökar medsols, se Figur 2.8.



**Figur 2.8.** Bortfall av last utgående från situationen i Figur 2.7.

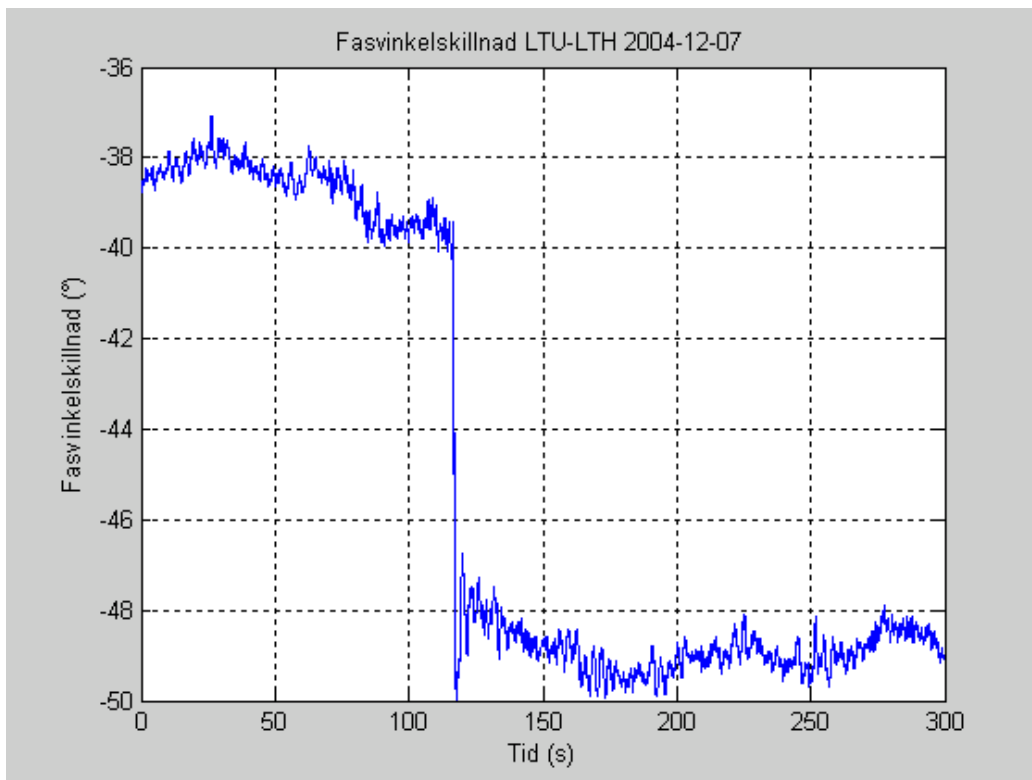
## 2.8.2 Direkt tolkning av ett fel

Här analyseras likartad störning vid två olika tidpunkter. Störningen är att HVDC-kabeln Baltic Cable som förbinder Sverige med Tyskland har fränkopplats från svenska kraftnätet. Tidpunkterna är 2004-12-07 klockan 19:00 respektive 2005-12-07 klockan 11:44. Vid båda tillfällena exporterade kabeln mot Tyskland vilket syns i frekvensen som tar ett positivt steg, frekvensgraf den 7 december 2005 såg ut enligt Figur 2.9. Exporten var 2004-12-07 590 MW enligt Nord Pool. Det stationära felet ger ett  $\Delta f \approx 0.06 \text{ Hz} - 0.08 \text{ Hz}$  i båda fallen vilket motsvarar ca 360-480 MW. 2005-11-24 var exporten ca 460 MW enligt Nord Pool. Tanken med analyseringen är att se hur driftläget påverkar förändringen i fas för en specifik störning, resultatet kan ses i Figur 2.10 till Figur 2.15.

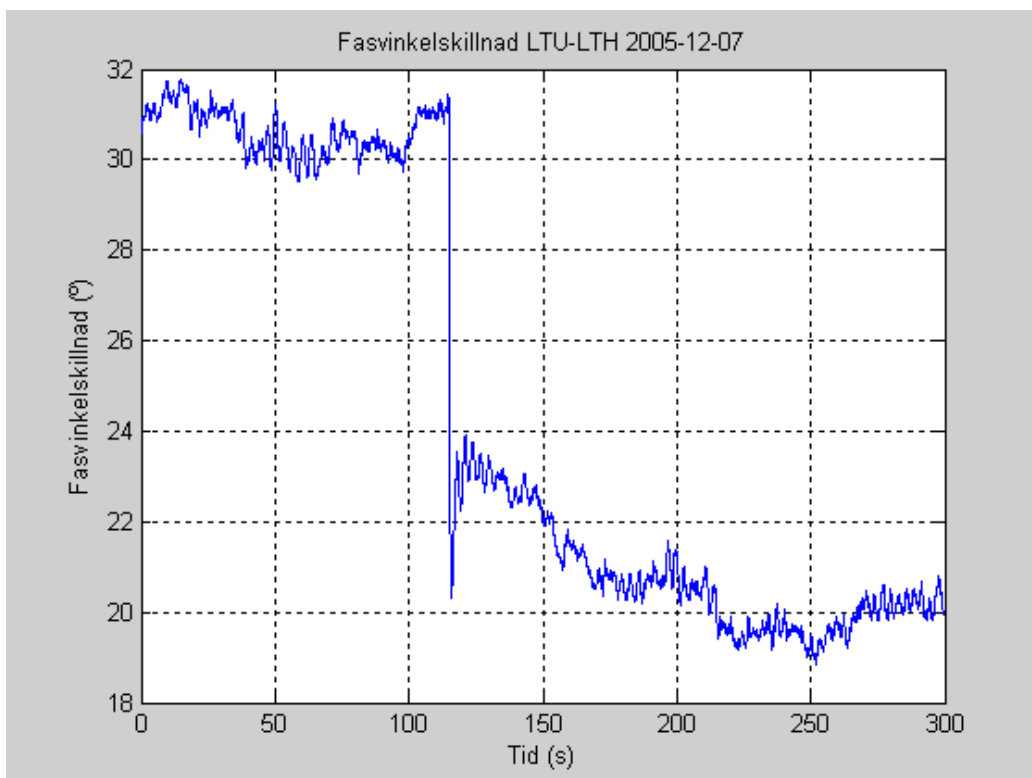


**Figur 2.9.** Frekvens vid bortfall av Baltic Cable 2005-12-07.

## LTU-LTH



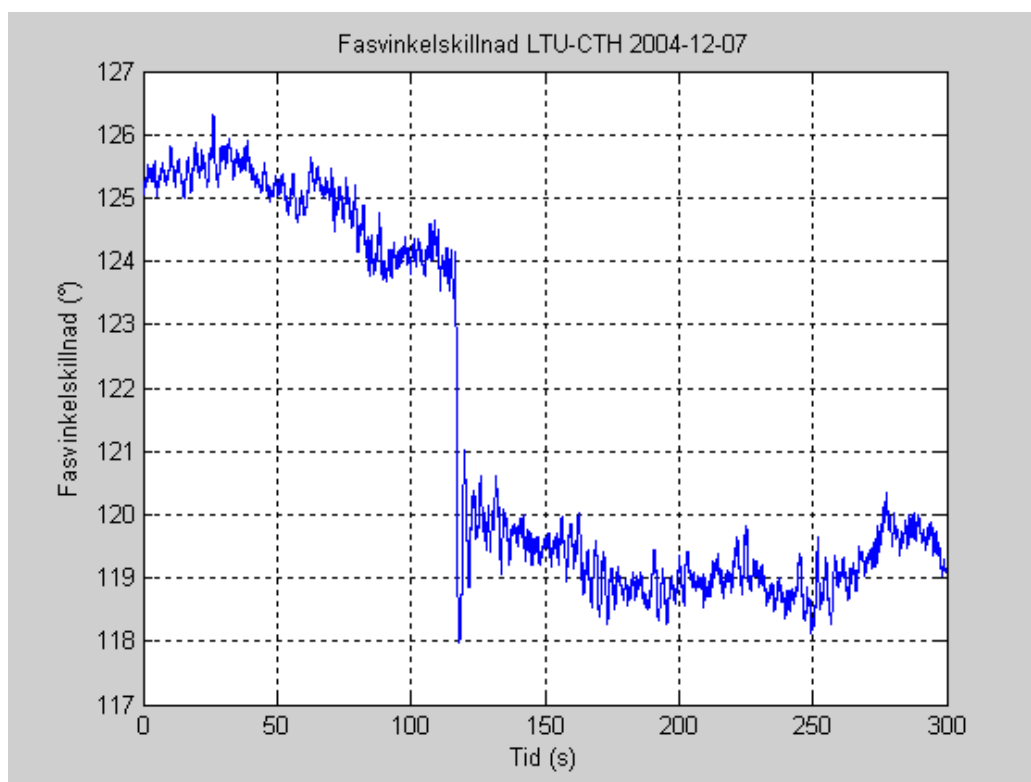
**Figur 2.10.** Förändring av fasskillnad.



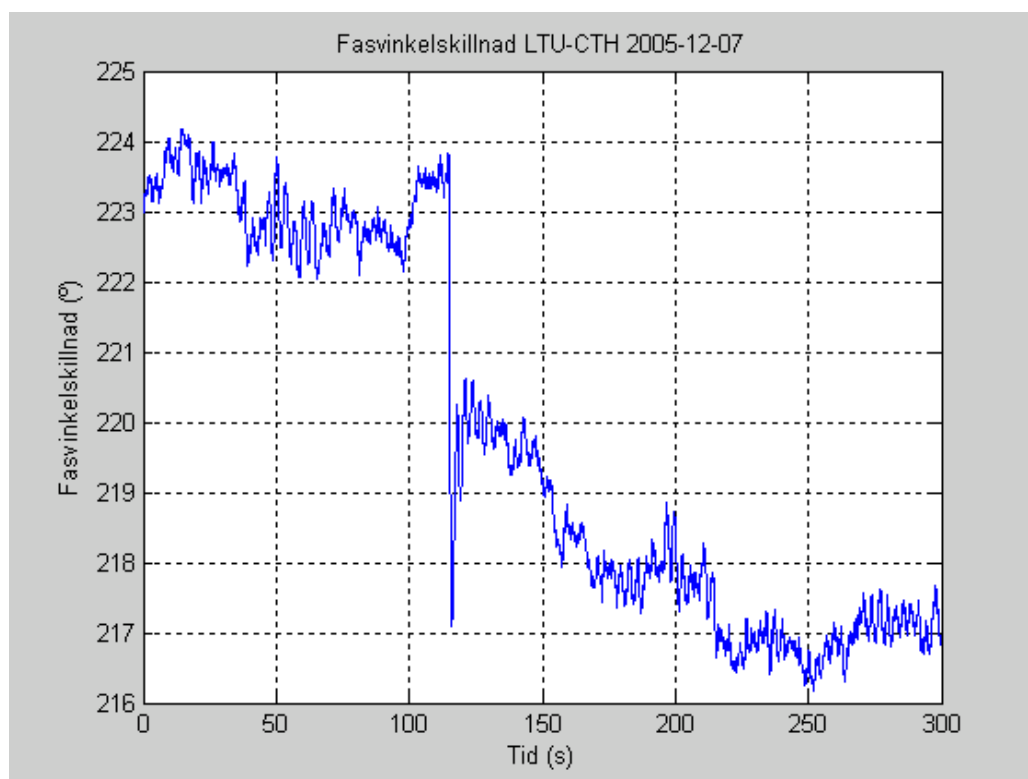
**Figur 2.11.** Förändring av fasskillnad.

