



KTH Elektrotekniska system

SPICA – ARISTO JÄMFÖRELSE

Studie av analysprogram med avseende på
spänningskollaps i elektriska kraftsystem

X-ETS/EES-0406

Examensarbete utfört vid
Kungliga Tekniska Högskolan i Stockholm
av
Johan Fält och Jakob Katzman
Stockholm, maj 2004

Summary

Safe operation of a large synchronous power system as Nordel is not an easy task.

There are several aspects to take into consideration. This thesis focuses on the problems due to voltage collapses in a transmission system.

The ability to foresee an upcoming collapse is vital to maintain stable operation of the grid. The grid operator at Svenska Kraftnät (SvK) uses the computer program SPICA to predict the maximum transfer limit at specified transfer sections. SPICA uses actual states from the grid to predict the transfer limitation, and a quarter later a renewed estimate is produced and so on. This means that the operator can see his transfer limits vary every fifteen minutes.

Our task in this project is to validate the accuracy of the limitations obtained by SPICA. The validation process was carried out as a comparison with another power system analyser, ARISTO. The latter program simulates transient stability as a function of time, and is a versatile tool in many aspects. Another objective of this project is to develop the two programs as we discover disparity.

Our investigations carried out in the CIGRÉ Nordic 32 test system show that, the method of repeatedly updated load flows can in some extent be used to predict the limit of stable operation, in a transfer limiting point of view. Repeatedly investigations show that the prediction seems to be more accurate, the closer the actual point of operation, is to the physical transfer limit.

Further investigations with ARISTO as a guide, we discovered that this behaviour depended on the way to express the reactance in the generator model, which in case of a net failure causes SPICA to produce a value some few percent too high.

During the process we also discovered a couple of improvements of the software involved, which were immediately implemented by the system administrator. The continuous upgrades have led to an iterative process of the analysis. The project also involved production of a tool for converting network-databases between ARISTO-SPICA, This has been made by ordinary staff at SvK by our requirements.

Förord

Denna rapport är ett examensarbete för civilingenjörsutbildningen i elektroteknik vid Kungliga Tekniska Högskolan i Stockholm. Examinerande institution vid KTH är institutionen för Elektrotekniska system, avdelningen Elektriska energisystem

Arbetet är genomfört vid Svenska Kraftnäts driftavdelning i Vällingby.

Vi riktar ett stort tack till projektgruppen på SvK med Anders Danell, Anders Edström, Lars Karlström, Fredrik Nilsson, Lars Sandberg, Rickard Greiner och Kenneth Walve samt övrig personal på avdelningen.

Slutligen vill vi också tacka vår handledare på KTH, Mehrdad Ghandhari.

Johan Fält

Jakob Katzman

Stockholm, maj 2004

Innehåll

1. INTRODUKTION.....	1
1.1. Bakgrund.....	1
1.1.1. Uppgifter	1
1.1.2. Mål	1
1.2. Processkunskap	2
1.2.1. Frekvensen	2
1.2.2. Dynamik	2
1.2.3. Spänningen	3
1.2.4. Planering.....	3
1.3. Svenska Kraftnät.....	3
1.3.1. Driftövervakning	3
1.3.2. Verktyg.....	4
2. FÖRDJUPAD SYSTEMKUNSKAP	6
2.1. Kraftsystemkomponenter	6
2.1.1. Historisk bakgrund	6
2.1.2. Laster	7
2.1.3. Transmissionsledningar.....	9
2.1.4. Reaktorer	11
2.1.5. Kondensatorer	11
2.1.6. SVC	12
2.1.7. Seriekompensering	13
2.1.8. Möjligheter i ett transmissionsnät	15
2.1.9. Transformatorn.....	15
2.1.10. Lindningskopplare.....	16
2.1.11. Synkronmaskinen	16
2.1.12. Brytare	17
2.1.13. Frånskiljare.....	17
2.1.14. Ställverkskonfigurationer	18
2.1.15. Spänningsreglering och dämptillsatser i generatorer	20
2.1.16. Skydd.....	21
2.1.17. Automatiker.....	24
2.1.18. Förluster	25
2.1.19. Nodtyper.....	25
2.2. Belastningsfördelning och lösningsförfarande av kraftsystem i allmänhet.....	26
2.2.1. Allmänt.....	26
2.2.2. Belastningsfördelning.....	27
3. MATEMATISK MODELLERING AV KRAFTSYSTEM	29
3.1. Statiska modeller	29
3.1.1. Lastmodeller.....	29
3.1.2. Kraftledningar	30

3.1.3.	Statisk simulering med Newton-Raphson	30
3.2.	Dynamiska modeller	33
3.2.1.	Klassisk modellering av synkrogeneratorn	33
3.2.2.	Generell modellering	36
4.	STABILITET	37
4.1.	Stabilitetsklassificering	37
4.1.1.	Vinkelstabilitet	38
4.1.2.	Frekvensstabilitet	39
4.1.3.	Spänningsstabilitet	39
4.1.4.	Instabiliteter i reella system.....	42
4.1.5.	Analys av spänningsstabilitet	43
4.1.6.	Sammanfattning	45
5.	KRAFTSYSTEMSIMULATORN ARISTO	46
5.1.	ARISTO.....	46
5.1.1.	Struktur.....	46
5.1.2.	Simulatorlägen	47
5.2.	Modelleringar	48
5.2.1.	Nätkomponenter	49
5.2.2.	Laster	49
5.2.3.	Produktionsenheter	49
5.2.4.	Skyddsutrustning	49
5.3.	Användargränssnitt	50
5.3.1.	Kontrollpanelen (<i>Control Panel</i>)	50
5.3.2.	Kurvdiagram (<i>Curve Diagram</i>).....	50
5.3.3.	Händelsehanteraren (<i>Event Panel</i>).....	51
5.3.4.	Maskinkontrollen (<i>Unit Panel</i>)	51
5.3.5.	Synkroskop (<i>Synchro Scope</i>)	51
6.	SPICA	52
6.1.	Allmänt.....	52
6.1.1.	Lösningsalgoritmen	52
6.1.2.	Indata.....	52
6.2.	Modelleringar	53
6.2.1.	Distribuerad utjämningsknutpunkt.....	53
6.2.2.	Spänningskollapsberäkningar.....	53
6.2.3.	Felfall	55
6.2.4.	Komponentmodeller	56
6.2.5.	Spänningshållning	56
6.3.	Lösningsförfarande	58
6.3.1.	Newton-Raphson i SPICA	58

7. ARBETSGÅNG	60
7.1. Inledning	60
7.1.1. Databaser och konvertering.....	60
7.2. Nordic 32	60
7.2.1. Utvecklingen av systemet.....	61
7.2.2. Beskrivning av elsystemet.....	61
7.2.3. Generatorer.....	63
7.2.4. Ställverk	64
7.2.5. Övriga komponenter.....	64
7.2.6. Dynamiska modeller	64
7.2.7. Skydd och automatiker.....	65
7.2.8. Överföringskapacitet i centrala snittet.....	65
7.3. Modellsammanfattning.....	66
7.3.1. Systemantaganden.....	66
7.4. Validering av SPICA.....	67
7.4.1. Systemmodifieringar	67
7.4.2. Jämföra PU-kurvor och dra slutsatser	68
7.4.3. Val av områden och noder	68
7.4.4. Jämförelser	70
7.4.5. Resultat.....	72
7.5. Statiska/dynamiska analyser	74
7.5.1. Fel.....	74
7.5.2. Framflyttad startpunkt.....	76
7.5.3. Resultat.....	77
7.6. Förbättringar och fortsatt arbete	78
APPENDIX A.....	79
APPENDIX B.....	80
APPENDIX C.....	81
APPENDIX D.....	84
APPENDIX E.....	91
REFERENSER	92

1. Introduktion

1.1. Bakgrund

Det är viktigt att stamnätet¹ drivs med en låg risk mot sammanbrott. Därför använder Svenska Kraftnät (SvK) ett analysprogram SPICA, vilket regelbundet räknar ut gränsen mot spänningskollaps, med hänsyn till specificerade felfall. Driften av stamnätet kan därmed anpassas till beräknade överföringskapaciteter. Programmet finns som en del i Svenska Kraftnäts driftövervakningssystem. Som indata används insamlade realtidsvärden och programmet använder en metod som bygger på upprepade belastningsfördelningar.

På SvK:s driftavdelning finns också ett annat analysverktyg, som används i driftplaneringen, nämligen ARISTO. Detta program simulerar transient stabilitet. Detta program kan också användas för att simulera dynamiska förlopp i samband med spänningskollaps.

Denna rapport avser att jämföra dessa två metoder för att beräkna gränsen för spänningskollaps.

1.1.1. Uppgifter

Syftet med examensarbetet var att jämföra metoderna och även föreslå förbättringar. Vår strategi var att genomföra arbetet i följande steg.

- Inläsning på området. Metoderna dokumenteras och en viss teoretisk jämförelse görs.
- Enkelt testsystem skapas och båda metoderna jämförs vad gäller överföringsgränser för spänningskollaps. I etappen ingår att ta fram metod för konvertering av data från ARISTO till SPICA.
- Förslag på förbättringar av metod och modeller tas fram för i första hand SPICA, men också för ARISTO.
- En omfattande nätmodell i ARISTO konverteras till SPICA och jämförande beräkningar görs.

1.1.2. Mål

- Verifiera och utvärdera beräkningsmetoder och resultat i SPICA
- Hur långt kan man komma med statistiska metoder som bygger på upprepade belastningsfördelningar för spänningskollaps jämfört mot dynamiska metoder som bygger på tidssimulering
- Dokumentera skillnader i spänningskollapsresultat mellan SPICA och Aristo
- Föreslå förbättringar i SPICA och Aristo

¹ Det svenska stamnätet består av totalt ca 15 000 km långa 400 kV och 220 kV kraftledningar samt ca 150 transformator- och kopplingsstationer som knyter ihop detta ledningsnät. Se *appendix A* [24]

1.2. Processkunskap

Det elektriska kraftsystemet omfattar produktion, transmission, distribution och konsumtion av elektrisk energi. Processen kännetecknas av att det alltid måste råda balans mellan producerad effekt och konsumerad elektrisk effekt.

1.2.1. Frekvensen

Frekvensen i ett kraftnät är ett mått på hur väl producerad och konsumerad effekt överensstämmer.

Elektrisk energi måste hela tiden produceras när den förbrukas. Den går ej att lagra, varför den obalans som oundvikligen uppstår utjämnas av den kinetiska energi som finns lagrad i generatorernas roterande massor. Obalansen resulterar i att generatorernas rotationshastighet ökar eller minskar något, vilket i sin tur leder till variationerna i frekvensen. Den är sammansatt av två komponenter, en mycket snabb och en långsam. Den första orsakas av alla de omkopplingar och varierande lastuttag som sker i nätet. Den andra är långsam och orsakas av variationer i generering, utbyteseffekt samt i det sammanlagrade lastuttaget i nätet. Det är denna långsamma frekvenspendling som går att utjämna med en överordnad reglering och produktionsstyrning. Den oregelbundna, snabba, komponenten är alltför snabb för överordnad styrning och reglering och måste tas omhand av de lokala regulatorerna vid varje generator. [16]

1.2.2. Dynamik

De olika typer av kraftstationer som finns i ett elektriskt kraftsystem bidrar på olika sätt till frekvensstabiliseringen. Kraftverkens dynamik, d.v.s. hur mycket den producerade aktiva effekten förändras vid en laständring i systemet, varierar kraftigt. Till exempel används inte kärnkraften som frekvensreglerande enhet. Kärnkraftverken är basenheter som producerar i princip samma effekt dygnet runt, året runt med undantag för de tider då de är avstängda för översyn och underhåll. Värme- och gasturbinkraft är mer lämpade för att reglera ut belastningsförändringar. Denna genereringsmetod gör det möjligt med en överordnad styrning i minutområdet. Vattenkraftverk har dock den bästa dynamiken för detta ändamål i och med att de kan fås att reagera tillräckligt snabbt (sekunder), men ändå relativt linjärt, vid belastningsförändringar. [16] [23]

1.2.3. Spänningen

En nyckelparameter i ett kraftsystem är spänningen. För att minimera nätets totala effektförluster måste strömstyrkan i ledningar hållas på en minimal nivå. Det åstadkoms genom att hålla spänningen i systemet så hög som möjligt inom angivna normaldriftintervall. Höga spänningar syftar också till att minimera de reaktiva effektlödena och dito förluster, vilket skapar en hög beredskap med avseende på eventuella spänningsstabilitetsproblem. Självklart är alltför höga spänningar (över normaldriftintervall) inte bra. Den elektriska påkänningen i stationsapparater kan då resultera i minskad livslängd i dessa. Mer om spänningsstabilitet i kapitel 4.

Spänningsregleringen utförs genom att: tillföra (producera) eller förbruka (konsumera) reaktiv effekt. Tillförsel höjer spänningen, förbrukning sänker spänningen. Komponenter i kraftsystemet som används för regleringen, beskrivs i kapitel 2.1.

1.2.4. Planering

Då belastningsuttaget, sett till en dygnsperiod varierar kraftigt, måste ingående produktionsenheter styras så att produktionen hela tiden överensstämmer med konsumtionen. För att klara detta utförs en omfattande planering av produktionen. Det grundläggande kravet är att energin som produceras levereras med rätt spänning och frekvens till konsumenterna, och att tillgängligheten är så hög som möjligt. [15] [23]

1.3. Svenska Kraftnät

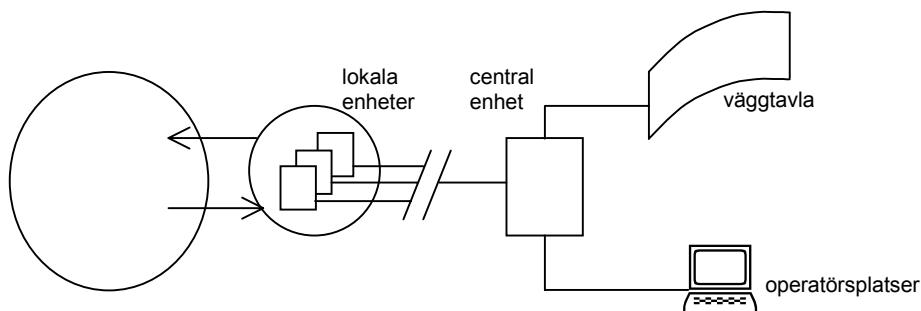
Svenska Kraftnät driver och förvaltar stamnätet, d.v.s. kraftledningar för 220 kV och 400 kV med tillhörande anläggningar samt utlandsförbindelser². Svenska Kraftnät har ett systemansvar, som innebär övervakning och ansvar för att det kortsiktigt råder balans mellan tillförd och uttagen el i det svenska elsystemet. Till detta ansvar hör även att se till att elsystemets anläggningar samverkar på ett driftsäkert sätt. [23]

1.3.1. Driftövervakning

Driftövervakningen av det svenska elektriska stamnätet är centraliserade och sker i nätkontrollen hos Svenska Kraftnät. För den överordnade driftövervakningen används därför ett SCADA³-system där en detaljerad bild av systemets status och driftdata kan överblickas.

² Det svenska stamnätet är en del av det nordeuropeiska elsystemet. Sverige, Norge, Finland samt Sjöland är sammankopplade via växelström i det som kallas Nordel-systemet. Mot de övriga systemen - d.v.s. det ryska och centraleuropeiska - är Sverige anslutna med likströmsförbindelser.

³ SCADA: Supervisory, Control And Data Acquisition



Figur 1.1 Exempel på ett SCADA-system. [6]

Systemet består av ett antal kraftsystemapplikationer vilka möjliggör fjärrstyrning och -reglering av stamnätet. Automatisk logikstyrning och reglering utförs normalt lokalt i kraftsystemets komponenter.

Som en del i att uppfylla sitt balansansvar, d.v.s. se till att konsumerad effekt inklusive förluster hela tiden täcks upp av producerad effekt, görs kontinuerliga last- och produktionsprognoser. Prognoserna kräver indata som väderlek, temperatur, vindstyrka, vindriktning, veckodag, eventuell helgdag m.m. Till sin hjälp har man även historiska data. Avancerade modeller ger utdata i form av prognoser, vilka används i balansplaneringen. Den obalans och de frekvensavvikelser som uppstår när den planerade elproduktionen inte motsvarar den aktuella förbrukningen, rättas till i den så kallade balansregleringen. [4] [5]

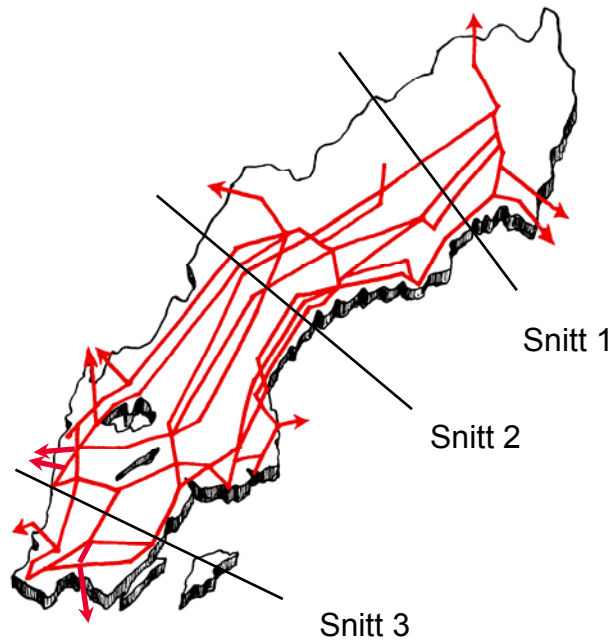
1.3.2. Verktyg

I SCADA-systemet finns ett antal verktyg för realtidsberäkningar av effektförluster i kraftnätet, aktuella snittöverföringar och effektöverföringsgränser genom överföringssnitten⁴. Se *figur 1.2*

Till realtidsberäkningarna enligt ovan används bl.a. verktyget SPICA. Som indata utnyttjas kontinuerligt insamlade mätvärden från stamnätet; spänning, uppmätta effekter på ledningar, transformatorer och generatorer, lindningskopplarlägen på transformatorer samt topologisk information som lägen på brytare och frånskiljare. Nödvändigt är också vetskapen om aktuella avbrottsplaner (underhåll motsvarande), last- och produktionsprognoser. Innan SPICA gör sina beräkningar sker en tillståndsestimering, varvid mätvärdena korrigeras för mätfel m.m. [20]

⁴ Det finns fyra definierade snittområden och avgränsningarna mellan dessa utgörs av stamnätets flaskhalsar, som kallas snitt. [24]

Programmet beräknar kontinuerligt tillåtna överföringsgränser med avseende på risken för späningskollaps för specificerade felfall. Den i respektive snitt lägsta beräknade överföringsgränsen blir dimensionerande för driftsättningen.



Figur 1.2 Definierade överföringsnitt i Sverige.

2. Fördjupad systemkunskap

I kapitlet kommer en översiktlig genomgång av ett kraftsystems ingående komponenter. Vidare kommer en för examensarbetet väsentlig fördjupad systemkunskap att redovisas. Nedan kommer även viktiga begrepp vad gäller systemuppbyggnad att definieras. Kapitlet inleds med en historisk exposé. Sist definieras olika knutpunktstyper.

2.1. Kraftsystemkomponenter

2.1.1. Historisk bakgrund

Övergången från likström till växelström med dess möjlighet till transformering gjorde att elkraften kunde överföras längre sträckor. Med ökande elkraftproduktion, började på 1910-talet större vattenfall att utbyggas i Trollhättan, Porjus och Älvkarleby. Från 10-talet till 50-talet kom en mycket snabb utveckling av elkraftsystemen och därmed även av kraftledningsbyggnaden att ske. För distributionssystemet i Trollhättan valdes driftspänningen 50 kV och för Porjus och Älvkarleby 70 kV.

I början av 1920-talet byggdes "Västra stamlinjen" mellan Trollhättan och Finnslätten i Västerås. Denna ledning konstruerades för 200 kV men isolerades endast för 130 kV. Genom denna ledning kunde överskottskraft i Trollhättan överföras till Älvkarlebys distributionsområde som tidvis led av kraftbrist men även för en bättre utnyttjning av värmekraftverket i Västerås. Västra stamlinjen kan ses som en första del av ett kommande stamlinjenät.

Från mitten på 30-talet började man utbyggnaden av vattenkraften i mellersta Norrland. Detta ledde till större överföringseffekter och större överföringsavstånd. Man måste därför välja en högre systemspänning, 200 kV. Krångedebolaget byggde den första ledningen vid denna spänning från Krångede i Indalsälven till Horndal och med en fortsättning till Stockholm. Ledningarna togs i drift 1936.

Samma år 1936 utarbetades en plan för stamlinjenätets fortsatta utbyggnad. I denna föreslogs en fortsatt utbyggnad av två nya 200 kV ledningar från Indalsälven till Mellansverige. Det räknades med att den fjärde ledningen inte skulle behövas förrän efter 20-25 år men i verkligheten kom den att behövas redan efter mindre än 10 år.

Den första statliga 200 kV ledningen från Norrland blev färdig på ledningssträckorna Stadsforsen-Ånge och Horndal-Västerås 1938. I och med detta hade ett svenskt ledningsnät från Porjus till Malmö knutits samman. Den återstående delen Ånge - Horndal blev färdig 1940.

Under andra världskriget ökade kraftbehovet starkt vilket ledde till att vattenkrafttillgångarna i Norrland snabbt måste byggas ut. Nya ledningar till Mellansverige kom därför snart att krävas och redan 1942-43 byggdes den tredje ledningen i samarbete mellan Vattenfallsstyrelsen och de privata kraftbolagen. Redan 1944 kom den fjärde ledningen från Indalsälven och även den i ett samarbete.

För att få en bättre organisation av samarbetet föreslog Vattenfallsstyrelsen 1945 efter samråd med övriga ägare av 200 kV ledningar till Kungl. Maj:t bildandet av ett stamnätsbolag. Detta blev emellertid av Kungl. Maj:t och riksdagen avslaget med motiveringen att alla nya kraftledningar för 200 kV eller eventuellt kommande högre spänningar borde ägas av staten. Vattenfallsstyrelsen fick så uppdraget att bygga och driva tillkommande ledningar men med transiteringsavtal med de privata kraftbolagen.

Med den snabba belastningsökning insåg man redan på mitten av 1940-talet att det skulle vara omöjligt att klara överföringsbehovet med 200 kV ledningar detta skulle leda till behov av en ny nord-sydgående ledning vart eller vartannat år. Vid mitten av 1940-talet blev det uppenbart att den förväntade elenergianvändningen skulle öka i en sådan takt att en fortsatt utbyggnad vid 220 kV spänning skulle kunna vara praktiskt genomförbar. Utbyggnad av vattenkraften i Mellersta och Övre Norrland skulle komma att kräva en ny ledning från norr till söder i stort sett varje år. En ny och högre spänning måste därför väljas. Kungliga Vattenfallsstyrelsen beslutade därför den 17 december 1946 att en 350 kV ledning från Harsprånget via Midskog till Hallsberg skulle byggas och vara färdig vintern 1950-51 för att överföra effekten från en ny stor vattenkraftstation i Lule älv, Harsprånget.

Valet av en spänning 25-30 % över den högsta dittills i världen använda 287 kV i Boulder Dam USA ställde Vattenfalls beslutsfattare och ingenjörer inför stora tekniska problem. Man tog sig frimodigt an uppgiften och de följande två decennierna kom att bli den stora guldåldern för svensk elkraftteknik. Vattenfall utredde och utvecklade systemet, med isolationskrav, lednings- och stationsutformning och i intimt samarbete med ASEA gällande krav och utformning av apparater. Genom denna utveckling kom Vattenfall och ASEA att få en placering på världskartan. ASEA befäste sin ställning på världsmarknaden genom att senare gå mot än högre spänningar 550-800 kV.

Under 1970-talet blev det aktuellt att närmare studera och utveckla ett nytt steg uppåt i systemspänning till nivån 750-800 kV. Denna gång var det dock inte ett pionjärarbete då dessa spänningar redan existerade i några nät i andra länder. Allmänhetens ovilja och farhågor för obehag i samband med den högre spänningen liksom svårigheter att klart visa lönsamheten i projektet ledde till att planerna lades ner. Oljekrisen och den efter denna lägre ökningstakten i elenergianvändningen kom att visa korrektheten i det tagna beslutet. [4]

2.1.2. Laster

En nyckelkomponent med avseende på stabil drift av ett kraftsystem är dess laster. Ett kraftsystem ska, som nämnts tidigare, hela tiden kunna tillgodose lastbehovet (uppvärmning, motorer, lyse m.m.). Följaktligen måste systemet kunna hantera lasternas spänningsberoende. Alla typer av laster beter sig olika. Laster kan också vara (nästan) helt spänningsoberoende, s.k. konstantlaster. Dessa laster konsumerar en konstant effekt.

En last i ett kraftsystem representeras av ett ekvivalent lastobjekt som konsumerar effekten vilken levereras till en specifik knutpunkt i systemet. Effekten är den sammanlagrade konsumerade effekten av alla lastobjekt inklusive nätet som är kopplat till respektive knutpunkt.

De flesta laster är mer eller mindre beroende av matningsspänningen. Spänningen i sin tur påverkas av lasternas karaktäristik. Två typer av spänningsberoende laster kan definieras: [11]

- Effekt konsumerad av en *statisk last* är endast beroende av spänningen.
- Effekt konsumerad av en *dynamisk last* är beroende av både spänning och tid. Vid en spänningsändring har lasteffekten ett transient spänningsberoende, en effektåterhämtning och ett spänningsberoende i stationärt tillstånd.

Lasternas spänningsberoende blir tydligt då systemet avviker från normaldrift. Vid nätåteruppbyggnad eller vid plötsliga nätfel eller maskinbortfall, kan spänningen i systemets transmissionsdel variera kraftigt. Dessa variationer fortplantar sig i kraftsystemets lägre spänningsnivåer. Med tiden reduceras dessa variationer med hjälp av s.k. lindningskopplare, se 2.1.10. På distributionssnivå (nät med spänningsnivå lägre än 10 kV) existerar i Sverige inga lindningskopplare som reglerar spänningen. Vid pålastning efter en nätåteruppbyggnad medför det att lastnivåändringen kan resultera i ett spänningsfall. Spänningsvariationer kan nämligen påverka lastkonsumtionen i nätet.

De dynamiska lasternas beteende kan relateras till termostaterade element. Efter en spänningsändring uppför sig elementen till en början som en resistiv last. Den aktiva effekten beror då av kvadraten på spänningen ($P=U^2/R$). Återhämtningsprocessen för spänningen inleds med att värmebehovet inte ändras under en kortare tid. Det resulterar i att termostatens omkopplingstid i elementet justeras så att samma mängd elektrisk energi som tidigare åtgår. Därefter påverkar spänningsberoendet hos bimetalliska termostater. På grund av deras design medför en spänningssänkning att temperaturbörvärdet i elementet ökar och vice versa. Mätningar [1] har visat att spänningssänkningar på 10 % har lett till en ökad medeffekt på 30-40 % efter 10-15 minuter. Sammanfattningsvis kan alltså sägas att en spänningssänkning till en början resulterar i ett minskat effektbehov för att sedan, under spänningsåterhämtningen öka.

Ett visst frekvensberoende i laster existerar. Detta är inte av vidare betydelse.

2.1.3. Transmissionsledning

Vid sammankoppling av två elektriska knutpunkter, med syfte att överföra elektrisk energi mellan dessa, används idag nästan uteslutande transmissionsledningar för växelström. Ledningarna består av tre från varandra separerade fasledare, s.k. trefas. I de tre faserna är strömmarna fasförskjutna 120 grader ifrån varandra. Tack vare fasförskjutningen kan behovet av returledare utelämnas. En andra fördel med trefasen är att en trefasansluten motor får konstant effektuttag i tidsplanet, till skillnad mot den enfasiga som får en pulserande effekt.

Transmissionsledningarna hängs upp i höga ledningsstolpar för att hålla dem åtskiljda från omgivningen. En gyllene regel har varit att ju högre spänningar desto högre stolpar. Vid höga spänningar ökar risken för överslag mellan faserna och omgivningen eller varandra. Ledningarna hängs därför inte fast i ledningsstolpen på enklaste sätt, utan måste isoleras så att dessa överslag inte kan ske. Detta sker genom att ett ej ledande material, oftast porslin, binder samman stolpen och ledaren. Kraven på isolationsförmåga ökar med ökad spänning.

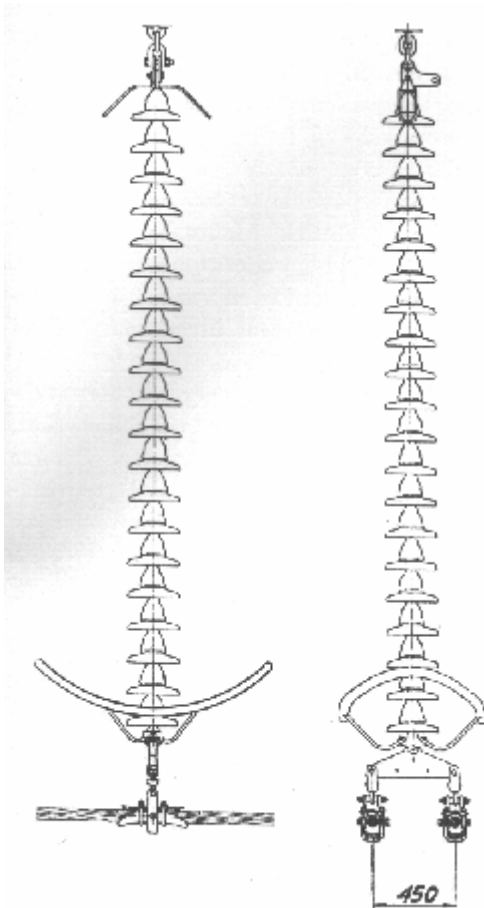
En fasledare består av flera sammanspunna småledare som lindas runt en stålwire, vars uppgift är att öka hållfastheten. Småledarna är av aluminiumlegering som är lätta och har hyfsat bra ledningsförmåga.

