

AVTAL om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal)

§ 1 Parter m.m.

- Energinet.dk (Energinet.dk) org. nr. 28 98 06 71
- Fingrid Oyj (Fingrid) org. nr. 1072894-3
- 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 Energinet.dk för det danska *delsystemet* inklusive Bornholm, 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 effektlödet mellan *delsystemen* inte innebär driftmässiga problem. *Parternas* rätt och skyldighet till reaktivt effektlöde 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 företaget 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 *överförings-*

kapaciteter 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 använda 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.

Energinet.dk sörjer för *balansregleringen* i det Västdanska området inom ansvaret för *UCTE-systemet* och efter avtal med EON Netz. Energinet.dk 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 Handelskammarens 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. juli 2006, 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*.

2006-06-13

12(12)

Detta avtal ersätter tidigare avtal daterat den 1 april 2004.
Detta avtal är upprättat och undertecknat i fyra (4) likalydande exemplar varav *Parterna* har var sitt.

Fredericia 2006-07-04
Energinet.dk

Helsingfors 2006-08-31
Fingrid Oyj



Peder Ø. Andreasen



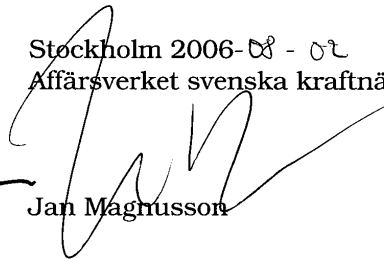
Timo Toivonen

Oslo 2006-08-11
Statnett SF

Stockholm 2006-08-02
Affärsverket svenska kraftnät



Odd Håkon Hoelsæter



Jan Magnusson

Definitioner

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

De flesta av definitionerna är nordiska och förekommer inte i kontinentala Europa. Enstaka generella definitioner motsvarar definitionerna inom UCTE. Definitioner av kapacitet på förbindelserna mellan delsystemen är jämförbara med motsvarande definitioner inom ETSO.

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*.

Anpassad drift är en övergång från skärpt drift till normal drift som karaktäriseras av att förbrukning, produktion och överföringar i nätet anpassas så att nätet kan klara ett (nytt) dimensionerande fel. Anpassningen sker inom 15 minuter efter att ett fel som innebär utkoppling av anläggningsdelar har skett. Se också *drifttillstånd*.

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 *överföringskapaciteten* 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. En systemansvarig kan ha ansvaret för flera *delsystem*.

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 av alla felhändelser som det har tagits hänsyn till.

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 de *systemansvarigas* 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 som bortfall av ledning, samlingsskena, transformator, produktionsenhet eller förbrukning.

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

Drifttillstånd är *normal drift*, *skärpt drift*, *störd drift*, *nöddrift* och *nätsammanbrott*. Se också *anpassat drift* och *återuppbyggnad*. Benämndes tidigare kraftsystemets drifttillstånd. Se figur 1.

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

Effektbrist föreligger i drifttimmen 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 Elbas hos Nord Pool Spot. *Elbashandel* kan ske i Sverige, Finland, Västdanmark och Östdanmark före och i *driftdygnet* efter *elspothandeln* har stängts.

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 *driftdygnet* 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*.

ETSO (European Transmission System Operators) är en sammanslutning för *systemansvariga* i Europa.

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.

Fel är händelser som inträffar i kraftsystemet och som leder till nedsatt förmåga eller bortfall av ledning, samlingskena, transformator, produktionsenhet eller förbrukning. Ett fel förorsakar en *driftstörning* i kraftsystemet.

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* inklusive anslutande linjefack på båda sidor om förbindelsen. För HVDC-förbindelser är bara DC-anläggningen i stationerna på båda sidor om förbindelsen en del av gränsförbindelsen.

Handelskapacitet, också kallad **NTC** (Net Transfer Capacity), är den kapacitet som ställs till förfogande för *elspothandel* mellan *elspotområden* och den högsta tillåtna summan av *aktörernas* planlagda handel på timbasis. *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.

Kritisk effektbrist föreligger i drifttimmen 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 avvikelser (i MW) mellan summa mätt effekt och summa avtalad *utväxlingsplan* på förbindelserna mellan *delsystemen* plus frekvenskorrektion som är *delsystemets* momentana *reglerstyrka* multiplicerat med avvikelser 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 *elspotohandeln* 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 kan tåla 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*. Se också *drifttillstånd*.

Nätsammanbrott är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning inom en eller flere regioner är fränkopplad och produktionsfränkoppling och nätindelning kan förekomma. Se också *drifttillstånd*.

Nöd drift är ett drifttillstånd som innebär att förbrukning är fränkopplad tvångsmässigt och produktionsfränkoppling och nätindelning kan förekomma. Se också *drifttillstånd*.

Nödeffekt är effektregering på HVDC förbindelser aktiverad av automatik 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 Energinet.dk, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät.

Planeringsfasen är tiden fram till att bud lämnade till nästa dygn *elspotohandel* inte längre kan ändras.

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

Produktionsfrånkoppling är automatisk eller manuell frånkoppling av produktionsanläggning.

Ramping är begränsning av ändring av *elspothandel* på en eller flera *gränsförbindelser* var för sig och tillsammans från en timme till nästa.

Rampreglering är reglering av effekt utifrån en specificerad ramp för att utjämna övergången mellan två effektnivåer, vanligen på HVDC-kablar vid timskarvar.

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.

Region är del av kraftsystemet inom ett *delsystem*, kan evt. omfatta ett helt *delsystem*. Avgränsas av *överföringsnitt* i de nationella delsystemen eller av *gränsförbindelser*.

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 uppregering 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, också kallad **TRM** (Transmission Reliability Margin), är avståndet mellan *överföringskapaciteten* och *handelskapaciteten*. Den utgör utrymmet för de momentana reglervariationerna som följd av frekvensregleringen 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 förändringsförmåga beroende av nätets frekvens (MW/Hz).

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

Skärpt drift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses och att frekvens, spänning eller överföringar är inom acceptabla gränser. Reservkrav är inte uppfyllda och fel i nät- eller produktionsanläggning vill leda till *störd drift* eller *nöddrift*. Se också *drifttillstånd*.

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 effektregering på HVDC-förbindelser som aktiveras manuellt.

Störd drift är ett drifttillstånd som innebär att all förbrukning tillgodoses, men att frekvens, spänning eller överföringar är utanför acceptabla gränser och att *normal drift* inte kan uppnås inom 15 minuter. Se också *drifttillstånd*.

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.

Trappning är begränsning av ändring av *handelskapacitet (NTC)* mellan två *elspotområden* från en timme till nästa.

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

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

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 summan av elproduktion och nettoimport i ett *delsystem*. Elproduktionen är nettoproduktionen i ett kraftverk d.v.s. exklusive kraftverkets egen förbrukning av el till elproduktion.

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. Se också *drifttillstånd*.

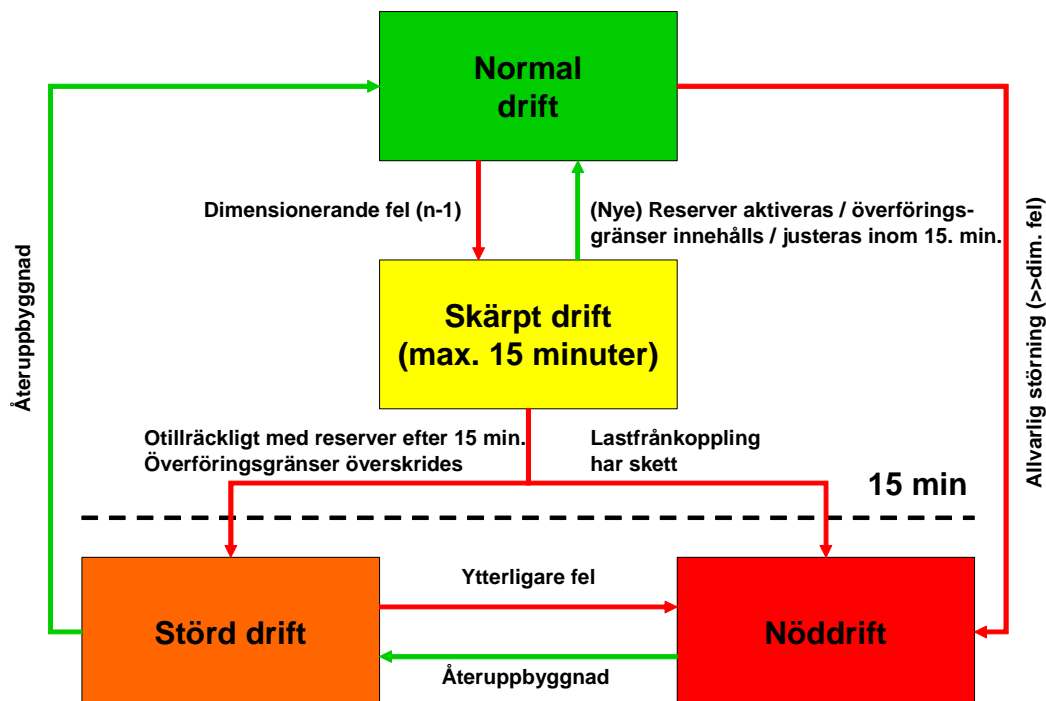
Överföringsanläggning är enskilda anläggningar (ledning, samlingsskenor, transformatorer, kablar, brytare, frånskiljare osv.) som omfattar *överföringsnätet*. Detta omfattar skydds-, övervaknings- och styrutrustning.

Överföringskapacitet, också kallad **TTC** (Total Transfer Capacity), är den högsta överföring av aktiv effekt i överensstämmelse med driftsäkerhetskriterierna som tillåts i *överföringssnitt* mellan *delsystemen/regioner* eller enskilda anläggningar.

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

Överföringssnitt är ett snitt i *överföringsnätet* mellan *delsystemen* eller mellan *regioner* 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 *delsystemen*.



Figur 1.

Drifttillstånd (Nätsammanbrott är inte definierat i figuren).

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 och samtidigt ta hänsyn till andra systemvärn
- 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. Brytarfelskydd 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.
- Om en konsekvensanalys visar att korrekt, obefogad eller utebliven funktion kan medföra större konsekvenser än *dimensionerande felfall* skall

systemvärdet godkännas separat mellan parterna.