Differensen på fasen mellan de två tidpunkterna är ca 0.5 grader.

## LTU-CTH



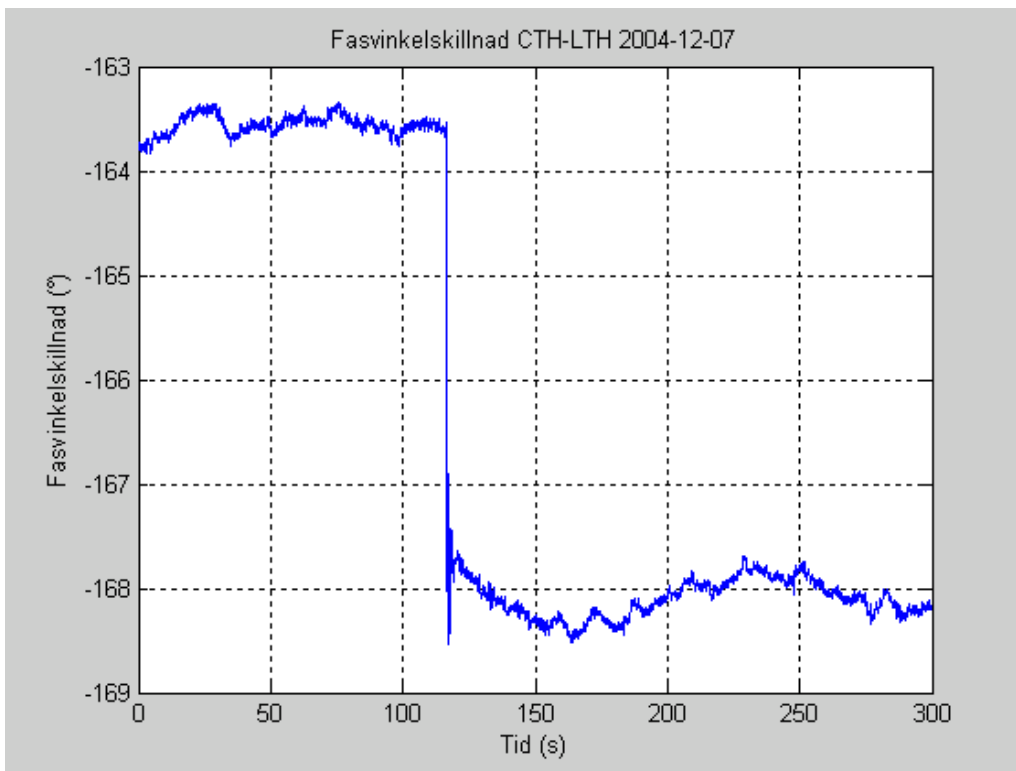
**Figur 2.12.** Förändring av fasskillnad.



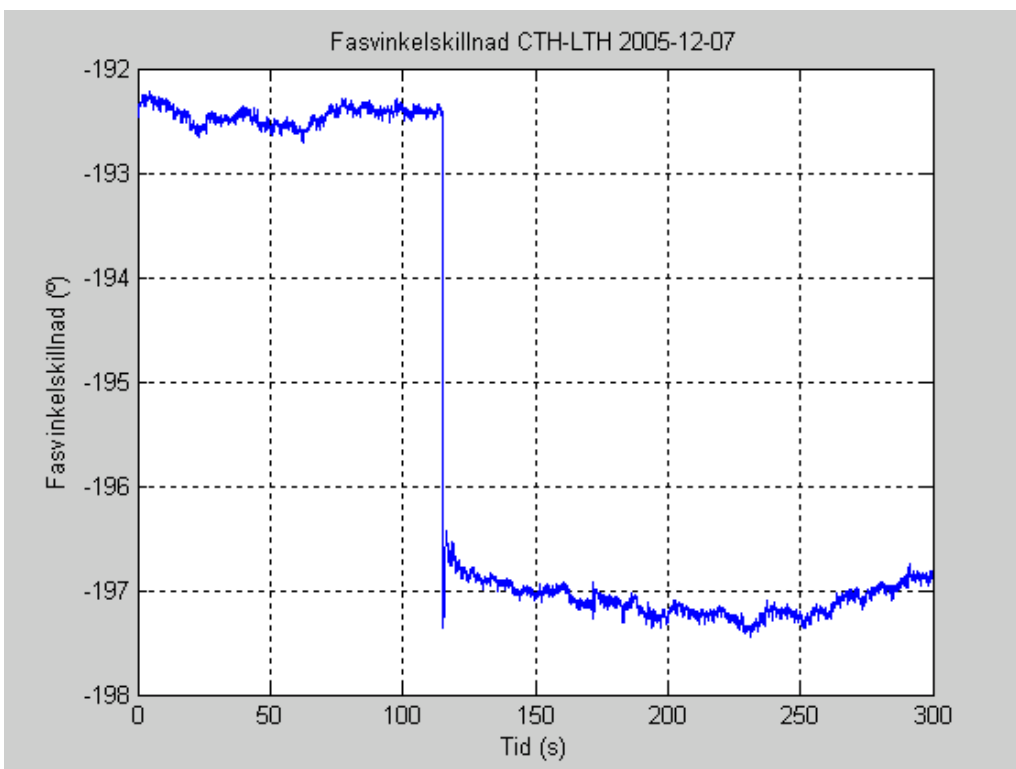
**Figur 2.13.** Förändring av fasskillnad.

Differensen på fasen mellan de två tidpunkterna är ca 0.5 till 1.0 grader.

## CTH-LTH



**Figur 2.14.** Förändring av fasskillnad.



**Figur 2.15.** Förändring av fasskillnad.

Differensen på fasen mellan de två tidpunkterna är ca 0.5 till 1.0 grader.

Differensen på fasen mellan de två tidpunkterna är ca 1.0 grader för de tre mätpunkterna enligt Figur 2.10 till Figur 2.15 . Detta kan bero av att det aktuella driftläget i nätet var något olika för respektive tidpunkt men jag anser att det är stor korrelation mellan graferna. Att det stationära felet på frekvensen inte stämde riktigt med det verkliga felet beror av att reglerstyrkan var större än 6000 MW/Hz vid tillfället. Fasvinklarna beter sig som förväntat, vid bortfall av export från Sverige söderut mot Tyskland, vrids fasen i Lund och Göteborg mot fasen i Luleå.

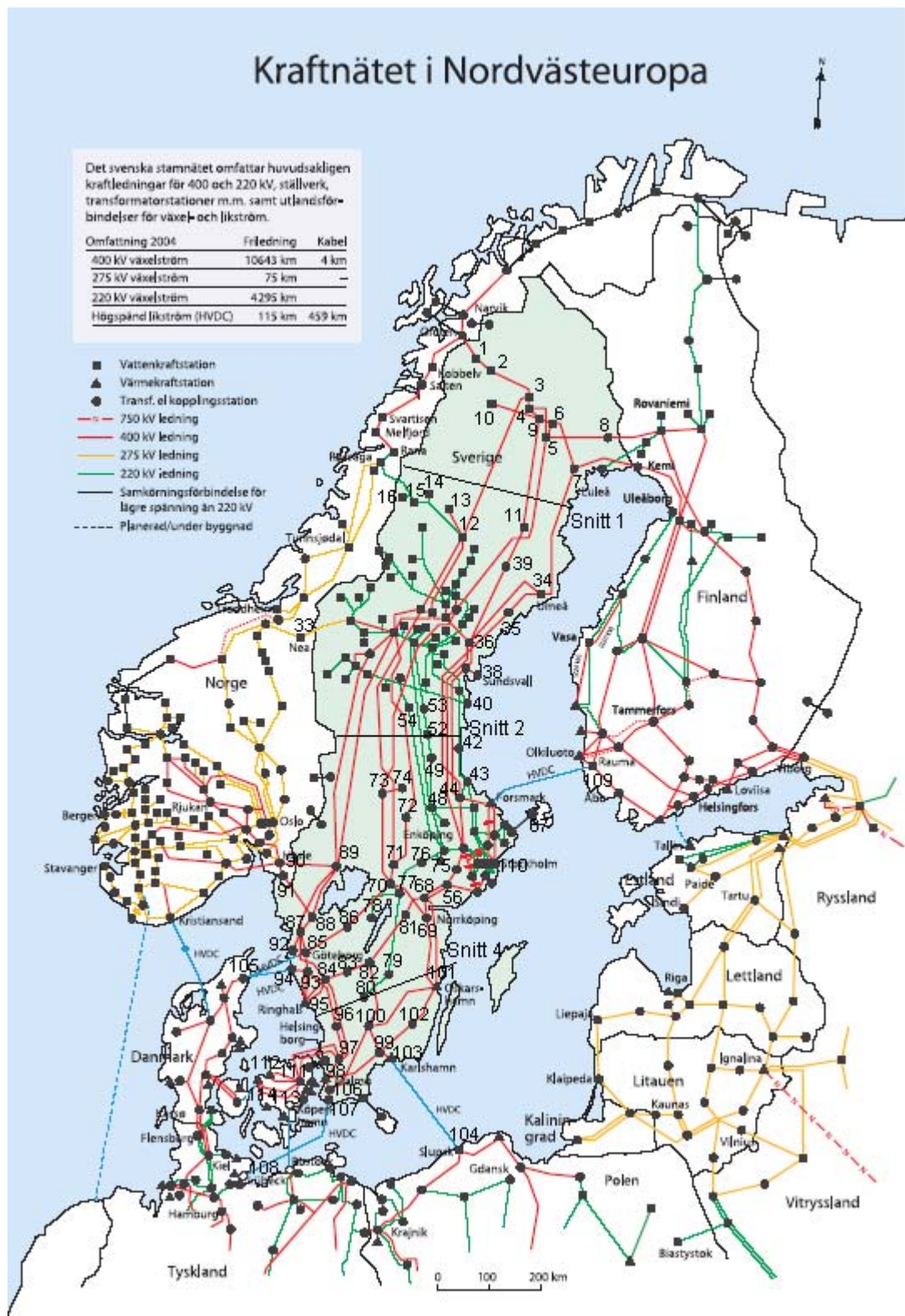
## 3 Simuleringsmodell

Framtagningen av simuleringsmodellen av det svenska kraftnätet grundar sig på en ledningskarta som svenska kraftnät tillhandahåller, se Figur 3.1. Generatorer i modellen är av typen vattenkraft och kärnkraft. Lasten i kraftsystemet är fördelad i samhällslast 60 % och industrilast 40 %.

### 3.1 Framtagning av modell

Grunden till min modelluppbyggnad är den karta som Svenska kraftnät tillhandahåller i sin årsredovisning, se Figur 3.1 och uppförstörade delar se Figur Figur A 1 och Figur Figur A 2. För att få systematik i arbetet numrerades varje nod, se Figur 3.1. Nästa steg var att mäta upp alla avstånden mellan noderna för att kunna ställa upp en admittansmatris, avståndet motsvarar en viss reaktans vilket är beroende av gällande spänningsnivå på ledningen. 400 kV ledningarna genom snitt 2 är kompenserade med hjälp av seriekondensatorer, se Figur 3.1. Storleken på kompenseringen är cirka 60 %. Anledningen till kompensering är att den motverkar serieimpedansen på de långa ledningarna, detta ger att spänningen hålls stabil och ger mindre fasvinkel mellan noderna. Detta gör att ledningen kan belastas mer.





