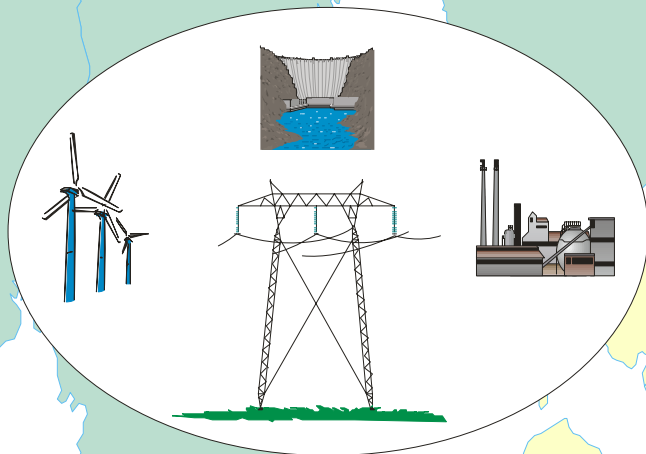


Nordisk Regelsamling 2004

(Nordic Grid Code)



PROTOKOLL

Nedan angivna nordiska stamnätsföretag är ense om att Nordisk regelsamling (Nordic Grid Code) för det nordiska stamnätet skall ha det innehåll som framgår av bilaga. Det är parternas syfte att utveckla regelsamlingen, och framtida överenskommelser som rör de sammankopplade nordiska stamnäten inom de verksamhetsområden som behandlas i regelsamlingen bör ingå som en del av denna.

Regelsamlingen skall uppdateras vid behov, men minst en årlig genomgång av regelsamlingen skall ske.

(Sted), den (dato) 2004

Georg Styrbro
Eltra a.m.b.a.

Bent Agerholm
Elkraft System a.m.b.a.

Timo Toivonen
Fingrid Oyj

Odd Håkon Hoelsæter
Statnett SF

Jan Magnusson
Affärsverket svenska kraftnät

EN GEMENSAM NORDISK REGELSAMLING.....	2
1. INLEDNING	2
2. BAKGRUND.....	3
2.1 DET NORDISKA SAMARBETET	3
2.2 DET NORDISKA ELKRAFTSYSTEMET	5
2.3 DET NORDISKA ELKRAFTSYSTEMETS ELEKTRISKA EGENSKAPER	6
2.4 STAMNÄTSFÖRETAG MED SYSTEMANSVAR.....	8
2.5 DEN NORDISKA ELMARKNADEN.....	9
2.5.1 <i>Elspot</i>	9
2.5.2 <i>Elbas</i>	9
2.5.3 <i>Reglerkraftmarknaden</i>	9
3. ALLMÄNNA BESTÄMMELSER.....	10
3.1 UTVECKLINGEN AV REGELVERKET	10
3.2 BILATERALA AVTAL	10
3.3 SEKRETESS	10
3.4 AVVIKELSER FRÅN REGELVERKET	10
3.5 HANTERING AV EVENTUELLA OKLARHETER I REGELVERKET	10

En gemensam nordisk regelsamling

1. Inledning

Framtagandet av denna gemensamma regelsamling för det nordiska stamnätet, på engelska benämnd "Nordic Grid Code", är ett led i harmoniseringen av de olika stamnätsföretagens regler. Syftet med en nordisk regelsamling är att uppnå en sammanhängande och koordinerad nordisk drift och planering mellan de systemansvariga företagen, vilket skall resultera i bästa möjliga förutsättningar för utvecklingen mot en fungerande och effektivt integrerad nordisk kraftmarknad. Vidare skall den vidareutveckla en gemensam bas för en tillfredsställande driftsäkerhet och leveranskvalitet i det sammanhängande nordiska elkraftsystemet.

Den nordiska regelsamlingen berör de systemansvariga företagens drift och planering av elsystemet och marknadsaktörernas tillgång till nätet. Regelsamlingen uppställer grundläggande gemensamma krav och procedurer som styr drift och utveckling av elkraftsystemet.

Regelsamlingen består av:

- Allmänna bestämmelser för samarbetet
- Regler för planering (Planning Code)
- Regler för drift (Operational Code)
- Regler för anslutning (Connection Code)
- Dataaftale mellem de nordiske systemansvarlige

Den nordiska regelsamlingen gäller för det tekniska samarbetet mellan de systemansvariga stamnätsföretagen i de sammanhängande Nordel-länderna; Norge, Sverige, Finland och Danmark.

Det ideala förhållandet skulle vara att det förelåg likadana regler för planering, utbyggnad och drift för samtliga delsystem. Detta är ännu inte förhållandet, vilket dels har sin historiska bakgrund och dels beror på att det är olika lagstiftning och olika ansvariga myndigheter för de enskilda delsystemen. Det är emellertid en målsättning att den nordiska regelsamlingen skall utgöra en utgångspunkt för harmoniseringen av nationella regler, med minimikrav på tekniska egenskaper som inverkar på driften av det sammankopplade nordiska elkraftsystemet. Den måste dock vara underordnad de nationella reglerna i de olika nordiska länderna, såsom bestämmelser i lagar, förordningar, myndighetsvillkor, o.dyl.

Denna första utgåva av den nordiska regelsamlingen är baserad på Nordels tidigare regler (rekommendationer), systemdriftavtalet, datautväxlingsavtalet och nationella regelverk. Regelsamlingen bär därför prägel av att text hämtats från många existerande källor. Systemdriftavtalet och datautväxlingsavtalet återges i denna utgåva av regelsamlingen i sin helhet. Avsikten är dock att dessa avtal textmässigt skall integreras i framtida versioner av regelsamlingen.

Efter år 2000 har det inte utfärdats några nya rekommendationer inom Nordel. Målet är att innehållet i rekommendationerna skall ingå antingen i den nordiska regelsamlingen eller i andra bindande avtal/handlingar. Den nordiska regelsamlingen bör också i sin vidare utveckling koordineras med regler som skapats på andra ställen, t.ex. inom UCTE, ETSO och EU.

Vidareutvecklingen av den nordiska regelsamlingen är därför ett arbete som bör fortsätta under kommande år. Arbetet med att vidareutveckla det nordiska samarbetet för en bättre anpassning till den nordiska elmarknaden fortsätter alltså.

2. Bakgrund

2.1 *Det nordiska samarbetet*

Utbyggnaden av elförsörjningen i Norden inleddes i slutet av 1800-talet och början av 1900-talet. Till en början startades små lokala elbolag som efterhand slogs ihop till större regionala enheter. Småningom nådde utvecklingen så långt att kraftnäten i de enskilda nordiska länderna förenades genom gemensamma högspänningsförbindelser.

Elförsörjningen i de nordiska länderna har från början byggt på olika energikällor. I Norge var vattenkraft den huvudsakliga energikällan, liksom också i Sverige. Finland använde sig av en blandning av vattenkraft och värmekraft, medan den danska energiförsörjningen byggde uteslutande på värmekraft. Företag och myndigheter i de nordiska länderna insåg i ett tidigt skede att det fanns betydande fördelar att uppnå genom att samarbeta och utnyttja den energikälla som för tillfället var fördelaktigast i de olika länderna. Också försörjningssäkerheten blev genom samarbetet bättre.

Redan år 1912 undertecknades det första internordiska samkörningsavtalet. Sydkraft i Malmö och NESA i Köpenhamn enades då om att Sydkraft skulle leverera överskottskraft från sina kraftverk till Själland och år 1915 var en 25000 voltskabel mellan Skåne och Själland driftsklar. Elsamarbetet mellan Sverige och Norge inleddes betydligt längre norrut. Det skedde i början av 1940-talet i samband med att järnvägen mellan Kiruna och Narvik togs i bruk.

Under åren mellan 1920 och 1960 undersöktes ytterligare olika samarbetsmöjligheter, men resultatet lät vänta på sig ända fram till år 1959 då en förbindelse mellan Sverige och Finland togs i bruk. År 1960 blev nya förbindelser mellan Sverige och Norge likaså klara och dessutom genomfördes ett gemensamt kraftverksprojekt i Linnvassälven. Fem år senare byggdes en kabel mellan Jylland och den svenska västkusten. Österut vidgades elförbindelserna år 1961 med en ledning över den finländska östgränsen till dåvarande Sovjetunionen.

Planläggningen och byggandet av de gemensamma förbindelserna ledde till ökade kontakter mellan elbolagen i de nordiska länderna och år 1963 bildades ett nordiskt samarbetsorgan på elförsörjningsområdet, Nordel.

På 1960-talet steg elförbrukningen kraftigt i alla nordiska länder. Möjligheterna att samarbeta, att knyta samman olika typer av produktionsresurser och skapa produktionsreserver fick också därför allt större uppmärksamhet. Inom Nordel sökte man fördelar genom samordning av utbyggnad och drift av näten.

Det kraftigt växande elkraftssystemet som skulle kopplas till relativt svaga överföringsförbindelser krävde att man inom Nordel löste problem i anslutning till reglering och stabilitet. På längre sikt låg lösningen i att förstärka överföringsförbindelserna. Nordels rekommendationer utgjorde basen för det tekniska regelverket för stamnätsverksamheten i Norden. Rekommendationerna var visserligen inte formellt bindande, men eftersom de antagits gemensamt och enhälligt, efterföljdes reglerna av alla parter och kom att utgöra grunden för de eventuellt formella regelverk som krävdes i de enskilda länderna.

Nordelsamarbetet har präglats av en gemensam vilja att finna lösningar som skapar goda förutsättningar att utnyttja de tekniska, miljömässiga och ekonomiska fördelar som ett effektivt gemensamt system skapar. Denna grundtanke har ända sedan starten gynnat branschen och elanvändarna inom hela Nordelområdet.

För att öka effektiviteten inom elsektorn valde de nordiska länderna, med start i Norge år 1991, att konkurrensutsätta produktion och handel med el och att avskilja de här funktionerna från det alltjämt reglerade naturliga nätmonopolet. Utvecklingen mot fri konkurrens har pågått inom både EU och på andra håll i världen sedan 1980-talet, men den har varit snabbast i Norden. Bl.a. startade här år 1996 världens första internationella elbörs, Nord Pool. Ett välfungerande elkraftssystem och goda samarbetstraditioner, bl.a. inom Nordel, har medverkat till det snabba utvecklandet av den öppna gemensamma nordiska elmarknaden.

Förändringarna på elmarknaden ändrade också förutsättningarna för det nordiska samarbetet. Nordels första steg mot att anpassa sig till förändringarna togs år 1993 då organisationen bl.a. ändrade sina stadgar för att bättre motsvara den struktur som uppstod då företagens nätverksamhet separerades från den övriga verksamheten. Nordel förutsatte i och med ändringen representation från både nät- och produktionssektorn. Vikten av ett fortsatt samarbete mellan de olika sektorerna gällande bl.a. tekniska systemfrågor betonades.

Utgångspunkten för en ny stadgeförändring år 1998 var att Nordel skulle vara en samarbetsorganisation för de systemansvariga företagen i Norden och utgöra en plattform för samarbete. Samtidigt skulle marknadsaktörer med tekniska anläggningar av betydelse för elkraftsystemet fortsätta att samarbeta inom organisationen. Ännu en stadgeändring i juni år 2000 gjorde Nordel till en organisation för de systemansvariga nätföretagen i Norden med den uttalade målsättningen att skapa förutsättningar för och vidareutveckla en effektiv och harmoniserad nordisk elmarknad.

Den fysiska kopplingen mellan Nordelområdet och de angränsande länderna blir allt tätare. Det finns nu även elöverföringskablar till Tyskland från både Sverige och Danmark samt sedan år 2000 även mellan Polen och Sverige. Sedan år 2000 finns också ett ryskt kraftverk i St. Petersburg på 450 MW som är direkt anslutet till det finländska delsystemet. I och med att förbindelserna ökar så ökar även behovet av koordinering och samordning. För det nordiska elkraftsystemet som helhet är Nordel i egenskap av de systemansvarigas samarbetsorganisation ett naturligt organ för kontakterna med systemansvariga på andra håll. Nordel erbjuder även som tekniskt samarbetsforum en unik möjlighet att utnyttja den kompetens som behövs också i det internationella arbetet.

Verksamheten inom Nordel är obyråkratisk. Posterna inom organisationen cirkulerar mellan de nordiska stamnätsföretagen. Det företag som ordföranden företräder ansvarar för sekretariatet och de kostnader det medför, vilket gör det möjligt för Nordel att inte ha någon egen budget. Nordel är dessutom en organisation som fungerar helt utan tolkar. Medlemsföretagen ställer också upp med personresurser och en nyckelfaktor för verksamheten är den kärnområdeskompetens företagen ställer till förfogande.

2.2 Det nordiska elkraftsystemet

Inom Norden är produktionssystemen i de enskilda länderna väldigt skiftande. Danmark använder konventionell värmekraft kombinerad med vindkraft. I Norge har man vattenkraftproduktion, medan det i Finland och Sverige förekommer en blandning av olika system där vattenkraft och kärnkraft dominerar.

Det nordiska stamnätet omfattar i dag de nationella elkraftsystemen i Danmark, Sverige, Norge och Finland samt ett flertal förbindelser länderna emellan som binder samman näten till ett sammanhängande system. Detta system utgör ett enhetligt område med gemensam frekvens, med undantag av Västdanmark, som är sammankopplat med nätet som ligger inom den kontinentala samarbetsorganisationen UCTE's område.

Delsystemen i Finland, Norge, Sverige och Östdanmark är synkront sammankopplade och bildar det så kallade synkronsystemet. Delsystemet i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Synkronsystemet och delsystemet i Västdanmark utgör tillsammans det sammankopplade nordiska elkraftsystemet.

Sammankopplingen av de enskilda delsystemen till ett gemensamt system innebär ökad säkerhet och lägre omkostnader. Leveranskapaciteten för det samlade systemet blir högre jämfört med summan av vad varje delsystem kan leverera var för sig. Utbyggnaden av överföringskapaciteten mellan delsystemen medför att det samlade nordiska elkraftsystemet i allt större omfattning fungerar som en enhet.

Det gemensamma systemet minskar behovet av reserver och förbättrar möjligheten att erhålla hjälp vid allvarliga störningar eller vid andra extrema situationer som t.ex. exceptionella torrår eller bränslebrist.

Ett välfungerande nordiskt stamnät är den tekniska förutsättningen för en säker nordisk elförsörjning av hög kvalitet och stamnätets utbyggnad har legat till grund för en effektiv energiförsörjning ur både ekonomisk och miljömässig synpunkt.

2.3 Det nordiska elkraftsystemets elektriska egenskaper

Det nordiska stamnätet omfattar följande AC-spänningsnivåer (över landgränser finns det också några förbindelser med lägre spänningar):

- Danmark: 132/150/220/400 kV
- Finland: 110/220/400 kV
- Norge: 300/400 kV (i Nordnorge också 132 kV)
- Sverige: 220/400 kV

Mellan delsystem finns det också HVDC-förbindelser på 285-400 kV.

Dessa överföringsledningar knyter ihop ett antal generatorer:

- Vattenkraftproduktionen är koncentrerad till Norge samt i norra delarna av Sverige och Finland.
- Värmekraftproduktionen är koncentrerad till Danmark samt i södra delarna av Sverige och Finland.

- Vindkraftproduktion och decentral produktion är koncentrerad till Danmark. Speciellt i väst utgör vindkraftproduktionen en stor del av den samlade produktionen.

AC-överföringsledningarnas reaktans bestämmer hur starkt systemet är hopkopplat. Typiskt för Nordelsystemet är långa överföringsavstånd med relativt svag koppling mellan avlägsna generatorer.

En svag koppling mellan generatorer betyder att hela kapaciteten av vissa samkörningsförbindelser inte kan utnyttjas. Enligt de nordiska dimensioneringsreglerna (se Regler för planering) skall stabil drift kunna bibehållas efter de vanligaste felfallen. Detta gäller transient, dynamisk och statisk stabilitet, för såväl frekvens- som spänningsförhållanden, samt att inga följdutlösningar sker på grund av överlast av komponenter.

På grund av långa överföringsavstånd och stora reaktanser är det vanligen otillräckligt spänningsstöd och/eller otillräcklig dämpning som sätter överföringsgränser mellan delsystem. Med för stora överföringar skulle antingen spänningskollaps inträffa (spänningsstabilitet) eller generatorer tappa synkronism (vinkelstabilitet) på grund av ett enkelt felfall. Detta kan ske med betydligt mindre överföringar än vad nät-komponenterna i sig själva skulle tolerera (termisk kapacitet).

Betecknande för långa överföringsavstånd och avskilda generatorer är också att överföringsmöjligheter på vissa förbindelser beror på riktning av effektlödet och varierar över året beroende på t.ex. vilka generatorer som är kopplade till nätet och hur stora överföringar det finns i andra delar av nätet. *Den systemtekniska gränsen* fastställs med nätsimuleringar i olika driftläggnings. Naturligen måste det finnas någon system-säkerhetsmarginal med avseende på beräkningsnoggrannhet. En del av den systemtekniska kapaciteten reserveras också till driftkontrollens regleringsmarginal använda för t.ex. systemtjänster. Det som blir kvar och ställs till elmarknadsaktörers förfogande benämns *handelsgränsen*.

De viktigaste överföringssnitt där det enligt erfarenhet kan uppstå fysiska begränsningar för den nordiska elmarknaden är följande (se Regler för planering):

- Danmark: I Västdanmark finns förbindelser mot Norge, Sverige och Tyskland samt två interna snitt (A och B) som kan begränsa import från Norge och Sverige. I Öst-danmark kan förbindelsen mellan Själland och Sverige vara begränsande. Där har också överföringar i Sveriges interna snitt (Snitt 4 och Västkuistsnittet) en stor inverkan på kapacitet.
- Finland: Det finns ett internt snitt, P1, och två snitt mot Sverige, RAC och RDC. Beroende på driftsituation är det spänningsstabilitet, otillräcklig dämpning eller termiska gränser som begränsar överföringar i dessa snitt.

- Norge: Det finns fem interna snitt och Haslesnittet mot Sverige. Speciellt det sistnämnda snittet har i praktiken visat sig vara viktigt för de nordiska elmarknadsförhållandena och där är det spännings- och/eller vinkelstabilitet som begränsar överföringar.
- Sverige: Det finns tre viktiga huvudsnitt (Snitt 1, 2 och 4) och Västkustsnittet. I huvudsnitten begränsas kapaciteten av spännings- och/eller vinkelstabilitet, medan i Västkustsnittet är det termisk kapacitet som begränsar.

I de fall det är stabilitetsförhållandena som är begränsande, kan man möjligen höja överföringsmöjligheter utan att bygga nya ledningar. För att förbättra spänningsstabilitet kan man installera snabbreagerande reaktiv effekt, t.ex. seriekondensatorer eller styrbara shunkondensatorer. Styrbara nätkomponenter, t.ex. styrda serie- och shunkondensatorer samt HVDC-förbindelser, kan användas för att förbättra dämpning. Ett alternativ är också att installera ett nätvärn, som strax efter vissa felfall kopplar bort några produktionsenheter eller belastningar och på så sätt reducerar överföringar på kritiska förbindelser.

Eftersom stabilitetsfrågorna har stor betydelse för Nordelnätet, är det väsentligt att produktionsenheter kan tolerera olika felfall i nätet. Okontrollerad bortkoppling av generatorer vid nätfel skulle kunna ytterligare försämma stabiliteten. Det är också möjligt att förbättra stabilitet och öka överföringsförmågan på Nordelnätet genom att optimera generatorernas spänningsregulatorer och dämptillsatser. På grund av dessa skäl är det relevant att man inom Nordel har gemensamma anslutningsregler (se Regler för anslutning) som anger minimikrav för tekniska egenskaper för produktionsenheter.

2.4 Stamnätsföretag med systemansvar

I Danmark, Finland, Norge och Sverige har utsetts särskilda systemansvariga nätföretag som har getts ett övergripande ansvar för att varje delsystem fungerar tillfredsställande. Dessa systemansvariga företag är Elkraft System A.m.b.a. för det östdanska delsystemet inklusive Bornholm, Eltra A.m.b.a. för det västdanska delsystemet, Fingrid Oyj för det finska delsystemet, Statnett SF för det norska delsystemet samt Affärsverket svenska kraftnät för det svenska delsystemet.

De systemansvariga företagen i de nordiska länderna har att verka inom ramen för de regler som ges i nationell rätt och EG-rätt. Vissa av de överordnade ramarna är likartade länderna emellan, men kan tolkas på olika sätt. Ramarna förändras också i takt med den politiska utvecklingen.

Det första systemdriftsavtalet mellan två nordiska systemansvariga stamnätsföretag ingicks år 1996 mellan Statnett och Svenska Kraftnät. Detta avtal följdes av bilaterala

systemdriftsavtal mellan samtliga stamnätsföretag. Det första nordiska systemdrifts-avtalet mellan samtliga nordiska stamnätsföretag, förutom det på Island, ingicks i oktober 1999.

2.5 Den nordiska elmarknaden¹

Den nordiska marknaden är en internationell marknad. Elkraftsystemets och marknadens funktioner påverkar varandra ömsesidigt. Marknaderna i Nordens grannländer har en annorlunda struktur än den nordiska, vilket tillsammans med deras produktions- och konsumtionsutveckling också är av betydelse för det nordiska elkraftsystemet.

Det finns både en fysisk och en finansiell marknad. För nätet är den fysiska marknaden av intresse och beskrivs översiktligt.

2.5.1 Elspot

På Elspot handlas det dagligen med effektkontrakt för fysisk leverans inom 24 timmar. Elspots prismekanism används för att reglera effektströmmen, där det finns kapacitetsbegränsningar i det norska nätet och mellan de olika länderna. Elspot kan därför betraktas som en kombinerad energi- och kapacitetsmarknad.

Priskalkylen baseras på köpbud och säljbud från alla marknadsaktörer.

2.5.2 Elbas

Elbas är en organiserad balansmarknad för Sverige och Finland. Elbasmarknaden omfattar löpande effekthandel, som omfattar enstaka timmar upp till två timmar före fysisk leverans. Elbasmarknaden kompletterar Elspot och de systemansvariga företagens hantering av obalanser. Man överväger en utvidgning av marknaden, till att omfatta de övriga länderna i Elbas marknadsområde.

2.5.3 Reglerkraftmarknaden

De systemansvariga i varje område hanterar den oförutsedda obalansen mellan produktion och förbrukning. De aktiva aktörer som kan skapa balans är förbrukare och producenter, vilka kan reagera snabbt i situationer med oväntade effektavvikelse genom att snabbt justera sina effektuttag eller inmatning av stora effektmängder.

¹ En närmare beskrivning av hur den nordiska elmarknaden fungerar finns på Nord Pools hemsida: www.nordpool.com

3. Allmänna bestämmelser

3.1 Utvecklingen av regelverket

Nordels plankommitté har i samråd med dess driftskommitté ansvaret för det fortsatta arbetet med och vidareutvecklingen av regelsamlingen. Driftskommittén har ett särskilt ansvar för driftsreglerna (Operational Code).

Regelsamlingen skall uppdateras på en regelmässig basis. Uppdatering skall ske vid behov, men minst en årlig genomgång av regelsamlingen skall ske. Nordels juristgrupp skall alltid konsulteras innan beslut fattas som innebär större ändringar i regelsamlingen.

3.2 Bilateral avtal

För det fall bilateral avtal eller liknande ingås skall reglerna och principerna i regelsamlingen i största möjliga utsträckning följas.

3.3 Sekretess

Om den information som parterna utväxlar mellan varandra inte är offentliggjord i det land som informationen avser, förbinder sig parterna att hålla informationen konfidentiell såvitt det är möjligt enligt den lagstiftning som gäller inom respektive land.

3.4 Avvikelser från regelverket

Om ett stamnätsföretag väljer att inte följa principerna/kraven/rekommendationerna i planeringsreglerna (Planning Code) och i anslutningsreglerna (Connection Code) skall de övriga stamnätsföretagen skriftligen underrättas innan avvikelse görs. Underrättelsen skall innehålla en redogörelse för vad stamnätsföretaget avviker från och av vilka skäl detta görs. Driftsreglerna (Operational Code) och datautväxlingsavtalet (Dataaftale mellem de nordiske systemansvarlige) är bindande avtal mellan parterna med egna tvisteløsninger.

3.5 Hantering av eventuella oklarheter i regelverket

Vid oenighet om giltigheten, tillämpningen eller tolkningen av reglerna i denna regelsamling skall frågan hänskjutas till en högre beslutsinstans i Nordel-organisationen för avgörande. Nordels juristgrupp skall alltid konsulteras innan hänskjutandet. Om de inblandade parterna är överens därom, kan även en extern expert anlitas för att bistå vid lösningen av det uppkomna problemet.

REGLER FÖR PLANERING (PLANNING CODE)	3
1. SYFTE OCH MÅLGRUPPER	4
2. PLANERINGSARBETET	4
3. NÄTPLANERING FÖR FÖRBINDELSER MELLAN NORDELOMRÅDET OCH ANDRA OMRÅDEN	6
3.1 PLANERING AV NYA FÖRBINDELSER	6
4. DIMENSIONERINGSREGLER FÖR PLANERING AV DET NORDISKA ÖVERFÖRINGSSYSTEMET	7
4.1 PRINCIPER FÖR DIMENSIONERINGSREGLERNA	7
4.2 DIMENSIONERINGSKRITERIER	8
4.2.1 Struktur	8
4.2.2 Drifttillstånd före fel	8
4.2.3 Kolumner i kriterieschema	9
4.2.4 Felfall	9
4.2.5 Tillåtna konsekvenser	10
4.2.6 Nätvärn	11
4.3 ÖVRIGA VIKTIGA ASPEKTER PÅ SYSTEMDIMENSIONERINGEN	11
4.3.1 Driftmässiga aspekter	11
4.3.2 Driftmässiga egenskaper hos produktionsanläggningar	12
4.3.3 Anvisningar	12
4.4 KRITERIESCHEMA	13
4.5 FELGRUPPER	13
BILAGA 1: METOD, MODELLER OCH VERKTYG FÖR SYSTEMTEKNISKA UTREDNINGAR	1
METODIK FÖR SYSTEMTEKNISKA UTREDNINGAR	1
Planeringsunderlag och förutsättningar	1
Systempålitlighet	1
Systemtekniska analyser	2
Teknisk/ekonomisk utvärdering och sammanställning	4
ELEKTROTEKNISKA ELKRAFTSYSTEMMODELLER	5
Elektrotekniska systemanalyser och verktyg	5
EFFEKT-/ENERGIBALANCEMODELLER	6
Samkörningsmodellen	6
Samlastmodellen	7
Balmorel-modellen	7
Uppställning av effektbalanser	8

<i>MAPS-modellen</i>	8
<i>Försörjningssäkerhet för energi och effekt</i>	10

Regler för planering (Planning code)

I detta kapitel har följande dokument inkluderats:

Dokument	Status
<i>Nordels Systemutvecklingsplan 2002 (delar av)</i>	<i>Informerande</i>
<i>Nordels dimensioneringsregler 1992</i>	<i>Rekommenderande (börkrav)</i>

Följande nationella dokument finns som hanterar Planeringsregler:

Dokument	Status

Alla led i elkraftsystemet skall dimensioneras så att konsumtionen av elkraft tillgodoses till lägsta kostnader. Detta innebär att elkraftsystemet skall planeras, byggas och drivas på ett sätt som innebär att det finns tillräcklig överföringskapacitet för att utnyttja produktionen och täcka förbrukarnas behov på ekonomiskt bästa sätt. Detta förutsätter också en väl avvägd driftsäkerhet.

Den långsiktiga ekonomiska dimensioneringen av nätet innebär att avvägning görs mellan investeringar och kostnader för underhåll, drift och leveransavbrott, med hänsyn tagen till miljökrav och andra begränsningar. Flexibla lösningar bör väljas som tar hänsyn till framtida osäkerheter, t.ex. produktionsbegränsningar, osäker lastutveckling och teknisk utveckling.

Det nordiska stamnätet skall möjliggöra väl fungerande samkörning. Detta kräver samordning, såväl vid planeringen av elkraftsystemet som i driftskedet.

Anmälan om förändringar i elkraftsystemet (produktion och nät) som påverkar andra delsystem skall ske senast då en begäran om ett myndighetstillstånd inges. Anmälan skall innehålla:

- Beräknad starttidpunkt
- Beräknad kapacitet (MW)
- Spänningsnivå
- Anslutningspunkter

Detta gäller primärt förbindelser från Nordelområdet (se kap. 3) och interna förbindelser i delsystemen där bara ett av de systemansvariga företagen är involverat. Nya

förbindelser mellan de systemansvariga företagen kommer med nödvändighet att vara kända vid en tidigare tidpunkt.

1. Syfte och målgrupper

Det nordiska planarbetet skall bidra till att uppnå en sammanhängande och koordinerad nordisk planering mellan de systemansvariga företagen. Den skall säkra den infra-struktur som ger bästa möjliga förutsättningar för en väl fungerande och effektiv integrerad nordisk marknad; både såvitt avser spotmarknad och reglerkraftmarknad. Detta skall ske med hänsyn tagen till försörjningstryggheten och de enskilda ländernas miljömål.

Planeringsreglerna beskriver överordnade och gemensamma nordiska krav, ramar, processer och kriterier för den gemensamma planeringen. Därutöver specificeras den för planeringen nödvändiga information som nätägare och producenter skall förpliktigas att ge till de systemansvariga företagen.

Avsikten är att ge underlag, så att genom planeringen kan säkras:

- sammanhang i det nordiska elkraftssystemet
- pålitlighet i det nordiska elkraftssystemet, inbegripet systemsäkerhet och -tillräcklighet
- en fungerande nordisk marknad
- miljöhänsyn

Målgruppen är:

- systemansvariga stamnätsföretag i Norden
- marknadsaktörer
- nätägare
- myndigheter

2. Planeringsarbetet

Planeringsarbetet är i allmänhet uppbyggt kring:

- förutsättningar
 - ålagda förutsättningar
 - det existerande elkraftssystemet
- produktionsförändringar
 - konkreta utbyggnader (investeringsbeslut föreligger)
 - prognostiserad utbyggnad
- förbrukningsförändring
 - konkreta utbyggnader (investeringsbeslut föreligger)

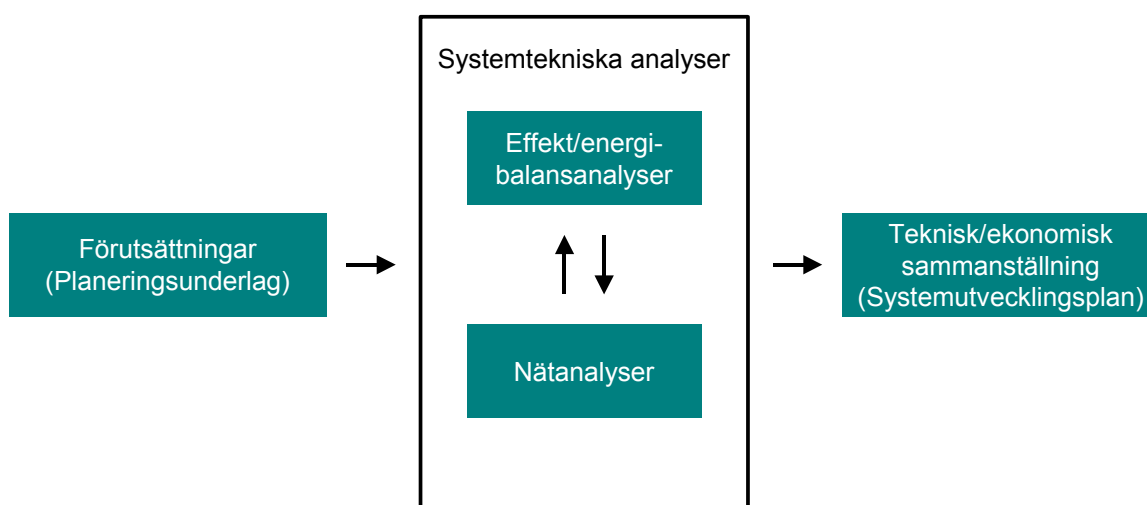
- prognostiserad utbyggnad
- händelser som analyseras under de givna förutsättningarna
- acceptabla konsekvenser för de givna händelserna

Det nordiska planeringsarbetet omfattar både behov av utbyggnad av stamnätet och systemets behov av systemtjänster. Planeringen sker på en överordnad nivå och inkluderar alltså inte distributionsnäten och omfattar uteslutande den del av transmissionsnäten som har betydelse för det sammankopplade nordiska elkraftssystemet.

Metoden för analys av aktuella och nödvändiga nätförstärkningsåtgärder omfattar:

- klarläggande av förutsättningar, inbegripet aktuella utvecklingsscenarier
- systemtekniska analyser, inbegripet effekt-/energibalansanalyser och nätanalyser
- teknisk/ekonomisk sammanställning och värdering. Den ekonomiska värderingen baseras på samhällsekonomiska teorier.

Denna process illustreras i Figur 1 nedan. De systemtekniska analyserna (nät- och effekt-/energibalansanalyser) genomförs som en interaktiv process, där resultaten från effekt-/energibalansanalyserna utgör ”input” till nätanalyserna och tvärtom.



Figur 1 Skiss av metoden för värdering av behov av förstärkningsåtgärder i stamnätet

Möjliga investeringar värderas utifrån kostnader och nyttovärden. I nyttovärderingen används så kallade samhällsekonomiska principer. Viktiga kriterier för planeringsarbetet är följande:

1. Produktionsoptimering och energiomsättning
2. Mindre risk för energiransonering
3. Reducerad risk för effektbrist
4. Ändringar av aktiva och reaktiva förluster

5. Handel med reglerkraft och systemtjänster
6. Värdet av en bättre fungerande elmarknad
7. Tillräcklig kapacitet

Metoder, modeller och verktyg beskrivs närmare i Bilaga 1: Metod, modeller och verktyg för systemtekniska utredningar.

3. Nätplanering för förbindelser mellan Nordelområdet och andra områden

Med undantag för Västdanmark drivs Nordelsystemet asynkront med övriga elkraftsystem. Etablering av nya förbindelser till och från Nordelområdet har beslutats i form av bilaterala avtal. Sådana förbindelser kommer likväl att påverka hela det nordiska elkraftsystemet och inte bara det systemansvariga företag som etablerar den nya förbindelsen. Det är därför viktigt att planeringen av sådana förbindelser samordnas med den nordiska systemutvecklingsplanen. Det är önskvärt att Nordel blir delaktigt i planeringsarbetet på ett sätt som gör att en sådan utbyggnad kan tydliggöras för hela Nordel.

3.1 Planering av nya förbindelser

- Kontrollsystemen för tillkommande HVDC-länkar skall anpassas så att risken för multipla kommuteringsfel, vid dimensionerande fel i Nordelsystemet, minimeras. Det förutsätts att nätförstärkningar kommer att ske enligt presenterade planer. Verifiering skall ske med prov i simulator.
- Maximal frekvenskontrollerad nödeffektaktivering i riktning från Nordelsystemet skall motsvara dimensionerande fel i Nordelsystemet. För nödeffektaktivering i riktning mot Nordelsystemet kan större total effektändring accepteras. Vid frekvenser under 49,5 Hz är frekvenskontrollerad steg- eller rampförändring av effekten tillåten. Grundregeln är att den momentana störningsreserven delas lika mellan HVDC-länkarna. Överlåtelse kan dock ske efter överenskommelse mellan ägare till HVDC-länkar.
- Nödeffektreglering med HVDC-länkarna skall ej koncentreras elektriskt, med tanke på risken för utfall av flera HVDC-länkar samtidigt.

4. Dimensioneringsregler för planering av det nordiska överföringssystemet

Kriterierna är fortsättningsvis deterministiska, men probabilistiska (sannolikhetsmässiga) hänsyn har tagits. I kriterierna ställs krav på vilka störningskonsekvenser som accepteras för olika kombinationer av driftfall och feltyper. I princip accepteras större konsekvenser för mer ovanliga kombinationer av fel och driftfall. Huvudstrukturen kan sammanfattas enligt nedan.

Felfall	Intakt nät	Underhåll	Spontan försvagat (n-1)
Vanliga felfall	<i>Endast lokala konsekvenser</i>		
Relativt vanliga extremfel	<i>Endast regionala konsekvenser</i>		
Övriga extremfel	<i>Stort sammanbrott accepteras</i>		

Reglerna är avsedda att användas för planeringen av det nordiska stamnätet. De skall också kunna tjäna som stöd för driften av nätet.

4.1 Principer för dimensioneringsreglerna

Reglerna skall användas för det samkörande synkroniserade nordiska överföringsnätet. I första hand avses stamnätet, i huvudsak 220-420 kV, samt förbindelserna mellan olika länder. Reglerna skall användas vid planeringen av elkraftsystemet. Avsikten är att man vid drift och planering skall arbeta med samma driftsäkerhetsfilosofi, och att reglerna också skall kunna tjäna som vägledning i driftskedet. Reglerna omfattar inte lokal matningssäkerhet och andra lokala förhållanden i nätet.

För att säkra en lägsta driftsäkerhetsnivå för det nordiska elkraftsystemet har genom dimensioneringsreglerna definierats vissa minimikrav på driftsäkerheten för erforderlig överföringskapacitet. Kraven har konkretiserats genom ett antal kriterier, som skall uppfyllas vid nätdimensioneringen. Kriterierna är baserade på en avvägning mellan

sannolikheter för fel och deras konsekvenser, dvs. större konsekvenser kan accepteras för fel med lägre sannolikheter.

Genom reglerna definieras sådan nätstyrka att erforderlig överföringsnivå kan bibehållas vid intakt nät under varierande produktions- och lastförhållanden. Är ledningar ur drift accepteras normalt lägre kapacitet.

Eftersträvad överföringskapacitet kan uppnås genom ett antal åtgärder som berör utbyggnader av primäranläggningar, nätvärn och hjälpsystem, liksom störningsreserver och andra driftmässiga åtgärder. Vid svårare störningar än vad som direkt beaktas i kriterierna förutsättes att det i elkraftsystemet finns driftmässiga möjligheter att återuppbygga driften.

Reglerna bygger på en erfarenhetsmässig bedömning av felsannolikheter och drifttillgänglighet hos enskilda utrustningar. Framtida förändringar av tillförlitlighet hos enskild utrustning eller införande av nya utrustningar kan ställa speciella krav på nätdimensioneringen.

4.2 Dimensioneringskriterier

4.2.1 Struktur

Deterministiska kriterier användes vid planeringen av nätet. Detta innebär att ett antal feltyper har specificerats, som nätet skall testas mot. För varje feltyp definieras

- drifttillstånd före fel, och
- konsekvenser som kan accepteras.

Kriterierna sammanfattas i Figur 2 och i en lista med felfall enligt punkt 4.5. Beskrivning av drifttillstånd före fel, feltyper och konsekvenser av olika fel följer nedan.

4.2.2 Drifttillstånd före fel

Nätets styrka skall undersökas för följande nätdriftfall:

Intakt nät

Alla nätkomponenter av betydelse för studerat fel är i drift.

Vid nätundersökningarna skall väljas för nätet dimensionerande överföringar, last- och produktionssituationer. Exempelvis skall för omgivande nät kunna förutsättas de överföringsnivåer som motsvarar överenskomna kapaciteter (normalt enligt Regler för planering). Ekonomiskt rimliga produktionssituationer skall förutsättas.

Icke intakt nät, planerad åtgärd

En shunt- eller seriekomponent som har betydelse för studerat fel förutsättes vara tagen ur drift för underhåll.

Tidpunkt väljes utifrån lämplig driftsituation med t.ex. låg överföring. Syftet är att vid planeringen ta hänsyn till framtida behov av underhåll, och för detta ändamål skapa tillräcklig flexibilitet.

Med shuntkomponent avses en komponent som tillhör felgrupp FG1, dvs. en produktionsenhet eller reaktiv shuntkomponent (kondensator etc.). Med seriekomponent avses en komponent som tillhör felgrupp FG2, dvs. ledning, seriekondensator, samlingsskena etc.

Icke intakt nät, oplanerat bortfall

En shunt- eller seriekomponent som har betydelse för studerat fel förutsättes vara ur drift genom spontan felhändelse.

Tidpunkten förutsättes vara 15 minuter efter komponentbortfallet. Produktion och överföring har därvid anpassats så långt som det varit möjligt med tillgängliga störningsreserver. För det studerade nätavsnittet accepteras att överföringen har reducerats, om man samtidigt kan täcka förbrukarnas behov och andra speciella överföringskrav.

4.2.3 Kolumner i kriterieschema

I kriterieschemat, punkt 4.4, har definierats fem kolumner med olika drifttillstånd enligt följande.

DT0 Intakt nät

DT1 Icke intakt nät, planerat underhåll

DT2 Icke intakt nät, spontant bortfall av shuntkomponent

DT3 Icke intakt nät, spontant bortfall av serieelement

samt en kolumn för ännu mer anstrända förhållanden med flera komponenter ur drift.

Alternativt är driftsituationen ej anpassad, dvs. tidpunkten är mindre än 15 minuter efter inledande felet.

4.2.4 Felfall

De felfall, som nätet skall testas för, indelas i fem felgrupper. Felfallen har valts ut för att nätet skall få en viss styrka. Förhoppningsvis täcker detta även andra relativt vanliga feltyper, som inte har specificerats. De enskilda feltyperna beskrivs närmare i punkt 4.5. Principiella kommentarer nedan.

Primära reläskydd förutsättes fungera på avsett sätt, såvida inte en annorlunda funktion

definierats i den studerade feltypen.