2.1.3.1 Koronaförluster

Vid höga spänningar på 400 kV tilltar problemen med korona förluster i samband med ogynnsam väderlek. Orsaken till korona effekterna är de höga elektriska fälten som uppstår kring en stor ledare vid dessa höga spänningar. För att minska de elektriska fälten använder man sig istället av flera mindre ledare upphängda i samma fas.

2.1.3.2 Fasarrangemang

Då två ledare per fas används, kallas detta för duplex, av analogin följer triplex för treledare och quadplex för fyra. Som en positiv följd av fasarrangemanget ökar även effektöverföringsförmågan.



Figur 2.1 Isolatorkedja med horisontell placering av duplexledarna. [4]

En ledning som är upphängd enligt triplex arrangemanget har den otroligt låga motståndet av ca 0,018 ohm per kilometer. Reaktansen däremot är betydligt högre, 0,290 ohm per kilometer.

2.1.3.3 Kondensatorverkan

Ett av de fysikaliska fenomenen som uppstår mellan två laddade ytor, kan beskrivas som en kondensator. En lång elledning åstadkommer då ett markant tillskott av reaktiv effekt. En tomgående ledning kan alltså ses som en kondensator. När ledningen lastas så förbrukas reaktiv effekt i ledningarna som en följd av den höga reaktansen. Vid en viss lastpunkt nås ett jämviktsläge mellan generering och konsumtion av reaktiv effekt. Denna punkt kallas SIL efter engelskans surge impedance load. Som en följd av variationerna i det reaktiva effektflödet i ledningsändarna, kommer även spänningarna att variera med lastvariationerna.

För att reglera dessa spänningsvariationer används främst tre olika sätt:

- Ändra produktionen av reaktiv effekt i generatorer
- Ansluta reaktorer för att konsumera reaktiv effekt
- Ansluta kondensatorbatterier för att producera reaktiv effekt

2.1.3.4 Effektkompensering

Generellt försöker man att se till att underliggande nätägare har ett nollutbyte av reaktiv effekt i sin anslutningspunkt till stamnätet. Detta beror på att som tidigare nämnts, reaktansen i ledningarna är 10 ggr så stor som resistansen. Om man måste producera reaktiv effekt i en generator och sedan skicka den genom alla transformeringar och ledningar, får man väldigt lite reaktiv effekt kvar i slutändan, där den lokala bristen ursprungligen uppstått

2.1.4. Reaktorer

När det elektriska ledningsnätet transporterar låga effektmängder och det uppstår stora överskott av reaktiv effekt, skapad från lågt lastade ledningar, blir följden att spänningarna kan skjuta i höjden i de ställverk som är anslutna till långa ledningar. Dessa höga spänningar är naturligtvis bra för verkningsgraden i effektöverföring, men det finns andra mer allvarliga bieffekter med alltför höga spänningar. Sådana bieffekter kan vara: isolationsproblem, mätutrustningen inte klarar av de höga spänningarna, primärutrustning, kontrollutrustning och skenande spänningar.

För att motverka det reaktiva överskottet, använder man sig av shuntkopplade reaktorer som förbrukar den reaktiva effekten som nyss var ett överskott, och därigenom hålla ner spänningarna. En reaktor har i all väsentlighet stora likheter med en spole kopplad till jordpunkt.

Då en spole enligt fysikens grundregler motsätter sig alla tillståndsförändringar, samt det stora antalet kopplingar med reaktorbrytaren, ställer stora krav på primärutrustningen i reaktorenheten, speciellt brytaren.

2.1.5. Kondensatorer

Hög effektöverföring på transmissionsledningarna med driftspunkter ovanför SIL, kräver att reaktiv effekt injiceras i ledningsnätet för att hålla ballans. Att producera den reaktiva effekten i generatorer är som förut nämnt olämpligt med tanke på de stora avstånd och därav förluster som uppstår. I stamnätet finns det i vissa känsliga punkter möjlighet att koppla in shuntkopplade kondensatorer, för att på så sätt producera den reaktiva effekten som behövs för att erhålla balans i systemet. Den reaktiva effektproduktionen ska ske så lokalt som möjligt för att inte sänka spänningarna i distributionsnätet, samt dra reaktiva strömmar över stora avstånd.

Ett exempel på detta kan vara en liten mekanisk verkstad med många asynkronmotorer ansluta. Där har man oftast egna kondensatorbatterier som kopplas in vid behov. Resultatet av det hela blir lägre förluster samt högre spänningar i nätet. Den distribuerade effektkompenseringen resulterar förhoppningsvis i det nollutbyte med stamnätet. Således är kompenseringsbehovet på stamnätet främst av reaktortyp, eftersom den kapacitiva delen kompenseras på lägre spänningsnivå.

2.1.6. SVC

Reaktiv effekt skall om möjligt balanseras lokalt vid förbrukningsstället. Detta medför emellertid inte att transmissionsnätet förblir opåverkat av lokala belastningsstörningar. En plötsligt ökad last hos en storförbrukare av aktiv effekt, medför att linjeströmmen och därmed linjens reaktiva effektbehov ökar. Denna laststörning bör kompenseras direkt, d.v.s. långt snabbare än vad som är möjligt med en effektbrytare. Dessutom kan effektbrytaren av kostnadsskäl inte arbeta med för små steg, vilket kan leda till att linjen blir överkompenserad då ett kondensatorbatteri kopplas in på linjen. Ur detta problem växer kravet på kontinuerlig reglering av den tillförda eller bortförda reaktiva effekten.

- Med en Static Var Compensation (SVC) kan inkoppling av reaktiv effekt ske blixtnsnabbt för att möta plötsliga belastningsstörningar, eller försiktigt avpassat för mindre justeringar av långsamma förlopp.
- Med SVC hinner utsatta linjer kompenseras med så mycket reaktiv effekt att spänningsförändringar reduceras till en krusning.
- Med SVC finns ett styrmedel som kan tillföra precis så mycket reaktiv effekt som behövs och som dessutom tillförs utan kopplingstransienter.

SVC tekniken baserar sig på snabba brytare som inte är uppbyggda av mekaniskt rörliga delar, utan av halvledare. En halvledare är ett material som under vissa omständigheter leder elektrisk ström, och under andra fungerar som en isolator. Den är så snabb att den kan klippa bort en liten del av växelströmmens halvvågor, så att den strömmängd som passerar genom tyristorn under en viss tid reduceras. SVC är ett koncept som består av olika byggbitar vilka kan användas var för sig eller i mer eller mindre komplexa kombinationer. På detta sätt kan man åstadkomma allt från en enkel till- och fränkopplingsbar kondensator till steglöst styrda system med mycket avancerad styrning för att både ta och ge reaktiv effekt. [23]

Två av de mest vanliga byggstenarna är det fasta kondensatorbatteriet (FC) och den tyristorstyrda reaktorn (TCR). Med kondensatorbatterier kan reaktiv effekt stegvis tillföras till ett nät och med reaktorer kan reaktiv effekt steglöst föras bort. Genom att kombinera dessa två komponenter kan reaktiv effekt steglöst både tillföras och bortföras. Kondensatorbatteriet genererar den reaktiva effekten som lasten maximalt förbrukar. Den är utformad som ett filter för att ta bort de övertoner som tyristorerna i TCR:n genererar. Dessa filter dimensioneras så att existerande övertoner i nätet minimeras. En reaktor förbrukar reaktiv effekt. Reaktorn kopplas alltså in på nätet då ett överskott av reaktiv effekt skall föras bort. Genom att variera tyristorns tändvinkel kan en godtycklig del av strömmen släppas igenom. Med en intelligent styrutrustning som ger tändpulser i rätt ögonblick kan mängden reaktiv effekt som leds bort från nätet styras steglöst.

Reglerstrategi för en SVC anläggning anges nedan i stigande prioritet:

- Normal spänningsreglering, som inte skall vara snabbare än generatorernas spänningsreglering i omgivande nät.

- Dämpreglering, som kombineras med reglering för att stödja nätet vid första utpendlingen vid nätstörning (kortslutning osv.)
- Nöddriftreglering vid mycket låg, eller hög spänning. Då är syftet att snabbt forcera in tillgänglig kapacitet för att rädda kraftsystemet från störning.

2.1.6.1 Reglering för dämpning

I det följande kommenteras SVC:s möjligheter att förbättra dämpningsförhållandena.

Principen för SVC-regleringen liksom för dämptillsatserna i generatorer att påverka generatorernas elektriska uteffekt i rätt fasläge i förhållande till deras rotorpendlingar. Låt oss därför först se hur den elektriska aktiva effekten hos en generator överhuvudtaget kan påverkas av en SVC, som bara ger reaktiv effektbidrag.

Inkoppling av en kondensatorerhet i SVC, eller urkoppling av en reaktordel, ger då lokalt en momentan spänningshöjning i SVC:ns anslutningspunkt. Denna spänningsändring påverkar aktiva effektflödet momentant på två sätt:

- Överföringen i systemet ökar
- Belastningarna ökar, speciellt belastningar nära SVC:n.

Båda dessa effektändringar kommer momentant att avspeglar sig som ändrade elektriska effektutmatningar på generatorerna i systemet. Mest berörs de generatorer som ligger närmast de ledningsöverföringar och laster som påverkats av SVC:n.

2.1.6.2 Val av insignal

Den viktiga frågan är då hur SVC:n styrs av pendlingarna i nätet, det vill säga vilken insignal som skall användas och hur den skall behandlas.

- Använd en överföringseffekt i nätet som avspeglar pendlingarna mellan de maskingrupper som skall dämpas. Effekten kan härröra från en ledning eller vara summan från flera parallella ledningar.
- Färfördröj signalen 90 grader och styr sedan SVC med denna signal. Ett alternativ till konventionell reglerstrategi med filter och tidskonstanter är att låta en dator avgöra när extremvärden nås för den uppmätta effekten. Omedelbart efter varje passage av maximum eller minimum hos effekten styrs SVC:n. Vid stor pendling kommer man att göra en styrning mellan ändlägena på SVC:ns reglerområde. Dessutom införs vissa villkor för att SVC:n ej skall reglera olämpligt vid mycket onormala spänningsförhållanden.

2.1.7. Seriekompensering

Seriekompensering innebär att man längs ledningen kopplar in en kondensator som elektriskt avkortar ledningen, d.v.s. ledningens totala reaktans blir lägre.

I vissa andra driftfall kan det vara önskvärt att ändra lastfördelningarna för att få lägsta totala förluster i ett nät. Detta kan exempelvis gälla då ledningar vid två olika spänningar ska arbeta parallellt och är skilda genom systemtransformatorer eller vid parallellgående ledningar med stor skillnad i ledararea. En ledning med lågt R/X -förhållande jämfört med de övriga bör därför seriekompenseras.

Seriekompenseringen ger bättre resultat om dess möjligheter beaktas redan vid planeringen av systemet speciellt när stabiliteten annars skulle leda till en begränsning av överförbar effekt. Ur stabilitetssynpunkt finns en vinkelskillnad mellan överföringens ändpunkter, som inte bör överskridas. Det finns därför en ledningslängd över vilken ledningsreaktansen bör kompenseras. Gränserna för ledningslängd för lönsam seriekompensering framräknades för 200 kV systemet till 250 km och för 380 kV systemet till 350 km. Ju längre ledningslängd och ju högre kompenseringsgrad desto lönsammare blir kompenseringen. [4]

Seriekondensatorn ger dessutom en betydligt större frihet att välja tidpunkt för förstärkning av nätets ökande behov av överföringsförmåga.

2.1.7.1 Historik

De första seriekondensatorerna, bland annat den första svenska, installerades omkring 1930 i distributionsnät. Alla dessa fick emellertid problem med undertonssvängningar, som inte kunde behärskas. I slutet på 30-talet och början på 40-talet återkom dock intresset för seriekondensatorer och då för att höja överföringskapacitet och stabilitet i transmissionsnäten.

I Sverige pågick under denna tid en snabb utbyggnad av den norrländska vattenkraften och av 200 kV ledningarna från mellersta Norrland till Mellansverige. Under senare halvan av 40-talet påbörjades en planering för en högre systemspänning, 380 kV.

Kring 1950 var genomsnittliga överföringsavstånden ca 500 km och successiv utveckling mot 700-800 km förväntades.

De nyaste 200 kV ledningarna försågs med dubbelledare för lägre reaktans. Det var också klart vid denna tidpunkt att de kommande 380 kV ledningarna måste förses med dubbelledare både av detta skäl och ur koronasynpunkt.

En första seriekondensatorstation beslutades och installerades i Alfta i den 480 km långa 200 kV ledningen Stadsforsen-Hallsberg. Stationen togs i drift i januari 1950 och behövdes för att snabbt öka överföringsförmågan på det vid denna tidpunkt ständigt ansträngda 200 kV nätet. Den ska emellertid också betraktas som en fullskalig provanläggning inför de kommande behoven av seriekompensering i det kommande 380 kV systemet. [4]

Valet av ledning berodde på att den långa ledningen Stadsforsen - Hallsberg på grund av sin längd och därmed höga reaktans gick lägre belastad än de kortare parallellgående ledningarna. Med hänsyn tagen till förlustökningen kom ett ekonomiskt optimum att ligga vid en kompenseringsgrad av 0,2, se vidare nedan. Härvid kunde göras en vinst på 15 % jämfört med den kostnad det inneburit att uppnå samma överföringskapacitet genom att bygga en ny ledning. I låglasstid och vid drift av dyra produktionskällor var seriekondensatorn icke lönsam och den hölls vid dessa tillfällen bortkopplad.

2.1.8. Möjligheter i ett transmissionsnät

En lednings överföringsförmåga är omvänt proportionell mot ledningsreaktansen. Om en kondensator med reaktansen X_C ohm per fas installeras i en ledning med reaktansen X_L ohm per fas och med överföringsförmågan P_1 minskar den totala reaktansen och överföringsförmågan ökar enligt följande formel:

$$P_{1c} = \frac{X_L}{X_L - X_C} \cdot P_1 = \frac{1}{1 - k} \cdot P_1 \quad (2.1)$$

I uttrycken är faktorn k kvoten mellan kondensatorreaktansen och ledningsreaktansen och benämns kompenseringsgrad. Av formeln framgår att om k är 0,4 så ökar överföringsmöjligheten med 67 %, större delen av en ny ledning.

I Sverige är samtliga åtta 400 kV ledningar i snitt 2 kompenserade till ca 50 %. Sådana utrustningar är i Sverige en basmetod, att förbättra stabilitetsegenskaperna och spänningsförhållanden för nät med långa överföringsavstånd. Man kan säga att seriekondensatorerna har en naturlig reglering eftersom den reaktiva effekt som de utvecklar beror av ledningsbelastningen. Vid maximal strömlast kan de tillsammans ge ca 4000 MVar eller ca 500 MVar per ledning. [4]

2.1.9. Transformatorn

Transformatorn består i sin enklaste form av två lindningar förlagda på en gemensam laminerad järnkärna. Transformatorer ingår i elöverföringssystem för växelspanning och omvandlar elenergi från en spänningsnivå till en annan med samma frekvens. Transformatorer ingående i överföringssystem för elenergi kallas med ett gemensamt namn för krafttransformatorer. De förekommer i såväl enfas- som trefasutförande. De flesta krafttransformatorer är trefasiga. Den grundläggande principen är densamma för enfas- och trefastransformatorer. Samband och driftegenskaper är också likvärdiga.

Enfastransformatorn består enklast av en laminerad järnkärna, på vilken två lindningar placerats. Den ena är ansluten till ett växelspanningsnät kallas primärlindning. Den andra är ansluten till energiförbrukande apparater och kallas sekundärlindning.

Vid nedtransformering (vanligen förekommande) benämns primärsidan för uppspänningssida. Sekundärsidan benämns då nedspänningssida. Vid upptransformering är benämningarna omkastade.

Vid transformeringar mellan höga spänningsnivåer 400/220 kV används ofta sparkopplade transformatorer. En sparkopplad transformator använder endast en lindning, där bara en del av lindningen används på lågspänningssidan. Fördelen med dessa är den mindre vikten och de lägre förlusterna. Den stora nackdelen är att den galvaniska isolationen mellan systemen uteblir, som därmed medför ökade säkerhetsrisker när konsumentnära moduler ansluts med sparkopplade transformatorer. [19]

2.1.10. Lindningskopplare

För en transformator som matar ett högspänningsnät vill man reglera spänningen under drift, för att kompensera för spänningsfall i ledningar och transformatorer. Man minskar därigenom de relativt långsamma spänningsvariationerna hos förbrukarna, på bekostnad av överliggande nät. I lindningskopplaren sker omkopplingen mellan två uttag utan avbrott eller kortslutning under drift. Lindningsomkopplaren sitter vanligen placerad i uppspänningsslindningen där driftströmmen är lägre. Vid riktigt höga spänningsnivåer (400 kV) sitter lindningskopplaren på nedspänningssidan på grund av den höga isolationsnivån. Regleringen sker så att nedsidans spänning hålls vid en konstant nivå. Man har mellan 17 och 19 kopplingslägen att tillgå, där varje lägesändring normalt ger en ändring av omsättningen motsvarande 1,67 % av mittlägets märkspänning. Detta ger ett reglerområde på ca ± 13 % av huvudreglerlägets märkspänning. Vid systemtransformatorerna 400/130 kV finns av vikt- och utrymmesskäl inte lindningskopplaren inbyggd i huvudtransformatorn. De förses istället med en hjälplindning som i sin tur matar lindningskopplaren. [23]

2.1.11. Synkronmaskinen

Maskinen kan utföras som motor eller generator och samma maskin kan användas som båda delar. Synkronmaskinens viktigaste användning är som kraftverksgenerator. Som motor har den sin största användning vid stora effekter, även i varvtalsstyrda drifter och allt oftare med permanentmagnetiserad rotor. Dessutom är den lämplig att användas vid stora effekter i områden med svaga nät, d.v.s. nät med låg kortslutningseffekt.

Maskinen är liksom övriga roterande elmaskiner uppbyggd av en stillastående del, statorn, och en roterande del, rotorn. Statorn består av en stomme uppbyggd kring ett laminerat plåtpaket. I plåtarna finns spår i vilka statorlindningen är förlagd.

Rotorn kan ha två utföranden: rotor med utpräglade poler eller cylindrisk rotor. Vid utpräglade poler placeras rotorlindningen som en spole på varje pol, vid cylindrisk rotor placeras lindningen i spår på rotorn. Den cylindriska rotorn är normalt tvåpolig.

I maskinens stator finns en trefaslindning. Denna är förlagd i spår och lindningen för varje fas är utbredd över flera spår. De tre lindningarna placeras i statorn så att de blir fasförskjutna 120 grader i förhållande till varandra. [7] [18]

2.1.11.1 Infasning

Om en frilöpande synkronmaskin ska inkopplas på ett spänningssatt trefasnät måste följande villkor vara uppfyllda beträffande nätet och maskinen:

- Samma frekvens
- Samma spänning
- Samma fasföljd
- Faslikhet i samtliga faser

Generatoren drivs upp i det synkrona varvtalet med drivmaskineriet. Magnetiseringsströmmen regleras så att nät- och generatorspänning blir lika. Fasföljden kontrolleras med hjälp av fasföljdsvisare. Detta behöver normalt endast ske vid driftsättning efter att man tagit isär väsentliga delar eller haft fasbrott på närliggande nät. Inkoppling av generatoren ska ske i ett ögonblick när faslikhet råder, d.v.s. i ett ögonblick då nät- och generatorspänning har samma fasläge. Fasläget kan avläsas med ett synkroskop eller med mer primitiva metoder såsom mörk fasning.

2.1.12. Brytare

För att kunna styra lastflödet i nätet och till och från slag med viktiga komponenter såsom reaktorer, används brytare. Brytare har även en säkerhetsmässig viktig funktion, nämligen att koppla bort anläggningsdelar behäftade med felfunktion, som annars varit en fara för både personal och systemets stabilitet. Det ställs stora krav på brytare eftersom de måste fungera med korta varsel under stora yttre påfrestningar. För att göra de inre påfrestningarna mindre bryts strömmen vid en nollgenomgång.

Brytare är idag oftast av SF₆ typ. SF₆ är en växthusgas med mycket goda isolationsegenskaper. Om man använder koldioxid som en ekvivalent för att mäta påverkan på miljön, så motsvarar 1 kg SF₆ 23,9 ton CO₂. I Sverige finns idag 17 ton SF₆ installerat. Utsläppsmålen är <0,5 % (85 kg), normalt ligger utsläppen runt 0,25 % år. [16]

2.1.13. Frånskiljare

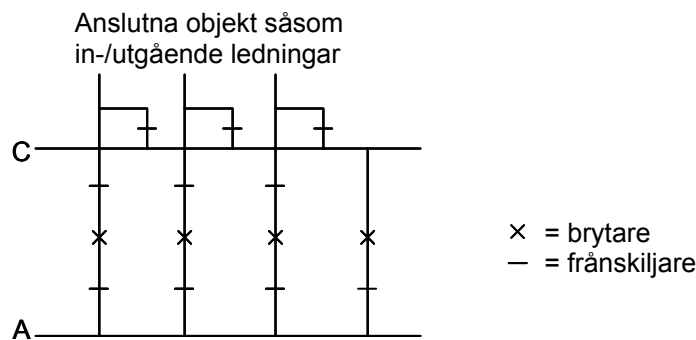
Frånskiljare används för att fysiskt separera och ansluta olika spänningsförande nätdelar från respektive till varandra. Kopplingarna sker utan driftström för att minska påfrestningar på utrustningen. Frånskiljare har även en säkerhetsfunktion när det ska utföras underhållsarbeten på en anläggningsdel utan att behöva påverka annan utrustning i dess närhet.

2.1.14. Ställverkskonfigurationer

Ställverken skall utformas så att man håller ned riskerna för allvarliga bortfall av ledningar etc. Extra åtgärder i ställverken kan ofta vara kostnadseffektiva. Nedan diskuteras för- och nackdelar av några olika huvudtyper av ställverk. [23]. Samliga ställverkstyper klarar enkla fel bra som bara berör en enstaka ledning. Däremot blir resultatet olika för olika kombinationer av fel, t.ex. om en brytare havererar.

2.1.14.1 AC-ställverk

Består av en huvudskena och en hjälpskena. Det innebär att alla ledningar, generatorer och övriga komponenter är kopplade till samma skena. Vid underhåll på en ledningsbrytare utnyttjas istället AC-brytaren. Ett fel på skenan eller en trasig brytare leder i detta fall till att samtliga objekt kopplas bort.

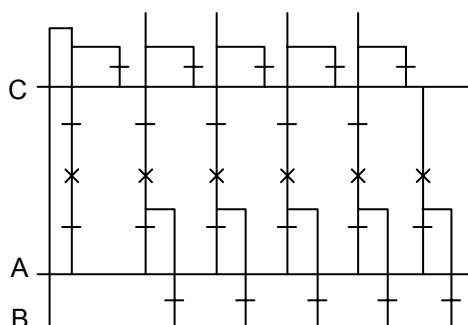


Figur 2.2 AC-ställverk.

AC-ställverket är enkelt med få brytare per objekt, vilket ger få fel. Å andra sidan måste man i kraftnätet gardera sig för att hela stationen faller bort. Därför bör AC-ställverket hållas relativt litet med få ledningar inkopplade. Strategin blir då att hellre bygga ytterligare ett ställverk till, än att bygga ut befintligt.

2.1.14.2 ABC-ställverk

Består av två huvudskenor och en hjälpskena. De två huvudskenorerna förbinds med en speciell sektioneringsbrytare.



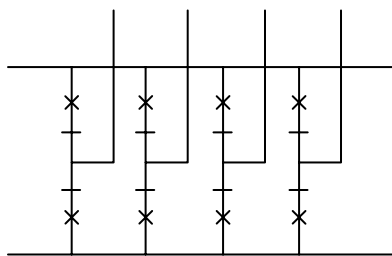
Figur 2.3 ABC-ställverk.

Vid exploderande ledningsbrytare räcker det då att koppla bort en av huvudskenorna och de objekt som är anslutna till denna. Halva stationen kan alltså bevaras i drift. Fel på sektioneringsbrytaren i kombination med annat fel, leder dock till att hela ställverket kopplas bort.

ABC-ställverk är lämpligt för större och viktiga ställverk med ett större antal ledningar anslutna.

2.1.14.3 *Tvåbrytarställverk*

Här finns två huvudskenor. Alla objekt är anslutna till båda skenorna, därav namnet. En felbehäftad brytare innebär då att enbart det objekt som är knutet till brytaren kopplas bort. Visserligen kommer också en av skenorna att kopplas bort, men detta ger inget akut problem eftersom övriga objekt förblir anslutna till den andra skenan.

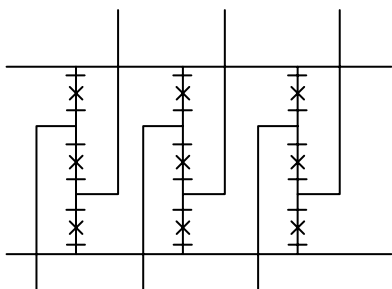


Figur 2.4 Tvåbrytarställverk.

Ställverkstypen passar för relativt stora ställverk. En viss men mycket liten risk finns att hela ställverket slås ut. Det kan ske i samband med revision då en huvudskenan är ur drift och brytarfel inträffar, eller då flera brytare havererar samtidigt.

2.1.14.4 *En och en halv brytar-ställverk*

Två huvudskenor finns. Mellan dessa ansluts ledningar etc. parvis, d.v.s. man får tre brytare och två objekt i serie. En trasig brytare kommer maximalt att slå ut två objekt.



Figur 2.5 En och en halv brytar-ställverk.

Ställverket passar då många objekt ansluts. Studier som gjorts av tillförlitlighet visar att ställverkstypen är den bästa jämfört med övriga typer ovan, åtminstone för stora ställverk med många anslutna objekt.

2.1.14.5 Ringställverk

Ledningarna och andra objekt ansluts i ring. Antalet brytare blir därför litet. En trasig brytare slår maximalt ut två objekt. Detta är bra, men andra nackdelar finns med denna ställverkstyp. Vid underhåll av enstaka brytare riskerar man kraftig uppbrytning av ställverket även vid enkla ledningsfel med korrekt brytarfunktion. Ställverket är också inflexibelt för senare utbyggnader.

2.1.15. Spänningsreglering och dämp tillsatser i generatorer

Generatorerna ger den grundläggande spänningshållningen i nätet. Därför måste tillräckliga marginaler finnas i dessa så att de kan bidra även vid störningar. Ett sätt att mäta generatorernas reaktiva förmåga är värdet på $\cos \varphi$.

$$\cos \varphi = (\text{aktiv effekt})/(\text{total märkeffekt}) \quad (2.2)$$

Lågt $\cos \varphi$ ger stora marginaler för reaktiv effekt och därmed spänningshållning.

De svenska kärnkraftverken ligger nära lastområden. Därför fick de ursprungligen lågt $\cos \varphi$ (0,80-0,85). Genom senare uppgradering av aggregaten med avseende på aktiv effekt, har strömmarginalerna för reaktiv effekt minskat, det vill säga man har ökat $\cos \varphi$. [23]

2.1.15.1 Fältströmbegränsare

Vid generering av elenergi används nästan uteslutande synkrona generatorer. Dessa generatorer arbetar med roterande magnetiska flöden för att inducera en elektromotorisk kraft, vid framställning av det magnetiska fältet, använder man sig av en magnetiseringsström som sänds in genom rotorn. Den spänning som genereras är i början av maskinens arbetsregister i stort sett linjärt beroende av magnetiseringströmmen. Förr eller senare avtar denna linjäritet vilket beror på mättning av fältet, fältströmmen kan alltså fortsätta att öka, utan någon märkbar påverkan på generatorns klämspänning. Om man fortsätter att öka strömmen kommer rotorlindningar att smälta samman eller vitala delar att skadas på annat sätt, därför måste fältströmbegränsare användas för att undvika skador på maskinen.

2.1.15.2 Statorströmbegränsare

När generatorn belastas med aktiv och reaktiv last, så ökar strömmen i statorlindningarna. För att inte skada dessa lindningar, finns det även en begränsare för statorströmmen.

2.1.15.3 Systemstabiliseringsutrustning

Generatorns normala spänningsregulator kan normalt kompletteras med en tillsatsutrustning kallad dämp tillsats (PSS).

Syftet med denna är att mäta hur generatorns rotor pendlar och sedan skapa en tillsatssignal till spänningsregulatorn, som ger generatorn en konstgjord spänningsvariation, vilket ger upphov till en effektvariation. Om denna effektändring ligger 90 grader fasfördröjd i förhållande till generatorns vinkelpendling, kommer generatorn få ett dämpbidrag.

Som *insignal* kan man använda rotorns varvtal eller generatorns elektriska uteffekt. Den senare är enklare att mäta och ger normalt en bra bild av hur generatorrotorn pendlar. För speciella driftsituationer med t.ex. snabba turbinändringar måste speciell kompensering göras av insignalen. Rotorns varvtal är svårare att mäta men ger en mer trogen bild av rotorpendlingarna. Tyvärr måste denna frekvenssignal deriveras vilket kan ge speciella signalproblem.

Fasvridning behövs mellan mätt signal och alstrad spännings- och effektvariation. Den skapas, dels naturligt i spänningsreglersystemet, d.v.s. matare och generator, dels genom speciell fasvridning i dämptillsatsen. Tyvärr blir fasvridningen beroende av såväl periodtiden hos pendlingen, som av generatorns elektriska belastning. Därför tvingas man till en kompromiss. Vilket är att tänka på följande:

- Spänningsregulatorn skall vara snabb (mataren får dock vara roterande)
- "Rätt" fasvridning ställs in för de sämst dämpade pendlingsfrekvenserna. Det är alltså fel att kalibrera fasvridningen med avseende på generatorns naturliga pendling mot det yttre nätet.