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* (totalförbrukning exkl kraftverkens egen förbrukning) för föregående år.

Den faktiska fördelningen av den *frekvensstyrda normaldriftreserven* mellan *delsystemen* skall revideras varje år innan den 1 mars utifrån *årsförbrukningen* föregående år och avrundas till närmaste tiotal. *Årsförbrukningen* skall anges i TWh med en decimal noggrannhet.

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

För 2008 gällde följande fördelning:

	Årsförbrukning 2007 (TWh)	Frekvensstyrd normaldriftreserv (MW)
Östdanmark	14,6	23
Finland	90,3	143
Norge	127,4	202
Sverige	145,9	231
Synkronsystemet	378,2	600

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

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

	Dimensio- nerande fel (MW)	Frekvensstyrd störningsres. (MW)	Frekvensstyrd störningsres. (%)
Danmark	580	168	14,5
Finland	865	251	21,6
Norge	1 200	348	30,0
Sverige	1 360	394	34,0
Totalt		1 160	100

Energinet.dk's krav av den *frekvensstyrda störningsreserven* fördelas mellan Öst- och Västdanmark enligt följande fördelning:

- Västdanmark 75 MW (7,4%)
- Östdanmark 78 MW (7,6%)

Energinet.dk 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 Energinet.dk. Energinet.dk kommer inte att reservera handelskapacitet för att kunna leverera reserven.

Energinet.dk's växelströmsmässiga samkörning av Västdanmark i UCTE-systemet medför att Energinet.dk har ett krav att upprätthålla frekvens och *frekvensstyrd störningsreserv* enligt UCTE-reglerna. Detta beskrivs under avsnitt 5 "Speciella villkor för Energinet.dk 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, Energinet.dk 600 MW i Östdanmark (där 300 MW är *långsam aktiv störningsreserv* som vid speciella tillfällen kan göras snabb), Energinet.dk 680 MW i Västdanmark och Statnett 1 200 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. Sådan reservhållning avtalas mellan berörda *delsystems systemansvariga* vid varje tillfälle och samtliga *systemansvariga* skall informeras om detta.

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 Energinet.dk 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 enskilda länders produktionskapacitet. Energinet.dk skall därför, under 2008, kunna leverera 30 MW som *frekvensstyrd störningsreserv* i Västdanmark. 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, spänningsskollaps 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 Spänningsskollaps

Det är varken av intresse eller möjligt att exakt specificera vid vilken spänning som spänningsskollaps 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. (kontakorer 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. 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* och frekvensstyrda reserver (se bilaga 2) 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 Energinet.dk Öst *balansreglerar* normalt bara efter kontakt med Svenska Kraftnät. Energinet.dk Väst utbyter *effekt kraft* med *synkronsystemet* efter kontakt med Statnett.

Arbetsfördelningen mellan Svenska Kraftnät och Statnett regleras bilateralt och beskrivs i dokumentet "Frekvensreglering i Nordelsystemet" (Instruktion för frekvensreglering) som delges samtliga *parter*.

1.1 Kvalitetskrav

Frekvens

Krav på högsta tillåten variation för frekvensen i normal drift är mellan 49,90 och 50,10 Hz. Målet är att hålla 50,00 Hz.

Antal minuter med frekvensavvikelse skall hållas på et minimum. Måltal för frekvensavvikelsen skall uppställas årligen, och antal avvikelser med under- och överfrekvens skall registreras. Med hänsyn till *driftsäkerheten* är det viktigare att uppfylla kravet på under- än överfrekvens.

I vissa driftsituationer kan det vara behov för att frångå den normala aktiveringsordningen och hoppa över *reglerbud* på reglerlistan för att upprätthålla frekvensen.

Tidsavvikelse

Tidsavvikelsen används som ett verktyg för att säkerställa att frekvensens medelvärde blir 50,00 Hz.

Tidsavvikelsen ΔT skall hållas inom tidsintervallet - 30 till + 30 sekunder. Vid $\Delta T \geq 15$ sekunder skall Statnett och Svenska Kraftnät ta kontakt med varandra för planering av fortsatta åtgärder.

Frekvensmålet är överordnat målet om *tidsavvikelsen* och kostnaderna att reglera.

Uppkommen *tidsavvikelse* skall korrigeras i lugnare perioder med hög *reglerstyrka* och med moderat frekvensavvikelse.

Gemensam driftplanering

En tät dialog inför varje drifttimme och *driftdygn* ska föras mellan Statnett och Svenska Kraftnät för att i samråd lägga upp lämplig strategi för och planera kommande åtgärder för att uppnå ovannämnda mål. Ansvaret att hålla tillräcklig tät dialog är ömsesidigt.

Information om planerade och vidtagna åtgärder för att uppnå ovannämnda mål ska ges till Fingrid och Energinet.dk.

1.2 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 Balansreglering inom Västdanmark

Balansregleringen inom Västdanmark skall bedrivas så att kraven för Västdanmark som ett "control block" i UCTE innehålls på *gränsförbindelserna* mellan Tyskland och Jylland.

3 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 i *synkronsystemet* eller den västdanska balansen. Reglering av nätskäl kan ske på endera eller båda sidor om en flaskhals.

Kraftutbyte mellan *delsystemen* i *synkronsystemet* sker i huvudsak som *balanskraft*. *Balanskraft* får utbytas så länge detta inte medför oacceptabel olägenhet för angränsande område. Mellan *synkronsystemet* och Västdanmark sker utbyten i huvudsak i form av *effektkraft*.

3.1 Reglering av frekvens och balans

För reglering av frekvensen i *synkronsystemet* och balansen i Västdanmark används buden på den gemensamma *reglerlistan* i prisordning, med undantag av bud som ligger instängda bakom en *flaskhals*. De aktiverade buden markeras som *balansregleringar* och ingår i beräkning av *reglerpriset* och reglervolyten.

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. Ledig kapacitet i drifttimmen kan utnyttjas även om det är flaskhals i Elspot för att på så sätt erhålla gemensamt *reglerpris*. Om ingen reglering skett sätts *reglerpriset* till *områdespriset* i *Elspot*.

När det i drifttimmen uppstår *flaskhals* mellan *elspotområden* 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.

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*, för hög överföring på andra ledningar/*överföringssnitt* eller drifts-/handelsregler som medför att det inte är tillåtet att aktivera bud från den gemensamma *reglerlistan*.

Om överföringen mellan *elspotområden* är högre än *handelsplanen* och detta skapar *flaskhalsproblem* för andra *elspotområden*, reglerar det orsakande området/de orsakande områden mot balans. Området/områden får därmed eget/egna *reglerpris(er)*. Detta bestäms av *balansregleringar* inom området eller inom flera angränsande områden som påverkar *flaskhalsen* på samma sätt.

Vid reglering i två riktningar under en timme inom *synkronsystemet* är netto reglerad energivolym 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 nettovolymen om *flaskhalsen* uppstått genom aktiverade *balansregleringar*. Samma regel gäller inom Västdanmark.

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*.

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

3.2 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.

4 Prissättning av balanskraft

4.1 Balanskraft mellan delsystemen inom synkronsystemet

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

4.2 Balanskraft mellan Västdanmark och Sverige

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

4.3 Balanskraft mellan Västdanmark och Norge

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

5 Prissättning av effektkraft

5.1 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*.

5.2 Mellan Västdanmark och Norge respektive Sverige

Vid *effektkraft* för *balansreglering* mellan *synkronsystemet* och Västdanmark gäller:

När balansen i *synkronsystemet* och Västdanmark regleras åt samma håll, sätts priset för *effektkraften* till det *reglerpris* - om olika - som ligger närmast *systempriset* i *Elspot*. Samma regel gäller när det inte regleras i något av områdena.

När balansen i *synkronsystemet* och Västdanmark regleras åt olika håll, sätts priset för *effektkraften* till *systempriset* i *Elspot*.

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. Effektkraft för balansreglering har prioritet framför trekant transit.

5.3 Vid driftstörning på gränsförbindelse

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

6 Drifts-/handelsregler mellan synkronsystemet och Västdanmark

Utväxling av *effektkraft* för *balansreglering* mellan *synkronsystemet* och Västdanmark görs enligt en fastställd modell baserat på nedanstående principer.

Energinet.dk Väst skickar planer i förväg för varje driftimme för utbyte mellan *synkronsystemet* och Västdanmark. Planerna anges per 15:e minut och utarbetas mot bakgrund av prognos för obalans i Västdanmark, aktuella bud i den gemensamma *reglerlistan* samt övrigt informationsutbyte mellan Statnett och Energinet.dk Väst.

Statnett och Energinet.dk Väst ansvarar gemensamt för att planen för kommande timme är acceptabel med hänsyn till reglering av båda systemen senast 15 minuter före timskarv.

Planen kan därefter ändras under drifttimmen enligt nedanstående regler.

Effektkraft mellan *synkronsystemet* och Västdanmark utväxlas endast i en riktning för varje timme. Volymen kan öka eller minska under drifttimmen, men inte oftare än varje 15:e minut.

Efter en minskning av effektkraftvolymen kan volymen inte öka igen under samma timme. Detta gäller dock inte före timskarv om avtalad utväxling för kommande timme är högre än aktuell volym.

Utväxling av *effektkraft* sker efter en effektplan med 5-minuters upplösning. Vid aktivering av *effektkraft* under drifttimmen skall ändringen i effektplanen normalt vara utförd inom maximalt 15 minuter.

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*.

Den tekniska beskrivningen (nätmodell, nätdata osv) av kraftsystemen regleras i andra avtal.

Information som skall ges till elmarknadens *aktörer* regleras i de systemansvarigas avtal gentemot Nord Pool Spot.

1 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.

Avbrott som påverkar *överföringskapaciteten* mellan *delsystemen* skall inmatas i det gemensamma nordiska avbrottsplaneringssystemet NOPS (Nordic Outage Planning System).

2 Före drifttimmen

Information 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*.
- 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*.

Det gemensamma nordiska informationssystemet NOIS (Nordic Operational Information System) skall användas för utbyte av information som är nödvändig för *balansregleringen* (reglerbud, produktions- och HVDC-planer, förbrukningsprognoser osv).

3 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.

- Mätningar som behövs för övervakning av kraftsystemets stabilitet.

4 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.

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.