Felgrupperna har grupperats med hänsyn till sannolikhet. Felen i FG1 och FG2 är de mest frekventa. Felgrupp FG3 anger mindre sannolika enkelfel samt speciella mer vanliga dubbelfel. Felgrupp FG4 och FG5 innehåller sällsynta fel.

Trefasigt samlingsskenefel i FG3 skall först och främst beaktas för de stationer, som har betydelse för samkörningen mellan länderna.

För felkombinationen ledningsfel med bortfall av ett värmekraftaggregat i FG4 gäller följande. Man skall pröva ekonomiskt om det är motiverat att genomföra sådana åtgärder i aggregat och nät att felfallet kan jämföras med felgrupp FG3.

4.2.5 Tillåtna konsekvenser

Tre nivåer av konsekvenser definieras. I första hand ställs krav som har betydelse för det samkörande nordiska elkraftsystemet.

A. Stabil drift, lokala konsekvenser

Endast lokala konsekvenser accepteras. Förutom bortkoppling av last eller produktion, som ingår i elimineringen av felet, får begränsad mängd last och produktion kopplas bort med hjälp av nätvärn. Efter felet accepteras en driftmässig anpassning av överföringarna.

Stabil drift skall kunna bibehållas vad gäller transient, dynamisk och statisk stabilitet, för såväl frekvens- som spänningsförhållanden, samt att inga följdutlösningar sker på grund av överlast av komponenter. Dessutom förutsätts att spänningar och frekvens efter felet är tillfredsställande för förbrukare och kraftverk. Bibehållen samkörning eftersträvas även efter fel, varför planerad nätuppdelning normalt ej skall användas som metod att säkra stabiliteten.

B. Kontrollerad drift, regionala konsekvenser

Konsekvenserna begränsas och fortsatt kontrollerad drift bibehålles för större delen av elkraftsystemet.

Kontrollerad bortkoppling av produktion och belastning får ske. Bortkoppling av last eller produktion skall normalt begränsas till det delområde (region) där felet inträffar. Även mindre nätsammanbrott och nätuppdelning accepteras om de kan begränsas till störd region. Med region avses delar av nationella nät som avgränsas av huvudsnitt i de nationella stamnäten eller av samkörningsförbindelser. I sällsynta fall kan större nationella störningar få ske, om de ej sprider sig över samkörningsförbindelserna. Genom överenskommelse får dock lastbortfallet utsträckas till andra delar av nordiska

elkraftsystemet. Detta gäller speciellt användning av systemomfattande nätvärn.

C. Instabilitet och sammanbrott

Instabilitet accepteras. Nätuppdelning och omfattande sammanbrott kan ske i nordiska elkraftsystemet. Syftet är dock att skapa ett definierat utgångsläge från vilket återuppbyggnad kan ske.

Det förutsättes att driftmässiga möjligheter finns att återställa driften till normal nivå. Det är också lämpligt att i planeringsskedet undersöka om man med enkla åtgärder kan begränsa konsekvenserna vid mycket sällsynta och svåra fel.

4.2.6 Nätvärn

Med nätvärn avses automatiker som kopplar bort eller på annat sätt styr produktion, belastning eller nätkomponent utöver felaktig komponent. Bortkopplingen kan avse såväl en enstaka komponent som ett stort antal.

För nätvärn krävs en tillförlitlighet, som ligger i nivå med primära skydd. (Se Systemdriftsavtalet (Regler för drift)).

För nätvärn, som används för att begränsa konsekvenserna till nivå A, krävs följande: Obefogad funktion av nätvärn får inte ge större konsekvenser än enkelfel. Utebliven funktion får högst medföra konsekvenser enligt nivå B.

För nätvärn, som används för att begränsa konsekvenserna till nivå B, t.ex. frekvensstyrd belastningsfrånkoppling, krävs följande: Obefogad funktion i en enskild delutrustning får högst ge lokala konsekvenser. För utebliven funktion i enskild delutrustning hos nätvärn accepteras högst konsekvens enligt nivå B.

4.3 *Övriga viktiga aspekter på systemdimensioneringen*

4.3.1 Driftmässiga aspekter

Vid planeringen av stamnätet skall framtida driftaspekter beaktas. Därför måste grundläggande principer och kriterier för planering och framtida drift bygga på samma grundidéer. Dimensioneringen inkluderar såväl systemutformning som enskilda objekts prestanda.

Den ekonomiska dimensioneringen innebär att hänsyn skall tagas till kostnader och behov av flexibilitet i driftskedet.

Avställningar av en eller flera anläggningsdelar skall kunna klaras på ett för driften

acceptabelt sätt.

Störningsreserverna skall i driftskedet kunna fördelas på ett ekonomiskt sätt. Därför bör nätet utformas så att överföringsmarginaler finns eller att felfall inte leder till bortfall av nödvändiga reserver.

Möjligheter skall finnas att hantera stora störningar. Det inkluderar driftrutiner, utrustningar och träning för att klara såväl onormal drift som återuppbyggnad till normal drift.

4.3.2 Driftmässiga egenskaper hos produktionsanläggningar

Aggregaten förutsättes ha vissa driftmässiga egenskaper. Dessa krav regleras bl.a. av Regler för anslutning.

Aggregaten skall ha sådan tålighet mot spännings- och frekvensvariationer att de vanligaste typerna av nätfel klaras utan att de fränkopplas eller skadas. Aggregaten skall också ha sådan reglerförmåga att de kan bidra till nätets störningstålighet som aktiv och reaktiv störningsreserv.

4.3.3 Anvisningar

Som komplement till dimensioneringskriterierna utarbetas anvisningar som innehåller speciella nationella krav och 'bruksanvisning' för planerarna. Anvisningarna skapas landsvis, varefter samordning sker mellan länderna.

Syftet med dimensioneringskriterierna är att ge en acceptabel styrka av det samkörande nordiska elkraftsystemet. Endast få krav ställs på matningssäkerhet och lokala förhållanden. Det är därför naturligt att komplettera kriterierna med nationella dimensioneringskrav.

Kriteriernas uppbyggnad ger ett stort antal kombinationer av driftsituationer och fel som skall testas. I praktiken är endast ett fåtal av dem dimensionerande för varje enskilt nät-avsnitt. Dessa kombinationer bör speciellt kommenteras och anvisningar ges hur beräkningar skall utföras.

Genom att flera konsekvensnivåer införts i kriterierna ställs stora krav på kunskap om elkraftsystemets karaktär och uppförande vid störningar. Erfarenheter och beräkningsmetoder behöver därför samlas och kommenteras.

4.4 Kriterieschema

		Drifttillstånd före fel					
		Intakt nät	Icke-Intakt nät				
		Ingen komponent av betydelse ur drift	Planerat underhåll	Spontan bortfall och anpassad drift		Mer än en komponent ur drift eller driften ej anpassad (mindre än 15 min efter fel)	
			Shunt- eller serie- komponent ur drift	Shunt- komponent ur drift	Serie- komponent ur drift		
		Normal drift				Skärpt drift	Nöddrift
						Otillräckliga reservkrav	Över- och/eller underskridna gränser
		DT0	DT1	DT2	DT3		
Felfall	Enkelfel som ej berör serie komponent FG1	A	A	A	A	A-B	B-C
	A/B				A-C	C	
	Ovanliga enkelfel och speciella kombinationer av två fel FG3	B	C				
	Övriga kombinationer av två fel med gemen- sam orsak FG4	B	B	B	C		C
	Övriga multifel FG5	C	C	C			

Figur 2

Konsekvenser:

- A: Stabil drift, lokala konsekvenser samt begränsade nätvarnsingrepp¹
 B: Kontrollerad drift, regionala konsekvenser
 C: Instabil drift och sammanbrott

4.5 Felgrupper

Nedan visas en förteckning över aktuella felgrupper.

¹ Belastningsfrånkoppling anses vara en lokal konsekvens.

FG1 Vanliga enkelfel som inte berör seriekomponent

Definitivt bortfall av

- 1.1 Produktionsenhet
- 1.2 Belastning, med tillhörande –transformering
- 1.3 Shuntkomponent (kondensatorer, reaktorer, SVC-anläggning)
- 1.4 Likströmspol (ansluten till gränsande system (t ex Baltic Cable))

FG2 Vanliga enkelfel som berör seriekomponent

Definitivt bortfall med eller utan inledande 1-fasigt permanent fel

- 2.1 Ledning (och ev planlagd produktionsfrånkoppling)
- 2.2 Systemtransformator
- 2.3 Samlingsskena²
- 2.4 Annan seriekomponent (seriekondensator, etc.)
- 2.5 Likströmspol (intern förbindelse)

FG3 Ovanliga enkelfel och speciella kombinationer av två samtidiga fel

Definitivt bortfall med inledande 2-fasigt eller 3-fasigt fel.

- 3.1 Ledning (utan snabbåterinkoppling)
- 3.2 Samlingsskena²
- 3.3 Kombination som inkluderar utrustningar med okänd tillförlitlighet

FG4 Övriga kombinationer av två fel med gemensam orsak

Definitivt bortfall med inledande 3-fasigt fel

- 4.1 Kombination av ledningsfel och bortfall av värmekraftaggregat
- 4.2 Dubbelledning
- 4.3 Snedgående brytarpol eller reläfel vid felbortkoppling
- 4.4 Två kraftverksblock
- 4.5 Station med sektioneringsbrytare
- 4.6 Likströmsbipol
- 4.7 Två ledningar i samma ledningsgata

FG5 Övriga multifel

- 5.1 Två oberoende samtidiga fel
- 5.2 Tre eller flera samtidiga fel

² Beaktas först och främst för stationer som har betydelse för samkörningen mellan länderna

Bilaga 1: Metod, modeller och verktyg för systemtekniska utredningar

Metodik för systemtekniska utredningar

- Utredningar för utvärdering av behovet att förstärka elnätet
- Nyttovärden av alternativa förstärkningsåtgärder
- Bestämning och beskrivning av förutsättningar
- Analys av de tekniska egenskaperna med alternativa lösningar
- En teknisk/ekonomisk utvärdering och prioritering av dessa alternativ
- Val av förstärkningsåtgärder

En metod för detta visas i Figur 3. Metoden beskrivs närmare nedan.

Planeringsunderlag och förutsättningar

De olika förutsättningar som är grundläggande för att utföra analyser av elkraftsystemet är beskrivna i Figur 3. Av särskild betydelse är scenarier och grundförutsättningar (alternativa utvecklingar som har betydelse för det förstärkningsbehov som skall utredas). Detta omfattar förutsättningar med hänsyn till generell belastningsutveckling, särskilda belastningsökningar, produktionsutbyggnad, etc. Vid etablering av modeller för att genomföra de tekniska analyserna är det viktigt att beakta sådana driftsituationer som är av betydelse för utvärderingen av begränsningar, kapacitet och förstärkningsbehov.

Systempålitlighet

Den långsiktiga planeringen av elkraftsystemet skall säkra systempålitligheten (försörjningssäkerheten). De internationella begreppen för systempålitlighet täcker:

- systemsäkerhet, som omfattar nödvändiga systemtjänster och nätkapacitet för transport av dessa.
- systemtillräcklighet, som omfattar tillräcklig produktions- och nätkapacitet för att täcka efterfrågan.

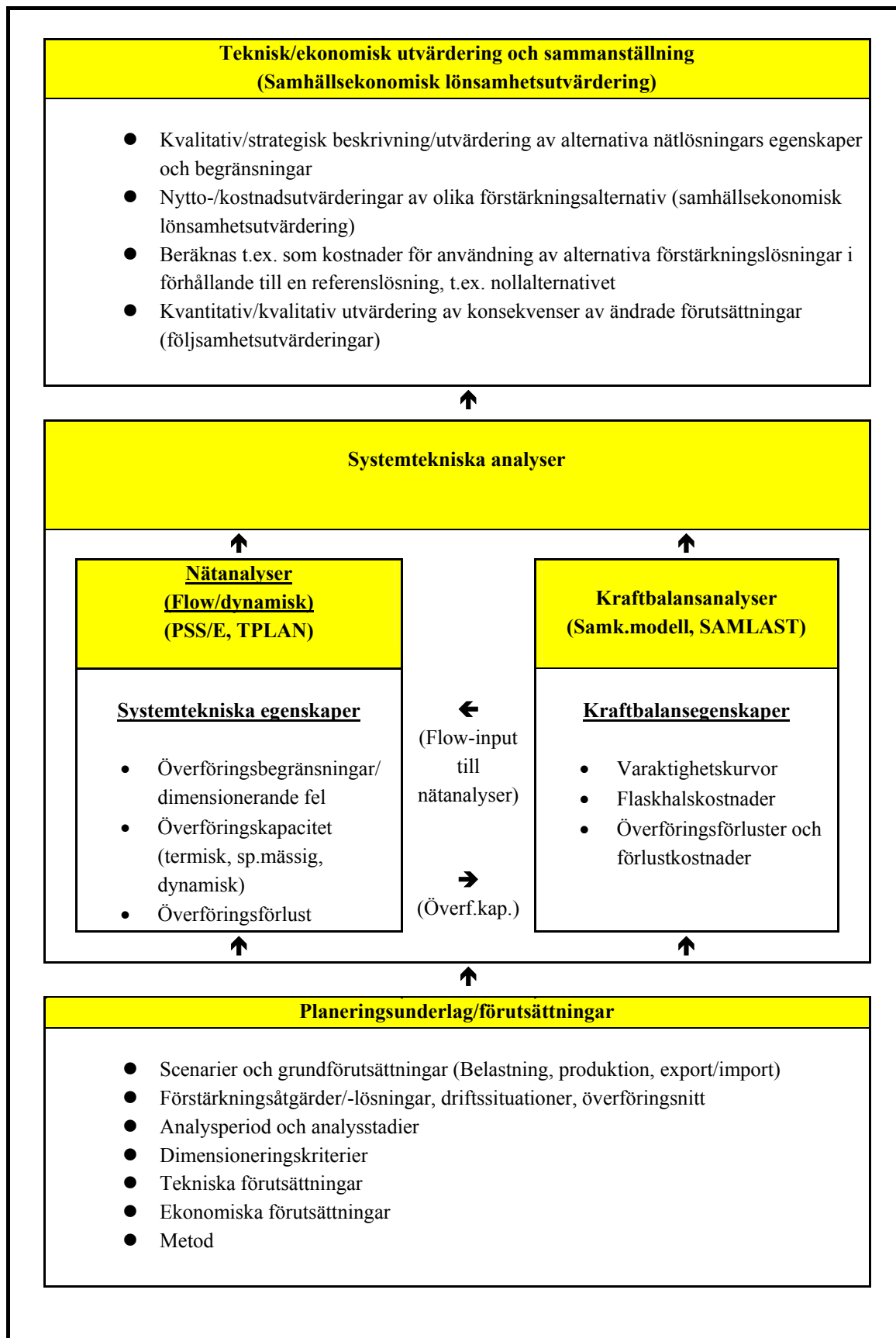
Följande begrepp överensstämmer med den internationella definitionen av systemtillräcklighet. Med energisäkerhet avses elkraftsystemets förmåga att med en bestämd kvalitet leverera önskad mängd energi till förbrukarna, och med effektsäkerhet avses elkraftsystemets förmåga att med en bestämd kvalitet leverera önskad mängd effekt till förbrukarna. En gemensam beteckning för dessa två begrepp är leveranssäkerhet (eller systemtillräcklighet.)

I ett internationellt sammanhang beskrivs försörjningssäkerheten med begreppet systempålitlighet, där leveranssäkerheten/systemtillräckligheten är den ena delen och systemsäkerheten är den andra. Systemsäkerheten är elkraftsystemets förmåga att kunna klara plötsliga störningar såsom elektriska kortslutningar eller oväntade förluster av systemdelar. Begreppet innefattar dynamiska förhållanden.

Systemtekniska analyser

Systemtekniska analyser omfattar nätanalyser och kraftbalansanalyser:

- Nätanalyser omfattar analys av överföringsbegränsningar och överföringskapacitet (termisk, spänningsmässig och dynamisk) för existerande nät och alternativa förstärkningslösningar vid relevanta driftsituationer och scenarier. Information om energiflöden i nätet, t.ex. varaktighetskurvor från kraftbalansanalyser (Samlast) kommer att vara viktig bakgrundsinformation om bl.a. överföringsbehovet i viktiga överföringssnitt. Beräkningarna utförs med analysprogrammet PSS/E och en relevant nätmodell.
- Kraftbalansanalyser omfattar analys av energiflöden under de aktuella scenarierna. Bl.a. beräknas *varaktighetskurvor* för överföring mellan de enskilda samlastområdena och *flaskhalskostnader* vid begränsningar mellan dessa områdena. Beräkningarna utförs med analysprogrammen Samkörningsmodellen och/eller Samlastmodellen och relevant kraftbalansmodell.



Figur 3 Procedur för genomförande av en samhällsekonomisk lönsamhetsvärdering

Varaktighetskurvor beräknas utan kapitalbegränsning mellan de aktuella samlast-områdena, eventuellt utan begränsningar mellan flera/alla områdena.

Flaskhalskostnader beräknas med en fast eller med flera aktuella kapacitetsnivåer i det aktuella snittet samt utan eller med aktuella kapaciteter mellan de övriga områdena. Relevanta överföringskapaciteter erhålles som ett resultat av nätanalyserna.

Teknisk/ekonomisk utvärdering och sammanställning

Teknisk/ekonomisk sammanställning kommer att omfatta en sammanfattande utvärdering av de nätmässiga och kraftbalansmässiga egenskaperna av alternativa nätförstärkningslösningar vid olika scenarier.

Nyttovärde och kostnadsutvärderingar (samhällsekonomiska lönsamhetsutvärderingar) kommer att vara viktiga för att utvärdera lönsamheten av alternativa förstärkningsåtgärder, men mera kvalitativa och strategiska utvärderingar av alternativa förstärkningslösningar/strategier får företas före ett slutligt beslut om att genomföra aktuella förstärkningsåtgärder.

En samhällsekonomisk lönsamhetsutvärdering kan göras med olika lönsamhetsutvärderingsmetoder. Här beskrivs en metod för att beräkna *netto nuvärdesnyttan* av en förstärkningsåtgärd.

Netto nuvärdesnyttan beräknas som ett kapitaliserat och diskonterat värde av alla kostnader under analysperioden, angivet som nyttan i förhållande till referenslösningen (t.ex. noll-alternativet³). Att en åtgärd är samhällsekonomiskt lönsam förutsätter att:

$$\text{Netto nuvärdesnyttan (NNN)} > 0$$

Netto nuvärdesnyttan beräknas utifrån tekniska kostnader och systemkostnader med att:

$$\text{NNN} = \Delta I - \Delta D - \Delta M + \Delta F + \Delta T - \Delta A - \Delta S$$

(Δ betyder kostnader, kostnads-/nyttoverkan av åtgärden jämfört med ett referensalternativ, t.ex. noll-alternativet.)

Kostnadskomponenter som ingår är:

³ Med nollalternativet anses det existerande nätet, dvs. att det inte vidtas särskilda åtgärder för att förstärka nätet (konkreta förstärkningsåtgärder), eller utnyttja nätet mera (t.ex. systemvärnsåtgärder) i förhållande till existerande nät och driftspraxis.

Tekniska kostnader

- ΔI : Investeringskostnader, eventuellt investerings-, reinvesteringkostnader, etc. i förhållande till motsvarande kostnader för referensalternativet.
- ΔD : Drifts- och underhållskostnader, dvs. d/u-kostnader på grund av nya åtgärder eller i förhållande till motsvarande kostnader för referensalternativet.
- ΔM : Miljökostnader jämfört med motsvarande kostnader för referensalternativet. Miljökostnader är i många sammanhang svåra att kvantifiera, och miljökonsekvenserna utvärderas därför ofta enbart kvalitativt.

Systemkostnader

- ΔF : Flaskhalskostnader, uttryckt som reduktion (nyttan) med hänsyn till flaskhalskostnader för referensalternativet.
- ΔT : Förlustkostnader, uttryckt som nyttan jämfört med kostnader för överföringsförluster för referensalternativet.
- ΔA : Avbrottskostnader jämfört med motsvarande kostnader för referensalternativet.
- ΔS : Systemkostnader hänförliga till motsvarande kostnader för referensalternativet.

Det genomförs effekt-/energibalansanalyser och nätanalyser. Områdesindelningen som användes i analyserna beskrivs.

Elektrotekniska elkraftsystemmodeller

För genomförande av nätanalyser används en modell av det nordiska elkraftsystemet, som innehåller de i systemet ingående transmissionsanläggningarna, t.ex. ledningar, transformatorer och produktionsanläggningar. Även underliggande nät med motsvarande komponenter och ansluten förbrukning är modellerad. Analyser görs för relevanta driftssituationer, d.v.s. med relevant kopplingsbild i nätet och med korrekta produktions- och förbrukningsnivåer så att överföringar och spänningsnivåer blir riktiga.

För detta ändamål skapas följande belastningsfall:

- Höglastscenario med en horisont på 5 år.
- Höglastscenario med en horisont på 10 år.

Elektrotekniska systemanalyser och verktyg

De praktiska analyserna för bestämmande av t.ex. stamnätets överföringskapacitet genomförs genom bestämmande av dimensionerande driftssituationer och felfall, begränsande komponenter (termisk) eller begränsande systemegenskaper (spänningskollaps, dynamisk instabilitet) samt belastning av nätet, tills de begränsande

komponenterna blir fullastade, eller de begränsande systemegenskaperna blir över-skridna (spänningskollaps, dynamisk stabilitet).

Inom Nordel används programmet PSS/E⁴ hos nästan samtliga systemansvariga nätföretagen vid denna typ av analyser. Några använder också programmet TPLAN⁵ som ett supplement till PSS/E.

Effekt-/energibalancemodeller

I samband med elenergiberäkningarna har Nordel tillgång till Samkörningsmodellen och Samlastmodellen⁶. Även Balmorel-modellen⁷ kommer att kunna användas. Dessutom upprättas det uppställningar över effektbalansförutsättningarna i tabellform.

Samkörningsmodellen

Samkörningsmodellen baseras på en datauppsättning för det nordiska elkraftsystemet för ett stadium 5 år framåt i tiden.

Programmet är en energibalansmodell med en lösning av optimeringsproblemet med beräkning av vattenvärden och fördelning av den optimala vattenkraftproduktionen i ett elkraftsystem med flera magasin i olika områden med överföringsförbindelser mellan områdena.

Modellen simulerar elkraftsystemet och elmarknaden i kronologisk ordning – normalt under en period på 52 veckor i en följd som täcker flera år, vilket är normalt för långtidsplanering. Modellen för produktionssystemet fokuserar på en beskrivning av vattenkraftstationerna med magasin med tillrinning och avtappning. Värmekraften är mer överskådligt modellerad. De viktigaste storheterna är tillgänglig effekt, som kan variera över tiden, samt rörliga produktionskostnader.

Beräkningsmässigt delas varje enskild vecka normalt in i fyra perioder eller tidsegment.

⁴ Power System Simulator for Engineering från bolaget PTI (Power Technologies Inc) i Schenectady, New York, USA. Information om PTI:s program finns på www.pti-us.com.

⁵ TPLAN: Transmission Planning-program från bolaget PTI.

⁶ Själva programmet för Samkörningsmodellen och Samlastmodellen är utvecklat av SEFAS (SINTEF Energiforskning, tidigare EFI) i Norge. Dataunderlaget för modellerna är utarbetat av nordiska el- och nätföretag. Viss information om programmen är tillgänglig på: www.energy.sintef.no.

⁷ Balmorel-modellen är utvecklat av bl.a. Elkraft System under den danska Energistyrelsens energiforskningsprogram och underhålles av Elkraft System. Ytterligare information är tillgänglig på www.balmorel.com.

Förbrukningen kan indelas i prisoavhängig och prisavhängig förbrukning med olika tidsprofiler under årets lopp. Ransonering kan också modelleras.

Samkörningsmodellen använder en mycket förenklad representation av stamnätet. Överföringskapaciteten mellan olika områden modelleras med en kapacitet och överföringskostnader. DC-förbindelserna kan representeras med ett fast MW-tal med tillägg av en förlustfunktion och/eller en gränsvgift, som stiger linjärt med överföringen.

Som resultat uppnås en optimal fördelning av produktionen på olika kraftverk och överföringar mellan områden. Fast och prisavhängig förbrukning fördelas på motsvarande vis.

Samkörningsmodellens kraftbalansanalyser avbildar elkraftsystemet som om det skulle hanteras i en samlad driftsmässig optimering. Detta är en klassisk metod för att representera ett system där det råder full konkurrens. Analyserna förutsätter således bl.a. att det är full information mellan marknadsaktörerna, att de agerar rationellt och att det inte utövas marknadsmakt. Dessutom förutsätts det att förbindelserna från Nordel-området är helt öppna för marknaden och inte belagda med avtalsmässiga förpliktelser om leveranser.

Dessa antaganden är förenklade förutsättningar, bl.a. för att det inte sker en driftsmässig samlad optimering och för att övriga marknadsområden som ansluter till Nordel-länderna kan medverka till att förbindelser från området inte alltid utnyttjas optimalt.

Samlastmodellen

I Samlastmodellen är Samkörningsmodellen integrerad med belastningsfördelningsberäkningar (loadflow) för nätet. Detta innebär, att nätet är mer elektriskt korrekt representerat än i Samkörningsmodellen. Om det t.ex. visar sig att gränserna för de maximalt tillåtna överföringarna är överskridna upprepas beräkningarna i Samkörningsmodellen för att finna en tillåten lösning på de relevanta flödena i elkraftsystemet.

Med Samlast är det möjligt att beräkna hur de olika ledningarna och överföringsförbindelserna utnyttjas vid olika typer av vattenår. Det blir därmed möjligt att beräkna värdena av reduktion i flaskhalsar i nätet.

Balmorel-modellen

Balmorel-modellen beskriver produktion, stamnätet och förbrukning och har i stora drag samma representation av de geografiska och tidsmässiga dimensionerna som Samkörningsmodellen. I förhållande till denna har Balmorel-modellen en mera detaljerad beskrivning av kraftvärmeproduktion, medan det är motsvarande färre detaljer i beskrivningen av vattenkraften. Förbrukarsidan är prisavhängig.

Modellen har en detaljerad beskrivning av miljöförhållandena, där det redogörs för emissioner till luften (CO₂, SO₂ og NO_x). I modellen kan läggas in olika typer av avgifter och/eller begränsningar.

Modellen kan användas till driftsimuleringar och till automatisk utbyggnadsplanering. Det ingår därför såväl rörliga som fasta kostnader i beskrivningen av produktionsenheterna. Det beräknade elpriset kommer i perioder med tillräcklig kapacitet att vara detsamma som de rörliga kostnaderna (de kortsiktiga marginalkostnaderna), medan det i perioder med etablering av ny kapacitet kommer att vara detsamma som de långsiktiga marginalkostnaderna.

Uppställning av effektbalanser

Uppställning av effektbalanser innebär en uppställning i tabellform av balanser för Nordel och de olika områdena inom Nordel. Balanserna ger en samlad och överskådlig bild av den effektsituation som kan uppnås under de gällande marknadsmässiga förhållandena vid ostörd drift av elkraftsystemet. För närvarande uppdelas det nordiska elkraftsystemet i sju olika områden. Denna metod att beskriva effektbalansen är en enkel, deterministisk metod som populärt kallas för "handbalans".

MAPS-modellen

En annan metod baseras på en sannolikhetsmodell för det nordiska elkraftsystemet. Modellen förkortas MAPS⁸, som står för Multi Area reliability of Power Systems. Beräkningsalgoritmerna bygger på sekvensiell Monte Carlo-simulering, där förbrukningskurvan simuleras stegvis. Modellen koncentrerar sig särskilt på kapaciteten och tillförselmöjligheterna för produktionsanläggningarna, utlandsförbindelserna och de viktigaste snitten i stamnätet. Sannolikheten för effektbrist analyseras särskilt i samband med en hög elförbrukning under vinterperioden. Elförbrukningen i modellen är hopsummerad för större områden och det tas hänsyn till prognososäkerheten. Det nordiska elkraftsystemet är i modellen indelat i ca. tio olika områden.

De viktigaste beräkningsresultaten från modellen är följande:

- LOLP Loss Of Load Probability
- EENS Expected Energy Not Served
- EPNS Expected Power Not Served

⁸ MAPS har utvecklats av Vattenfall AB.



Figur 4 Viktiga snitt i näten i Nordel-området i förhållande till den områdesindelning som analyseras effekt- och energimässigt.

Försörjningssäkerhet för energi och effekt

Utöver kapaciteten för transporterna på marknaden är det viktigt att analysera om det finns tillräckliga resurser i produktionsapparaten för att upprätthålla försörjningssäkerheten i Nordel-området. Detta sker genom analys av sannolikheten för att det uppstår brist på energi eller effekt. När det gäller energiförsörjningen fokuseras det på torrår och extremt torrår för vattenkraftssystemet. När det gäller effekt fokuseras det på normal vinterlast och extrem vinterlast som förekommer en gång vart tionde år.

Det kan uppstå behov av att utveckla ett antal försörjningssäkerhetskriterier som fastslår Nordel-områdets eventuella självförsörjningsgrad med avseende på effekt och energi.

REGLER FÖR DRIFT (OPERATIONAL CODE)	2
--	----------

Regler för drift (Operational code)

I detta kapitel har följande dokument inkluderats:

Dokument	Status
<i>Systemdriftavtalet</i>	<i>Bindande avtal</i>

Följande Nationella dokument finns som hanterar Driftsregler:

Dokument	Status

De systemansvariga företagen i Skandinavien och Finland har ingått ett systemdrifts-avtal. Systemdriftsavtalet innehåller regler för driften av det sammankopplade nordiska elkraftsystemet, och återges i detta avsnitt.

AVTAL om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal)

§ 1 Parter m.m.

- Elkraft System A.m.b.A (Elkraft) org. nr. DK 25 10 00 93
- Eltra A.m.b.A (Eltra) org. nr. 25 33 57 75
- Fingrid Oyj (Fingrid) org. nr. 697 185
- Statnett SF (Statnett) org. nr. 962 986 633
- Affärsverket svenska kraftnät (Svenska Kraftnät)
reg. nr. 202100-4284

I Systemdriftavtalet (Avtalet) och bilagor förekommande termer och begrepp definieras i Bilaga 1.

§ 2 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade och bildar det så kallade synkronsystemet. Delsystemet i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Synkronsystemet och delsystemet i Västdanmark utgör tillsammans det sammankopplade nordiska kraftsystemet.

Ansvariga myndigheter i Danmark, Finland, Norge och Sverige har utsett särskilt *systemansvariga* som har ett övergripande ansvar för att varje *delsystem* fungerar tillfredsställande. Dessa *systemansvariga* är Elkraft för det östdanska *delsystemet* inklusive Bornholm, Eltra för det västdanska *delsystemet*, Fingrid för det finska *delsystemet*, Statnett för det norska *delsystemet* samt Svenska Kraftnät för det svenska *delsystemet*. Åland omfattas inte av detta Avtal.

Detta Avtal har ingåtts mot bakgrund av att driften av det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* förutsätter driftsamarbete och koordinering mellan de *systemansvariga*. En effektiv samverkan dem emellan ger de tekniska förutsättningarna för handel med kraft på en öppen elmarknad.

Avtalet och dess bilagor reglerar driftsamarbetet mellan *Parterna*. Flera av Avtalets bestämmelser har utgångspunkt i rekommendationer utgivna av Nordel.

§ 3 Syfte

Avtalets syfte är att tillvarata fördelarna med en sammankopplad drift av det nordiska kraftsystemet. *Parterna* skall därför i samverkan upprätthålla en sammanhållen drift av det nordiska kraftsystemet med tillfredsställande säkerhet och kvalitet.

Parterna skall gemensamt upprätthålla en ändamålsenlig leveranskvalitet i de avseenden som är relaterade till den gemensamma systemdriften såsom frekvens, *tidsavvikelse*, systempendlingar m.m.

Parterna skall i samverkan driva det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* på ett sådant sätt att det främjar effektivt utnyttjande av befintliga resurser och krafthandel på den nordiska elmarknaden och på en eventuell vidare internationell marknad. I Avtalet anges de närmare förpliktelser som *Parterna* åtager sig att uppfylla i driftsamarbetet.

Parterna är eniga om att överenskommelser om driften av det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* endast skall ingås mellan berörda *systemansvariga*.

Det är *Parternas* avsikt att så länge *överföringsanläggningar* mellan *delsystemen* är i drift, det skall föreligga ett avtal *Parterna* emellan vari regleras deras driftsarbete, rättigheter och förpliktelser i systemdriftsfrågor.

§ 4 Bilagor

Till Avtalet hör följande bilagor.

Bilaga	Innehåll
1	Definitioner
2	Driftsäkerhetsprinciper
3	Balansregleringsprinciper
4	Informationsutväxling
5	Systemvärn
6	Systemtjänster
7.1	Samdrift mellan Norge - Sverige
7.2	Samdrift mellan Sverige - Finland
7.3	Samdrift mellan Norge - Finland - Sverige (Nordkalotten)
7.4	Samdrift mellan Norge - Västdanmark
7.5	Samdrift mellan Sverige - Västdanmark
7.6	Samdrift mellan Sverige - Östdanmark
7.7	Samdrift mellan de norska, svenska och västdanska delsystemen i trekant
8	Hantering av överföringsbegränsningar mellan delsystem
9	Effektbrist
10	Nordelsystemets samdrift med övriga system

Bilagorna utgör integrerade delar av Avtalet.

Vid motstridighet mellan innehållet i bilagor och vad som sägs i denna huvuddel av Avtalet skall vad som sägs i huvuddelen äga företräde.

§ 5 Beslut m.m. avseende det egna delsystemet

Part fattar själv beslut om vilka principer som tillämpas för driftsäkerheten inom det egna delsystemet.

Parterna är dock eniga om att vid sådana beslut så långt det är möjligt och lämpligt följa intentioner och principer i Avtalet.

Parterna svarar var och en för att egna avtal angående systemdriftsamverkan mellan eget delsystem och delsystem utanför det sammankopplade nordiska kraftsystemet med vilka det finns fysiska överföringsförbindelser, utformas så att de inte strider mot intentionerna i eller motverkar efterlevnaden av Avtalet.

Det är *Parternas* avsikt att så långt möjligt inom givna legala ramar (koncessionsvillkor m.m.) koordinera villkor i sådana avtal med Avtalets bestämmelser.

Respektive *Part* skall ingå de avtal med företag inom det egna *delsystemet* som är nödvändiga för att uppfylla Avtalet.

Om inte annat avtalats, svarar *Part* för att åtgärder inom det egna *delsystemet* med systemdriftmässig verkan inte skall belasta övriga *delsystem*.

§ 6 Driftsäkerhetsprinciper

Part skall i den löpande systemdriften och i driftsamarbetet med övriga Parter följa de principer som anges i Bilaga 2 och Bilaga 3.

§ 7 Driftvillkor för förbindelserna mellan delsystemen

7.1 Överföringsanläggningar

De *överföringsanläggningar* som förbinder *delsystemen* redovisas i följande bilagor.

Bilaga 7.1	Norge - Sverige
Bilaga 7.2	Sverige - Finland
Bilaga 7.3	Norge – Finland – Sverige (Nordkalotten)
Bilaga 7.4	Norge - Västdanmark
Bilaga 7.5	Sverige - Västdanmark
Bilaga 7.6	Sverige – Östdanmark
Bilaga 7.7	Norge – Sverige – Västdanmark (delsystemen i trekant)

Part svarar vid behov för att detaljerade *driftinstruktioner* upprättas för i nämnda bilagor uppräknade förbindelser inom eget *delsystem*. I de delar som sådana *driftinstruktioner* har betydelse för den gemensamma *systemdriften* skall de koordineras med berörda företag och *Parter*.

7.2 Överföringskapacitet

Överföringskapacitet på förbindelserna mellan *delsystemen* skall löpande fastställas bilateralt av berörda *Parter*. Besluten skall normalt baseras på *driftsäkerhetskriterierna* som anges i Bilaga 2 och på sådana rådande tekniska och driftmässiga omständigheter som har betydelse för *överföringskapaciteten*. *Parterna* svarar var och en för bedömning av dessa omständigheter inom eget *delsystem* och beslutar om nödvändiga åtgärder.

Parterna är överens om att reservera en *reglermarginal* mellan *överföringskapacitet* och *handelskapacitet* på förbindelserna. *Reglermarginalen* skall normalt vara de värden som anges i Bilagor 7.1-7.6.

7.3 Särskilda driftvillkor

I vissa fall tillämpas särskilda regler för att utnyttja förbindelsernas *överföringskapacitet*. Närmare villkor och berörda företag anges i respektive Bilagor 7.1-7.7.

7.4 Överföringsförluster

Frågor som rör överföringsförluster regleras i särskilda avtal – avräkningsavtal.

Part skall inte stå för överföringsförluster som uppstår inom annan *Parts delsystem* i någon driftsituation, om inte annat avtalats.

Avräkningspunkterna anges i Bilagor 7.1-7.6.

7.5 Spänningsreglering

Spänningsregleringen i *delsystemen* skall skötas så att i § 6 angivna driftsäkerhetsprinciper upprätthålls och så att det reaktiva effektflödet mellan *delsystemen* inte innebär driftmässiga problem. *Parternas* rätt och skyldighet till reaktivt effektflöde på växelströmsförbindelserna begränsas till vad som beräkningsmässigt motsvarar nollutbyte i landsgränsen, baserat på mätvärden i förbindelsernas ändpunkter.

7.6 Systemvärn

Systemvärn kan användas för att höja överföringskapaciteten och/eller *driftsäkerheten* mellan och inom *delsystemen*. *Systemvärnens* inställningsvärden och driftstatus skall beslutas och övervakas av respektive *Part*. I de fall då *systemvärnen* har betydelse för två eller flera *delsystem* skall koordinering och kommunikation av driftstatus ske mellan de berörda *Parterna*. Krav gällande *systemvärn* återges i Bilaga 2. De former av *systemvärn* som används redovisas i Bilaga 5.

7.7 Reläskydd och felanalys

Parterna skall koordinera underlag och planer för inställning av funktionsvärden för sådana *överföringsanläggningars* reläskydd. Efter *driftstörningar* skall information från registreringsutrustningar utväxlas mellan berörda *Parter* i nödvändig omfattning för att utreda händelseförloppen.

§ 8 Driftplanering

Parterna skall så långt det är möjligt bilateralt koordinera driftavbrott och andra åtgärder som var och en råder över och som har betydelse för den gemensamma systemdriften. Vid driftavbrott och andra åtgärder som inträffar i *driftfasen* och som måste vidtas med kort varsel, utan att tid till koordinering finns, skall berörda *Parter* underrättas så snart som möjligt.

I Bilagor 7.1-7.6 finns vissa regler avseende koordinering av driftavbrott på respektive förbindelse mellan *delsystemen*.

§ 9 Systemtjänster

Parterna skall uppfylla i § 6 angivna driftsäkerhetsprinciper genom att säkerställa tillgången på *systemtjänster* inom eget *delsystem*. Då det är möjligt kan *Parterna* samordna och utbyta *systemtjänster* med varandra. Vid sådant utbyte av *systemtjänster* skall prissättningen baseras på de kostnader som respektive *Part* har för att få tillgång till och utnyttja *systemtjänsterna* inom det egna *delsystemet*.

Parterna skall verka för en harmonisering av villkoren för att få tillgång till *systemtjänster* från företag inom respektive *delsystem*.

Systemtjänster beskrivs i Bilaga 6.

§ 10 Hantering av överföringsbegränsningar mellan delsystemen

Parterna skall bilateralt svara för att överföringarna på respektive förbindelse mellan *delsystemen* inte överskrider fastställd *överföringskapacitet*. Om ett överskridande sker skall detta åtgärdas inom 15 minuter.

Parterna skall bilateralt koordinera villkor och hanteringsrutiner för att vid behov kunna begränsa kommersiella aktörers utnyttjande av förbindelserna i de fall *överföringskapaciteter* behöver sänkas. De särskilda villkor som i förekommande fall gäller för respektive förbindelse redovisas i Bilagor 7.1–7.7 *Parterna* upprätthåller de kommersiella aktörernas planerade handel genom *mothandel* i omfattning som framgår av Bilaga 8.

Det åligger *Part* att inom eget *delsystem* hantera sådana överföringsproblem som inte kan lösas genom begränsning av de kommersiella aktörernas utnyttjande av förbindelserna. *Part* svarar vidare för att nödvändiga regleringar genomförs på egen sida av förbindelserna och för de kostnader som därvid uppstår, om inte annat avtalats mellan berörda *Parter*.

§ 11 Hantering av driftstörningar

Vid alla *driftstörningar* skall *normal drift* upprättas utan onödiga dröjsmål. Parterna skall bistå varandra för att minimera konsekvenserna av inträffade *driftstörningar*.

Vid *driftstörningar* inom eget *delsystem* svarar den drabbade *Parten* på egen bekostnad för avhjälpande åtgärder. I de fall då det är lämpligt att avhjälpande åtgärder genomförs i ett annat *delsystem* skall den drabbade *Parten* svara för kostnaderna för överenskomna åtgärder. Vid *driftstörningar* på en förbindelse mellan *delsystemen* skall berörda *Parter* på egen bekostnad svara för nödvändiga åtgärder på egen sida av förbindelsen, om inte annat avtalats.