**Figur 3.1.** Nordiska kraftsystemet.

Reaktansvärdena som används i modellen för respektive ledning:

$$400 \text{ kV: } 0.30 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$275 \text{ kV: } 0.35 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$220 \text{ kV: } 0.40 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Omskalning från kartmått till verklig sträcka (km/mm).

$$\frac{200 \text{ km}}{21 \text{ mm}} \approx 9.5 \text{ km/mm}$$

Den förstörade kartan (km/mm).

$$\frac{200 \text{ km}}{87 \text{ mm}} \approx 2.3 \text{ km/mm}$$

För att transformera över till per unit systemet måste dessa beräkningar utföras[9]:

$$S_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$$

$$400 \text{ kV: } Z_{\text{base,line}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{400^2}{100} = 1600 \text{ } \Omega \quad (3.1)$$

$$275 \text{ kV: } Z_{\text{base,line}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{275^2}{100} \approx 756 \text{ } \Omega \quad (3.2)$$

$$220 \text{ kV: } Z_{\text{base,line}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{220^2}{100} = 484 \text{ } \Omega \quad (3.3)$$

Beräkning av reaktanserna till enheten per unit utförs med ekvation (3.4) med hjälp av svaren i (3.1-3.3):

$$X_{\text{line}} = \frac{X}{Z_{\text{base,line}}} \quad (3.4)$$

## 3.2 Felkällor

För att minimera felkällorna har jag försökt att få tag i så bra information som möjligt avseende kartor, generator och lastplacering. Vid mätning av luftledningskarta blir mätvärdena en approximation av verkligheten men av ekonomiska skäl påminner ofta framdragningen av ledningar linjalstreck. Utplacering av kraftverk innehåller också viss osäkerhet.

### 3.2.1 Mätfel

Kartan som jag har använt mig av har en inbyggd osäkerhet. Med det menar jag att den har mestadels raka streck som illustrerar ledningar vilket inte helt överrensstämmer med verkligheten, men det är ändå en god approximation. En annan osäkerhet är skalfaktorn som jag använder för att omvandla mm på kartan till km i verkligheten. Det direkta mätfelet är förhållandevis litet, noggrannheten i mätningen är  $\pm 0.5$  mm. Detta motsvarar  $\pm 1.15$  km vid mätning i den förstörade kartan och  $\pm 4.25$  km i den normala kartan. Det relativa medelfelet blir enligt formeln (3.5).

$A_k$  = Respektive avstånd uttryckt i mm

$$\frac{1}{223} \sum_{k=0}^{223} \frac{0.5}{A_k} \approx 0.072 \quad (3.5)$$

Detta ger alltså ett relativt medelmätfel på 7.2 % vilket är ganska stort men samtidigt godtagbart med tanke på att det är ganska många korta avstånd vilket bidrar till att det relativa mätfelet ökar.

### 3.2.2 Generatorer

Kärnkraftsgeneratorerna är väldigt lätta att placera in i stamnätet vid rätt nod, de är till och med namngivna på kartan. Det är svårare med vattenkraftsgeneratorerna men genom att matcha Svk:s karta, se Figur 3.1, med en vanlig karta går det förena angränsande nod med generator. Redovisning av alla valda generatorer [16] med tillhörande effekt och nodplacering kan ses i [19].

### 3.3 Placering av laster

Min tanke vid placering av laster i kraftnätet är att dela upp den i industrilast och samhällslast. Industrilasten är placerad med tanke på var basindustrin finns i Sverige. Till basindustri räknas skogs-, gruv-, stål- och kemisk industri. Enligt IVA-rapporten [10] urskiljs det att basindustrin är tämligen centrerad kring mellersta Sverige. Samhällslasten placeras enbart in med hjälp av befolkningsstatistik[12]. Samhällslasten fördelas länsvis, därefter har jag försökt att vikta länets totala last mellan de möjliga noder som lasten kan placeras in på med hjälp av länskartor. Vid viktningen har hänsyn tagits till om en stor del av länets befolkning är stadsbor vid intilliggande nod. Metoden att placera laster med enbart befolkningsstatistik har använts vid modellbygge av den första synkrona UCTE regionen<sup>3</sup> [11]. Enligt deras rapport är korrelationen väldigt stor mellan placering av konsumtion och geografisk placering av befolkningen. För information om samhällslasternas placering och viktning, se [19].

---

<sup>3</sup> Den första synkrona UCTE regionen består av 18 europeiska länder.

### 3.4 Förbindelser

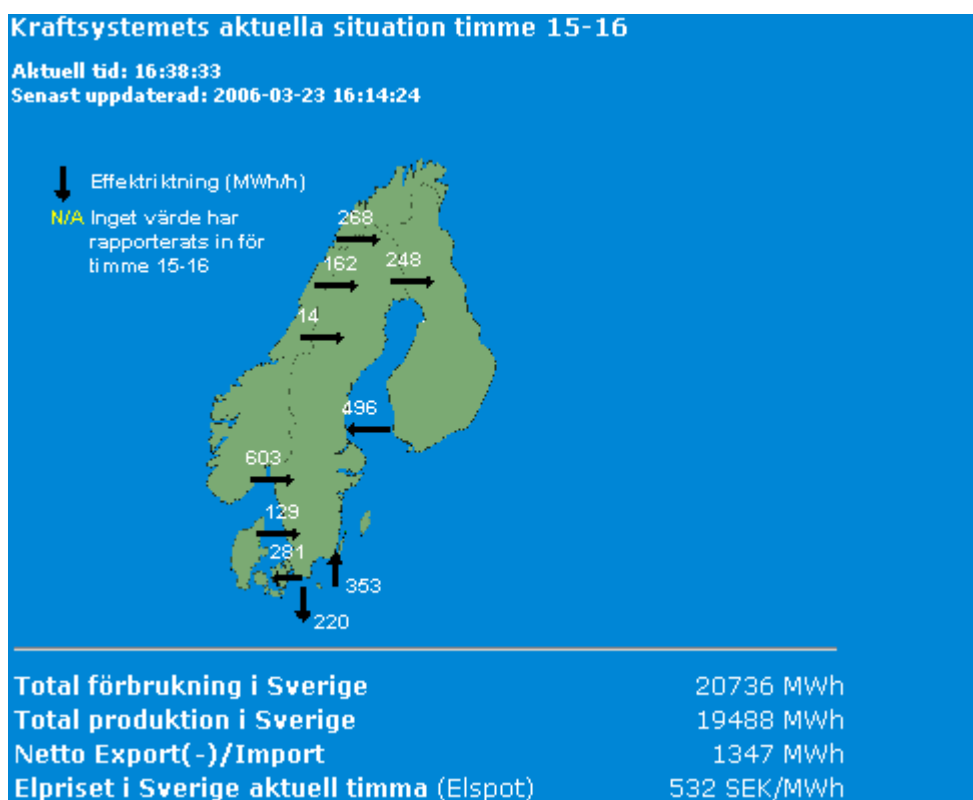
De förbindelser Sverige har med övriga länder har jag valt att realisera genom att välja generator eller lastdrift på respektive buss beroende av hur det svenska driftläget ser ut. De aktuella noderna är som följer enligt Tabell 3.1.

**Tabell 3.1.** Noder i det svenska kraftsystemet med förbindelser till andra länder

1	7	8	16	33	46	85	90	94	97	103	107
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----

### 3.5 Det svenska kraftnätets driftsituation

Information som finns att tillgå för information om driftläget är Nord Pools hemsida [18] och Svk:s hemsida [15]. Där redovisas total produktion, total konsumtion, effektlödet genom överföringarna till andra länder och elspot:s pris, se Figur 3.2.



**Figur 3.2.** Information om kraftsystemets driftläge [15].

### 3.6 Förenkling av nätet

Förenkningarna som har gjorts är att generatorer har kopplats ihop till större enheter och vissa ledningar har förenklats genom att addera ihop reaktansvärdena. Förenkningarna redovisas nedan i Tabell 3.2.

**Tabell 3.2.** Förenkning av kraftnätet.

Förenkning av nät (nod)	Ny generator (MW)
132-140 (141,142,143,144)	187
132-139 (138)	297
132	62
13 4(135,136,137)	115
21-23 (24,25)	415
126 (125,127,128)	556
3-1(2)	1085
12	234
16 (14,15)	223
115 (116,117,118)	240

## 4 Intrimming av modell

För att förbättra min modell med avseende på generator-last förhållandet har jag använt mig av Svk:s rapport [13] kring störningen 23 September 2003. Där finns information om vilket driftläge kraftnätet befann sig i innan störningen inträffade och information om effektlödet genom de olika snitten. Förbrukningen var vid tillfället ca 15000 MW.

Första simuleringen visade att det gick för mycket effekt genom snitt 1, detsamma gällde snitt 4. Genom snitt 2 gick det för lite. För beskrivning av geografisk placering av snitten, se Figur 3.1. För att balansera effektlödet genom snitten ändrades modellen genom att sänka industriförbrukningen nedanför snitt 4 då det finns få tunga industrier i södra Sverige. Samtidigt sänks produktionen ovanför snitt 1 beroende på att snitt 1 ligger norr om Luleälven och den används främst för frekvensreglering. Efter dessa korrigeringar blev mycket riktigt effektlödena bättre men inte helt tillfredsställande. Resultat visas i Tabell 4.1.

**Tabell 4.1.** Effektlöde genom snitten.

Snitt	Simulerat effektlöde (MW)	Verkligt effektlöde (MW)
1	1227	1197
2	2386	3727
4	1884	1883

En del av intrimningen bestod av att empiriskt se hur systemet uppförde sig vid olika lastplaceringar men till slut bestämde jag mig för en slutgiltig fördelning av industrilast som jag har använt vid simuleringarna, se Tabell 4.2.

**Tabell 4.2.** Fördelning av industrilast.

Geografisk beskrivning	Nod	Andel (%)
Luleå	7	10
Norr om Sundsvall	36	5
Sundsvall	38	5
Nordväst om Umeå	39	5
Nordväst om Forsmark	43	5
Forsmark	46	5
Söder om Forsmark	64	5
Nordväst om Norrköping	71	10
Nordväst om Enköping	73	10
Nordväst om Enköping	74	10
Nordväst om Norrköping	76	10
Nordost om Ringhals	84	5
Norr om Göteborg	89	10
Norr om Helsingborg	96	5



## 5 Simulering

För att kunna bilda sig en uppfattning om hur bra modellen motsvarar verkligheten krävs en utförlig undersökning av ett antal driftlägen i storkraftnätet. Det intressanta är egentligen hur nätet beter sig vid en störning; den resulterande fasvinkelskillnaden före och efter en störning. Problemet är att störningar sker förhållandevis sällan. För att få en känsla om modellen beter sig någorlunda likt det fysiska nätet är min tanke att simulera olika tidpunkter med dess unika driftläge och jämföra med de PMU-data som finns att tillgå.

### 5.1 Validering av modell

De simulerade bortfallen är verifierade av Nord Pool. Vid alla simuleringarna har det antagits att Fennoskan överför full effekt om inget annat anges på Nord Pool:s hemsida. Detta antagande var tvunget att göras p.g.a. att informationen från Nord Pool anger endast effektlödet mellan Finland och Sverige.