2.1.16. Skydd

Alla huvudkomponenter i kraftsystemet är utrustade med ett antal skydd, som ger signal till brytare att koppla bort komponenten vid interna eller externa fel, s.k. felbortkopplingar. [4] [23]

Grundläggande begrepp

Reläskydd är: relä eller relägrupp med tillbehör som vid fel eller annat onormalt tillstånd i anläggningen ger impuls till bortkoppling av viss anläggningsdel eller till signal.

Feltyper som skydden skall upptäcka är

- Kortslutningsfel i en eller flera faser
- Överlast av andra orsaker
- Avbrottsfel, t.ex. att en eller flera faser har avbrott p.g.a. snedgående brytare eller frånskiljare

Skyddens uppgift är att

- Förhindra skador på person och egendom p.g.a. ljusbåge, inducerade spänningar etc.
- Hindra skador på den felaktiga komponenten
- Hindra skador på andra komponenter i kraftsystemet
- Hindrar urfasfall, sammanbrott etc., i omgivande kraftsystemet.

2.1.16.1 Primär bortkoppling

Följande krav ställs på bortkoppling av den felbehäftade komponenten:

Selektivitet: Endast den felbehäftade komponenten skall kopplas bort. Därför måste skydden klara att upptäcka om felet berör den egna komponenten eller ligger utanför.

Snabbhet: Bortkopplingen måste ske snabbt, om man med säkerhet skall undvika konsekvenser för kraftsystemet.

2.1.16.2 Sekundär bortkoppling

Tekniska brister kan finnas hos såväl reläskydd som strömbrytare, som ger utebliven funktion. Därför måste det finnas reservmöjligheter, så att den felbehäftade komponenten bortkopplas, om än fördröjt.

Kraven är även här:

Selektivitet: Om en strömbrytare ej fungerar måste bortkoppling av denna ske genom att andra brytare löses ut. Viktigt är att få övriga komponenter berörs.

Snabbhet: Kravet är mycket betydelsefullt, för att förhindra ytterligare följdfel.

2.1.16.3 Strömmätande skydd

Skyddet skall upptäcka strömmar som är större än anläggningens märkström. Skyddet kan ha konstant funktionstid, eller låta tiden bero av överströmmens storlek.

2.1.16.4 Spänningsmätande skydd

Den driftfrekventa (50 Hz) spänningen mäts. Vid överspänning eller underspänning sker utlösning.

2.1.16.5 Impedansmätande skydd

Ett impedansskydd mäter kvoten mellan spänning och ström ($Z = U/I$). Denna metod används i t.ex. distansskydd för ledningar, för vilka man också kan mäta riktning. Fördelen med impedansmätande skydd jämfört med strömmätande skydd är att skyddet ger bestämd räckvidd. För en ledning kan distansskyddets impedansmätning anpassas till ledningens reaktans och resistans.

2.1.16.6 Skydd med symmetriska komponenter

Skydd finns som mäter nollföjdsspänning och nollföjdsström vilket gör det möjligt att upptäcka jordfel i en eller två faser.

Bakgrunden är följande:

I normal drift utan fel förekommer i det närmaste endast plusföljdskomponenter, d.v.s. strömmar och spänning är lika i de tre faserna men ligger 120 grader fasförskjutna sinsemellan. Vid olika typer av fel som berör en eller två faser störs denna symmetri. Ett sätt att beskriva strömmarna i en sådan situation är att se dem som summan av flera komponenter (plusföljd, minusföljd och nollföljd). Minusföljdskomponenterna är fasförskjutna 120 grader men i omvänd ordning mot plusföljden. Nollföljdskomponenterna har samma fasläge i alla tre faserna.

2.1.16.7 Differentialskydd

Enligt Kirchhoffs strömlagar skall vektor- summan av de strömmar som matar en krets, vara noll. Efter denna princip arbetar differentialskyddet. Det kräver att alla strömmar (i en viss fas) skall mätas.

2.1.16.8 Effektmätande skydd

Effektmätande reläer finns i skydd för t.ex. generatorer, och i skydd som jordfelsskydd och överströmsskydd.

2.1.16.9 Vågdetektorskydd

Vid fel i kraftsystemet kommer ändringar av strömmar och spänningar att förflytta sig med nära ljusets hastighet. Dessa vandringssvågor kan detekteras till riktning och storlek av vissa moderna skydd. Fel detekteringen kan ske mycket snabbt och skyddet kan göras mycket känsligt.

2.1.16.10 Skydd för ledningar

Syftet med skyddet är att upptäcka fel på ledningen. Bortkopplingskall ske snabbt och selektivt, det vill säga endast den felbehäftade ledningen skall bortkopplas.

Distansskyddet är det normala skyddet för ledningar. Det bygger på impedansmätning med riktning. Inställning görs så att momentan utlösning sker för kortslutningar inom 85 % av ledningslängden. Fördröjd utlösning sker för andra fel. Moderna distansskydd kan också fungera för jordfel med ganska stor resistans i felstället.

Jordfelsskydd används som komplement till distansskydden för att ge snabb bortkoppling av enfasiga jordfel t.ex. höghögspänning. Skyddet bygger på mätning av nollföjdsström. Det är uppbyggt i flera steg. Distansskyddens och jordfelsskyddens momentana steg omfattar ca 85 % resp 75 % av den skyddade ledningen. För att åstadkomma snabbast möjlig bortkoppling av fel som inträffar i bortre änden av ledningen låter man skydden i ledningens båda ändpunkter samarbeta t.ex. via optofiber eller bärfrekvens.

Differentialskydd kan användas för vissa korta ledningar, där man har svårt att få tillräcklig selektivitet med distansskydd.

2.1.17. Automatiker

Automatikernas roll är inte att koppla bort felaktig komponent, utan att med andra automatiska ingrepp antingen bibehålla kraftsystemet i drift i samband med störd drift, eller se till att snabbt återupprätta nätet till normal drift efter en störning. Man brukar skilja på tre grupper av automatiker [23]:

- Automatiker som är lokala och nära kopplade till skydd. Uppgiften kan t.ex. vara att automatiskt återinkoppla tidigare urkopplat objekt.
- Nätvärn som genom automatiska ingrepp får kraftsystemet att "landa" i en stabil driftsituation efter en störning.
- Automatik för driftåteruppbyggnad, som tillsammans med manuella ingrepp påskyndar en driftuppbyggnad av nätet efter ett sammanbrott.

2.1.17.1 Snabbåterinkoppling

Snabbåterinkoppling (SÅI) av ledningar används för att minska störningen på nätet. En ledning som fränkopplats på grund av ett fel på denna, kopplas in efter ca 0,4 sekunder.

I Sverige har en enkel och robust metod valts. Såväl bortkoppling som återinkoppling görs trefasigt. Dessutom görs inkopplingen utan kontroll av fasvinkel eller storlek hos spänningarna. Nackdelen är att man vid kvarstående fel får förnyad kortslutning. Dessbättre är ca 80 % av ledningsfelen av övergående typ (exempelvis åskfel som ger en ljusbåge, vilken hinner släckas inom den korta urkopplingsstiden)

2.1.17.2 Nätvärn

Uppgiften för nätvärn är att med olika automatiska ingripanden, begränsa konsekvenserna av fel och rädda systemet från omfattande kollaps.

Kriterium för ingripande kan vara lokala signaler eller signaler från flera håll i kraftsystemet ur vilka man automatiskt avgör om villkor för ingrepp har uppfyllts. Åtgärden kan vara automatisk bortkoppling av komponenter för att hindra överlast på övriga nätet, eller styråtgärder i produktion och spänningsreglerande utrustning.

Exempel på nätvärn

- Effektbortkoppling (EBK), som automatiskt kopplar bort viss produktion för att hindra överlast på nätet. Automatiken kan exempelvis styras av ledningsutlösningar.
- Belastningsfränkoppling (BFK), som automatiskt kopplar bort belastning vid låg frekvens. Ca 50 % av belastningen i Syd- och Mellansverige kan kopplas bort. Det sker i fem diskreta frekvenssteg i området 49-48 Hz
- Spänningskollapsskydd i södra Sverige. På kriterier som bygger på spänningar i flera nätknutpunkter och på driftförhållanden i Barsebäck, ges i kritiska lägen med automatik order om nödeffekt på likströmslänkarna, bortkoppling av ej prioriterad last, och som yttersta nödatgärd bortkoppling av primär belastning.

2.1.17.3 *Duba (DriftUppByggnadsAutomatik)*

Bygger automatiskt upp nätet efter en störning som lett till spänningslösa anläggningsdelar.

2.1.18. Förluster

De aktiva förlusterna i kraftnätet uppkommer där strömmar passerar resistanser i t.ex. ledningar. Förlusterna blir alltså låga om strömmar och resistanser bevaras små.

De totala förlusterna i systemet blir summan av samtliga bidrag av typen

$$P = R \cdot I^2 \quad (2.3)$$

Förlusterna i kraftnätet blir små om

- Strömmarna är låga. Strömmarna blir lägre vid höga spänningar eftersom överförd effekt är proportionell mot UI . De stora effektöverföringarna ska ske på nät med högsta möjliga driftspänning.
- Stora ledarareor, d.v.s. små resistanser. När ledningssystem för höga spänningar byggs är det naturligt att också förse dem med stora tvärsnittsareor. Det sker genom att använda grova linor och multipelledare.
- Plan spänningsprofil. Då spänningsskillnaderna är stora mellan olika knutpunkter i nätet, kommer förlusterna att bli onödigt stora. Man får strömmar som inte används till att överföra aktiv effekt utan är till för att utjämna spänningarna.

2.1.19. Nodtyper

Det finns olika typer av knutpunkter, noder, beroende på vilka storheter som är kända. Tre olika nodtyper kan definieras. [22]

2.1.19.1 *PQ-nod*

I denna knutpunktstyp är nettoeffektproduktionen P och Q kända. Spänningens storlek och fasvinkel i knutpunkten är okända. En knutpunkt utan generering är en PQ-nod. Ofta är en sådan nod en ren lastknutpunkt oberoende av spänningen, jfr en last bakom en lindningsomkopplande transformator.

2.1.19.2 *PU-nod*

Här är det aktiva och reaktiva effektbehovet känt. Knutpunktspänningens storlek och den aktiva genereringen är specificerad. Det som är okänt är den reaktiva genereringen och knutpunktens spänningsvinkel. Eftersom spänningen antas given oavsett det reaktiva effektbehovet, måste det i knutpunkten finnas någon spänningsreglerande utrustning. Sådan kan vara en synkronmaskin som reglerar spänningen genom att magnetiseringen av maskinens rotor eller stator styrs.

Spänningsregleringen påverkar alltid den reaktiva genereringen, och tvärs om. Annan användbar reglerande utrustning är därför reaktorer och kondensatorer som kopplas i och ur drift för att upprätthålla rätt reaktiv nivå i systemet och därigenom rätt spänning.

2.1.19.3 Utjämningsnod

Knutpunktstypen skiljer sig från de andra två genom det faktum att varken den aktiva eller reaktiva effektgenereringen är specificerade. I stället är både knutpunktens spänningsstorlek och fasvinkel angivna. I ett kraftsystem är minst en (oftast bara en) knutpunkt en utjämningsnod. Även i denna knutpunkttyp måste spänningen justeras med hjälp av spänningsreglerande utrustning. Då även den aktiva effekten förutsätts kunna regleras krävs en generator i knutpunkten.

Namnet utjämningsnod kommer av att det är i denna nod som effektproduktionen ändras, utjämnas, då en belastningsfördelning simuleras efter en systemförändring med intakt lastförbrukning. Vid ett ledningsbortfall t.ex. ändras den totala effektproduktionen, på grund av förändrade förluster i systemet och då balanseras effektnivån i kraftsystemet, genom att anpassa produktionen i utjämningsnoden till att täcka belastning och förluster.

2.2. Belastningsfördelning och lösningsförfarande av kraftsystem i allmänhet

2.2.1. Allmänt

Huvuduppgiften för kraftsystemoperatörerna är att leverera elektricitet på ett effektivt, säkert och ekonomiskt sätt till underliggande regionnät.

Det finns några grundläggande orsaker till varför det är nödvändigt att ha kontroll på effektlödet: [12]

- Förhindra (reducera) överlast. Maskade system där ledningar med låg impedans transporterar mycket mer effekt än vad de är designade för, kan förekomma samtidigt som parallella ledningar underutnyttjas. Med hjälp av effektregering kan förekomsten av överlastade ledningar förhindras, vilket leder till en total ökad utnyttjandegrad av kraftsystemet.
- Förlustminskningar

Regleringen av den aktiva effekten är i grunden ett flervariabelproblem av in- och utdata. Då den aktiva effekten måste överföras genom ett antal ledningar i systemet, kommer varje ändring av effekten i en ledning att följas av ändringar i andra ledningar. Starka korskopplingar mellan reglerande komponenter kan leda till oönskade resultat som klappjakt i regleringen i sådan utrustning. Därför gäller det att snabbt kunna styra effektregeringen i ett kraftsystem.

2.2.2. Belastningsfördelning

Tekniken för att utgående ifrån indata bestämma spänningen i samtliga punkter i ett kraftnät brukar kallas belastningsfördelning. Med kunskap om spänningens belopp och fasvinkel i samtliga punkter är det relativt enkelt att beräkna hur ledningarna belastas, vilka förluster som uppstår m.m. I ett ledningssystem kan effektinmatningar och effektuttag ske på ett flertal punkter i systemet. Dessa punkter och förgreningspunkter för ledningar benämnes noder eller knutpunkter.

Belastningsfördelningar hanterar ekvationer grundade på admittansmatrisen vilken representerar kraftsystemet i stationärt tillstånd. Belastningsfördelningar görs för att identifiera potentiella systemproblem vid oförutsedda såväl som planerade händelser, s.k. felfall samt för att göra en optimerad driftplanering i stationärt tillstånd. Även vid beräkningar av transient stabilitet, vid dynamiska simuleringar, krävs en inledande belastningsfördelning för initialtillståndet. Förfarandet vid belastningsfördelningen innebär lösning av icke linjära ekvationssystem, vilka klaras ut genom upprepad, iterativ, lösning av glesa linjära ekvationer. Vid själva beräkningen används systemets admittansmatriser, vilka är fastställda av kraftsystemets utbredning och tekniska beskaffenhet. Storleken på denna matris begränsas av hur djupt man väljer att studera kraftsystemet med avseende på underliggande nät.

Belastningsfördelningen i ett kraftnät visar nettoinmatningen av aktiv och reaktiv effekt i nätets knutpunkter. För varje sådan knutpunkt gäller Kirchhoffs första lag; $\Sigma P = \Sigma Q = 0$, om man med tecken summerar alla effektbidrag (inkl. förluster) från respektive nätkomponent såsom ledningar m.m. För varje nod i systemet måste alltså effektbalans råda för såväl den aktiva och den reaktiva nettoeffektproduktionen.

Ett kraftsystems tillstånd kan beskrivas med vissa tillståndsvariabler. Det kan vara knutpunktsspänningar och fasvinklar m.m. I normalfallet sägs ett kraftsystem vara i stationärt tillstånd. Driftläget i systemet är då lugnt med måttliga eller försumbara regleringar. [20]

Stationärtillståndet i ett maskat kraftnät bestäms entydigt av endera belastningsfördelningen, injicerad nettoeffekt eller spänningen i nätets knutpunkter, d.v.s. knutpunktsspänningarnas belopp med respektive fasvinklar, relaterade till en referensknutpunkt, utjämningsnod.

2.2.2.1 Lösningförfarande

Belastningsfördelningsproblemet kan mycket förenklat definieras enligt:

- Givet: Fördelningen av aktiv och reaktiv nettoeffekt i ett kraftnäts knutpunkter.
- Sökt: Ett elektriskt stationär tillstånd som motsvarar effektfördelningen, d.v.s. knutpunktsspänningarna med respektive fasvinklar, $\mathbf{U} = U \angle \delta$.

Vid lösningsförfarandet av detta matematiska problem bestående av nätekvationer i stora ekvationssystem, tillämpas olika samband från växelströmläran. Förutom utgångsbalansen, den givna effektfördelningen, måste diverse systemfaktorer vara kända. Nätekvationerna innehåller bl.a. [12]

- beskrivning av nätets topologi
- beskrivning av reglermodeller med tillhörande bivillkor för spänningsreglerande komponenter
- systemkomponenters elektriska data

Lösningens komplexitet och omfattning av antalet nätekvationer ökar dramatiskt med kraftnätets knutpunktsantal. Därför används datorprogram baserade på numeriska metoder för en snabb och effektiv lösning, vilket är speciellt nödvändigt i den operativa driften där realtidsberäkningar sker. [15] Lösningen av belastningsfördelningen bygger i huvudsak, som tidigare nämnts, på olika former av matematiska operationer med hjälp av matriser. När nätekvationerna ställs upp för ett växelströmsnät erhålls ekvationssystem med komplexa tal. Dessa är av icke linjär karaktär och löses med iterativa metoder. Se 3.1.3.

3. Matematisk modellering av kraftsystem

Vid studier av elektriska system används matematiska modeller som representerar de verkliga komponenterna i kraftsystemet. Beroende på syftet med analyserna kan modellerna i lämplig grad förenklas. En enkel modell ger ofta en god förståelse för systemets egenskaper. Bättre analysresultat fås med ökad noggrannhet i modellerna.

Kapitlet är uppdelat i en statisk och dynamisk del där ett kraftsystems mest väsentliga komponenters modeller presenteras.

3.1. Statiska modeller

Som nämnts i lastavsnittet 2.1.2 har laster en betydelse för den stabila driften av ett kraftsystem. Därför kommer modeller för statiska och dynamiska laster att definieras nedan.

En nyckelkomponent i ett kraftsystem är kraftledningar. Det är med hjälp av dessa som energi levereras från kraftverken till konsumenterna. Nedan behandlas hur främst friledningar, allmänt kallade kraftledningar, kan beskrivas med hjälp av matematiska modeller. Dessa, tillsammans med modeller för övriga systemkomponenter kan utgöra en modell för hela kraftsystemet. Detta är viktigt eftersom sådana modeller används för att analysera effektlöden i nätet och stabilitet m.m. Därefter beskrivs hur belastningsfördelningar kan göras med hjälp av iterativa metoder.

3.1.1. Lastmodeller

Laster kan modelleras antingen som statiska eller dynamiska laster.

3.1.1.1 Statiska laster

Eftersom dynamiken i den statiska lastmodellen i de flesta fall är så snabb i jämförelse med andra fenomen, brukar lasternas spänningsberoende skrivas

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha, \quad Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \quad (3.1)$$

där U_0 är nominell spänning vid nominell last, P_0 och Q_0 . Beroende på typ av last varierar α och β . Om $\alpha = \beta = 0$ konsumerar lasten konstant effekt. För $\alpha = \beta = 1$ benämns lasten som konstant strömlast. För $\alpha = \beta = 2$ sägs lasten vara en konstant impedanslast.

3.1.1.2 Dynamiska laster

För fenomen hos laster som verkar under en längre tid än 10 sekunder efter en störning, behandlas som dynamiska laster. Dynamikerna härstammar huvudsakligen från två källor; lindningskopplare och regulatorer i lasterna. En generell beskrivning av lastbeteendet efter ett spänningsfall ges av

$$T_p \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_s(U) - P_l(U) \quad (3.2)$$

$$P_i(t) = P_r + P_i(U) \quad (3.3)$$

där

$P_r(t)$ = tillståndsvariabel

$P_s(U)$ = statisk modell för det långsamma lastbeteendet

$P_t(U)$ = statisk modell för det transienta lastbeteendet

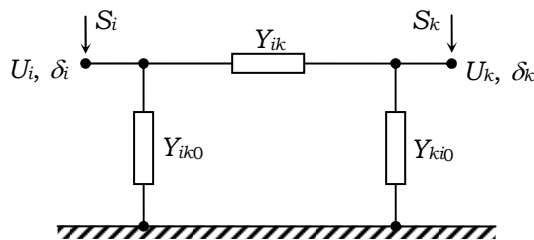
$P_i(t)$ = aktiv last vid tiden t

$U = U(t)$

Liknande gäller för den reaktiva lasten.

3.1.2. Kraftledningar

Kraftledningar har resistans på grund av ledarresistivitet och shuntkonduktans på grund av läckströmmar i isolationen. Dessutom har de induktans som härstammar från de magnetiska fält som omger ledningen samt shuntkapacitans på grund av de elektriska fält mellan ledarna och mellan ledarna och jord. Dessa storheter bestämmer en kraftlednings egenskaper. Ledningar kan beskrivas med enkla ekvivalenta kretsar. En friledning med längder mellan 100 och 300 km kan modelleras enligt en s.k. π -ekvivalent. [18] [22]



Figur 3.1 π -modell av en kraftledning.

I figur 3.1 är

S_i = nettoeffektproduktion i knutpunkt i

U_i = spänningsamplitud i knutpunkt i

δ_i = spänningsvinkel i knutpunkt i

Y_{ik0} = halva ledningens shuntkapacitans

$Y_{ik} = 1/Z_{ik}$ där Z_{ik} ledningsimpedansen

3.1.3. Statisk simulering med Newton-Raphson

Som nämnts tidigare används numeriska metoder för att genomföra belastningsfördelningar. Den mest förekommande metoden bygger på Newton-Raphsons algoritm där belastningsfördelningen iterativt beräknas. Metoden innebär att en ungefärlig startlösning ansätts. Via successiva approximationer kommer man fram till en lösning med angivna noggrannhetskrav. Tillvägagångssättet kan illustreras med att finna roten (lösningen till y nedan) till ekvationen

$$g(y) = 0 \quad (3.4)$$

y kan sägas vara en uppsättning tillståndsvariabler. Genom att studera (3.4) i ett litet intervall kring y_0 , kan ekvationen approximativt sägas vara linjäriserad. Med hjälp av Newton-Raphsons iterationsformel (3.5) kan successiva approximationer beräknas.

$$y_{k+1} = y_k - \frac{g(y_k)}{g'(y_k)} \quad (3.5)$$

där $k = 0, 1, \dots$ och att $g'(y_k) \neq 0$.

De olinjära (nät)ekvationerna som behandlas i metoden tar i sin mest avancerade form (SPICA) bl.a. hänsyn till transformatorn med dess omsättningsbegränsningar och generatorns begränsningar av aktiv och reaktiv effektproduktion samt spänningsamplitud samt shuntarna med extremspänningsautomatik.

Lösningsmetoden bygger på att mycket stora ekvationssystem ska lösas i syfte att beräkna aktiva och reaktiva effektinjiceringar i knutpunkterna. Se *figur 3.2* nedan. Det görs med de i iterationen aktuella knutpunktsspänningarna. Dessa beräknas med hjälp av den s.k. Jacobianmatrisen till g , $[JAK]$ nedan.

$$[JAK] = \left[\frac{\partial g}{\partial y} \right] \quad (3.6)$$

I sin förenklade form är matrisen en linjärisering av de olinjära nätekvationerna där aktiva och reaktiva effektkorrekationer (ΔP och ΔQ) är kända. De kan sägas vara kontrollvariabler. Korrektionerna av knutpunktsspänningarna (ΔU) och dess fasvinklar ($\Delta \delta$) är de okända, sökta, tillståndsvariablerna.

$$[JAK] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = [JAK]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

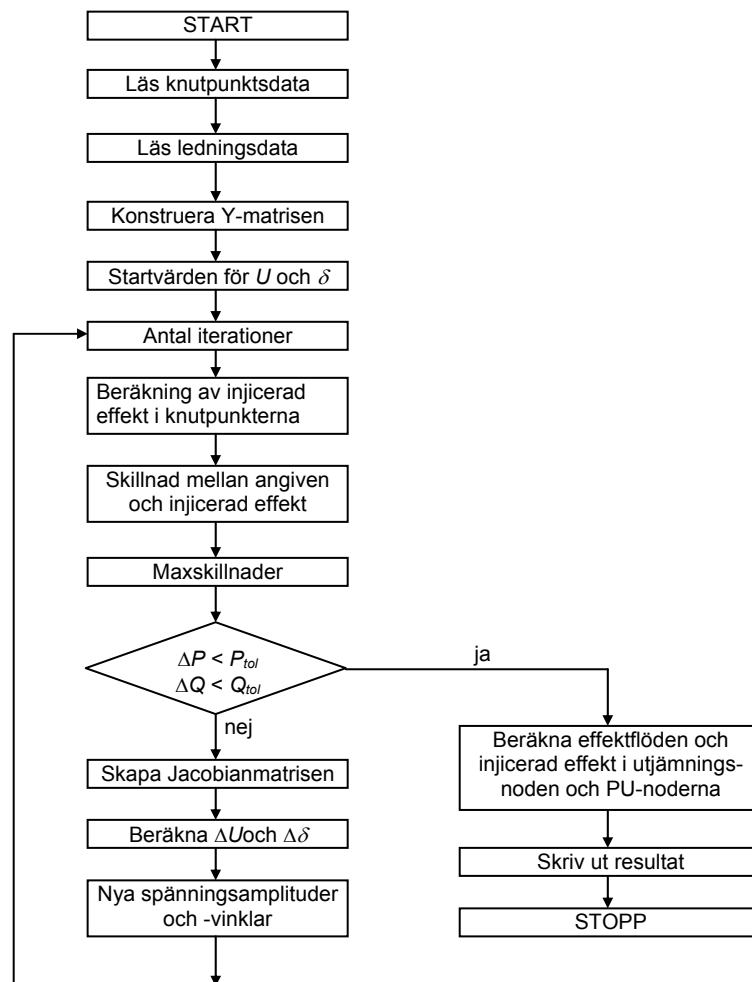
I Jacobianmatrisen representerar varje icke diagonalelement en koppling mellan två knutpunkter, ofta en ledning eller transformator. I SPICA används en teknik för att minska minnesbelastningen genom att inte lagra de många "tomma" elementen i Jacobianmatrisen. På så sätt minskas glesheten i matrisen utan att nämnvärt påverka systemet egenskaper.

I lösningsgången för Newton-Raphsons metod byggs även en admittansmatris, även kallad Y-matris upp som ett led i beräkningsgången.

Y-matrisen beskriver admittanser (inversen av impedansen) hos komponenter i nätmodellen topologiskt. Även i Y-matrisen representerar varje icke diagonalelement en koppling mellan två knutpunkter, d.v.s. överföringsadmittansen mellan respektive knutpunkter. Diagonalelementen representerar summan av admittanserna kopplade till respektive knutpunkt. I ett kraftnät är varje knutpunkt kopplad till endast ett fåtal andra knutpunkter, varför admittansmatrisen även den innehåller ett stort antal nollor som på ett smart sätt kan reduceras bort.

En mer utförlig genomgång av användandet av Newton-Raphsons metod för belastningsfördelning finns i [18] och [22]. Hur Newton-Raphson används i SPICA, finns beskrivet i avsnitt 6.3.1.

Nedan följer en allmän schematisk genomgång av algoritmen för Newton-Raphsons metod. Observera att drifttillståndsuppdateringar för generatorer, transformatorer och shuntar samt att begränsningsvillkor för dessa är ignorerade.



Figur 3.2 Newton-Raphsons algoritm.

3.1.3.1 Sammanfattning

Ett kraftsystems tillstånd kan entydigt bestämmas med en belastningsfördelning. Genom att linjärisera de olinjära nättekvationerna, kan sådan fördelning göras med hjälp av iterativa metoder. Låt det olinjära ekvationssystemet vara

$$[g(y, p)] = 0 \quad (3.8)$$

där

$y \in R^n$ är tillståndsvariablerna. För belastningsfördelningberäkningar är tillståndsvariablerna vinklarna och spänningsnivåerna i PQ-noderna och vinklarna i PU-noderna.

$p \in R^m$ är kontrollvariablerna. För effektlödesberäkningarna är kontrollvariablerna vanligtvis de styrbara aktiva och reaktiva effekterna i PQ-noderna. I PU-noderna representerar variablerna de reglerkomponenter för spänningshållningen (shuntar och lindningskopplare m.m.) och själva spänningsnivån i knutpunkterna.

m och n är antalet variabler, eller dimensionen för respektive vektor y och p . I en belastningsfördelningsberäkning motsvarar (3.8) en lösning av belastningsfördelningsproblemet. Ekvationssystemet kan då linjäriseras kring lösningsspunkten med numeriska metoder, såsom Newton-Raphson, figur 3.2.

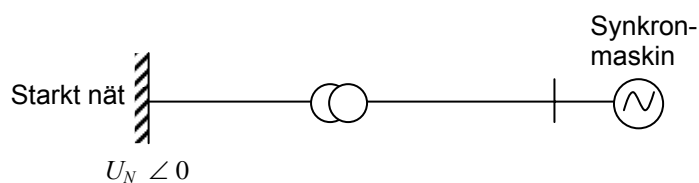
3.2. Dynamiska modeller

En i allra högsta grad dynamisk komponent är synkronmaskinen, nedan beskriven som generator. Det är den viktigaste komponenten vid studier av elektromekaniska oscillationer (svängningar) i ett kraftsystem [3]. Svängningar uppstår då maskinens rotor inte roterar med konstant vinkelhastighet jämfört med synkronfrekvensen. Detta orsakas i de flesta fall då en eller flera generatorer i ett system utsätts för en störning. För stora oscillationer kan orsaka instabiliteter i systemet.

I följande avsnitt kommer den s.k. klassiska modellen av generatorm att definieras. Därefter byggs modellen på för att vara mer generell.

3.2.1. Klassisk modellering av synkrongeneratorm

Svängningsekvationen är en grundläggande matematisk relation som beskriver hur en synkronmaskin uppför sig vid obalans mellan inmatad mekanisk effekt till maskinen och utmatad elektrisk effekt från den.



Figur 3.3 Synkrongenerator kopplad till ett starkt nät.

Svängningsekvationen för generatorm kopplad till det starka nätet⁵ i figur 3.3 kan skrivas

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \Leftrightarrow \dot{\omega} = \frac{1}{M} (P_m - P_e) \quad (3.7)$$

där

⁵ Ett starkt nät (eng. *infinite bus*) är ett nät där spänningens storlek (U_N) och vinkel är konstant även om lastströmmar dras från eller tillförs in i det.