Vid aktivering av den gemensamma *frekvensstyrda störningsreserven* skall gottgörelse normalt ske genom avräkning av *balanskraft*.

Part skall skyndsamt informera övriga *Parter* om driftsäkerhetsrisker eller inträffade *driftstörningar*.

§ 12 Balansreglering

Varje *delsystem* har ett ansvar för att planlägga sig i balans timme för timme samt ett ansvar för att upprätthålla den egna balansen i drifttimmen.

Parterna skall samverka i syfte att minimera kostnaderna för *balansregleringen* genom att i största möjliga omfattning bruka varandras reglerresurser när det är systemtekniskt och ekonomiskt lämpligt.

Balansregleringen i det nordiska systemet är delat i två *balansområden*. Det ena *balansområdet* är *synkronsystemet* och det andra *balansområdet* är Västdanmark.

Eltra sörjer för *balansregleringen* i det Västdanska området inom ansvaret för *UCTE-systemet* och efter avtal med EON Netz. Eltra har således avtal med två *balansområden* dels *UCTE-systemet*, dels *synkronsystemet*.

Balansregleringen för varje *delsystem* inom det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* skall ske enligt de principer som anges i Bilaga 3.

Grunden för det *sammankopplade nordiska kraftsystemets balansreglering* är att reglering sker efter frekvens. Reglerarbetet fördelas enligt kravet på *reglerstyrka* och en gemensam nordisk reglerstege. Hela det nordiska kraftsystemet skall utgöra en gemensam marknad för *reglerkraft*. Vid flaskhalsar kan *reglermarknaden* uppdelas.

Parterna skall uppmärksamma regleringsproblemen inom drifttimmen och särskilt vid timskarvar. Stora förändringar i *utväxlingsplanerna* bör hanteras genom överenskommelser om övergångar.

§ 13 Kraftutväxling

13.1 Timvisa utväxlingsplaner

Parter med angränsande *delsystem* skall gemensamt fastlägga rutiner för att meddela timvisa *utväxlingsplaner* och *handelsplaner* mellan *delsystemen*. I de fall överföringsutrymme upplåts för andra ändamål än elbörshandel skall planerna bilateralt redovisas separat för varje *aktör*. Börshandel skall kunna redovisas som en nettohandel mellan varje *delsystem*.

13.2 Effektkraft

Utväxling av *effektkraft* mellan *Parter* med angränsande *delsystem* kan ske för att uppnå effektiv systemdrift. Sådan utväxling kan komma till stånd vid behov i ordinarie drift, vid *mothandel* eller vid *driftstörningar*. *Effektkraft* kan avtalas i förväg samt påbörjas och avslutas under löpande driftimme.

Principer för prissättning av *effektkraft* redovisas i Bilaga 3.

13.3 Balanskraft

Balanskraft mellan *delsystemen* framräknas i avräkningen som skillnaden mellan uppmätt kraftutväxling och summan av alla former av avtalad utväxling inklusive sådan utväxling som avtalats mellan *Parterna*.

Närmare regler för hantering och prissättning av *balanskraft* framgår av Bilaga 3.

§ 14 Avräkning

Avräkningen skall baseras på i §§ 12-13 redovisade principer för *balansreglering* och *kraftutväxling*.

All avräkning av kraftutväxling mellan *delsystemen* skall ske i de *avräkningspunkter* som anges i Bilagor 7.1 - 7.6.

Avräkningsförfarandet regleras bilateralt i särskilda avtal, avräkningsavtal, mellan berörda *Parter*.

§ 15 Effektbrist

Vid risk för *effektbrist* skall krafthandeln inom börsområdet ges möjlighet att genom prisbildningen fördela risker och kostnader mellan elmarknadens *aktörer*. *Parterna* skall, så långt det är möjligt och rimligt, verka för att sådan krafthandel och disposition av produktionskapacitet kan upprätthållas som de inte enligt avtal har rätt att avbryta.

Vid förväntad *effektbrist* i ett eller flera *delsystem* skall *Parterna* samverka så att tillgängliga resurser i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* nyttjas för att minimera omfattningen av tvångsmässig *förbrukningsfrånkoppling*.

Akuta situationer såsom generell *effektbrist* eller vid *effektbrist* till följd av *driftstörning* i nät eller *flaskhalssituationer*, då tvångsmässig *förbrukningsfrånkoppling* måste ske, hanteras enligt Bilaga 9.

Driftsäkerheten skall upprätthållas på den nivå som anges i Bilagor 2 och 3 så att *dimensionerande fel* inte leder till omfattande följdstörningar i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet*.

§ 16 Informationsutbyte

I Bilaga 4 redovisas den information som för systemdriftbehov skall utbytas mellan *Parterna*.

Om den information som *Parterna* utbyter mellan varandra inte är offentliggjord i det land som informationen avser, förbinder sig *Parterna* att hålla informationen konfidentiell såvitt det är möjligt enligt den lagstiftning som gäller inom respektive land.

§ 17 Ansvar

Parterna är endast ansvariga gentemot varandra för skada som orsakats genom grov oaktsamhet eller uppsåt.

Ingen av *Parterna* kan göra andra *Parter* ansvariga för förlorade intäkter, följdförluster eller andra indirekta förluster, med mindre än att skadan orsakats av grov oaktsamhet eller uppsåt.

§ 18 Tvist

Om det uppstår tvist med anledning av Avtalet skall *Parterna* först söka lösa konflikten genom förhandling. Skulle detta inte lyckas skall tvisten, med tillämpning av svensk rätt, slutligt avgöras genom skiljedom enligt Regler för Stockholms Handelskammars Skiljedomsinstitut. Skiljeförfarandet skall äga rum i Stockholm.

§ 19 Ändringar och tillägg

Tillägg och ändringar till detta Avtal skall för att vara giltiga avfattas skriftligen samt undertecknas av samtliga *Parter*.

Bilagor till detta Avtal kan löpande kompletteras. Härvid gäller att bilagor som omfattar samtliga *Parter* skall uppdateras gemensamt och godkännas av samtliga *Parter*. Bilagor som behandlar enskilda förbindelser skall uppdateras av de *Parter* som berörs av aktuell bilaga. Varje ändring av en bilaga skall dokumenteras skriftligt och delges *Parterna*.

Vid eventuella ändringar i bilagorna skall de aktuella bilagorna senast en månad efter ändring justeras och skickas ut till alla *parter*. En årlig genomgång skall göras av avtalet för att komma till rätta med eventuella avtalsjusteringar.

§ 20 Överlåtelse

Detta avtal får överlåtas till annat företag som av respektive lands myndigheter utsetts att vara *systemansvarig* för ett *del-system*. Annan överlåtelse får inte vare sig helt eller delvis ske utan övriga *Parters* skriftliga samtycke.

Part har vid överföring av *systemansvar* till annat företag ansvar för att åtagandena enligt detta Avtal överförs till den nye *systemansvarige*.

§ 21 Giltighet m.m.

Detta Avtal träder i kraft då det undertecknats av samtliga *Parter* och gäller tillsvidare. Avtalet, som ska tillämpas från 1 april 2004, är villkorat av att respektive *Part* erhåller nödvändiga godkännanden från styrelser och myndigheter.

Om *Part* anser att villkoren i Avtalet visar sig innebära orimliga eller olämpliga konsekvenser så kan denne skriftligen hos övriga *Parter* begära att förhandlingar tas upp snarast i syfte att ändamålsenliga ändringar kan göras i Avtalet. Motsvarande förhandlingar kan också tas upp om förutsättningarna för Avtalet förändras väsentligt genom ändrad lagstiftning eller myndighetsbeslut eller genom att fysiska förändringar sker i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet*.

Om *Part* begärt omförhandling är övriga *Parter* skyldiga att inom en månad från att de erhållit begäran aktivt medverka i sådan förhandling.

Skulle omförhandling inte inom sex månader från det omförhandling begärdes leda till någon överenskommelse om sådana ändringar i Avtalet att *Part* anser sig kunna nöjas därmed äger *Parten* rätt att säga upp Avtalet till upphörande. Uppsägningen, som skall vara skriftlig, skall ske senast två veckor från omförhandlingsfristens utgång. Sker sådan uppsägning skall Avtalet anses ha upphört att gälla beträffande den uppsägande *Parten*, då sex månader förflutit från det att uppsägningen delgavs samtliga övriga *Parter*.

Detta avtal ersätter tidigare avtal daterat den 15 mars 2002.
Detta avtal är upprättat och undertecknat i fem (5) likalydande exemplar varav *Parterna* har var sitt.

Köpenhamn 2004- -
Elkraft System A.m.b.A

Fredericia 2004- -
Eltra A.m.b.A

Bent Agerholm

Georg Styrbro

Helsingfors 2004- -
Fingrid Oyj

Oslo 2004- -
Statnett SF

Timo Toivonen

Odd Håkon Hoelsæter

Stockholm 2004- -
Affärsverket svenska kraftnät

Jan Magnusson

Definition

Termer definierade i denna bilaga är kursiverade i avtalet och dess bilagor.

Aktiv reserv delas in i *automatisk aktiv reserv* och *manuell aktiv reserv*.

Aktör är en fysisk eller juridisk person som agerar i den fysiska elmarknaden i form av bilateral handel med andra *aktörer*, *elspothandel*, *elbashandel* eller handel på andra existerande marknadsplatser.

Allvarliga driftstörningar är *driftstörningar* som medför större konsekvenser än aktivering av *frekvensstyrd störningsreserv*.

Automatisk aktiv reserv är aktiv reserv som aktiveras automatisk i den momentana driftssituationen. Delas in i *frekvensstyrd normaldriftsreserv*, *frekvensstyrd störningsreserv* och *spänningsstyrd störningsreserv*.

Avbrottsplanering är planeringen hos varje enskild *systemansvarig* och mellan de *systemansvariga* av de nödvändiga avbrott som påverkar *gränsförbindelser* mellan *delsystemen*.

Avräkningspunkt är referenspunkt för den ekonomiska avräkningen mellan *delsystemen* som baseras på direkt mätning.

Balanskraft är skillnaden mellan planlagd och uppmätt överföring mellan *delsystemen*.

Balansområde är det område av kraftsystemet där det hela tiden skall regleras för att hålla frekvensen och en fysisk balans i förhållande till omliggande områden. I Norden är *synkronsystemet* och Västdanmark åtskilda *balansområden*.

Balansreglering är regleringar för att hålla frekvensen och *tidsavvikelsen* enligt fastställda kvalitetskrav. Reglering utförs även av nätskäl.

Delsystem är det kraftsystem en *systemansvarig* har ansvaret för.

Delsystemets balans räknas som summan av uppmätt fysisk överföring på *gränsförbindelserna* mellan *delsystemen*. Det är således underskott om summan visar att det flyter kraft till ett *delsystem* och överskott om det flyter kraft ut från ett *delsystem*. (Utbyten på *gränsförbindelser* som Finland-Ryssland, SwePol Link, Baltic Cable, Kontek och Västdanmark-Tyskland skall inte ingå i beräkningen.)

Dimensionerande fel är det fel som medför bortfall av enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena, förbrukning etc.) och som ger störst konsekvens för kraftsystemet.

Driftdygn är kalenderdygnet omkring den momentana driftsituationen.

Driftfasen är tiden från den momentana driftsituationen och resten av *driftdygnet* när handeln på elspot redan är fastlagd.

Driftinstruktion är en instruktion till kontrollrummen hos de *systemansvariga* om hur de skall förhålla sig i en driftsituation.

Driftplanering är *parternas* planering av driften av kraftsystemet.

Driftreserv är reserv som de *systemansvariga* har tillgång till i *driftdygnet*. Delas in i *aktiv reserv* och *reaktiv reserv*.

Driftstörning är en störning i driften av kraftsystemet. Det kan vara bortfall av en ledning, samlingsskena, transformator, produktionsenhet eller förbrukning.

Driftsäkerhet är kraftsystemets förmåga att motstå händelser (bortfall av ledning, samlingsskena, transformator, produktionsenhet eller förbrukning).

Driftsäkerhetskriterier är de kriterier som *parterna* använder i *driftplaneringen* för att upprätthålla en säker drift av kraftsystemet.

Driftövervakning och styrning är kontrollrummens övervakning och styrning av driften av kraftsystemet.

Effektbrist föreligger i driftsögonblicket när ett *delsystem* inte längre kan upprätthålla behovet av *manuell aktiv reserv* som kan aktiveras inom 15 minuter.

Effektkraft är kraft som angränsande *systemansvariga* kan utbyta mellan sig som ett led i regleringen av balansen i respektive *delsystem*. Utbyte sker med angivande av effekt, pris, förbindelse och klockslag med minutangivelse av tidpunkt för utbytets start respektive slut. *Effektkraft* avräknas som timmedelvärde.

Elbashandel är elhandel på timhandel på Elbas hos Nord Pool Spot. *Elbashandel* kan ske i Sverige och Finland före och i *driftdygnet* efter *elsothandeln* har stängt.

Eldriftansvarsgräns är gränsen på ett väldefinierat område i *överföringsanläggningarna* mellan två *eldriftansvariga*.

Eldriftansvarig är den person som av innehavaren erhållit arbetsuppgiften att ansvara för den elektriska anläggningens skötsel.

Elspothandel är elhandel på spotmarknaden hos Nord Pool Spot.
Elspothandel kan ske före driftsdygnet i alla delsystem.

Elspotområden är de områden elspotmarknaden som det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* indelas i för att hantera eventuella kapacitetsbegränsningar (*flaskhalsar*) i *överföringsnätet*. Eventuella *flaskhalsar* orsakar olika *elspotpriser* i *elspotområden*. I Finland, Sverige, Västdanmark och Östdanmark motsvarar *elspotområdena delsystemen*. I Norge är det flera *elspotområden* inom *delsystemet*.

Elspotpris är priset i *elspothandeln* i ett *elspotområde*.

Fara för effektbrist föreligger när prognoser visar att ett *delsystem* inte längre klarar att upprätthålla behovet av *manuell aktiv reserv* som kan aktiveras inom 15 minuter för planeringsperioden.

Flaskhals är en kapacitetsbegränsning i *överföringsnätet*. I *elspotmarknaden* tas hänsyn till *flaskhalsar* mellan *elspotområdena*. I *driftplanering*, *driftövervakning* och *styrning* tas hänsyn till alla fysiska *flaskhalsar*.

Frekvensstyrd normaldriftsreserv är momentan tillgänglig aktiv effekt som disponeras för frekvensreglering inom området 49,9 - 50,1 Hz och som aktiveras automatisk av nätfrekvensen. Benämndes tidigare frekvensregleringsreserv.

Frekvensstyrd störningsreserv är momentan tillgänglig aktiv effekt som disponeras för frekvensreglering inom området 49,9 - 49,5 Hz och som aktiveras automatisk av nätfrekvensen. Benämndes tidigare momentan störningsreserv.

Förbrukningsfrånkoppling är automatisk eller manuell frånkoppling av förbrukning.

Gränsförbindelse är en förbindelse mellan två *delsystem*.

Handelskapacitet är den högsta tillåtna summan av *aktörernas* planlagda handel på timbasis och den kapacitet som ställs till förfogande för *elspothandel* mellan *elspotområden*. *Handelskapaciteten* beräknas som *överföringskapaciteten* reducerad med *reglermarginalen*.

Handelsplan är summan av aktörers elhandel mellan *elspotområden* (Elspot, Elbas, timhandel).

Höglastreserv är aktiv reserv som normalt har lång beredskapstid. Vid förväntad höglast reduceras beredskapstiden, således att *höglastreserven* kan utnyttjas före *driftsdygnet* i *elspotmarknaden* eller i *driftsdygnet* i *reglermarknaden*. Kallas också topplastreserv.

Integrerat inställningsfel är det momentana inställningsfelet integrerat över innevarande timme.

Kraftsystemets drifttillstånd är *normal drift*, *skärpt drift*, *nöddrift*, *nätsammanbrott* och *återuppbyggnad*.

Kritisk effektbrist föreligger när förbrukning måste reduceras/frånkopplas utan marknadsmässigt avtal om detta.

Lastföljning innebär att *aktörer* med stora produktionsändringar rapporterar produktionsplaner med kortare tidsupplösning än 1 timme.

Långsam aktiv störningsreserv är aktiv effekt tillgänglig efter 15 minuter.

Manuell aktiv reserv är aktiv reserv som aktiveras manuellt i den momentana driftssituationen. Delas in i *snabb aktiv prognosreserv*, *snabb aktiv störningsreserv*, *snabb aktiv mothandelsreserv* och *långsam aktiv störningsreserv*.

Momentant inställningsfel är avvikelsen (i MW) mellan summa mätt effekt och summa avtalad *utväxlingsplan* på förbindelserna mellan *delsystemen* plus frekvenskorrektions som är *delsystemets* momentana *reglerstyrka* multiplicerat med avvikelsen i frekvensen från 50 Hz. Kallas också momentan obalans.

Mothandel är köp av uppreglering och försäljning av nedreglering på var sin sida av en *flaskhals* som de *systemsvariga* genomför för att upprätthålla eller öka *handelskapaciteten* i *elspothandeln* mellan två *elspotområden* eller för att avhjälpa en *flaskhals* i *driftsdygnet*.

N-1 kriterier är ett uttryckssätt för en driftsäkerhetsnivå som innebär att ett kraftsystem förutsätts vara intakt förutom bortfall av en enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena, förbrukning etc.). På motsvarande sätt innebär n-2 att två enskilda huvudkomponenter bortfaller.

Normal drift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, att frekvens, spänning och överföring är inom sina gränser och att reservkraven är uppfyllda. Kraftsystemet är förberett att klara *dimensionerande fel*. Kallas också normalt drifttillstånd.

Nätsammanbrott är ett drifttillstånd som innebär att förbrukning är fränkopplad och produktionsfränkoppling och nätdelning kan förekomma.

Nöddrift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses (om manuell *förbrukningsfränkoppling* inte har skett) men att frekvens, spänning eller överföringar är oacceptabla.

Nödeffekt är effektreglering på HVDC förbindelser aktiverad av automatiker på båda sidor av respektive HVDC-förbindelse.

Områdespris är *elspotpriset* i ett *elspotområde*.

Part är en av de *systemansvariga* som ingår i detta avtal i driften av det *sammankopplade nordiska kraftsystemet*. *Parterna* är Elkraft System, Eltra, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät.

Planeringsfasen är tiden fram till att bud lämnade till nästa dygns *elsothandel* inte längre kan ändras.

Prisområde är ett *elspotområde* som på grund av *flaskhals* mot annat *elspotområde* har fått ett eget *elspotpris*.

Produktionsfränkoppling är automatisk eller manuell fränkoppling av produktionsanläggning.

Rampreglering är reglering av effekt utifrån en specificerad ramp för att utjämna övergången mellan två effektnivåer, vanligen vid timskarvar. Kallas också ramping.

Reaktiv reserv är reaktiv effekt som aktiveras automatisk eller manuellt i den momentana driftssituationen.

Redundans är mer än en oberoende möjlighet för en utrustning att utföra en önskad funktion.

Reglerbud är bud på upp- eller nedreglering med en angiven effekt till ett angivet pris.

Reglerkraft är aktiverade *reglerbud*, upp- och nedregleringar i kraftverk samt ned- och uppreglering av förbrukning som producenter alternativt förbrukare erbjuder mot ersättning. De *systemansvariga* aktiverar dessa bud i den momentana driftssituationen för att hålla balansen/frekvensen i *balansområdena* och för att hantera *flaskhalsar* i *överföringsnätet*.

Reglerlista är listan på *reglerbud* i upp- och nedgående ordning sorterat efter pris för en timme.

Reglermarginal är avståndet mellan *överföringskapaciteten* och *handelskapaciteten*. Den utgör utrymmet för de momentana reglervariationerna omkring det planlagda timvärdet för överföring.

Reglermarknad är marknaden för *reglerkraft*.

Reglerområden är de områden *reglermarknaden* för det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* indelas i för att hantera eventuella kapacitetsbegränsningar (*flaskhalsar*) i *överföringsnätet*. Eventuella *flaskhalsar* medför olika *reglerpriser* i *reglerområdena*. I Sverige, Finland, Västdanmark och Östdanmark motsvarar *reglerområdena* normalt *delsystemen*. I Norge är det flera *reglerområden* inom *delsystemet*.

Reglerpris är det resulterande priset utifrån utförda regleringar i driftstimman för ett *reglerområde*. Kallas även RK-pris.

Reglersteg är steg i *reglerlistan*.

Reglerstyrka är produktionens förändring beroende av nätets frekvens (MW/Hz).

Sammankopplade nordiska kraftsystemet är de sammankopplade *delsystemen* i Finland, Norge, Sverige, Västdanmark och Östdanmark som *parterna* tillsammans har *systemansvaret* för.

Skärpt drift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses (om manuell *förbrukningsfrånkoppling* inte har skett) och att frekvens, spänning eller överföringar är acceptabla men att reservkraven inte är uppfyllda.

Snabb aktiv mothandelsreserv är manuell aktiv reserv för att genomföra *mothandel*.

Snabb aktiv prognosreserv är manuell aktiv reserv för utreglering av prognosfel för förbrukning och produktion.

Snabb aktiv störningsreserv är manuell reserv tillgänglig inom 15 minuter vid bortfall av enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena etc.). Återställer *frekvensstyrd störningsreserv*.

Specialreglering är aktivering av *reglerkraft* för att hantera *flaskhalsar* i *överföringsnätet*.

Spänningsstyrd störningsreserv är momentan tillgänglig aktiv effekt som disponeras för *driftstörningar* och som aktiveras automatisk av nätspänningen. Etableras ofta som *systemvärn*.

Stödeffekt är effektereglering på HVDC-förbindelser som aktiveras manuellt.

Synkronsystemet är det synkront sammankopplade kraftsystemet bestående av *delsystemen* i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark. Västdanmark är synkront sammankopplat med *UCTE* systemet.

Systemansvar är ansvaret för att samordna utnyttjandet av elektriska anläggningar i det samkörande kraftsystemet, eller en del av detta, så att önskad *driftsäkerhet* och *nätkvalitet* uppnås i den operativa driften.

Systemansvarig är den som har *systemansvaret* för ett definierat *delsystem*.

Systempris är ett beräknat pris för hela *elspotmarknaden*. *Systempriset* beräknas som om det inte är kapacitetsbegränsningar i *överföringsnätet* mellan *elspotområdena*.

Systemtjänster är ett sammanfattande begrepp för tjänster som de *systemansvariga* behöver för den tekniska driften av kraftsystemet. Tillgång till *systemtjänster* avtalas mellan den *systemansvariga* och andra företag inom respektive land. *Systemtjänster* kan inordnas i olika former av *systemvärn* och *driftreserver* för aktiv och reaktiv effekt.

Systemvärn är en automatisk systemskyddsutrustning för kraftsystemet. *Systemvärn* kan t.ex. användas för att begränsa konsekvenserna vid fel genom att fränkoppla produktion för att kompensera den felaktiga komponenten och att inte överlastar uppstår. *Systemvärn* kan också användas till att öka överföringsförmågan på *överföringsnätet* utan att samtidigt öka risken för försämrad *driftsäkerhet*. För *systemvärn* krävs en tillförlitlighet som ligger i nivå med primära skydd. Benämndes tidigare *nätvärn*.

Tidsavvikelse är differensen mellan ett synkronur drivet av frekvensen i kraftsystemet och astronomisk tid.

Timhandel är bilateral elhandel mellan två *aktörer* över en *gränsförbindelse* via timabonnemang.

UCTE är en sammanslutning för *systemansvariga* i det kontinentala Europa (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).

Underskottsområde är ett *delsystem* där *delsystemets balans* är negativ dvs. att det fysiskt flyter kraft in till *delsystemet* mätt fysiskt på *gränsförbindelserna* mellan *parterna*.

Utväxlingsplan är en plan för total avtalad aktiv effekt, som skall utväxlas timme för timme mellan två *delsystem*. Kan vara en plan för ett helt dygn eller ett antal timmar (energiplan) och i de fall det förekommer *effektkraft* under del av timmen även en momentan plan under timmen (effektplan).

Årsförbrukning är den mätta bruttoårsförbrukningen i ett *delsystem*.

Återuppbyggnad är en övergång mellan olika drifttillstånd som karaktäriseras av att nätet byggs upp, produktion regleras upp, frekvens spänning och överföring bringas inom acceptabla gränser. Förbrukning tillkopplas i den takt nät och produktionsresurserna tål.

Överföringsanläggning är enskilda anläggningar (ledning, samlingsskenor, transformatorer, kablar, brytare, frångiljare osv.) som omfattar *överföringsnätet*. Detta omfattar skydds-, övervaknings- och styrutrustning.

Överföringskapacitet är den högsta överföring av aktiv effekt som tillåts i *överföringssnitt* mellan *delsystemen* eller enskilda anläggningar. Om *överföringskapaciteten* överskrids skall åtgärder vidtas. *Överföringskapaciteten* fastställs med en viss säkerhetsmarginal till de överföringsnivåer som medför nätsammanbrott vid *dimensionerande fel*.

Överföringsnät är det sammanhängande nät, som omfattas av *överföringsanläggningarna*. Benämnes även transmissionsnät i Danmark.

Överföringssnitt är ett snitt i *överföringsnätet* mellan *delsystemen* eller mellan nätområden inom ett *delsystem*. Kallas också endast snitt.

Överskottsområde är ett *delsystem* där *delsystemets balans* är positiv dvs. att det fysiskt flyter kraft ut ur *delsystemet* mätt fysiskt på *gränsförbindelserna* mellan *parterna*.

Driftsäkerhetsprinciper

1 Driftsäkerhetskriterier

Följande *driftsäkerhetskriterier* skall tillämpas i de avseenden som har betydelse för att driften av kraftsystemet skall kunna upprätthållas med *delsystemen* sammanhängande med varandra.

Driftsäkerhetsprinciperna skall baseras på *n-1 kriteriet*. Detta är ett uttryckssätt för en driftsäkerhetsnivå som innebär att ett kraftsystem förutsätts vara intakt förutom bortfall av en enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena, förbrukning etc.). För det fel som ger störst konsekvens för kraftsystemet används uttrycket *dimensionerande fel*.

Det är normalt inte samma typ av fel som är dimensionerande vid frekvensstörningar som vid störningar i överföringssystemet. Bortfall av kraftsystemets största produktionsenhet är normalt dimensionerande för fastställandet av den *frekvensstyrda störningsreserven*.

Definitionen för *allvarliga driftstörningar* är driftstörningar som medför större konsekvenser än aktivering av *frekvensstyrd störningsreserv*.

Definitionen för *normal drift* är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, att frekvens, spänning och överföring är inom sina gränser och att reservkraven är uppfyllda. Kraftsystemet är förberett att klara *dimensionerande fel*.

För det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* innebär ovanstående att:

- ett *dimensionerande fel* i ett *delsystem* ska inte medföra *allvarliga driftstörningar* i andra *delsystem*. Detta ställer krav på *frekvensstyrd störningsreserv* och *överföringskapacitet* inom och mellan *delsystemen*
- om kraftsystemet inte är i *normal drift* efter en *driftstörning* skall kraftsystemet inom 15 minuter ha återställts till *normal drift*. Detta ställer krav på tillgänglig *snabb aktiv störningsreserv*. Om undantag görs från tidskravet eller att ovanstående definition av *dimensionerande fel* frångås måste samråd ske mellan berörda *systemansvariga*.

2 Systemvärn

Systemvärn används till att begränsa konsekvenserna av fel utöver fränkoppling av felaktig anläggningsdel. *Systemvärn* kan ha till syfte att öka *driftsäkerheten*, öka *överföringskapaciteten* eller en kombination av dessa. För de *systemvärn* som används till att öka *överföringskapaciteten* ställs följande krav:

- En analys ska vara genomförd som visar konsekvensen för kraftsystemet vid korrekt, obefogad och utebliven funktion
- Vid korrekt eller obefogad funktion accepteras inte *allvarliga driftstörningar* i andra *delsystem*
- Om ovanstående konsekvensanalys visar att utebliven funktion kan medföra *allvarliga driftstörningar* för andra *delsystem* skall följande tekniska krav gälla för systemvärnsfunktionen:

- **Redundant telekommunikation skall finnas i de fall systemvärdet är beroende av telekommunikation**

Med *redundant* telekommunikation menas att kommunikationen mellan berörda stationer skall vara helt dubblerad. Om hjälpspänningsmatning fallerar till det ena kommunikations-systemet får inte det andra påverkas. I praktiken betyder detta att batterier, teleterminaler, konverterare och kommunikationsväg måste dubbleras. Kommunikationsvägarna får på ingen del dela förbindelse, tråd, optokabel eller liknande. De skall gå geografiskt skilda vägar.

Multiplexad förbindelse kan användas men kommunikationen skall nyttja skilda multiplexer som inte matas av samma batteri. Skilda säkringar till samma batteri är inte full redundans

- **Realtidsövervakning av telekommunikation skall finnas**

- **Redundant oberoende "triggningsfunktion" skall finnas**

Redundant triggningsfunktion om detta avser brytare är att brytaren har två utlösningmagneter. Brytarfölskydd skall användas för att säkra brytarmanöver om ordinarie brytare inte fungerar riktigt

- **Kontrollanläggnings och telekommunikationsstandarden skall vara i tillförlitlighetsnivå med den som gäller för primära reläskydd**

- Om en konsekvensanalys visar att utebliven funktion inte medför *allvarliga driftstörningar* för andra *delsystem*, avgör det aktuella *delsystemets* ansvarige vilka krav som skall gälla för systemvärnsfunktionen
- Redundanskraven för ett *systemvärn* kan åsidosättas om så bilateralt överenskommes mellan berörda *systemansvariga*.

3 HVDC-förbindelser

HVDC-förbindelser skall betraktas som produktionsanläggningar.

Systemansvariga för de enskilda HVDC-förbindelserna är endast ansvariga för att återställa driften till *normal drift* i det egna *delsystemet* efter bortfall av HVDC-förbindelsen eller efter det att nödeffektreglering har aktiverats.

4 Driftreserver

4.1 Automatisk aktiv reserv

Automatisk aktiv reserv delas in i *frekvensstyrd normaldriftreserv*, *frekvensstyrd störningsreserv* och *spänningsstyrd störningsreserv*.

4.1.1 Frekvensstyrd normaldriftreserv

Den *frekvensstyrda normaldriftreserven* skall vara minst 600 MW vid 50,0 Hz för synkronsystemet. Den skall vara helt aktiverad vid $f = 49,9/50,1$ Hz ($\Delta f = \pm 0,1$ Hz).

Vid en snabb frekvensförändring till 49,9/50,1 Hz skall reserven vara upp/nedreglerad inom 2-3 minuter. Den *frekvensstyrda normaldriftreserven* fördelas mellan *delsystemen* inom *synkronsystemet* efter årsförbrukningen för föregående år.

För 2004 gällde följande fördelning:

	Årsförbrukning 2003 (TWh)	Frekvensstyrd normaldriftreserv (MW)
Östdanmark	14	24
Finland	85	141
Norge	115	192
Sverige	145	243
Synkronsystemet	358	600

Den faktiska fördelningen av den *frekvensstyrda normaldriftreserven* mellan *delsystemen* skall revideras varje år innan den 1 mars utifrån föregående års förbrukning.

Varje *delsystem* skall ha minst 2/3 av *frekvensstyrd normaldriftreserv* inom eget system i händelse av uppsplittring och ödrift.

4.1.2 Frekvensstyrd störningsreserv

Det skall finnas en *frekvensstyrd störningsreserv* av en sådan storlek och sammansättning att *dimensionerande fel* inte skall medföra en frekvens under 49,5 Hz i *synkronsystemet*.

Med hänsyn taget till förbrukningens frekvensberoende innebär ovanstående krav att den sammanlagda *frekvensstyrda störningsreserven* skall uppgå till en effekt lika med *dimensionerande fel* minskat med 200 MW. Den totala *frekvensstyrda störningsreserven* skall kunna utnyttjas till dess att *snabb aktiv störningsreserv* är aktiverad.

Uppreglering av den *frekvensstyrda störningsreserven* skall inte medföra andra problem i kraftsystemet. När *överföringskapaciteten* sätts, skall hänsyn tas till lokaliseringen av den *frekvensstyrda störningsreserven*. Varje *delsystem* skall ha minst 2/3 av *frekvensstyrd störningsreserv* inom eget system i händelse av uppsplittring och ödrift.

Frekvensstyrd störningsreserv skall aktiveras vid 49,9 Hz och vara fullständigt aktiverad vid 49,5 Hz. Den skall öka så gott som linjärt genom frekvensbandet 49,9-49,5 Hz.

Huvuddelen av såväl *frekvensstyrd störningsreserv* som den *frekvensstyrda normaldriftreserven* uppnås genom den automatiska frekvensregleringen för produktionsanläggningar. För att tillmötesgå ovanstående krav bör målsättningen för respektive *systemansvarig* vara att ställa krav på turbinregulatorernas inställning, t.ex. i form av krav på reglertidskonstant. Det bör även finnas möjlighet till uppföljning och kontroll.

Avtalad automatisk *förbrukningsfrånkoppling* som t.ex. industri-, fjärrvärme- och elpanneförbrukning vid frekvensfall ned till 49,5 Hz kan räknas in i *frekvensstyrd störningsreserv*. Följande krav gäller dock:

Förbrukningsfrånkoppling kan användas som *frekvensstyrd störningsreserv* i frekvensområdet 49,9 Hz till 49,5 Hz, när *förbrukningsfrånkoppling* uppfyller samma tekniska krav som ställs för generatorer nedan.

Vid ett frekvensfall till 49,5 Hz, orsakat av ett momentant produktionsbortfall skall:

- 50 % av den *frekvensstyrda störningsreserven* i varje *delsystem* vara uppreglerad inom 5 sekunder
- 100 % av den *frekvensstyrda störningsreserven* vara uppreglerad inom 30 sekunder.

Fördelningen av kravet för den *frekvensstyrda störningsreserven* mellan *delsystemen* i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* skall ske i proportion till det *dimensionerande felet* inom respektive *delsystem*.

Följande exempel visar hur fördelningen av kravet för den *frekvensstyrda störningsreserven* sker:

	Dimensio- nerande fel (MW)	Frekvensstyrd störningsres. (MW)	Frekvensstyrd störningsres. (%)
Östdanmark	550	90	9
Västdanmark		75 *	9 *
Finland	845	205	21
Norge	1 200	313	31
Sverige	1 160	303	30
Summa		1 000	100
Totalt	1 200	1 000	

*) Eltra accepterar detta krav, så länge E.ON Netz och UCTE accepterar nödeffektinställningen på HVDC-förbindelserna Skagerrak och Konti-Skan och detta inte har ekonomiska konsekvenser för Eltra. Eltra kommer inte att reservera handelskapacitet för att kunna leverera reserven.

Fördelningen av kravet för *frekvensstyrd störningsreserv* uppdateras en gång per vecka eller oftare vid behov.

Eltras växelströmsmässiga samkörning i *UCTE*-systemet medför att Eltra har ett krav att upprätthålla frekvens och *frekvensstyrd störningsreserv* enligt *UCTE*-reglerna. Detta beskrivs under avsnitt 5 "Speciella villkor för Eltra som medlem av UCTE".

4.2 Snabb aktiv störningsreserv

Snabb aktiv störningsreserv skall finnas för att återskapa *frekvensstyrd normaldriftreserv* och *frekvensstyrd störningsreserv* när dessa reserver utnyttjats eller fallit bort samt för att återföra överföringar inom gällande gränser efter störningar.

Snabb aktiv störningsreserv skall vara tillgänglig inom 15 minuter.

Snabb aktiv störningsreserv skall finnas i den omfattning och vara lokaliserad så att systemet kan föras tillbaka till *normal drift* efter fel.

Storleken på den *snabba aktiva störningsreserven* bestäms av det enskilda *delsystemets* värdering av det lokala behovet. *Flaskhalsar* i nätet, *dimensionerande fel* och liknande ingår i värderingen härav.

De *systemansvariga* har genom avtal eller eget ägande försäkrat sig om *snabb aktiv störningsreserv*. Denna reserv består av gasturbiner, värmekraft, vattenkraft och *förbrukningsfrånkoppling*. I runda tal har Fingrid 1 000 MW, Svenska Kraftnät 1 200 MW, Elkraft System 600 MW (där 300 MW är *långsam aktiv störningsreserv* som vid speciella tillfällen kan göras snabb), Eltra 620 MW och Statnett 1 600 MW.

Vid behov kan ett *delsystem* hålla en viss del av *snabb aktiv störningsreserv* för ett annat *delsystem*, om det finns ledig *överföringskapacitet* för det. Detta kan t.ex. vara aktuellt vid stora överföringar på förbindelserna mellan *delsystemen*. Sådan reservhållning avtalas mellan berörda *delsystems systemansvariga* vid varje tillfälle.

4.3 Långsam aktiv störningsreserv

Långsam aktiv störningsreserv är aktiv effekt tillgänglig efter 15 minuter.

4.4 Reaktiv reserv

Inom varje *delsystem* skall det finnas en reserv av reaktiv effekt som är så beskaffad med avseende på storlek, reglerförmåga och lokalisering, att *dimensionerande fel* inte medför systemsammanbrott.

5 Speciella villkor för Eltra som medlem av UCTE

N-1 säkerhet

N-1 kriteriet gäller också för *UCTE*-området. Om *n-1* säkerhet upprätthålls med hjälp av angränsande system (exempelvis med *systemvärn*) skall detta godkännas av angränsande systemägare.

Primärreglering

För hela *UCTE* krävs en *reglerstyrka* på 18 000 MW/Hz. Det *dimensionerande produktionsbortfallet* är 3 000 MW. De olika ländernas andel av primärregleringsreserven fördelas i proportion till enkilda länders produktionskapacitet. Eltra skall därför, under 2003, kunna leverera 35 MW som *frekvensstyrd störningsreserv*. Denna *frekvensstyrda störningsreserv* skall vara fullt aktiverad vid en momentan frekvensändring på ± 200 mHz.

Sekundär reserv

Generellt inom *UCTE* gäller att leverans av sekundär reserv skall påbörjas 30 sekunder efter att obalans uppstått mellan produktion och förbrukning och skall vara fullt utreglerat efter 15 minuter. Det skall finnas tillräcklig reserv för att säkerställa varje områdes egen balans efter produktionsbortfall.

6 Principer för fastställande av överföringskapacitet

6.1 Inledning

De olika *systemansvarigas* förmåga att överföra effekt skall för varje driftläggning beräknas. Detta gäller både för överföring inom varje *delsystem* samt för utbyten mellan *delsystemen*. Oftast sker detta genom att ett så kallat *överföringssnitt* definieras, och statiska och dynamiska simuleringar fastställer hur mycket effekt som kan överföras i valfri riktning genom snittet innan dess att termisk överlast, spänningskollaps och/eller instabilitet uppstår efter att ett för snittet *dimensionerande fel* lags på. I snittet kan ett godtyckligt antal ledningar på olika spänningsnivåer ingå.

Beräkningarna ger som resultat en högsta teknisk gräns för överföringen. För det operativa driftskedet måste denna gräns reduceras med avseende på beräkningsonoggrannhet och normala variationer beroende på frekvensstyrd normaldriftreglering.

6.2 Termisk begränsning

I det fall att termiska gränser på ledningar och/eller apparater begränsar *överföringskapaciteten* genom ett *överföringssnitt*, kan den maximala överföringsförmågan genom ett snitt eller för enkelledningar efter ett enkelfel sättas till en given procent över den nominella gränsen i det fall att snittet/ledningen kan avlastas inom 15 minuter.

6.3 Spänningskollaps

Det är varken av intresse eller möjligt att exakt specificera vid vilken spänning som spänningskollaps inträffar då denna varierar med driftläggning och tillgång till aktiv och reaktiv infasad produktion i felögonblicket. Några händelser som låg spänning kan leda till är:

- Konsumenter påverkas vid en spänning på 0,5-0,7 p.u. (kontaktorer öppnar)
- Risk för överbelastning av utrustning vid 0,8 p.u.
- Risk för att produktion fränkopplas på grund av låg spänning på hjälpkraftutrustning (0,85 p.u.)
- Reaktiva resurser är uttömda, dvs. generatorer går i strömgräns på rotor och stator. Kan uppträda vid en spänning på 0,85-0,9 p.u.

Det är inte heller möjligt att ange ett globalt värde för beräkningsonoggrannheten. Denna är olika för varje *systemansvarig* och *överföringssnitt* och beror främst på datakvalitet, representation av underliggande system och vilken beräkningsteknik som används. Marginalen för primär spänningsreglering bestäms av varje *systemansvarig* för interna snitt och bilateralt mellan *systemansvariga* för snitt mellan systemen.

6.4 Systemdynamik

En dynamisk simulering av ett kraftsystem före, under och efter ett fel ger som ett typiskt resultat hur dom olika produktionsanläggningarnas generatorer pendlar emot varandra. Pendlingarna kan antingen dämpas ut efter en tid eller accelereras. Det finns idag ingen vedertagen norm för hur snabbt pendlingarna skall dämpas ut för att systemet skall antas vara stabilt utan detta är en bedömningsak. På samma sätt som ovan reduceras den framräknade tekniska gränsen med en beräkningsonoggrannhetsmarginal.

Ett felfall skall simuleras under en så lång tid så att alla tänkbara pendlingsfrekvenser kan detekteras och att dessa är väl dämpade.

Balansregleringsprinciper

Balansregleringsarbetet skall bedrivas så att regleringar sker i det *delsystem* som har lägst kostnad för att reglera. Det skall strävas till lika *reglerpris* i *delsystemen*. Den *part* som reglerar skall ersättas för sina kostnader.