### 5.1.1 Felfall

Registreringar av händelser på kraftsystemet. Informationen om störningarna ses på Nord Pools hemsida [17] .

1. Baltic Cable kopplas bort, export 431 MW. Ringhals 3 hade för tillfället reducerad produktion från 920 till 470 MW.
2. Baltic Cable kopplas bort, export 590 MW. Oskarshamn 1 och 3 bortkopplat från kraftnätet.
3. O3:an går ner till 500 MW (-655MW). Barsebäck i full produktion.
4. Bortkoppling av Oskarshamn 3 (-1190 MW). Barsebäck är i full produktion.
5. Belastningsbortkoppling, SwePol -550 MW (export). Barsebäck är i full produktion.
6. En generator på R2 Ringhals kopplas bort från kraftnätet, detta motsvarar ett bortfall från 870 MW till 445 MW. Oskarshamn 1 var bortkopplad, revision på Oskarshamn 3 och Forsmark 3.
7. Oskarshamn 1 kopplas från kraftnätet. O3 bortkopplad, Barsebäck i produktion.
8. Fennoskan går ner (-550 MW), O1, O3 borta. Efter felet går importen från Fennoskan genom norra förbindelsen. Problemet med denna simulering är att jag ej vet vilken effekt som gick genom Fennoskan. Barsebäck i produktion.
9. Bortkoppling Forsmark 2 (-957 MW). Ringhals R1 under revision.

Dessa händelser har även simulerats och resultat jämförs med registreringar i Tabell 5.1. Närmare beskrivning av de rådande överföringseffekterna vid respektive fel kan avläsas i Tabell A 1, informationen har delgivits av Nord Pool [18].

**Tabell 5.1.** Simulerade förändringar i fasvinkelskillnad vid störningar på det svenska kraftsystemet. Fetstil anger siffror som jag anser vara bra.

Fall	Datum	Delta P (MW) vid störning	Verklig förbrukning (MW)	Stationärt fel (Hz)
1. Baltic Cable	2005-11-24	431	21915	0,061
2. Baltic Cable	2004-12-07	590	21404	0,039
3. Oskarshamn 3	2004-12-17	-655	20837	-0,069
4. Oskarshamn 3	2005-01-25	-1190	18629	-0,097
5. SwePol	2005-02-14	550	23627	0,057
6. Ringhals 2	2005-05-28	-425	13853	-0,046
7. Oskarshamn 1	2004-12-06	-495	21970	-0,067
8. Fennoskan	2004-12-06	0 (550)	20866	-0,012
9. Forsmark 2	2005-09-29	-957	18889	-0,082

Fall	Simulerat effektlöde (MW)			Förändring i fasvinkelskillnad verklig / simulerad		
	Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4	LTU-LTH (°)	LTU-CTH (°)	CTH-LTH (°)
1. Baltic Cable	757	5416	3355	<b>6,6 / 6,4</b>	<b>3,4 / 3,7</b>	<b>3,2 / 2,5</b>
2. Baltic Cable	1624	6006	2679	<b>10,8 / 8,6</b>	<b>6,2 / 5,1</b>	<b>4,5 / 3,5</b>
3. Oskarshamn 3	1580	5935	3444	<b>-6,3 / -5,9</b>	<b>-4,8 / -4,2</b>	<b>-1,5 / -1,6</b>
4. Oskarshamn 3	1256	4800	3084	<b>-8,5 / -10,5</b>	<b>-4,6 / -7,6</b>	<b>-3,9 / -2,9</b>
5. SwePol	1763	6952	4308	<b>6,4 / 6,5</b>	<b>3,9 / 4,2</b>	<b>2,5 / 2,2</b>
6. Ringhals 2	905	4128	2727	<b>-3,8 / -3,8</b>	<b>-4,4 / -4,7</b>	<b>0,6 / 0,9</b>
7. Oskarshamn 1	2400	6635	3268	<b>-4,1 / -4,4</b>	<b>-2,9 / -3,2</b>	<b>-1,2 / -1,2</b>
8. Fennoskan	1971	6061	3202	<b>-5,1 / -5,1</b>	<b>-5,4 / -4,8</b>	<b>0,2 / -0,3</b>
9. Forsmark 2	1268	6376	3338	-0,05 / -2,2	0,3 / -1,7	-0,4 / -0,4

## 5.2 Identifiering av felfall

Fall 1. Ett belastningsbortfall av ca 360 MW enligt det stationära felet (0.061 Hz). Detta betyder att felet måste ha inträffat på en asynkron förbindelse, vid annat fall hade frekvensen inte uppvisat något stationärt fel. SwePol var bortkopplad. Kontiskan 1 och 2 importerar.

Fall 2. Ett belastningsbortfall av ca 234 MW enligt det stationära felet (0.039 Hz). SwePol och Kontiskan 2 var bortkopplade. Kontiskan 1 importerar.

Fall 3. Ett produktionsbortfall av ca 414 MW enligt det stationära felet (-0.069 Hz).

Fall 4. Ett produktionsbortfall av ca 582 MW enligt det stationära felet (-0.097 Hz).

Fall 5. Ett belastningsbortfall av ca 342 MW enligt det stationära felet (0.057 Hz). Asynkron förbindelse p.g.a. det stationära felet.

Fall 6. Ett produktionsbortfall av ca 276 MW enligt det stationära felet (-0.046 Hz).

Fall 7. Ett produktionsbortfall av ca 402 MW enligt det stationära felet (-0.067 Hz).

Fall 8. Ett produktionsbortfall av ca 72 MW enligt det stationära felet (-0.012 Hz). Det lilla bortfallet tyder på att det är en synkront sammankopplad förbindelse som har blivit bortkopplad.

Fall 9. Ett produktionsbortfall av ca 492 MW enligt det stationära felet (-0.082 Hz). För stort bortfall för att kunna vara en förbindelse i detta driftläge. Detta ger att enda möjliga bortfallet är en kärnkraftsanläggning.

Det kan konstateras att förändringarna i effektbalansen som beräknas ur frekvensavvikelsen (och en reglerstyrka som antas minimal) konsekvent ger för låga MW-värden.

Ekvation (5.1) används för att räkna ut ett index som säger hur stor den totala differensen är mellan uppmätt förändring av fasvinkelskillnad mot simulerad då en störning inträffar vid respektive nod.

$$index = \sqrt{(\Delta V_{LTU-LTH}^{meas} - \Delta V_{LTU-LTH}^{calc})^2 + (\Delta V_{LTU-CTH}^{meas} - \Delta V_{LTU-CTH}^{calc})^2 + (\Delta V_{CTH-LTH}^{meas} - \Delta V_{CTH-LTH}^{calc})^2} \quad (5.1)$$

Resultatet ses i Tabell 5.2 nedan.

**Tabell 5.2.** Fel detektering med hjälp av simulering av det stationära felet på respektive möjlig nod där störningen kan ha inträffat, tabell A 1 för att se aktuellt drifttillstånd i kraftsystemet.

Fall	Datum	Stationärt fel		Verklig Effektförändring (MW)
		(Hz)	(MW)	
1	2005-11-24	0,061	366	431
2	2004-12-07	0,039	234	590
3	2004-12-17	-0,069	-414	-655
4	2005-01-25	-0,097	-582	-1190
5	2005-02-14	0,057	342	550
6	2005-05-28	-0,046	-276	-425
7	2004-12-06	-0,067	-402	-495
8	2004-12-06	-0,012	-72	0(550)
9	2005-09-29	-0,082	-492	-957
Fall	Verklig händelse	Trolig händelse, rankning (index)		
		I	II	III
1	Baltic Cable	Baltic Cable (1,5)	Danmarkförbindelse (2,77)	Fennoskan (3,93)
2	Baltic Cable	Baltic Cable (9,09)	Danmarkförbindelse (9,55)	Fennoskan (13,94)
3	Oskarshamn 3	Oskarshamn (3,32)	Ringhals (3,40)	Kontiskan I (5,79)
4	Oskarshamn 3	Oskarshamn (4,07)	Ringhals (6,07)	Hasle (7,3)
5	SwePol	Själlandsförbindelsen (2,51)	SwePol (2,94)	Fennoskan (4,15)
6	Ringhals 2	Ringhals (1,91)	Oskarshamn(3,3)	Hasle (3,41)
7	Oskarshamn 1	Oskarshamn (0,61)	SwePol (0,88)	Fennoskan (1,60)
8	Fennoskan	Fennoskan (0,62)	Norr Finland nod 8 (1,63)	Kontiskan II (4,52)
9	Forsmark 2	Forsmark (1,37)	Oskarshamn (5,3)	Ringhals (7,3)

Vi simuleringarna har jag tagit hänsyn vilken riktning effektlödet har vid respektive förbindelse, om en förbindelse importerar och det sker ett lastbortfall är den noden ej en möjlig störningsnod, samma vid ett generatorbortfall då noden exporterar. Om  $\Delta P$  enligt det stationära felet är mycket större än gällande överföring vid noden ignoreras den. Fall 5 påvisar likheter mellan ett bortfall av SwePol och själlandsförbindelsen, detta är troligt p.g.a. ett fel på Kontek<sup>4</sup> skulle kunna likna ett fel på SwePol. Vid fall 6 ger en störning på Fennoskan ett index av 1.64 men p.g.a. att det stationära felet är mycket större än vad en störning från Fennoskan skulle ge är det ej en möjlig störningsnod.

<sup>4</sup> HVDC förbindelsen mellan Själland och Tyskland.

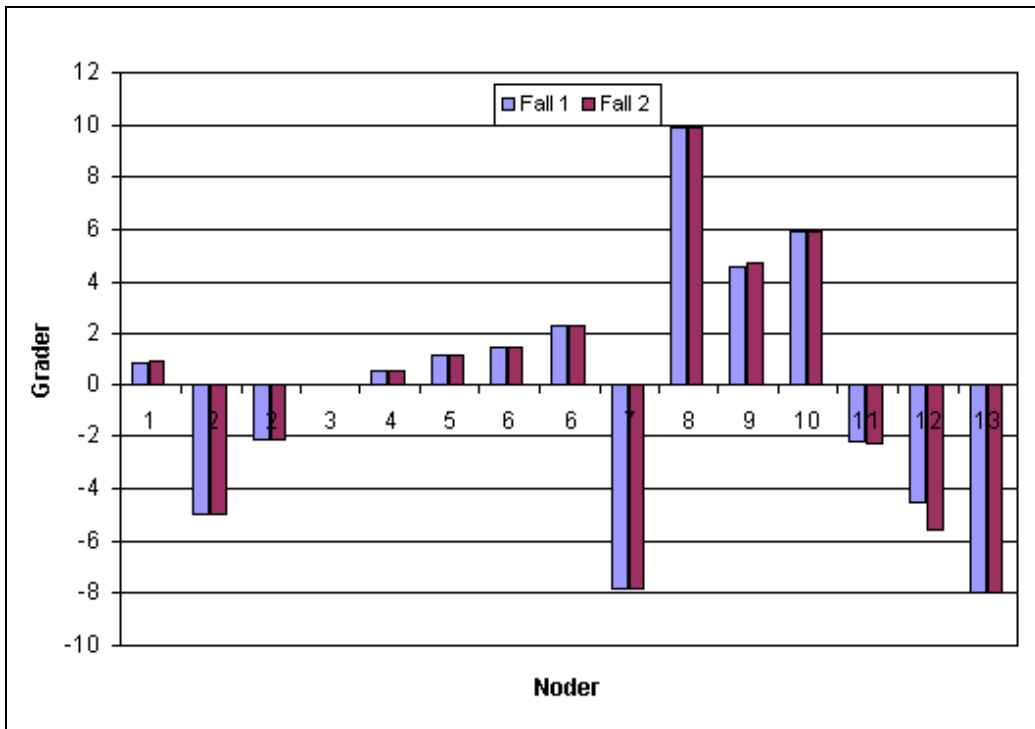
### 5.3 Känslighetsanalys

Redovisning av känslighetsanalys ses i Figur 5.1 till Figur 5.9. Fall ett motsvarar ett grundtillstånd, det är mitt på sommaren, dag och ett aggregat vid Ringhals och Forsmark är bortkopplade. Fall två svarar mot att ett aggregat vid Ringhals och Simpevarp är bortkopplade med utgångspunkt från fall ett. Fall tre motsvarar kraftsystemets driftläge under natt med utgångspunkt från fall ett. Vid fall fyra är driftläget en vinterdag. För närmare beskrivning av alla överföringseffekter, se Tabell A 2. Varje siffra på figuren motsvarar en specifik nod vilket redovisas i Tabell 5.3. På y-axeln på varje figur ses storleken av förändringen av fasvinkelskillnaden vid en störning på respektive nod.