H = tröghetsmoment [MWs/MVA=s]

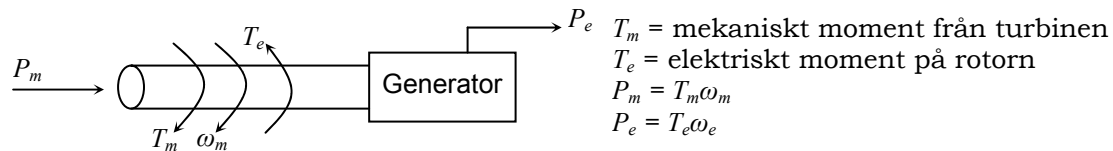
$M = 2H/\omega_0$

ω = vinkelfrekvens [rad/s]

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

P_m = mekanisk effekt på turbinaxeln [p.u.]

P_e = elektrisk effekt från generatoren [p.u.]



Figur 3.4 Schematisk beskrivning av effekt och moment i synkronmaskinen.

Som framgår av svängningsekvationen och som tidigare nämnts, är det skillnaden mellan matat mekaniskt moment och elektrisk uteffekt som orsakar en rotorrotation som avviker från den konstanta vinkelfrekvensen ω_0 . Den mekaniska effekten P_m levereras oftast från en vatten-, ång- eller gasturbin. I en vattenturbin regleras vattenflödet, d.v.s. P_m , med hjälp av dammluckor. Reglering är önskvärd eftersom det för varje generator finns förbrukningsplaner med hänsyn tagen till lastbehov och elpris m.m. Det verkliga lastbehovet avviker mer eller mindre något från lastprognoserna. Det gör att obalanser mellan produktion och konsumtion skapar frekvensavvikelse i systemet. Obalanser uppkommer även då generatorer plötsligt kopplas bort p.g.a. något skydd. Frekvensavvikelsen kan användas som en insignal till utvalda generatorer som ändrar sitt mekaniska moment och därigenom sitt elektriska moment för att möta frekvensavvikelsen. De ”utvalda” generatorerna sägs ha s.k. reglerstyrka.

Följande antaganden görs i den klassiska modellen av en synkronmaskin: [2][3]

- Dämpningen har försumrats
- Den mekaniska effekten är konstant
- Synkronmaskinen är modellerad som en konstant spänningskälla bakom en transient reaktans. Spänningskällans fasvinkel sammanfaller med rotorvinkeln.
- Laster representeras som impedanser före störningen

Med dessa antaganden sägs maskiner vara modellerade enligt den klassiska modellen.

3.2.1.1 Elektrisk modell av synkronmaskinen

I figur 3.5 är en klassisk modellerad synkronmaskin kopplad till ett starkt nät. Där är E'_q den inducerade spänningen i maskinen (konstant). X_{tot} är den totala reaktansen i modellen.

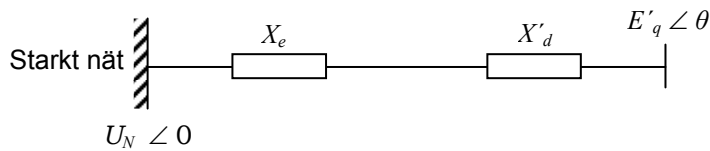
$$X_{tot} = X_e + X'_d \quad (3.8)$$

där

X_e = reaktans i ledning, inklusive transformator, till det starka nätet

X'_d = transient reaktans

Den aktiva och reaktiva elektriska effekten från generatoren är endast funktioner av rotorvinkeln θ , vilken är relaterad till de i systemets övrigt anslutna maskiners synkrona hastighet.



Figur 3.5 Klassisk modellerad synkronmaskin kopplad till ett starkt nät.

Vid studier av rotoroscillationer spelar den aktiva effekten den viktigaste rollen. Den elektriska effekten från en maskin kan skrivas

$$P_e = \frac{E'_q U_N}{X_{tot}} \sin \theta \quad (3.9)$$

I den klassiska modellen modelleras en maskin endast av tillståndsvariablerna θ och ω , varför (3.7) kan skrivas

$$\begin{pmatrix} \dot{\theta} \\ \dot{\omega} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \omega \\ \frac{1}{M}(P_m - P_e) \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

eller kortare som

$$\dot{x} = f(x) \quad (3.11)$$

där

$$x = (\theta, \omega)^T \quad (3.12)$$

För ett system med flera maskiner kan svängningsekvationen enligt den klassiska modellen för synkronmaskin i skrivas enligt

$$\begin{pmatrix} \dot{\theta}_i \\ \dot{\omega}_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \omega_i \\ \frac{1}{M_i}(P_{mi} - P_{ei}) \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

Observera att P_{ei} även beror av andra vinklar än den från maskin i , se t.ex. [2]. Tillståndsvektorn för (3.13) kan skrivas som

$$x = (\theta_1, \omega_1, \dots, \theta_n, \omega_n)^T \quad (3.14)$$

Systemet (3.13) med (3.14) satisfierar (3.11). n är antalet maskiner i systemet.

3.2.2. Generell modellering

Som nämnts tidigare så är den klassiska modellen av synkronmaskinen starkt förenklad. Bland de förenklingar som har gjorts för att erhålla (3.13) är att P_{ei} har antagits vara beroende av endast rotorvinkeln och spänningarna U_N och E'_q . I själva verket är P_{ei} även en funktion av rotorns vinkelfrekvens relativt en maskin med synkron hastighet. Effekten som beror av denna vinkelfrekvens härstammar från den inducerade strömmen i rotorn. Denna effekt tenderar att dämpa ut oscillationerna. Med dessa förenklingar följer ett antal nackdelar:

- Endast två tillståndsvariabler beskriver maskinen (θ_i och ω_i). I realiteten krävs många fler för att ge en verklighetstrogen modell. Flera storheter ändras med tiden och reglerutrustning för spänning och frekvens påverkar maskinens beteende.
- Modern utrustning som SVC och HVDC har en stor påverkan på systemets stabilitet, varför dessa måste modelleras på ett riktigt sätt.
- Laster har en stor inverkan på systemet, varför deras modellering inte får eftersättas. Ett stort antal laster i ett kraftsystem består av asynkronmaskiner. Dess karaktäristik är inte densamma som för impedanslaster.

En matematisk modell som beskriver hela systemet kan därför skrivas

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, y, p, t) \\ 0 = g(x, y, p, t) \end{cases} \quad (3.15)$$

där t är en tidsvektor. Tillståndsvariablerna kan skrivas som

$$x = (x_1^1, x_2^1, \dots, x_n^1, x_1^n, \dots, x_n^n, x_1^{SVC1}, \dots, x_n^{SVCn}, x_1^{HVDC1}, \dots, x_n^{HVDCn}, \dots)^T \quad (3.16)$$

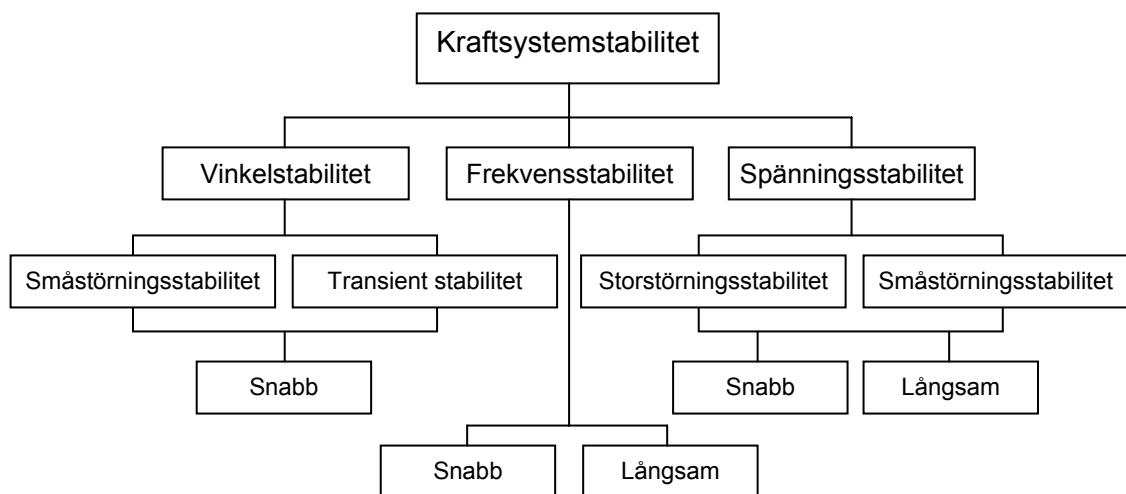
med tillståndsvariablerna x_i för generator i , SVC i , HVDC i osv. y -vektorn innehåller spänningar och vinklar som inte finns i x . Parametrar som behövs för att beskriva systemet, såsom ledningsreaktanser etc. finns i p -vektorn.

4. Stabilitet

Letar man i litteraturen kan man hitta flera olika definitioner av stabilitet i elektriska system. De olika definitionerna rör tidsdomäner, systemtillstånd, stora och små störningar osv. Mängden av olika angreppssätt speglar komplexiteten i ett elsystem, och den mängd av fenomen som kan uppträda vid instabiliteter. Eftersom det är olika människor som varit med om dessa fenomen och fått sina egna erfarenheter har det uppstått skillnader i de definitioner som brukar användas i samband med spänningsstabilitet och kollaps. Det kan även vara en följd av att det inte finns tillräckligt med kunskap på området för att kunna statuera en allmängiltig definition.

4.1. Stabilitetsklassificering

För att få en god överblick och struktur på stabilitetsanalyser av kraftsystem är det ofta till en stor hjälp att klassificera de instabiliteter som kan uppstå utefter någon princip. IEEE⁶ och CIGRÉ⁷ har därför gemensamt i en rapport [13] definierat och klassificerat begreppet stabilitet inom området kraftsystem. Tre huvudklasser kan urskiljas: *Vinkel-, frekvens- och spänningsstabilitet*.



Figur 4.1 Klassificering av stabiliteter. [13]

Gemensamt för de typer av kraftsystemstabiliteter som behandlas i denna rapport, är att de uppstår ur en alltför stor aktiv eller reaktiv effektobalans i systemet, globalt eller lokalt. Denna obalans kan sedan utvecklas på olika sätt och orsaka instabiliteter. Dessa obalanser är beroende av kopplingar och apparater i systemet.

⁶ IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

⁷ CIGRÉ: International Council on Large Electric Systems.

4.1.1. Vinkelstabilitet

Med vinkelstabilitet avses förmågan hos ett sammankopplat kraftsystems synkronmaskiner att förbli synkrona med systemet efter att ha blivit utsatta för en störning. [13]

Givetvis är den aktiva elektriska effekten som generatorerna levererar in i systemet alltid lika med den effekt som lasterna förbrukar, inklusive de förluster som uppkommer i systemet. Däremot föreligger det inte alltid en momentan balans mellan den effekt som driver generatorerna från de primära energikällorna, t.ex. vattenturbiner och lasten. Om en sådan obalans uppstår, så kommer de roterande delarna, sett utifrån ett massperspektiv mest bestående av rotorerna i generatorerna, att fungera som en energibuffert. Den rörelseenergi som finns upplagrad i dessa kommer att öka eller minska som en konsekvens av obalansen.

I de fall då obalansen är lokal, t.ex. situationen direkt efter det att ett jordfel har kopplats bort nära en generatorbrytare, kan generatören falla ur fas. Det är en konsekvens av att den roterar med en högre vinkelhastighet än den som motsvarar den synkrona nätfrekvensen. Det är ett resultat av att maskinen accelererats under jordfelet, då generatören inte matar ut någon aktiv effekt till nätet. Eftersom stora strömmar då annars skulle ha flutit i generatören, måste den kopplas bort för att inte förstöras. Instabiliteten burkar kallas *vinkelinstabilitet* eller synkron instabilitet, i regel med prefixet *transient* eftersom förloppet är i sekundskalan.

Klarar ett kraftsystem av att upprätthålla synkronism trots små störningar i systemet, sägs det vara *småstörnings vinkelstabil*. Avgörande för det är driftläggningen i systemet då felet inträffar. I moderna kraftsystem härstammar problem med småstörningsstabilitet från otillräcklig dämpning av oscillationer i systemet. Det icke periodiska instabilitetsproblemet elimineras med hjälp av kontinuerligt agerande spänningsregulatorer i generatorerna. Problem kan fortfarande förekomma då generatorerna opererar med konstant magnetiseringsström då fältströmsbegränsare är aktiverade. Tidsskalan för denna typ av vinkelstabilitet är i intervallet 10-20 sekunder.

En obalans avseende aktiv effekt kan också tänkas växa fram mycket långsamt. Turbinpådraget på en generator kan t.ex. öka mycket långsamt så att elnätet till slut inte kan ta emot den producerade effekten, trots att effekten är lägre än generatorns märkeffekt. En sådan situation kan exempelvis uppstå då nätets förmåga har försvagats genom ledningsbortkopplingar. Generatören kan i detta fall också falla ur fas, trots att ingen egentlig störning på nätet har förekommit. Man talar i detta fall om stationär vinkelinstabilitet. Instabiliteten yttrar sig i slutskedet på samma sätt som för den transienta vinkelinstabiliteten, nämligen att en generator, eller grupp av generatorer i en och samma station, faller ur fas.

4.1.2. Frekvensstabilitet

Med frekvensstabilitet avses förmågan hos ett kraftsystem att upprätthålla stabil frekvens efter en kännbar störning resulterande en betydande obalans mellan produktion och last. [13]

En annan variant av obalans avseende aktiv effekt kan uppstå när den aktiva effektobalansen påverkar hela systemet. I fallen med vinkel- och spänningsstabilitet finns det totalt i systemet tillräckligt med aktiv effekt för att tillgodose de laster som är inkopplade, men en lokal obalans har uppstått någonstans i systemet. Men när det totalt sett produceras mindre effekt från turbinerna än vad som lasterna konsumerar, märks obalansen i hela elsystemet.

Bristen på aktiv effekt kommer därför att tas från den kinetiska energi som finns upplagrad i alla generatorernas rotor, vilket resulterar i en minskad frekvens i hela systemet. Är obalansen inte alltför stor kommer de generatorer som deltar i frekvensregleringen att öka turbinpådraget så att obalansen avseende aktiv effekt elimineras och frekvensen regleras tillbaka till ett acceptabelt värde. Men om obalansen skulle vara alltför stor kommer frekvensen att avvika signifikant från det nominella värdet 50 Hz, med allvarliga konsekvenser som följd.

Värmekraftaggregat är speciellt känsliga för stora och långvariga frekvenssänkningar, eftersom det då kan uppstå skadliga vibrationer i de mekaniska systemen (turbinskovlarna). Detta kan i värsta fall resultera i att aggregaten kopplas bort för att inte skadas, vilket i sin tur kan leda till att hela systemet blir instabilt. Tidsskalan för fenomenet beror på hur mycket roterande massa som är anslutet till nätet. Typisk storleksordning är tiotalet sekunder eller minuter. Betydligt snabbare förlopp har de fall då en elektrisk ö-bildning med ringa produktion förekommer. Görs en otillräcklig lastbortkoppling vid underfrekvens, orsakas en snabb (ett par sekunder) nätkollaps på grund av snabbt fallande frekvens.

4.1.3. Spänningsstabilitet

Med spänningsstabilitet avses förmågan hos ett kraftsystem att upprätthålla stabil spänning i alla knutpunkter i systemet efter från ett givet driftfall ha blivit utsatt för en störning. [13]

CIGRÉ definierar spänningsstabilitet på ett allmänt sätt liknande andra problem med dynamisk stabilitet:

- Ett elsystem vid ett givet driftsläge är *småstörnings* spänningsstabil om, spänningar nära laster är identiska eller näst intill som de var innan störningen inträffade.
- Ett elsystem vid ett givet driftsläge som är utsatt för en viss störning är *spänningsstabil* om spänningar nära laster återgår mot de jämviktsslägen som fanns innan störningen.

- Om ett elsystem efter spänningsinstabilitet, inte återgår mot de jämviktslägen som rådde inför störningen, utan går mot oacceptabla värden, är systemet utsatt för en *spänningskollaps*. En spänningskollaps kan drabba delar av systemet eller orsaka en systemkollaps.
- Spänningsinstabilitet är avsaknaden av spänningsstabilitet, och resulterar i en progressiv spänningsminskning (eller ökning).
Spänningsinstabiliteten kan hävas med åtgärder, såsom produktion av reaktiv effekt, lastbortkoppling och flera andra sätt, och därigenom återgå till ett stabilt driftläge.
- Ett system blir spänningsinstabilt när en störning, ökning av lasten eller ändrad driftläggning, orsakar ett snabbt spänningsfall eller en långsamt sjunkande spänningsnivå, och automatik samt systemoperatörer i driftcentraler inte lyckas häva spänningsfallet. Spänningsfallet kan ske på alltifrån ett par sekunder upp till så lång tid som tjugo minuter. Om fallet inte bromsas kommer vinkelstabiliteten att upphöra, eller i värsta fall en spänningskollaps att inträffa.

Huvuddragen i dessa definitioner av spänningsstabilitet rör i huvudsak tre saker:

- Spänningsnivåerna måste vara acceptabla
- Systemet måste vara kontrollerbart vid aktuellt driftsläge
- Systemet måste klara av en förändring av driftläggningen

Läget avseende reaktiv effekt är inte lika enkel, som aktiv effekt. Här gäller att det måste vara balans mellan inmatat och förbrukad reaktiv effekt i varje knutpunkt. Detta är i själva verket en direkt konsekvens av Kirchhoffs första lag. När man talar om obalans menar man istället att den inmatade reaktiva effekten i den aktuella knutpunkten är sådan, vanligtvis för låg, att spänningen i knutpunkten blir alltför låg.

Vid låglast kan det istället vara så att den inmatade reaktiva effekten är för hög, vilket innebär att spänningen blir högre än den som utrustningen är dimensionerad för. Detta är naturligtvis inte önskvärt, men det brukar inte leda till att någon instabilitet utvecklas. När man talar om obalans i detta fall, så menar man att den verkliga injicerade reaktiva effekten avviker från den önskade injicerade reaktiva effekten, som behövs för att upprätthålla den önskade spänningen. Om avvikelsen, eller obalansen, blir för stor blir spänningarna oacceptabla.

Eftersom reaktiv effekt är en mer lokal storhet än aktiv effekt, den kan inte transporteras lika lätt i ett kraftsystem då normalt $X \gg R$, kommer dessa spänningsproblem ofta att vara lokala och uppträda i begränsade delar av systemet. När denna obalans leder till att instabiliteter utvecklas i systemet, talar man om spänningsinstabilitet eller spänningskollaps. I det senare fallet utvecklas instabiliteten så att spänningen blir oacceptabelt låg, men även motsatsen med för hög spänning kan förekomma.

Låga spänningar förekommer oftast i system med hög last, medan höga spänningar förknippas med låg last. Beroende på tidsskalan talar man om snabb, några sekunder, eller långsam, ett tiotal sekunder eller längre, spänningsinstabilitet. Det är inte alltid så lätt i ett praktiskt fall att på ett otvetydigt sätt skilja mellan snabb och långsam spänningsinstabilitet. Även om den fysikaliska orsaken är densamma i båda fallen, d.v.s. brist på reaktiv effekt, så är störningarna och strukturen på kraftsystemen olika.

Det slutliga systemsammanbrottet, kollapsen, kan vara relativt snabb även i en långsam spänningsinstabilitet, där själva instabiliteten kan döljas genom att spänningarna verkar normala. Det är därför viktigt att ha tillförlitliga stabilitetsindikatorer så att preventiva åtgärder kan vidtas medan det ännu finns tid.

4.1.3.1 Långsam spänningsinstabilitet

Tidsskalan för en *långsam spänningskollaps* kan som sagt vara från tiotals sekunder upp till flera timmar. Den utvecklas gradvis genom en brist på reaktiv effekt i en nod eller del av systemet har uppstått. Även om spänningsinstabilitet är starkt kopplat till den reaktiva effekten så spelar den aktiva effekten en mycket viktig roll. Många laster har inte effektfaktorn 1. Därför resulterar en ökning av aktiv effekt också i en reaktiv effekttökning.

Dessvärre så är ju de reaktiva effektförlusterna i ledningarna proportionella mot kvadraten på den överförda effekten, vilket innebär att hårt belastade ledningar kommer att påverka den reaktiva effektbalansen starkt. Synkronmaskiner och andra reaktiva effektproducenter spelar ibland en mycket förrädisk roll i detta sammanhang. Dessa kan ofta kortvarigt överbelastas och producera mer reaktiv effekt än i stationär drift, och under denna tid kan spänningarna bibehållas på acceptabla nivåer. Men när slutligen skydd eller regleringrepp drar ned den reaktiva produktionen till den stationära gränsen för att undvika skador på utrustningen, kommer spänningarna att falla drastiskt, som ibland kan leda till en kollaps. De bidragande faktorerna vid en långsam spänningsinstabilitet är [3]:

- Laståterhämtning efter fel
- Lastökning
- Reaktiva förluster i ledningar som en följd av stora effektöverföringar
- Bortfall av reaktiv effektproduktion
- Strömbegränsare hos generatorer (se exempel i *figur 7.5*)

I det första fallet ovan är regleringen av lindningskopplare på transformatorer av stor betydelse. En spänningssänkning på uppspänningssidan kommer att synas på nedspänningssidan av transformatorerna, vilket i regel leder till en minskning av lasternas effektuttag. Emellertid kommer lindningskopplareglerningen att återställa spänningen på nedspänningssidan så att spänningen återställs och därmed också lasternas effektuttag. Detta har i de allra flesta fall en destabiliserande inverkan på spänningsstabiliteten.

4.1.3.2 Snabb spänningsinstabilitet

Vid en *snabb spänningsinstabilitet* kommer själva spänningssammanbrottet mycket snabbt efter själva störningen, bara efter några sekunder eller kortare. I dessa instabiliteter är ofta speciella laster eller andra komponenter med speciell effektkarakteristik inblandade. En last av denna typ är asynkronmotorn som ofta förbrukar mycket reaktiv effekt efter ett fel.

Andra lasttyper som kan vara kritiska i detta sammanhang är komponenter som innehåller kraftelektronik. Som ett exempel kan nätkommuterade HVDC strömriktare nämnas, som kan ha en destabiliserande effekt på svaga nät. Asynkronmotorer kan också vara besvärlig vid långsamma spänningsinstabiliteter. Speciellt i system vars toppbelastning innehåller en stor del luftkonditionering, vilken ofta drivs av asynkronmotorer. Om spänningen blir alltför låg kan deras reaktiva effektkonsumtion bli hög, och därigenom orsaka ytterligare spänningssänkningar.

4.1.3.3 Småstörnings- och störstörningsstabilitet

Man kan dela upp begreppet spänningsstabilitet efter störningens storlek och de matematiska verktyg man använder vid analysen. Sålunda talar man om småstörningsstabilitet och störstörningsstabilitet. Vid analys av småsignalstabilitet kan linjäriserade modeller användas men vid studier av storsignalstabilitet måste fullständiga olinjära modeller användas.

Småstörningsstabilitet syftar till systemets förmåga att upprätthålla stabila spänningar vid små störningar som stegvisa lastförändringar. Givetvis spelar lastens karaktäristik här en stor roll ur denna stabilitetsaspekt. [13]

Störstörningsstabilitet syftar till systemets förmåga att upprätthålla stabila spänningar vid stora störningar som systemfel, produktionsbortfall eller oförutsedda händelser i nätet. Förmågan bestäms av systemet och dess lastkaraktäristik samt samspel av både kontinuerlig och diskret reglering och skydd. [13]

4.1.4. Instabiliteter i reella system

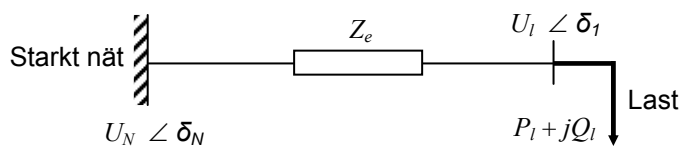
De ovanstående klassificeringarna bygger på idealiserade förhållanden. I ett verkligt elsystem är det inte sällan en kombination av aktiv och reaktiv effektobalans som ger upphov till en instabilitet. Dock kan man i många fall, åtminstone i början av ett dynamiskt förlopp som leder till systeminstabilitet, enkelt identifiera om det är en vinkel- eller spänningsinstabilitet. Under förloppets gång utvecklas ofta nya obalanser, som introducerar nya instabiliteter, så vad som till slut orsakar att systemet eller delar av systemet blir instabilt är svårt att säga.

Det finns exempel på systemsammanbrott som börjat som långsamma spänningskollapser, som genom låga spänningar reducerat effektöverföringsförmågan så att vinkel instabiliteter uppstått, vilka varit den slutliga orsaken till systemkollapsen. Å andra sidan kan vinkelinstabiliteter leda till att generatorer kopplas ur, vilket ett system normalt skall klara av, men det kan rubba den reaktiva effektbalansen så mycket att en spänningskollaps utvecklas.

Syftet med en klassificering är att få en struktur på ett komplicerat problem så att det ska bli enklare att förstå det och identifiera viktiga och kritiska storheter, komponenter och processer i systemet. Klassificeringar av det här slaget bör inte drivas för långt, utan det är resultaten av analyser av adekvata och realistiska systemmodeller som är det viktigaste.

4.1.5. Analys av spänningsstabilitet

De fundamentala mekanismerna vad gäller spänningsstabilitet kan illustreras med hjälp av ett enkelt system enligt *figur 4.2*. I sitt enklaste utförande är en last är matad från ett s.k. starkt nät via en ledning. Om man önskar studera mera detaljerat eller om vill analysera andra typer av stabiliteter, kan flera komponenter läggas till modellen. [3]



Figur 4.2 Enkelt system för analys av spänningsstabilitet.

Om det antas att ledningen är förlustfri ($Z_e = jX_e$) erhålls följande uttryck:

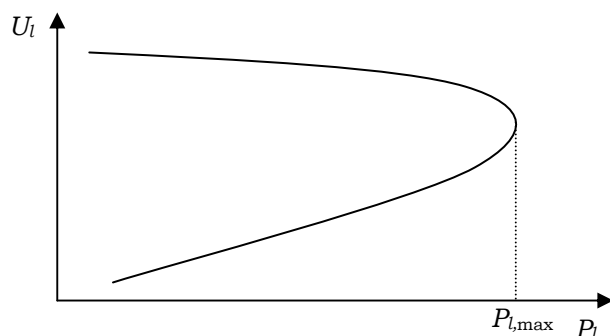
$$P_l = \frac{U_l U_N}{X_e} \sin(\delta_N - \delta_l) \quad (4.1)$$

$$Q_l = \frac{U_l U_N \cos(\delta_N - \delta_l) - U_l^2}{X_e} \quad (4.2)$$

Om vinkeln φ försummas ger ekvationerna 4.1 och 4.2

$$P_l^2 + \left(Q_l + \frac{U_l^2}{X_e} \right)^2 = \left(\frac{U_l U_N}{X_e} \right)^2 \quad (4.3)$$

Anta vidare att den reaktiva lasten varierar med samma faktor som den aktiva lasten. Effektfaktorn är då konstant. Plottas relationen mellan P_l och U_l i ekvation (4.3), fås den så kallade PU-kurvan.



Figur 4.3 Illustration av en PU-kurva. Spänningens storlek som funktion av den aktiva effekten i lastnoden.

4.1.5.1 PU-kurvor

Ett vanligt sätt att tydligt och pedagogiskt visa karaktäristiken i ett kraftsystem är att använda systemets teoretiska PU-kurva. Dessa kurvor kallas även noskurvor på grund av deras karaktäristiska utseende. Noskurvan är en graf som visar den aktiva effekten i en knutpunkt som en funktion av nodspänningen. Den punkt på noskurvan där den maximala effekten, $P_{l,max}$ i figur 4.3, förekommer är den kritiska punkten och anses som gränsen för spänningsstabilitet.

Från figur 4.3 kan tre teoretiskt möjliga driftsituationer sammanfattas enligt [3]:

1. För $P_l < P_{l,max}$ finns två lösningar
2. För $P_l = P_{l,max}$ finns exakt en lösning
3. För $P_l > P_{l,max}$ finns ingen lösning

1: För värden på P_l mindre än $P_{l,max}$ finns alltså teoretiskt två lösningar. Den högre lösningen motsvarar hög spänning och låg ström, medans den lägre lösningen motsvaras av låg spänning och hög ström. Eftersom den senare lösningen resulterar i större förluster i ett kraftsystem, är den övre delen av PU-kurvan, fram till nospunkten, av större intresse än den undre. Dessutom är ett kraftsystem svårreglerat i en driftsituation som befinner sig på den undre delen av kurvan.

2: $P_{l,max}$ beror dels på X_e och U_N , men också på lastens effektfaktor. Ju mer reaktiv effekt lasten drar desto mindre blir $P_{l,max}$.

3: För laster större än $P_{l,max}$ finns självklart ingen lösning; systemet är i dessa fall instabilt.

Ovan har lasten antagits som en oberoende parameter. I verkligheten är lasteffekten en funktion av spänningen vid lasten: $P_l = P_l(U_l)$. Spänningsberoende i lastens bestäms av dess lastkaraktäristik.

4.1.6. Sammanfattning

De föregående avsnitten visar att en obalans i effekt i ett kraftsystem kan orsaka instabilitet. Vinkelstabilitet är starkt kopplade till den aktiva effektbalansen i systemet. Som framgått är spänningen och den reaktiva effekten starkt kopplade till varandra. Samtidigt kan sägas att, beroende på de aktiva och reaktiva effektlödena i systemet innan en störning, vinkel- och spänningsstabilitet är starkt knutna till varandra.

Enligt vad som har framgått av ovanstående avsnitt så är generatorerna, d.v.s. synkronmaskinerna, av central betydelse vid vinkelinstabiliteter, och man säger ofta att de är drivande för denna typ av instabilitet. Den drivande komponenten vid spänningsinstabiliteter är ofta lasterna, och därför kan man ofta se att spänningsinstabilitet också kallas lastinstabilitet.