1 Balansreglering inom synkronsystemet

Balansregleringen inom *synkronsystemet* skall bedrivas så att nedan angivna kvalitetskrav på frekvens och *tidsavvikelse* innehålls. Krav på *reglerstyrka* skall upprätthållas. Vidare skall *balansregleringen* ske så att *överföringskapaciteten* inte överskrids.

Sverige och Norge representerar ca 75% av *årsförbrukningen* i *synkronsystemet*. *Parterna* är överens om att Svenska Kraftnät och Statnett därför har uppdraget att hålla frekvens och *tidsavvikelse* inom fastlagda gränser. Fingrid och Elkraft System *balansreglerar* normalt bara efter kontakt med Svenska Kraftnät. Eltra utbyter *effektkraft* med *synkronsystemet* efter kontakt med Statnett.

Arbetsfördelningen mellan Svenska Kraftnät och Statnett regleras bilateralt och delges till samtliga *parter*.

1.1 Kvalitetskrav

Frekvens

Tillåten variation för frekvensen i *normal drift* är mellan 49,9 och 50,1 Hz.

Tidsavvikelse

Tidsavvikelsen används som verktyg för att säkerställa att frekvensens medelvärde blir 50,0 Hz.

Det bör eftersträvas att *tidsavvikelsen* ΔT hålls inom tidsintervallet från - 30 till + 30 sekunder. Frekvensen är viktigare än *tidsavvikelsen*. *Tidsavvikelsen* skall korrigeras i lugna perioder med hög *reglerstyrka* och med moderat frekvensavvikelse.

1.2 Krav på reglerstyrka

Reglerstyrkan skall vara minimum 6 000 MW/Hz för *synkronsystemet* i hela frekvensintervallet 49.9 - 50.1. Kravet på *reglerstyrkan* fördelas mellan *delsystemen* efter föregående års *årsförbrukning*.

För 2004 gäller följande fördelning:

	Årsenergi 2003 (GWh)	Krav på reglerstyrka (MW/Hz)
Östdanmark	14 166	240
Finland	84 700	1 410
Norge	115 000	1 920
Sverige	145 317	2 430
Totalt	359 183	6 000

Kravet på fördelningen av *reglerstyrka* mellan *parterna* skall revideras varje år innan den 1 mars utifrån föregående års *årsförbrukning* och avrundas till närmaste tiotal.

1.3 Momentant inställningsfel

Inställningsfel beräknas för varje *delsystem* och används som instrument för att mäta *delsystemens* momentana obalans. Inställningsfelet används normalt inte som regleringskriterium.

Inställningsfelet (I) beräknas enligt följande formel:

$$I = P_{\text{mom}} - P_{\text{plan}} + \Delta f \times R$$

P_{mom} = momentant mätvärde på förbindelserna mellan delsystemen
 P_{plan} = utväxlingsplan inklusive effektkraft mellan delsystemen
 Δf = frekvensavvikelse
 R = momentan reglerstyrka

2 Regleråtgärder och prissättningsprinciper

Det sammanställs en gemensam lista av *reglerbud* i prisordning med bud från såväl *synkronsystemet* som Västdanmark. I drifttimmen regleras först av nätskäl och därefter om det blir nödvändigt för att hålla frekvensen. Reglering för nätskäl behöver endast vara reglering i en riktning.

2.1 Reglering av frekvens och balans

För reglering av frekvensen i *synkronsystemet* användes buden på den gemensamma *reglerlistan* i prisordning, med undantag av bud som ligger instängda bakom en *flaskhals*. De aktiverade buden markeras som regleringar för frekvensen och ingår i beräkning av *reglerpriset* och *reglervolymen*.

För varje timme bestäms *reglerpris* i alla *elspotområden*. *Reglerpriset* sätts till marginalpriset för aktiverade bud i den gemensamma *reglerlistan*. När det inte uppstår *flaskhalsar* i drifttimmen blir priserna lika.

När det i drifttimmen uppstår *flaskhals* mellan *elspotområden* eller inom ett annat *elspotområde* som medför att bud i ett område inte går att aktivera får aktuellt område eget *reglerpris*. Detta *reglerpris* bestäms av det sista aktiverade budet i den gemensamma *reglerlistan* innan *flaskhalsen* uppstod.

Om överföringen mellan *elspotområden* är högre än *handelsplanen* och detta skapar *flaskhalsproblem* för andra *elspotområden*, får det första *elspotområdet* eget *reglerpris*. Detta bestäms av *balansregleringar* inom området eller inom flera angränsande områden som påverkar *flaskhalsen* på samma sätt.

När det i Elspot uppstår *flaskhalsar* mellan *elspotområden* kan ledig kapacitet i drifttimmen utnyttjas och gemensamt *reglerpris* i dessa situationer erhållas.

Vid reglering i två riktningar under en timme är netto reglerad energi bestämmande om *reglerpriset* skall vara upp- eller nedregleringspris. Om ingen reglering skett eller nettovolymerna upp och ned är lika sätts priset till elspotpris. Reglering bakom en *flaskhals* påverkar endast nettovolymer om *flaskhalsen* uppstått genom aktiverade *balansregleringar*.

Flaskhalsar till/från ett *elspotområde* som orsakas av obalanser inom ett *elspotområde* hanteras som *balansreglering* och ger uppdelad *reglermarknad*. *Flaskhalsar* som orsakas av reducerad *överföringskapacitet* till/från ett *elspotområde* efter elspotprissättningen, hanteras med *mothandel* och *specialregleringar*.

Det räknas som *flaskhals* mellan *elspotområden*, när det inte är "möjligt" att utföra *balansregleringen* efter en gemensam *reglerlista*, utan att avvika från normal prisordning i listan. Anledningen till att detta inte är "möjligt" kan t.ex. vara för hög överföring på själva *gränsförbindelsen* eller andra ledningar/överföringssnitt.

En förutsättning för att *systemansvarig* kan sätta eget *reglerpris* är att *handelsplanen* överskrids. I motsatt fall kan det vara nödvändigt med *mothandel* mellan *systemansvariga*.

2.2 Reglering av nätskäl

Regleringar som görs av nätskäl skall i grundfallet inte påverka *reglerprisberäkningen* utan görs som *specialregleringar*.

För reglering av nätskäl i interna snitt i ett *elspotområde*, används bud i de *delsystem* som avhjälpes nätproblemet. Vid val av reglerobjekt skall hänsyn tagas till både pris och effektivitet för regleringen.

För regleringar av nätskäl på gränsen mellan *elspotområden*, används normalt billigaste buden i de *delsystem* som avhjälpes nätproblemet. När en sådan reglering orsakas av en obalans i förhållande till *handelsplanen* mellan *elspotområden*, påverkas *reglerpriset* i det delnät som regleringen utförts.

3 Balanskraft

3.1 Balanskraft mellan delsystemen inom synkronsystemet

Balanskraft mellan två *delsystem* prissätts till medelpriset av *reglerpriserna* i dessa *delsystem*.

3.2 Balanskraft mellan Västdanmark och Sverige

Svenskt *reglerpris* gäller för prissättning av *balanskraft* mellan Västdanmark och Sverige enligt den tvåprismodell som tillämpas internt i Sverige.

3.3 Balanskraft mellan Västdanmark och Norge

Norskt *reglerpris* gäller för prissättning av *balanskraft* mellan Västdanmark och Norge.

4 Effektkraft

4.1 Prissättning inom synkronsystemet

Vid behov för *effektkraftutväxling* mellan två parter sätts priset till reglerande *parts* kostnad, och fastställs slutligen efter drifttimmen. Priset på *effektkraft* skall normalt inte påverka *balanskraftprissättningen* mellan *delsystemen*.

4.2 Prissättning mellan Västdanmark och Norge samt Västdanmark och Sverige

När Eltra initierar försäljning av *effektkraft* sätter Statnett och Svenska Kraftnät priset till det lägsta av sitt *reglerpris* eller preliminärt *områdespris* i sitt område. När Eltra initierar köp av *effektkraft* sätter Statnett och Svenska Kraftnät priset till det högsta av sitt *reglerpris* eller preliminärt *områdespris* i sitt område.

När Statnett eller Svenska Kraftnät initierar försäljning av *effektkraft* sätter Eltra priset till det lägsta av *reglerpris* eller preliminärt *områdespris* i sitt område. När Statnett eller Svenska Kraftnät initierar köp av *effektkraft* sätter Eltra priset till det högsta av *reglerpris* eller preliminärt *områdespris* i sitt område.

Vid *flaskhalssituationer* kan det vara aktuellt med *effektkraftutväxling* i en trekant mellan Sverige, Norge och Västdanmark. Detta påverkar inte det enskilda *delsystemets* balans och priset på utväxlingen sätts till 0 kr.

4.3 Prissättning vid driftstörning på gränsförbindelse

Priset för *effektkraft* vid *mothandel* på grund av *driftstörning* på själva *gränsförbindelsen* är medelpriset av *områdespriserna* i de angränsande systemen.

Informationsutväxling

Syftet med denna bilaga är att beskriva den information som löpande skall utväxlas mellan berörda *parter* i sådan omfattning som har betydelse för systemdrift- och balanshanteringssamarbetet mellan *parterna*.

1 Teknisk beskrivning av kraftsystemen

Denna information regleras i andra avtal.

2 Avbrottsplanering

Planer för avbrott som påverkar *överföringskapaciteten* mellan *delsystemen* eller på annat sätt har betydelse för *driftsäkerheten* eller elmarknaden skall utväxlas och koordineras mellan berörda *parter*. Planer skall delges för upp till ett år framöver i tid. Ändringar i planerna skall delges snarast möjligt.

Den påverkan som sådana avbrott har på *överföringskapaciteterna* mellan *delsystemen* skall också utväxlas. Preliminära värden skall utväxlas så tidigt som möjligt. Slutliga värden skall utväxlas omedelbart efter godkännande av kapaciteterna.

3 Före drifttimmen

Planer, prognoser m.m. som löpande skall utväxlas mellan *parterna* före drifttimmen:

- Planer för *överföringskapacitet* och *handelskapacitet* på förbindelserna mellan *delsystemen* på timbasis
- Aktuella begränsningar inom *delsystemen*
- Prognos på tillgänglig: *frekvensstyrd normaldriftreserv*, *frekvensstyrd störningsreserv* och *snabb aktiv störningsreserv*
- Prognos för *dimensionerande fel*
- Ändringar i nätkonfiguration som har betydelse för *delsystemens driftsäkerhet* samt konsekvenser av dessa ändringar
- Ändring av inställningar av reglerutrustningar och automatiker

- Timvisa *utväxlingsplaner* och *handelsplaner* mellan *delsystemen*. I de fall överföringsutrymme upplåts för andra ändamål än fysisk börshandel (bilateral handel) skall planerna redovisas per *aktör*. Börshandel skall kunna redovisas som nettohandel mellan respektive *delsystem*
- Timvisa *utväxlingsplaner* för utomnordiska förbindelser
- Timvisa planer eller prognoser för total produktion och förbrukning. Kvartsplaner för produktion skall utväxlas i den omfattning dessa finns tillgängliga
- Planer för *mothandel* mellan *delsystemen*
- *Reglerbud*.

4 Under drifttimmen

Information som löpande skall vara tillgänglig för *parterna* under drifttimmen:

- Pågående avbrott
- Tillståndsberoende *överföringskapacitet* samt parametrar som därvid har betydelse (t.ex. *systemvärn*)
- *Mothandel/ specialreglering* och andra motsvarande åtgärder som berör de andra *parterna*
- Redogörelse för inträffade händelser och störningar av större karaktär samt genomförda åtgärder
- Volym och varaktighet på beordrad *förbrukningsfrånkoppling* vid *effektbrist*.

Mätvärden och statusindikeringar som skall utväxlas mellan *parterna* under drifttimmen:

- Överföring av reaktiv och aktiv effekt på de enskilda förbindelserna samt summan av aktiv effekt mellan *delsystemen*
- Överföring av reaktiv och aktiv effekt på de enskilda förbindelserna samt summan av aktiv effekt till system utanför det nordiska kraftsystemet förutsatt att motparten godkänner detta
- Aktiv effekt i kritiska *överföringssnitt* inom *delsystemen*
- Aktiverade regleringar samt aktuella priser för att reglera obalanser upp och ned
- Inställningsfel
- Över/underskott så som definierat i bilaga 9
- Total produktion och förbrukning
- Produktion i kraftstationer som är kritiska för det *sammankopplade nordiska kraftsystemets* driftsituation
- *Reglerstyrka* och tillgänglig: *frekvensstyrd normaldriftreserv*, *frekvensstyrd störningsreserv* och *snabb aktiv störningsreserv*. Om mätvärden inte finns skall prognoser utväxlas.

5 Efter drifttimmen

Information som löpande skall utväxlas mellan *parterna* efter drifttimmen:

- Aktiverad upp- eller/och nedreglerings volym och *reglerpriser*
- Avstämning av föregående dygns utväxling, *reglerstyrka*, affärer, priser m.m. enligt avräkningsrutinerna
- Mätvärden på förbindelserna mellan delsystemen enligt övriga relevanta avtal
- Redogörelse för inträffade händelser och störningar samt gjorda och planerade åtgärder så snart möjlighet ges.

6 Information till marknadsaktörer

Information som skall ges till elmarknadens *aktörer* regleras i 6-partsavtalet gentemot Nord Pool Spot.

Systemvärn

1 Generellt

Automatiska *systemvärn* används för att begränsa konsekvenserna av fel genom åtgärder utöver frångoppling av felaktig komponent. *Systemvärn* kan ha till syfte att öka *driftsäkerheten*, öka *överföringskapaciteten* eller en kombination av dessa. För *systemvärn*, som används för att öka *överföringskapaciteten* ställs krav, som finns angivna i bilaga 2 till Systemdriftavtalet.

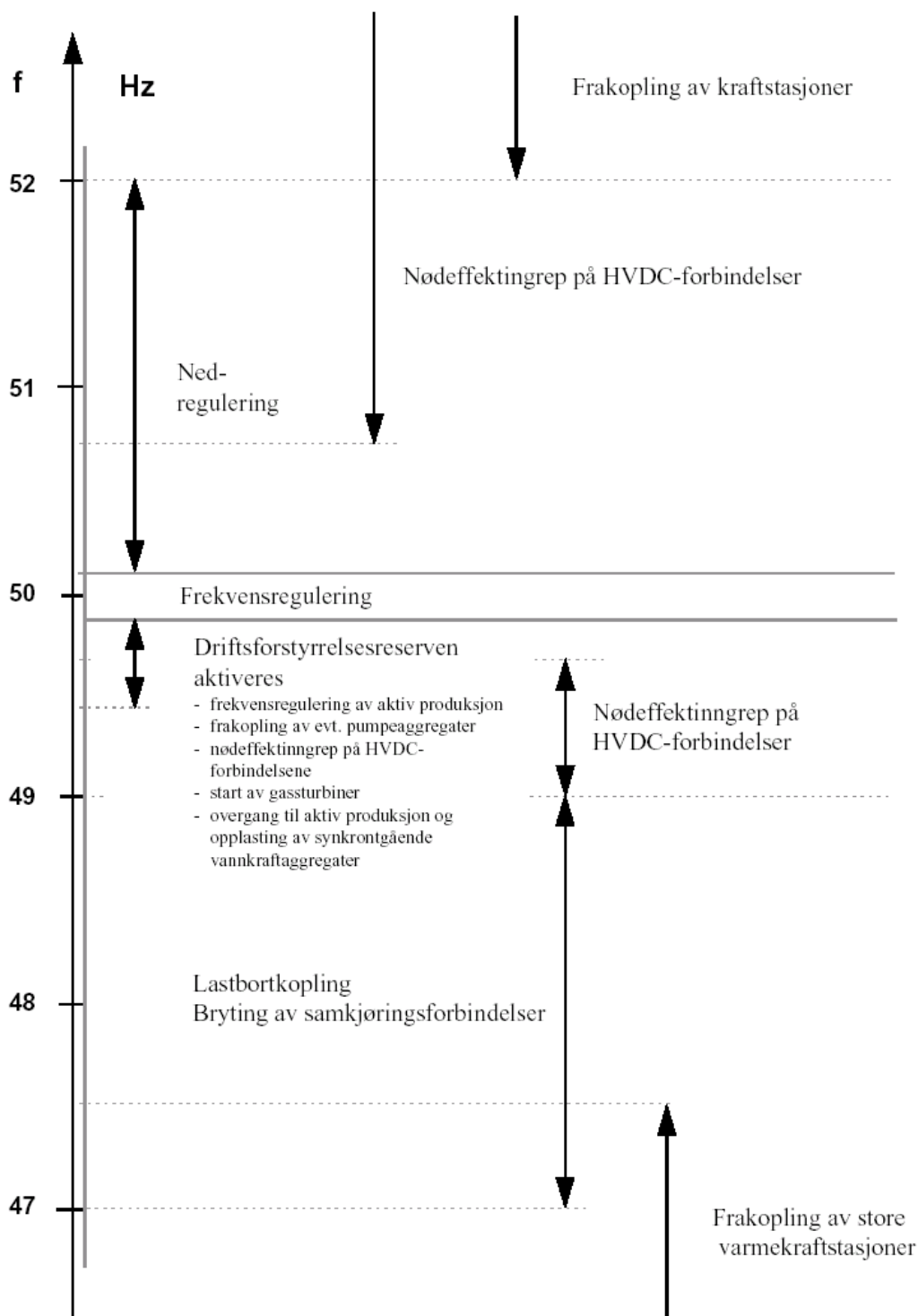
Automatiska *systemvärn* använder två olika funktionsprinciper. Det ena är ett *systemvärn* som aktiveras genom mätning av systemets tillstånd t.ex. spänningen i en kritisk punkt eller systemfrekvensen. Det andra är ett *systemvärn* som aktiveras av förutbestämda händelser som exempelvis en eller flera reläsignaler från anläggningarnas skyddsutrustning.

Automatiska *systemvärn* begränsar konsekvenserna av driftstörningar på ett eller flera av följande sätt:

- reglering av likströmsanläggningar, *nödeffekt*
- frångoppling eller nedreglering av produktion, PFK
- frångoppling av förbrukning, AFK, och i några fall reaktiva shuntar
- start av produktion
- nätkopplingar.

Automatiska *systemvärn* är anpassade till de samlade *driftreserverna* i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet*. Frekvensstyrda funktioner är visas i figur 1. Detaljerad beskrivning av figuren finns i Nordelrapporten "Rekommandasjon for frekvens, tidsavvik, regulerstyrke og reserve" augusti 1996. Mindre frekvensavvikelser klaras av *frekvensstyrd störningsreserv* på generatorer. Större frekvensavvikelser startar reglering på likströmsanläggningar. Vid lägre frekvenser startar automatisk *förbrukningsfrångoppling*.

Frekvensstyrte tiltak i NORDEL - systemet



Figur 1

2 Systemvärn aktiverade av frekvensavvikelser

Frekvensstyrda *systemvärn* som aktiveras av avvikande frekvens är:

- reglering av likströmsanläggningar, Nödeffekt
- fränkoppling eller nedreglering av produktion, PFK
- start av produktion
- fränkoppling av förbrukning, AFK, och i några fall reaktiva shuntar
- nätkopplingar.

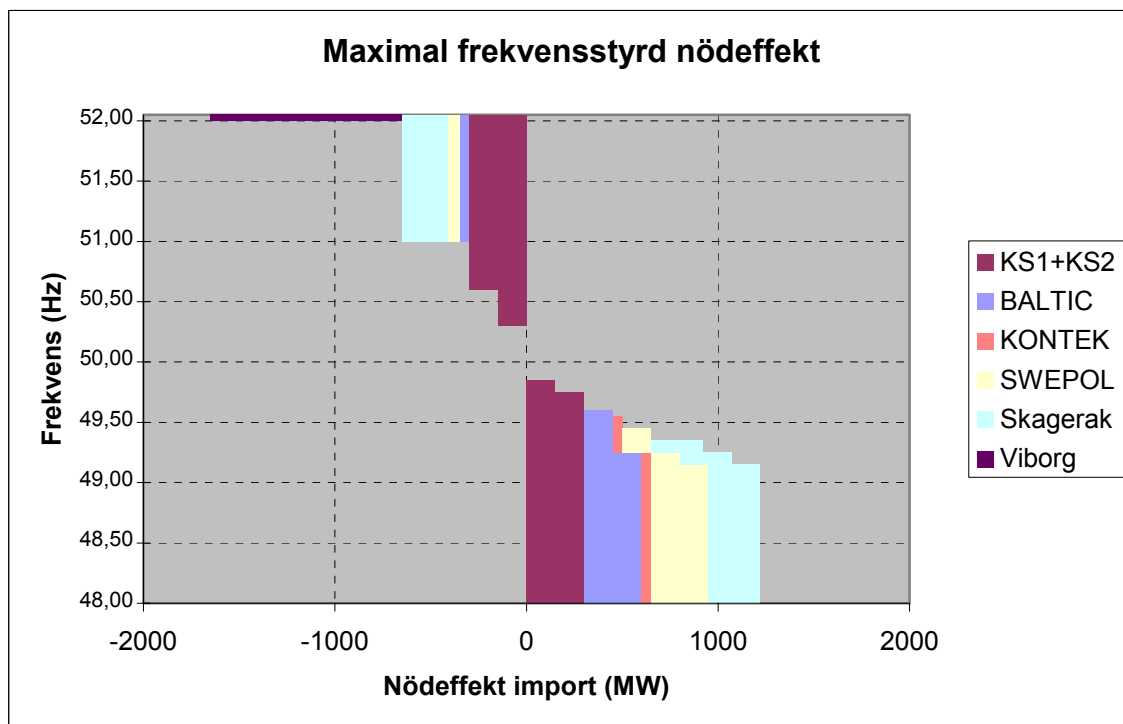
Låg frekvens vid *driftstörningar* klaras traditionellt av *frekvensstyrd störningsreserv*.

Frekvensstyrd störningsreserv är dimensionerad att hålla frekvensen innanför tillåtna gränser vid *driftsstörningar*. Om detta inte lyckas och frekvensen fortsatt faller kan till exempel *förbrukningsfränkoppling* häva frekvensfallet. Ökad användning av frekvensstyrd reglering av likströmsanläggningar, *nödeffekt*, är skapad för att hindra för stora frekvensfall.

Hög frekvens klaras traditionellt med nedreglering av produktion eller i extrema situationer med *produktionsfränkoppling*. Också i detta fall sker en ökad användning av frekvensstyrd reglering av likströmsanläggningar.

2.1 Frekvensstyrd reglering av likströmsanläggningar, Nödeffekt

Den maximala verkan av reglering av likströmsanläggningar vid frekvensfall ses i figur 2. Det framgår av figuren, att alla likströmsanläggningar mellan *synkronsystemet* och andra växelströmssystem bidrar med frekvensstyrd *nödeffekt*. Det skall dock påpekas att om en likströmsanläggning har full import till ett område med låg frekvens, kan den inte ge bidrag med *nödeffekt*.



Figur 2

Vyborg DC-länken fränkopplas vid frekvens i Finland > 52 Hz i 0,5 sek.

2.2 Frekvensstyrd start av produktion

Automatisk frekvensstyrd start av produktion sker för att öka mängden av produktionsaggregat i elsystemet under *driftsstörningar*.

Hz	Danmark		Norge	Sverige	Finland
	Øst	Vest			
49,8		25 MW GT			
49,7-49,5				520 MW GT i tre steg om 0,1 Hz	180 MW GT, 15 sek
49,5	20 MW diesel, 60 sek				

schema 1

2.3 Frekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling

Om ett frekvensfall inte kan hävas av reglering av likströmsanläggningar och frekvensen fortsatt faller sker automatisk *förbrukningsfrånkoppling*. Detta sker enligt schema 2:

Danmark	Öst	10 % av förbruk, $f < 48,5$ Hz momentant, $f < 48,7$ Hz 20 sek. 10 % av förbruk, $f < 48,3$ Hz momentant, $f < 48,5$ Hz 20 sek. 10 % av förbruk, $f < 48,1$ Hz momentant, $f < 48,3$ Hz 20 sek. 10 % av förbruk, $f < 47,9$ Hz momentant, $f < 48,1$ Hz 20 sek. 10 % av förbruk, $f < 47,7$ Hz momentant, $f < 47,9$ Hz 20 sek.
	Väst	15 % av förbruk, $f < 48,7$ 25 % av förbruk, $f < 47,7$
Norge		7000 MW* i steg från 49,0 Hz till 47,0 Hz
Sverige söder om snitt 2		elpanne och värmepump $P \geq 35$ MW, $f < 49,4$ i 0,15 sek $35 > P \geq 25$ MW, $f < 49,3$ i 0,15 sek $25 > P \geq 15$ MW, $f < 49,2$ i 0,15 sek $15 > P \geq 5$ MW, $f < 49,1$ i 0,15 sek 30 % af förbruk i 5 steg steg 1, $f < 48,8$ i 0,15 sek steg 2, $f < 48,6$ i 0,15 sek steg 3, $f < 48,4$ i 0,15 sek steg 4, $f < 48,2$ i 0,15 sek, $f < 48,6$ i 15 sek steg 5, $f < 48,0$ i 0,15 sek, $f > 48,4$ i 20 sek
Finland		10 % av förbruk, $f < 48,5$ Hz 0,15 sek, $f < 48,7$ Hz 20 sek 10 % av förbruk, $f < 48,3$ Hz 0,15 sek, $f < 48,5$ Hz 20 sek

schema 2

* För Norge är detta refererat till höglast.

2.4 Frekvensstyrd frånkoppling av ledningar

Danmark	Öst	Frånkoppling av Sverigesförbindelsen vid $f < 47,0$ Hz i 0,5 sek eller $f < 47,5$ i 9 sek
	Väst	-
Norge		-
Sverige		-
Finland		Frånkoppling av Vyborg DC-länken vid frekvens i Finland > 52 Hz i 0,5 sek Frånkoppling av norra AC-förbindelserna till Sverige vid frekvens $> 50,7$ i 2 sek om import från Sverige > 900 MW och spänningen i 400 kV nätet < 380 kV.

3 Systemvärn aktiverade av spänningsavvikelse

I Sverige finns två viktiga *systemvärn* som styrs av spänning. Båda *systemvärnen* styr ner export till kontinenten på HVDC-förbindelser vid risk för spänningskollaps eller överlast på viktiga ledningar.

3.1 Systemvärn i Sverige snitt 2

Systemvärnet som ska avlasta snitt 2 vid *driftstörningar* mäter spänningen i 4 stationer norr om snitt 2, Storfinnforsen, Kilforsen, Stornorrfors, Hjalta. När spänningen varit under 390 kV i 2 sekunder skickas signal till *systemvärnet*. Om spänningen varit låg i åtminstone två av stationerna skickar *systemvärnet* signal till Fenno-Skan (nödeffekt 400 MW) och till Konti-Skan 2 (nödeffekt 100 MW).

3.2 Systemvärn i Sverige snitt 4

Systemvärnen styr ned överföringen på tre DC-länkar till kontinenten då spänningen i Sydsverige sjunker under 390 kV. Därigenom avlastas snitt 4 omedelbart vid en *driftstörning*. Med *systemvärnen* i drift tillåts högre överföring i snitt 4 (2/3 av nödeffektingreppet). Ökningen tillfaller utlandsförbindelserna. Den ökade kapaciteten i snitt 4 får utnyttjas endast då förbrukningen söder om snitt 4 är lägre än 4 500 MW. När mer än en ledning tas ur drift i Sege skall *systemvärnet* ställas av.

Kruseberg: *Systemvärnet* aktiveras när spänningen i Kruseberg varit lägre än 390 kV i 4 sekunder. Ingreppet på Baltic Cable består av en effekttändring på 200 MW norrut (BC epc ingång 3).

Sege: Spänningen ska vara under 390 kV i mer än 4 sekunder på 2 av 3 ledningar i Sege för att signal ska skickas från *systemvärnet* i Sege via reläskyddskanaler till Kontek och SwePol Link. För att SwePol Link ska aktiveras krävs även att spänningen i Starnö är lägre än 415 kV. Vid aktivering sker effekttändring på 250 MW norrut för Kontek och 300 MW norrut för SwePol Link (SP epc ingång 4). *Systemvärnets* aktivering av Kontek tas, efter överenskommelse mellan berörda *parter*, i och ur drift beroende på driftsituationen.

3.3 Systemvärn i Sydnorge

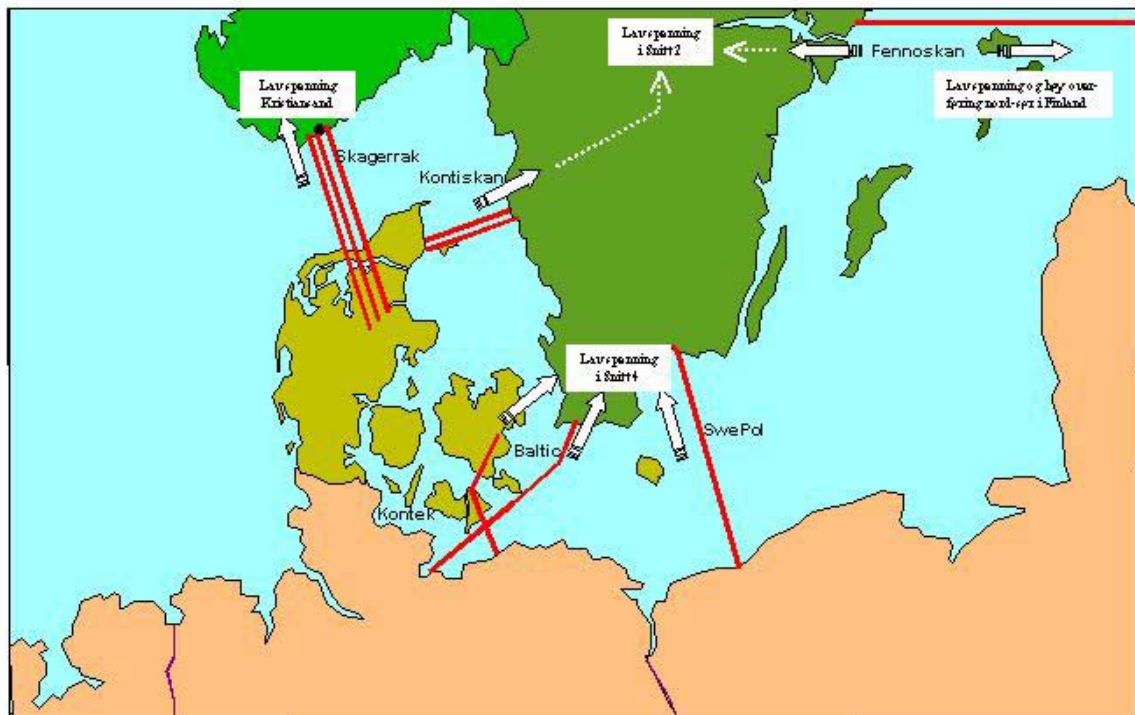
I Norge finns ett *systemvärn*, som styrs av spänning. Skagerrak-kablarna har nödeffektreglering som styrs av lokal mätning av spänning i Kristiansand. Låg spänning på 275 och 270 kV ger 200+200 MW avlastning.

3.4 Systemvärn i Finland

I Finland finns ett *systemvärn*, som styrs av spänning och överföringen mellan Sverige och Finland vid det kritiska *överföringssnittet* i Finland (norr - söder). *Systemvärnet* använder nödeffektreglering med automatik på HVDC-förbindelsen Fenno-Skan. Systemvärnet ger effektförändring 200 eller 400 MW till Finland.

De fyra *systemvärnen* är visade på figur 3.

Styrning av hvdc-anlegg ved lav spenning



Figur 3

4 Systemvärn aktiverade av en eller flera reläsignaler från anläggningarnas skyddsutrustning

Systemvärn aktiverade av reläsignaler är ofta mer komplicerade och värnen styr ofta anläggningar långt från reläerna. I figur 4 visas en översikt över *systemvärn* för *produktionsfrånkoppling* och/eller styrning av HVDC-förbindelser. I figur 5 visas en översikt över *systemvärn* för *förbrukningsfrånkoppling* och/eller nätdelning.

Figureerna följs av en beskrivning av *systemvärnen*.

Systemvern for produksjonsfrakobling eller styring av hvdc



Figur 4

Systemvern for lastfrakobling eller nettdeling



Figur 5

4.1 Östdanmark: Systemvärn för stabilitet i Östdanmark

Frånkoppling av gasturbiner och nedreglering av ångturbinen på Avedøreverkets block 2 vid aktivering av bestämda brytare i 400 kV nätet på Själland. Detta *systemvärn* aktiveras bara i driftsituationer när kritiska 400 kV nätdelar är bortkopplade eller vid mycket stor export till Sverige.

4.2 Sverige: Systemvärn med produktionsfrånkoppling för begränsning av överlast av ledningar i Sverige

Frånkoppling av vattenkraftproduktion i norra Sverige genom fjärröverförda signaler från aktiverade skyddsfunktioner. Omfattning ca 1 600 MW aggregateffekt. Vid frånkoppling av ledningar i snitt 1 finns risk att övriga ledningar överbelastas. *Systemvärnet* kopplar från produktion så att ledningarna avlastas. Signalerna utgår från Grundfors, Betåsen, Hjalta och skickas till stationer norrut. Inställningen av automatikerna anpassas till driftläggningsen. *Systemvärnet* innehåller även förbindelse till Norge så att bortfall av förbindelsen mellan Porjus-Ofoten leder till *produktionsfrånkoppling* i Nordnorge.

4.3 Sverige: Systemvärn i västkustsnittet (Kilanda-Horred + Stenkullen-Strömma)

Vid import från Tyskland, Själland och Jylland och hög produktion i Ringhals samtidigt med export till Norge finns risk för överlast på kvarvarande ledning vid bestående fel på ena ledningen.

Systemvärnen fungerar enligt följande:

- Vid bortfall av Kilanda-Horred och överföring på mer än 500 MW nordlig riktning på ledningen så styrs Konti-Skan 2 ner till 0 MW om det är import på förbindelsen.
 - Vid bortfall av Stenkullen-Strömma och överföring på mer än 500 MW nordlig riktning på ledningen så styrs Konti-Skan 2 ner till 0 MW om det är import på förbindelsen.
- Dessa *systemvärn* ger inte utökad kapacitet utan höjer *driftsäkerheten* vid import på KS2.

Vid export till Jylland finns det risk att regionnätet omkring Göteborg överlastas vid bestående fel på ledningen Strömma-Lindome. *Systemvärnet* fungerar enligt följande:

Vid bortfall av Strömma-Lindome styrs Konti-Skan 2 ned till 0 om det är export på förbindelsen.

Utvidgat *systemvärn*:

Värnet kopplar bort "produktion" på Själland, antingen genom snabb nedreglering av importen på Kontek eller genom *produktionsfrånkoppling*. Detta minskar importen från Själland vilket avlastar västkustsnittet vilket alltså ger möjlighet att öka överföringen på västkusten.

Systemvärnets aktivering av "produktion" på Själland tas, efter överenskommelse mellan berörda parter, i och ur drift beroende på driftsituationen.

4.4 Sverige: Systemvärn Forsmark

Vid avbrott på en av ledningarna Forsmark-Odensala (FL4) eller Tuna-Hagby riskerar transformatorn i Tuna att bli överlastad om det inträffar ett fel på den kvarvarande ledningen. *Systemvärnet* tas i drift vid avbrott på någon av de nämnda ledningarna. *Systemvärnet* styr ned produktionen i Forsmark för att avlasta transformatorn.

Systemvärnet fungerar enligt följande:

- Vid bortfall av Forsmark-Odensala (FL4) eller Tuna-Hagby styrs G12 ned om Forsmark G11, G12 och G21 eller G22 är i drift samt:
- Vid bortfall av Forsmark-Odensala (FL4) eller Tuna-Hagby styrs G22 ned om Forsmark G21, G22 och G11 eller G12 är i drift.

4.5 Sverige: Systemvärn Långbjörn (PFK)

Produktionen i Ångermanälven matas ut via transformeringar i Långbjörn och Betåsen. Vid bortfall av en transformering finns risk att den andra överbelastas. *Systemvärnet* i Långbjörn kopplar från ledningen Långbjörn-Korsselbränna-Stalon med ansluten produktion när förbindelsen mellan Kilforsen och Långbjörn bryts (400 kV ledning Kilforsen-Långbjörn + transformator T1 i Långbjörn).

4.6 Norge: Systemvärn i Hasle- och Flesakersnittet (PFK)

Vid hög export från Sydnorge till Sverige är det risk att bortfall av en ledning kan ge överlast, spännings- eller stabilitetsproblem. Vid kritiska bortfall ska *systemvärnet* avlasta snitten genom automatisk *produktionsfrånkoppling* i Kvilldal, Sima, Aurland, Tonstad, Tokke och/eller Vinje. Maximal tillåten frånkoppling är 1 200 MW och aktivering sker av följande händelser: Bortfall av Hasle-Borgvik, Tegneby-Hasle, Rød-Hasle, Hasle-Halden, Halden-Skogssäter, Kvilldal-Sylling och Sylling-Tegneby. Vid dessa händelser har *systemvärnet* redundans vid mätning av hög ström på Hasle-Borgvik, Hasle-Halden, 300 kV Tegneby-Hasle, 300 kV Flesaker-Tegneby och 300 kV Flesaker-Sylling. *Systemvärnets* inställning beror på driftsituationen.

4.7 Norge: Systemvärn i Nordlands-snittet (PFK)

Vid stort effektöverskott i nord- och mitt-Norge är det risk för *nätsammanbrott* vid kritiska ledningsbortfall. *Systemvärnet* ska snabbt avlasta snittet genom automatisk *produktionsfrånkoppling* eller genom nätdelning så att *överskottsområdet* blir avskilt från resten av *synkronsystemet*. Största tillåtna frånkoppling är 1 200 MW.

Systemvärnet aktiveras av följande händelser:

- Bortfall av Ofoten-Ritsem, Ritsem-Vietas, Vietas-Porjus, Ofoten-Kobbelv eller Svartisen-N.Røssåga.
- Hög ström på 300 kV Tunnsjødal-Verdal, 300 kV Tunnsjødal-Namsos eller 300 kV Nea-Järpstrømmen.

Systemvärnets inställning beror på driftsituationen och kan ge *produktionsfrånkoppling* i Vietas, Ritsem, Kobbelv och/eller Svartisen. Bortfall av ledningarna Ofoten-Ritsem-Vietas-Porjus kan dessutom leda till nätdelning söder om Kobbelv. *Systemvärnet* beskrivs också under punkt 4.2.

4.8 Norge: Systemvärn lokalt i Kvilldal (PFK)

Automatisk *förbrukningsfrånkoppling* i Kvilldal då ledningsbortfall medför hög överföring i västlig riktning (mot Saurdal).

4.9 Norge: Nätdelning i Sydnorge

Automatik som etablerar separatdrift för område Sydnorge vid samtidigt avbrott på båda förbindelserna mellan Sydnorge och Sverige.

4.10 Norge: Systemvärn för förbrukningsfrånkoppling

Systemvärn som frånkopplar upp till 220 MW industrilast vid bortfall av en eller båda 300 kV ledningarna i Sauda-snittet som försörjer Bergen och viktiga industriorter på Vestlandet.

Systemvärn som frånkopplar 150 MW industrilast vid bortfall av en eller två 300 kV ledningar in mot Møre, som försörjer allmän förbrukning och viktiga industriorter på Nord-Vestlandet.

Systemvärn som frånkopplar upp till 110 MW industrilast vid bortfall av

420 kV ledningar norr om Ofoten. *Systemvärnet* ska förhindra överlast i det parallella 132 kV nätet som annars kan leda till sammanbrott i nordligaste delen av Norge.

4.11 Västdanmark: Konti-Skan pol 2

Systemvärnet på Konti-Skan 2 blir aktiverat vid en belastning över 80 % av 400 kV-transformatorn vid Nordjyllandsværket (NVV3+NNV5) (se punkt 1 i figur 6). Överföringen på pol 2 reduceras tills belastningen åter är under 80 % av transformatorn (30 MW per sek.).

Systemvärnet används för att öka importkapaciteten från Sverige (load flow). Denna indirekta mätning ökar *överföringskapaciteten* med omkring 100-150 MW.

4.12 Västdanmark: Konti-Skan pol 1

Det finns ett *systemvärn* installerat på Konti-Skan 1, som aktiveras vid en belastning på över 125 % på den kritiska 150 kV-förbindelsen T-avgrening (NVT3) - Ålborg Øst (ÅBØ3) (se punkt 2 i figur 6). Överföringen på pol 1 reduceras tills belastningen på 150 kV-förbindelse T-avgrening (NVT3) - Ålborg Øst (ÅBØ3) är under 125 %.

För att säkra 150 kV-förbindelse Ålborg Øst (ÅBØ3) - Nordjyllandsværket (NVV3) mot skadlig överlast finns det ett överströmsskydd i station Ålborg Øst (ÅBØ3) som fränkopplar T-avgrening (NVT3) - Ålborg Øst (ÅBØ3) vid en belastning över 150 % i 2-5 minuter. Dessutom fränkopplas 150 kV ledningen Ådalen (ADL3) - Ålborg Øst (ÅBØ3) om belastningen överstiger 174 %.