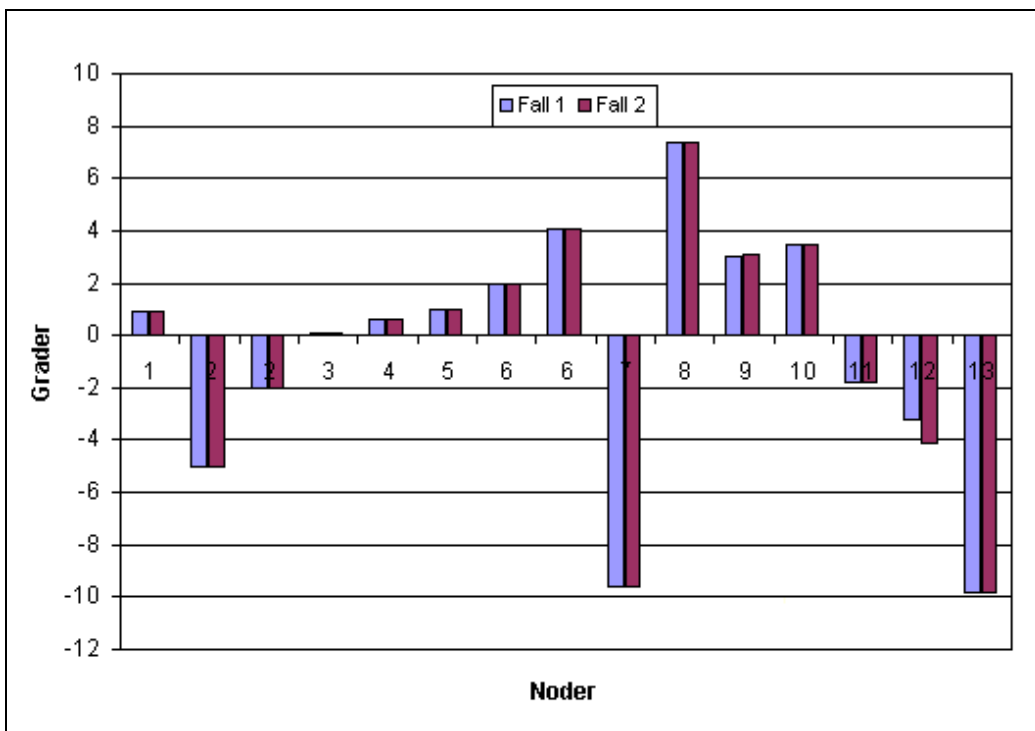
**Tabell 5.3.** Nod där störning inträffar, för att se geografisk placering av nod se Figur A 3.

Överföring	Nod
Ritsem-Ofoten	1
NorraFinland	2
NorraFinland	2
Ajaure-Rössåga	3
Järpströmmen-Nea	4
Fennoskan	5
Kontiskan I	6
Kontiskan II	6
Hasle	7
Själland	8
SwePol Polen	9
Baltic Cable Tyskland	10
Forsmark	11
Simpevarp	12
Ringhals	13

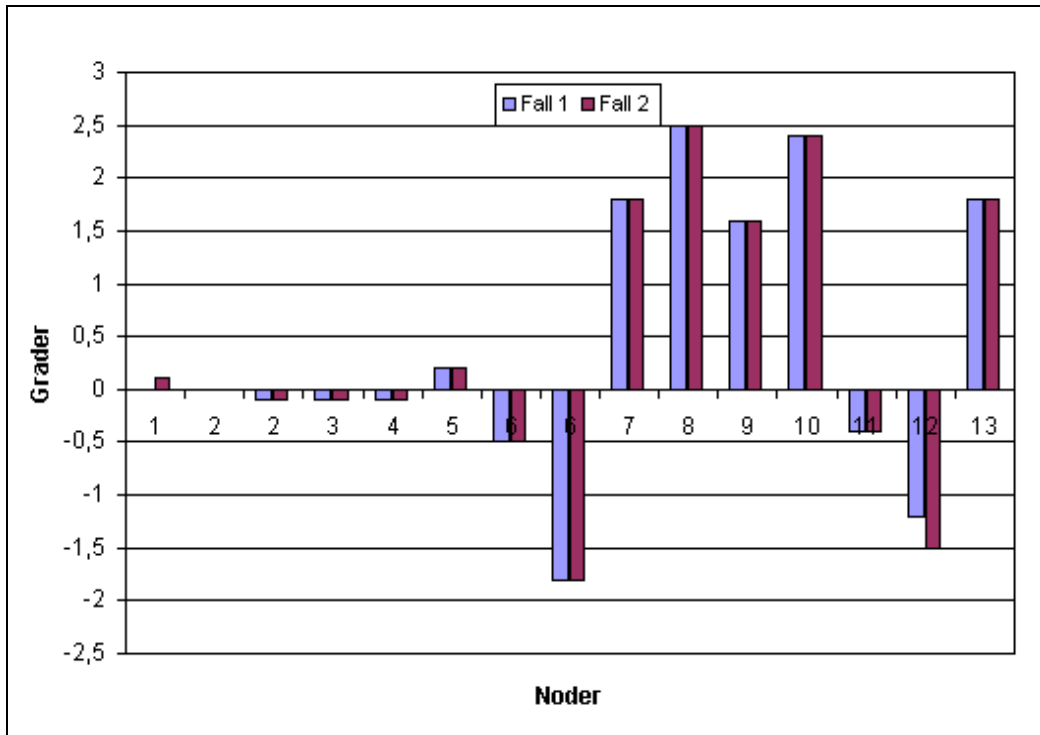
### Fall 1-2



**Figur 5.1.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-LTH. Grundtillståndet jämfört ett aggregat vid Ringhals och Simpevarp är bortkopplade.

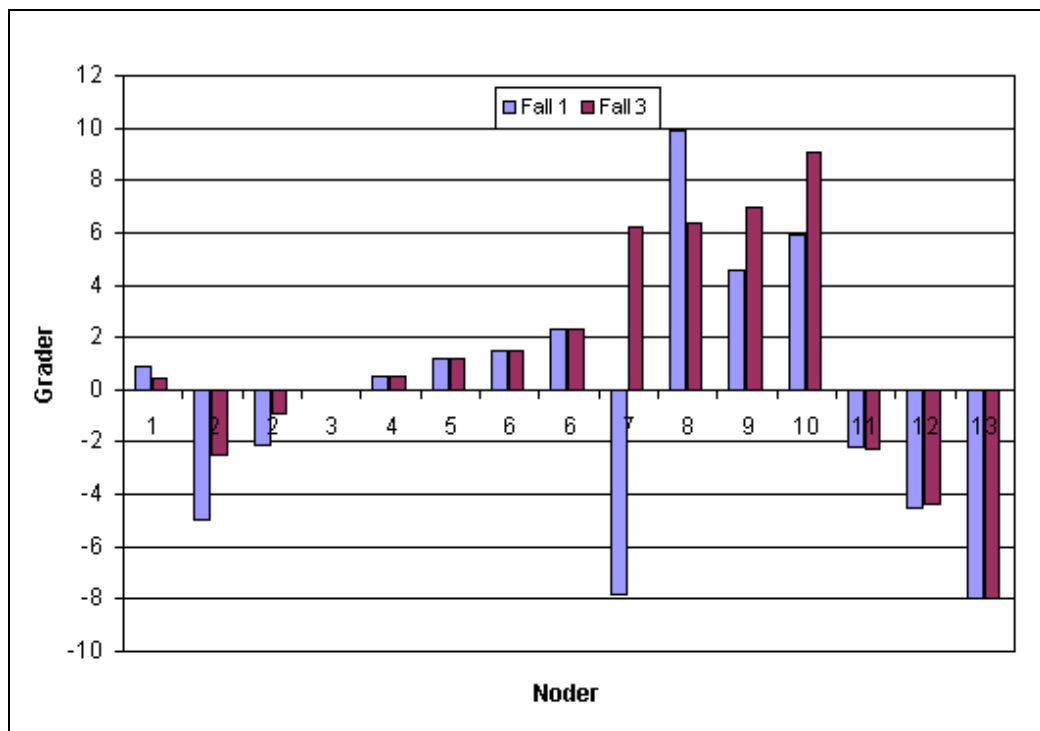


**Figur 5.2.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-CTH. Grundtillståndet jämfört ett aggregat vid Ringhals och Simpevarp är bortkopplade.



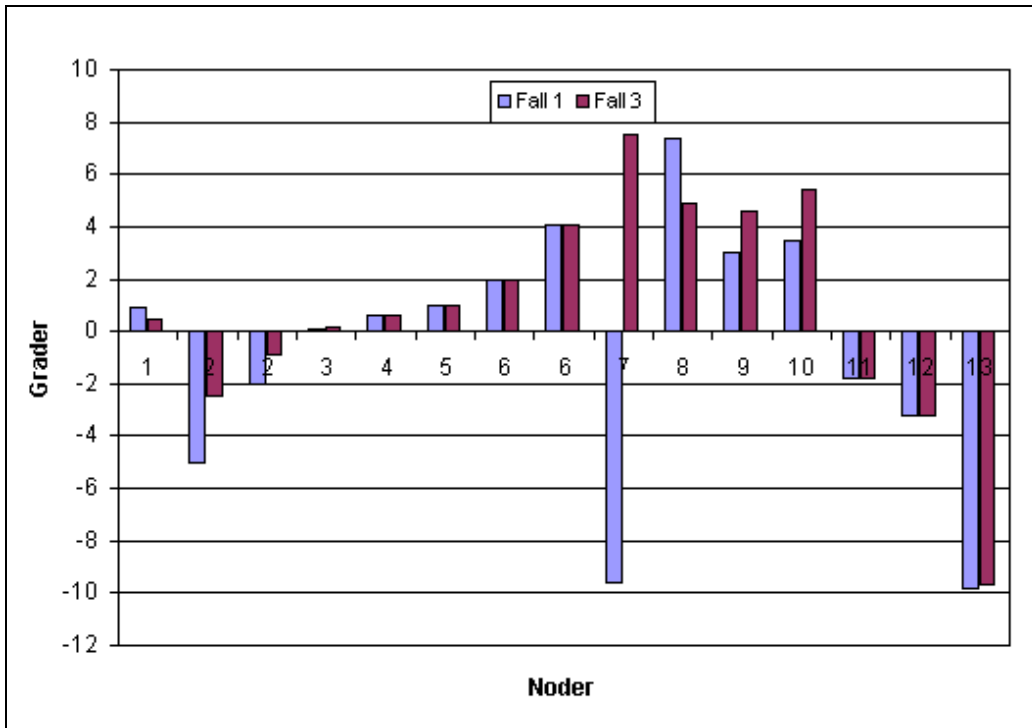
**Figur 5.3.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan CTH-LTH. Grundtillståndet jämfört ett aggregat vid Ringhals och Simpevarp är bortkopplade.