Det kan sägas vara en tumregel att om det finns en nettoproduktion av reaktiv effekt i en knutpunkt, blir det en hög spänning, medan en brist på reaktiv effekt resulterar i en låg spänning.

5. Kraftsystemsimulatorn ARISTO

I syfte att simulera fenomen associerade med kollaps och återuppbyggnad av kraftsystem, är det av vikt att ha lämplig mjukvara. Mjukvaran skall ha möjlighet att hantera både lång- och kortsiktig dynamik. Gränssnittet skall vidare vara interaktivt för att göra det möjligt att använda det som en träningsimulator för operatörer. På marknaden finns ett antal analysverktyg tillgängliga, vilka är lämpade för undersökning av bestämda ingående fenomen. Det finns även ett par simulatorer med olika avancerade nivåer av operatörsgränssnitt. Träningsimulatorerna används mest till att utbilda operatörer i normal drift med små störningar. I fall av svårare problem, som allvarligare sammanbrott och nätåteruppbyggnad, baseras scenarierna oftast på fristående beräkningar. Elsystemets dynamik är inte så väl modellerat och studium av transient stabilitet och relästyrning är ofta begränsat av fristående beräkningar eller gjorda i ett speciellt beräkningsläge.

5.1. ARISTO

Realtidssimulatorn ARISTO kombinerar fördelarna av ett analysverktyg och en träningsimulator. Simulatorn är därför ett användbart redskap både för avancerade operatörsövningar och djupgående analyser.

5.1.1. Struktur

Systemet använder UNIX och X-Windows teknologi. Tillgängliga mjukvaruverktyg som DataViews, Ingres relationsdatabas och Avanti realtidsdatabas används. [10]

ARISTO kan sägas vara indelad i tre delsystem; användargränssnittet med dess verktyg (*user interface applications*), initieringsverktyg för databearbetning (*data preparation applications*) och själva simulatorkärnan (*run-time system applications*). För att undvika förväxlingar används i *figur 5.1* de ursprungliga engelska beteckningarna på de olika delarna av systemet.

Människa-maskin gränssnittet omfattar applikationer som används för styrning av simulatorn. Det finns också en mängd möjligheter att åskådliggöra simulerad data i olika slags diagram. I simulatorns databearbetningsdel lagras nätdata. Arbetet i denna del sker offline, d.v.s. simulering i stoppat läge. Då all nödvändig data finns inmatad kan en belastningsfördelning göras. All data kan sedan laddas från relationsdatabasen till realtidsdatabasen i kärnan. I syfte att utöka användningen av simulatorn är det möjligt att importera befintlig nätdata från PSS/E⁸.

⁸ PSS/E: Power System Simulator for Engineering.

5.1.1.1 Databaser

I systemet används två olika databaser, en relationsdatabas och en realtidsdatabas. Relationsdatabasen används för att definiera kraftsystemmodellen och dess förutsättningar, s.k. scenarier. Ändringar i modellen görs antingen i olika formulär, *forms*, eller genom att data från andra kraftsystemsimulatorer importeras. När simuleringen startats laddas data för aktuell systemmodell och scenario från relationsdatabasen till realtidsdatabasen. Det är härifrån som simulatorkärnan hämtar sina indata för att generera själva simuleringen.

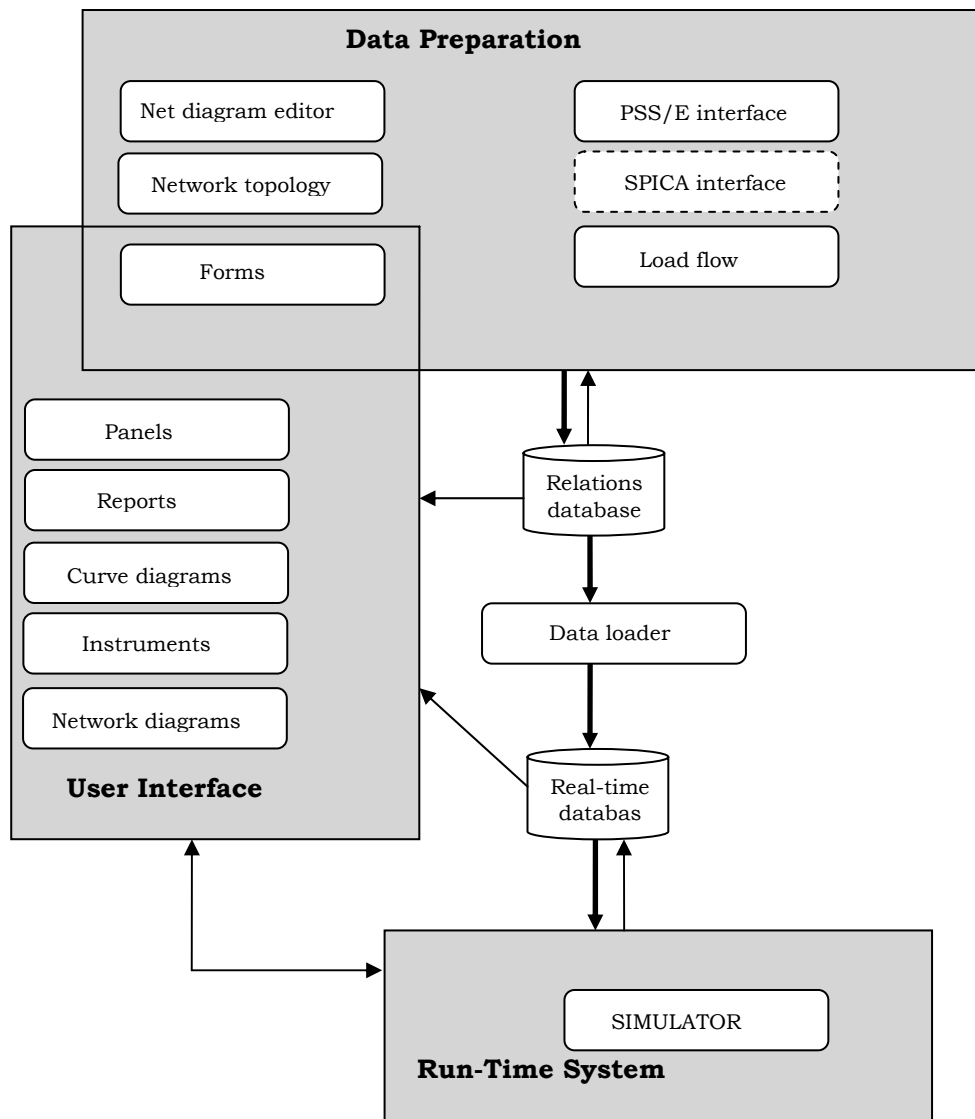
5.1.2. Simulatorlägen

5.1.2.1 Data Preparation

När kraftsystemmodellen är definierad genomförs en belastningsfördelningsberäkning. När den är gjord är systemet initierat och sägs vara i *data preparation* läge. I detta läge finns möjlighet att konvertera nätbalanser (belastningsfördelningar) till SPICA.

5.1.2.2 Simulation

Ett initierat system möjliggör att en simulering kan startas. Det görs genom att realtidsdatabasen aktiveras och matas med data från relationsdatabasen. I simuleringsläge används användargränssnittets verktyg för att studera och styra systemet.



Figur 5.1 Schematisk ARISTO-struktur. De grövre pilarna markerar dataflödet vid simuleringsinitieringen. SPICA gränssnittet är ingen ordinarie ARISTO-applikation utan ett verktyg framtagen för examensarbetet.

5.2. Modelleringar

För en riktig simulator är det av vikt att ha tillräckliga modelleringsmöjligheter. I ARISTO kan man dela upp modellerna i följande huvudgrupper: nätkomponenter, laster, produktionsenheter och skyddsmoduler.

5.2.1. Nätkomponenter

En detaljerad modellering av transformatorstationer kan utföras. Ställverken kan bestå av flera samlingsskenor, brytare och frånskiljare i en mängd olika konfigurationer. Transmissionsledningarna är modellerade som traditionella π -länkar, det finns även möjlighet att använda sig av seriekompensering hos ledningarna för att reducera ledningsreaktanserna. Vidare finns det möjlighet att utrusta ställverken med shunt kondensatorer och shunt reaktorer, dessa komponenter kan ställas in så att de får extremvärdesautomatiker, för i- och urkoppling vid exceptionella nivåer på spänningarna.

5.2.2. Laster

Lasterna är modellerade som impedanser ($a = \beta = 2$ i (3.1)). För att uppnå en realistisk modellering av lasterna, räknas admittanserna om i tiden. Härav följer en mängd funktionaliteter såsom frekvensberoende och spänningspåverkan. Vidare finns möjlighet att simulera lindningskopplarnas funktion genom att påverka parametrar i den långsamma lastdynamiken. Slutligen finns det även en stokastisk funktion inlagd för att simulera de små förändringar som ständigt sker i lasterna.

5.2.3. Produktionsenheter

Generatorerna är modellerade som synkronmaskiner, baserade på Parks ekvationer, se [2] och [3] och avsnitt 3.2.1. Modellerna inkluderar mättning och dämpning. Generatorns magnetisering kan simuleras enligt följande modeller: [10]

- Spänningsregulator
- MVAR regulator
- PSS, Power system stabilizer
- Fält- och statorströmsbegränsare

Energiöverföringen i generatorerna kan beskrivas med hjälp av följande modeller: [10]

- Vatten- och värmeturbinregulatorer
- Dynamik i vattenturbin och tilloppstub
- Dynamik i pannor och värmeturbin

5.2.4. Skyddsutrustning

För att kunna simulera fenomen associerade med spänningskollaps eller återuppbyggnad, finns en mängd skyddsutrustning implementerad i simulatören. Dessa reläskydd finns för generatorer, friledningar, transformatorer, laster osv. Ett litet urval av vad dessa skydd visas nedan: [10]

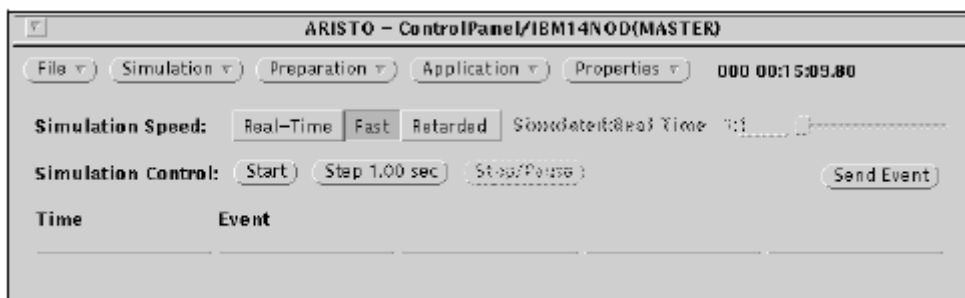
- Över- och underspänningsreläer för generatorer.
- Reläer för över- och underfrekvens i generatorerna.
- Distansskydd för transmissionsledningarna.
- Skyddsreläer för överströmmar i transformatorer och transmissionsledningar.
- Lastbortkopplingsautomatik för skydd mot låga spänningar eller låg frekvens.
- Nollspänningsreläer.

5.3. Användargränssnitt

5.3.1. Kontrollpanelen (*Control Panel*)

Simulatorn kontrolleras via ett interaktivt användarvänligt gränssnitt. Från kontrollpanelen kan man välja vilket kraftsystem som man vill simulera. Härifrån kan man gå in i formulär och ändra parametrar i modellen.

Från kontrollpanelen kan man ta fram nätkartor för att få en överblick över tillståndet i nätet, vid överlast eller andra larmgränser ändrar berörda delar färg för att göra operatören uppmärksam på det farliga driftläget. Från den interaktiva nätkartan kan man även ta fram mer detaljerade fönster på enskilda transformatorstationer, i dessa fönster kan man även manövrera brytare och frånskiljare.



Figur 3.2 Kontrollpanelen i ARISTO.

5.3.2. Kurvdiagram (*Curve Diagram*)

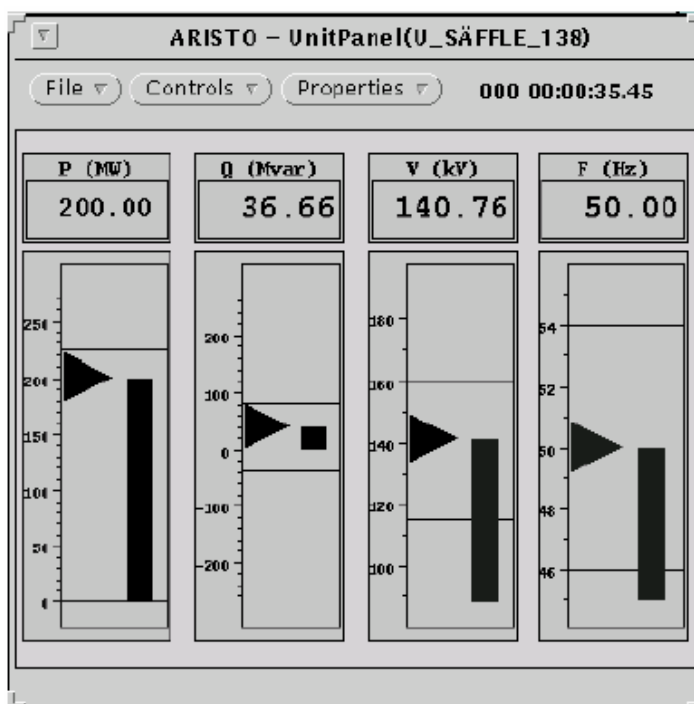
I kurvdiagrammet kan man iaktta de för tillfället intressanta systemparametrarna. Värdena kan plottas i linjediagram, stapeldiagram samt siffervärden. Diagrammen är skalbara för att kunna ställa in en upplösning som passar det fenomen man vill studera.

5.3.3. Händelsehanteraren (*Event Panel*)

Med detta verktyg kan man definiera händelser som ska inträffa i nätet vid en given tidpunkt. Härifrån kan man ändra alla tänkbara parametrar och felfall såsom: objekt i nätet kan kopplas till och från, produktion och konsumtionsnivåer kan ändras på individ och gruppnivåer, blockering av reläer och automatiker samt initiering av felströmmar.

5.3.4. Maskinkontrollen (*Unit Panel*)

Verktyget har duala användningsområden, dels för att studera en specifik generators parametrar och dels för att ändra dem. Spänningsbörvärden, aktiv och reaktiv effekt kan ändras. Det är dessutom möjligt att ändra regleringsmetoder för magnetisering och turbinvakter.



Figur 3.3 Maskinkontrollen i ARISTO.

5.3.5. Synkroskop (*Synchro Scope*)

Synkroskopet används för att fasa in maskiner mot nätet eller att sammanfoga två delsystem som befinner sig i ödrift. Infasningen kan ske manuellt eller med automatik efter specificerade toleranser.

6. SPICA

Denna beskrivning av SPICA avser att förklara själva belastningsfördelningsprogrammet SPICA och dess funktion för spänningkollapsberäkningar. Redogörelse av SPICA:s plats och funktion i det operativa systemet kommer således inte att beskrivas.

6.1. Allmänt

SPICA är ett beräknings- och övervakningssystem för spänningsstabilitet. Programmet är i grunden ett vanligt statistiskt belastningsfördelningsprogram men är försett med vissa kompletteringar som gör att det går att använda i ett system för spänningkollapsberäkningar. Att programmet är statistiskt innebär att alla beräkningsresultat endast presenteras från respektive slutlösning, d.v.s. inga löpande simuleringar med tidsförlopp från olika regleringar som exempelvis tidsberoende laster m.m. förekommer. I programmet modelleras bl.a. laster (konstanta), generatorer med strömbegränsare, seriekondensatorer, SVC:er, fasta shuntar och shuntar med extremspänningsautomatik. Vidare representeras även transformatorer och lindningsomkopplare (i SPICA modellerade som spänningsreglerande transformatorer).

Externa och underliggande nät kan representeras med ekvivalenter. SPICA gör det möjligt att, efter en genomförd spänningkollapsberäkning med hänsyn till specificerade felfall, presentera tillåtna effektöverföringar genom definierade snitt. Tack vare att alla typer av systemparametrar kan loggas under kollapsberäkningarna, möjliggörs en stor valfrihet att grafiskt presentera resultat.

6.1.1. Lösningialgoritmen

Lösningialgoritmen som programmet använder sig av är Newton-Raphsons numeriska metod som iterativt behandlar P - och Q -ekvationer med vinklar, spänningar och omsättningar som variabler. (Se 3.1.3.) För att skapa de nödvändiga lösbara linjära ekvationssystemen, görs upprepade linjäriseringar av de olinjära nätekvationerna. Med hjälp av linjära ekvationssystem kan successiva korrekitioner göras enligt Newton-Raphsons metod till dess att en effektbalans med tillräcklig noggrannhet i systemets alla knutpunkter råder.

6.1.2. Indata

Indata till SPICA är den s.k. belastningsfördelningsfilen (Se *appendix D* för exempel.) Denna indatafil innehåller en startlösning till det kraftsystem som ska studeras. Filen beskriver kraftnätet topologiskt, d.v.s. anger driftläget hos komponenterna och hur de och systemets knutpunkter är sammankopplade. Vidare anges bl.a. nominella värden och gränser. Dessutom specificeras regleralternativ i filen.

6.2. Modelleringar

Endast en av alla knutpunkter i nätet är så kallad utjämningsknutpunkt. Denna knutpunkt, vars vinkel är konstant, är vinkelreferens i systemet. Om inga speciella åtgärder vidtages kommer det att i utjämningsknutpunkten att tillföras en injektion av aktiv effekt som är precis så stor att balans erhålls mellan produktion och last i nätet. Nackdelen med detta är att all utjämningsseffekt hamnar i en och samma knutpunkt. [21]

6.2.1. Distribuerad utjämningsknutpunkt

I SPICA kan en s.k. distribuerad utjämningsknutpunkt användas. En knutpunkt är fortfarande utjämningsknutpunkt. Den nätekvation som bestämmer aktiv effektinjektion i utjämningsknutpunkten, tas inte bort från den uppsättning av nätekvationer som används för att bestämma systemets tillstånd, utan injektionen beräknas i varje iteration. Med önskad fördelning kan den beräknade injektionen fördelas ut i ett antal knutpunkter. Den distribuerade utjämningsknutpunkten kan då representera *reglerstyrka* i nätet. Reglereffekten väljs lämpligen som produktion i maskiner. Andra möjligheter finns.

Ett objekts aktuella insats av den totala reglerstyrkan avspeglar frekvensen då man vet maskinens reglerstyrka. Med vetskapen om frekvensen kan objektets produktion bestämmas. Frekvensen bestämmer således om maskinen är med i effektregleringen eller ligger låst till det maximala eller minimala aktiva effektvärdet. [21]

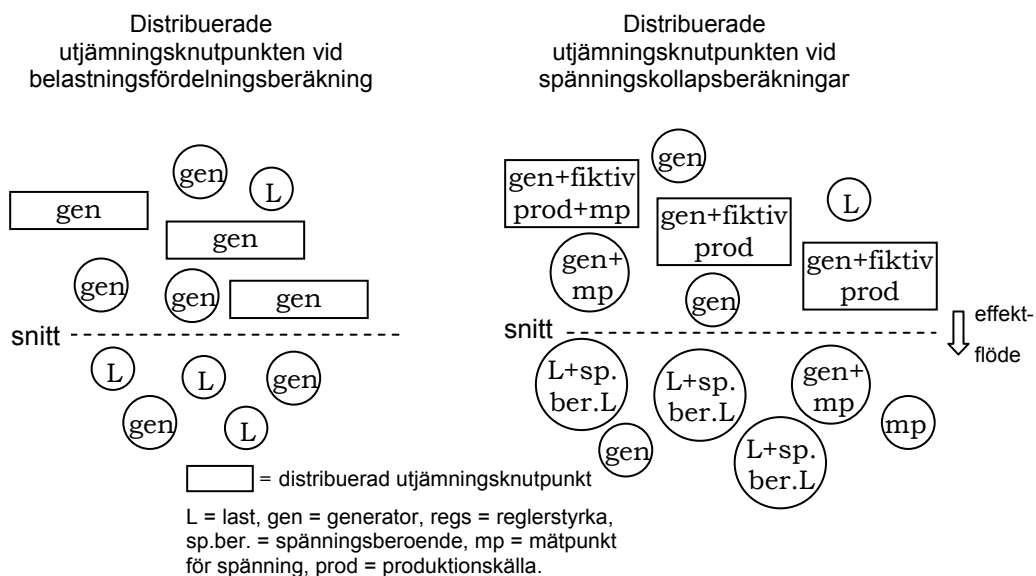
6.2.2. Spänningskollapsberäkningar

Simulering av frekvens och reglerstyrka kopplas tillfälligt bort vid spänningskollapsberäkningar i SPICA efter att en jämviktspunkt (startpunkt) har hittats. Se även 6.2.3.

Den distribuerade utjämningsknutpunkten används då för att sprida ut aktiv effekt i valda knutpunkter, enligt en tänkt fördelning av effektproduktionen, tills maximal möjlig överföring genom ett snitt i systemet hittas. Genom att på så sätt i steg öka överföringen till dess att belastningsfördelningen inte går att lösa längre, gör det möjligt att beräkna PU-kurvor som visar spänningen i en vald knutpunkt som funktion av den aktiva effektöverföringen. Den tänkta fördelningen av effektproduktionen specificeras i SPICA:s så kallade parameterfil (se *appendix E* för exempel).

Den stegvisa ökningen av effektöverföringen åstadkommes genom att öka lasten på den ena sidan om snittet och minska på den andra. Alltså; till knutpunkterna i vilka man väljer att öka produktionen, injiceras effekt från utjämningsknutpunkten.

I och med att man skiljer på utjämningsknutpunktens funktion vid spänningskollaps- och belastningsfördelningsberäkningar i SPICA (figur 6.1), berörs inte generatorerna i respektive knutpunkt av injektionen vid kollapsberäkningarna. Injiceringen sker i en temporär, fiktiv produktionskälla, i respektive knutpunkt. På andra sidan snittet tilldelas valda knutpunkter effekt från en fiktiv last, för att öka överföringen.



Figur 6.1 Bild som schematiskt visar skillnader av utjämningsknutpunkten vid spänningskollaps- och belastningsfördelningsberäkningar

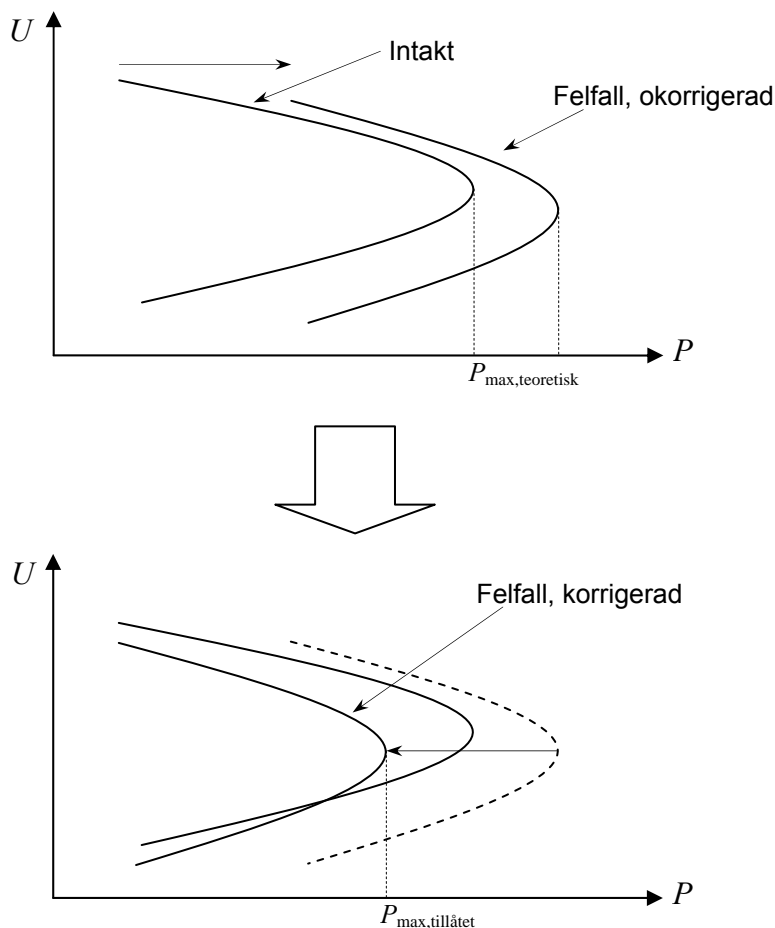
6.2.2.1 Spänningsberoende last

Överföringsökningen kan medföra stora spänningssänkningar i nätet. För att inte erhålla ett konstant steg i ökningen av överföringen genom snittet införs en extra nätekvation med en fiktiv spänningsberoende last som får kompensera lastökningen i de utvalda knutpunkterna. Lasten, som beror av spänningen i ett antal valda spänningmät punkter i systemet, proportioneras ut i de utvalda lastökningspunkterna där man önskar skapa ökad konsumtion, vilket definieras i parameterfilen. Mät punkterna tilldelas en faktor som bestämmer hur stor hänsyn som ska tas till spänningen.

Så länge överföringsökningen inte leder till stora spänningssänkningar, blir stegen i överföringen förhållandevis stora. När ökningen tenderar till att medföra större spänningssänkningar minskar steglängden.

6.2.3. Felfall

I SPICA finns möjlighet att göra kollapsberäkningar för specificerade felfall, vilket är programmets huvudsyfte i driftövervakningen. Felfallen kan t.ex. var av typen knutpunkts-, lednings-, eller maskinbortfall. Vid simulering av felfall skapas först en PU-kurva för intakt nät. Därefter beräknas PU-kurvan för felfallet, utifrån en ny startpunkt. Beräkningen sker alltså med felet redan från början (som ett försvagat nät) i den nya startpunkten och resulterar i en teoretisk överföringskapacitet. Felfallets PU-kurva presenteras med en korrektion. Denna korrektion motsvaras av startpunkternas överföringsskillnad (intakt-felfall). Korrektionen görs för att man i ett operativt läge ska se tillåten överföring för ett fel innan det har inträffat. Det är också denna, korrigerade PU-kurva, som används vid jämförelserna i denna rapport. Se *figur 6.2*



Figur 6.2 Illustrativa PU-kurvor för okorrigerat respektive korrigerat felfall.

6.2.4. Komponentmodeller

De elektriska komponenterna i SPICA modelleras och utnyttjas på olika sätt.

Laster i SPICA är konstanta med avseende på aktiv och reaktiv last ($a = \beta = 0$ i (3.1)). De beror med andra ord inte av den i belastningsfördelningen beräknade spänningen i knutpunkten. Statusen på lasten är antingen i eller ur drift och förblir så under hela belastningsfördelningen. I vilket drifttillstånd de är i och vilken storlek lasten har, är givet av systemet. Under en spänningskollapsberäkning kan en eller flera spänningsberoende fiktiva laster finnas i knutpunkterna. Dessa laster har att göra med ökning av överföringen i nätet. Se 6.2.2.1.

En SVC behandlas i SPICA som ett kontinuerligt reglerande objekt som reglerar spänningen i den punkt till vilken den är ansluten. Vid maximal och minimal reaktiv produktion har SVC:n karaktäristik som en kondensator respektive reaktor.

Vilken utrustning som deltar i spänningshållningen kan variera mellan iterationerna. Ett flertal bivillkor med begränsningar, toleranser och prioriteringar bestämmer detta.

6.2.4.1 Shuntar

I SPICA finns kondensatorer och reaktorer modellerade. De kan väljas med extremspänningsautomatik, vilket betyder att en övre och undre spänningsgräns definieras. Då spänningen i knutpunkten till vilken man låter styra shunten är över denna gräns, är reaktorn i drift och kondensatorn ur drift. Shuntarna är givetvis ur respektive i drift om spänningen skulle vara under den specificerade gränsen. Det vill säga, shuntar med extremspänningsautomatik deltar även de i spänningshållningen. Alla shuntar, som efter varje iteration uppfyller villkoren för koppling, kopplas inte. Oftast räcker det med att ett fåtal shuntar kopplas för att kopplingsvillkoret inte längre är uppfyllt. Prioriteringsrutiner för vilka och hur många komponenter som kopplas finns. Förenklat kan kopplingsordningen sammanfattas med att spänningsavvikelsens storlek väger tungt.

6.2.5. Spänningshållning

Programmet kräver att åtminstone någon knutpunkts spänning i nätet hålls fix för att övriga spänningar ska kunna beräknas. Denna knutpunkt får inte tillhöra ett nät vars spänning är reglerad av transformatorer. Produktionsförmågan av den reaktiva effekten kan begränsas på olika sätt. En konstant övre och undre gräns i MVar kan anges för respektive maskin. Ett annat alternativ är att specificera en tabell med tillåten maximal och minimal reaktiv produktion som funktion av den aktiva produktionen.

6.2.5.1 Strömbegränsare

I SPICA finns också modeller för rotor- och statorströmbegränsare som bestämmer en övre gräns för tillåten reaktiv produktion.

Fält(rotor-)strömbegränsaren modelleras enligt: [21]

$$Q_{\max} = \frac{U_t}{X_d} \cdot \left(\sqrt{E_{f\max}^2 - \left(\frac{X_d \cdot P_n}{U_t} \right)^2} - U_t \right) \quad (6.1)$$

där

$$E_{f\max} = k_m \cdot E_{fn} = k_m \cdot \left(\frac{X_d}{U_t} \cdot \sqrt{P_n^2 + \left(Q_n + \frac{U_n^2}{X_d} \right)^2} \right) \quad (6.2)$$

$$P_n = S_n \cos \delta \quad (6.3)$$

$$Q_n = S_n \sin \delta \quad (6.4)$$

Statorströmbegränsaren modelleras enligt:

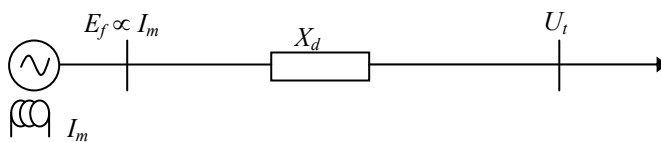
$$Q_{\max} = \pm \sqrt{(U_t \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\max})^2 - P_n^2} \quad (6.5)$$

där

$$I_{\max} = k_m \cdot I_n = k_m \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6.6)$$

P_n är enligt ovan.