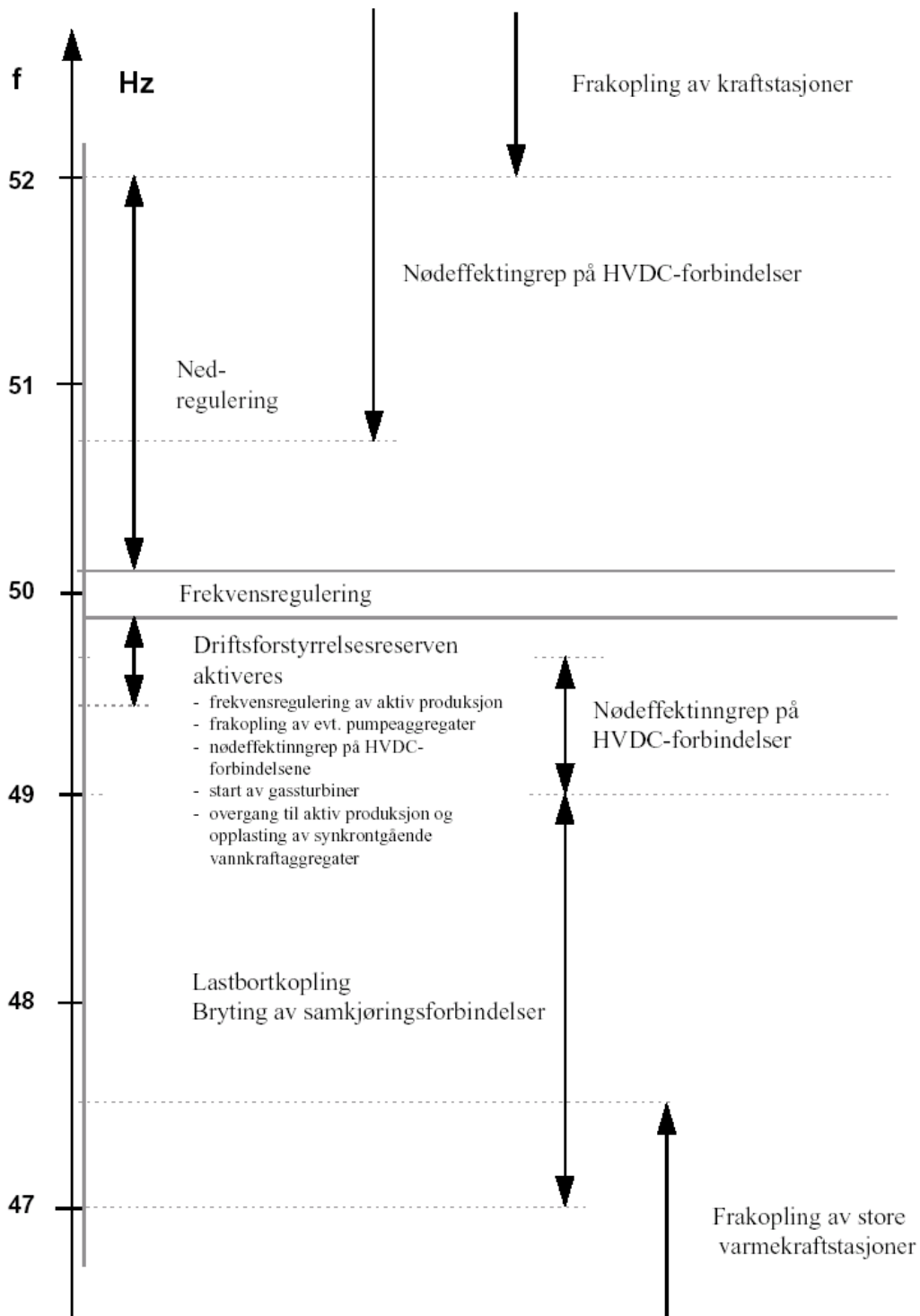
Automatiska *systemvärn* använder två olika funktionsprinciper. Det ena är ett *systemvärn* som aktiveras genom mätning av systemets tillstånd t.ex. spänningen i en kritisk punkt eller systemfrekvensen. Det andra är ett *systemvärn* som aktiveras av förutbestämda händelser som exempelvis en eller flera 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 frekvensavvikelse klaras av *frekvensstyrd störningsreserv* på generatorer. Större frekvensavvikelse 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*
- frånkoppling eller nedreglering av produktion, PFK
- start av produktion
- frånkoppling av förbrukning, AFK
- nätkopplingar.

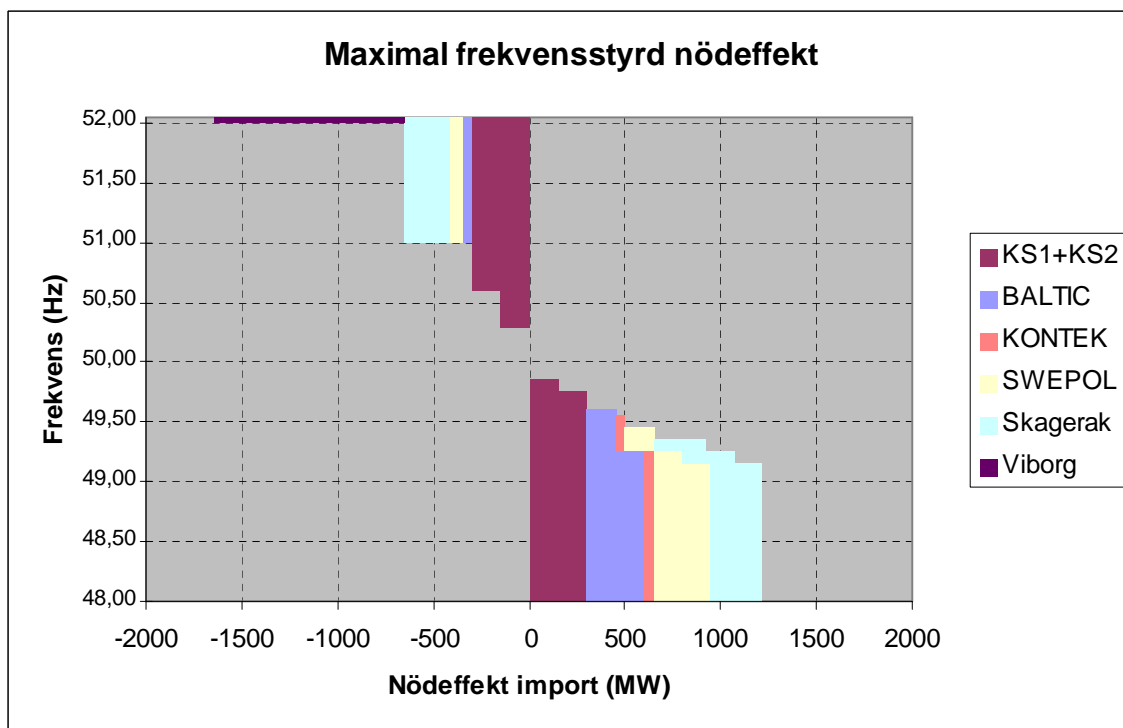
Låg frekvens vid *driftstörningar* klaras traditionellt av *frekvensstyrd störningsreserv*.

Frekvensstyrd störningsreserv är dimensionerad att hålla frekvensen innanför tillåtna gränser vid *driftsstörningar*. Om detta inte lyckas och frekvensen fortsatt faller kan till exempel *förbrukningsfrånkoppling* 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 *produktionsfrånkoppling*. 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 frånkopplas 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
	Öst	Väst			
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					

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 forbruk, f<48,5 Hz momentant, f<48,7 Hz 20 sek. 10 % av forbruk, f<48,3 Hz momentant, f<48,5 Hz 20 sek. 10 % av forbruk, f<48,1 Hz momentant, f<48,3 Hz 20 sek. 10 % av forbruk, f<47,9 Hz momentant, f<48,1 Hz 20 sek. 10 % av forbruk, f<47,7 Hz momentant, f<47,9 Hz 20 sek.
	Väst	15 % av forbruk, f<48,7 25 % av forbruk, 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 ≥ 35 MW, f < 49,4 i 0,15 sek 35 > P ≥ 25 MW, f < 49,3 i 0,15 sek 25 > P ≥ 15 MW, f < 49,2 i 0,15 sek 15 > P ≥ 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 fränkoppling av ledningar

Danmark Öst	Fränkoppling av Sverigesförbindelsen vid f < 47,0 Hz i 0,5 sek eller f < 47,5 i 9 sek
Väst	-
Norge	-
Sverige	-
Finland	Fränkoppling av Vyborg DC-länken vid frekvens i Finland > 52 Hz i 0,5 sek Fränkoppling 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, Stornorrfor, 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). Den ökade kapaciteten i snitt 4 får utnyttjas endast då förbrukningen söder om snitt 4 är lägre än 4 500 MW.

Systemvärnet hämtar mätvärden från 6 stationer: Breared, Hallsberg, Hjalta, Kilanda, Tenhult och Sege. Med *systemvärnet* i drift tillåts högre överföring i snitt 4, ökningen tillfaller resp. utlandsförbindelse, Baltic Cable SwePol Link och Öresundsförbindelsen.

Kriteriet för *systemvärnets* aktiveringssignal är att spänningen i en av dessa sex knutpunkter understiger 390 kV under 4 sekunder. Vid aktivering sker effektändring på 200 MW norrut för Baltic Cable (BC epc ingång 3), 250 MW norrut för Kontek och 300 MW norrut för SwePol Link (SP epc vid ingång 4). För att SwePol Link ska aktiveras krävs även att spänningen i Stårnö är lägre än 415 kV.