### Fall 1-3

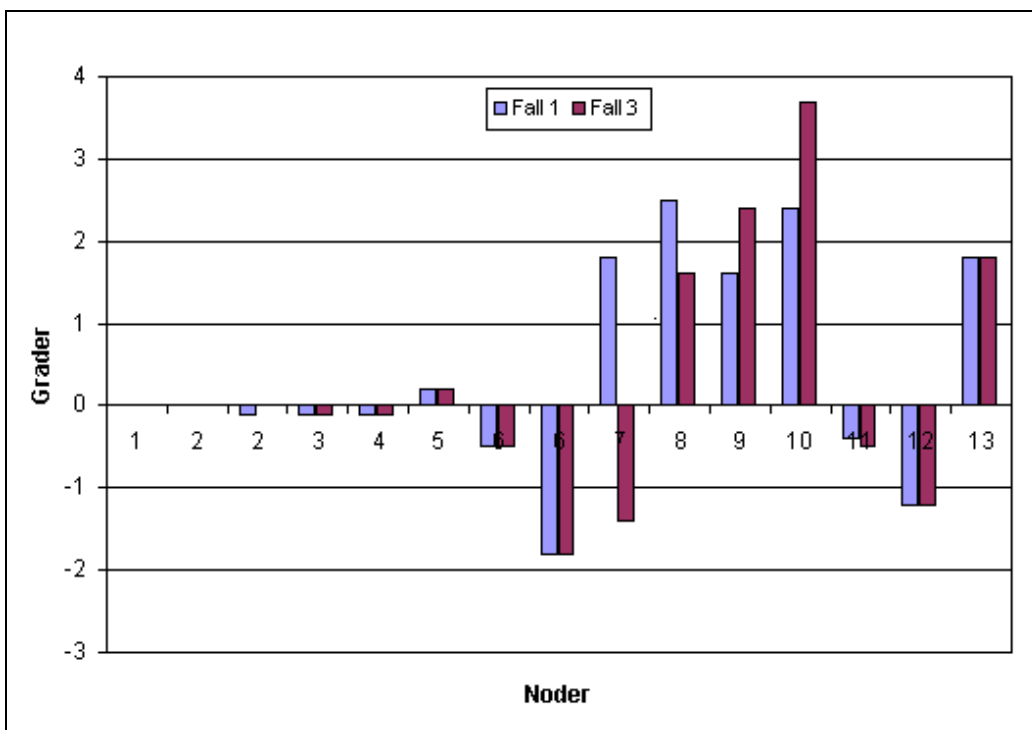


**Figur 5.4.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-LTH. Skillnaden vid störning på nod 7 beror av att effektflödet har motsatt riktning under natten.



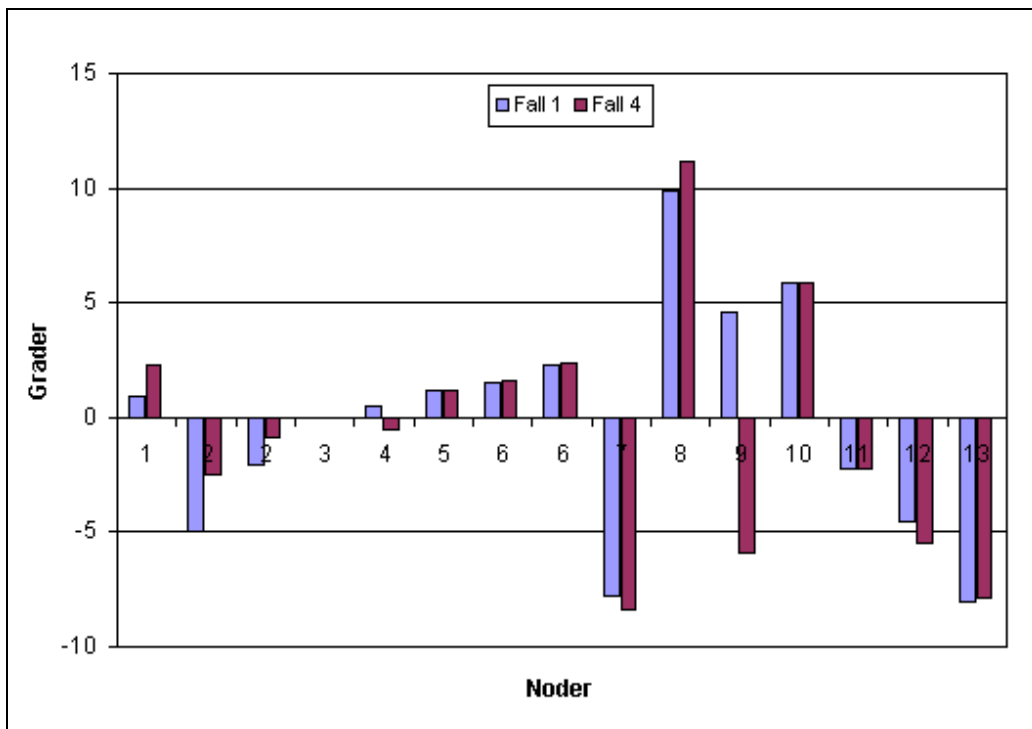


**Figur 5.5.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-CTH. Grundtillståndet jämfört med natt.

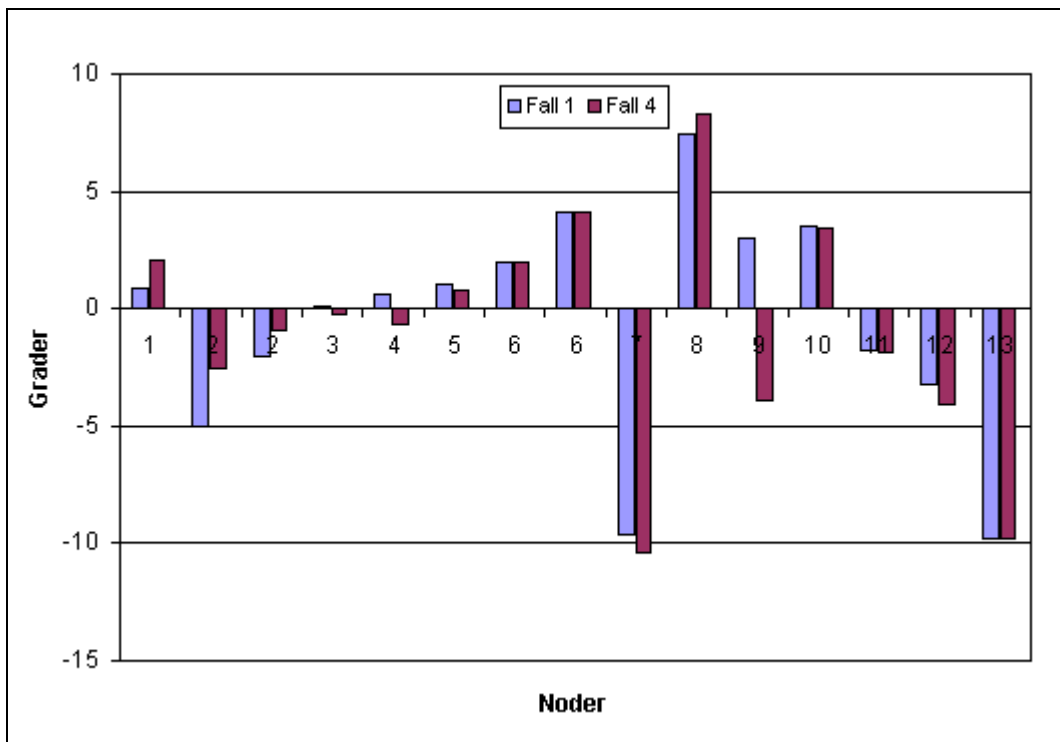


**Figur 5.6.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan CTH-LTH. Grundtillståndet jämfört med natt.

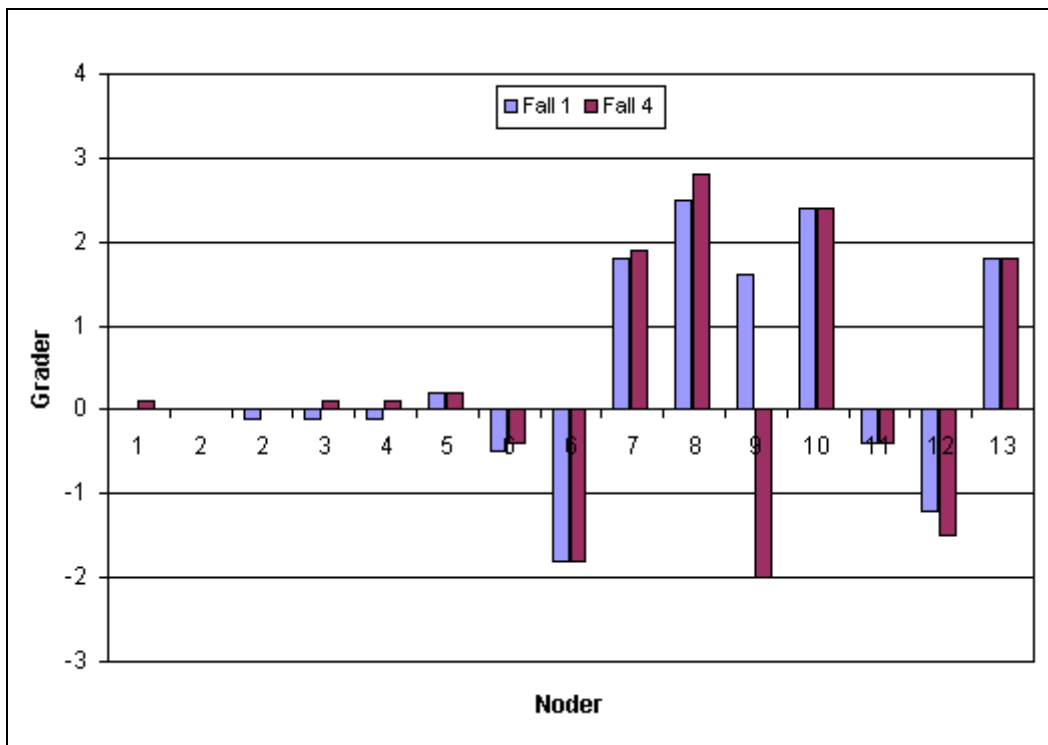
### Fall 1-4



**Figur 5.7.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-LTH. Skillnaden vid störning på nod 9 beror av att effektflödet har motsatt riktning. Grundtillståndet jämfört med vinter.