För begränsarna gäller att S_n och U_n är maskinens märkeffekt respektive märkspänning och δ dess aktuella fasvinkel. U_t är skenspänningen och k_m är den begränsarkonstant som för fält- respektive statorströmbegränsaren specificeras i indatafilen till SPICA.



Figur 6.3 Maskinmodell i SPICA.

Data kan vara givna för en eller flera av begränsarna. Vilken typ av begränsning som används bestäms av hur flaggor för detta är satta. En kombination av flera begränsningstyper är möjlig. Själva generatorregleringen går förenklat till så att programmet först kontrollerar vilka generatorer som ska ändra tillstånd (vara reglerande (PU-nod) eller inte (PQ-nod) p.g.a. respektive maskins reaktiva begränsning. Därefter linjäriseras nätekvationerna och en korrektion av reaktiv effektproduktion räknas fram vid behov. Efter korrektionen måste givetvis produktionen vara inom tillåtna gränser enligt ovan.

6.2.5.2 Transformatorreglering

Transformatorregleringen i SPICA modelleras inte genom att omsättningen ändras i diskreta steg. Reglerande transformatorer har möjlighet att reglera omsättningen steglöst mellan ett minsta och största värde. I beräkningen av belastningsfördelningen ingår omsättningen för de reglerande transformatorerna som en parameter i de linjäriserade nätekvationerna. Korrektionen av omsättningen beräknas i varje iteration, vilket medför att transformatorns spänningsbörvärde ges som ett värde och inte som ett intervall. Skulle en reglerande transformator mista sitt spänningsstöd på sin icke reglerande sida, d.v.s. bli utan spänningsreglerande generator på den sidan i nätet, får programmet svårt att reglera spänningen vilket får till följd att omsättningskorrektionen blir onormalt stor. [21] Olika åtgärder vidtas i algoritmen för att kontrollera om nätet innehåller reglering någon annanstans. Finns ingen sådan reglering, låses transformatorregleringen fast för att möjliggöra konvergens med hjälp av generatorregleringen. I annat fall divergerar balansen. Regleras en knutpunkt av både en transformator och en generator, går alltid en generators reglering i första hand. Belastningsfördelningen går även att helt lösas utan transformatorreglering.

6.3. Lösningsförfarande

Syftet med en belastningsfördelning är att balansera systemet från ett givet starttillstånd till ett sluttillstånd med stabila spänningar, vinklar och transformatoromsättningar samt ett visst tillstånd för generator- och transformatorregleringen.

För att programmet ska lyckas ta sig till en stabil slutpunkt och därigenom åstadkomma en belastningsfördelning och finna en balans för systemet, tar SPICA från startpunkten sikte på målet. I de flesta fall klarar programmet inte av att direkt hamna i slutpunkten utan tvingas sikta om från en ny "startpunkt". Det som avgör om en ny startpunkt behövs eller ej, är förekomsten av de olinjära ekvationer som uppstår då t.ex. en generator ändrar tillstånd från att vara spänningsreglerande till att sluta att vara det. På så sätt itererar sig programmet fram till slutpunkten med nödvändiga korrektioner av effektinjiceringar m.m. I lösningen kontrolleras också om ö-bildningar uppstår i nätet, d.v.s. om en eller flera knutpunkter fysiskt är isolerade från övriga nätet. Finns ö-bildningar sker beräkningar endast på den till antal knutpunkter största ön. Övriga öar av knutpunkter kopplas bort. [21]

6.3.1. Newton-Raphson i SPICA

Som tidigare nämnts används Newton-Raphsons numeriska metod för att iterativt beräkna belastningsfördelningen. De olinjära ekvationerna i SPICA:s fördelningsprogram tar bl.a. hänsyn till transformatorn med dess omsättningsbegränsningar och generatorns begränsningar av aktiv och reaktiv effektproduktion samt spänningsamplitud samt shuntarna med extremspänningsautomatik.

Newton-Raphsonslingan kan i SPICA för generatorer, transformatorer och extremspänninsshuntar schematiskt sammanfattas enligt: [21]

1. Uppdatera reglermod (spänningsreglerande eller inte) för respektive komponent:
 - a. Generator: PU- eller PQ-nod
 - b. Transformator: Reglerande eller låst
 - c. Shunt, även SVC: I eller ur drift
2. Linjärisera nätekvationer med hjälp av Jacobianmatrisen. Beräkna korrektionen $\Delta \bar{x}$, där x är respektive komponents aktuella driftvärde.
3. Beräkna en stegreduktionsfaktor r som förhindrar för stora korrektioner.
4. Uppdatera tillstånd:
$$\bar{x}^{(i+1)} = \bar{x}^{(i)} + r \cdot \Delta \bar{x}, i = \text{iterationsnummer}$$
5. Bryt slingan om konvergensvillkoret är uppfyllt eller om de spänningsreglerande komponenters bivillkor inte tillåter fortsatt iterering. Börja om i annat fall.

Observera drifttillståndsuppdateringar för generatorer, transformatorer och shuntar samt kontroll av begränsningsvillkor.

7. Arbetsgång

7.1. Inledning

Genomförandet av examensarbetet kan delas in i ett antal skeden. Till en början gjordes en inläsning på området spänningskollaps. Verktygen ARISTO och SPICA studerades ingående. Dessutom tog vi del av den omfattande internutbildningen på Svenska Kraftnät för att erhålla ökad systemförståelse och komponentkännedom. Innan det riktiga jämförelsearbetet startade, byggdes ett enkelt femnodersnät upp. Det var av lära-sig-hantera karaktär och hade till syfte just att lära sig hantera de båda verktygen och att utveckla en lämplig arbetsmetodik för det kommande jämförelsearbetet. Inga metod- och resultatjämförelser gjordes i detta enkla testsystem. Det skulle bli för missvisande eftersom programmen främst SPICA, är konstruerade för stora nät med många noder. Parallellt med detta inledande arbete utvecklades ett konverteringsverktyg för överföring av nätdata från ARISTO till SPICA. Syftet med det var att rättvisa studier, med identiska nätdata och driftsättningar i utgångsläget, kunde genomföras i testsystemet Nordic 32.

Själva jämförelseskedet är indelat i två delar: Till en början verifieras och utvärderas beräkningsmetoder i SPICA. I den andra delen studeras hur långt man komma, effektöverföringsmässigt, med statiska metoder (SPICA) jämfört med dynamiska metoder (ARISTO) med avseende på sänningkollaps.

7.1.1. Databaser och konvertering

Varje elnätssimulator använder en databas med nätdata. Dessa nätdata lagras på olika sätt men är i väsentlighet likartad. Då vi valt att använda ARISTO som rättesnöre, uppstår följaktligen problemet att skapa samma nätstruktur i de båda programmen.

Problematiken är vida spritt i branschen där ett flertal simuleringsverktyg används, där en databas för varje nät och program måste skapas. Problemen blir ännu större när uppdateringar i nätet måste göras i alla databaser vid nätombyggnationer. Hur resultat som erhålls från olika program ska tolkas, är ett annat problem.

Ur problematiken har följaktligen ett antal konverteringsverktyg tagits fram för att kunna kopiera databaserna mellan de olika programmen. Således har det som ett delprojekt inom detta projektet tagits fram ett sådant konverteringsverktyg för systemöverföring från ARISTO till SPICA.

I examensarbetet har vi valt att använda ett testsystem som bl.a. använts av CIGRÉ. Det är Nordic 32, som är en nedskalad modell av Nordelsystemet.

7.2. Nordic 32

Nordic 32 är ett system framtaget för att studera transient- och spänningsstabilitet samt dynamik på lång sikt.

Systemet består av 32 elektriska huvudnoder. Till dessa noder finns det sammanlagt 34 generatorer anslutna. Generatorerna är anslutna till en separat generatorskena via en transformator till huvudnoden. I systemet finns tre spänningsnivåer representerade. Dessa nivåer är 400, 220 och 130 kV. De 400 kV-ledningar som binder samman den norra och centrala delen av systemet är seriekompenserade med en kompenseringsgrad på 40-50 %.

Följande avsnitt beskriver Nordic 32 och dess modellering av komponenter i ARISTO. [8]

7.2.1. Utvecklingen av systemet

Den första versionen av testsystemet Nordic32 utvecklades 1993. Upprinnelsen för tillkomsten av testsystemet berodde främst på två orsaker:

- Behovet av ett testsystem under utvecklingsarbetet med ARISTO simulatoren
- Ett testsystem för jämförande beräkningar för en av CIGRÉ:s arbetsgrupper TF_38.02.08

Utformningen av Nordic 32 systemet gjordes för att likna de dynamiska egenskaperna hos det svenska elnätet och för att visa på olika typer av dynamiker, speciellt med avseende på spänningsskollapser.

Systemet har därefter vidareutvecklats som en demonstrator för ARISTO och används även för utbildning av operatörer.

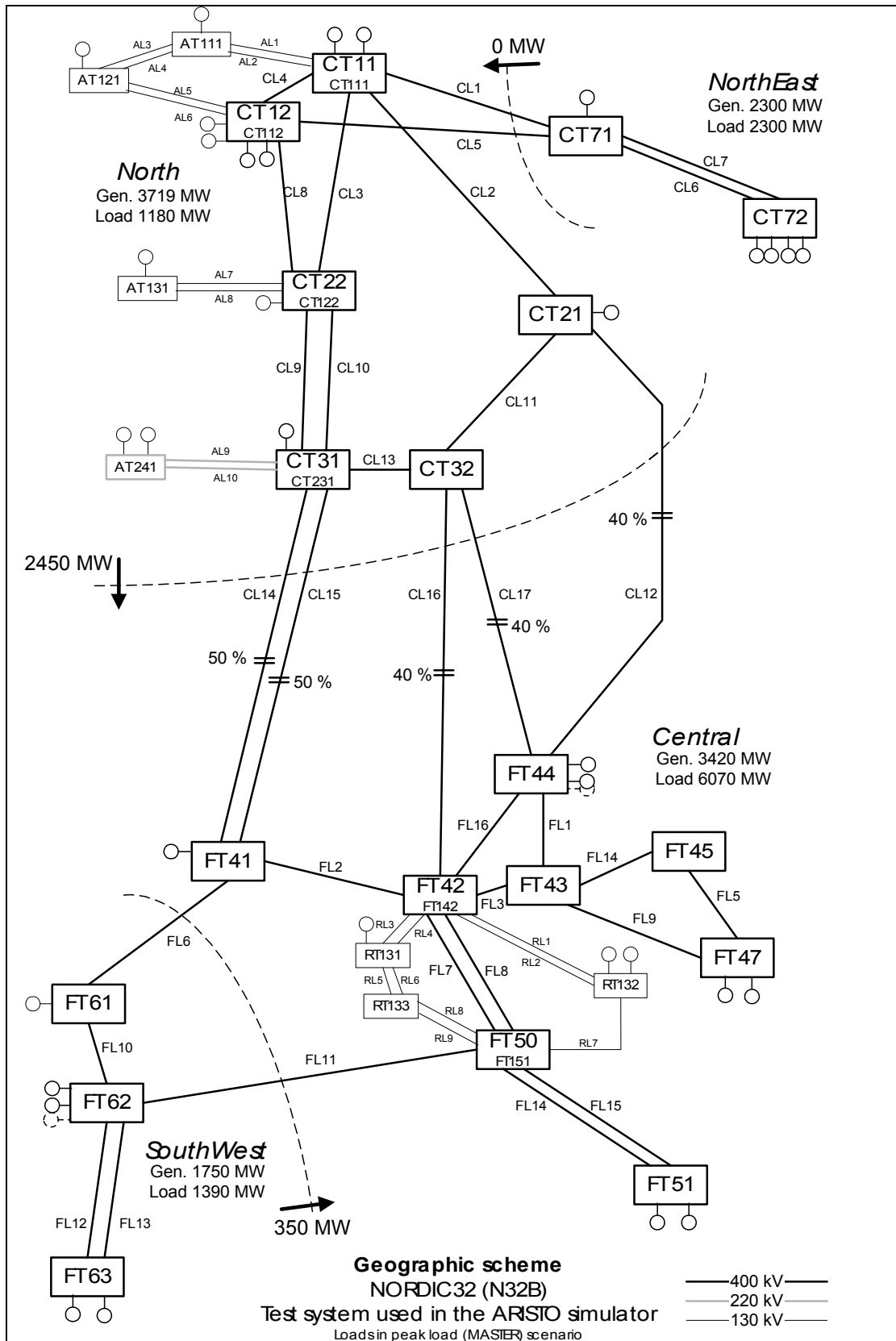
Slutligen har vi i examensarbetet modifierat Nordic 32 för att kunna driva analyserna ytterligare ett steg framåt. Dessa förändringar består bland annat av tillkomsten av generatorskenor i modellen, se avsnitt 7.4.1 nedan. Dessutom har utgångsdriftfallet (Master) justerats något för att få bättre möjligheter att skapa flera nya driftfall för jämförelseanalysen. Justeringen innebär t.ex. att produktion har flyttats i syfte att få lägre snittöverföringar i utgångsläget.

7.2.2. Beskrivning av elsystemet

Systemets geografiska spridning kan på ett approximativt sätt avläsas i *figur 7.1*. Vissa av transmissionsledningarna i det mellersta området är seriekompenserade för att erhålla minskad reaktans.

Nätområdet består av fyra större delområden:

- *North* (N) främst bestående av vattenkraftanläggningar och viss lokal last. Här finns även den matematiska utjämningsknutpunkten; CT31.
- *Central* (C) med mycket aktiv last och relativt många värmekraftsanläggningar. Vidare finns det även här en vattenkraftstation.
- *SouthWest* (SW) bestående av ett par värmekraftsanläggningar och last.
- *NorthEast* (NE) har en blandning av generering och last för att ge en ekvivalent bild av de dynamiker som kan uppstå i förbindelserna med vårt grannland Finland.



Figur 7.1 Nordic 32.

Systemet har stora likheter med delar av det nordiska systemet, där området North kan representera de norra delarna av Sverige. Central representerar på samma sätt de centrala och sydöstra delarna av landet. SouthWest liknar västkusten och Skåne. Slutligen representeras en förenkling av Finland i området NorthEast.

Nätet är geografiskt sätt ganska långt; mer än 100 mil från norr till sydväst. Området SW är relativt löst sammanbundet med resten av det övriga systemet. Vid topplast sker den egentliga överföringen av effekt från den norra regionen till den centrala. Det gör att spänningshålningen i systemets centrala delar är kritisk för att undvika kollapser vid ökade överföringar till följd av eventuella fel, samt naturliga lastökningar.

Stamnätet i modellen är dimensionerat och avsett att drivas med 400 kV spänning. Det finns även ett par regionala distributionsnät på 130 kV och 220 kV-nivå. Antalet noder på de olika nivåerna är 19, 11 respektive 2.

7.2.3. Generatorer

I systemet finns det värme- och vattenkraftsturbiner avbildade. Dessa finns summerade i sammanfattningen nedan. Detaljer av de olika aggregaten finns att beskåda i *appendix C*.

- North och NorthEast: Här finns det endast vattenkraft installerat. Alla aggregat är anslutna till nätet för aktiv drift.
- Central: Uteslutande värmekraft med undantag från ett vattenkraftaggregat. En enhet är tagen ur drift och står redo att anslutas om så skulle krävas. Vidare finns det två generatorer som arbetar som synkrona kompensatorer.
- SouthWest: Endast värmekraftsaggregat varav ett står i standby. Här arbetar en generatorer som synkron kompensator.

7.2.3.1 Frekvensreglering

Den nominella frekvensen är 50 Hz. Samtliga generatorer är utrustade med frekvensregulatorer.

Följande aggregat körs med automatisk frekvensreglering för att bidra till systemets reglerstyrka:

- Samtliga vattenkraftsaggregat i N, samt alla utom två i NE-regionen.
- Två generatorer i SW-regionen, men dessa aggregat körs redan nära sin gräns och ger därför ett litet aktivt tillskott till frekvensregleringen.
- Två enheter på lågspänningsnätet i det centrala området.

Övriga enheter körs med manuell styrning. Således kan man säga att reglerstyrkan är lokaliserad i de norra regionerna. Se f.ö. *appendix C*.

7.2.4. Ställverk

Samtliga ställverk är utrustade med brytare och frånskiljare. Olika konfigurationer på topologin i ställverken finns representerat, dels de klassiska ABC och AC ställverken samt de modernare och driftsäkrare dubbelbrytarställverken. Se avsnitt 2.1.14.

7.2.5. Övriga komponenter

I grundfallet är alla transmissionsledningarna driftsatta. Stamnätsledningarna som förbinder de norra och centrala delarna av landet är som nämnts ovan utrustade med seriekopplade kondensatorer, med en kompensationsgrad på 40-50 %.

I varje ställverk finns det ett antal komponenter anslutna, exempelvis reaktorer, kondensatorbatterier och laster. Lasterna kan precis som alla andra objekt manövreras individuellt med brytare och frånskiljare. Lasterna är representerade som en transformator, för att åskådliggöra de fenomen som en last överlagrar till stamnätet.

Samtliga komponenter finns beskrivna i *appendix C*.

7.2.6. Dynamiska modeller

7.2.6.1 Generatorer

Generatorerna är av synkronmaskin typ och är i vattenkraftverken bestående av rotorerna med utpräglade poler, medan värmekraftverken har utbredd lindning på rotorn. En synkronkompensator (FT41 G1) är liksom vattenkraftgeneratorerna av utpräglad lindningstyp.

Ursprungligen var generatornoderna integrerade i generatormodellen, vilken även inkluderade upptransformeringen till 400 kV, 130 kV respektive 220 kV. För att möjliggöra en jämförelse med programmet SPICA för statisk analys, har vi gjort om denna modellering till att använda sig av explicit generatorskena samt tillhörande transformator, se 7.4.1.

Generatormodellerna är i övrigt avseende standardiserade, exempelvis är endast en typ av magnetiseringsmodell använd, fast med ett par olika uppsättningar data.

7.2.6.2 Spänningskontroll

En ganska enkel men realistisk modell används. De flesta maskiner är utrustade med aktiva dämpsystem (PSS). Rotor och stator- strömbegränsare såväl som undermagnetiserings begränsare finns implementerade.

7.2.6.3 Turbinreglering

Turbinreglering används på samtliga vattenkraftverk och på några värmekraftverk i SW-regionen. Värmekraftenheterna är utrustade med modeller för turbiner och ångpannor.

7.2.6.4 *Laster*

Lasterna är spänningsberoende (som impendanser) men är representerade med en dynamisk modell som bl.a. används för att efterlikna de effekter som åstadkommes av lindningskopplare. Lindningsomkopplarna kan bl.a. ställas in för att efterlikna verkligheten med spänningsdödband och tidskonstanter, för att få laståterhämtningen på nedspänningssidan att likna verkligheten.

7.2.7. Skydd och automatiker

7.2.7.1 *Generatorer*

Alla generatorer är utrustade med UVP (Unit Voltage Protection) som automatiskt tar generatorn ur drift vid onormala spänningsnivåer för en eller ett par sekunder. Dessa parametrar går naturligtvis att styra efter behov, vanligtvis är dessa gränser satta till 20 % av nominell spänning.

Det finns även skydd mot över och underfrekvens i turbinerna, för den tåligare vattenkraften är dessa gränser 45-55 Hz, den mer känsliga värmekraften har lite snävare gränser på 47-53 Hz.

7.2.7.2 *Ledningar och transformatorer*

Distans skydden används i två olika steg. Det första steget är extremt snabbt och bryter felströmmar mellan 0,1-0,15 sek i respektive ledningsände. Det andra steget använder en tidsfördröjning på 1,2 sekunder.

7.2.7.3 *Lastbortkoppling för låg spänning*

Automatisk lastbortkoppling finns representerat i ett par laster och kopplar bort last vid spänningar lägre än 0,6 per unit.

7.2.7.4 *Lastbortkoppling för låg frekvens*

Vid låga frekvenser finns nätvärn som kopplar bort last i tre olika steg, lasten bryts bort ögonblickligen (0,15 sekunder) om frekvensen skulle bli alltför låg. Totalt ingår last upp till 3000 MW i detta nätvärn, där de tre stegen initieras vid 48,8, 48,4 och 48,0 Hz.

7.2.7.5 *Nollspänningsautomatik*

För att förenkla återuppbyggnadsfasen efter en systemkollaps används nollspänningsautomatik. Alla komponenter är anslutna (ledningar, transformatorer, laster, reaktorer, kondensatorer och generatorer), komponenter som har en spänning mindre än 0,4 per unit. under en tidsperiod av sju sekunder kopplas bort.

7.2.8. Överföringskapacitet i centrala snittet

Överföringskapaciteten i snittet mellan det norra och centrala området är dimensionerat att klara ett n-1 kriterium. Det betyder att systemet ska klara av att vissa enstaka enheter fallerar, exempelvis bortfall av en ledning, generator eller samlingsskena utan att detta leder till ytterligare bortkopplingar av last eller generatorer.

De gränssättande fenomenen är transient stabilitet och spänningsinstabilitet.

Undersökningar av systemet visar att strömbegränsare på generatorer såväl som lindningskopplare spelar en viktig roll.

7.3. Modellsammanfattning

Nedan sammanfattas ARISTO:s och SPICA:s modelleringar med avseende på i projektet berörda inställningar på använda komponenter.

	ARISTO	SPICA
<i>Ledningar</i>	π -modell	π -modell
<i>Produktion</i>	Synkrongeneratorer baserade på Parks ekvationer. Modellerna inkluderar mätning och dämpindningar.	Generatorer med synkron reaktans.
<i>Laster</i>	Spänningsberoende impedanser	Konstanta impedanser
<i>Transformatorer</i>	Impedans och definierad omsättning	Reglerande; övre och undre omsättningsgränser. Icke reglerande; fix omsättning.
<i>Lindningskopplare</i>	Långsam lastdynamik	Steglöst spänningsreglerande transformatorer
<i>Spänningshållning</i>	PSS, strömbegränsare, undermagnetiseringsbegränsare, spänningsregulatorer	Strömbegränsare, transformatorreglering, PQ-nod↔PU-nod
<i>Frekvenshållning</i>	Turbinreglering	Distribuerad utjämningsknutpunkt
<i>Seriekompensering</i>	Modellerad i ledningarna (längsreaktansen)	Modellerad i ledningarna (längsreaktansen)
<i>Skydd</i>	Se 7.2.7	-

Tabell 7.1 Sammanfattning av systemmodeller.

7.3.1. Systemantaganden

Fördelningen av utjämningsknutpunkten i SPICA är densamma för intakt nät och felfall. Innebär felfallet att en reglerande generator sätts ur drift, injiceras ändå effekt där i en fiktiv produktionskälla vid kollapsberäkningarna.

Reglereffekten (injiceringseffekten i utjämningsknutpunkten vid belastningsfördelningsberäkningen) i SPICA är vald som produktion i maskiner. Se *appendix D*.

SPICA:s PU-kurvor och överföringsgränser är korrigerade enligt 6.2.3, om inget annat anges.

I SPICA har den reaktiva genereringen begränsats av generatorernas strömbegränsare.

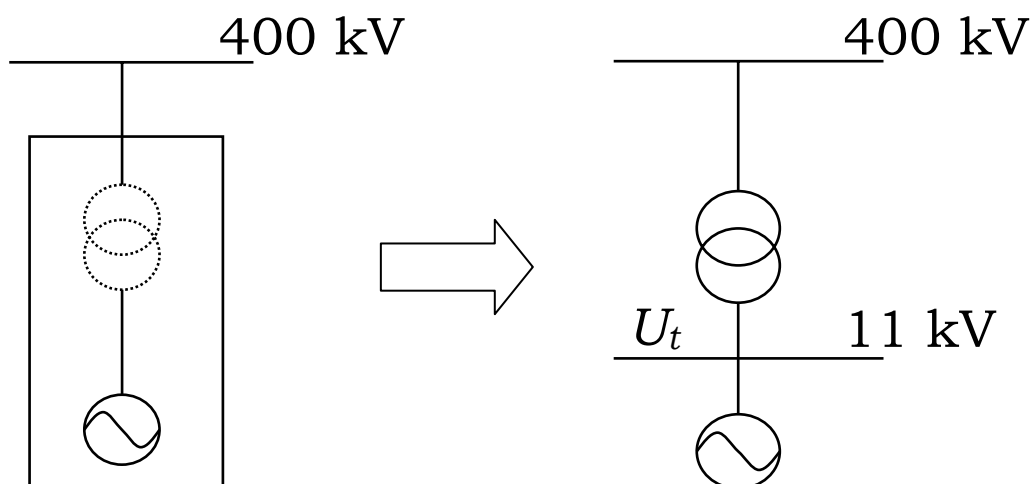
För SPICA är Nordic 32 ett relativt litet nät. SPICA är konstruerat och optimerat för stora nät, motsvarande Nordel. Det i kombination med att det nät rapporten behandlar, är relativt ansträngt lastmässigt, gör att felfallsstudierna har begränsats något på grund av nätets känslighet.

7.4. Validering av SPICA

Arbetsgången för att kunna göra jämförelser består i flera steg. Det första steget är att skapa en intressant driftsituation i ARISTO som man vill studera. Driftläget bör vara uppbyggd kring normala spänningsnivåer i samtliga noder. När det fallet som ska analyseras är intrimmat, så sparas inställningarna ner i databasen som ett nytt scenario. Steg två är att kopiera dessa data till SPICA. Överföringen av databasen kan åstadkommas via konverteringsverktyget. Därefter låter vi SPICA göra en belastningsfördelning utifrån de nätdata som importerats. Spänningar och överföringar jämförs nu med ARISTO för att säkerställa om man befinner sig i samma starttillstånd eller ej, om så är fallet kan vi gå vidare.

7.4.1. Systemmodifieringar

För att kunna göra systemöverföringar mellan programmen på ett smidigt sätt har vi modifierat den valda databasen med testsystemet Nordic 32 på en rad punkter. Den viktigaste är det sätt som en generator ansluts till nätet på. Ursprungligen var generatorerna anslutna direkt till huvudspänningsskenan med en implicit transformering inbakad i modellen, från generatorspänning upp till 400 kV. Eftersom SPICA använder generatorskenan för en rad beräkningar och därmed måste följa med i konverteringen, gjorde vi om modellen till en explicit modell med generatorskena och transformator med tillhörande primärutrustning.



Figur 7.2 Modifiering av generatoranslutning

7.4.2. Jämföra PU-kurvor och dra slutsatser

PU-kurvan innehåller mycket information om systemets egenskaper med avseende på spänningskollaps. SPICA har funktionalitet som genererar PU-kurvor, se avsnitt 6.2.3. Här gäller det att vara klar över vad man vill studera och hur det åstadkommes på bästa sätt. (Se f.ö. avsnitt Val av områden och noder 7.4.3, nedan.) När PU-kurvan är klar återstår att generera en PU-kurva i ARISTO, vilket är mer komplicerat eftersom det här inte finns någon färdig funktion.

Problematiken löses genom välja ut samma systemvariabler som i SPICA, varefter spännings- och överföringsvariationen med avseende på tiden loggas för dessa. PU-kurvan skapas genom att plotta spänningsvektorn mot överföringsvektorn. De loggade dataserierna konverteras sedan till excelformat. För att analysera kurvorna på ett exakt sätt, konverteras även de färdiga kurvorna från SPICA till dataserier som överförs till Excel. Med all data samlat till en och samma excelfil blir det betydligt lättare att genomföra analysen.

7.4.3. Val av områden och noder

Valet av PU-kurvor som analysindikator, ställer i sin tur krav på vilka data som ska användas som indata för kurvgenereringen. Spänning och överförd effekt är de storheter som ska nagelfaras, men valet av vilka spänningar som är intressanta att skåda kräver en tanke. Vi beslöt oss för att studera spänningarna i två noder. Dessa noder ska givetvis ha olika karakteristik för att simuleringarna ska kunna ge intressant information.

Följande kriterier beaktades vid valet av knutpunkt.