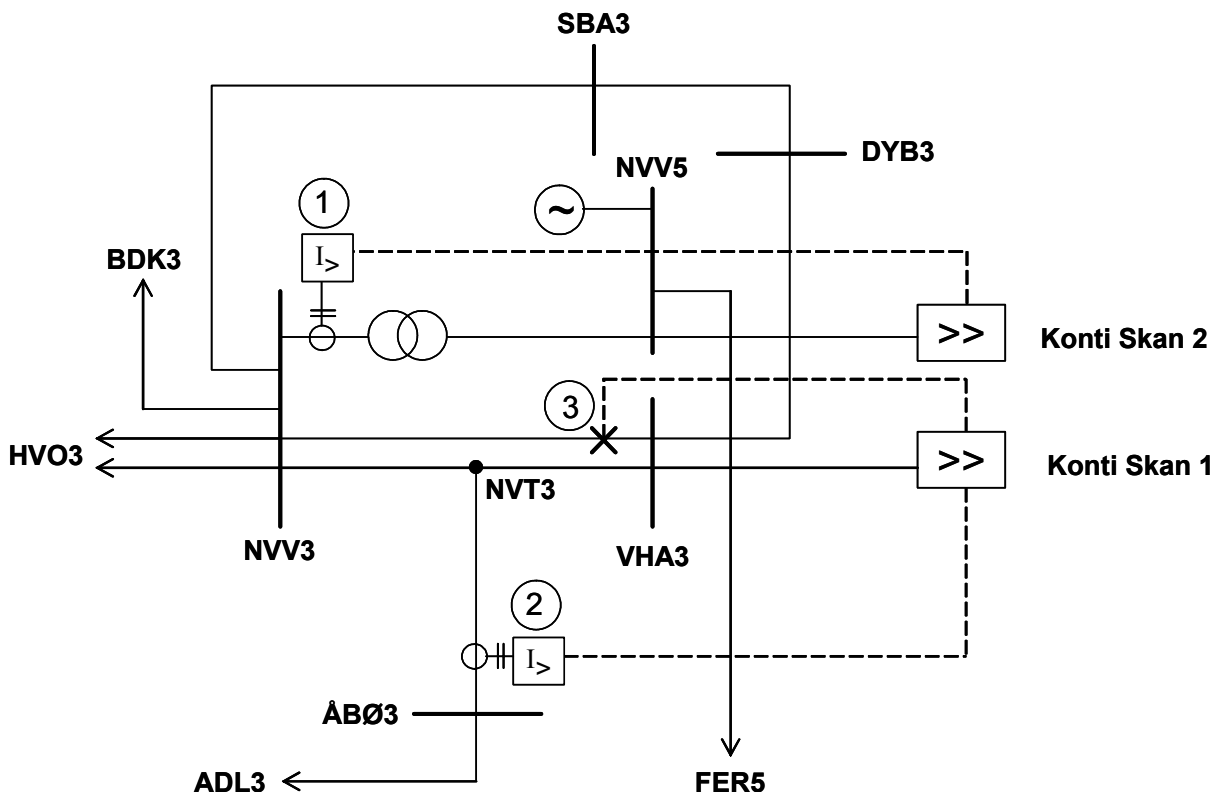
Systemvärnet används för att öka importkapaciteten från Sverige (load flow). Detta *systemvärn* ökar *överföringskapaciteten* ytterligare med omkring 100 MW.

Utöver nedreglering av KS1 vid överström på T-avgrening (NVT3) - Ålborg Øst (ÅBØ3) regleras KS1 även vid fränkoppling av 150 kV brytaren Vester Hassing (VHA3) mot Nordjyllandsværket (NVV3) (se punkt 3 i figur 6).

Vid import reduceras överföringen till 125 MW och vid export till 0 MW.

Nedreglering sker således då det inte uppstår överlast i nätet mot Starbakke (SBA3).

Systemvärnet används inte för att öka importkapaciteten från Sverige (load flow).



Figur 6

4.13 Västdanmark: Skagerrak pol 3

Vid fränkoppling av 400 kV-ledningen Tjele - Kassö reduceras importen från Skagerrak pol 3 till 50 MW.

Systemvärnet används inte för att öka importkapaciteten från Norge, enbart för att skydda HVDC-stationen.

4.14 Västdanmark: Tysklandsförbindelsen

Vid belastning på förbindelserna till Tyskland på över 120 % i mer än 15 sekunder kommer fjärrkontrollsystemet automatiskt att starta nedreglering av HVDC-förbindelserna. Regleringen avslutas när överföringen åter är normal eller maximal reglering har uppnåtts. Funktionen tillåter maximalt 200 MW på Skagerrak pol 1, 2 och 3 samt 150 MW på vardera Konti-Skan-polerna.

4.15 Finland: Frekvensreglering (vid ödrift) med automatik på HVDC-förbindelsen Fenno-Skan

Systemvärvet kan användas när norra växelströmsnätet mellan Rauma och Dannebo är brutet. Kan styra frekvens i möjliga önatet i Finland.

4.16 Finland: Effektmodulering för Fenno-Skan (Power modulation control)

Systemvärnet kan användas för att dämpa stora effektpendlingar mellan länderna. Använder frekvensskillnad mellan Sverige och Finland som signal och modulerar effekten ± 100 MW.

4.17 Finland: Nätindelning i norra Finland för att skydda 110 kV nät för överbelastning

Systemvärnet sektionerar ledningen Vajukoski-Meltaus 110kV när effekten på linjen är över 100 MW i 0,2 sekunder.

4.18 Finland: Systemvärn för snitt P1

Systemvärnet används för att öka kapaciteten i snitt P1 i nordlig riktning. I vissa felsituationer med stora överföringar föreligger risk för systempendlingar. *Systemvärnet* avlastar överföringen genom *produktionsfrånkoppling* i södra Finland. Frånkopplingen aktiveras genom fjärröverförda signaler från aktiverade skyddsfunktioner. Omfattning ca 900 MW. *Systemvärnet* aktiveras automatiskt beroende på driftsituationen. Kraftsystemcentralen i Helsingfors kan ta *systemvärnet* i/ur drift via fjärrkontrollsystemet beroende på överföringssituationen.

Systemtjänster

Systemtjänster är ett sammanfattande begrepp för tjänster som de *systemansvariga* behöver för den tekniska driften av kraftsystemet. Tillgång till *systemtjänster* avtalas mellan den *systemansvarige* och andra företag inom respektive *delsystem*.

1 Kartläggning av systemtjänster

1.1 Systemtjänster definierade i systemdriftavtalets bilaga 2

1.1.1 Frekvensstyrd normaldriftsreserv

Aktiveras automatiskt inom $\pm 0,1$ Hz avvikelse och skall vara utreglerad inom 2-3 minuter. Gemensamt krav för *synkronsystemet* är 600 MW. Detta medför ett gemensamt krav för *reglerstyrka* i *synkronsystemet* på 6 000 MW/Hz.

Tjänsten kan utväxlas till en viss grad. Varje *delsystem* skall ha minst 2/3 av *frekvensstyrd normaldriftsreserv* inom eget system i händelse av uppsplittring och ödrift. Stor utväxling av tjänsten mellan *delsystemen* kan kräva ökat behov av *reglermarginal* (differensen mellan *överföringskapacitet* och *handelskapacitet*). Elspotutväxling och gemensam nordisk *balansreglering* har prioritet före utväxling av *automatisk aktiv reserv*. Därför avtalas utväxling av denne tjänst efter att elspot har stängts.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Statikreglering i termiska kraftverk.	Ja
Eltra	Inga krav på frekvensstyrd normaldriftsreserv från UCTE.	
Fingrid	Uppmätt statikreglering i vattenkraft och termiska kraftverk. DC-länken mot Ryssland.	Ja Ja
Statnett	% turbinpådrag/Hz i vattenkraft.	Ja
Svenska Kraftnät	% turbinpådrag/Hz i vattenkraft.	Ja

1.1.2 Frekvensstyrd störningsreserv

Aktiveras automatiskt vid 49,9 Hz och är fullständigt aktiverad vid 49,5 Hz. Minst 50 % skall vara utreglerat inom 5 sek och 100 % inom 30 sek. Gemensamt krav för det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* är cirka 1 000 MW, beroende på aktuellt *dimensionerande fel*.

Tjänsten är nära sammankopplad med *frekvensstyrd normaldriftsreserv*, och principen för utväxling är densamma.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Fjärrvärmefrånkoppling. Turbinpådrag i termiska kraftverk. Statikbidrag från termiska kraftverk. HVDC ingrepp.	Ja
Eltra	Kondensatstopp på termiska kraftverk. Statikreg. (modifierat glidtryck) i termiska kraftverk.	Nej (det utväxlas endast mellan Eltra och UCTE)
Fingrid	Statikreglering i vattenkraft och termiska kraftverk. Frånkopplingsbar förbrukning.	Ja Ja
Statnett	% turbinpådrag/Hz i vattenkraft. HVDC-ingrepp, stegvis beroende på frekvens.	Ja
Svenska Kraftnät	% turbinpådrag/Hz i vattenkraft. HVDC-ingrepp, stegvis beroende på frekvens. Automatisk start av gasturbiner, stegvis beroende på frekvens. Vissa med 5 sek startfördröjning.	Ja

1.1.3 Spänningsstyrd störningsreserv

Tjänsten är aktuell när låg spänning aktiverar nödeffekt på HVDC-förbindelser ut från *synkronsystemet*. Tjänsten är aktuell för utväxling.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Används inte.	
Eltra	Används inte.	
Fingrid	Används inte.	
Statnett	Nödeffekt Skagerrak.	Ja
Svenska Kraftnät	Automatisk exportbegränsning på DC-förbindelser söder snitt 4 i Sverige. SwePol Link, Baltic Cable och Kontek (Själland).	Ja

1.1.4 Snabb aktiv störningsreserv

Tjänsten återställer *frekvensstyrd störningsreserv*, och skall vara aktiverad inom 15 minuter. Denne tjänsten kan utväxlas mellan *delsystemen* i den gemensamma nordiska *reglermarknaden* eller som *effektkraft*, men i händelse av *effektbrist* är det bilaga 9 som gäller.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Kontrakt med producent. Gasturbiner, uppreglering av rullande reserv, snabbstartande termiska kraftverk.	Ja
Eltra	Kontrakt med producent, bud kan ske via reglermarknaden.	Ja
Fingrid	Gasturbiner. Frånkopplingsbar förbrukning. Ryssland DC-länken.	Ja Ja Ja
Statnett	Kontrakterad reglerkraft: Optionsmarknad för reglerkraft (produktion och förbrukning). Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja Ja
Svenska Kraftnät	Krav på producenter att rapportera till SvK, Gasturbiner och vattenkraft.	Ja

1.1.5 Långsam aktiv störningsreserv

Krav för varje *systemansvarig* beror på nationell lagstiftning. Aktivering är långsammare än 15 minuter. Tjänsten är ännu inte aktuell för utväxling mellan *delsystemen*. Men i händelse av *effektbrist* är det bilaga 9 som gäller.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Termiska kraftverk med en uppstartstid på upp till 4 timmar och omläggning av produktionsformer på termiska kraftverk.	
Eltra	Det finns inga anläggningar med uppstartstid < 4 timmar.	
Fingrid	Effekt tillgänglig efter 15 minuter, marknaden ansvarar.	Nej
Statnett	Används inte.	
Svenska Kraftnät	Ersätts oftast med överskott av snabb aktiv störningsreserv.	Nej

1.1.6 Reaktiv reserv

Reaktiv reserv har lokal karaktär, och kan därför inte utväxlas mellan delsystemen.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Över/undermagnetisering av produktionsanläggningar. Synkronkompensatordrift i en generator. Till- och frånkoppling av kondensatorbatterier och reaktorer.	Nej
Eltra	Över/undermagnetisering av centrala produktionsanläggningar. Ändring av Mvar-produktion på kraftverk. Synkronkompensatorer i Tjele och Vester Hassing. Till/från koppling av kondensatorer. Till/från koppling av reaktorer.	Nej
Fingrid	Över- undermagnetisering av produktionsanläggningar. Synkronkompensatordrift i vissa vattenkraftanläggningar. Till- frånkoppling av kraftledningar. Till- frånkoppling av kondensatorbatterier och reaktor.	Nej Nej Nej Nej
Statnett	Över- undermagnetisering av produktionsanläggningar. Till- frånkoppling av kraftledningar. Till- frånkoppling av kondensatorbatterier. Statisk faskompensering (SVC-anläggningar).	Nei
Svenska Kraftnät	Över- undermagnetisering av produktionsanläggningar. Till- frånkoppling av kraftledningar. Till- frånkoppling av kondensatorbatterier, reaktorer. Statisk faskompensering (SVC-anläggningar).	Nej

¹⁾ Betalning för produktion av reaktiv effekt i generatorer utanför vissa gränser för $\tan\phi$.

1.2 Systemtjänster som inte är definierade i systemdriftsavtalets bilaga 2

1.2.1 Lastföljning

Lastföljning innebär att *aktörer* med stora produktionsändringar rapporterar produktionsplaner med en upplösning på 15 minuter. *Lastföljning* på kvartsupplösning förbättrar frekvenskvaliteten i *synkronsystemet*. Denna tjänst kan utväxlas mellan *delsystemen*.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Används inte.	
Eltra	Produktionsbalansansvariga med variabel produktion leverar effektkörplaner med en upplösning på 5 min.	Delvis, det sänds 5 min och 15 min. planer till övriga TSO:er
Fingrid	Tidskiftesreglering. Balansansvariga informerar Fingrid om timmar med över 100 MW ändringar i sin balans.	Ja ¹
Statnett	Aktörer som har stora produktionsändringar planerar produktionsplaner med kvartsupplösning. Statnett kan flytta planlagd produktionsändring för alla aktörer med upptill femton minuter.	Ja ¹ Ja ¹
Svenska Kraftnät	Aktörer rapporterar till SvK produktionsplaner med kvartsupplösning. SvK har rätt att flytta produktion med minst en kvart.	Ja ¹

¹⁾ Kvartsreglering förbättrar frekvenskvaliteten i hela det synkronsystemet.

1.2.2 Systemvärn

Tjänsten utväxlas i någon grad i dag. Man kan tänka sig att det nordiska kraftsystemet blir mer integrerat i framtiden. Då kan händelser i ett *delsystem* aktivera *systemvärn* i ett annat *delsystem*.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Automatisk nedstyrning och/eller fränkoppling av kraftverk och/eller KONTEK, automatisk uppreglering av KONTEK. Specifierat i bilaga 5.	Nej
Eltra	Nödeffekt på Kontiskan och Skagerrak. Nedreglering av Kontiskan vid överlast på vissa linjer/transformatorer. Nedreglering av Skagerrak 3 vid utfall av vissa 400 kV linjer (nedreglering av hänsyn till spänningskvaliteten).	Ja
Fingrid	Automatisk fränkoppling av produktion. Nätindelning. Specifierat i bilaga 5.	Nej
Statnett	Automatisk fränkoppling av kraftverk och smältverk. Nödeffekt på Skagerrak.	Ja Ja
Svenska Kraftnät	Automatisk nedstyrning av SwePol link, Baltic Cable och Kontek. PFK och AFK.	Ja

1.2.3 Rampning

Rampning innebär att en *systemansvarig* utpekar en anläggning till att helt eller delvis reglera i takt med HVDC-förbindelserna, när det regleras på en HVDC-förbindelse ut från *synkronsystemet*. Detta är en *systemtjänst* för att förbättra frekvenskvaliteten samt för att tillåta stora laständringar på HVDC-förbindelserna. Denne tjänsten kan utväxlas mellan *delsystemen*.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Används inte.	
Eltra	Används inte.	
Fingrid	Används inte.	
Statnett	Används inte.	
Svenska Kraftnät	Används inte.	

1.2.4 Dödnätsstart

Tjänsten är av lokal karaktär, och kan därför inte utväxlas mellan *delsystemen*.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Dieselgenerator och/eller gasturbiner.	Nej
Eltra	2 gasturbiner.	Nej
Fingrid	Vissa vattenkraftsstationer och gasturbiner.	Nej
Statnett	Vissa utvalda vattenkraftsstationer.	Nej
Svenska Kraftnät	Vissa utvalda vattenkraftsstationer.	Nej

1.2.5 Sekundärreglering (UCTE) på HVDC-förbindelser

Tjänsten kan i princip utväxlas på alla HVDC-förbindelser ut från *synkronsystemet*. När den används påverkar den *frekvensstyrd normaldriftreserv* i hela *synkronsystemet*.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Används inte.	
Eltra	Sekundärreglering på Skagerrak förbindelsen. Gäller fram till 2005-12-31.	
Fingrid	Används inte.	
Statnett	Används inte.	
Svenska Kraftnät	Används inte.	

1.2.6 Automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK)

Tjänsten är aktuell vid stora *driftsstörningar*. *Delsystemen* är då knappast sammankopplade, och tjänsten är inte aktuell för utväxling.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Frekvensstyrd frånkoppling av förbrukning och frånkoppling av förbindelser mellan Sverige och Själland. Specifierat i bilaga 5.	Nej
Eltra	Frånkoppling av förbrukning. Förbindelsen till Tyskland frånkopplas inte. Frånkoppling av förbrukning mellan 48,7 Hz og 47,7 Hz.	Nej
Fingrid	Automatisk förbrukningsfrånkoppling mellan 48,7 Hz – 48,3 Hz.	Nej
Statnett	Automatisk förbrukningsfrånkoppling mellan 49,0 Hz – 47,0 Hz.	Nej
Svenska Kraftnät	Automatisk förbrukningsfrånkoppling mellan 48,8Hz – 48,0 Hz.	Nej

1.2.7 Manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK)

Tjänsten används vid stora *driftsstörningar* och vid *effektbrist* och kan inte utväxlas mellan *delsystemen*. Detta är reglerat i bilaga 9.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Förbrukning kan frånkopplas för att eliminera otillåtna överföringar i överföringsnätet, för hantering av effektbrist, vid ödrift och när den automatiska frånkopplingen inte har varit tillräcklig.	Nej
Eltra	Förbrukning kan frånkopplas för att eliminera otillåtna överföringar i överföringsnätet, för hantering av effektbrist, vid ödrift och när den automatiska frånkopplingen inte har varit tillräcklig.	Nej
Fingrid	Frånkopplingsbar förbrukning som används som snabb aktiv störningsreserv, kan också används vid effektbrist när endast 600 MW snabb aktiv störningsreserv återstår i det synkronsystemet.	Nej
Statnett	Används vid effektbrist när endast 600 MW snabb aktiv störningsreserv återstår i det synkronsystemet.	Nej ¹
Svenska Kraftnät	Används vid effektbrist när endast 600 MW snabb aktiv störningsreserv återstår i det synkronsystemet.	Nej

¹) Ingen särskilt ersättning till aktörerna. Men när tjänsten blir aktiverad får Statnett KILE-ansvar, som medför reduktion av intäktsramen.

1.2.8 Snabb aktiv prognosereserv

Tjänsten återställer *frekvensstyrd normaldriftsreserv*. Med hjälp av denna justerar man avvikelser i förbruknings- och/eller produktionsprognoser. Krav för varje *systemansvarig* beror på nationell lagstiftning. Aktiveringstid är 10-15 min.

Tjänsten utväxlas mellan *delsystemen* i den gemensamma nordiska *reglermarknaden* som frivillig eller kontrakterad *reglerkraft*, men i händelse av *effektbrist* är det bilaga 9 som gäller.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Kontrakt med producenter om bud (som bud i reglermarknaden).	Ja
Eltra	Kontrakt med producenter om minimumutbud (som bud i reglermarknaden). Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja Ja
Fingrid	Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja
Statnett	Kontrakterad reglerkraft: Optionsmarknad för reglerkraft (produktion och förbrukning). Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja Ja
Svenska Kraftnät	Frivilliga bud i balansregleringen (sekundärregleringen).	Ja

1.2.9 Snabb aktiv mothandelsreserv

Krav för varje *systemansvarig* beror på nationell lagstiftning.

Tjänsten kan utväxlas mellan *delsystemen* i driftskedet.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Särskilda köp hos producenter.	
Eltra	Särskilda köp hos producenter samt bud i reglermarknaden kan användas.	Ja
Fingrid	Frivilliga bud i reglermarknaden kan användas.	Ja
Statnett	Kontrakterad reglerkraft: Optionsmarknad för reglerkraft (produktion och förbrukning). Frivilliga bud i reglerkraftmarknaden.	Ja Ja
Svenska Kraftnät	Frivilliga bud i balansregleringen (sekundärregleringen).	Ja

1.2.10 Höglastrester

Krav för varje *systemansvarig* beror på nationell lagstiftning.

Med *höglastrester* avses aktiv reserv som normalt inte används. Vid förväntade höglasterperioder reduceras beredskapstiden så att kapaciteten vid behov kan användas. Tjänsten kan utväxlas mellan *delsystemen* i den gemensamma nordiska *reglermarknaden*. Men i händelse av *effektbrist* är det bilaga 9 som gäller.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Elkraft System	Under förberedelse.	
Eltra	Används inte.	
Fingrid	Används inte.	
Statnett	Används inte.	
Svenska Kraftnät	Under upphandling.	

2. Beskrivning av rutiner för handel med systemtjänster

2.1 Generellt

Handel med *systemtjänster* skall inte vara till hinder för varken *elspothandel* eller *balansreglering*.

2.2 Handel med frekvensstyrd normaldriftsreserv och frekvensstyrd störningsreserv

Handel med *reglerstyrka* kan vara en samtidig handel med *frekvensstyrd normaldriftsreserv* och *frekvensstyrd störningsreserv* beroende av hur de enskilda tjänsterna anskaffas i de enskilda *delsystemen*.

Vid omräkning mellan *reglerstyrka*, *frekvensstyrd normaldriftsreserv* och *frekvensstyrd störningsreserv* används följande omräkningstabell om inte annat avtalats:

Reglerstyrka	Frekvensstyrd normaldriftsreserv	Frekvensstyrd störningsreserv
10 MW	1 MW	1,5 MW

Systemansvariga kan informera varandra dagligen efter att elspot har stängt om överskott av *reglerstyrka* som kan erbjudas övriga *systemansvariga*.

Då totala köpbehovet är större än utbudet, skall fördelning ske utifrån grundkravet för *frekvensstyrd normaldriftsreserv*.

Handeln sker bilateralt mellan *systemansvariga*.

Vid försäljning till flera *systemansvariga* betalar alla samma pris, marginalpriset.

2.3 Utväxling med andra typer av reserver

Tjänster knutna till den gemensamma nordiska *reglermarknaden* är beskrivet i bilaga 3.

Samdrift mellan de norska och svenska delsystemen på växelströmsförbindelserna

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga beskriver driften av växelströmsförbindelserna mellan *delsystemen* i Sverige och Norge.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Sverige-Norge

2.1 Överföringsanläggningar som i båda ändar ägs/innehas av systemansvariga

Anläggning	Spänning kV	Avräkningspunkt	Övrigt
Ofoten-Ritsem	400	Ritsem	
N.Rössåga-Gejmån-Ajaure	220	Gejmån, Ajaure	
Nea-Järpströmmen	300	Nea	
Hasle-Borgvik	400	Hasle	Ingår i Hasle-snittet
Halden-Skogssäter	400	Halden	Ingår i Hasle-snittet

2.2 Övriga överföringsanläggningar

Sildvik-Tornehamn	130	Tornehamn	Vattenfall ägare på svensk sida
-------------------	-----	-----------	---------------------------------------

2.3 Övriga överföringsanläggningar än 2.2

Eidskog-Charlottenberg	130	Charlottenberg	Fortum ägare på svensk sida
------------------------	-----	----------------	-----------------------------------

Denna *överföringsanläggning* ingår inte stamnätet på svensk sida. *Handelskapacitet* på förbindelsen lämnas till Nord Pool av Statnett på norsk sida och av Fortum på svensk sida.

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2.1

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de *systemansvariga* vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvarig för anläggning på svensk sida är Svenska Kraftnät och på norsk sida Statnett.

Eldriftansvarsgränser för anläggningar enligt 2.1 ligger på nationsgränsen mellan Sverige och Norge.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

Ledning	Norge	Sverige
Ofoten-Ritsem	Regioncentralen i Alta	Driftcentralen i Sollefteå (DCSO)
N.Rössåga-Gejman-Ajaure	Regioncentralen i Sunndalsöra	Driftcentralen i Sollefteå (DCSO)
Nea-Järpströmmen	Regioncentralen i Sunndalsöra	Driftcentralen i Sollefteå (DCSO)
Hasle-Borgvik	Regioncentralen i Oslo	Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ)
Halden-Skogssäter	Regioncentralen i Oslo	Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ)

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Samma parter som under 3.3.

3.5 Driftorder

Kopplingar på förbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av Svenska Kraftnät. Statnetts regioncentraler kvitterar mottagandet.

3.6 Störningshantering

3.6.1 Gränsförbindelse löser – hantering

Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

3.6.2 Kopplingssedel/driftorder

Vid fel som kräver kopplingar vilka påverkar *gränsförbindelsen* informeras Statnett respektive Svenska Kraftnät innan ev. kopplingar sker.

Vid kopplingar i det svenska stamnätet upprättas kopplingssedel/driftorder av Svenska Kraftnät.

3.6.3 Felsökning

Initial felsökning sker olika från fall till fall. Generellt är respektive anläggningsägare ansvarig att felsöka i samråd med kopplingsansvariga.

3.6.4 Felavhjälpning kvarstående fel

När felet har lokaliserats ombesörjer respektive anläggningsägare felavhjälpning.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2.1 Och 2.2

4.1 Överföringskapacitet

Överföringskapacitet på förbindelserna är följande i MW.

Ledning	-20 °C	-10°C	0°C	10°C	20°C	30°C	Sum till Sverige	Sum till Norge
Sildvik – Tornehamn (till Sverige)	120	120	120	120	120	100	Ca 900-1 300	Ca 700-1 100
Sildvik – Tornehamn (från Sverige)	70	70	70	70	70	70		
Ofoten – Ritsem	1 350	1 350	1 350	1 350	1 170	880		
N.Rössåga - Gejmån – Ajaure	536	496	451	398	334	250		
Nea - Järpströmmen	730	690	650	610	550	500		
Hasle -Borgvik	2 100	2 000	1 900	1 780	1 650	1 510	Se nedan	Se nedan
Halden - Skogssäter	3 070	2 900	2 700	2 490	2 260	2 000		

Överföringskapaciteten begränsas av definierade överföringssnitt, stabilitetsförhållanden eller liknande. *Överföringskapaciteten* varierar därför efter fördelningen mellan förbindelserna.

- Till Norge i Haslesnittet: *Överföringskapaciteten* är beroende av temperaturen enligt följande:

Temperatur [°C]	-20	-10	0	10	20	30
Kapacitet [MW]	2 200	2 200	2 200	2 200	2 050	1 900

- Till Sverige i Haslesnittet: *Överföringskapaciteten* är 1 600 MW utan *produktionsfrånkoppling* (PFK). För varje 100 MW produktion, ökar PFK överföringskapaciteten med 50 MW. Max PFK är 1 200 MW, motsvarande 2 200 MW kapacitet.

Överföringskapaciteten blir reducerad p.g.a. hög Oslolast enligt följande tabell:

Oslolast [MW]	3 200	3 300	3 400	3 500	3 600	3 700	3 800	3 900	4 000	4 100
Kapacitet [MW]	2 200	2 200	2 100	2 000	1 900	1 800	1 700	1 550	1 400	1 200

Oslolast [MW]	4 200	4 300	4 400	4 500	4 600	4 700	4 800	4 900	5 000
Kapacitet [MW]	1 050	900	700	550	400	250	150	100	50

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Överföringskapaciteten mellan Norge och Sverige skall dagligen fastställas gemensamt av *parterna*.

4.3 Handelskapacitet

Vid bestämning av *handelskapacitet* på förbindelserna ska *överföringskapaciteten* reduceras med *reglermarginalen*.

Reglermarginalen för Haslesnittet är normalt 150 MW. *Reglermarginalen* totalt för övriga förbindelser är normalt 50 MW.

Kan ett land garantera *mothandel* samt att tillräcklig *snabb aktiv störningsreserv* finns, får *handelskapaciteten* ökas.

För *handelskapaciteten* fastställs en veckoprognos för kommande vecka. Prognosen skickas till Nord Pool senast tisdag veckan före.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

Driftövervakning av kapaciteter och överföringssnitt som kan påverka utbytet sköts enligt nedan:

Ledning	Norge	Sverige
Sildvik-Tornehamn	Landscentralen i Oslo	Vattenfall Norrnäts driftcentral i Luleå
Ofoten-Ritsem	Landscentralen i Oslo	SvK-vhi i Nät-kontroll i Råcksta
N.Rössåga-Gejman-Ajaure	Landscentralen i Oslo	SvK-vhi i Nät-kontroll i Råcksta
Nea-Järpströmmen	Landscentralen i Oslo	SvK-vhi i Nät-kontroll i Råcksta
Hasle-Borgvik	Landscentralen i Oslo	SvK:s driftcentral i Råcksta
Halden-Skogssäter	Landscentralen i Oslo	SvK-vhi i Nät-kontroll i Råcksta

4.5 Avbrottsplanering

Svenska Kraftnät skall planera följande i samråd med Statnett:

- Avbrott eller annan åtgärd på svenskt nät som får konsekvenser på *överföringskapaciteten* på förbindelserna mellan Sverige och Norge.
- Avbrott på någon av 400 kV ledningarna mellan Porjus och Ritsem.
- Avbrott på 400 kV ledningen mellan Midskog och Järpströmmen eller 400/300 kV transformatorn i Järpströmmen.
- Avbrott på någon av 220 kV ledningarna mellan Grundfors och Gejman eller 400/220 kV transformatorn i Grundfors.
- Avbrott som ger stor reduktion av *överföringskapaciteten* i snitt 1, snitt 2 eller västkustsnittet i Sverige.
- Kontrollanläggningsarbeten i Borgvik, Porjus, Ritsem och Vietas.

Statnett skall planera följande i samråd med Svenska Kraftnät:

- Avbrott eller annan åtgärd i norskt nät som får konsekvenser på *överföringskapaciteten* på förbindelserna mellan Sverige och Norge.
- Avbrott som innebär att det, i norskt nät, inte är förbindelse mellan Ofoten och Rössåga.
- Avbrott som innebär att, det i norskt nät, inte är förbindelse mellan Rössåga och Nea.
- Avbrott som innebär att det, i norskt nät, inte är förbindelse mellan Nea och Hasle.

4.6 Störningssituation

Begreppet störningssituation betyder att *överföringskapaciteterna* har överskridits på grund av t.ex. bestående ledningsfel eller produktionsbortfall. Om *överföringskapaciteterna* inte är överskridna under felen, anses situationen vara normal.

Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

Samdrift mellan de finska och svenska delsystemen på växelströmsförbindelserna och Fenno-Skan

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga beskriver driften av växelströmsförbindelserna och likströmsförbindelsen Fenno-Skan.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Sverige – Finland

2.1 Överföringsanläggningar som ägs/innehas av systemansvariga

Anläggning	Spänningsnivå:	Avräkningspunkt:
Petäjäskoski - Letsi	400 kV AC	Letsi 400 kV
Keminmaa - Svartbyn	400 kV AC	Svartbyn 400 kV
Fenno-Skan	400 kV DC	Dannebo 400 kV

2.2 Övriga överföringsanläggningar

Ossauskoski – Kalix*) 220 kV AC Kalix 220 kV

*) SvK och Fingrid äger ledningen, Vattenfall Norrnät och Fingrid har eldriftansvar.

Ledningen ingår ej i den nordiska systemdriften och ej i *överföringskapaciteten* mellan Finland och Sverige.

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2.1

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de *systemansvariga* vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvaret för *överföringsanläggningarna* innehas i Finland av Fingrid. I Sverige innehar SvK *eldriftansvaret*

Eldriftansvarsgränserna gällande 400 kV förbindelserna ligger på gränsen mellan Finland och Sverige. *Eldriftansvarsgräns* gällande Fenno-Skan ligger vid kabelns anslutning i terminalen i Rihtniemi, Finland.

3.3 Kopplingsansvarig

Anläggning	svensk sida	finsk sida
-------------------	--------------------	-------------------

Petäjäskoski – Letsi	Driftcentral i Sollefteå (DCSO)	Tavastehus nätcentral
Keminmaa - Svartbyn	Driftcentral i Sollefteå (DCSO)	Tavastehus nätcentral
Fenno-Skan	Driftcentral i Räcksta (DCRÅ)	Tavastehus nätcentral

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning i Finland sker från:

- Tavastehus nätcentral gällande AC-förbindelserna och Fenno-Skan.

Driftövervakning och styrning i Sverige sker från:

- Driftcentral i Sollefteå (DCSO) gällande 400 kV AC-förbindelser.
- Driftcentral i Räcksta (DCRÅ) gällande Fenno-Skan.

3.5 Driftorder

Kopplingar på förbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av SvK.

3.6 Störningshantering

- Då en *gränsförbindelse* tas ur drift kontaktar kontrollrummen omedelbart varandra.
- Vid behov utfärdar kopplingsansvariga nödvändiga kopplingssedlar eller driftorder för att genomföra felsökning och felavhjälpning.
- Kopplingsansvariga utför felsökning i samråd.
- Felavhjälpning kvarstående fel organiseras av kopplingsansvariga i samråd.
- För Fenno-Skan används Beredskapsplanen för felhantering.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2.1

4.1 Överföringskapacitet

4.1.1 AC-förbindelser

Överföringskapaciteten på AC-förbindelserna i norr är beroende av temperaturen i norra Sverige och Finland enligt följande:

- Till Finland (termisk begränsning)

Temperatur °C	< 10	10 - 19	20 - 25	>25
Kapacitet	1 600 MW	1 500 MW	1 400 MW	1 300 MW

- Till Sverige (dynamisk begränsning)

Snitt 1	Max överföring till Sverige
3 000 MW	1 200 MW
3 100 MW	1 100 MW
3 300 MW	1 000 MW

Överföringskapaciteten på bara en 400 kV förbindelse i norr är maximalt:

	Planerat avbrott i den andra förbindelsen	Störning i den andra förbindelsen
Till Finland	700 MW	500 MW
Från Finland	400 MW	400 MW

4.1.2 Fenno-Skan

Överföringskapacitet på Fenno-Skan är kortvarigt max. 600 MW.

Överföringskapaciteten för Fenno-Skan är temperaturberoende, normalt värde är 550 MW. Som *handelskapacitet* används kontinuerligt ett temperaturberoende värde, normalt 550 MW.

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Överföringskapaciteten mellan *delsystemen* fastställs dagligen i samråd mellan Systemdriftcentralen i Helsingfors och SvK-vhi i Nätkontroll i Råcksta.

4.3 Handelskapacitet

Vid bestämning av *handelskapacitet* på AC förbindelserna reduceras *överföringskapaciteten* med en *reglermarginal* på 100 MW. *Handelskapaciteten* för Fenno-Skan är lika med *överföringskapaciteten*, normalt 550 MW. För *handelskapaciteten* fastställs en veckoprognos för kommande vecka. Prognosen skickas till Nord Pool senast tisdag veckan före.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

Driftövervakning och styrning i Finland sker från:

- Systemdriftcentralen i Helsingfors gällande AC-förbindelser och Fenno-Skan.

Driftövervakning och styrning i Sverige sker från:

- SvK-vhi i Nätkontroll i Råcksta gällande 400 kV AC-förbindelser och Fenno-Skan.

Reglering av Fenno-Skan sköts alternerande per kalenderhalvår: första halvåret av Svenska Kraftnäts driftcentral i Råcksta och andra halvåret av Systemdriftcentralen i Helsingfors.

4.5 Avbrottsplanering

Parterna skall i samråd planera avbrott på förbindelserna och i eget nät då sådant avbrott får konsekvenser för *överföringskapaciteten* på förbindelserna.

Planerade avbrott på Fenno-Skan koordineras med övriga HVDC-förbindelser i Norden.

4.6 Störningshantering

Begreppet störningssituation innebär att *överföringskapaciteten* har överskridits på grund av t.ex. bestående ledningsfel eller produktionsbortfall. Om *överföringskapaciteten* inte är överskriden under felen, anses situationen vara normal.

Då en *gränsförbindelse* fränkopplas kontaktar kontrollrummen omedelbart varandra och nedbringar gemensamt överföringen till tillåtna värden.

Under de timmar som störningssituation gäller tillämpas inte förlustminimering. Detta betyder att ingen ersättning för förlustminimeringsnytta ska betalas.

Parterna betalar endast för oaviserad *balanskraft*.

I störningssituation har båda *parterna* rätt att styra Fenno-Skan för att avhjälpa sitt nät. Fenno-Skan kan användas så mycket som anläggningsmässigt är möjligt och som inte utgör någon svårighet i andra *partens* nät.

I en störningssituation ska *parterna* omedelbart kontakta varandra och överenskomma att det gäller störningssituation. I samband med denna ska man också överenskomma hur mycket Fenno-Skan skall regleras och vem som reglerar. Om situationen är mycket allvarlig och situationen samtidigt kan antas vara normal i andra *partens* nät, kan Fenno-Skan styras av den störningsdrabbade utan föregående kontakt. Sådan ensidig styrning får dock uppgå till högst 300 MW räknat från aktuell inställning.

Om Fenno-Skans nödeffektreglering aktiverats anses det också vara störningssituation. Om nödeffektgreppet förorsakar mothandelsbehov hos *part* som inte har *driftstörning* skall Fenno-Skan regleras inom 15 minuter till sådant värde att mothandelsbehovet upphör.

5 Övrigt

5.1 Gränsförbindelsernas överföringskapacitet

Följande dygns *överföringskapacitet* för *gränsförbindelserna* bestäms varje dag. Båda *parterna* informerar andra *parten* i god tid före aktuellt dygn om *överföringskapaciteten* för Fenno-Skan och norra förbindelsen. De värden som är minst blir *överföringskapaciteten*. *Handelskapaciteten* bestäms enligt punkt 4.3.

5.2 Grundfördelning

Grundfördelning bestäms av proportionen mellan vid varje tillfälle fastställd *handelskapacitet* på växelströmsförbindelserna och på Fenno-Skan.

Grundfördelningen skall användas om varken förlustminimering eller användning av andra *partens* lediga kapacitet är aktuell.

Grundfördelningen tillämpas på följande sätt:

- För varje timme summeras planerad elhandel över gränsen.
- Elhandeln fördelas mellan norra förbindelserna och Fenno-Skan enligt grundfördelningen.
- Elbas- och effektkrafthandel över gränsen ingår ej i grundfördelningen.

Om endera *parten* behöver begränsa AC-förbindelsen eller Fenno-Skan på grund av interna begränsningar, exempelvis snitt 1, 2 eller P1, används ändå normala kapaciteten för AC-förbindelsen och Fenno-Skan vid beräkningen av grundfördelningen

5.3 Förlustminimering (Fenno-Skan optimering)

Vid förlustminimering styrs Fenno-Skan så att överföringsförlusterna i finska och svenska stamnäten minimeras. Den nytta som då erhålls delas lika mellan Fingrid och SvK genom ekonomisk gottgörelse två gånger om året.

5.3.1 Förlustminimeringsmodell

Modellen för förlustminimering bygger på att SvK och Fingrid beräknar nät-förlusterna som funktion av överföringen på Fenno-Skan. Kurvorna beräknas med aktuellt driftläge och konstant nettohandel. Kurvorna sänds till det andra företaget och adderas för att erhålla minimipunkten som ger ett börvärde för Fenno-Skan.

Priset på energi som används i förlustminimering skall vara områdespris Sverige i Nord Pool:s elspotmarknad. *Parterna* skall uppge priserna i svenska kronor.

5.3.2 Fördelning av nyttan

Totala nyttan för systemet under en timme definieras som positiv differens mellan de beräknade totala systemkostnaderna vid grundfördelningen och vid verkliga börvärdet. Normalt används minimumpunkten som börvärde.

Totala nyttan skall fördelas enligt 50/50 principen, båda *parterna* skall ha lika stor nytta av förlustminimeringen. Nyttofördelning sker enligt följande: först kalkyleras totala nyttan så som presenterats ovan. Efter detta kalkyleras Fingrids nytta som skillnaden mellan Fingrids förlustkostnader i grundfördelningen och vid det verkliga börvärdet. På samma sätt beräknas SvK:s nytta. I efterhand kompenserar endera *parten* den andra *parten* så mycket att SvK:s nytta ökad/minskad med kompensation är samma som Fingrids nytta ökad/minskad med kompensation.

Kompensering sker två gånger om året, i början av januari och i början av juli om *parterna* inte kommer överens om något annat. Fingrid upprättar faktura.

5.4 Användning av andra partens lediga kapacitet

Båda länderna har förbundit sig att internt mothandla vid överföringsbegränsningar i det egna nätet vid *normal drift*, detta gäller i *driftfasen*. *Part* som

får problem inom sitt nät på grund av förlustminimering har rätt att utan kostnad ändra effektfördelningen inom intervallet [grundfördelning,optimum]. Om det ändå finns mothandelsbehov i någonderas nät skall Systemdriftcentralen i Helsingfors och SvK-vhi Nätkontroll i Råcksta överenskomma om omfördelning enligt följande.

5.4.1 Internt mothandelsbehov i Fingrids nät

Om det är internt mothandelsbehov i Fingrids nät och det finns ledig kapacitet i SvK:s nät kan Systemdriftcentralen i Helsingfors och SvK-vhi Nätkontroll i Råcksta överenskomma om användning av SvK:s nät för att avlasta Fingrids överföringar. I överenskommelsen skall följande saker framgå:

- nya börvärden för norra förbindelserna och Fenno-Skan
- transiteringsbeloppet=mängden utanför intervallet [grundfördelning,optimum].