3.3 Systemvärn i Sydnorge

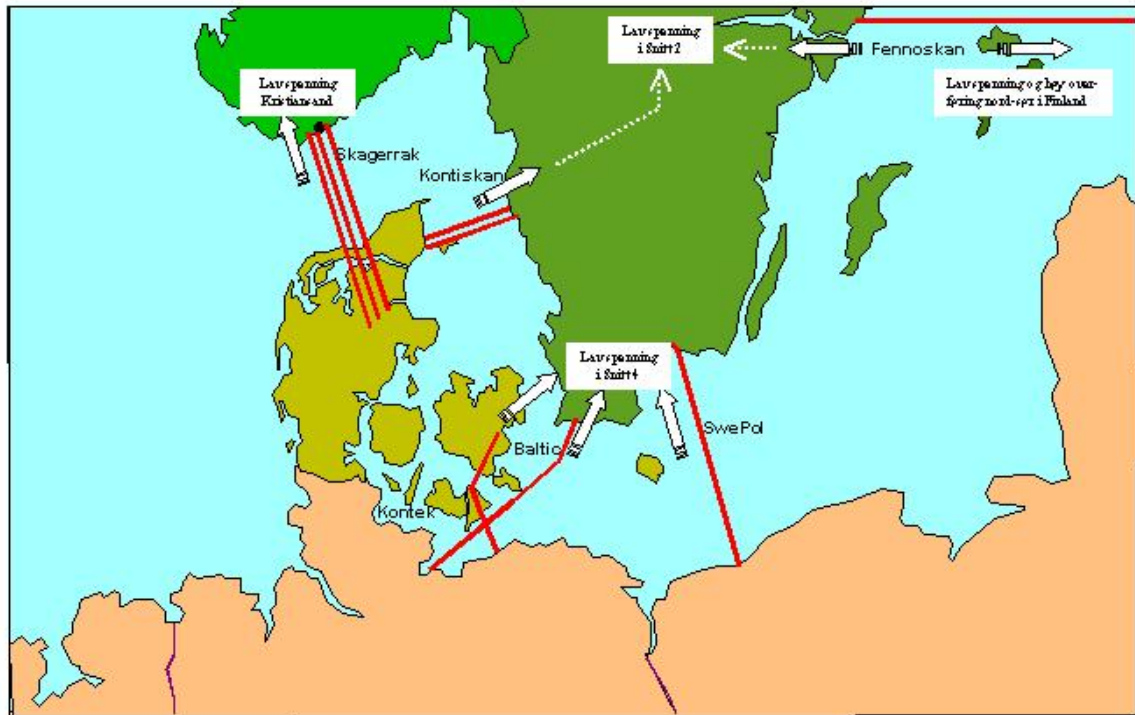
I Norge finns ett *systemvärn*, som styrs av spänning. Skagerrak-kablarna har nödeffektreglering som styrs av lokal mätning av spänning i Kristiansand. Låg spänning på 275 och 270 kV ger 200+200 MW avlastning.

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 i figur 3.

Styrning av hvdc-anlegg ved lav spenning



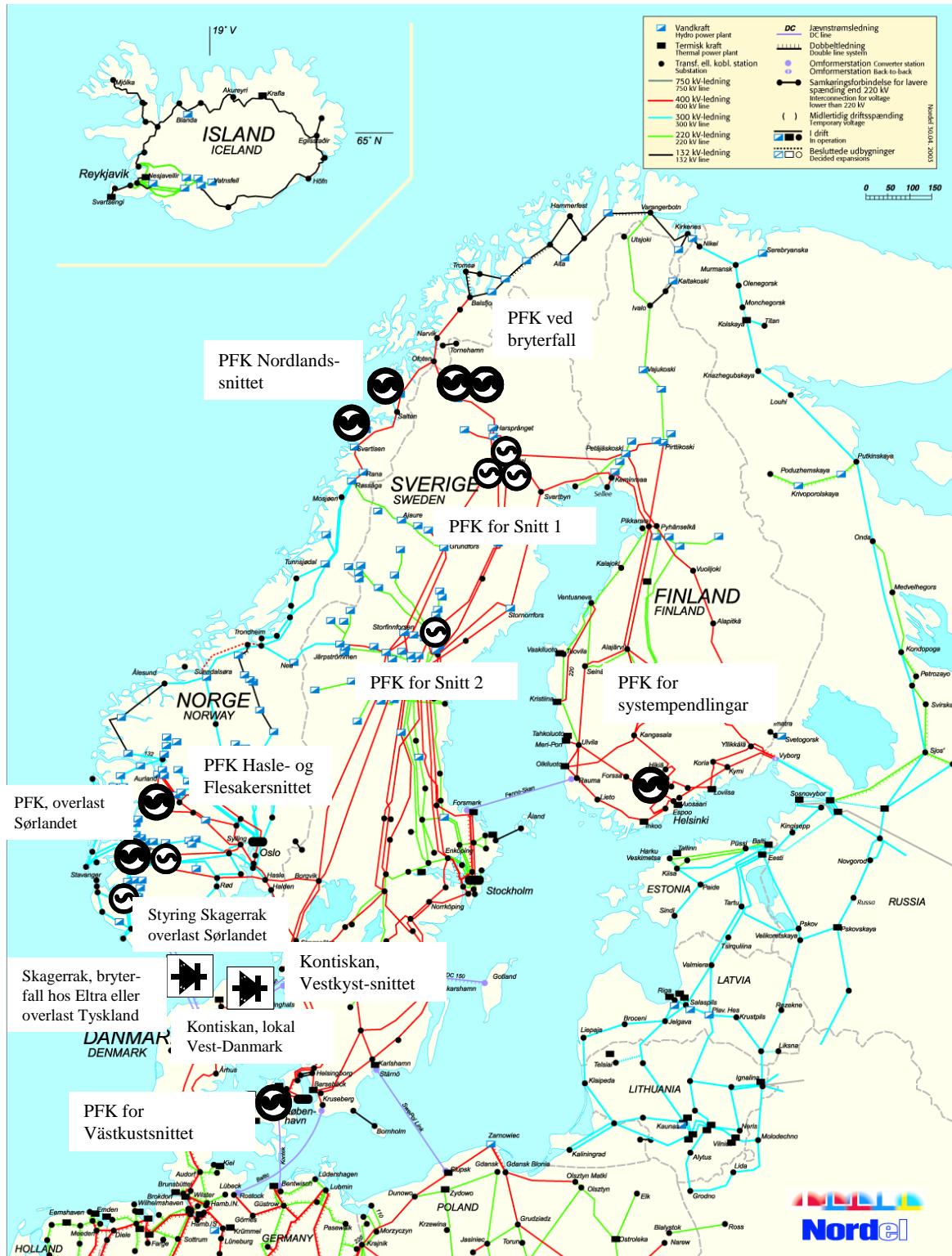
Figur 3

4 Systemværn aktiverede av en eller flere relåsignaler från anläggningarnas skyddsutrustning

Systemværn aktiverede av relåsignaler är ofta mer komplicerade och värnen styr ofta anläggningar långt från relåerna. I figur 4 visas en översikt över *systemværn* för *produktionsfrånkoppling* och/eller styrning av HVDC-förbindelser. I figur 5 visas en översikt över *systemværn* för *förbrukningsfrånkoppling* och/eller nätledning.

Figurerna 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. *Systemvärn*et kopplar från produktion så att ledningarna avlastas. Signalerna utgår från Grundfors, Betåsen, Hjalta och skickas till stationer norrut. Inställningen av automatikerna anpassas till driftläggningen.

*Systemvärn*et 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-Strömman)

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 ger detta en effektändring på Konti-Skan 2 på 350 MW mot Västdanmark.
- Vid bortfall av Stenkullen-Strömman och överföring på mer än 500 MW nordlig riktning på ledningen så ger detta en effektändring på Konti-Skan 2 på 350 MW mot Västdanmark.
- Vid bortfall av Kilanda-Stenkullen och överföring på mer än 500 MW nordlig riktning på ledningen ger en effektändring på Konti-Skan 2 på 350 MW mot Västdanmark.

Dessa *systemvärn* ger inte utökad kapacitet utan höjer *driftsäkerheten*.

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

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

Utöver *systemvärn*et finns ett "Last Line" skydd som löser ut Konti-Skan 1 vid bortfall av ledningen Strömman-Lindome.

Utvidgat *systemvärn*:

Värnet kopplar bort "produktion" på Själland genom *produktionsfrånkoppling*. Detta minskar importen från Själland vilket avlastar västkustsnittet vilket ger en ökad driftsäkerhet. *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.

Systemvärn tas i drift vid avbrott på någon av de nämnda ledningarna.

Systemvärn styr ned produktionen i Forsmark för att avlasta transformatorn.

Systemvärn 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. *Systemvärn* i Långbjörn kopplar från ledningen Långbjörn-Korsselbränna-Stalon eller ledningen Linnvasselv-Blåsjön-Junsterforsen-Gäddede-Bågede-Långbjörn med ansluten produktion när förbindelsen mellan Kilforsen och Långbjörn bryts.

4.6 Sverige: Systemvärn Sege

Systemvärn är normalt inte i drift men ska tas i drift vid antingen planerat eller oplanerat avbrott på en av ledningarna Alvesta - Sege eller Sege-Barsebäck. Vid reläskyddsfunktion som kopplar bort den kvarvarande ledningen i Sege aktiverar *systemvärn* frånkoppling av Baltic Cable. *Systemvärn* aktiveras oberoende av effektriktning på Baltic Cable.

4.7 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 *systemvärn* 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 *systemvärn* redundans vid mätning av hög ström på Hasle-Borgvik, Hasle-Halden, 300 kV Tegneby-Hasle, 300 kV Flesaker-Tegneby och 300 kV Flesaker-Sylling. *Systemvärn*s inställning beror på driftsituationen.

4.8 Norge: Systemvärn i Nordlands-snittet (PFK)

Vid stort effektöverskott i nord- och mitt-Norge är det risk för *nätsammanbrott* vid kritiska ledningsbortfall. *Systemvärn* 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.

Systemvärn aktiveras av följande händelser:

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

*Systemvärn*s 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. *Systemvärn* beskrivs också under punkt 4.2.

4.9 Norge: Systemvärn lokalt i Kvilldal (PFK)

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

4.10 Norge: Nätdelning i Sydnorge

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

4.11 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 eller 400 MW industrilast vid bortfall av en eller två 300 kV ledningar in mot Møre eller vid bortfall av ledningar som medför låg spänning eller överlast på Nea-Järpstrømmen. Nätet 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. *Systemvärn* ska förhindra överlast i det parallella 132 kV nätet som annars kan leda till sammanbrott i nordligaste delen av Norge.

4.12 Norge: Systemvärn i Sørlandssnittet (PFK och styrning av HVDC)

Vid hög export från Sydnorge till Danmark, men med låg lokal produktion, är det risk för att bortfall av en ledning kan ge överlast- eller spänningsproblem. Vid kritiska bortfall ska *systemvärnet* avlasta snitten genom automatisk nedstyrning av HVDC-förbindelsen Skagerrak. *Systemvärnet* mäter överlast på 300 kV ledningarna i 4 stationer. *Systemvärnet* styr ned 400 MW av exporten på Pol 3 under loppet av 1s.