**Figur 5.8.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan LTU-CTH. Grundtillståndet jämfört med vinter.



**Figur 5.9.** Förändring av fasvinkelskillnad mellan CTH-LTH.

Slutsatsen av känslighetsanalysen är att fasvinkelskillnaden påverkas inte nämnvärt beroende av tidpunkt vid störning. Störst påverkan har förbindelser som ändrar riktning på effektflödet, se Figur 5.4. Hasle-överföringen ändrar effektflödesriktning beroende på natt och dag.

## 6 Diskussion och slutsatser

### 6.1 Diskussion

Det har slutförts ett annat arbete kring feldetektering i kraftsystemet med hjälp av PMU-data [14]. I rapporten användes en färdig modell av kraftnätet medan jag har byggt upp en egen simuleringsmodell vilken bygger på att direktöverföra kraftnätet med tillhörande generatorer och laster från en karta till en modell. Vi använder samma strategi för att detektera vilken nod felet har uppstått vid. Genom att simulera felet på alla noder och därefter välja den nod där förändringen av fasvinkelskillnaden stämmer bäst överens med PMU-data. Skillnaden är att jag får bättre upplösning tack vare att varje förbindelse eller kärnkraftsenhet är kopplad till en egen nod.

### 6.2 Slutsatser och framtida arbete

Simuleringarna av felen redovisade i Tabell 5.1 visar på att det är en god korrelation mellan de verkliga ändringarna i fasvinkelskillnad och simulerad. Det fallet som inte är riktigt lika bra är bortkoppling av Forsmark men undantaget detta verkar min modell kunna imitera det verkliga kraftsystemet.

Enligt känslighetsanalysen påverkas förändringen av fasvinkelskillnaden ganska lite beroende av de prövade driftpunkterna i kraftsystemet. Störst påverkan har vilken riktning förbindelsernas effektflöden har. Detta påstående styrks också av analyseringen i 2.8.2 där en direkt analysering görs av en bortkoppling av Baltic Cable visar en differens av förändring av fasvinkelskillnad utav 0,5-1,0 grader.

Jag anser att min framtagna metod fungerar väl för att kunna detektera störningar på storkraftnätet. Genom att använda informationen av det stationära felet med förändringarna av fasvinklarna kan en störning lokaliseras geografiskt. Fler PMU:er skulle bidra med mer information om tillståndet i kraftsystemet men samtidigt blir det mer komplext att hantera. Önskvärt vore en PMU enhet i Stockholmsområdet för att ge mer information om östra Sverige.

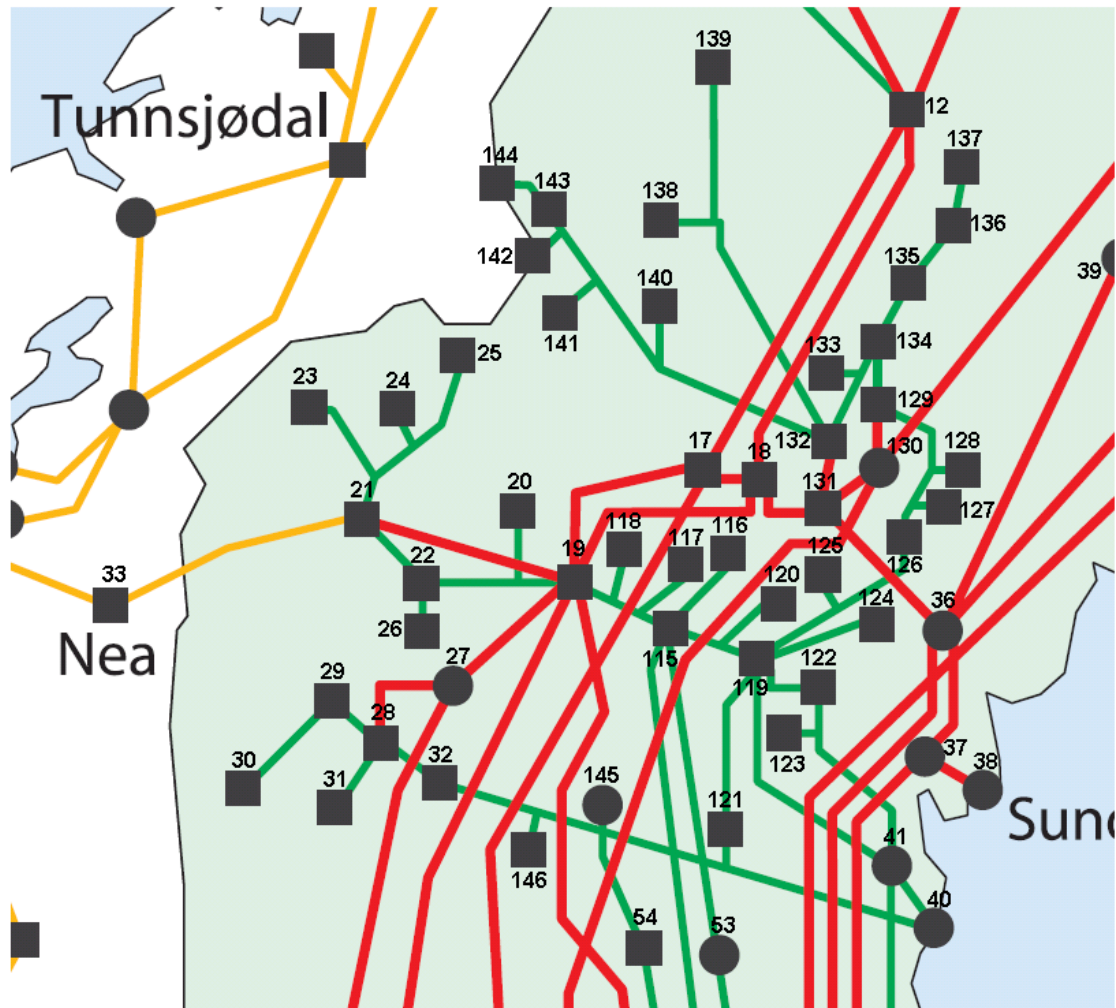
För att få bättre simuleringsresultat vi validering av modellen behövs information om effektflödet genom Fennoskan. Den historiska informationen som är tillgänglig idag anger endast det totala effektflödet mellan Finland och Sverige. Intrimming av modellen är en framtida utveckling av arbetet, att experimentera med olika lastfördelningar geografiskt i kraftnätet för att få fram det bästa simuleringsresultatet.

## 7 Referenser

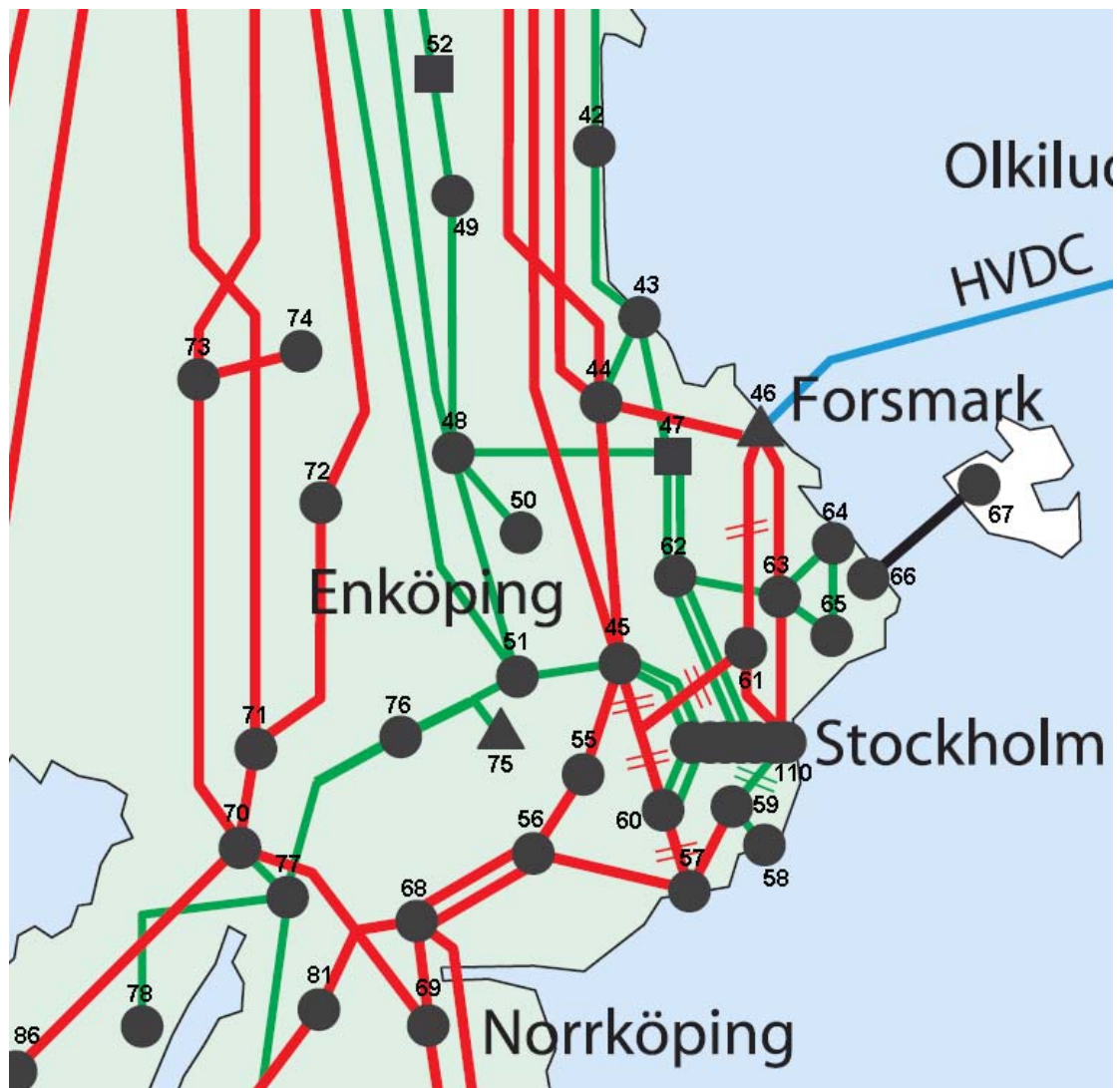
- [1] Energimyndigheten, (2006-03-08), Vattenkraftens roll i energisystemet.  
[http://www.vattenportalen.se/docs/Vattenkraftens\\_roll\\_i\\_energisystemet\\_8\\_juni-04.pdf](http://www.vattenportalen.se/docs/Vattenkraftens_roll_i_energisystemet_8_juni-04.pdf)
- [2] Statistiska Central Byrån, (2006-03-10), Energi.  
[http://www.scb.se/statistik/OV/OV0904/2004A01/OV0904\\_2004A01\\_BR\\_07.pdf](http://www.scb.se/statistik/OV/OV0904/2004A01/OV0904_2004A01_BR_07.pdf)
- [3] M Alaküla, L Gertmar, O Samuelsson, Elenergiteknik, (2003), KFS AB, Lund.
- [4] Kungliga Ingenjörskademin, (2006-03-16), Överföring och lagring av energi, (2002).  
[http://www.stem.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/Over\\_IVA.pdf/\\$FILE/Over\\_IVA.pdf?OpenElement](http://www.stem.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/Over_IVA.pdf/$FILE/Over_IVA.pdf?OpenElement)
- [5] Svensk energifakta, (2006-03-08), Elmarknad.  
<http://www.svenskenergi.se/marknad/fakta.htm>
- [6] Elforsk, (2006-03-16), Systemtjänster, (2001). <http://elforsk-marketdesign.net/archives/2001/reports/system.pdf>
- [7] John F Hauer, Navin B Bhatt, Kirit Shah, Sharma Kolluri, Performance of “Wams East” in providing dynamic information for the north east blackout of August 14 2003, (2003), IEEE.
- [8] MatPower, (2006-03-16),  
(<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>)
- [9] J.Duncan Glover, S Sarma, Power System analysis and design, (2002), Brooks/Cole.
- [10] Kungliga Ingenjörskademin, (2006-03-08), Energianvändning i industrin, (2002).  
[http://www.stem.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/Ind\\_IVA.pdf/\\$FILE/Ind\\_IVA.pdf?OpenElement](http://www.stem.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/Ind_IVA.pdf/$FILE/Ind_IVA.pdf?OpenElement)
- [11] Qiong Zhou, Janusz W. Bialek, (2006-03-21), Approximate model of european interconnected system as a benchmark system to study effects of cross-border trades (2005), IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 2. [http://www.see.ed.ac.uk/~jbialek/Zhou\\_Europe.pdf](http://www.see.ed.ac.uk/~jbialek/Zhou_Europe.pdf)
- [12] Statistiska Central Byrån, (2006-03-16), Befolkningsstatistik, (2004).  
<http://www.scb.se/statistik/BE/BE0101/2005M09/Be0101tab17kv304.xls>