Efteråt skall Fingrid kompensera SvK för användning av SvK:s kapacitet. Kompenseringen kalkyleras som produkten av transiteringspriset och transiteringsbeloppet. Transiteringspriset är tills vidare bestämt till 30 SEK/MWh om inte annat överenskommes mellan *parterna*.

5.4.2 Internt mothandelsbehov i SvK:s nät

Om det är internt mothandelsbehov i SvK:s nät och det finns ledig kapacitet i Fingrids nät kan Systemdriftcentralen i Helsingfors och SvK-vhi Nätkontroll i Råcksta överenskomma om användning av Fingrids nät för att avlasta SvK:s överföringar. I överenskommelsen måste följande saker framgå:

- nya börvärden för norra förbindelserna och Fenno-Skan
- transiteringsbeloppet = mängden utanför intervallet [grundfördelning,optimum]

Efteråt skall SvK kompensera Fingrid för användning av Fingrids kapacitet. Kompenseringen kalkyleras som produkten av transiteringspriset och transiteringsbeloppet. Transiteringspriset är tills vidare bestämt till 30 kr/MWh om inte annat överenskommes mellan *parterna*.

5.4.3 Mothandelsbehov i båda parternas nät

Om båda *parterna* har *flaskhalssituation* samtidigt skall nettohandeln fördelas mellan förbindelserna så som i grundfördelningen. Men om ländernas mothandelskostnader avviker mycket och kontrollrummen överenskommer om kostnadsfördelning kan annan effektfördelning användas.

Samdrift mellan de norska, finska och svenska delsystemen på Nordkalotten

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga reglerar de särskilda förhållanden som följer av att det inte sker separat handel över förbindelsen Ivalo-Varangerbotn. Kapaciteten ska istället ingå i handelsutrymmet för Nord Pool:s elspotmarknad mellan Norge-Sverige och Sverige-Finland.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Norge-Finland

Överföringsanläggningar som i båda ändar ägs/innehas av *systemansvariga*:

Anläggning	Spänning kV	Avräkningspunkt
Ivalo-Varangerbotn	220 kV AC	Varangerbotn

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de *systemansvariga* vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvarig på norsk sida är Statnett och på finsk sida Fingrid. *Eldriftansvarsgränsen* ligger på gränsen mellan Finland och Norge.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

Ledning	Norge	Finland
Ivalo-Varangerbotn	Regioncentralen i Alta	Tavastehus nätcentral

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Enligt 3.3.

3.5 Driftorder

Kopplingar på förbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av den part som har avbrottsbehov. Den parten som upprättar driftorder är också kopplingsansvarig.

3.6 Störningshantering

3.6.1 Gränsförbindelse löser – hantering

Vid störningar skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

3.6.2 Kopplingssedel/driftorder

Samma som under 3.5.

3.6.3 Felsökning

Initial felsökning sker olika från fall till fall. Generellt är respektive anläggningsägare ansvarig att felsöka.

3.6.4 Felavhjälpning kvarstående fel

När felet har lokaliserats ombesörjer respektive anläggningsägare felavhjälpning.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2

4.1 Överföringskapacitet

4.1.1 Från Norge till Finland

Överföringskapaciteten varierar mellan 50-130 MW beroende på var sektioneringspunkten i Norge är belägen och överföringssituationen i Finland.

4.1.2 Från Finland till Norge

Överföringskapaciteten är 100 MW från Finland till Norge.

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Utväxling av *effektkraft* avtalas vid varje tillfälle mellan Statnett och Svenska Kraftnät och mellan Fingrid - Svenska Kraftnät.

Statnett hanterar överföringen på *gränsförbindelsen* genom omfördelning av produktion och sektionering i Norge så att *överföringskapaciteten* inte överskrids. Fingrid bekräftar den dagliga *överföringskapaciteten*.

4.3 Handelskapacitet

Handelskapaciteten ingår i handelsutrymmet för Nord Pool:s elspotmarknad mellan Norge - Sverige och mellan Sverige - Finland.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

I Finland sker *driftövervakning* från Systemdriftcentralen i Helsingfors. *Styrning* sker från Tavastehus nätcentral efter tillstånd från systemdriftcentralen.

I Norge sker *driftövervakning och styrning* från Regioncentralen i Alta efter tillstånd från Landscentralen i Oslo.

4.5 Avbrottsplanering

Avbrottsplanering och underhåll koordineras i samband med Fingrids Systemdriftcentral i Helsingfors/Uleåborg regioncentral och Statnetts Landscentral i Oslo/driftcentral i Alta.

4.6 Störningshantering

Begreppet störningssituation betyder att *överföringskapaciteterna* har överskridits på grund av t.ex. bestående ledningsfel eller produktionsbortfall. Om *överföringskapaciteterna* inte är överskridna under felen, anses situationen vara normal.

Vid störningar skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

5 Övrigt

5.1 Avräkning

Avräkning av kraftutväxling mellan Norge och Finland skall utföras efter följande princip:

- Kraftutväxlingen över linjen Ivalo - Varangerbotn skall för Statnetts del ingå i den totala utväxlingen mellan Statnett och Svenska Kraftnät.
- Kraftutväxlingen över linjen Ivalo - Varangerbotn skall för Fingrids del ingå i den totala utväxlingen mellan Fingrid och Svenska Kraftnät.

Avräkningen utförs enligt separata bilaterala avtal mellan Statnett och Svenska Kraftnät, och mellan Fingrid och Svenska Kraftnät.

5.2 Informationsutväxling

Statnett ansvarar för att Fingrid och Svenska Kraftnät får dygnsprognos för överföringar på linjen Ivalo - Varangerbotn.

Samdrift mellan de norska och västdanska delsystemen på likströmsförbindelserna Skagerrak pol 1, 2 och 3

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga beskriver driften av likströmsförbindelserna mellan Norge och Västdanmark.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Norge-Västdanmark

Anläggning	Spänning kV	Avräkningspunkt
Kristiansand-Tjele SK1, SK2	250 kV DC	Kristiansand 300 kV DC
SK3	350 kV DC	Kristiansand 300 kV DC

Tillsammans utgör SK1, SK2 och SK3 Skagerrakförbindelsen.

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de *systemansvariga* vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvaret för överföringsanläggningarna innehas i Västdanmark av Eltra och i Norge av Statnett. Eldriftansvaret regleras i driftsavtalen mellan Eltra och Statnett.

Eldriftansvarsgräns för förbindelserna är på dansk sida av sjökabeln vid Bulbjerg i Jylland.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

3.3.1 Kopplingar

Vid avbrott på HVDC-förbindelserna skall det, innan arbetstillåtelse kan utskickas, utväxlas en skriftlig bekräftelse mellan Statnetts Regioncentral i Oslo och Eltras kontrollrum Tjele om att HVDC-frånskiljarna är öppna och att ledningen är ändpunktsjordad samt blockerad för tillkoppling.

3.3.2 Kopplingsansvarig

På dansk sida ges kopplingstillstånd för till- och fränkoppling av strömriktarstationerna av Eltras kontrollrum i Skærbæk, medan tillstånd för alla kopplingar och arbetstillstånd på HVDC-sidan av anläggningarna ges av den lokala driftsledningen i Tjele.

På norsk sida ger Statnetts Regioncentral i Oslo kopplingstillstånd, och utställer arbetsstillstånd på norsk sida.

Kopplingar i AC-anläggningarna sker normalt från Eltras kontrollrum i Skærbæk och från Statnetts Regioncentral i Oslo. Kopplingar i HVDC-anläggningarna efter att dessa är fränkopplade från AC-nätet sker från Kristiansand och Tjele.

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning i Västdanmark sker från:

- Eltras kontrollrum i Skærbæk eller Tjele.

Driftövervakning och styrning i Norge sker från:

- Statnetts Regioncentral i Oslo.
- De tre polerna kan drivas var för sig.

3.5 Driftorder

Före planerat avbrott på HVDC-förbindelserna skall skriftlig bekräftelse utväxlas mellan Statnetts Regioncentral i Oslo och Eltras kontrollrum i Tjele. Avbrottsplanering för förbindelserna sker enligt 4.5.

3.6 Störningshantering

Fel som medför fränkoppling av förbindelse hanteras i samråd enligt interna instruktioner. För felsökning och felavhjälpling finns särskild beredskapsplan för sjökablar.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2

4.1 Överföringskapacitet

Överföringskapaciteten på förbindelserna är beroende av temperaturen i luft, kabelschakt och jord.

SK1, SK2: Tekn. min 10 MW/pol
SK3: Tekn. min 13 MW

Nominell (500 + 40) MW
Nominell 500 MW

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Överföringskapaciteten mellan Västdanmark och Norge skall löpande fastställas gemensamt av *parterna*. Vid intakta anslutande nät bestäms *överföringskapaciteten* av den termiska kapaciteten på anläggningarnas komponenter. Den termiska överlastförmågan som medges genom övervakningsutrustningar skall kunna utnyttjas vid behov enligt särskilda instruktioner. För eventuella

begränsningar i de anslutande växelströmsnäten svarar Eltra för underlag på västdansk sida och Statnett för motsvarande på norsk sida.

4.3 Handelskapacitet

Den normala *handelskapacitet* i "bipolär drift":

950 MW från Eltra -> Statnett

1 000 MW från Statnett -> Eltra

Ovanstående gäller när Kristiansand är utväxlingspunkt (50 MW förluster).

Följande dygns *handelskapacitet* bestäms varje dag. Likaså fastställs en vecko-prognos för kommande veckas *handelskapacitet*. Prognosen anmäls till Nord Pool senast tisdagen veckan innan. *Handelskapaciteten* kan vara begränsad av linjearbeten, produktion i anslutningsområdet, revisionsarbeten, m.m.

Båda *parterna* informerar andra *parten* i god tid före aktuellt dygn om *överföringskapacitet* sett från respektive sidor. De värden som är lägst utgör grund för fastställande av *handelskapacitet*.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

Driftövervakning och styrning i Västdanmark sker från:

- Eltras kontrollrum i Skærbæk.

Driftövervakning och styrning i Norge sker från:

- Statnetts Landscentral i Oslo.

De tre polerna kan drivas var för sig.

4.4.1 Kraftflödet och fördelning mellan polerna

Fördelning av kraftflödet mellan polerna skall bestämmas löpande mellan *parterna* med hänsyn till minimum elektrodströmmar, förlustminimering eller andra tekniska omständigheter i polerna eller i överföringsnäten på respektive sida.

För att minimera förluster och elektrodströmmar skall följande eftersträvas vid resulterande utväxling:

≥ 75 MW i > 2 timmar fördelas effekten med 42 % på SK1, 2 och 58 % på SK3. Gäller även vid "monopoldrift".

< 75 MW används SK3 ensam.

Vid speciella driftlägen kan andra driftformer avtalas.

4.4.2 Reglering av förbindelsen

Reglering av Skagerrakförbindelsen efter avtalade *utväxlingsplaner* sker tills vidare från dansk sida. Eltra är ansvarig för egen *balansreglering* mot Norge. Regleringen sker principiellt efter en effektplan med rampvisa övergångar mellan olika effektnivåer.

Planerna utfärdas som effektplaner i hela MW för varje 5 min värden. Förbindelsen regleras efter denna effektplan linjärt från effektvärde till effektvärde.

Effektplanen bestäms enligt de energi- och effektplanavtal som ligger till grund för utnyttjandet av Skagerrakförbindelsen.

Planlagd effektereglering i *driftfasen* är fastlagd till max. 30 MW/min.

4.5 Avbrottsplanering

Avbrott på förbindelserna och i eget nät som påverkar *överföringskapaciteten* ska planeras i samråd mellan *parterna*.

Planering och underhåll koordineras mellan respektive driftledning.

Revisionsplanering koordineras med övriga HVDC-förbindelser i Norden.

4.6 Störningshantering

4.6.1 Allmänt

Skagerrakförbindelsen är av stor betydelse för Norge och Danmark och avbrott p.g.a. störning medför därför i allmänhet stora ekonomiska förluster. Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

Driftstörningsautomatik finns installerad i Kristiansand och Tjele som kan träda i funktion vid störningar på det norska eller jylländska nätet.

4.6.2 Nödeffekt.

Nödeffekt är regleråtgärder som initieras manuellt (stödeffekt) eller automatisk genom att styrsignal överförs till omriktarstationerna via telekommunikationer.

Båda sidor har rätt att initiera manuell *stödeffekt* vid oförutsedda produktionsbortfall, vid nätstörning eller vid andra *driftstörningar*.

Manuell *stödeffekt* utan föregående avisering får aktiveras inom 100 MW och 100 MWh/dygn. Innan aktivering därutöver sker skall avisering och godkännande ske mellan Eltras kontrollrum i Skærbæk och Statnetts Landscentral i Oslo.

4.6.3 Systemvärn

I likströmsanläggningarna utgörs *systemvärnen* av nödeffektinställningar i strömriktarstationerna. Aktiveringskriterier kan vara lokalt uppmätt frekvens och spänning eller genom telekommunikation utifrån tillförd signal. Vid aktivering avbryts eventuell pågående normal reglering. Aktivering utöver avtalade gränser och reglering tillbaka till plan får ske först efter motpartens godkännande. (se vidare i bilaga 5 - Systemvärn).

Eltra och Statnett kan vidare ingå avtal om andra former av systemtjänster.

5 Övrigt

5.1 Systemtjänster

5.1.1 Automatisk utlandsreglering (AU)

Automatisk utlandsreglering (sekundär reglering) används för hantering av en automatisk initiering av *balanskraft*. Eltra har rätt att använda automatisk sekundärreglering fram till 2005-12-31.

Vid avvikelser på Tysklandsförbindelsen kan Eltra reglera manuellt eller automatiskt på HVDC-förbindelsen Skagerrak för att reducera avvikelser. Vid avvikelser mellan aktuell och planerad utväxling gäller följande:

Vid avvikelser < 20 MW export eller import medför detta ingen order om reglering till HVDC-förbindelsen.

Vid avvikelser > 20 MW export eller import i mer än 10 sekunder överförs regleringsorder från AU till HVDC-förbindelsen.

Funktionen tillåter reglering på HVDC-förbindelsen på upp till 50 MW inom ± 20 MWh/timme

Sekundär reglering ges som tilläggsorder till aktuell HVDC-effekt och genomförs som momentan reglering. Reglering tillbaka till plan sker linjärt och automatiskt till följande 5 minuts skifte.

5.1.2 Överföringsutrymme för driftreserver

För automatisk eller manuell aktivering av *driftreserver* kan tillgänglig *överföringskapacitet* utnyttjas.

Reglermarginal upprätthålls efter avtal *parterna* emellan med hänsyn till utväxling av systemtjänster. *Parterna* har rätt att utnyttja ledig *överföringskapacitet* till överföring av *systemtjänster*. Inställningsvärden, effektgränser m.m. avtalas bilateralt.

5.2 Avräkning

Eltra hanterar balansavräkningen.

Samdrift mellan det västdanska och svenska delsystemen på likströmsförbindelserna Konti-Skan 1 och 2

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga beskriver likströmsförbindelserna mellan Sverige och Västdanmark.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Sverige-Västdanmark

Anläggning	Spänning kV	Avräkningspunkt
KS1		
Stenkullen-V. Hassing	250 kV DC	V. Hassing 150 kV AC
KS2		
Lindome-V. Hassing	285 kV DC	V. Hassing 400 kV AC

Tillsammans utgör KS1 och KS2 Konti-Skanförbindelsen.

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de systemansvariga vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvaret för överföringsanläggningarna innehas i Västdanmark av Eltra och i Sverige av Svenska Kraftnät. Eldriftansvaret och eldriftansvarsgränserna för *överföringsanläggningarna* regleras i anläggningsavtal mellan Eltra och SvK.

Eldriftsansvarsgränsen mellan Svenska Kraftnät och Eltra ligger på Läsö Öst, vid övergången sjö – strandkabel.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

Vid arbete mellan Stenkullen och XL1-F på Läsö Öst eller Lindome och XL2-F på Läsö Öst skall Driftcentralen i Räcksta (DCRÅ) vara kopplingsansvarig för hela förbindelsen fram till Vester Hassing.

Vid arbete på de danska delarna av förbindelsen är Eltras kontrollrum i Vester Hassing kopplingsansvarig för hela förbindelsen fram till Stenkullen eller Lindome.

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning sker från Eltras driftcentral i Skærbæk eller Vester Hassing och Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ).

- De två polerna kan drivas var för sig. För att minimera elektrodströmmen skall det eftersträvas att pol 2 är i drift samtidigt som pol 1 och strömmässigt är i balans med denna.

3.5 Driftorder

Kopplingar på förbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av Svenska Kraftnät. Eltra kvitterar mottagandet.

3.6 Störningshantering

3.6.1 Gränsförbindelse löser – hantering

Vid störningar skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

3.6.2 Kopplingssedel/driftorder

Vid fel som kräver kopplingar vilka påverkar *gränsförbindelsen* informeras Eltra respektive Svenska Kraftnät innan ev. kopplingar sker. Vid kopplingar i det svenska stamnätet upprättas kopplingssedel/driftorder av Svenska Kraftnät.

3.6.3 Felsökning

Initial felsökning sker olika från fall till fall. Generellt är respektive anläggningsägare ansvarig att felsöka. För felsökning finns särskild beredskapsplan för sjökablar upprättad.

3.6.4 Felavhjälpning, kvarstående fel

När felet har lokaliserats ombesörjer respektive anläggningsägare felavhjälpning. För felavhjälpning finns särskild beredskapsplan för sjökablar upprättad.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2

4.1 Överföringskapacitet

Överföringskapaciteten på förbindelserna är beroende av temperaturen i luft och jord.

KS1 Tekn min 25 MW	Nominell 240 +20 MW
KS2 Tekn min 9 MW	Nominell 370 MW

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Överföringskapaciteten mellan Jylland och Sverige skall löpande fastställas gemensamt av *parterna*. Vid intakta anslutande nät bestäms *överföringskapaciteten* av den termiska kapaciteten på anläggningarnas komponenter. Den termiska överlastförmågan som medges genom övervakningsutrustningar skall kunna utnyttjas vid behov enligt särskilda instruktioner. Tekniska data för anläggningarnas *överföringskapacitet* redovisas i gällande anläggningsavtal mellan Eltra och SvK.

För eventuella begränsningar i de anslutande växelströmsnäten svarar Eltra för underlag på västdansk sida och SvK för motsvarande på svensk sida.

4.3 Handelskapacitet

Den normala *handelskapaciteten* i bipolär drift:

610 MW från Eltra -> SvK
580 MW från SvK ->Eltra

Ovanstående gäller när V. Hassing är utväxlingspunkt (30 MW förluster).

Följande dygns *handelskapacitet* bestäms varje dag. Likaså fastställs en veckoprognos för kommande veckas *handelskapacitet*. Prognosen anmäls till Nord Pool senast tisdagen veckan innan. *Handelskapaciteten* kan vara begränsad av linjearbeten, produktion i anslutningsområdet, revisionsarbeten, m.m.

Båda *parterna* informerar andra *parten* i god tid före aktuellt dygn om *överföringskapaciteten* sett från respektive sidor. De värden som är minst blir *handelskapaciteten*.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

Driftövervakning och styrning sker från Eltras driftcentral i Skærbæk och SvK-vhi i Nätkontroll i Råcksta.

4.4.1 Kraftflödet och fördelning mellan polerna

De två polerna kan drivas var för sig, för att minimera elektrodströmmen skall det eftersträvas att pol 2 är i drift samtidigt som pol 1 och strömmässigt är i balans med denna. Fördelning av kraftflödet mellan polerna skall bestämmas fortlöpande mellan *parterna* med hänsyn till minimum elektrodströmmar, förlustminimering, andra tekniska omständigheter i polerna eller överföringsnäten på respektive sida.

För att minimera förluster och elektrodströmmar skall följande eftersträvas vid resulterande utväxling:

- > ca 100 MW fördelas effekten lika på KS1 och KS2
- < 100 MW används KS2 ensam

Vid speciella driftlägen kan annan fördelning överenskommas.

4.4.2 Reglering av förbindelsen

Reglering av Konti-Skan förbindelserna efter avtalade *utväxlingsplaner* sker tillsvidare från dansk sida. Eltra är ansvarig för egen *balansreglering* mot Sverige.

Regleringen sker principiellt efter en effektplan med rampvisa övergångar mellan olika effektnivåer. Planerna utfärdas som effektplaner i hela MW för varje 5 minuters planvärden. Förbindelserna regleras efter denna effektplan linjärt från effektvärde till effektvärde.

Effektplanen bestäms enligt de energi- och effektplansavtal som ligger till grund för utnyttjandet av Konti-Skan förbindelsen.

4.5 Avbrottsplanering

Parterna skall i samråd planera avbrott på själva förbindelsen och i eget nät när avbrottet får konsekvenser för *överföringskapaciteten* på förbindelsen.

Driftplanering och underhåll koordineras mellan SvK:s Driftavdelning och Eltra Skærbæk.

Revisionsplanering koordineras med övriga HVDC-förbindelser i Norden.

4.6 Störningshantering

4.6.1 Allmänt

Konti-Skan förbindelsen är av stor betydelse för Sverige och Danmark och avbrott p.g.a. störning medför därför i allmänhet stora ekonomiska förluster. Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

Driftstörningsautomatik finns installerad i Stenkullen och Vester Hassing som kan träda i funktion vid *driftstörningar* på det svenska eller jylländska nätet.

4.6.2 Nödeffekt

Nödeffekt är regleråtgärder som initieras manuellt (*stödeffekt*) eller automatiskt genom att styrsignal överförs till omriktarstationerna via telekommunikationer.

På västdansk sida har Eltra rätt att initiera manuell *stödeffekt* vid störningar i kraftbalansen eller i överföringsnätet.

På svensk sida har SvK rätt att initiera manuell *stödeffekt* vid störningar i kraftbalansen eller i *överföringsnätet*. SvK kan ge Vattenfall Regionnät AB rätt att initiera *driftreserven* vid störningar i det regionala nätet i västra Sverige.

Manuell *stödeffekt* mindre än 100 MW och 100 MWh/dygn får aktiveras utan föregående avisering. Innan aktivering därutöver sker skall avisering och godkännande ske mellan kontrollrumspersonal hos Eltra och SvK-vhi i Nätkontroll i Räcksta.

4.6.3 Systemvärn

I likströmsanläggningarna finns *systemvärn* i form av nödeffektfunktion installerade. Aktiveringskriterier för *nödeffekt* kan vara lokalt uppmätt frekvens och spänning eller genom telekommunikation utifrån tillförd signal. Vid aktivering avbryts eventuell pågående normal reglering. Aktivering utöver avtalade gränser och reglering tillbaka till plan får ske först efter motpartens godkännande. (Se vidare i bilaga 5 - Systemvärn).

5 Övrigt

5.1 Systemtjänster

5.1.1 Automatisk utlandsreglering (AU)

AU¹ används för hantering av en automatisk initiering av *balanskraft*.

Vid avvikelser på Tysklandsförbindelsen, kan Eltra reglera manuellt eller automatiskt på HVDC-förbindelsen Kontiskan för att reducera avvikelserna.

Vid avvikelser mellan aktuell utväxling och planerad gäller följande:

¹ Funktionen är tillsvidare fränkopplad

Vid avvikelser < 20 MW export eller import medför detta ingen order om reglering till HVDC-förbindelsen.

Vid avvikelser > 20 MW export eller import under mer än 10 sekunder överförs regleringsorder från AU till HVDC-förbindelsen.

AU-funktionen tillåter reglering på HVDC-förbindelsen Konti-Skan på upp till 50 MW.

AU-reglering ges som tilläggsorder till aktuell HVDC-effekt och genomförs som momentan reglering. Reglering tillbaka till plan sker linjärt och automatiskt vid följande kvartsskifte.

AU-funktionen aktiveras endast för KS2.

5.1.2 Överföringsutrymme för driftreserver

För automatisk eller manuell aktivering av *driftreserver* kan tillgänglig *överföringskapacitet* utnyttjas.

Reglermarginal upprätthålls efter avtal *parterna* emellan med hänsyn till utväxling av *systemtjänster*. *Parterna* har rätt att utnyttja ledig *överföringskapacitet* för överföring av *systemtjänster*. Inställningsvärden, effektgränser m.m. avtalas bilateralt.

5.2 Avräkning

Eltra hanterar balansavräkningen.

Samdrift mellan de östdanska och svenska delsystemen på växelströmsförbindelserna över Öresund och till Bornholm

1 Bakgrund

Delsystemen i Norge, Sverige, Finland och Östdanmark är synkront sammankopplade. *Delsystemet* i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Denna bilaga beskriver driften av växelströmsförbindelsen över Öresund och till Bornholm.

2 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Östdanmark och Sverige

2.1 Överföringsanläggningar som i båda ändar ägs/innehas av systemansvariga

Anläggning	Spänningsnivå	Avräkningspunkt
Hovegaard - Söderåsen (FL25)	400 kV	Söderåsen
Gørlose - Söderåsen (FL23)	400 kV	Gørlose

Ägarförhållandena för anläggningarna framgår av "Anlægsaftalen for 400 kV forbindelserne" mellan Svenska Kraftnät och Elkraft Transmission daterade den 12 december 2001.

Svenska Kraftnät äger tre enfaser 400 kV kablar som ingår i FL23, kablarna K4001, K4002 och K4003, mellan Kristinelund och Ellekilde Hage inklusive motsvarande andel tillhörande oljeutrustning i Kristinelund och Ellekilde Hage. Ägogränsen mellan helägda danska och svenska anläggningar utgörs av skarvpunkterna mellan land- och sjökablar på dansk sida. Kabelmuffarna tillhör de svenskägda anläggningarna. Samma gräns gäller på såväl den danska som den svenska sidan för den gemensamt ägda reservkabeln K4004.

En enfaser 400 kV kabel K4004 mellan Kristinelund och Ellekilde Hage inklusive motsvarande andel tillhörande oljeutrustning i Kristinelund och Ellekilde Hage ägs till 50 % av Svenska Kraftnät och till 50 % av Elkraft Transmission.

Elkraft Transmission äger tre enfaser 400 kV kablar som ingår i FL25, kablarna K4005, K4006 och K4007, mellan svensk strand och Ellekilde Hage med tillhörande oljeutrustning i Kristinelund och Skibstrupgaard. Ägogränsen mellan danskägda och svenskägda anläggningar utgörs av skarvpunkterna mellan sjö- och landkablar på svensk sida. Kabelmuffarna tillhör de danskägda anläggningarna.

2.2 Övriga överföringsanläggningar

Anläggning	Spänningsnivå	Avräkningspunkt
Teglstrupgaard 1 - Mörarp	130 kV	Mörarp
Teglstrupgaard 2 - Mörarp	130 kV	Teglstrupgaard
Hasle, Bornholm - Borrby	60 kV	Borrby

Ägarförhållandena för 130 kV förbindelserna framgår av "Anlægsaftalen for 132 kV forbindelserna" mellan Sydkraft och Elkraft Transmission daterade den 13 maj 2002.

Ägarförhållandena för anläggningarna framgår av "Anlægsaftale for 60 kV forbindelsen" mellan Sydkraft och Østkraft.

3 Elsäkerhet för anläggningar enligt 2.1

3.1 Allmänt

Den gemensamma grunden för elsäkerhetsarbetet hos de *systemansvariga* företagen inom Nordel utgörs av europastandarden för skötsel av elektriska starkströmsanläggningar -EN 50 110 som reglerar organisation och arbetsmetoder. Utöver standarden finns nationella föreskrifter och särskilda anvisningar som innebär vissa inbördes skillnader mellan de *systemansvariga* vad avser den elsäkerhetsmässiga hanteringen av driftfrågor.

3.2 Eldriftansvar/Driftledning

Eldriftansvarig för 400 kV Öresundsförbindelsen på dansk sida är NESAs och på svensk sida Svenska Kraftnät.

Eldriftansvarsgränserna är samma som ägränserna, se punkt 2.1.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

Kopplingsansvarig/driftledare för Öresundsförbindelsen på dansk sida är NESAs Netcen och på svensk sida Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ).

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning på 400 kV, sköts på dansk sida av NESAs Netcen och på svensk sida av Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ).

3.5 Driftorder

Kopplingar på förbindelserna sker efter överenskommelse mellan Svenska Kraftnät och Elkraft System.

Kopplingar på förbindelserna i Sverige genomförs enligt driftorder som upprättas Svenska Kraftnät. NESAs kvitterar mottagandet.

Kopplingar på förbindelserna i Danmark genomförs enligt driftorder som upprättas av NESAs.

3.6 Störningshantering

3.6.1 Gränsförbindelse löser – hantering

Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

3.6.2 Kopplingssedel/driftorder

Vid fel som kräver kopplingar vilka påverkar *gränsförbindelsen* informeras Elkraft System respektive Svenska Kraftnät innan ev. kopplingar sker.

Vid kopplingar i det svenska stamnätet upprättas kopplingssedel/driftorder av Svenska Kraftnät.

Vid kopplingar i det danska stamnätet upprättas kopplingssedel/driftorder av NESAs.

3.6.3 Felsökning

Initial felsökning sker olika från fall till fall. Generellt är respektive anläggningsägare ansvarig att felsöka. För felsökning finns särskild beredskapsplan för sjökablar upprättad.

3.6.4 Felavhjälpning, kvarstående fel

När felet har lokaliserats ombesörjer respektive anläggningsägare felavhjälpning. För felavhjälpning finns särskild beredskapsplan för sjökablar upprättad.

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2.1 och 2.2

4.1 Överföringskapacitet

4.1.1 Överföringskapacitet i MW per kabelförband

Ledning	5 °C	15-20 °C	30 °C
Hovegaard – Söderåsen	830	830	830
Gørløse – Söderåsen	830	830	830
Teglstrupgaard 1 – Mörrarp	182	182	154
Teglstrupgaard 2 – Mörrarp	173	173	157
Hasle, Bornholm - Borrby,	51	51	51

4.1.2 Överföringskapacitet i MW per förbindelse

– Till Östdanmark

Förbindelse	Kapacitet
Öresund (Själland)	1 350
Bornholm	51

– Till Sverige (termisk begränsning)

Förbindelse	Kapacitet
Öresund (Själland)	1 750
Bornholm	51

Överföringskapaciteterna på förbindelserna är systemtekniskt beroende och kan påverkas av aktuell driftsituation på Själland.

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

Överföringskapacitet mellan Östdanmark och Sverige skall dagligen fastställas gemensamt av *parterna*.

4.3 Handelskapacitet

Kapacitetsbestämningen utgår från den samlade *överföringskapaciteten* på 400-, 130-, och 60 kV-*överföringsanläggningarna*. Vid bestämning av *handelskapacitet* på förbindelserna beaktas gällande *reglermarginal* på 50 MW. En veckoprognos för *handelskapaciteten* skall fastställas för kommande vecka.

Kan ett land garantera *mothandel* samt att tillräcklig *snabb aktiv störningsreserv* finns får *handelskapaciteten* ökas.

4.4 Driftövervakning och styrning med avseende på systemdrift

Driftövervakning av gränser och överföringssnitt, som kan påverka utbytet sköts på dansk sida av Elkraft Systems Driftcentrali Ballerup och på svensk sida av SvK-vhi i Nätkontroll i Råcksta.

4.5 Avbrottsplanering

Parterna skall i samråd planera avbrott på förbindelserna och i eget nät om *överföringskapaciteten* på förbindelserna påverkas.

Driftplanering och underhåll koordineras i samråd mellan Elkraft System i Ballerup och Svenska Kraftnät i Råcksta.

Driftplanering och underhåll som påverkar hela det nordiska systemet ska om möjligt koordineras i samråd med samtliga *systemansvariga*.

4.6 Störningshantering

Begreppet störningssituation betyder att *överföringskapaciteten* har överskridits på grund av t.ex. bestående ledningsfel eller produktionsbortfall. Om *överföringskapaciteterna* inte är överskridna under felen, anses situationen vara normal.

Vid *driftstörningar* skall åtgärder enligt utfärdade instruktioner så snart som möjligt återställa förbindelsen till *normal drift*.

5 Övrigt

5.1 Paralleldrift 130 kV

Kraft som går över 130 kV nätet medför inte någon skyldighet till betalning eller annan kostnadsersättning från Svenska Kraftnäts eller Elkraft Systems sida.

5.2 Överföring till Bornholm

I balanshänseende hanteras Bornholm som ingående i det östdanska *delsystemet*. Elkraft System skall svara för att produktionsresurserna på Bornholm kan utnyttjas för allmänna systemdriftbehov på samma sätt som produktionsresurserna i resten av Östdanmark.

5.3 Koordination av snabb aktiv störningsreserv söder om snitt 4

Svenska Kraftnät och Elkraft System skall tillse att det finns tillräcklig med *snabb aktiv störningsreserv* för att klara *dimensionerande fel* med utgångspunkt i varje *delsystems* ansvar för egna reserver. Svenska Kraftnät och Elkraft System skall utväxla information om hur mycket *snabb aktiv störningsreserv* det finns som kan återskapa driftsituationen till *normal drift* efter ett fel.

I *normal drift* samordnar Svenska Kraftnät och Elkraft System *snabb aktiv störningsreserv* i Sydsverige och på Östdanmark efter följande fördelningsregler:

$$(\text{Dimensionerande fel}) \times (\text{egenfel}) / (\text{egenfel} + \text{motpartsfel})$$

Dimensionerande fel = största fel i området söder snitt 4

Egenfel = största fel i eget område söder snitt 4

Motpartsfel = största fel i motpartens område söder snitt 4

I Sverige söder om snitt 4 är det största felet typiskt utfall av:

- Nät del i snitt 4
- Barsebäck 2
- Baltic Cable
- SwePol Link.

I Östdanmark är det största felet typiskt utfall av:

- Block i Avedøreværket eller Asnæsværket
- KONTEK.

5.4 Mothandel

Elkraft System kan överenskomma med Svenska Kraftnät om att *mothandla* i Sverige för att öka *handelskapaciteten* mellan Sverige och Östdanmark. Elkraft System skall härvid ersätta Svenska Kraftnäts samtliga kostnader för *mothandeln*.

Samdrift mellan de norska, svenska och västdanska delsystemen i trekant

1 Överföringsanläggningar som förbinder delsystemen Sverige - Västdanmark - Norge i trekant

Anläggning	Spänning kV	Övrigt
Hasle-Borgvik	400 kV AC	Ingår i Haslesnittet
Halden-Skogssäter	400 kV AC	Ingår i Haslesnittet
Stenkullen-V Hassing	250 kV DC	Konti-Skan 1
Lindome-V Hassing	285 kV DC	Konti-Skan 2
Kristiansand-Tjele 1 och 2	250 kV DC	Skagerrak 1 och 2
Kristiansand-Tjele 3	350 kV DC	Skagerrak 3

2 Principer för fördelning av utväxlingsplaner på förbindelserna

Nord Pool utnyttjar den *handelskapacitet* som de *systemansvariga* fastställer i syfte att undvika prisskillnader mellan *elspotområden*

Eltra fastställer en *handelskapacitet* till och från *elspotområde* Västdanmark som kan innebära en begränsning av *handelskapaciteten* mellan *elspotområden* Västdanmark - Norge och Västdanmark - Sverige. Fördelningen mellan kablarna sker enligt prorata, beroende på likströmsförbindelsernas *handelskapacitet*. Vid en eventuell prisskillnad mellan områdena omfördelas *handelskapaciteten* så att den ökas från lågprisområde till högprisområde inom ramen för den totala *handelskapaciteten*.

Svenska Kraftnät, Eltra och Statnett är eniga om att *handelsplaner* mellan Västdanmark och det övriga nordiska *delsystem* inte ändras mer än 600 MW från en timme till nästa (detta gäller dels total nettoreglering mellan Västdanmark och Sverige/Norge och dels per enkelförbindelse).

Planlagd ramphastighet på Konti-Skan och Skagerrakförbindelsen är max 30 MW/min.

Baserat på timplaner från Nord Pool utarbetar Eltra preliminära effektplaner på likströmsförbindelserna mot Sverige och Norge med rampvisa övergångar mellan olika effektnivåer med hänsyn till ramphastighet och att minimera nätförlusterna i trekantsförbindelsen. Eltra ansvarar för att planerna tillfredsställer fastlagda krav.

UCTE-systemet har ett krav på att hela regleringen skall vara avslutad inom +/-5 minuter vid tidskiften.

Transit genom Eltras område medför att effektplaner och regleringar för likströmsförbindelserna avspeglar *UCTE*-kravet.

Dessa effektplaner kan sedan omplaneras som följd av utväxling av *effektkraft* antingen bilateralt mellan två av de aktuella *systemansvariga* eller mellan alla tre *systemansvariga*.

Utväxling av lika stora volymer *effektkraft* mellan alla tre *systemansvariga* i en trekant (trekanthandel), nyttjas för att avlasta hårt lastade förbindelser i nätet, skaffa utrymme för reglering av frekvensen samt att minimera behovet av *mothandel*. Alla de tre *systemansvariga* kan ta initiativ till *effektkrafthandel* över de aktuella likströmförbindelserna eller Haslesnittet. Statnett har en samordnande funktion. Trekanthandel kräver godkännande från alle tre *parter*.

Eltra ansvarar för att nya effektplaner på likströmsförbindelserna utarbetas i enlighet med de fastlagda kraven och att övriga *systemansvariga* informeras.

Alla *parter* skall vara informerade om möjlig *överföringskapacitet* på samtliga tre förbindelser för disposition av *balans-* och *effektkraft*.

Hantering av överföringsbegränsningar mellan delsystem

1 Bakgrund

Ledig *överföringskapacitet* skall ställas till förfogande för elmarknadens *aktörer* enligt de generella regler som gäller för överföring mellan *delsystemen*.

Systemansvarig kan p.g.a. *driftsäkerheten* eller förhållanden i eget eller angränsande nät behöva begränsa *överföringskapaciteten* på förbindelserna mellan *delsystemen*.

För *överföringskapaciteten* på *gränsförbindelser* mellan *elspotområden* tillämpas samma prioriteringsregler av samtliga *systemansvariga* i *delsystemen*. Se tabell nedan.

Prioritet		Sverige	Finland	Norge	Östdanmark	Västdanmark
1	Elspot	X	X	X	X	X
2	Elbas	X	X			
3	Timhandel	X	X		X	
4	Balanskraft/ Effektkraft	X	X	X	X	X

I förväg avtalad *effektkraft* mellan *systemansvariga* med anledning av start av *värmekraft* eller liknande, prioriteras före *balanskraft*.

2 Överföringsbegränsningar i planeringsfasen, före avslutad handel på Elspot

- 2.1 Elspot används för att balansera överföringsbegränsningar mellan *delsystemen* i *planeringsfasen*. Inblandade *parter* avtalar dagligt om *handelskapacitet* för utväxling mellan *delsystemen*.
- 2.2 Vid tidsbegränsad reducerad *överföringskapacitet* mellan *delsystemen*, kan de *systemansvariga* komma överens om att använda *mothandel*.
- 2.3 Vid överföringsbegränsning inom ett *elspotområde* är det respektive *systemansvarigs* ansvar att hantera begränsningen genom att använda *mothandel* eller genom att begränsa *handelskapaciteten*.

3 Överföringsbegränsningar i driftfasen, efter avslutad handel på Elspot

- 3.1 I *driftfasen* hanteras reducerad *överföringskapacitet* mellan *delsystemen*, som en följd av att en *driftstörning* inträffat, med hjälp av *mothandel*. Det sker ingen begränsning av *aktörernas* planerade elhandel på Elspot. *Mothandel* sker för resten av innevarande period då handeln på Elspot är fastlagd.

För *Elbashandeln* reduceras *handelskapaciteten* men redan uppgjord handel *mothandlas* resten av innevarande elspotperiod.

För *timhandel* *mothandlas* bara för resten av den timme, när *driftstörningen* inträffat, och efterföljande timme mellan Sverige och Finland och de efterföljande två timmarna mellan Sverige och Östdanmark.

- 3.2 Vid *driftstörning* i den ena *partens delsystem* har den orsakande *parten* det fulla tekniska, ekonomiska och operativa ansvaret för att eliminera verkningarna av händelsen.
- 3.3 Vid *driftstörning* på själva *gränsförbindelserna*, har de *systemansvariga* på båda sidor om förbindelsen det tekniska, ekonomiska och operativa ansvaret för att eliminera verkningarna av händelsen i eget *delsystem*.
- 3.4 Akuta situationer såsom vid generell *effektbrist* eller vid *effektbrist* till följd av *driftstörning* i nät eller *flaskhalssituationer*, då tvångsmässig *förbrukningsfrånkoppling* måste ske, hanteras enligt bilaga 9.

4 Trappning av handelskapacitet

Vid stora förändringar i *överföringskapacitet* mellan två *elspotområden* kan detta medföra stora förändringar i effektlöden från en timme till en annan. Dessa stora förändringar kan vara svåra att reglermässigt hantera. Därför läggs restriktioner på förändringen av *handelskapacitet*, MWh/h, från en timme till nästa. Denna förändring får vara max. 600 MWh/h om inte annat överenskommes.

Regler för hantering av effektbrist vid hög förbrukning, flaskhals eller störning

Inledning

Dessa regler beskriver hur de *systemansvariga* i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* gemensamt skall hantera en eventuell *effektbrist*. Detta skall ske med en så hög *driftsäkerhet* som är möjligt.