Vid hög import till Sydnorge från Danmark, och samtidig hög lokal produktion, är det risk för att bortfall av en ledning kan ge överlast- eller spänningsproblem. Vid kritiska bortfall ska *systemvärnet* avlasta snitten genom automatisk nedstyrning av HVDC-förbindelsen Skagerrak eller PFK i Tonstad. *Systemvärnet* mäter överlast på 300 kV ledningarna i 3 stationer. *Systemvärnet* styr ned 300 MW av importen på Pol 3 under loppet av 1s och/eller styr ned produktion i Tonstad kraftverk (4 x 160 MW tillgänglig).

4.13 Västdanmark: Konti-Skan pol 2

Systemvärnet på Konti-Skan 2 blir aktiverat vid en belastning över 80 % av 400 kV-transformatorn vid Nordjyllandsværket (NJV3+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).

4.14 Västdanmark: Skagerrak pol 3

Vid frånkoppling av 400 kV-ledningen Tjele - Askær och 400 kV ledningen Askær - Revsing - Kassø reduceras importen från Skagerrak pol 3 till 50 MW.

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

4.15 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.

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

Systemvärnet kan användas när norra växelströmsnätet mellan Rauma och Dannebo är brutet. Kan styra frekvens i möjliga ö nätet i Finland.

4.17 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.

4.18 Finland: Nätdelning 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.

4.19 Finland: Systemvärn för att undvika systempendlingar

Systemvärnet används för att öka kapaciteten i norr mot Sverige. 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
Energinet.dk Öst	Statikreglering i termiska kraftverk.	Ja
Energinet.dk Väst	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
Energinet.dk Öst	Fjärrvärmefrånkoppling. Turbinpådrag i termiska kraftverk. Statikbidrag från termiska kraftverk. HVDC ingrepp.	Ja
Energinet.dk Väst	Kondensatstopp på termiska kraftverk. Statikreg. (modifierat glidtryck) i termiska kraftverk.	Nej (det utväxlas endast mellan Energinet.dk Väst 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
Energinet.dk Öst	Används inte.	
Energinet.dk Väst	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 *effekt kraft*, men i händelse av *effektbrist* är det bilaga 9 som gäller.

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Energinet.dk Öst	Kontrakt med producent. Gasturbiner, uppreglering av rullande reserv, snabbstartande termiska kraftverk.	Ja
Energinet.dk Väst	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
Energinet.dk Öst	Termiska kraftverk med en uppstartstid på upp till 4 timmar och omläggning av produktionsformer på termiska kraftverk.	
Energinet.dk Väst	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
Energinet.dk Öst	Över/undermagnetisering av produktionsanläggningar. Synkronkompensatordrift i en generator. Till- och fränkoppling av kondensatorbatterier och reaktorer.	Nej
Energinet.dk Väst	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- fränkoppling av kraftledningar. Till- fränkoppling av kondensatorbatterier och reaktor.	Nej Nej Nej Nej
Statnett	Över- undermagnetisering av produktionsanläggningar. Till- fränkoppling av kraftledningar. Till- fränkoppling av kondensatorbatterier. Statisk faskompensering (SVC-anläggningar).	Nei
Svenska Kraftnät	Över- undermagnetisering av produktionsanläggningar. Till- fränkoppling av kraftledningar. Till- fränkoppling av kondensatorbatterier, reaktorer. Statisk faskompensering (SVC-anläggningar).	Nej

¹⁾ Betalning för produktion av reaktiv effekt i generatorer utanför vissa gränser för tanq.

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
Energinet.dk Öst	Används inte.	
Energinet.dk Väst	Produktionsbalansansvariga med variabel produktion levererar effektkörplaner med en upplösning på 5 min.	Delvis, det sänds 5 min och 15 min. planer till övriga TSO:er
Fingrid	Timskiftesreglering. Balansansvariga informerar Vingrid 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
Energinet.dk Öst	Automatisk nedstyrning och/eller fränkoppling av kraftverk och/eller KONTEK, automatisk uppreglering av KONTEK. Specificerat i bilaga 5.	Nej
Energinet.dk Väst	Nödeffekt på Kontiskan och Skagerrak. Nedreglering av Kontiskan vid överlast på transformatorer. Nedreglering av Skagerrak 3 vid utfall av vissa 400 kV linjer (nedreglering av hänsyn till spänningskvaliteten).	Ja
Fingrid	Automatisk fränkoppling av produktion. Nätindelning. Specificerat 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 Dödnätsstart

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

TSO	Generering av systemtjänsten	Utväxling mellan delsystemen
Energinet.dk Öst	Diesलगenerator och/eller gasturbiner.	Nej
Energinet.dk Väst	2 gasturbiner.	Nej
Fingrid	Vissa vattenkraftsstationer och gasturbiner.	Nej
Statnett	Vissa utvalda vattenkraftsstationer.	Nej
Svenska Kraftnät	Vissa utvalda vattenkraftsstationer.	Nej

1.2.4 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
Energinet.dk Öst	Frekvensstyrd frånkoppling av förbrukning och frånkoppling av förbindelser mellan Sverige och Själland. Specificerat i bilaga 5.	Nej
Energinet.dk Väst	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

1.2.5 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
Energinet.dk Öst	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
Energinet.dk Väst	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.

1.2.6 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
Energinet.dk Öst	Kontrakt med producenter om bud (som bud i reglermarknaden).	Ja
Energinet.dk Väst	Kontrakt med producenter om minimumutbud (som bud i reglermarknaden). Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja Ja
Fingrid	Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja
Statnett	Kontrakterad regulerkraft: Optionsmarknad för reglerkraft (produktion och förbrukning). Frivilliga bud i reglermarknaden.	Ja Ja
Svenska Kraftnät	Frivilliga bud i balansregleringen (sekundärregleringen).	Ja

1.2.7 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
Energinet.dk Öst	Särskilda köp hos producenter.	
Energinet.dk Väst	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

1.2.8 Höglastreserv

Krav för varje *systemansvarig* beror på nationell lagstiftning.
Med *höglastreserv* avses aktiv reserv som normalt inte används. Vid förväntade höglastperioder 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
Energinet.dk Öst	Används inte .	
Energinet.dk Väst	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*.

Systemansvariga som har behov för att köpa kan ta kontakt med aktuell *systemansvarig* för att få information om priser och kvantum.

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

Handeln sker bilateralt mellan *systemansvariga*.

Om handeln medför transitering genom ett *delsystem* skall den *systemansvariga* inom vars nät transitering sker informeras innan avtal ingås.

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-Gejnmån-Ajaure	220	Gejnmån, Ajaure	
Nea-Järpströmmen	300	Nea	
Hasle-Borgvik	400	Hasle	Ingår i Haslesnittet
Halden-Skogssäter	400	Halden	Ingår i Haslesnittet

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

För respektive gränsförbindelse finns särskilda kopplingsavtal upprättade mellan parterna.

Ledning	Norge	Sverige
Ofoten-Ritsem	Regioncentralen i Alta	Driftcentralen i Sollefteå (DCSO)
N.Rössåga-Gejmån-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 växelströmsförbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av SvK. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.

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 Kopplingsedel/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 kopplingsedel/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 (TTC)

Överföringskapacitet på förbindelserna är följande i MW.

Ledning	-20 °C	-10°C	0°C	10°C	20°C	30°C	Totalt till Sverige	Totalt 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 - Gejman – 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 (Vid temperaturer under 0°C begränsas överföringskapaciteten av spänningen i Sverige):

Temperatur	-20	-10	0	10	20	30
Kapacitet [MW]	2150	2150	2150	2150	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	3 200	3 300	3 400	3 500	3 600	3 700	3 800	3 900	4 000	4 100
Kapacitet [MW]	2 200	2175	2090	2000	1 900	1785	1 700	1600	1450	1250

Oslolast	4 200	4 300	4 400	4 500	4 600	4 700	4 800	4 900	5 000
Kapacitet [MW]	1 050	850	650	500	350	200	100	50	0

4.2 Rutiner för bestämning av överföringskapacitet

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

4.3 Handelskapacitet (NTC)

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 Nätkontroll i Räcksta
N.Rössåga-Gejman-	Landscentralen i Oslo	SvK-vhi i Nätkontroll i Räcksta

Ajaure		
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 Spänningsreglering

Grundprincipen för spänningsreglering regleras i § 7 punkt 7.5 i avtalet.

4.5.1 Spänningsreglering på norsk sida

Spänningen övervakas av Landscentralen i Oslo och regioncentralerna i Alta, Sunndalsöra och Oslo. Om regioncentralernas resurser för att hålla spänningen inom angivna gränser inte räcker till kontaktas Landscentralen.

Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Ofoten	400	400-415	425
Nedre Rössåga	235	240-250	250
Nea	285	285-300	306
Hasle	380	410-415	430
Halden	380	410-415	430

4.5.2 Spänningsreglering på svensk sida

Driftcentralen i Sollefteå DCSO ansvarar för spänningsregleringen i norra delen av stamnätet och driftcentralen i Råcksta DCRÅ ansvarar för spänningsregleringen i södra delen av stamnätet. Om driftcentralernas resurser för att hålla spänningen inom angivna gränser kontaktas SvK-vhi.

Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Ritsem	395	400-415	420
Ajaure	230	245-255	260
Järpströmmen	280	285-295	305
Borgvik	395	400-415	420
Skogssäter	395	400-415	420

4.5.3 Samordning av spänningsreglering

I normal drift skall den högre spänningen inom normaldriftintervallet eftersträvas. i samband med driftstörningar och kopplingar får respektive driftcentral i Sverige och Norge komma överens om åtgärder för att hålla spänningen i angivna intervaller.

4.6 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 Gejmån 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 Skogssäter, 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.

4.7 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
Ossauskoski – Kalix*)	220 kV AC	Kalix 220 kV

*) SvK och Fingrid äger ledningen, Vattenfall Norrnät och Fingrid har eldriftansvar. Överföringen är beroende av förbrukningen i Kalix området. Överföringen beaktas vid fastställande av handelskapacitet 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 innehas SvK *eldriftansvaret*.