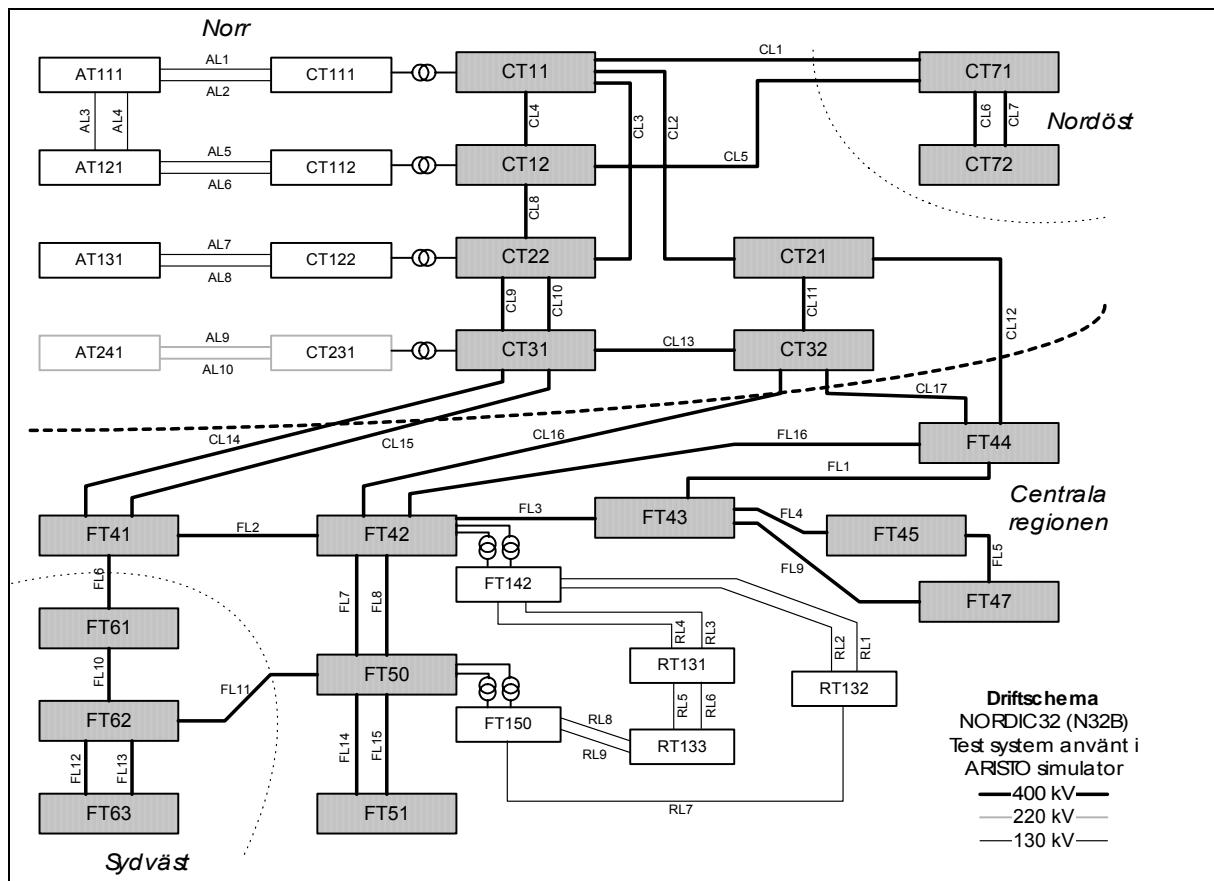
- Generering av aktiv effekt
- Reaktiv spänningsreglering
- Geografisk hänsyn
- El-geografisk hänsyn, d.v.s. olika snittområden

Valet föll slutligen på knutpunkterna CT22 och FT44. I CT22 finns ingen produktion. Den är en nyckelknutpunkt med avseende på effektöverföringen från norr. I FT44 finns produktion som stöttar det stora effektbehovet i det centrala området.

Spänningarna i dessa områden studeras som en funktion av överförd effekt i det intressantaste överföringsnittet, vilket i vårt fall är snittet som delar den norra och centrala regionen, nedan kallat snitt C.

7.4.3.1 Överföringsökning

För att åstadkomma en ökad överföring genom snitt C, ökas den aktiva konsumtionen i samtliga laster i det centrala området. Lastökningen i ARISTO sker långsamt så att all dynamik i lasterna hinner verkställas.



Figur 7.3 Driftschema Nordic 32.

Lastökningen resulterar således i att även produktionen måste öka. I ARISTO sker produktionsökningen i de generatorer som är anslutna till frekvensregleringen, se objektlisten i *appendix C*.

För att jämförelsen mellan programmen ska bli någorlunda rättvis, måste en liknande produktionsökning i SPICA åstadkommas. Den distribuerade utjämningsknutpunkten som beskrivs i kapitel 6.2.1, måste därför på något sätt spegla pådraget i ARISTO. Pådraget i ARISTO är som sagt valt att utföras genom den automatiska frekvensregleringen i systemet. En enkel modell av denna reglereffekt, skapas genom att i givet intervall kartlägga generatorpådragen i ARISTO och därifrån skapa ett index för hur mycket respektive generator, relativt varandra, ska bidra med vid effektpådraget i SPICA. Denna fördelning varierar naturligtvis mellan de olika scenarierna som studeras, varför indexeringen måste uppdateras för dessa. De produktionsenheter som ingår i den distribuerade utjämningsknutpunkten är givetvis de samma som är anslutna till frekvensregleringen i ARISTO, se *appendix C*.

Generator	Index
AT111 G1	3571
CT11 G1	2143
CT11 G2	3571
CT71 G1	1429
CT72 G1	10000
CT72 G2	0
CT72 G3	5000
CT72 G4	0
CT12 G1	3571
CT12 G2	2143
CT112 G1	2143
CT112 G2	3571
AT121 G1	4286
AT131 G1	3571
CT122G1	1429
CT21 G1	2143
CT31 G1	2143
AT241 G1	1429
AT241 G2	2857

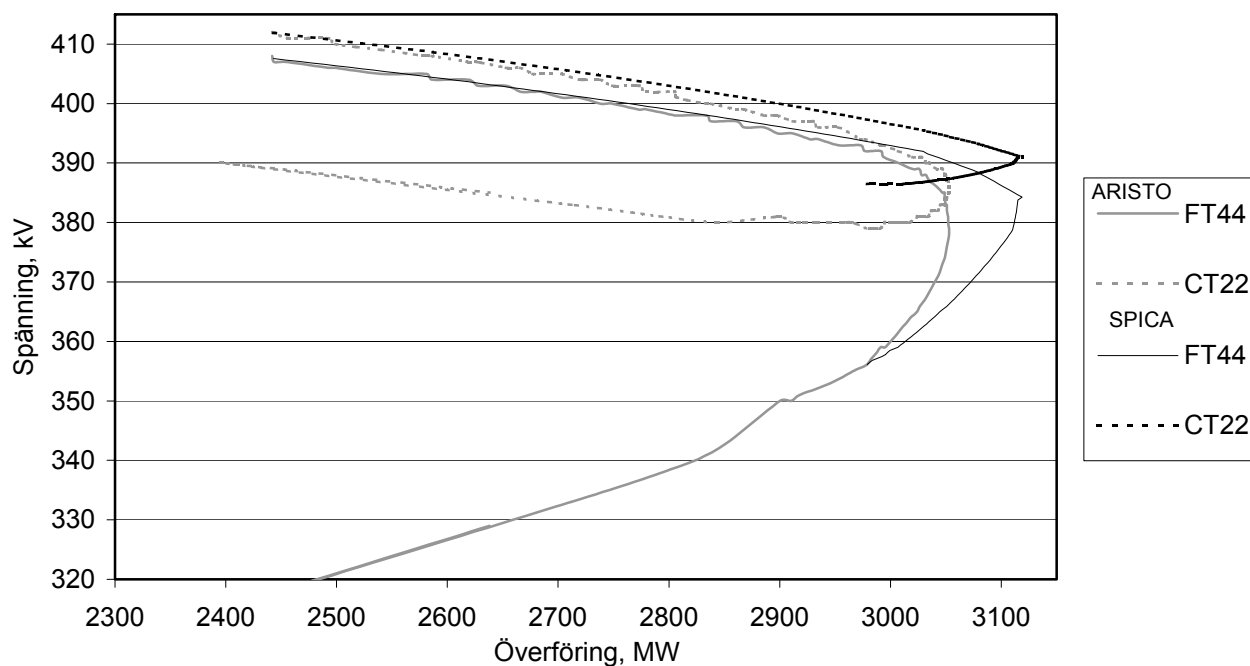
FT44 G1	0
FT44 G2	0
FT44 G3	0
FT41 G1	0
FT47 G1	0
FT47 G2	0
FT 61	0
FT62 G1	0
FT62 G2	714
FT62 G3	0
FT63 G1	1429
FT63 G2	0
FT51 G1	0
FT51 G2	0
RT131 G1	0
RT132 G1	0
RT132 G2	1429

Tabell 7.2 Exempel på index avsedda att spegla fördelningen av effektpådraget i den distribuerade utjämningsknutpunkten i SPICA. I detta exempel ska G3 i CT72 bidra med hälften så mycket effekt som G1 i CT72.

7.4.4. Jämförelser

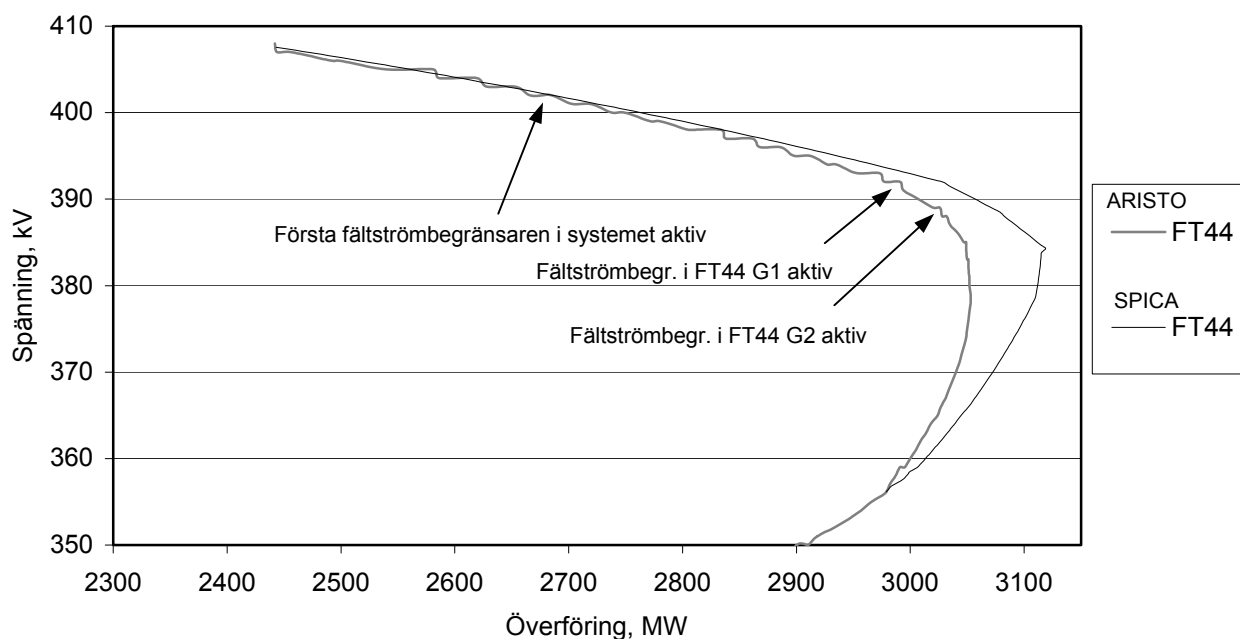
Ett representativt exempel på en jämförelse mellan SPICA och ARISTO vad gäller effektöverföring ses nedan i *figur 7.4*. PU-kurvan är genererad utifrån ett grundscenario (Master) där överföringen genom snitt C initialt är 2350 MW. Simuleringen är för ett intakt nät, d.v.s. inga komponentfel studeras. Masterscenariot finns sammanfattat i *appendix B* och *C*.

Utifrån kurvorna nedan ses tydligt att kollapsen sker något senare i SPICA än i ARISTO. Vidare kan man utifrån kurvorna se att det sker en uppdelning av nätet. Spänningarna i CT22 återhämtar sig till en ny driftspunkt medan FT44 kollapsar. I själva verket har en nätuppdelning skett i höjd med snitt C. Effekttökningen motsvarar en lastökning i centralområdet med ca 8 %.



Figur 7.4 PU-kurvan visar nodspänningarna som en funktion av överföringsökningen. Här triggas en spänningsskollaps i grundscenariot utan felfall i ARISTO och SPICA.

Spänningarna följer inledningsvis varandra på ett identiskt sätt. Det är först vid en högre överföring av effekt genom snittet som man kan urskilja att de båda graferna bryter ifrån varandra. Brytningspunkten är distinkt och går vid en första anblick inte att förklara. Det visar sig vid en noggrannare analys att brytningspunkten sammanfaller med den punkt då den första generatoren i systemet blir begränsad av sin fältströmsbegränsare, och därmed inte längre kan hålla en konstant spänning på generatorskenan.



Figur 7.5 PU-kurvan visar var strömbegränsarna i ARISTO aktiveras men inte i SPICA. Nätet är intakt, d.v.s. inga komponentfel simuleras.

Allteftersom kurvorna fortsätter att divergera, kan man i fallet då man studerar kurvan för FT44, *figur 7.5*, se två markanta spänningshack. Dessa hack är en konsekvens av att de båda aggregaten i den aktuella noden når sina respektive gränser för tillåten magnetiseringsström. Dessa spänningshack orsakar i detta fall att spänningen börjar falla, trots att ingen lastökning sker, vilket är ett tecken på att vi nått nospunkten för spänningskollaps

Så långt inget konstigt, men varför böjer inte kurvorna av i SPICA på samma eller något liknande sätt? Efter ytterligare ett par analyser på det uppkomna problemet och otalet testkörningar i SPICA, går det att urskilja att avvikelserna härrör från att fältströmsbegränsarna efter omständigheter inte agerar på samma sätt i SPICA som i ARISTO, trots att modellerna är liknande och inställningarna rentav identiska.

7.4.5. Resultat

Vid en lastökning i systemet, minskar momentant frekvensen i systemet som helhet. Denna frekvenssänkning kompenseras så småningom av de generatorer som är anslutna till reglerstyrkan. I SPICA görs detta på ett speciellt sätt, se 6.2.1. Där kompenseras det ökade lastbehovet direkt på generatornoden i de knutpunkter som valts ut för frekvensreglering (index skiljt från noll, se *tabell 7.2*). Därmed tas ej hänsyn till det spänningsfall av generatorns klämspänning som annars skulle ha skett över den interna generatorreaktansen.

$$U_t = E_f - (I_a R_a) - I_a j X_d \quad (7.1)$$

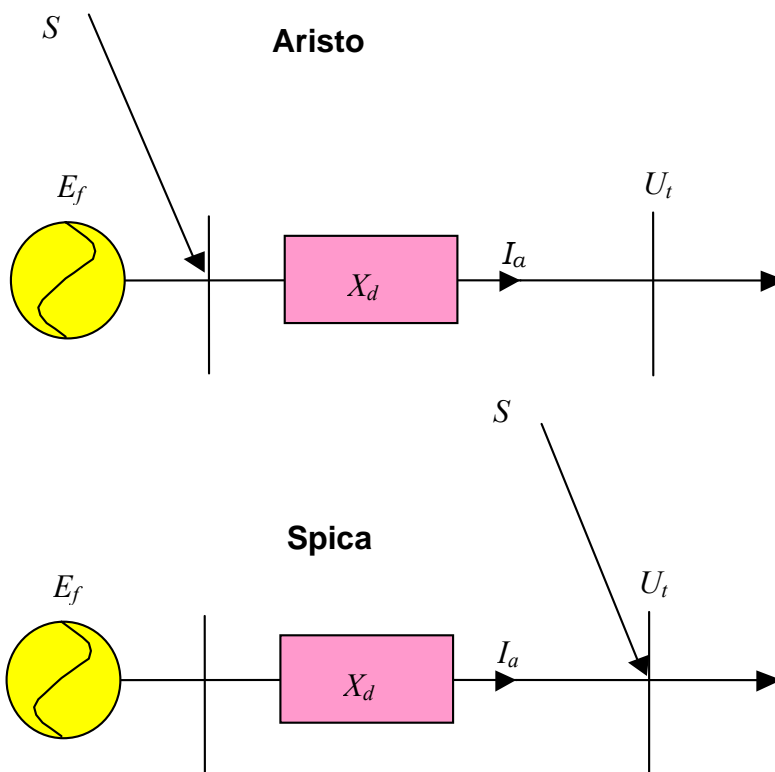
där

I_a = ankarström

R_a, X_d = intern generatorresistans/-reaktans

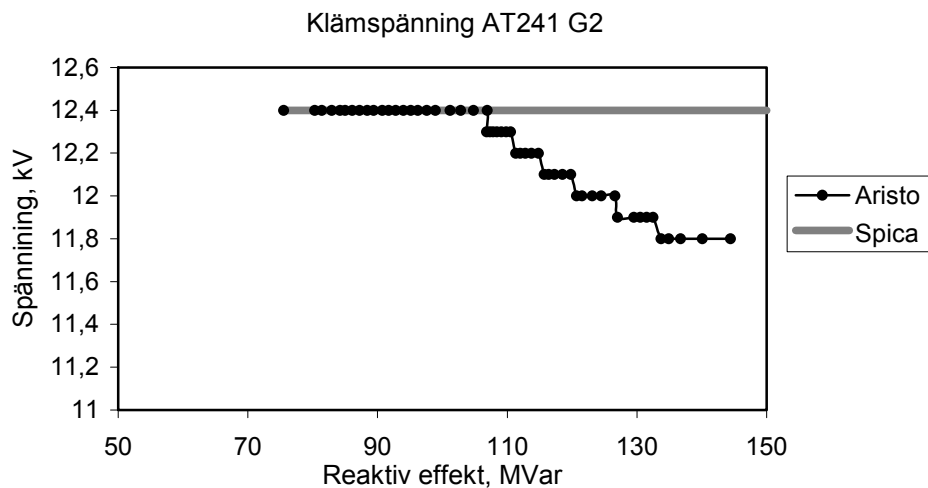
E_f = magnetiseringsspänning

U_t = klämspänning



Figur 7.6 Generatormodeller. Skillnad av injektionspunkt vid kollapsberäkningar i SPICA får konsekvenser för fältströmsbegränsaren och därigenom även U_t och PU-kurvan. S är den skenbara effektinjektionen.

Då det förväntade spänningsfallet uteblir kommer heller inte den elektromotoriska kraften i generatoren att öka för att kompensera spänningsfallet.



Figur 7.7 Exempel på en generators klämspänning i ARISTO och SPICA som funktion av reaktiv effektproduktion.

Konsekvensen blir således att fältströmsbegränsaren inte behöver agera i det läget som annars skulle ha skett, och därigenom kommer kurvorna att märkbart divergera från denna punkt och framåt.

Vi kan alltså konstatera att SPICA visar för höga spänningar mot vad ARISTO gör vid våra undersökningar.

Eftersom skillnaderna beror på den påpekade skillnaden i utjämnings effekt, torde vi kunna visa att skillnaderna blir mindre om vi ändrar driftfallet.

Överföringen ökas i snitt C och därefter skapas ett nytt scenario enligt tidigare, där vi startar i en driftpunkt som ligger närmare spänningskollapsen, och därigenom minskar mängden effekt som måste tillföras. I varje nytt scenario är nodernas spänningar justerade till acceptabla nivåer. Korrigeringen görs t.ex. genom att ställa en eller flera reaktorer ur drift eller öka börvärden i generatorer.

Undersökningarna av det nya driftsfallet med en driftpunkt som ligger vid en högre överföringsnivå visar att de antaganden som gjorts i stycket ovan visar sig vara riktiga, d.v.s. SPICA visar på värden som ligger närmare vår arbetsnormal ARISTO om den tillskjutna effekten är mindre.

7.5. Statiska/dynamiska analyser

En intressant frågeställning vid analyser av spänningskollaps för SvK är hur pass stor inverkan de dynamiska fenomenen har på en spänningskollaps. SPICA sätter ju en gräns för hur stor den maximala överföringen genom ett snitt får vara för ett dimensionerande felfall.

Hur pass väl står sig denna gräns om man inte bara kopplar bort felbehäftad komponent vid $t = 0$ utan även utsätter systemet för påfrestande felströmmar och andra dynamiska fenomen?

7.5.1. Fel

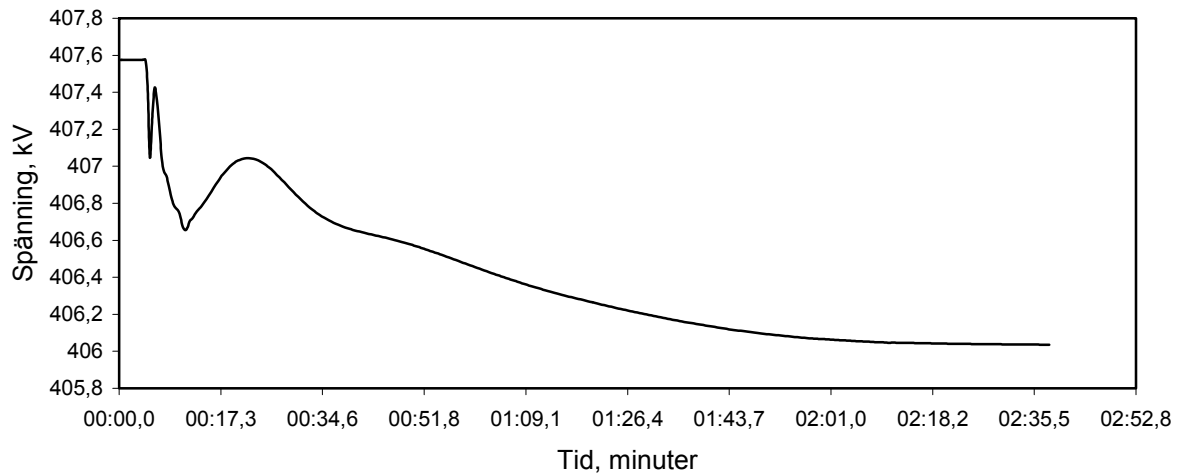
Vilka typer av fel är då intressanta att studera i en studie av spänningskollaps? Givetvis ska ett fel vara av den magnituden att det överhuvudtaget kan åstadkomma en påfrestning på stamnätet. Således faller samtliga felfall som inträffar på underliggande lågspänningsnät bort ur denna jämförelse. Kvar blir de felfall som har sådan storlek att de kan åstadkomma problem.

Sådana feltyper är:

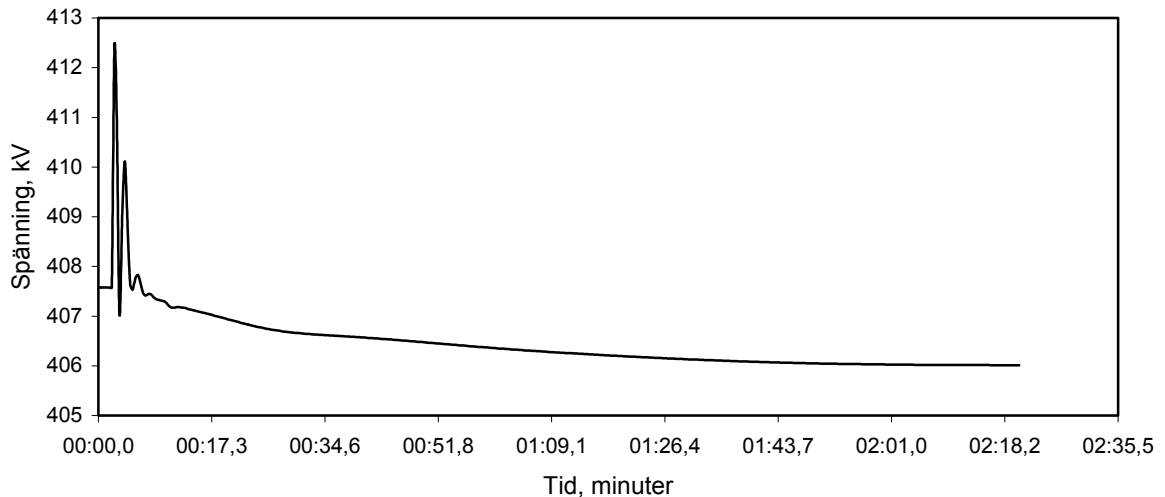
- Generatorfel med bortkoppling av produktion
- Kortslutning på ledning
- Kortslutning av samlingsskena

Även om felen ovan inte orsakar en spänningskollaps, kan de leda till andra fenomen som kan vara värda att beakta. Ett exempel på detta är att ett fel på stamnätet inte ska orsaka att någon slutkund blir spänningslös.

Undersökningar i studien visar att skillnaderna mellan att göra en vanlig bortkoppling och att få ett felfall på samma komponent, är mycket små. När transienterna klingat ut går spänningarna mot samma slutvärde. Se *figur 7.8* och *7.9*. Det är endast i undantagsfall då ett fel kan få konsekvenser. Det är främst då en stor generator, som ligger nära felstället faller ur fas i det transienta förloppet, leder till en överspridning på nätstrukturen.



Figur 7.8 Figuren visar spänningen i FT44 vid en urkoppling av ledning FL16.



Figur 7.9 Figuren visar spänningen i FT44 vid en trefasig kortslutning av FL16

Vid försöken med felfall och bortkopplingar i nätet enligt ovan, har en vidareutvecklad metod använts.

Inledningsvis låts nätet inta ett steady state läge. Därefter körs aktuell felsekvens och sedan låts ARISTO arbeta till dess att kollapsen inträffar alternativt tills den nya steady state-punkten intas. Därefter görs samma försök om, fast denna gång med en enkel bortkoppling av komponenten.

7.5.2. Framflyttad startpunkt

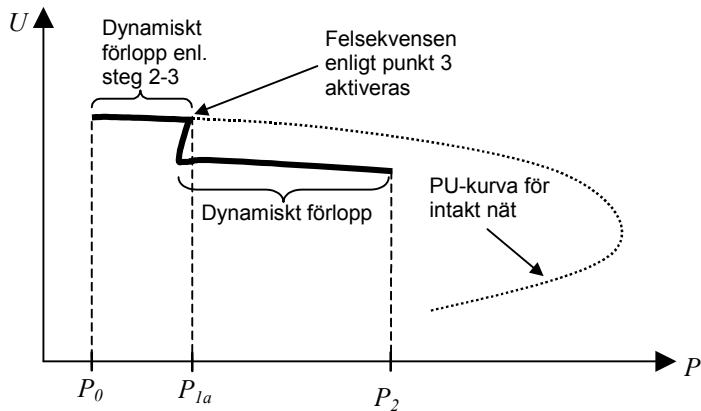
Ett viktigt steg i driften av stamnätet är att kunna sätta gränser för överföringen av effekt i de gränssättande överföringssnitten. Vid framtagningen av dessa gränser används idag SPICA. Därav följer frågan: Vad visar SPICA? Med konstaterandet i avsnitt 7.4 att SPICA:s resultat blir mer och mer lika ARISTO:s ju närmare sammanbrottspunkten (nospunkten) simuleringen startas, uppstår frågan: Hur liten är skillnaden nära nospunkten?

Metoden att undersöka detta bygger på de som använts tidigare med en liten modifiering.

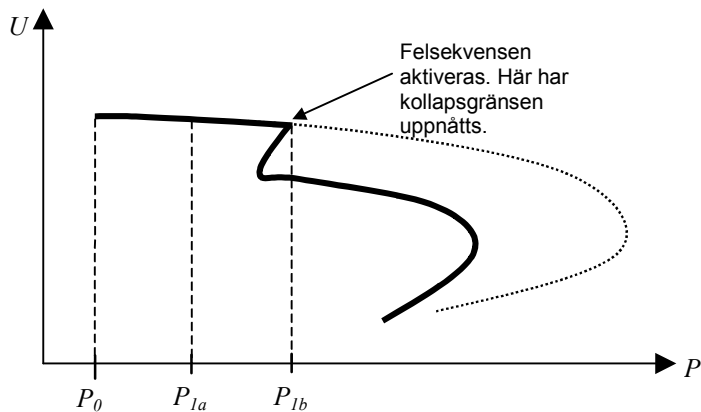
Gången, som genomförs för varje studerad startpunkt, är enligt följande och beskrivs illustrativt i *figur 7.10* och *7.11*. Punkterna 1-5 avser moment i ARISTO:

1. Ta fram acceptabelt startläge (scenario), P_0 i *figur 7.10*, enligt tidigare.
2. Öka aktiv lastförbrukning långsamt i område C med ett godtyckligt steg som är tillräckligt litet för att på egen hand inte orsaka en kollaps (~ någon procent).
3. Vänta in dynamiken tills ett stabilt läge infinner sig, P_{1a} , och initiera den önskade felsekvensen.
4. Om systemet hittar en ny arbetspunkt, P_2 i *figur 7.10*, efter det dynamiska förlopp som följer av felet; gör om steg 2 och 3. Kollapsar systemet; gå vidare till punkt 5.
5. Mät skillnaden mellan startläget och den funna kollapsgränsen (P_{1b} i *figur 7.11*). Denna överföringsskillnad ($P_{1b}-P_0$) blir ett mått på hur nära kollapsgränsen vi befinner oss i utgångsläget (P_0).
6. Överför startläget till SPICA och räkna fram överföringsgränsen (se $P_{\max, tillåtet}$ i *figur 6.2*) för samma felfall som i ARISTO.
7. Jämför ARISTO:s och SPICA:s kollapsgränser.

Kollapsar systemet i ARISTO p.g.a. felet redan efter en första lastökning (steg 2), bör man göra om steg 2 med en mindre lastökning än tidigare.



Figur 7.10 Steg 1-4 illustrativt. Stabil driftpunkt efter felsekvensen.



Figur 7.11 Steg 1-4 illustrativt. Samma startlösning som ovan. Här kollapsar systemet då felsekvensen appliceras.

7.5.3. Resultat

Nedan presenteras en av de genomförda studierna med felfall, för tre av de undersökta scenarierna. I den testserie som redovisas nedan har ledning CL16 använts som felbehäftad komponent. Försöken mynnade ut i en slutsats som ligger klart i linje med teorin om den injicerade utjämnings-effekten som presenterades i avsnitt 7.4.

I scenariot när vi ligger riktigt nära sammanbrottspunkten i startfallet (4 MW) blir skillnaden endast 5 MW mellan kollapspunkterna i ARISTO och SPICA. I sammanhanget är överföringen i kollapspunkten i ARISTO 2777 MW, vilket gör att olikheten på 5 MW endast motsvarar en skillnad på 0,18 %.

Scenario Startöverföring, P_0 (MW)	Kollapsgräns i ARISTO (P_{1b} i figur 7.11) (MW)	Max tillåten överföring (kollapsgräns) i SPICA (MW)	Avstånd mellan startöverföring och kollapsgräns i ARISTO ($P_{1b}-P_0$) (MW)	Skillnad mellan kollapsgränser i ARISTO och SPICA (MW)
2443	2657	2703	214	46
2740	2763	2788	23	25
2773	2777	2782	4	5

Tabell 7.3 Resultat för tre scenarier med CL16 som felbehäftad komponent.

Den i programmet funna karakteristiken med mindre avvikelse ju närmare kollapsen man befinner sig, visar sig vara bättre ur operatörssynpunkt än omvänd karakteristik, eftersom gränsen först blir viktig för drifthållningen då man närmar sig gränsen för spänningskollaps.