Utdrag ur bilaga 1 Definitioner:

Delsystem är det kraftsystem en *systemansvarig* har ansvaret för.

Delsystemets balans räknas som summan av uppmätt fysisk överföring på *gränsförbindelserna* mellan *delsystemen*. Det är således underskott om summan visar att det flyter kraft till ett *delsystem* och överskott om det flyter kraft ut från ett *delsystem*. (Utbyten på *gränsförbindelser* som Finland/Ryssland, SwePol Link, Baltic Cable, Kontek samt Västdanmark/Tyskland skall inte ingå i beräkningen.)

Fara för effektbrist föreligger när prognoser visar att ett *delsystem* inte längre klarar att upprätthålla behovet av *manuell aktiv reserv* som kan aktiveras inom 15 minuter för planeringsperioden.

Effektbrist föreligger i *driftsögonblicket* när ett *delsystem* inte längre kan upprätthålla behovet av *manuell aktiv reserv* som kan aktiveras inom 15 minuter.

Kritisk effektbrist föreligger när förbrukning måste reduceras/frånkopplas utan marknadsmässigt avtal om detta.

Förutsättningar

- Varje *delsystem* är ansvarigt för sin egen balans
- *Systemansvariga* informerar fortlöpande varandra
- Ett *delsystem* med fysiskt överskott behöver inte vidtaga *förbrukningsfrånkoppling* till förmån för *delsystem* med underskott
- *Automatisk aktiv reserv* skall upprätthållas i den omfattning som framgår av bilaga 2 till systemdriftavtalet

- Behovet av *manuell aktiv reserv* (15 min) i varje *delsystem* är normalt lika med eller större än *dimensionerande fel* i varje *delsystem*
- När det föreligger *effektbrist* eller *kritisk effektbrist* reduceras *manuell aktiv reserv* (15 min) under den normala nivån. *Manuell aktiv reserv* (15 min) skall dock inte understiga 600 MW totalt i *synkronsystemet*
- Fysiska *överföringskapaciteter* i nätet skall upprätthållas och en frekvens som inte understiger 50.0 Hz skall eftersträvas
- Varje *systemansvarig* utarbetar instruktioner som uppfyller detta regelverk. Innehållet av instruktionen samordnas mellan de *systemansvariga*.

1 Generell effektbrist utan flaskhals i nätet

1.1 Fara för effektbrist

- *Systemansvarig* skall informera de övriga *parterna* så fort som möjligt. Aktuella åtgärder värderas för att undvika en oacceptabel reduktion av *driftsäkerheten*
- Vid behov informeras marknadsaktörerna. Informationen som distribueras före kl. 11.00 dagen före *driftdygnet* när *effektbrist* kan inträffa skall först sändas ut via Nord Pool Spot. Information som distribueras efter denna tidpunkt, sändes direkt ut från den *systemansvariga* med kopia till *parterna* samt till Nord Pool Spot
- 600 MW eller mer av de dyraste buden i *reglerlistan* öronmärks för *manuell aktiv reserv* (15 min) för varje timme. Vid eventuell risk för att *flaskhalsar* kan uppstå fördelas reserven i samråd mellan *parterna*.

1.2 Effektbrist

- När ett *delsystem* inte längre kan uppfylla behovet av *manuell aktiv reserv* (15 min), informeras de övriga *systemansvariga* så snabbt som möjligt
- Uppgjord handel mellan *aktörer* ligger fast och kan inte ändras
- Svenska Kraftnät och/eller Fingrid kan kräva att gränshandeln i Elbas mellan Sverige och Finland stängs

- Vid behov av uppreglering används bud i *reglerlistan* i prisföljd om inte *reglerkraften* kommer att leda till *flaskhals* i *överföringsnätet* eller är otillgänglig av andra orsaker. Marknadsbaserade bud används före *snabb aktiv störningsreserv*. Den öronmärkta *manuella aktiva reserven* aktiveras dock inte förrän hela den övriga *reglerlistan* är aktiverad. När oväntade *flaskhalsar* uppstår, kan den öronmärkta reserven omfördelas.

1.3 Kritisk effektbrist

- När man närmar sig *kritisk effektbrist* beordras förberedelse för manuell *förbrukningsfrånkoppling* (15 min) i *underskottsområden*. Eventuellt beordras start av *långsam aktiv störningsreserv*
- Om inga nätproblem uppstår, används bud i *reglerlistan* tills endast 600 MW *manuell aktiv reserv* (15 min) finns kvar i *synkronsystemet*. Då aktiveras den och hålls som ökad *frekvensstyrd normaldriftreserv*. Den aktiverade reserven på minst 600 MW omfördelas på snabbt reglerande vattenkraftproduktion i samråd mellan *parterna*
- Samtidigt beordras *förbrukningsfrånkoppling* utan marknadsmässigt avtal. Förväntad aktiveringstid för *förbrukningsfrånkoppling* måste vägas in i beslutet. *Förbrukningsfrånkoppling* sker i det *delsystem* som har det största fysiska underskottet i sin balans. Frånkoppling sker stegvis tills att kravet på 600 MW *manuell aktiv reserv* (15 min) i *synkronsystemet* tillfredsställs
- Vid bedömning av ett *delsystems* balans skall hänsyn tagas till *manuell aktiv reserv* (15 min) som inte är aktiverad. Ett *delsystem* med fysiskt underskott som kan reglera sig i balans behöver inte vidtaga *förbrukningsfrånkoppling*.

2. Effektbrist som orsakas av flaskhals eller störning i nätet

- Aktuellt *delsystem* är ansvarig för åtgärder så länge reglerresurser finns tillgängliga
- Om tiden tillåter beordras förberedelse för *manuell förbrukningsfrånkoppling* (15 min) i *underskottsområden*. Eventuellt beordras start av *långsam aktiv störningsreserv* när man närmar sig *kritisk effektbrist*

- Om det uppstår *flaskhals* inom ett *delsystem* mot ett område med underskott och alla tillgängliga bud i *reglerlistan* utom tillräcklig *manuell aktiv reserv* (15 min) inom området är aktiverade, beordras *förbrukningsfrånkoppling* utanför *reglerlistan*. Frånkoppling sker i det *delsystem* som har det största fysiska underskottet i sin balans och som avhjälper *flaskhalsen*
- Vid bedömning av ett *delsystems* balans skall hänsyn tagas till *manuell aktiv reserv* (15 min) som inte är aktiverad. Ett *delsystem* med fysiskt underskott som kan reglera sig i balans behöver inte vidtaga *förbrukningsfrånkoppling*
- Om det råder stabila förbrukningsförhållanden är behovet för *manuell aktiv reserv* (15 min) inom *underskottsområdet* mindre än om förbrukningen är stigande. Dock skall *manuell aktiv reserv* (15 min) inte understiga 600 MW i *synkronsystemet*.

3 Tillkoppling av förbrukning efter förbrukningsfrånkoppling

- När effektbalansen inom *underskottsområdet* förbättras, tillkopplas förbrukning i små steg. Möjlig ökad förbrukning som konsekvens av frånkopplingen måste tagas i beaktande.

4 Prissättning

- Prissättning av *effektkraft* och *balanskraft* skall ske efter normala principer. Normalt avtalas ingen *effektkraft* utan kraften utväxlas som *balanskraft*. I fall av oenighet om priset skall fastställandet av priser ske i efterhand. Korrigering av olägenheter i prissättningen kan ske genom att i efterhand avtala om *effektkraft*.

Sammankopplade nordiska kraftsystemets samdrift med övriga system

1 Västdanmarks samdrift med UCTE-systemet

1.1 Västdanmarks samdrift med Tyskland

Västdanmark har sedan mitten av 1960-talet varit parallellt kopplat med det tyska högspänningsnätet och därmed varit en del av det synkrona kontinentala systemet *UCTE*. Eltra har varit en del av E.ON Netz *balansområde*, varvid de formella kraven till *UCTE* varit uppfyllda. Oavsett detta, skall Eltra uppfylla alla de krav som *UCTE* ställer. Från den 25 oktober 2001 är Eltra formellt associerad medlem av *UCTE*.

Eltras relation till E.ON Netz är sådan att Eltra icke har något formellt systemdriftavtal med E.ON Netz, men det föreligger ett utkast som är under behandling.

I Tyskland finns det en "Grid Code" för de systemdrifttekniska samarbetsförhållandena mellan de tyska *systemansvariga*.

1.1.1 Systemdriftsamarbete med E.ON Netz

Eltra är förbundet till E.ON Netz över följande förbindelser:

- 220 kV Kassø – Flensburg, *avräkningspunkt* Kassø
- 220 kV Ensted – Flensburg, *avräkningspunkt* Ensted
- 2 st 400 kV Kassø – Audorf, *avräkningspunkt* Kassø.

Överföringskapaciteten är normalt 1 200 MW i båda riktningarna. Med hänsyn till fel på större produktionsanläggningar är den planeringsmässiga *överföringskapaciteten* i nordlig riktning 800 MW.

Eltra och E.ON Netz diskuterar ett systemdriftavtal. Oavsett detta avtal skall Eltra uppfylla följande *UCTE*-krav:

- Bidra i den samlade momentana reserven för det synkrona kontinentala systemet. Andelen bestäms av *dimensionerade fel*, och kravet är i förhållande till *systemansvarigs* produktion i eget område. Se bilag 2 avsnitt 5

- Nätregleringsfunktionen på den dansk-tyska gränsen (denna funktion är idag delvis etablerad)
- Varje område innanför *UCTE* skall kunna klara egen balans
- *Handelsplaner* anges i kvarts- och timenergi
- Energiplanen omräknas till effektplan. För att innehålla energin enligt *handelsplan* påbörjas regleringen fem minuter före till fem minuter efter ett tidskifte
- Frekvensavlastningen är koordinerad.

Rampningskravet för utväxling med E.ON Netz har direkt konsekvens för transiteringen mellan *synkronsystemet* och kontinenten, detta innebär att femminuterskravet direkt överföres till transiteringen, när det sker ändringar i samma riktning vid tidskifte.

1.1.2 Marknadsmässiga förhållanden

Överföringskapaciteten över den dansk-tyska gränsen utnyttjas för marknadsändamål efter följande principer, en detaljerad beskrivning finns på Eltras och E.ON Netz hemsida.

- Årligen och månadsvis bjuds en del av *överföringskapaciteten* i varje riktning ut på auktion. Vinnarna av auktionen får rätt att anmäla bilaterala *handelsplaner* över den dansk-tyska gränsen på morgonen före driftdygnet. Dessa planer är bindande. Icke utnyttjad kapacitet förloras
- Dagligen bjuds den resterande delen av *överföringskapaciteten* i varje riktning ut på auktion. Vinnarna av auktionen har rätt att anmäla bilateral handel över den dansk-tyska gränsen dagen före driftdygnet. Det är inte något krav om att utnyttja kapaciteten.

Det finns en rad formella krav på handelsaktörerna för att kunna delta i auktionen.

1.2 Västdanmarks samdrift med Flensburg

Stadtwerke Flensburg (SWF) har sedan början av 1920-talet haft ett växelströmsmässigt samarbete över den dansk-tyska gränsen. Detta samarbete har i tidens lopp blivit intensivare, så det är nu etablerat en 150 kV-förbindelse mellan Flensburg och Ensted.

Eltra och SWF har ingått ett avtal som reglerar systemdrift och marknadsförhållanden.

1.2.1 Systemdriftsamarbete med SWG

Stadtwerke Flensburg är förbundet till Eltra över följande förbindelser:

- 150 kV Ensted – Flensburg, avräkningspunkt Ensted
- 60 kV förbindelser mellan Kruså och Flensburg.

Överföringskapaciteten är normalt 150 MW i båda riktningarna. SWF har utväxlingsmöjlighet med Slesvig via 60kV-nätet. Utväxlingen styrs via en tvärspänningstransformator.

1.2.2 Marknadsmässiga förhållanden

SWF har en tidsbegränsad prioriterad överföring för utnyttjande av kapaciteten på nätet mellan Eltra och SWF, det vill säga på 150 kV-förbindelsen mellan Flensburg och stationen Ensted.

I SWF:s område finns inga andra marknadsaktörer än SWF som producent. När det kommer andra aktörer, och det blir kapacitetsbegränsningar, skall det införas ett auktionssystem, som svarar till det som idag gäller mellan Eltra och E.ON Netz.

2 Synkronsystemets samdrift med UCTE-systemet

2.1 Synkronsystemets samdrift med Tyskland via Baltic Cable

Baltic Cable är en HVDC-förbindelse mellan Sverige och Tyskland. Förbindelsen går mellan Trelleborg på svensk sida och Lübeck på tysk sida. Baltic Cable AB är ägare av kabelförbindelsen. Delägare är E.ON Scandinavia och Statkraft Europa.

Kapaciteten är 600 MW. Denna kapacitet är idag inte möjlig att utnyttja på grund av begränsningar i det tyska kraftsystemet.

2.1.1 Systemdriftsamarbete med E.ON Netz

Något systemdriftavtal finns inte. De *systemtjänster* som finns är framtagna gentemot Sydkraft Trading AB. Förbindelsen är försedd med en *nödeffekt-funktion*. Det finns också en *systemvärnsfunktion*, vilket ger en högre *överföringskapacitet* i södra Sverige.

2.1.2 Marknadsmässiga förhållanden

Förbindelsen används idag för *elspothandel*. Kostnaderna för utnyttjning regleras genom en tariff. I mån av ledig kapacitet finns det möjlighet för Svenska Kraftnät att göra *effektkraftaffärer* via Sydkraft Trading AB.

2.2 Synkronsystemets samdrift med Tyskland via Kontek

Kontek är en HVDC-förbindelse mellan Östdanmark och Tyskland. Förbindelsen går mellan Bjaeverskov på dansk sida och Bentwich på tysk sida. Elkraft Transmission är ägare till anläggningarna i Danmark och kabelförbindelsen fram till tyska kusten. Vattenfall Europe Transmission är ägare till anläggningarna i Tyskland. Förbindelsen är ansluten till 400 kV nätet på Själland och Tyskland. *Överföringskapaciteten* är 600 MW.

2.2.1 Systemdriftssamarbete med Vattenfall Europe Transmission

Det samlade avtalskomplex (ingånget mellan tidigare VEAG och tidigare ELKRAFT) innehåller såväl regler för systemdrift som disponering. Det finns ännu inte något separat systemdriftsavtal.

Det finns avtal om en *systemvärnsfunktion*, som kan medföra högre överföringsförmåga i södra Sverige.

2.2.2 Marknadsmässiga förhållanden

Förbindelsens *överföringskapacitet* disponeras av Elkraft System och utnyttjas:

Sydlig riktning:

350 MW utnyttjas för ett kraftavtal som löper fram till mitten av 2006.

200 MW utnyttjas för ett kraftavtal som löper under förbindelsens livslängd.

50 MW utnyttjas för *frekvensstyrd störningsreserv*.

Nordlig riktning:

350 MW ställs till marknadens förfogande genom auktion.

200 MW utnyttjas för ett kraftavtal som löper under förbindelsens livslängd.

50 MW utnyttjas för *frekvensstyrd störningsreserv*.

Ej utnyttjad kapacitet ställs till marknadens förfogande genom auktion. ”

Use it or lose it ” gäller för *aktörerna* i den omfattning tidsfristerna i ovan nämnda avtal tillåter detta.

Avräkningspunkt: Bentwich.

2.3 Synkronsystemets samdrift med Polen

SwePol Link är en HVDC-förbindelse mellan Sverige och Polen. Förbindelsen går mellan Karlshamn på svensk sida och Slupsk på polsk sida. SwePol Link AB är ägare av kabelförbindelsen. Ägarförhållandena är:

Svenska Kraftnät	51 %
Vattenfall AB	48 %
Polish Power Grid Company (PPGC)	1 %

Kapaciteten är 600 MW.

Systemansvarig på polsk sida är Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

2.3.1 Systemdriftsamarbete med PSE

Systemdriftsamarbetet regleras genom ett systemdriftavtal. I detta avtal regleras t ex:

- Tekniska gränser
- Avbrottskoordinering
- *Nödeffektfunktioner*
- Utbyte av *handelsplaner*.

Förbindelsen styrs halvårsvis från respektive *systemansvarig*.

2.3.2 Marknadsmässiga förhållanden

SwePol Link AB är ett transmissionsföretag som säljer *överföringskapacitet* på förbindelsen.

Kostnaderna för utnyttjning regleras genom en tariff. Idag utnyttjas större delen av förbindelsens kapacitet genom ett långsiktigt avtal. En mindre del av kapaciteten är inte utnyttjad. I mån av ledig kapacitet finns möjlighet för respektive *systemansvarig* att göra *effektkraftaffärer*.

3 Synkronsystemets samdrift med Ryssland

Elimporten från Ryssland startade 1960. En betydande ökning av importen skedde i början av 1980-talet, då HVDC-stationerna i Viborg och de dubbla 400 kV ledningarna togs i bruk. Den tredje 400 kV ledningen togs i kommersiellt bruk i början av året 2003.

3.1 Systemdriftsamarbete med RAO UES of Russia

Det finska stamnätet är sammankopplat med Ryssland via tre 400 kV ledningar från Viborg (Ryssland) till Yllikkälä och Kymi (Finland). Den systemtekniska *överföringskapaciteten* är 1 400 MW. Överföringen sker via HVDC-stationerna i Viborg och från ett 450 MW gaskraftverk som är i isolerad drift, dvs. synkroniserad med *synkronsystemet*. Därtill finns det två 110 kV förbindelser ägda av privata regionnätsföretag.

Fingrid och RAO UES of Russia har undertecknat ett systemdriftavtal 6 februari 2003, som reglerar de operativa och tekniska relationerna mellan kraftsystemen. Nordels rekommendationer och krav har beaktats.

3.2 Marknadsmässiga förhållanden

På grund av tekniska och kommersiella orsaker, sker handel över förbindelsen endast från Ryssland till Finland. *Handelskapaciteten* är 1 300 MW.

Överföringstjänsten grundar sig på en fast tidsbunden överföring. Den minsta perioden för en överföringsreservering är ett år och den längsta tre år. Import av enskilda *aktörer* kan variera mellan 50 och 300 MW.

Det dagliga timvisa överföringsprogrammet överenskommes dagligen och importen hanteras som en fast leverans i balansavräkningen. Fingrid tar balansansvaret för leveransen.

Fingrid och RAO UES of Russia har kommit överens om att förbindelsen och HVDC-stationerna i Viborg också kan användas för systemtekniska behov. 100 MW har reserverats för detta ändamål. Förbindelsen används för frekvensreglering och kan också användas för *snabb aktiv störningsreserv*.

REGLER FÖR ANSLUTNING (CONNECTION CODE)	2
1. INLEDNING	2
2. ANSLUTNING TILL STAMNÄTET	3
2.1 ELKVALITET (I SYSTEMER ÖVER 110 kV)	3
2.1.1 <i>Frekvens</i>	3
2.1.2 <i>Spänningar och långsamma spänningsvariationer</i>	3
2.1.3 <i>Snabba spänningsvariationer</i>	3
2.1.4 <i>Spänningsdippar</i>	4
2.1.5 <i>Avbrott</i>	4
2.1.6 <i>Överspänningar</i>	4
2.1.7 <i>Spänningsobalans</i>	5
2.1.8 <i>Spänningsövertoner</i>	5
2.1.9 <i>Spänningar med mellantoner</i>	6
2.2 HVDC	6
2.3 ANSLUTANDE NÄT	7
3. PRODUKTION	7
3.1 BEGREPP	7
3.1.1 <i>Typer av produktionsanläggningar</i>	7
3.1.2 <i>Övriga begrepp</i>	8
3.2 GENERELLA KRAV FÖR VÄRMEKRAFT OCH VATTENKRAFT	8
3.2.1 <i>Automatisk frekvensreglering</i>	8
3.2.2 <i>Turbinregulator, settpunkt</i>	9
3.2.3 <i>Tolerans mot frekvensvariationer</i>	9
3.2.4 <i>Tolerans mot spänningsvariationer</i>	10
3.2.5 <i>Egenskaper för generator och spänningsregulator</i>	13
3.2.6 <i>Verifikation</i>	14
3.3 SPECIELLA KRAV FÖR VÄRMEKRAFT > 100 MW	14
3.3.1 <i>Driftegenskaper</i>	14
3.3.2 <i>Effektregleringsutrustningens egenskaper</i>	15
3.3.3 <i>Effektförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet</i>	16
3.3.4 <i>Effektförändringsförmåga vid störningar i elkraftsystemet</i>	17
3.3.5 <i>Husturbindrift</i>	18
3.4 SPECIFIKATIONER FÖR KRAFTVERK < 100 MW	18
3.5 SPECIELLA KRAV FÖR VATTENKRAFT	20
3.6 SPECIELLA KRAV FÖR VINDKRAFT	21

Regler för anslutning (Connection code)

I detta kapitel har följande dokument inkluderats:

Dokument	Status
Nordels anslutningskrav på termiska produktionsanläggningar	Rekommenderande

Följande Nationella dokument finns som hanterar Anslutningsregler:

Dokument	Status
Elkvalitet: Arbetsgruppen har gjort ett försök att sammanställa regelverken i de olika länderna. Ej komplett.	Varierande: Riktlinjer (Sverige, Finland, Norge)
Produktion: Arbetsgruppen har gjort ett försök att komplettera Nordels rekommendation för termiska kraftverk till att gälla för samtliga kraftverkstyper utgående från nationella regelverk:	
Sverige: Driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar (pågående arbete)	Bindande föreskrift (enligt delegation i lag)
Norge: Regelverk för vattenkraft	Riktlinjer
Finland: Anslutningskrav för produktionsanläggningar	Bindande krav och rekommendationer
Danmark: Krav på vindkraftanläggningar (pågående arbete, ej inkluderat)	Bindande krav
Kompletteringen ej fullständig.	

1. Inledning

Syftet är att säkra vissa grundregler för anslutning till transmissionssystemet på icke-diskriminerande villkor.

Anslutningsvillkoren specificerar krav på tekniska minimikrav för att säkra driftsäkerhet i det nordiska elkraftsystemet. Anslutningsvillkoren fastställer de lägsta tekniska krav som en anläggning skall uppfylla för att få tillgång till stamnätet och de lägsta tekniska krav på en anläggning som kan ha betydelse för driftssäkerheten i det nordiska elkraftsystemet. De respektive systemansvariga företagen fastställer nationella krav, som om möjligt skall baseras på i dessa Regler för anslutning angivna minimikrav, men kan vara strängare än dessa.

Regler för anslutning gäller för nybyggda anläggningar eller ombyggnad av redan befintliga anläggningar. Befintliga anläggningar skall bibehålla de egenskaper som de hade då de anslöts till nätet.

2. Anslutning till stamnätet

2.1 Elkvalitet (i systemer över 110 kV)

2.1.1 Frekvens

Den nominella frekvensen är 50 Hz. Under normala driftförhållanden (synkron drift av det nordiska stamnätet) kommer frekvensen typiskt att hålla sig inom 49,9 till 50,1 Hz. Vid driftstörningar kan dock större frekvensavvikelser förekomma. Se pkt. 4.1.2 i Systemdriftsavtalet.

2.1.2 Spänningar och långsamma spänningsvariationer

De nominella spänningarna mellan faserna (U_N) och motsvarande minimala isolationsnivåer för utrustningen (isolationsnivåerna är normalt lägre för kraftledningar) framgår av följande tabell:

Nominell spänning eller märkspänning	Används för transmission i	Högsta driftspänning	Hållspänning för åsköverspänning	Hållspänning för kopplingsöverspänning	50 Hz, 1 min hållspänning
110	Finland	123	550	-	230
132	Danmark, Norge	145	650	-	275
150	Danmark	170	750	-	325
220	Danmark, Finland, Sverige	245	950	-	395
300	Norge	300	1050	850	-
400	Danmark, Finland, Norge, Sverige	420	1425	1050	-

De lägsta driftspänningarna vid respektive spänningsnivå är starkt beroende av de lokala förhållandena. De lägsta värdena nås under driftstörningar och är oftast inte lägre än 90 % av den nominella spänningen.

2.1.3 Snabba spänningsvariationer

Under normala driftförhållanden överstiger en snabb spänningsvariation typiskt inte 5 % av den nominella spänningen.

En snabb spänningsvariation som beror på en enstaka reglerings- eller kopplingsåtgärd får i allmänhet inte överstiga 3 % av den nominella spänningen. Värdet ska dock vara lägre om åtgärden konstant upprepas, t.ex. flera gånger dagligen (det exakta kravet beror på de lokala förhållandena).

Kommentar: En hastig spänningsvariation som ger upphov till en spänning som understiger 90 % av den förutvarande spänning betraktas som en spänningsdipp.

Snabba periodiska spänningsvariationer kallas för flicker och svårighetsgraden för dessa ska mätas med specialinstrument. Målet är att hålla mätvärdet för korttidsflicker (P_{st}) ska understiga värdet 1,0 och att mätvärdet för långtidsflicker (P_{lt}) ska understiga värdet 0,8. Gränsvärdena gäller 95 % av alla uppmätta värden under en tidsperiod på en vecka. Tillåtet flicker på grund av en enda anslutande part är oftast lägre än dessa värden men är starkt beroende av lokala förhållanden.

2.1.4 Spänningsdippar

En spänningsminskning som har en varaktighet på 10 ms till 1 min och ett spänningsfall på mer än 10 % av det befintliga värdet kallas för en spänningsdipp. Det finns inga standardkrav för spänningsdipparnas styrka eller omfattning eftersom de i hög grad beror på nätstrukturen, väderförhållandena, osv. De flesta spänningsdipparna orsakas av jordningsfel. Huruvida sådana spänningsdippar överförs till lägre spänningar eller inte beror på vilka jordningsmetoder som används och transformatoranslutningarna. Spänningsdipparna kan ofta bli djupare och även spridas till större delar av nätet om det förekommer fel i flera faser, något som dock är relativt sällsynt. Varaktigheten för en spänningsdipp beror i hög grad på vilken typ av fel det rör sig om och vilka metoder för reläskydd som används på platsen.

2.1.5 Avbrott

Vid avbrott understiger spänningen vid kundens anslutningspunkt 1 % av den nominella spänningen. Avbrotten kan indelas i planerade avbrott (kunderna informeras i förväg) och avbrott på grund av driftstörningar. Avbrottens negativa effekter skiljer sig kraftigt åt mellan de två olika fallen. Det finns inga normer med fastställda gränsvärden för avbrott.

2.1.6 Överspänningar

Nätfrekventa överspänningar

Jordfel är den vanligaste orsaken till nätfrekventa överspänningar. Under felets förlopp stiger spänningen i normala faser. Spänningen kan stiga upp till 1,8 gånger märkspänningen beroende på vilken jordningsmetod som används i nätet. I praktiken håller sig dock spänningen oftast på en lägre nivå.

Överspänningar orsakade av kopplingar och åska

Inkoppling av shuntkondensatorer och automatisk återinkoppling av ledningar är de vanligaste anledningarna till överspänningar på grund av kopplingsförlopp. Under en kondensatorkoppling kan spänningarna mellan fas och jord, beroende på vilken jordningsmetod som används, nå värden på upp till 1,8 gånger fasspänningens toppvärde (1,8 p.u.). Omkoppling av ledningar, i synnerhet snabb automatisk återinkoppling av ledningar, kan medföra stora överspänningar, ända upp till 3 p.u. Sannolikheten för så höga värden är dock liten.

Överspänningar i kraftnätets luftledningar på grund av fenomen i atmosfären begränsas till största delen av ledningarnas dielektriska styrka och transformatorstationernas överspänningsskydd. Dessa faktorer gör att överspänningarna i huvudsak kan antas begränsas till en nivå på 5-6 p.u.

2.1.7 Spänningsobalans

De genomsnittliga mätvärdena under 10 minuter för faskomponenten hos ett trefas-system med minusföljd ska, beroende på de lokala förhållandena, understiga 1-2 % av faskomponenten med plusföljd under 95 % av tiden under en mätperiod på en vecka. I Sverige och Norge används ett gränsvärde på 1 %. 2 % används i det finska nätet på 110 kV.

2.1.8 Spänningsövertoner

Värdena i Tabell 1 får inte överskridas för spänningar med övertoner. Det betyder att 99 % av genomsnittsvärdena för en tidsperiod på 10 minuter under en mätperiod på en vecka måste understiga gränsvärdena. OBS: Gränsvärdena skiljer sig mellan olika länder.

PLANERINGSNIVÅER FÖR ÖVERTONSSPÄNNINGAR								
I procent av den nominella spänningen								
Udda			Udda			Jämn		
Multiplar som skiljer sig från 3			Multiplar av 3					
n	F och N	S	n	F och N	S	n	F och N	S
	%	%		%	%		%	%
5	2	2,5	3	2	2,5	2	1,5	1,0
7	2	2,5	9	1	1,5	4	1	0,5
11	1,5	1,5	15	0,3	0,7	6	0,5	0,5
13	1,5	1,5	21	0,2	0,7	8	0,2	0,2
17	1	1	>21	0,2	0,7	10	0,2	0,2
19	1	1				12	0,2	0,2
23	0,7	0,7				>12	0,2	0,2
25	0,7	0,7						
>25	0.2+0,5 *25/n	0.2+0,5* 25/n						
Total harmonisk distorsion (THD) för spänningen						< 3% (F och N), < 4% (S)		

Tabell 1 (F=Finland, N=Norge, S=Sverige)

2.1.9 Spänningar med mellantoner

Oftast är spänningar som innehåller mellantoner betydligt lägre än spänningar med harmoniska övertoner. Än så länge finns inga normer som fastställer gränsvärden för system över 110 kV, men 0,2 % (av den nominella spänningen) används i Norge och 0,5 % i Sverige. Spänningar med mellantoner genereras av ljusbågsugnar, svetsaggregat och snabba frekvensomriktare.

2.2 HVDC

- Varje ny HVDC-förbindelse bör vara konstruerad på ett sådant sätt att den inte har någon negativ påverkan på existerande till nätet ansluten utrustning. Exempel på negativ påverkan: SSR (subsynkron resonans), övertonsspänningar och reaktiv effekt. Ett möjligt bortfall av förbindelsen skall inte medföra fara för försörjnings-säkerheten.
- HVDC-länkarna skall inom frekvensområdet 49,9-49,5 Hz ha möjlighet till en frekvensberoende reglering med statik. Inom detta frekvensområde är ej frekvenskontrollerad steg- eller rampförändring av effekten tillåten när den används i statikreglering.
- Ägare till HVDC-länkarna skall delge aktuella TSO'er inställningsparametrar för reglerstyrka, ramper och nödeffekt.

2.3 Anslutande nät

Anslutningen skall vara utförd på ett sådant sätt att kvaliteten i det nordiska elkraftsystemet inte påverkas.

3. Produktion

3.1 Begrepp

3.1.1 Typer av produktionsanläggningar

I det följande avses med

<i>Gasturbinaggregat</i>	Produktionsanläggning som drivs av luft och förbränningsgaser för generering av elkraft. En generator med en eller flera gasturbiner. Det finns två typer; jettyp och industrityp.
<i>Kombianläggning</i>	Ångturbiner och gasturbiner, som använder gemensam bränslecykel, där avgasvärme från gasturbiner används till produktion av ånga till ångturbiner.
<i>Kondenskraftverk</i>	Ett eller flera Värmekraftblock, i samma produktionsanläggning, som endast producerar el.
<i>Kraftvärmeverk</i>	Ett eller flera Värmekraftblock i samma produktionsanläggning som drivs med fossil- och/eller biobränsle och som kombinerar produktion av el och värme, som nyttjas för fjärrvärme eller industriprocess.
<i>Kärnkraftverk</i>	Ett eller flera Värmekraftblock i samma produktionsanläggning, som endast producerar el och drivs genom kärnklyvning i reaktor. Det finns två typer, tryckvattenreaktor (PWR) och kokarreaktor (BWR).
<i>Vattenkraftaggregat</i>	Sammankopplad turbin och generator, som drivs av vatten.
<i>Vattenkraftstation</i>	Ett eller flera Vattenkraftaggregat i en och samma produktionsanläggning
<i>Vindkraftaggregat</i>	Sammankopplad turbin och generator, som drivs av vind.
<i>Vindkraftgrupp</i>	Ett eller flera vindkraftaggregat med gemensam anslutning till kraftnätet.
<i>Värmekraftaggregat</i>	Produktionsanläggning som drivs med uran-, fossil- och/eller biobränslen för generering av elkraft. Sammankopplad turbin och generator, som drivs av ånga från panna eller reaktor.
<i>Värmekraftblock</i>	Ett eller flera Värmekraftaggregat som drivs från gemensam panna eller reaktor. I Värmekraftblock inkluderas Kombianläggningar.

3.1.2 Övriga begrepp

I det följande avses med

<i>Husturbindrift</i>	Drift av ett aggregat med dess eget hjälpmaskineri som enda last, när aggregatet är bortkopplat från det yttre kraftnätet.
<i>Märkfältspänning</i>	Generators fältspänning vid Märklast och Nominell driftspänning.
<i>Märklast</i>	Samtidig nominell aktiv och reaktiv produktion.
<i>Nominell aktiv effekt</i>	Nominell konstruktionseffekt för elproduktion.
<i>Nominell driftspänning</i>	Det anslutande nätets driftspänning, som används som konstruktionsförutsättning vid tidpunkten för aggregatets dimensionering.
<i>Nominell generatorspänning p.u.</i>	Generators konstruktionsspänning. ”Per unit” är ett begrepp som anger storleken relativt ett nominellt värde, som måste vara definierat i varje enskilt fall.
<i>Reglerstyrka</i>	Förhållandet mellan effektändring och frekvensavvikelse då automatisk frekvensreglering tillämpas.
<i>Statik</i>	Inversen till Reglerstyrka, d.v.s. förhållandet mellan frekvensavvikelse och effektändring.
<i>Synkron generator</i>	Generator vars varvtal följer det anslutande nätets frekvens.

3.2 Generella krav för värmekraft och vattenkraft

Dessa krav gäller:

- Värmekraftverk (Norge, Sverige och Danmark > 100 MW, Finland > 50 MW)
- Vattenkraftverk (Norge > 10 MW, Finland > 50 MW)

De nationella kraven kan vara strängare än de nedan angivna kraven.

3.2.1 Automatisk frekvensreglering

Produktionsanläggningarna skall automatiskt kunna bidra i frekvensregleringen av elkraftsystemet med reglerstyrka inom området 0,25-1 p.u. effekt/Hz, som motsvarar Statik på 8-2 %, vid en frekvensvariation på $50 \pm 0,2$ Hz. Som styrsignal utnyttjas lokalt uppmätt nätfrekvens eller varvtal på anläggningen.

3.2.2 Turbinregulator, settpunkt

Regulatoren skal ha et justerbart settpunkt mellom 49,9 og 50,1 Hz. Settpunktets oppløsning skal være 0,05 Hz eller bedre. Et justerbart dødbånd innenfor 0-50 mHz er akseptabelt for store varmekraftverk.

3.2.3 Tolerans mot frekvensvariationer

Frekvensområde 49 Hz till 51 Hz

Kraftverket måste klara av kontinuerlig drift med full utgångseffekt inom ett spänningsområde på 90-105 % av normal spänning och vid alla frekvenser mellan 49 och 51 Hz. En maximal drifttid på 10 tim/år och en varaktighet på 30 maximalt minuter per tillfälle kan förutsättas inom frekvensområdet 50,3 - 51 Hz. En mindre effektminskning vid frekvenser över 50,3 Hz är tillåten under förutsättning att stabil drift med full effekt kan återupprättas när frekvensen åter faller under detta värde. Se Figur 1.

Frekvensområde 49 Hz till 47,5 Hz

Kraftverket måste klara av drift med störningsförhållanden under en tidsperiod på 30 minuter inom ett nätspänningsområde på 95-105 % av normal spänning, vid alla frekvenser ner till 47,5 Hz. Under sådana förhållanden får utgångseffekten minskas med 0 % vid 49 Hz och maximalt 15 % vid 47,5 Hz, samt med ett värde som beräknas genom linjär interpolation vid frekvenser mellan dessa två gränser. Åtgärder ska vidtas för att reducera denna minskning av utgångseffekten, under förutsättning att detta kan ske utan kraftiga kostnadsökningar.

Kortvariga frekvensvariationer vid 51 Hz till 52 Hz

Driften av kraftverket måste kunna upprätthållas under 5 sekunder med tillfälliga driftvillkor för kraftnätet i samband med tillfälliga störningar inom ett nätspänningsområde på 95-105 % av normal spänning vid alla frekvenser mellan 51 och 52 Hz. Under sådana transienter får spänningen reduceras, under förutsättning att stabil drift med full utgångseffekt kan återupprättas när frekvensen åter faller under 50,3 Hz.

Frekvensområdet 51 Hz till 53 Hz

Inom ett separat kraftnät ska drift av kraftverket vara möjlig med starkt reducerad utgångseffekt inom ett nätspänningsområde på 95-105 % av normal spänning, vid alla frekvenser mellan 51 och 53 Hz under 3 minuter.

Frekvenser under 47,5 Hz

Snabbstopp av kraftverket får utlösas från kraftnätet vid frekvenser under 47,5 Hz. Kraftverket ska då kunna övergå till husturbindrift. Detta får dock inte ske omedelbart. Tidsfördröjningen ska bestämmas av kraftverkets konstruktion och vara beräknad för tillförlitlig övergång till husturbindrift.

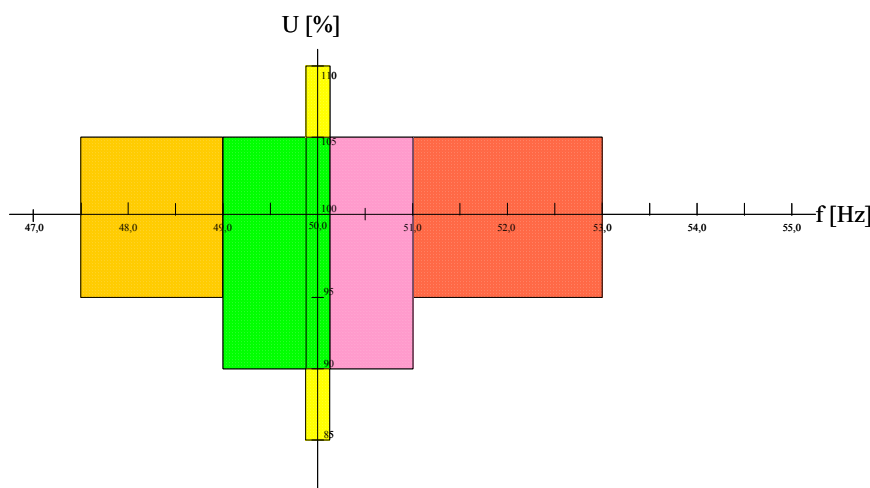
Frekvensgradienter

Kraftverkets reglersystem ska vara utformat så att inga snabbstopp inträffar på grund av transienta frekvensgradienter som uppstår i händelse av kortslutning i det högspänningsnät som aggregatet är anslutet till.

3.2.4 Tolerans mot spänningsvariationer

Nätspänningsområde 90 % till 105 % av normal spänning

Kraftverket ska klara av kontinuerlig drift med full last inom frekvensområdet 49-51 Hz och med en nätspänning på mellan 90 och 105 % av normal spänning. En mindre effektreducering får förekomma vid frekvenser över 50,3 Hz, under förutsättning att stabil drift med full effekt kan återupprättas när frekvensen åter faller under detta värde. En maximal drifttid på 10 tim/år med en varaktighet på maximalt 30 minuter per tillfälle kan förväntas inom frekvensområdet 50,3-51 Hz. (Samma krav som i 3.2.3 (*Frekvensområde 49 Hz till 51 Hz*). Se Figur 1.



Figur 1

Nätspänningsområde 85 % till 90 % av normal spänning

Kraftverket ska kunna vara i drift under 1 timma inom frekvensområdet 49,7-50,3 Hz med en nätspänning som är mellan 85 och 90 % av normal spänning. En reducering av utgångseffekten på upp till 10 % av full effekt är då tillåten.

Nätspänningsområde 105 % till 110 % av normal spänning

Kraftverket ska kunna vara i drift under 1 timma med en frekvens i området 49,7-50,3 Hz och en nätspänning på mellan 105 och 110 % av normal spänning. En mindre reducering av utgångseffekten (kring 10 %) är då tillåten.

Konsekvenser av fel i anslutna nät

a) Förmåga att motstå mekaniska påfrestningar på grund av fel på linjesidan

Termiska kraftverk ska vara konstruerade så att turbinens generatorenhet klarar av mekaniska påfrestningar på grund av alla typer av jordnings- eller kortslutningsfel i en, två eller tre faser som uppstår i nätet på högspänningssidan i transformatorn för upptransformering. Felet kan förväntas försvinna inom 0,25 sekunder. Inga skador eller behov av omedelbart driftstopp för undersökning av möjliga konsekvenser är tillåtna.

b) Fel på linjesidan som åtgärdas inom max 0,25 sekunder

Kraftverket ska vara konstruerat så att det förblir anslutet till nätet utan driftavbrott efter att ett fel på linjesidan isolerats inom 0,25 sekunder. Ett aggregat med stor, enkelaxlig generator kan frångå från nätet inom kortare tidsgränser om det är uppenbart att det ändå inte går att upprätthålla stabilitet. I sådana fall ska en lösning avtalas med nätoperatören.