Eldriftansvarsgränserna gällande 400 kV förbindelserna ligger på gränsen

mellan Finland och Sverige. Eldriftansvarsgräns gällande Fenno-Skan ligger vid kabelns ägogräns.

3.3 Kopplingsansvarig

Tabell 1

Anläggning	Svensk sida	Finsk sida
Petäjäsoski – 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

Samma parter som under 3.3.

3.5 Driftorder

Kopplingar på växelströmsförbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av SvK. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.

Kopplingar gällande Fenno-Skan sker enligt följande:

- Kopplingar endast i Rauma sker enligt kopplingsplan upprättad av Fingrid.
- Kopplingar på finska delen av kabeln sker enligt kopplingsplan upprättad av Fingrid. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.
- Kopplingar endast i Dannebo sker enligt driftorder upprättad av SvK.
- Kopplingar på svenska delen av kabeln sker enligt driftorder upprättad av SvK. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.

3.6 Störningshantering

Då en *gränsförbindelse* tas ur drift kontaktar kontrollrummen omedelbart varandra.

Vid behov utfärdar kopplingsansvariga nödvändiga kopplingsedlar 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 (TTC)

4.1.1 400 kV AC-förbindelser

Överföringskapaciteten till Finland är beroende av temperaturen i norra Sverige och Finland enligt följande:

Temperatur °C	≤ 20	> 20
Kapacitet	1 650 MW	1 600 MW

Överföringskapaciteten till Sverige begränsas av dynamiska orsaker enligt följande:

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.

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*.

4.3 Handelskapacitet (NTC)

Vid bestämning av *handelskapacitet* på AC förbindelserna reduceras *överföringskapaciteten* med en *reglermarginal* på 100 MW. Förbrukningen i Kalix området beaktas vid fastställande av *handelskapacitet* mellan Finland och Sverige. *Handelskapaciteten* för Fenno-Skan är lika med *överföringskapaciteten*, normalt 550 MW.

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 Räcksta gällande 400 kV AC-förbindelser och Fenno-Skan.

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

4.5 Spänningsreglering

Grundprincipen för spänningsreglering regleras i § 7 punkt 7.5 i avtalet.

4.5.1 Spänningsreglering på svensk sida

Driftcentralen i Sollefteå (DCSO) ansvarar för spänningsregleringen i norra delen av stamnätet.

Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Letsi	395	400-410	415
Svartbyn	395	400-415	420

Minspänning är vad kraftsystemet klarar med viss marginal mot spänningskollaps. Maxspänning är utrustningens konstruktionsspänning. Börvärde för spänningen ligger inom normaldriftområdet.

4.5.2 Spänningsreglering på finsk sida

För spänningsreglering finns reaktorer på transformatorernas tertiärlindningar och kondensatorer i 110 kV-systemet.

I Keminmaa kopplas kondensatorn med hänsyn till reaktiv effekt på transformatorernas 110 kV sida. Reaktorerna kopplas av en automatik med hänsyn till 400 kV spänningarna. Automatiken har tre fönster på +/- 4 kV och kan flyttas uppåt och nedåt från Systemdriftcentralen.

I Petäjäskoski kopplas reaktorerna manuellt.

Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Petäjäskoski	380	400-417	420
Keminmaa	380	399-417	420

4.5.3 Samordning av spänningsreglering

För ledningen Svartbyn-Keminmaa kan problem uppstå om inte hänsyn tas på svensk sida för den finska spänningsregleringsprincipen. Det kan uppstå återverkan mellan reaktorkopplingar i Svartbyn och motsvarande kopplingar i Keminmaa på grund av storleken på reaktorn i Svartbyn, 150 Mvar. Spänningen i Svartbyn bör hållas i området 406-414 kV. Vid problem skall berörda dc kontakta varandra.

4.6 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.

4.7 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 störnings-situation. Om nödeffektregleringen förorsakar mothandelsbehov hos *part* som inte har *driftstörning* skall Fenno-Skan regleras inom 15 minuter till sådant värde att mothandelsbehovet upphör.

5 Fördelning av kapacitetsutnyttningen mellan Finland och Sverige

Fördelning av kapacitetsutnyttningen på gränsförbindelserna är reglerat i ett annat separat avtal mellan Fingrid och Svenska Kraftnät. Huvudprinciperna är följande:

Gränsförbindelsernas överföringskapacitet definieras för växelströmförbindelserna i norr och för Fenno-Skan. Överföringskapacitet skall löpande fastställas av Parterna enligt gällande tekniska randvillkor i systemdriftavtalet. Handelskapacitet bestäms genom beräkning av överföringskapacitet minus fastställd reglermarginal.

5.1 Grundfördelning

Grundfördelning användas som utgångspunkt för elöverförings fördelning mellan norra och södra förbindelser. Grundfördelning bestäms av proportionen mellan vid varje tillfälle fastställd handelskapacitet på växelströmförbindelserna 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 växelströmförbindelserna och Fenno-Skan enligt ovan bestämt grundfördelningen.
- Elbas- och effektkrafthandel över gränsen behandlas inte 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 ovan bestämt handelskapacitet för AC-förbindelsen och Fenno-Skan vid beräkningen av grundfördelningen.

5.2 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 Förlustminimeringsmodell

Modellen för förlustminimering bygger på att SvK och Fingrid beräknar nätförlusterna 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 för Sverige i Nord Pool Spot:s elspotmarknad. Parterna skall uppge priserna i svenska kronor. Från början av år 2006 skall priserna uppge i Euro.

5.4 Fördelning av nyttan

Totala nyttan för systemet under en timme definieras som positiv differens mellan de beräknade totala förlustkostnaderna 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.

5.5 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 flaskhals i någonderas nät skall Systemdriftcentralen i Helsingfors och SvK-vhi Nätkontroll i Råcksta överenskomma om omfördelning enligt följande.

5.5.1 Flaskhals i Fingrids nät

Om det är flaskhals 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. Kompensering kalkyleras som produkten av transiteringspriset och transiteringsbeloppet. Transiteringspriset är tills vidare bestämt till 30

SEK/MWh om inte annat överenskommes mellan parterna. Transiteringspriset skall dock revideras av parterna för varje börjande perioden av två (2) kalenderår.

5.5.2 Flaskhals i SvK:s nät

Om det är flaskhals 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. Kompensering kalkyleras som produkten av transiteringspriset och transiteringsbeloppet. Transiteringspriset är tills vidare bestämt till 30 SEK/MWh om inte annat överenskommes mellan parterna. Transiteringspriset skall dock revideras av parterna för varje börjande perioden av två (2) kalenderår.

5.5.3 Flaskhals i båda parternas nät

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

5.6 Avräkning för förlustminimering

Kompensering av förlustminimering sker två gånger om året, i början av januari och i början av juli om parterna inte kommer överens om något annat. Fingrid upprättar fakturan om inte något annat avtalas mellan parterna.

Kompensering av användning av andra partens lediga kapacitet sker också två gånger i året samtidigt med förlustminimering.

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 Kopplingsedel/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 (TTC)

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 (NTC)

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 Spänningsreglering

Grundprincipen för spänningsreglering regleras i § 7 punkt 7.5 i avtalet.

4.5.1 Spänningsreglering på norsk sida

I Varangerbotn är den önskade spänningsnivån i normaldrift 220 kV, men spänningen kan variera mellan 205 - 235 kV.

4.5.2 Spänningsreglering på finsk sida

Spänningens normala driftområde är 230 - 243 kV, men spänningen kan variera mellan 215 - 245 kV. I Utsjoki finns en fastinstallerad reaktor, 20 MVA.

4.5.3 Samordning av spänningsreglering

Förbindelsen är lång och sensitiv till spänningsvariationer. Spänningen kontrolleras i samband mellan kontrollrummena.

4.6 Avbrottsplanering

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

4.7 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 Energinet.dk och i Norge av Statnett. Eldriftansvaret regleras i driftavtalen mellan Energinet.dk 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 Energinet.dk's 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 frånkoppling av strömriktarstationerna av Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø, 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø och från Statnetts Regioncentral i Oslo. Kopplingar i HVDC anläggningarna efter att dessa är frånkopplade från AC-nätet sker från Kristiansand och Tjele.

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning i Västdanmark sker från:

- Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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 Energinet.dk's kontrollrum i Tjele. Avbrottsplanering för förbindelserna sker enligt 4.5.

3.6 Störningshantering

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

4 Systemdrift för anläggningar enligt 2

4.1 Överföringskapacitet (TTC)

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

SK1, SK2: Tekn. min 10 MW/pol

Nominell (500 + 40) MW

SK3: Tekn. min 13 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø för underlag på västdansk sida och Statnett för motsvarande på norsk sida.

4.3 Handelskapacitet (NTC)

Den normala *handelskapacitet* i "bipolär drift" är:

- 950 MW från Västdanmark -> Norge
- 1 000 MW från Norge -> Västdanmark

när Kristiansand är utväxlingspunkt (tab købes i Västdanmark) och:

- 1000 MW från Västdanmark -> Norge
- 950 MW från Norge -> Västdanmark

när Tjele är utväxlingspunkt (tab købes i Norge). Der regnes med 50 MW förluster.

Statnett og Energinet.dk aftaler på ugebasis ud fra en vurdering af hovedretningen af udvekslingen, hvor tabene købes billigst.

Följande dygns *handelskapacitet* bestäms varje dag. Likaså fastställs en veckoprognos för kommande veckas *handelskapacitet*. Prognosen anmäls till Nord Pool Spot 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:

- Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø.

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. Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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 effektregering 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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).

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

5 Övrigt

5.1 Systemtjänster

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

Energinet.dk 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
KS1 Lindome-Vester Hassing	285 kV DC
KS2 Lindome-Vester Hassing	285 kV DC

Tillsammans utgör KS1 och KS2 Konti-Skanförbindelsen. Avräkning sker för närvarande på växelströmssidan i Vester Hassing.

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 Energinet.dk och i Sverige av Svenska Kraftnät. Eldriftansvaret och eldriftansvarsgränserna för *överföringsanläggningarna* regleras i anläggningsavtal mellan Energinet.dk och Svenska Kraftnät.

Eldriftansvarsgränsen mellan Svenska Kraftnät och Energinet.dk ligger på Läsö Öst, vid övergången sjö – strandkabel.