- [13] Svenska kraftnät, (2006-03-17), Elavbrottet den 23 September 2003, (2003).  
[http://www.svk.se/upload/3592/Rapport\\_avbrott\\_20030923\\_for\\_webb.pdf](http://www.svk.se/upload/3592/Rapport_avbrott_20030923_for_webb.pdf)
- [14] Tram Dao Thuy, Phasor data based power system event detector, (2005),  
Master thesis at Chalmers, Gothenburg
- [15] Svenska kraftnät, (2006-03-17), Aktuellt driftläge.  
<http://www.svk.se/web/Page.aspx?id=5492>
- [16] Leif Kuhlin, (2006-03-24), Vattenkraft i Sverige.  
<http://www.kuhlins.com/>
- [17] Nord Pool, (2006-04-11), Urgent Market Messages.  
<http://www.nordpool.com>
- [18] Nord Pool, (2006-04-11), Market Data Services.  
<http://www.nordpool.com>
- [19] D Johansson, (2005), Modell av det Svenska kraftsystemet baserad på  
offentliga uppgifter, TEIE-5218, IEA.

## 8 Appendix



**Figur A 1.** Förstoring av kraftnätet i mellersta Norrland.



**Figur A 2.** Förstoring av kraftnätet kring Stockholmsområdet.



## A.1. Filformatet på den simulerade m-filen.

### Bus Data Format

- 1 bus number (1 to 29997)
- 2 bus type
  - PQ bus = 1
  - PV bus = 2
  - reference bus = 3
  - isolated bus = 4
- 3 Pd, real power demand (MW)
- 4 Qd, reactive power demand (MVA<sub>r</sub>)
- 5 Gs, shunt conductance (MW (demanded) at V = 1.0 p.u.)
- 6 Bs, shunt susceptance (MVA<sub>r</sub> (injected) at V = 1.0 p.u.)
- 7 area number, 1-100
- 8 V<sub>m</sub>, voltage magnitude (p.u.)
- 9 V<sub>a</sub>, voltage angle (degrees)
- (-) (bus name)
- 10 baseKV, base voltage (kV)
- 11 zone, loss zone (1-999)
- (+) 12 maxV<sub>m</sub>, maximum voltage magnitude (p.u.)
- (+) 13 minV<sub>m</sub>, minimum voltage magnitude (p.u.)

### Generator Data Format

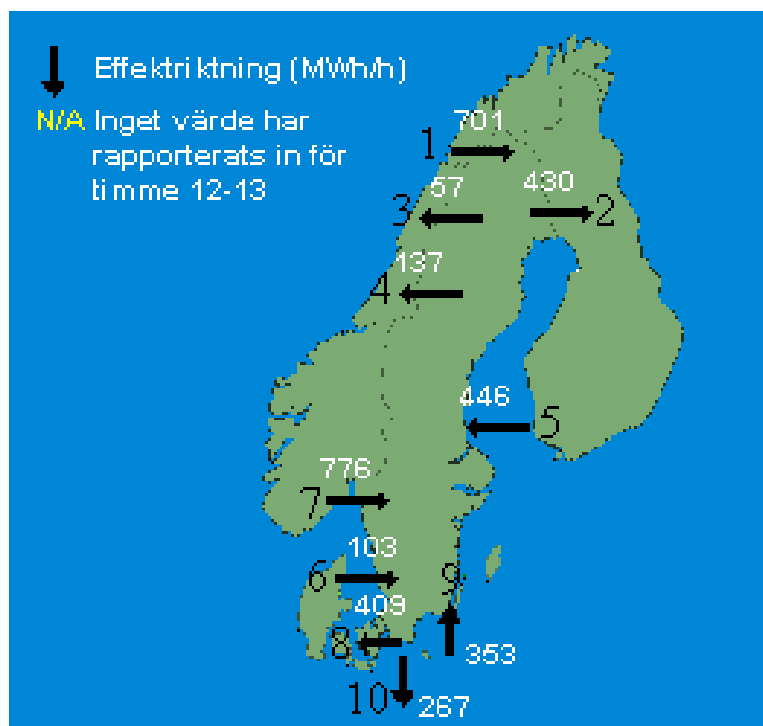
- 1 bus number
- (-) (machine identifier, 0-9, A-Z)
- 2 P<sub>g</sub>, real power output (MW)
- 3 Q<sub>g</sub>, reactive power output (MVA<sub>r</sub>)
- 4 Q<sub>max</sub>, maximum reactive power output (MVA<sub>r</sub>)
- 5 Q<sub>min</sub>, minimum reactive power output (MVA<sub>r</sub>)
- 6 V<sub>g</sub>, voltage magnitude setpoint (p.u.)
- (-) (remote controlled bus index)
- 7 mBase, total MVA base of this machine, defaults to baseMVA
- (-) (machine impedance, p.u. on mBase)
- (-) (step up transformer impedance, p.u. on mBase)
- (-) (step up transformer off nominal turns ratio)
- 8 status, > 0 - machine in service  
<= 0 - machine out of service
- (-) (% of total VAr's to come from this gen in order to hold V at remote bus controlled by several generators)
- 9 P<sub>max</sub>, maximum real power output (MW)
- 10 P<sub>min</sub>, minimum real power output (MW)

## Branch Data Format

- 1 f, from bus number
- 2 t, to bus number
- (-) (circuit identifier)
- 3 r, resistance (p.u.)
- 4 x, reactance (p.u.)
- 5 b, total line charging susceptance (p.u.)
- 6 rateA, MVA rating A (long term rating)
- 7 rateB, MVA rating B (short term rating)
- 8 rateC, MVA rating C (emergency rating)
- 9 ratio, transformer off nominal turns ratio ( = 0 for lines )  
(taps at 'from' bus, impedance at 'to' bus, i.e. ratio =  $V_f / V_t$ )
- 10 angle, transformer phase shift angle (degrees)
- (-) ( $G_f$ , shunt conductance at from bus p.u.)
- (-) ( $B_f$ , shunt susceptance at from bus p.u.)
- (-) ( $G_t$ , shunt conductance at to bus p.u.)
- (-) ( $B_t$ , shunt susceptance at to bus p.u.)
- 11 initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service

**Tabell A 1.** Överföringseffekter vid respektive fel, siffran i parentes motsvarar förbindelse som kan ses på karta Figur A 3.

Förbindelser								
Fall	Ritsem-Ofoten (1)		Norra Finland (2)		Norra Finland (2)		Ajaure-Rössåga (3)	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	0	212	500	0	487	0	0	0
2	90	0	0	100	0	100	89	0
3	283	0	0	200	0	113	127	0
4	0	530	111	0	0	0	0	127
5	0	472	277	0	200	0	0	100
6	334	0	0	200	0	200	0	0
7	45	0	0	500	0	535	35	0
8	268	0	0	336	0	500	100	0
9	0	300	300	0	359	0	0	131
Förbindelser								
	Järpströmmen-Nea (4)		Fennoskan (5)		Kontiskan I (6)		Kontiskan II (6)	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	0	172	550	0	0	200	0	178
2	0	0	0	339	0	112	0	0
3	200	0	0	0	0	200	0	68
4	0	300	0	0	0	0	0	1
5	0	200	550	0	0	23	0	0
6	28	0	0	551	200	0	186	0
7	0	0	0	550	0	0	0	5
8	103	0	0	550	0	200	0	277
9	0	215	550	0	200	0	261	0
Förbindelser								
	Hasle (7)		Själland (8)		SwePol (9)		Baltic Cable (10)	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	0	2016	431	0	0	0	431	0
2	0	1068	428	0	0	0	590	0
3	267	0	370	0	305	0	606	0
4	0	917	0	23	555	0	616	0
5	0	1768	1014	0	550	0	202	0
6	0	314	986	0	0	0	505	0
7	0	444	686	0	0	402	454	0
8	0	316	622	0	0	4	397	0
9	37	0	870	0	0	0	0	0



**Figur A 3.** Karta med Sveriges förbindelser [15].

**Tabell A 2.** Kraftsystemets tillstånd vid känslighetsanalys

Förbindelser								
Fall	Ritsem-Ofoten		Norra Finland		Norra Finland		Ajaure-Rössåga	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	0	223	400	0	460	0	200	0
2	0	223	400	0	460	0	200	0
3	0	100	200	0	200	0	300	0
4	0	510	200	0	200	0	0	200
Förbindelser								
Fall	Järpströmmen-Nea		Fennoskan		Kontiskan I		Kontiskan II	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	200	0	550	0	200	0	258	0
2	200	0	550	0	200	0	258	0
3	200	0	550	0	200	0	260	0
4	0	200	500	0	200	0	260	0
Förbindelser								
Fall	Hasle		Själland		SwePol		Baltic Cable	
	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)	Last (MW)	Generator (MW)
1	0	1292	765	0	394	0	400	0
2	0	1292	765	0	394	0	400	0
3	1040	0	500	0	600	0	620	0
4	0	1400	860	0	0	500	400	0
Kärnkraft								
Fall	Forsmark			Simpevarp				
	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	O1 (MW)	O2 (MW)	O3 (MW)		
1	1018	0	1190	495	625	1190		
2	1018	957	1190	495	0	1190		
3	1018	957	1190	495	0	1190		
4	1018	957	1190	495	625	1190		
Kärnkraft					Förbrukning (MW)			
Fall	Ringhals							
	R1 (MW)	R2 (MW)	R3 (MW)	R4 (MW)				
1	860	870	0	910	15779			
2	860	870	0	910	15779			
3	860	870	0	910	11270			
4	860	870	920	910	23900			