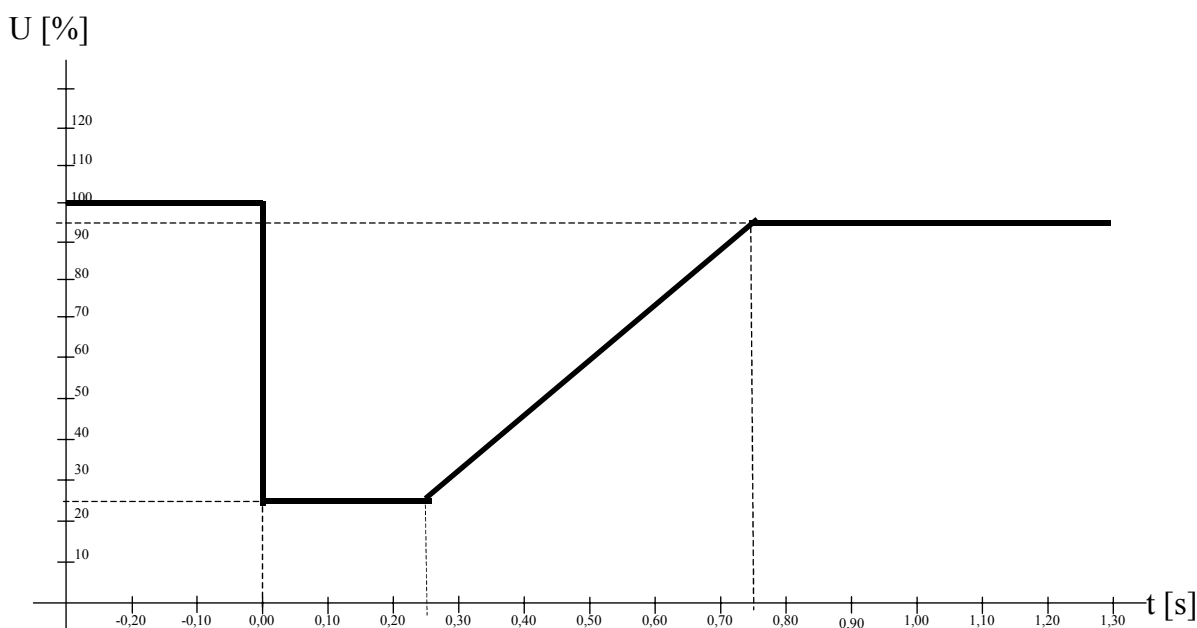
c) Djup spänningstransient

Kraftverken ska vara konstruerade så att de kan motstå följande typer av variationer i generatorspänningen som uppstår på grund av nätfel, utan bortkoppling från kraftnätet:

- stegminskning till 25 % av den nominella generatorspänningen med en varaktighet på 0,25 sekunder,
- följt av en linjär ökning till 95 % på 0,5 sekunder,
- följt av en konstant generatorspänning på 95 %.

Endast en mindre effektminskning är tillåten.

Observera att konstruktionsvillkoren för spänningsskyddet kan avvika eftersom aggregatet måste hantera flera andra typer av fel som kan uppstå i generatorerna/kraftnätet.



Figur 2

Omfattande spänningsstörningar

Kraftverket får kopplas bort från elkraftsystemet om det förekommer större spänningsvariationer eller längre förlopp än vad kraftverket konstruerats för och ska alltid kopplas bort om kraftverket faller ur fas.

Kraftverket och dess hjälpmaskineri ska vara konstruerade för sådana spänningsvariationer att säker övergång till husturbindrift kan ske efter bortkoppling från kraftnätet.

Reaktiv utgångseffekt vid lågspänning

Termiska kraftverk ska vara utrustade med sådana excitationssystem och konstruerade för en sådan effektfaktor att generatoren kan producera en reaktiv effekt i samma storleksordning som den nominella aktiva effekten under 10 sekunder, i samband med störningar på kraftnätet och vid en spänning på generatorns samlingsskena som uppgår till 70 % av den nominella generatorspänningen.

Reaktiv effektstyrka

Termiska kraftverk ska kunna producera och förbruka tillräckliga mängder reaktiv effekt och fortfarande ha tillräcklig kapacitet för spänningsreglering av elkraftsystemet. Kraftverket ska vara konstruerat så att generatorerna vid normal spänning på kraftnätet kan drivas vid den reaktiva in- och utgångseffekten inom de gränser som fastställs av generatorernas kapacitetsdiagram eller genom stabil statik.

Vid spänningar på kraftnätet som överstiger normal spänning ska generatorernas underexciterade kapacitet finnas helt tillgänglig i enlighet med kapacitetsdiagrammet eller statikens stabilitet, beroende på vilket alternativ som är mest begränsande.

3.2.5 Egenskaper för generator och spänningsregulator

Generatorer

Generators reaktans ska vara så låg som är tekniskt och ekonomiskt möjligt för att skapa goda förutsättningar för stabil statik och reaktiv effektstyrning.

Varje generator ska klara av kontinuerlig drift med nominell aktiv effekt vid en effektfaktor ner till minst 0,95 underexciterad och 0,9 överexciterad. Detta ska vara möjligt i samband med de villkor för spänning och frekvens som beskrivs i Tolerans mot spänningsvariationer (spänning på kraftnätet mellan 90 % till 105 % av normal spänning). Vid underexciterade förhållanden ska dock kraftnätets normala spänning användas istället för en spänning på 90 %.

Spänningsreglering

Önskvärda dynamiska egenskaper för fortvarighetstillstånd fastställs på ett mätbart sätt enligt följande:

Generatorspänningens stegsvar på 10 % registreras utan last och utan anslutning till kraftnätet. Spänningens börvärde ändras genom positiva och negativa stegvisa ändringar som orsakar förändringar av generators klämspänning från 95 till 105 % och från 105 till 95 %. I båda fallen ska stegsvaret för generators klämspänning ha följande egenskaper:

- stegsvaret ska vara icke-oscillerande
- ändringens stigtid från 0 till 90 % ska vara 0,2-0,3 s med statisk exciterare, eller med borstlös exciterare: 0,2-0,5 s med uppåtgående steg, 0,2-0,8 s med nedåtgående steg
- översvänget ska understiga 15 % av ändringen.

Kraftsystemstabilisator (PSS, Power System Stabiliser)

Varje generator ska vara försedd med kraftsystemstabilisator, PSS. PSS ska ställas in för förbättrad dämpning av generators och elkraftsystemets oscillering, detta gäller i synnerhet dämpning av låga frekvenser (0,2-1,0 Hz) mellan olika områden.

Ytterligare utrustning för spänningsreglering

Strömbegränsarna (för generators rotor och stator) ska ha en inverteringstid vars egenskaper ger god möjlighet att utnyttja generators överströmkapacitet för diverse förhållanden på nätet.

Spänningsregleringens prioritet

Den normala metoden är att generatorspänningen regleras automatiskt genom effekterna av reaktiv statik. Om det finns behov av andra regleringstyper, t.ex. reglering efter effektfaktor eller reaktiv effekt, ska påverkan från sådan ytterligare reglering ha lägre prioritet än spänningsregleringen.

Ödrift

I händelse av mycket allvarliga (och exceptionella) störningar, där elkraftsystemet separeras i mindre nät, ska kraftverken också inledningsvis ha förmåga utföra de ovan nämnda effektförändringarna (uppåt eller nedåt) och därefter uppnå stabil drift och normal effektregering i enlighet med avsnittet Effektförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet.

3.2.6 Verifikation

I största möjliga utsträckning ska specifikationerna verifieras genom test i full skala. Kraftverkets ägare ska utföra ett sådant test vid driftsättning och på begäran av TSO. Data som registreras under faktiskt drift ska granskas regelbundet för att säkerställa överensstämmelse med specifikationen.

Verifikation under driftsättning

Denna verifikation ska omfatta:

- Full uteffekt
- Minimilast
- Överlastkapacitet
- Starttid
- Lastföljning
- Effektorespons, inklusive effektområde
- Stegändring av effekt
- Djupa spänningstransienter genom kortslutning (i mån av möjlighet)
- Övergång till husturbindrift
- Husturbindrift under 1 tim
- Stegrespons för generatorspänningen
- PSS test

3.3 Speciella krav för värmekraft > 100 MW

3.3.1 Driftegenskaper

Minimal uteffekt

Den minimala uteffekten ska vara så låg som möjligt. Som en praktisk riktlinje ska den minimala uteffekten vara 40 % av den fulla uteffekten för ett koleldat kraftverk, 20 % av full uteffekt för ett oljeeldat kraftverk och 20 % av full uteffekt för ett kärnkraftverk.

Överlastkapacitet

Kraftverk som använder fossila bränslen ska förberedas för överlastkapacitet endast i den omfattning detta ingår som en del i kraftverket. För en ångturbin kan detta t.ex. innebära förbikoppling av högtrycksförvärmare.

Överlastkapaciteten bör endast utnyttjas i begränsad omfattning på grund av minskad verkningsgrad och/eller förkortad livslängd för kraftverket.

Kraftverket, inklusive hjälpmaskineriet, ska konstrueras för att kunna utnyttja denna överlastkapacitet upp till 2 tim/dag och upp till 500 tim/år. Ingen överlastkapacitet har specificerats för kärnkraftverk.

Starttid

Starttiderna för alla typer av termiska kraftverk ska definieras i enlighet med den planerade användningen. Dessutom ska följande riktlinjer tillämpas för gasturbiner avsedda för nödeffektgenerering och vid toppbelastning, från uppstart till full uteffekt:

- gasturbiner av jettyp: 3 till 3,5 minuter
- gasturbiner av industrityp: 10 till 15 minuter.

Husturbindrift

Husturbindrift betyder drift av ett aggregat med dess eget hjälpmaskineri som enda last.

3.3.2 Effektregeringsutrustningens egenskaper

Driftlägen

Förändringar av uteffekten i ett termiskt kraftverk i den omfattning och inom de områden som specificerats, under normal reglering och under störningsreglering, ska normalt aktiveras på följande sätt:

- Genom manuella åtgärder
- Av kraftverkets reglersystem

Kraftverkets reglersystem ska ha ett justerbart frekvensbörvärde i området från 49,9 Hz till 50,1 Hz. Börvärdets upplösning ska vara 50 mHz eller bättre.

Börvärdet för statik ska kunna ställas in från 2 % till 8 %. Vid normal drift används i allmänhet en inställning i området från 4 % till 6 %.

Ett dödband med inställbar frekvens för kraftverkets reglersystem inom reglerområdet på 0-50 mHz är tillåtet. Detta dödband ska kunna avaktiveras.

Begränsare för stegändring av effekt

Kraftverken ska vara försedda med reglerutrustning för begränsning av effektförändringens storlek och område så att dessa börvärden kan ställas in till alla värden från

noll och upp till det maximalt specificerade värdet, både under normala förhållanden och under förhållanden med driftstörningar.

Effektreglering - normal drift och driftstörningar

Kraftverkets nödvändiga uteffekt vid normal drift är den manuellt förinställda uteffekten, som modifieras av en frekvensavkännande regulator (eller turbinregulator) och denna utgångseffekt ska uppfylla specifikationerna i avsnittet Effektförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet.

Behovet av störningsreglering ska styras av frekvensavkännande utrustning (t.ex. av ett frekvensrelä inställt till ett visst värde under normal frekvens). Uteffekten ska uppfylla specifikationerna i avsnittet Effektförändringsförmåga vid störningar i elkraftsystemet när kraftverket är i drift under sådana förhållanden.

3.3.3 Effektförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet

Lastföljning

Alla kondenskraftverk ska vara konstruerade så att lastföljning kan utföras dygnsvis och veckovis under vissa tider på året, med de laständringar som beskrivs nedan.

Kraftverken ska också vara konstruerade så att de, vid behov, kan följa de emellanåt varierande laster som orsakar frekvensvariationer i de anslutna elkraftsystemen. Det innebär att kraftverken måste klara av effektförändringar utan intervall på plus eller minus 2 % av den fulla uteffekten inom tidsperioder på 30 sekunder. Kraftverken måste ha kapacitet att klara av sådana ändringar inom angivna områden. För kärnkraftverk kan avtal ingås med nätoperatören om att effekttändringarna ska understiga plus eller minus 2 %.

Förändring per tidsenhet och omfattning för effekttändringar - olja och gas

Oljeeldade och gaseldade kraftverk ska vara konstruerade för effekttändringar per tidsenhet som uppgår till minst 8 % av full effekt per minut. Den förändring av effekten per tidsenhet som beskrivs ovan ska tillämpas för alla områden som uppgår till 30 % mellan 40 % och 100 % av full effekt i enlighet med lastschemat. Effekttändringen per tidsenhet får begränsas till den maximalt tillåtna effekttändringen per tidsenhet för turbiner eller ångpannor i området under 40 % och över 90 %.

Förändring per tidsenhet och omfattning för effekttändringar - kol

Koleldade kraftverk ska vara konstruerade för effekttändringar per tidsenhet som uppgår till minst plus eller minus 4 % av full effekt per minut. Den förändring av effekten per tidsenhet som beskrivs ovan ska tillämpas för alla områden som uppgår till 30 % mellan 40 % och 100 % av full effekt i enlighet med lastschemat. Detta område kan i vissa fall begränsas till 20 %. Effekttändringen per tidsenhet får begränsas till den maximalt

tillåtna effektändringen per tidsenhet för turbiner eller ångpannor i området under 60 % och över 90 %.

Förändring per tidsenhet och omfattning för effektändringar - kärnkraftverk med tryckvattenreaktor

Kärnkraftverk med tryckvattenreaktorer ska vara konstruerade för effektändringar per tidsenhet som uppgår till minst plus eller minus 5 % av full effekt per minut inom effektområdet 60 % till 100 % av full effekt. Vid effekter under 60 % kan effektändringen per tidsenhet begränsas till den maximalt tillåtna effektändringen per tidsenhet för turbinerna.

Förändring per tidsenhet och omfattning för effektändringar - kärnkraftverk med kokarreaktor

Kärnkraftverk med kokarreaktorer ska vara konstruerade för effektändringar per tidsenhet som uppgår till minst plus eller minus 10 % av det ursprungliga effektvärdet. Detta ska upprätthållas under hela det effektområde inom vilket effekten kan regleras av huvudcirkulationspumparnas hastighet. Detta effektområde ska uppgå till minst 30 % av den ursprungliga uteffekten. För den återstående delen av effektområdet mellan minsta och största last ska effektförändringen per tidsenhet uppgå till minst uppgå till minst 1 % av full effekt per minut.

Kommentar till kraven för kärnkraftverk: Effektförändringen per tidsenhet för kraftverk försedda med lättvattenreaktorer av standardversion är normalt tillräcklig. Observera dock att effektförändringen per tidsenhet för närvarande är föremål för vissa begränsningar på grund av bränsleelementens konstruktion. Dessa problem förväntas bli lösta och kraftverken bör därför konstrueras så att de uppfyller de rekommenderade kraven för effektändring per tidsenhet. För att begränsa belastningarna som uppstår bör dock effektändringarna för normal dygns- och veckolast utföras gradvis under en tidsperiod på ca två timmar.

3.3.4 Effektförändringsförmåga vid störningar i elkraftsystemet

Omedelbar effektförändring

Elkraftsystemet kräver att den omedelbara effektförändringen ska kunna genomföras inom 30 sekunder efter ett plötsligt frekvensfall till 49,5 Hz. Hälften av effektförändringen ska finnas tillgänglig inom 5 sekunder efter frekvensfallet.

Stegändring av effekt - Fossila bränslen

Termiska kraftverk som använder fossilbränslen ska konstrueras med ett driftläge som vid behov ger möjlighet till omedelbar stegändring av uteffekten på minst 5 % av full uteffekt inom området 50 - 90 %. Hälften av denna effekt ska finnas tillgänglig inom 5 sekunder efter frekvensfallet. Kraftverk som saknar eller bara har en mellanövertare ska konstrueras så att denna stegändring kan utföras inom 30 sekunder. Om ett

kraftverk innehåller mer än en mellanöverhettare är ytterligare en fördröjning tillåten, för att uppfylla tidskonstanterna för sådana ytterligare mellanöverhettare.

Stegändring av effekt - Kärnkraftverk

Kärnkraftverk med tryckvattenreaktorer, för vilka effekttändringssignalen appliceras direkt för justering av turbinens reglerventil, ska vara konstruerade så att de klarar ett effekttsteg på minst 10 % av full effekt inom 30 % av effektområdet. Kärnkraftverk med kokarreaktorer som arbetar med tryckreglering ska vara konstruerade så att de, inom pumpregleringsområdet, klarar en effekttändring på 10 % av det ursprungliga värdet inom 30 sekunder.

Efterföljande effekttförändring per tidsenhet

Efter de stegändringarna av effekten som beskrivs ovan ska termiska kraftverk även klara av de laständringar per tidsenhet som beskrivs i avsnittet Effekttförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet. Den totala laständringen får dock i detta fall begränsas till de värden som också beskrivs i avsnittet Effekttförändringsförmåga vid normal drift av elkraftsystemet.

Driftreserv vid driftstörningar

Alla kondenskraftverk ska utföras så att de vid behov kan fungera som driftreserv vid driftstörningar och utföra de effekttändringar som beskrivs ovan, i händelse av allvarliga störningar i kraftnätet.

3.3.5 Husturbindrift

Konstruktionsegenskaper

Alla kraftverk ska konstrueras för säker övergång till husturbindrift från de förhållanden som beskrivs i 3.2.3 (*Frekvensområde 51 Hz till 53 Hz och Frekvens under 47,5 Hz*) och i avsnittet Tolerans mot spänningsvariationer (*Omfattande spänningsstörningar*).

Drifttid

Termiska kraftverk ska vara konstruerade så att de klarar husturbindrift under minst 1 timma. Kärnkraftverk ska klara husturbindrift under en tidsperiod som fastställs av säkerhetsreglerna för kärnkraft.

3.4 Specifikationer för kraftverk < 100 MW

Under 100 MW och över 25 MW

Följande avvikelser är tillåtna:

- Minsta effekt:* Alla små kraftverk måste uppfylla dess krav, oavsett typ av primärbränsle.
- Överlastkapacitet:* Detta krav bör uppfyllas, men är inte obligatoriskt.
- Starttid:* Måste uppfyllas.

Driftlägen och Begränsare av stegändring för effekt:

Måste uppfyllas.

Effektreglering - normal drift och störningar:

Måste ej uppfyllas av skäl som anges ovan.

Lastföljning och Förändring per tidsenhet och omfattning för effektändringar:

Måste uppfyllas.

Omedelbar effektändring och Stegändring av effekt för fossila bränslen:

Måste uppfyllas.

Stegändring av effekt för kärnkraft, Efterföljande effektändring per tidsenhet,

Driftreserv vid driftstörningar och Ödrift:

Ej relevant för små kraftverk.

Tolerans mot frekvensvariationer:

Den spänningsprofil som visas i Figur 2, i stamnätet eller i det regionala distributionsnätet, får inte orsaka snabbstopp av kraftverk. Frekvens- och spänningsavvikelse inom det skuggade området i Figur 1 får inte orsaka snabbstopp av kraftverk. En minskning av den aktiva produktionen med upp till 20 % är tillåtet. Kraftverken ska tolerera frekvenser upp till 53 Hz.

Tolerans mot spänningsvariationer:

Måste inte uppfyllas av de skäl som anges ovan. Snabb start efter utfall är önskvärd, men är inget allmänt krav. Följande rekommendationer finns avseende starttiderna:

Efter frånskiljning	30 min
---------------------	--------

Efter driftstopp på 10 tim	90 min
----------------------------	--------

Efter driftstopp på 30 till 50 tim	120 min
------------------------------------	---------

För obemannade kraftverk får ytterligare 120 minuter förflyta innan övervakningspersonal hinner fram till kraftverket. Kraftverk med gasturbinaggregat bör kunna startas och nå full last inom 30 minuter även efter långa driftstopp. Det bör också nämnas att den elkraft som finns tillgänglig efter 15 minuter i de nationella systemen kan beräknas som en del av den snabba reserven.

Egenskaper för generator och spänningsregulator, Husturbindrift och Verifikation:

Ej obligatoriskt.

Under 25 MW

För dessa kraftverk gäller att det är driftläge, bemanning och bränsletyp som avgör vilka krav som rimligen måste uppfyllas. För att uppfylla dessa krav har kraftverken delats in i tre olika kategorier. För kraftverk < 1 MW gäller i allmänhet lokala villkor. Men kraftverken bör under korta tidsperioder tolerera frekvenser på mellan 47,5 Hz och 53 Hz.

För kraftverk mellan 1 och 25 MW är följande avvikelser tillåtna:

Minsta effekt: Alla kraftverk mellan 10 och 25 MW måste uppfylla dessa krav, oavsett typ av bränsle.

Överlastkapacitet: Detta krav bör uppfyllas, men är inte obligatoriskt.

Starttid: Måste uppfyllas.

Driftlägen och Begränsare av stegändring för effekt:

Måste uppfyllas för kraftverk på 10-25 MW (För kraftverk som använder fasta bränslen kan det vara svårt att uppfylla detta krav. Inga krav finns för kraftverk på 1-10 MW).

Effektreglering - normal drift och störningar:

Måste ej uppfyllas av skäl som anges ovan.

Lastföljning och Förändring per tidsenhet och omfattning för effektändringar:

Måste uppfyllas för kraftverk på 10-25 MW (inga krav för kraftverk på 1-10 MW).

Omedelbar effektändring och Stegändring av effekt för fossila bränslen:

Måste uppfyllas.

Stegändring av effekt för kärnkraft, Efterföljande effektändring per tidsenhet,

Driftreserv vid driftstörningar och Ödrift:

Ej relevant för små kraftverk.

Tolerans mot frekvensvariationer:

Den spänningsprofil som visas i Figur 2, i stamnätet eller i det regionala distributionsnätet, får inte orsaka snabbstopp av kraftverk.

Frekvens- och spänningsavvikelser inom det skuggade området i Figur 1 får inte orsaka snabbstopp av kraftverk. En minskning av den aktiva produktionen med upp till 20 % är tillåten. För kraftverk på 1-10 MW som använder fasta bränslen kan det vara svårt att uppfylla dessa krav i området 47,5-49 Hz. Kraftverken ska tolerera frekvenser upp till 53 Hz.

Tolerans mot spänningsvariationer:

Måste inte uppfyllas av skäl som anges ovan. Snabb start efter snabbstopp är dock önskvärd. Kraftverk med gasturbinaggregat bör kunna startas automatiskt med fjärrdrift som alternativ när spänningen är stabil efter ett nätfel som orsakat snabbstopp i kraftverket. För kraftverk på 1-10 MW som använder fasta bränslen finns inga krav.

Egenskaper för generator och spänningsregulator, Husturbindrift och Verifikation:

Ej obligatoriskt.

3.5 Speciella krav för vattenkraft

För sådana vattenkraftverk som inte omfattas av Regler för anslutning gäller nationella regler. I Norge finns nationella krav för vattenkraftanläggningar. I Finland används Generella krav för värmekraft och vattenkraft.

3.6 Speciella krav för vindkraft

I Danmark finns nationella krav för vindkraftanläggningar.

Dataaftale mellem de nordiske systemansvarlige

I detta kapitel har följande dokument inkluderats:

Dokument	Status
<i>Dataavtalet</i>	<i>Bindande avtal</i>

Följande Nationella dokument finns som hanterar Regler för datautväxling:

Dokument	Status

De systemansvariga företagen i Skandinavien och Finland har ingått ett dataavtal. Dataavtalet innehåller grundlag och data för nätmodell och samkörningsmodell, som etablerats i samarbete mellan de systemansvariga. Avtalet återges i detta avsnitt.

Dataaftale mellem de nordiske systemansvarlige

Rammer for udveksling, anvendelse og spredning af kraftsystemdata

1. Indledning

Liberaliseringen af energisektoren i Europa nødvendiggør at et antal ældre samarbejdsforhold revurderes. De enkelte landes driftssikkerhed er dog fortsat afhængig af det samlede systems driftssikkerhed.

Det overordnede formål med et formaliseret nordisk samarbejde på området kraftsystemdata er at skabe det bedst mulige grundlag for systemanalyser af det samkørende nordiske kraftsystem til håndtering af balance- og kapacitetsproblemer og sikre udnyttelse af de fordele, som sammenkoblede systemer giver. Endvidere at opnå besparelser i tid og ressourcer.

Et yderligere vigtigt formål er at kontrollere spredningen af de modeller, som anvendes for analyse af det nordiske kraftsystem, d.v.s. den komplette nordiske netmodel og samkøringsmodel.

Visse data er underlagt beredskabsmæssige restriktioner i de enkelte lande eller er kommercielt interessante herunder ikke mindst data vedrørende produktionsanlæg, hvorfor de skal behandles som fortrolige, se nærmere § 4.

Dette dokument angiver de rammer som skal styre den fremtidige aktivitet, i hovedsagen udveksling, anvendelse og spredning af kraftsystemdata for og i form af netmodellen og samkøringsmodellen samt adgang til analyseresultater.

2. Parter

Aftalens parter er de nordiske systemansvarlige, Eltra (cvr nr. 25335775, Danmark), Elkraft System a.m.b.a. (cvr nr: 25100093, Danmark), Fingrid Oyj (FO nr 1072894-3, Finland), Statnett SF (NO 962 986 633 MVA, Norge), Affärsverket svenska kraftnät (Org. Nr: 202 100-4284, Sverige) og Landsvirkjun (Registrerings nr 420269-1299, Island).

Det er en forudsætning, at parterne deltager i samarbejdet i kraft af deres funktion som systemansvarlige. Nordel Plankomite administrerer aftalen.

3. Omfang

Dataaftalen omfatter grundlag og data for netmodel og samkøringsmodel, som etableres i samarbejde mellem de systemansvarlige selskaber inden for Nordel.

Netmodel

Begrebet **netmodel** omfatter de kraftsystemdata som er nødvendige for at udføre belastningsfordelings- og dynamiske studier på hele eller dele af det nordiske kraftsystem inklusive det ikke synkroniserede kraftsystem i Jylland. Efter behov kan også data for et ækvivalent for den komplette nordiske netmodel og fejlstrømsstudier omfattes i arbejdsgruppernes arbejde.

Omfang af begrebet komplet nordisk netmodel er specificeret i bilag 1.

Samkjøringsmodel

Begrebet **samkjøringsmodel** omfatter de kraftsystemdata, som er nødvendige for at udføre beregning af det samlede nordiske kraftsystems effekt- og energibalancer herunder vurdering af anlæggenes forventede drift i markedet.

Omfang af begrebet komplet nordisk samkjøringsmodel er specificeret i bilag 2.

Forretningsgang

Forretningsgang for anvendelse og vedligeholdelse af Nordel datasæt er beskrevet i bilag 4.

Forretningsgangen kan ændres ved énstemmig beslutning i Plankomiteen.

4. Fortrolighedsregler

Hvis de data som parterne udveksler med hinanden ikke er offentliggjort i det land, hvor data hører til, forpligter parterne sig til at behandle data konfidentielt så vidt det er muligt i overensstemmelse med den lovgivning som gælder i respektive land.

5. Intern anvendelse samt indenfor Nordel

Netmodellen og samkjøringsmodellen kan frit anvendes til aftalens parters egne studier eller til studier som eksklusivt involverer aftalens parter, enten bilateralt eller med flere parter indblandet.

Alle resultater fra intern anvendelse af modellerne betragtes som de i studiet deltagende parters ejendom. Ved analyser, hvis resultat har væsentlig betydning for en anden aftalepart, holdes denne løbende orienteret.

Netmodellen og samkjøringsmodellen kan frit anvendes i Nordels studier.

6. Anvendelse af konsulenter

I de tilfælde hvor en af denne aftales parter anvender en konsulent for rådgivning eller udførelse af studie og denne repræsenterer en part i denne aftale i hans navn kan netmodellen respektive samkjøringsmodellen eller den anonymiserede model udleveres til den konsulent mod underskrift af aftale som regulerer forholdet, så det sikres at konsulenten behandler oplysningerne strengt fortroligt, og herunder overholder samme fortrolighedsregler som gælder i forholdet mellem parterne og som samtidig gælder for de enkelte data i det land, hvor disse data er opstået, se bilag 3.

Aftalen indgås alene af parten / parterne i denne aftale. Resultat og baggrundsmateriale er opgavestillerens (parten / parterne) ejendom. Aftalens parter informeres om sådanne konsulentaftaler. Informationen reguleres i forretningsgang i bilag 4.

Der kan kun indgås aftaler om konsulentbistand med konsulenter, som er accepterede af denne aftales parter. Navnet på og en præsentation af konsulenten skal fremsendes de øvrige parter til godkendelse med en frist på 2 uger. Accepterede konsulenter må kun anvende modellerne til studier, som udføres for en eller flere af aftalens parter.

I aftaler med konsulenter skal det foreskrives, at de ikke får ejendomsret eller brugsret til resultater, som er produceret ved hjælp af data i medfør af denne aftale, se bilag 3.

7. Ækvivalenter

Ækvivalent for det nordiske kraftsystem kan udleveres til og anvendes af tredje part til dennes studier. I sådanne tilfælde kan studier udføres af tredje part. Den komplette netmodel eller komplette samkjøringsmodel kan af aftalens parter anvendes til at etablere sådanne ækvivalenter.

Et ækvivalent er en forenklet version af de komplette nordiske modeller (jf. bilag 1 og bilag 2). I tilslutningspunkterne tilstræbes det, at ækvivalentet har samme egenskaber som den komplette model (f.eks. med hensyn til belastningsfordeling, impedanser og dynamisk respons). I ækvivalentet skal de interne forhold i modellen ikke kunne identificeres.

8. Anonymiseret komplet model

En anonymiseret komplet model for det nordiske kraftsystem kan udleveres til og anvendes af tredje part til dennes studier. I sådanne tilfælde kan studier udføres af tredje part. En anonymiseret komplet model er et specialtilfælde af et ækvivalent. En sådan kan kun udleveres efter konkret behandling og enighed i Plankomiteen (jf. bilag 3).

Resultat fra udført studie, se definition i bilag 3, gives til alle aftalens parter jf. forretningsgang.

9. Overtagelse og genforhandling af aftale

Hvis en omstrukturering i et af de i samarbejdet indgående lande sker, kan aftalen og oplysninger i denne sammenhæng overtages af den organisation som tildeles systemansvaret i respektive land.

Hvis en af oven nævnte parter ønsker at genforhandle aftalen skal denne proces starte senest seks måneder efter at ønsket er fremført. Indgået aftale gælder indtil ny aftale træder i kraft.

10. Aftalen er tilgængelig for markedsaktører

For at skabe tillid til at de systemansvarlige lever op til disse forpligtelser, gøres denne aftale tilgængelig for de markedsaktører, som er pålagt at levere data. Dette kan f.eks. ske ved at aftalen lægges på Nordels hjemmeside suppleret med, at aftalens parter på egen hjemmeside etablerer link til Nordels hjemmeside.

11. Misligholdelse

Såfremt en part ikke opfylder aftalens bestemmelser, så er denne ene part forpligtet til indenfor 1 måned fra krav fra aftalens øvrige parter er fremsat skriftligt, at slutte med at anvende data, og aftalen er herefter ophævet i forhold til den misligholdende part. I denne måned må der ikke foretages kopiering eller anden spredning af data.

12. Aftalens gyldighedsperiode og opsigelse

Aftalen gælder uden tidsbegrænsning, og ophører efter énstemmig aftale mellem parterne. Aftalen kan opsiges skriftlig med 3 måneders varsel af en af aftalens parter med den virkning, at den opsigende part udtræder af aftalen. Den opsigende part forpligter sig til at slutte med at anvende alle data, modeller og oplysninger om aftalens øvrige parters systemer, som parten via aftalen er i besiddelse af inden for en uge fra aftalen er opsagt. Efter opsigelse af aftalen må der ikke foretages kopiering eller anden spredning af data.

13. Aftalens opbevaring

Aftalen er udarbejdet i et eksemplar, som opbevares af Nordels til enhver tid aktive sekretariat, og hver part skal have en kopi af aftalen udleveret.

Kristiansand den 27. juni 2002

Statnett, Øivind Rue

Eltra, Paul-Frederik Bach,

Svenska Kraftnät, Bo Krantz

Elkraft System, Preben Jørgensen,

Fingrid Nätutvikling, Pertti Kuronen,

Landsvirkjun, Eymundur Sigurdsson,

Omfang af data for komplet nordisk netmodel

Nordisk netmodel er data for det nordiske kraftsystem formatteret iht. format for det analyseprogram som anvendes i modellen jf. forretningsgang, men gælder også for de samme data formatteret iht. format for andre analyseprogrammer.

Begrebet kraftsystemdata omfatter følgende:

- Samtlige oplysninger som angives i definitionen af det anvendte analyseprograms dataformat for studier med synkron (plusføljs)-, invers (minusføljs)- og nul (nollføljs)-systemdata for 400 kV til 70 kV inklusive evt. ækvivalent for tilslutning af produktions- og kompenseringsanlæg på lavere spændingsniveau samt for dynamiske studier herunder:
 - Data for eksisterende og fremtidige produktions- overførings- og kompenseringsanlæg inklusive dynamiske modeller.
 - Registrerede og eller prognostiserede data for aktiv og reaktivt forbrug ved forskellige driftssituationer, som f.eks. højlast og lavlast.
 - Produktionsdata for eksisterende og fremtidige produktionsanlæg ved forskellige driftssituationer.
 - Oplysning om driftskobling i forskellige driftssituationer.
- Modeller og hjælpeprogrammer som aftaleparterne har udviklet og / eller ejer retten til og som anvendes i studierne
- Kortmateriel og tegningsdata som beskriver eller anvendes for at beskrive kraftsystemets geografiske eller elektriske udseende
- Skriftlig og elektronisk baggrundsmateriale for etablering og dokumentation af netmodellen.

Omfang af data for samkøringsmodel

Nordisk samkøringsmodel omfatter data for analyse af kraftbalancen, f.eks. effekt- og energibalance for det nordiske kraftsystem. Der er tre hovedtyper data:

Produktionsdata

Produktionsdata angives for de forskellige typer af produktionsanlæg. Disse typer kan f.eks. være opdelt i

- Vandkraft
- Varmekraft - kondens
- Varmekraft udtag,
- Varmekraft modtryk – fjernvarme
- Varmekraft modtryk - industri
- Vindkraft

Anlæggene fordeles endvidere geografisk i overensstemmelse med opdelingerne i transmissionsmodellerne, se nedenfor.

Tekniske data omfatter:

- Virkningsgrader
- Kapaciteter
- Brændselstype
- Tilgængelighed
- Miljøforhold
- For vindkraft og vandkraft angives endvidere energiforholdene i form af tidsserier i passende tidsmæssig opdeling, se nedenfor.
- For vandkraft angives magasinvolumen, begrænsninger på tapning, og til visse analyser aktuelt vandindhold

Økonomiske data omfatter:

- Drift- og vedligeholdelsesudgifter

Yderligere data: kan omfatte reserver (momentan, hurtig), m.v.

Forbrugsdata:

- Forbruget pr år for el og for varme med tilslutning til kraftvarmanlæg
- Fordelingen af forbruget over året – tidsmæssigt opdelt f.eks. på uger og inden for ugen i 3-8 lastafsnit
- Yderligere materiale til beskrivelse af maksimalbelastningssituationen
- Geografisk fordelt i overensstemmelse med opdelingerne i netmodellerne, jfr. nedenfor.

Net og transmissionsdata:

Transmissionsdata opretholdes på to detaljeringsniveauer:

- Til grundlæggende energibalancer: her er der behov for en DC approksimation, med inddeling af Nordel-området i et beskedent antal områder med transmission imellem. Data omfatter overføringskapaciteter, tab, tilgængelighed, nettariffer.
- Til yderligere vurderinger, bl.a. for at kunne vurdere rimeligheden af inddelingen i DC-approksimationen, skal der være en finere beskrivelse. Områdeinddeling og udformning af netmodellen skal koordineres med Netgruppen.

Aftaleforslag - Kraftsystemdata – Konsulentbistand anvendelse

Aftale om behandling af kraftsystemdata fra Systemansvarlig(e) til Konsulentselskab anvendelse for studiet "Studie"

Konsulentselskab kaldes i det følgende modtager.

Ved overladelse af kraftsystemdata gælder følgende:

1. Alle til modtageren udleverede kraftsystemdata skal behandles som fortrolige oplysninger, og modtageren skal underskrive en fortrolighedserklæring, der blandt andet indeholder samme klausul, som anført i aftalens § 4
2. Alle fra Systemansvarlig(e) udleverede kraftsystemdata må kun anvendes til ovennævnte studie.
3. Efter modtageren har afsluttet ovennævnte studie skal modtagne kraftsystemdata slettes på de medier den var lagret på (papir, magnetbånd, harddisc, backup osv). Dette skal bekræftes senest to måneder efter at studiet afsluttes. Kraftsystemdata må ikke lagres på medier, hvor backup rutiner umuliggør den beskrevne sletning.
4. Modtageren udpeger en person som er ansvarlig for modtagen information / kraftsystemdata og sørger for at indholdet i denne aftale respekteres og efterfølges.
5. De personer hos modtageren som af hensyn til studiets gennemførelse gives adgang til udleveret kraftsystemdata skal informeres om denne aftales indhold.
6. Modtageren sørger for at deres computer- og netværkssikkerhed er tilstrækkelig (d.v.s. overholder branchens de facto standard).
7. Aftalens parter kan rette henvendelse til programleverandøren vedr. programmæssige og modelmæssige spørgsmål og i den forbindelse medsende datamodel. Programleverandøren har i den forbindelse status som konsulent. Hvis svaret har general interesse skal aftalens parter informeres.
8. Resultat og baggrundsmateriale fra studiet er opgavestillerens ejendom.
9. Indhold og omfang af begrebet kraftsystemdata er defineret i bilag 1.
10. Aftaleparterne i dataaftalen mellem de systemansvarlige har ret til information om indhold og resultater fra ovennævnte studie.

Dette bilags punkter 1 til 10 gælder for studier, som udføres med den komplette model, jf. bilag 1 og 2, og med den anonymiseret model jf. aftalens § 8. Bilagets punkter 2 samt 4 til 10 gælder for studier udført med ækvivalent jf. aftalens § 7

Forretningsgang for vedligeholdelse og anvendelse af Nordel datasæt

Dette bilag beskriver forretningsgangen med hensyn til vedligeholdelse og anvendelse af netmodel og samkøringsmodel pr. dato for aftalens indgåelse.

Der skelnes mellem driftsmæssige og planlægningsmæssige studier.

Driftsmæssige studier udføres af parterne efter behov.

Ved start af et planlægningsmæssigt studie, hvis resultat berører mere end to parter, informeres aftalens parter om studiets formål og tidsplan senest på førstkommende møde i Plankomiteen. Resultat fra et sådant udført fælles planlægningsmæssigt studie gives til alle aftalens parter.

Plankomiteens henholdsvis Driftskomiteens formænd skal indskærpe for komiteernes eventuelle nye medlemmer at alle, der får adgang til data, er bekendt med dataaftalens indhold.

Anvendelse af konsulenter

Den enkelte systemansvarlige vælger selv sine konsulenter.

De nordiske systemansvarlige er enige om kun at anvende konsulenter, hvis strategiske interesser, der ikke kan stilles spørgsmål til.

Tvilstilfælde drøftes med de berørte systemansvarlige før udlevering af datasæt.

Datasæt Netmodel

Datasæt Netmodel omfatter datasæt for udbygningsplanlægning til brug for bl.a. Netgruppen, samt datasæt for driftsplanlægning til brug for bl.a. Driftskomiteens Analysegruppe.

Datasæt skal afleveres i og etableres i format for seneste version af et i fællesskab valgt analyseprogram, som ved aftalens indgåelse er analyseprogrammet PSS/E version 28. (Firma PTI i USA)

Et selskab er for en tre årig periode ansvarlig for den nordiske dynamiske netmodels funktionalitet og opdatering. Netmodellen skal være en model for udførelse af load-flow og dynamiske analyser for det nordiske samkørende kraftsystem. Da størstedelen af modellen, nemlig de dynamiske data er fælles for drift og planlægning, er modellen fælles for Netgruppen og Analysegruppen.

Statnett er ansvarlig fra og med 2001 til og med 2003.

Dataaftaleparterne forpligter sig at stille bedst mulige grundlag til rådighed for arbejdet med den fælles netmodel.

Udover de nødvendige data inkluderer det ressourser til at få den samkørende model til at fungere og afspejle de fysiske forhold samt sikre såvel teknisk som overskuelig dokumentation af modellens indhold.

Eventuel revision af netmodellen og forudsætninger for en ny model besluttet af Netgruppen. Behovet for revision eller etablering af ny model vurderes normalt en gang per år. I tillæg hertil skal alle aftalens parter give oplysning om vigtige ændringer, som kan have betydning for den samkørende model, så hurtigt som muligt.

Datasæt Samkjøringsmodel.

Balancegruppens medlemmer skal løbende til brug for gruppens virksomhed indsamle og holde ajour data for produktionssystem, overføringssystem og elforbrug i de respektive lande.

Datasæt skal afleveres i og etableres i format for seneste version af et i fællesskab valgt analyseprogram, som ved aftalens indgåelse er analyseprogrammet ”Samkjøringsmodel” (Firma Sintef i Norge)

Forretningsgang ajourføring og arkivering

Forretningsgang ajourføres efter behov i overensstemmelse med aftalens § 3, og godkendes af Plankomiteen ved énstemmig beslutning.

Plankomiteens formand er ansvarlig for at den til enhver tid gældende forretningsgang er arkiveret hos Nordels sekretariat.