3.3 Kopplingsansvar/driftledare

Tabell 2

Anläggning	Svensk sida	Dansk sida
Konti-Skan 1	Driftcentral i Råcksta (DCRÅ)	Energinet.dk kontrollrum i Vester Hassing
Konti-Skan 2	Driftcentral i Råcksta (DCRÅ)	Energinet.dk kontrollrum i Vester Hassing

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

Vid arbete på de danska delarna av förbindelsen är Energinet.dk's kontrollrum i Vester Hassing kopplingsansvarig för hela förbindelsen fram till Lindome.

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning sker från Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø eller Vester Hassing och Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ).

- Normalt tillämpas bipolär drift för Konti-Skan 1 och 2 men de kan även drivas monopolärt var för sig.

3.5 Driftorder

Kopplingar gällande Konti-Skan sker enligt följande:

- Kopplingar som berör endast i Vester Hassing sker enligt driftorder upprättad av Energinet.dk.
- Kopplingar på danska delen av kabeln sker enligt driftorder upprättad av Energinet.dk. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.
- Kopplingar endast i Lindome sker enligt driftorder upprättad av SvK.
- Kopplingar på svenska delen av kabeln sker enligt driftorder upprättad av SvK. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse.

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 Kopplingsedel/driftorder

Vid fel som kräver kopplingar vilka påverkar gränsförbindelsen informeras Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø respektive Svenska Kraftnät innan ev. kopplingar sker. Vid kopplingar i det svenska stamnätet upprättas kopplingsedel/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 (TTC)

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

Vid bipolär drift är nominella kapaciteten 740 MW, i monopolär drift (KS1 eller KS2) är kapaciteten 370 MW.

Teknisk minkapacitet KS1: 12 MW KS2: 9 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 Energinet.dk och Svenska Kraftnät.

För eventuella begränsningar i de anslutande växelströmsnäten svarar Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø för underlag på västdansk sida och Svenska Kraftnät för motsvarande på svensk sida.

4.3 Handelskapacitet (NTC)

Den normala *handelskapaciteten* är:

740 MW från Västdanmark -> Sverige

680 MW från Sverige ->Västdanmark

Ovanstående gäller när Vester 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø och Svenska Kraftnät's vhi i Nätkontroll i Räcksta.

4.4.1 Kraftflödet och fördelning mellan polerna

Konti-Skan 1 och 2 drivs normalt bipolärt.

Vid störning eller underhåll på ena polen tillämpas monopolär drift

4.4.2 Reglering av förbindelsen

Reglering av Konti-Skan förbindelserna efter avtalade *utväxlingsplaner* sker tillsviðare från dansk sida. Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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 Svenska Kraftnät:s Driftavdelning och Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø.

Revisionsplanering koordineras med övriga HVDC-förbindelser i Norden.

4.6 Systemvärn - nödeffekt

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 Lindome 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø rätt att initiera manuell *stödeffekt* vid störningar i kraftbalansen eller i överföringsnätet.

På svensk sida har Svenska Kraftnät rätt att initiera manuell *stödeffekt* vid störningar i kraftbalansen eller i *överföringsnätet*.

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 personal i Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø och Svenska Kraftnät-vhi i Nätkontroll i Råcksta.

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 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 *överförings-*

kapacitet för överföring av *systemtjänster*. Inställningsvärden, effektgränser m.m. avtalas bilateralt.

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
Gørløse - Söderåsen (FL23)	400 kV	Gørløse

Ägarförhållandena för anläggningarna framgår av "Anlægsaftalen for 400 kV forbindelserna" mellan Svenska Kraftnät och Elkraft Transmission (fusionerats med Energinet.dk från och med den 1 januari 2005) daterade den 12 december 2001.

Svenska Kraftnät äger tre enfas 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. Ägo gränsen mellan helägda danska och svenska anläggningar utgörs av skarvpunkterna mellan land- och sjökablar på dansk sida. Kabelmuffarna tillhör de svenskägda anläggningarna.

En enfas 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 Energinet.dk. Gränsen mellan K4004 och omgivande anläggningar utgörs av skarvpunkterna mellan land- och sjökablar på såväl den danska som den svenska sidan. Kabelmuffarna är en del av K4004.

Energinet.dk äger tre enfas 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. Ägo gränsen 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 (fusionerats med Energinet.dk från och med den 1 januari 2005) daterade den 13 maj 2002.

Ägarförhållandena för anläggningarna framgår av "Anlægsaftale for 60 kV forbindelsen" mellan Sydkraft og 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 Öresundsförbindelserna på svensk sida är Svenska Kraftnät och driftledare på dansk sida är Energinet.dk.

Eldriftansvars/ driftledningsgränserna är de samma som ägo gränserna, se punkt 2.1.

Eldriftansvarig för K4004 är Svenska Kraftnät.

3.3 Kopplingsansvarig/Kopplingsledare

Tabell 3

Anläggning	Svensk sida	Dansk sida
Söderåsen – Kristinelund – Gørløse (FL23)	Driftcentral i Råcksta (DCRÅ)	Energinet.dk kontrollcenter i Erritsø
Söderåsen – Kristinelund Hovegaard (FL25)	Driftcentral i Råcksta (DCRÅ)	Energinet.dk kontrollcenter i Erritsø

Kopplingsansvarig för 400 kV Öresundsförbindelserna på svensk sida är Svenska Kraftnäts Driftcentral i Råcksta (DCRÅ) och kopplingsledare på dansk sida är Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø.

Kopplingar på förbindelserna sker efter överenskommelse mellan Svenska Kraftnäts Driftcentral i Råcksta (DCRÅ) och Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø.

Den *part* som initierar ett planlagt avbrott är kopplingsansvarig/kopplingsledare för kopplingar och andra driftåtgärder (ledande kopplingsledare) om inte annat avtalas.

Vid fel som fordrar kopplingar som påverkar 400 kV Öresundsförbindelserna är den *part* vars anläggning är felbehäftad kopplingsansvarig/kopplingsledare för kopplingar och andra driftåtgärder (ledande kopplingsledare). Om felet inte är lokaliserat sker kopplingar enligt samråd.

Om *part* av elsäkerhetsskäl är i behov av kopplingar hos den andra *parten* är denne skyldig att genomföra sådana kopplingar skyndsamt.

3.4 Driftövervakning och styrning med avseende på elsäkerhet

Driftövervakning och styrning av 400 kV Öresundsförbindelserna sköts på dansk sida av Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø och på svensk sida av Svenska Kraftnäts Driftcentral i Råcksta (DCRÅ).

Båda *parternas* kopplingsansvariga/kopplingsledare har tillgång till lägesindikeringar och elektriska mätvärden via fjärrkontroll från varandras anläggningar till och med de stationer där 400 kV Öresundsförbindelserna är anslutna till stamnätet hos respektive *part*.

3.5 Driftorder/Kopplingsprogram

Kopplingar på växelströmsförbindelserna genomförs enligt driftorder som upprättas av SvK. Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø kvitterar mottagandet. Innan arbete påbörjas skall driftcentralerna bekräfta att förbindelsen är jordad och säkrad mot inkoppling genom att utväxla kopplingsbekräftelse. Efter avslutat arbete skall kopplingsbekräftelse utväxlas.

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 Kopplingsedel/driftorder

Vid fel som fordrar kopplingar som påverkar 400 kV Öresundsförbindelserna informeras Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø respektive Svenska Kraftnäts Driftcentral i Råcksta (DCRÅ) innan kopplingar sker.

Vid kopplingar i det svenska stamnätet upprättas kopplingsedel/driftorder av Svenska Kraftnäts Driftcentral i Råcksta (DCRÅ).

Vid kopplingar i det danska stamnätet upprättas kopplingsprogram av Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø.

3.6.3 Felsökning

Initial felsökning sker olika från fall till fall. Generellt är respektive anläggningsägare ansvarig för felsökning. För sjökablarna finns särskild beredskapsplan för felsökning och reparation 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 (TTC)

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 – Mörarp	182	182	154
Teglstrupgaard 2 – Mörarp	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 (NTC)

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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø och på svensk sida av Svenska Kraftnäts Nätkontroll i Räcksta (SvK-vhi).

4.5 Spänningsreglering

Grundprincipen för spänningsreglering regleras i § 7 punkt 7.5 i avtalet.

4.5.1 Spänningsreglering på svensk sida

Driftcentralen i Råcksta (DCRÅ) ansvarar för spänningsregleringen i södra delen av stamnätet.

Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Söderåsen	395	400-410	420

4.5.2 Spänningsreglering på dansk sida

Kontrollcentret i Erritsø ansvarar för spänningsregleringen på Själland. Följande spänningsnivåer gäller:

Station	Min spänning kV	Normaldrift-område kV	Max spänning kV
Hovegaard	380	390-410	420
Gørløse	380	390-410	420
Teglstrupgaard 1	130	130-137	137
Teglstrupgaard 2	130	130-137	137

4.5.3 Samordning av spänningsreglering

Mvar-bidrag från kablarna delas mellan Svenska Kraftnät och Energinet.dk i samma proportion som ägandeförhållandena.

Vid en spänning på 400 kV kommer förbindelsen FL23 och FL25 att vardera generera 150-170 Mvar. Reaktorerna i Hovegaard och Söderåsen kompenserar denna generering med 110 Mvar per ledning.

400 kV spänningen i Hovegaard och Söderåsen skall regleras så att den angivna Mvar-fördelningen uppnås på bästa sätt. Mindre avvikelser på storleksordningen 25 Mvar accepteras i normal drift. Kortvariga avvikelser från detta Mvar-intervall kan förekomma t. ex. i samband med kopplingar av kondensatorbatterier eller reaktorer. I samband med driftstörningar kan avvikelser i Mvar-fördelningen få förekomma.

4.6 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 Energinet.dk's Driftplanering i Erritsø och Svenska Kraftnäts Avbrottsplanering i Råcksta.

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

4.7 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 Paralleldrif 130 kV

Kraft som går över 130 kV nätet medför inte någon skyldighet till betalning eller annan kostnadsersättning från Svenska Kraftnät eller Energinet.dk's sida.

5.2 Överföring till Bornholm

I balanshänseende hanteras Bornholm som ingående i det östdanska *delsystemet*. Energinet.dk skall svara för att produktionsresurserna på Bornholm kan utnyttjas för allmänna systemdriftbehov på samma sätt som produktionsresurserna i resten av Östdanmark.