En fara kan dock vara under lågsäsong då stora delar av nätet är avställt för underhåll. Om ett n-1 fel inträffar i detta läget, d.v.s. 1000 MW produktion försvinner, kan gränsen ha blivit för hög. Faran består i att 1000 MW av 10000 MW är mycket mer än 1000 MW av 26000 MW, d.v.s. den injicerade effekten blir förhållandevis stor, och därmed även den överoptimistiska prognosen. Att nätet dessutom är reducerat på förhand gör inte förutsättningarna bättre.

7.6. Förbättringar och fortsatt arbete

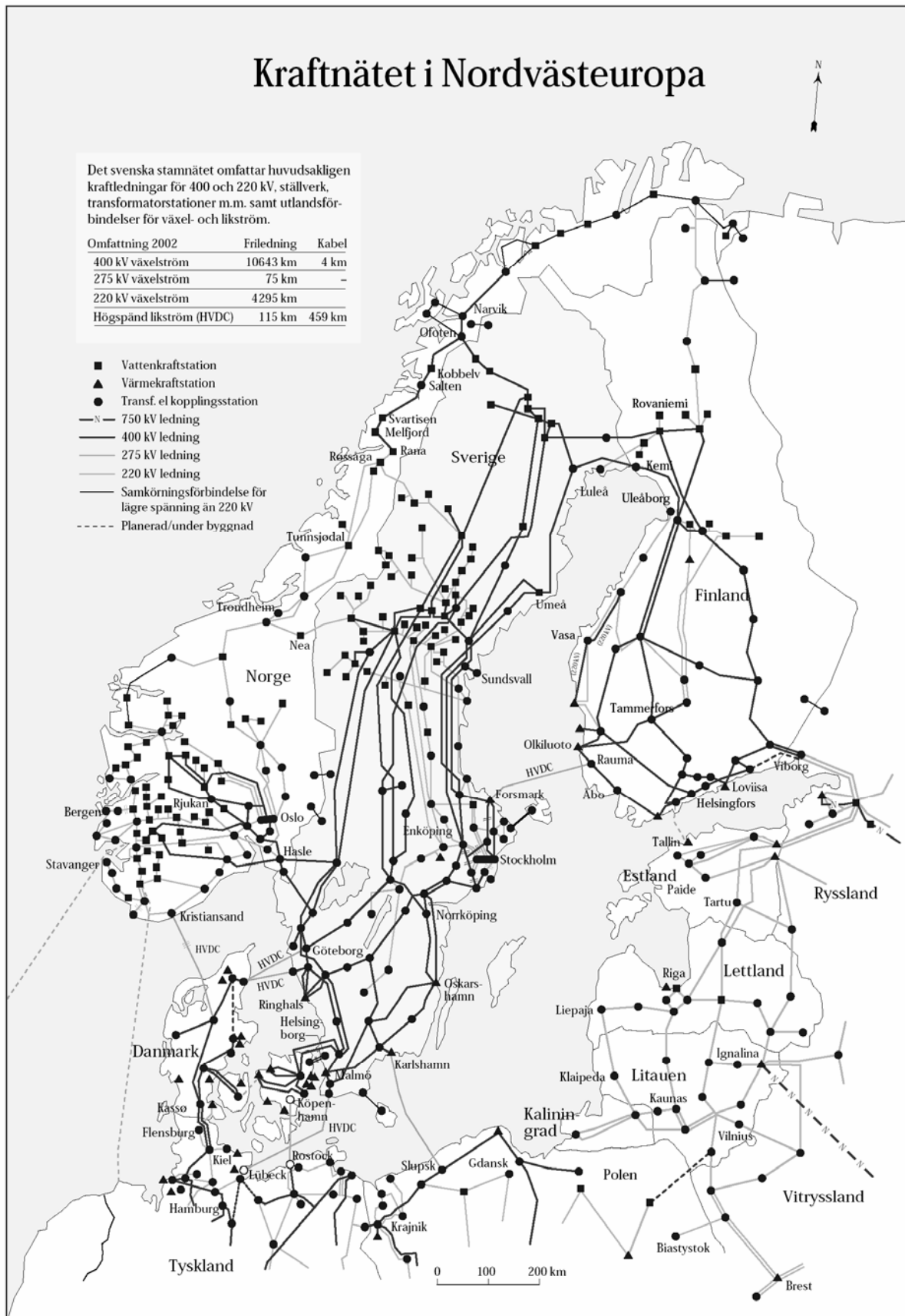
För studien har de använda verktygen utnyttjas på ett sätt som inte är brukligt i den ordinarie driftmiljön. Det har gjorts att vi under arbetets gång har kunnat identifiera ett antal mjukvarufel. Dessa har, tack vare den omedelbara tillgången av upphovsmännen till ARISTO och SPICA, direkt åtgärdats. Det betyder att programmen kontinuerligt har förbättrats under projektets gång.

Ett sätt att komma till rätta med det uteblivna spänningsfallet i SPICA:s generatorer är givetvis att ändra injiceringspunkten i generatorn. Genom att injicera den aktiva effekten på rätt sida av den inre induktansen missas inte spänningsfallet däröver. Detta är genomförbart. SPICA skulle i sådana fall kontinuerligt behöva matas med aktuell data för exempelvis reglerstyrkan i alla reglerande generatorer i nätet. Men frågan är om det är värt att realisera. "Problemen" är ju bara stora då SPICA har tillgång till en startlösningen långt ifrån kollapspunkten. I den verkliga driftmiljön erhåller SPICA fortlöpande nya startlösningar, varför problemen torde minska av samma anledning som denna rapport har kommit fram till.

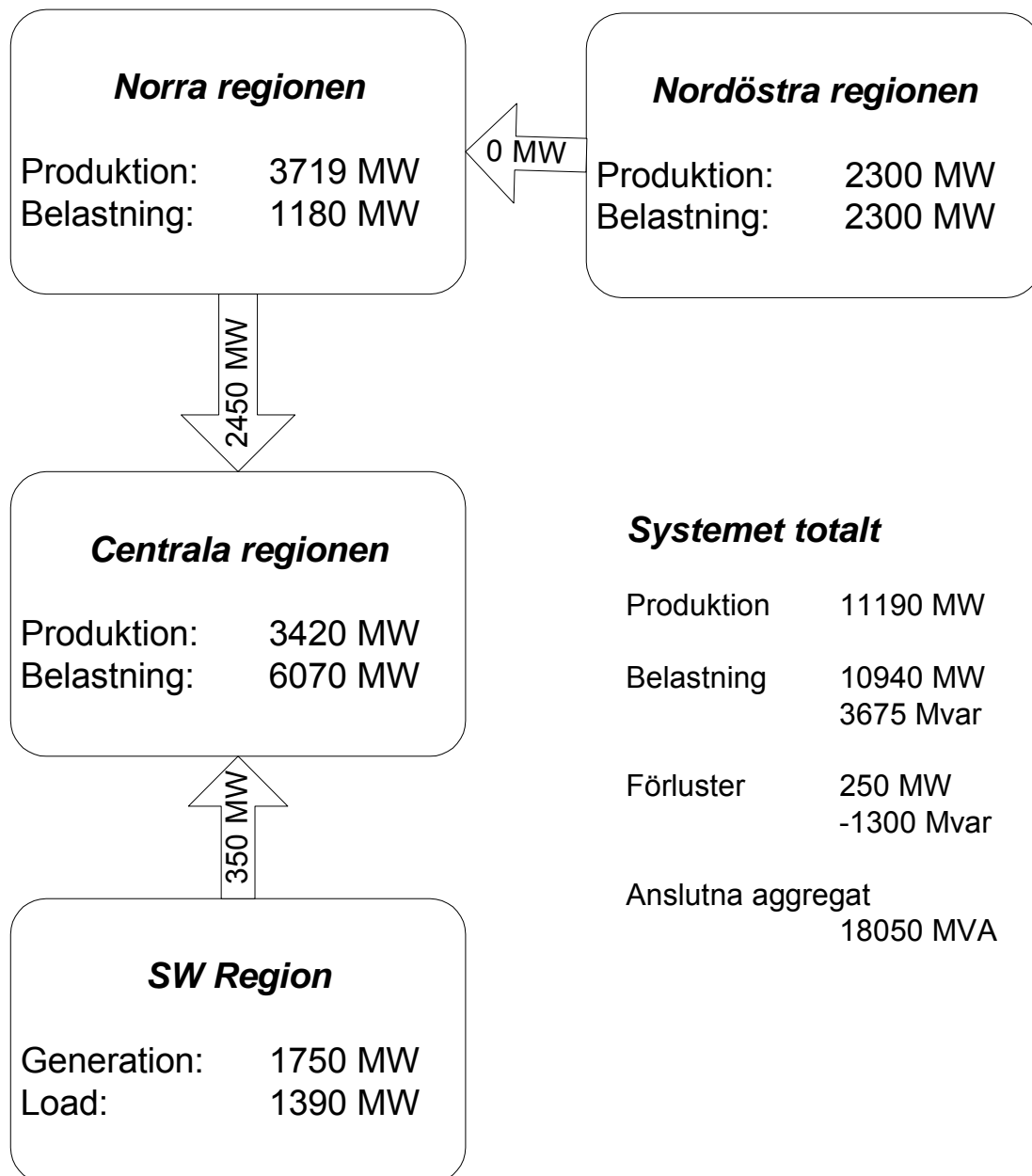
Genom att implementera spänningsberoende laster i SPICA kan beräkningarna förfinas ytterligare.

Ett sätt att befästa de arbetets slutsatser är att applicera liknande studier på det "riktiga", nordiska kraftsystemet.

Appendix A



Appendix B



Överblick
NORDIC32 (N32B)
Testsystem använt i
ARISTO simulatom

Appendix C

Objektlista Nordic 32 (N32B, Master scenario)

Ställverk	kV	Last id	Pn	Qn	Shunt id	Qn	Idrift	Generator id	Sn	Pn	Vn	Typ	Idrift
AT111	130	T1 LD T2 LD	75 25	30 10				G1	600	300	151,2 Va	t	
AT121	130							G1	700	250	150,7 Va	t	
AT131	130							G1	600	400	147,7 Va	t	
AT241	220	T1 LD T2 LD	150 50	37,5 12,5				G1	500	450	248 Va	t	
CT111	130	T1 LD T2 LD	150 50	60 20									
CT112	130	T1 LD T2 LD	225 75	75 25				G1 G2	300 500	50 350	149,3 Va 149,3 Va	t t	
CT122	130	T1 LD T2 LD	210 70	71,2 23,7	EK1	-50		G1	250	200	141,2 Va	t	
CT231	220	T1 LD T2 LD	75 25	22 7									
CT11	400				X1 X2	100 100		G1 G2	400 600	183 274	414,5 Va 414,5 Va	t t	
CT12	400				X1 X2	100 t 100 t		G1	500 300	400 100	414,5 Va 414,5 Va	t t	
CT21	400				X1 X2	150 t 100		G1	300	250	407,3 Va	t	
CT22	400				X1 X2	100 100							
CT31	400				X1 X2	150 100 t		G1	350	310	414,5 Va	t	
CT32	400				X1 X2 X3	150 100 100 t							

Ställverk	kV	Last id	Pn	Qn	Shunt id	Qn	Idrift	Generator id	Sn	Pn	Vn	Typ	Idrift	
CT71	400	T1 LD	300	100	X1	150	t	G1	500	300	410,9	Va	t	
					X2	150	t							
					X3	100	t							
CT72	400	T1 LD	1000	250	X1	150		G1	1500	800	418,2	Va	t	
		T2_LD	1000	250	X2	100		G2	1500	800	418,2	V	t	
									G3	750	200	418,2	Va	t
									G4	750	200	418,2	V	t
FT41	400	T1 LD	150	50	EK1	-200		G1	300	0	413,6	C	t	
		T2 LD	255	70	X1	100								
		T3 LD	135	40										
FT42	400				X1	100								
					X2	100								
					X3	100								
FT43	400	T1 LD	200	60	EK1	-200								
		T2 LD	200	60										
		T3 LD	275	51										
		T4 LD	225	132										
FT44	400	T1 LD	100	40	X1	150		G1	700	630	415,2	T	t	
		T2 LD	100	75	X2	100		G2	200	170	415,2	T	t	
		T3 LD	100	37	X3	100		G3	200	0	415,2	T		
FT45	400	T1 LD	150	50	EK1	-100								
		T2 LD	150	50										
		T3 LD	225	87										
		T4 LD	175	63										
FT47	400	T1 LD	75	37				G1	600	540	421,0	T	t	
		T2 LD	25	12				G2	600	540	421,0	T	t	
FT50	400				X1	150								
					X2	100								
FT51	400	T1 LD	200	70	EK1	-100		G1	700	600	422,9	T	t	
		T2 LD	400	156	X1	100	t	G2	700	400	422,9	T	t	
		T3 LD	200	75										
FT61	400	T1 LD	100	40				G1	200	0	413,5	T	t	
		T2 LD	100	40										
		T3 LD	175	32										
		T4 LD	125	37										
FT62	400	T1 LD	75	25	X1	150		G1	600	530	413,5	T	t	
		T2 LD	150	39	X2	100		G2	200	160	413,5	Ta	t	
		T3 LD	75	21	X3	100		G3	200	0	413,5	Ta	t	

Ställverk	kV	Last id	Pn	Qn	Shunt id	Qn	Idrift	Generator id	Sn	Pn	Vn	Typ	Idrift	
FT63	400	T1 LD	150	75				G1	600	530	425,0	Ta	t	
		T2 LD	150	75					600	530	425,0	T	t	
		T3 LD	143	75										
		T4 LD	148	75										
FT142	130	T1 LD	200	75	EK1	-200	t							
		T2 LD	400	150										
		T3 LD	200	75										
FT150	130	T1 LD	150	50	EK1	-200	t							
		T2 LD	150	50										
		T3 LD	225	87										
		T4 LD	175	62										
RT131	130	T1 LD	172	75	EK1	-200	t	G1	200	180	133,0	V	t	
		T2 LD	57	25										
RT132	130	T1 LD	75	20				G1	400	360	132,4	Ta	t	
		T2 LD	150	40				G2	200	0	132,4	Ta	t	
		T3 LD	75	20										

Teckenförklaring:

- Pn = Nominell aktiv effekt
- Qn = Nominell reaktiv effekt
- EK = Kondensatorbatteri
- X = Reaktor
- Sn = Nominell skenbar effekt
- Vn = Nominell generatorspänning normerat till ställverkets spänningsnivå
- V = Vattenkraftstation
- T = Termisk station
- C = Synkronkondensator
- a = Automatisk frekvensreglering
- t = Idrift (brytare i läge till)

Appendix D

Indatafil till SPICA. Nordic 32 (N32B Master scenario)

kpnr	namn	littera	typ	br	u	fi	ubas	swp	pup (pqset)	regs	pmax	pmin	ar	co	zo	di	pa	pz	gz	flags
-44	CT31_G.9	CT31_G	2	0	1.0363636	0.00000	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
1	CT111.1	CT111	1	0	1.1477001	14.54968	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
2	CT112.1	CT112	1	0	1.1436036	16.63829	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
3	AT111.1	AT111	1	0	1.1543159	18.89017	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
4	AT121.1	AT121	1	0	1.1566764	19.80813	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
5	AT131.1	AT131	1	0	1.1231943	27.62321	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	3	3	3	2	2	0	0
6	CT122.1	CT122	1	0	1.0856059	8.82530	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	1	1	1	4	4	0	0
7	RT133.1	RT133	1	0	0.9793448	-39.75753	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	1	1	1	4	4	0	0
8	RT132.1	RT132	1	0	0.9983643	-23.98927	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	1	1	1	4	4	0	0
9	RT131.1	RT131	1	0	1.0050737	-34.73844	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	1	1	1	4	4	0	0
10	FT142.1	FT142	1	0	1.0054545	-26.69053	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
11	FT150.1	FT150	1	0	1.0099882	-28.86876	130.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5	1	1	1	5	5	0	0
12	CT231.2	CT231	1	0	1.0752437	-2.05103	220.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
13	AT241.2	AT241	1	0	1.1044105	9.81696	220.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
14	CT11.4	CT11	1	0	1.0331554	14.19353	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
15	CT12.4	CT12	1	0	1.0276164	15.48903	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
16	CT21.4	CT21	1	0	1.0341243	-2.37344	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	3	3	3	2	2	0	0
17	CT22.4	CT22	1	0	1.0297123	6.84590	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	3	3	3	2	2	0	0
18	CT31.4	CT31	1	0	1.0354112	-4.87273	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
19	CT32.4	CT32	1	0	1.0379181	-8.53308	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
20	FT41.4	FT41	1	0	1.0240935	-16.02462	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
21	FT44.4	FT44	1	0	1.0189388	-17.48632	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
22	FT43.4	FT43	1	0	1.0058242	-23.21692	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
23	FT42.4	FT42	1	0	1.0110810	-23.53546	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
24	FT50.4	FT50	1	0	1.0157095	-26.10403	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5	1	1	1	5	5	0	0
25	FT45.4	FT45	1	0	1.0012140	-23.83806	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
26	FT47.4	FT47	1	0	1.0221310	-18.94140	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
27	FT61.4	FT61	1	0	1.0161145	-16.03159	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
28	FT62.4	FT62	1	0	1.0324410	-10.59571	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
29	FT63.4	FT63	1	0	1.0330968	-6.78903	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
30	CT71.4	CT71	1	0	1.0277684	14.82236	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	2	2	2	7	7	0	0
31	CT72.4	CT72	1	0	1.0357955	14.77761	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	2	2	2	7	7	0	0
32	FT51.4	FT51	1	0	1.0216067	-23.91021	400.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5	1	1	1	5	5	0	0
33	FT47_G.9	FT47_G	2	0	1.0523809	-11.73159	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
34	FT44_G.9	FT44_G	2	0	1.0380952	-10.80117	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
35	FT51_G.9	FT51_G	2	0	1.0571429	-19.44930	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5	1	1	1	5	5	0	0
36	FT63_G.9	FT63_G	2	0	1.0623809	0.14488	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
37	FT62_G.9	FT62_G	2	0	1.0338094	-3.46464	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
38	FT61_G.9	FT61_G	2	0	1.0338094	-16.03159	21.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	4	4	6	6	0	0
39	FT41_G.9	FT41_G	2	0	1.0340909	-16.02462	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8	1	1	1	8	8	0	0
40	CT21_G.9	CT21_G	2	0	1.0181818	4.44461	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	3	3	3	2	2	0	0
41	CT11_G.9	CT11_G	2	0	1.0363636	17.86825	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
42	CT71_G.9	CT71_G	2	0	1.0272727	19.71239	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	2	2	2	7	7	0	0
43	CT72.2.9	CT72_G	2	0	1.0454545	16.89451	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	2	2	2	7	7	0	0
44	CT12.2.9	CT12_G	2	0	1.0363636	18.18000	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
45	AT111.9	AT111_G	2	0	1.1627272	22.09355	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
46	AT121.9	AT121_G	2	0	1.1590909	22.05234	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0
47	AT131.9	AT131_G	2	0	1.1363636	32.11683	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	3	3	3	2	2	0	0
48	AT2412.9	AT241_G	2	0	1.1272727	16.04214	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	3	3	3	3	3	0	0
49	CT112.9	CT112_G	2	0	1.1481818	17.72923	11.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	3	3	3	1	1	0	0

SVC	kpnr	littera	qg	qmin	qmax	ub	st	rst	ctribus
0									
SHUNTAR MED EXTREMSPÄNNINGSAUTOMATIK									
0	kpnr	littera	p	q	ul	uh	st	rst	ctribus
FASTA SHUNTAR									
	kpnr	littera	st	p	q				
	6	EK1	1	0.0	-50.0				
	7	EK1	1	0.0	-200.0				
	9	EK1	1	0.0	-200.0				
	10	EK1	1	0.0	-200.0				
	11	EK1	1	0.0	-200.0				
	14	X1	0	0.0	100.0				
	14	X2	0	0.0	100.0				
	15	X1	1	0.0	100.0				
	15	X2	1	0.0	100.0				
	16	X2	0	0.0	100.0				
	16	X1	1	0.0	150.0				
	17	X1	0	0.0	100.0				
	17	X2	0	0.0	100.0				
	18	X3	0	0.0	100.0				
	18	X2	1	0.0	100.0				
	18	X1	0	0.0	150.0				
	19	X3	1	0.0	100.0				
	19	X2	0	0.0	100.0				
	19	X1	0	0.0	150.0				
	20	X1	0	0.0	100.0				
	20	EK1	0	0.0	-200.0				
	21	X3	0	0.0	100.0				
	21	X2	0	0.0	100.0				
	21	X1	0	0.0	150.0				
	22	EK1	1	0.0	-200.0				
	23	X3	0	0.0	100.0				
	23	X2	0	0.0	100.0				
	23	X1	0	0.0	100.0				
	24	X1	0	0.0	150.0				
	24	X2	0	0.0	100.0				
	25	EK1	1	0.0	-100.0				
	28	X3	0	0.0	100.0				
	28	X2	0	0.0	100.0				
	28	X1	0	0.0	150.0				
	30	X2	1	0.0	150.0				
	30	EK1	0	0.0	-400.0				
	30	X1	1	0.0	150.0				
	30	X3	1	0.0	100.0				
	31	X2	0	0.0	100.0				
	31	X1	0	0.0	150.0				
	32	EK1	0	0.0	-100.0				
	32	X1	1	0.0	100.0				

0

ZONER	nr	namn
	1	ZONE_CENTRAL
	2	ZONE_EXTERNAL
	3	ZONE_NORTH
	4	ZONE_SW
	0	

AREOR	nr	namn
	1	AREA_1
	2	AREA_2
	3	AREA_3
	4	AREA_4
	5	AREA_5
	6	AREA_6
	7	AREA_7
	8	AREA_8
	0	

Några parameterkommentarer

kpnr	Knutpunktsnummer
typ	Knutpunktstyp. 1=PQ-nod, 2=PU-nod, - 2=utjämningsnod
u	Aktuell spänning (p.u.)
fi	Aktuell vinkel (grader)
ubas	Basspänning (kV)
regs	Reglerstyrka relaterad till knutpunkt/generator (MW/Hz)
pmax	Maximal producerbar effekt för reglerstyrka (MW)
pmin	Minimal producerbar effekt för reglerstyrka (MW)
ar, ...	Områdestillhörigheter enligt ZONER och AREOR
st	Statusflagga. 0 = ur drift, 1 = i drift
p	Aktiv effekt (MW)
q	Reaktiv effekt (MVar)
pg	Aktuell aktiv produktion (MW)
qg	Aktuell reaktiv generering (MVar)
uset	Börvärde för spänning (p.u.)
sn	Märkeffekt (MVA)
un	Märkspänning (kV)

g1, g2	Tvärkonduktans, från-/tillsida (p.u.)
b1, b2	Tvåsuceptans, från-/tillsida (p.u.)
ratio	Omsättning (p.u.)
shift	Fasvridning (radianer)
breg	Reglerad sida. - = ingen reglering., f = frånsidan, t = tillsidan
rmax	Max omsättning (p.u.). 0 vid fast omsättning
rmin	Min omsättning (p.u.)
status	Status för ledning/transformatör. 0 = ur drift, 1 = i drift, 2 = frånående frånslagen, 3 = tillående frånslagen
ul	Lågspänningsgräns då shunt ska kopplas
uh	Högspänningsgräns då shunt ska kopplas
rst	Reglerstatus. 0 = spänningsautomatik ur drift, 1 = i drift
ctribus	Nummer för spänningsreglerad knutpunkt. 0 om knotpunkten är självreglerad
nr	Se ar, ...
	Funktioner, för vars parametrar är inom parentes, är ej implementerade i SPICA.

cosfi	Effektfaktor
xd	Synkron reaktans uttryckt som (xd - sn)/un ²
sbg	Multiplikator för statorströmbegränsaren. Betecknas km i i rapporten.
fbg	Multiplikator för fältströmbegränsaren. Betecknas km i rapporten.
qmax	Konstant max gräns för reaktiv produktion (MVar)
qmin	Konstant min gräns för reaktiv produktion (MVar)
flags	Flaggor (bitvärden) som anger begränsningsalternativ för spänningshållningen. 4 = fältströmbegr., 8 = statorströmbegr., 64 = qmax, 128 = qmin, m.fl. Kombinera alternativ genom att addera bitvärden.
kpnr1	Knutpunktsnummer för från-knutpunkt
kpnr2	Knutpunktsnummer för till-knutpunkt
kpr	Nummer för den knutpunkt till vilken ledningens frånsagna ände ska relateras. 0 om ingen frånslagen ände finns.
ms	Anger vilken ände effekt ska mätas. 0 = frånknutpunkt, 1 = tillknutpunkt
r, x	Längsresistans/-reaktans (p.u.)

Appendix E

SPICA:s parameterfil för Nordic 32 (N32B Master scenario)

```
Loggade snitt
log,s,littera 'SNITT 2' 'CL14' CT31 'CL15' CT31 'CL16' CT32 'CL17' CT32 'CL12' CT21

Steglängd och max antal punkter
pv,par 0.2 500

Utjämningsknutpunkter
sw AT111_.9 4000 CT11_G.9 2600 CT11_2.9 4000 CT71_G.9 1600 CT72_G.9 10000 CT72_3.9 5000 CT12_G.9 3400
CT12_2.9 2000 CT112_.9 2000 CT1122_.9 3400 AT121_.9 4600 AT131_9.9 4000 CT122_.9 1600 CT21_G.9 2000
CT31_G.9 2400 AT2412.9 3400 AT241_.9 2400 FT62_2.9 1400 FT63_G.9 2000 RT132_.9 0 RT1322.9 1400

Mätpunkter för spänning
mp AT241.2 1.0 CT111.1 0.4 RT133.1 0.4 FT142.1 0.4 FT150.1 0.4 CT231.2 0.6 CT22.4 1. CT31.4 1. CT32.4
1. FT43.4 1. FT42.4 1. FT50.4 1. FT44.4 1.

Punkter med spänningsberoende last
pu FT41.4 6.0 FT43.4 10.0 FT44.4 4.4 FT45.4 7.8 FT47.4 1.1 FT51.4 8.9 FT142.1 8.9 RT131.1 2.6 RT132.1
3.3 RT133.1 6.7 FT150.1 7.8

Loggade spänningar
log,b,u CT22.4 FT44.4
...
echo

Parameterfilen beskriver


- Genom vilka snitt effektoverföringen ska loggas.
- Steglängden för lastökningen i utvalda noder för att öka överföringen genom snitten.
- Maximalt antal punkter på PU-kurvan.
- Vilka knutpunkter, inklusive tillhörande fördelningsfaktor, som ska tillhöra den distribuerade utjämningsknutpunkten.
- Vilka knutpunkter och med vilken faktor spänningen ska mätas för beräkning av de fiktiva spänningsberoende lasterna.
- Knutpunkter, med tillhörande fördelningsfaktor, där de fiktiva spänningsberoende lasterna ska allokeras.
- Vilket/vilka nätstorheter som ska loggas, oftast spänningar i olika knutpunkter.

```

Referenser

- [1] Agneholm, Evert. *The Restoration Process following a major Breakdown in a Power System*. Teknisk rapport nr. 230L. Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg maj 1996.
- [2] Andersson, Göran. *Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2001.
- [3] Andersson, Göran. *Power System Dynamics and Stability*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 1999.
- [4] Arkivmateriel från Svenska Kraftnät, Stockholm.
- [5] Broschyr, *Driften av stamnätet*. Svenska Kraftnät, Stockholm 2000.
- [6] Cegrell, Torsten och Sandberg, Ulf. *Industriella Styrssystem*. SIFU, 1994.
- [7] Cronqvist, Anders. Red. *Elmaskiner*. Elkrafthandboken. ISBN 91-47-00066-X, Liber AB, 1996.
- [8] Dokumentation för testsystemet *Nordic32*. Svenska Kraftnät, Stockholm.
- [9] Edström, Anders. *Dokument PNA-funktioner*. Svenska Kraftnät, Stockholm, september 2002.
- [10] Edström, Anders medfl. ARISTO användardokumentation. Svenska Kraftnät, Stockholm.
- [11] Gustafsson, Magnus och Krantz, Niclas. *Voltage Collapse in Power Systems*. Teknisk rapport nr. 215L. Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg december 1995.
- [12] Herbig, Arnim. *On Load Flow Control in Electric Power Systems*. Doktorsavhandling, TRITA-EES-0001, ISSN 1100-1607, Stockholm 2000.
- [13] IEEE/CIGRÉ gemensam arbetsgrupp för Stability Terms and Definitions. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRÉ rapport.
- [14] Johansson, Stefan och Sjögren, Fredrik. *Voltage Collaps in Power Systems*. Teknisk rapport nr. 192L, ISBN 91-7197-119-X. Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg maj 1995.
- [15] Koester, David P. *Parallel Block-Diagonal-Bordered Sparse Linear Solvers for Power Systems Applications*. Fil.doktorsavhandling, oktober 1995.
- [16] Kursmateriel, *Industriella informations- och styrssystem*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2001.

- [17] Larsson, Per. *Komponenter i ställverk*. Kurs, Svenska Kraftnät, Stockholm 23 september 2003.
- [18] Nagrath I. J. *Modern Power System Analysis*. ISBN 0074517996, McGraw-Hill.
- [19] Sen, Paresh Chandra. *Principles of Electric Machines and Power Electronics*. 2nd ed, ISBN 0-471-02295-0, Wiley, 1997.
- [20] Roudén, Klas. *Kurskompendium för grundkurs i belastningsfördelningsberäkningar vid operativ drift för Svenska Kraftnäts kontrollrumspersonal*. Svenska Kraftnät, Stockholm, september 2002.
- [21] Sandberg, Lars. *SPICA användardokumentation*. Svenska Kraftnät, Stockholm.
- [22] Söder, Lennart. *Statisk analys av elsystem*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm oktober 2001.
- [23] Walve, Kenneth. *Kraftsystemets dynamik och dimensionering*. Kurspärm till utbildning i kraftsystemförståelse. Svenska Kraftnät, Stockholm 2003.
- [24] www.svk.se, hösten 2003 – våren 2004.