5.3 Koordinering av snabb aktiv störningsreserv söder om snitt 4

Svenska Kraftnät och Energinet.dk 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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 Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø *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

- Baltic Cable
- SwePol Link.

I Östdanmark är det största felet typiskt utfall av:

- Block i Avedøreværket eller Asnæsværket
- KONTEK.

5.4 Mothandel

Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø kan överenskomma med Svenska Kraftnät om att *mothandla* i Sverige för att öka *handelskapaciteten* mellan Sverige och Östdanmark. Energinet.dk 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
Lindome-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 Spot utnyttjar den *handelskapacitet* som de *systemansvariga* fastställer isyfte att undvika prisskillnader mellan *elspotområden*.

Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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, Energinet.dk 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 Spot utarbetar Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø preliminära effektplaner på likströmsförbindelserna mot Sverige och Norge med rampvisa övergångar mellan olika effektnivåer med hänsyn till ramphastighet och att minimera nätförlusterna i trekantsförbindelsen. Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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 Västdanmark 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*.

Energinet.dk's kontrollcenter i Erritsø 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

All *handelskapacitet* (NTC) skall ställas till elmarknadens förfogande.

Systemansvarig kan p.g.a. *driftsäkerheten* eller förhållanden i eget eller angränsande nät behöva begränsa *handelskapaciteten* på förbindelserna mellan *delsystemen*.

För *handelskapaciteten* 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		X	X
3	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 *handelskapacitet* 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 *handelskapacitet* 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.

- 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 i eget *delsystem* och minimera konsekvenserna i andra *delsystem*.
- 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*.

Om avtalad handel överskrider den reducerade *handelskapaciteten* mellan *delsystemen* sker *effektkraftutväxling* mellan berörda parter. Kvantum för *effektkraft* vid *mothandel* på grund av *driftstörning* på själva *gränsförbindelsen* är normalt skillnaden mellan avtalad handel och aktuell *handelskapacitet*.

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

4 Trappning av handelskapacitet

Stora ändringar i *handelskapacitet* mellan två *elspotområden* kan medföra stora ändringar i effektflöden mellan två timmar. Dessa stora ändringar kan vara svåra att hantera i balansregleringen. Därför läggs restriktioner på ändringen av *handelskapacitet*, MW, mellan två timmar. Denna ändring får vara högst 600 MW mellan två timmar om inte annat överenskommes.

5 Ramping av handelsplan på HVDC-förbindelser

Stora ändringar i *handelsplanerna* på HVDC-förbindelserne ut ur det nordiska synkronområdet kan medföra stora ändringar i effektflöden vid timskarvarna. Dessa stora ändringar kan vara svåra att hantera i balansregleringen. Därför läggs restriktioner på tillåten storlek på ändringar av *handelsplanerna*, MW, mellan två timmar. Ändringarna får vara högst 600 MW mellan två timmar för

var och en av förbindelserna NorNed, Skagerrak, KontiSkan, Kontek och Baltic Cable.

For Skagerrak och KontiSkan gäller dessutom att ändringarna av *handelsplanerna* för förbindelserna tillsammans, får vara högst 600 MW mellan två timmar.

6 Elspothandel vid ”omfattande nätstörning”

6.1 Generellt

Vid störning på elnätet som förändrar marknadens förutsättningar för planering och budgivning till spotmarknaden och handel skall berörd TSO deklarerar deklarerar ”Omfattande nätstörning” vilket innebär att:

- all obalans avräknas efter särskilda regler där riskerna för marknadsaktörerna begränsas
- all budgivning till spotmarknaden skall ske som om allt är intakt (inga störningsbegränsningar råder) med undantag för bestående haverier

När störningen åtgärdats och normalt läge åter råder, deklarerar respektive TSO att systemet åter är intakt och att normala förhållanden och prissättningsregler gäller.

Syftet med ovanstående är:

- Systemet kommer att vara i planerad handlad balans efter att störningen åtgärdats och nätet åter är intakt. (under uppbyggnadsskedet kommer dock avvikelser att förekomma).
- Ett ”normalt” spotpris kan beräknas och delges i marknaden.
- Finansiella kontrakt kan fortsätta att avräknas enligt normal praxis.
- Risker för att stor obalans skall uppstå inom spotdygnet är mindre än om enskilda aktörer skall gissa hur stor påverkan och i vilken omfattning störningen inverkar på det enskilda systemet.
- Återuppbyggnadsskedet bör bli lugnare genom att alla har ett balansmål att uppnå där skillnaden enbart beror på störningen, TSO beordrade åtgärder och/eller obalans till följd av normala avvikelser.

6.2 Planfasen

I planfasen, före prissättningen i elspot, informerar respektive TSO marknaden om ledningar och transformatorer som med stor sannolikhet kommer att vara ur drift under kommande dygn. Informationen sänds ut via Nord Pool Spot som UMM (Urgent Market Message).

Beräkning av kapaciteter sker på normalt sätt. Vid beräkningen tas bara hänsyn till ledningar och produktionsanläggningar som med stor

sannolikhet har kvarstående fel nästkommande dygn.

Planer och prognoser skall lämnas som om nätet är intakt med undantag för bestående havarier. Störningar i produktionsanläggningar skall rapporteras omgående med prognos om varaktighet.

6.3 Driftfasen

I driftfasen, efter prissättningen i elspot, informerar respektive TSO marknadsaktörerna direkt i den omfattning som fordras för snabb och säker återuppbyggnad av nätet. Information som påverkar marknaden generellt sänds också ut via Nord Pool Spot som UMM (Urgent Market Message).

Den fysiska regleringen i Reglerkraftmarknaden kan hanteras som normalt. Aktiva regleringar prissätts som normalt enligt budlistan men reglerkostnaden tas av TSOen.

Det är upp till respektive TSO att bedöma när särskilda regler för prissättning av aktörers balanskraft införs. Avgörandet kommer till stor del ske när en TSO inte längre kan hantera sitt system enligt normala regler.

Delsystem som inte berörs av störningen hanteras normalt.

Prissättning av balanskraft och effektkraft mellan elspotområden sker enligt normala principer. Om det visar sig att prissättningen blivit oskälig, t.ex. på grund av frekvensregleringen, korrigeras detta i efterhand.

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 beaktande av driftssäkerhetskraven. Huvudmålet är att förhindra sammanbrott hos hela eller delar av synkronsystemet. Ett underordnat mål är att inte fränkoppla mer last än nödvändigt för att rädda hela systemet.

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, Norge/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 drifttimmen när ett *delsystem* inte längre kan upprätthålla behovet av *manuell aktiv reserv* som kan aktiveras inom 15 minuter.

Kritisk effektbrist föreligger i drifttimmen när förbrukning måste reduceras/fränkopplas utan marknadsmässigt avtal om detta.

Förutsättningar

- Varje *delsystem* är ansvarigt för sin egen balans och att kraven på automatiska och manuella reserver är uppfyllda.
- Alla reglerresurser skall finnas som *reglerbud* på den gemensamma nordiska *reglerlistan*. Detta gäller både marknadsbaserade bud och *manuell aktiv reserv* (15 min).

- *Systemansvariga* informerar fortlöpande varandra.
- Ett *delsystem* med fysiskt överskott behöver inte vidtaga *förbrukningsfrånkoppling* till förmån för *delsystem* med underskott.
- Behovet av *manuell aktiv reserv* (15 min) i varje *delsystem* skall vara 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 **Upprätthållande av manuell aktiv reserv (15 min)**

- När ett *delsystem* i normal *balansreglering* närmar sig gränsen för att hålla *manuell aktiv reserv* (15 min) i eget *delsystem* för sitt *dimensionerande fel*, skall de övriga *systemansvarigas* kontrollrum informeras. Detta görs även om *delsystemet* har ett överskott. Detta görs per e-mail och per telefon i ett så tidigt skede som möjligt.
- Den berörda *systemansvariga* värderar om den *manuella aktiva reserven* (15 min) i sitt eget *delsystem* ytterligare kan användas för uppregeringsändamål för normal balansreglering. Detta medför att *delsystemet* därmed inte kommer att ha tillräckligt med egna reserver för att täcka behovet av *manuell aktiv reserv* (15 min).
- Vid behov för ytterligare *uppregering* skall parterna avklara om det finns tillgängliga marknadsbaserade uppregeringsbud i grannsystemen för att täcka *delsystemets* underskott av *manuell aktiv reserv* (15 min). Med tillgänglig menas att resurserna kan aktiveras för ändamålet och att det finns tillräckligt med *överföringskapacitet*.
- Om det finns tillgängliga marknadsbaserade uppregeringsbud, kan parterna avtala om att upprätthålla en del av behovet för *manuell aktiv reserv* (15 min) i ett annat *delsystem*. Då kan uppregering ske i prisordning på den gemensamma nordiska *reglerlistan*.
- Vid ytterligare uppregering i prisordning kan *delsystemet* fortsättningsvis upprätthålla delar av sin *manuella aktiva reserv* (15

min). Delsystemets systemansvariga skall utgående från aktuell driftsituation, definiera volym och sammansättning av denna reserv.

- Om det inte finns tillgängliga marknadsbaserade uppregleringsbud i grannsystemen för att täcka *delsystemets* underskott av *manuell aktiv reserv* (15 min), inträffar generell *effektbrist* enligt kapitel 1.3.

1.2 Fara för effektbrist

- *Systemansvarig* skall informera de övriga *parterna* så fort som möjligt. Aktuella åtgärder vidtas för att undvika en oacceptabel reduktion av *driftsäkerheten*.
- Vid behov informeras marknaden via UMM så fort som möjligt. Informationen sändes också direkt ut från den *systemansvariga* till de övriga *parterna*.
- Minst 600 MW av den dyraste *manuella aktiva reserven* (15 min) i *reglerlistan* öronmärks för varje timme. Otillgängliga *reglerbud* markeras på den gemensamma *reglerlistan*. Vid eventuell risk för att *flaskhalsar* kan uppstå fördelas reserven i samråd mellan *parterna*.
- Start av *långsam aktiv störningsreserv* och *höglastrester* värderas. De övriga systemansvariga informeras om planer för uppstart av reserven. Kostnader för uppstart av reserven för att hålla den i beredskap betraktas som *specialreglering*.

1.3 Effektbrist

- När ett delsystem inte längre kan uppfylla behovet av *manuell aktiv reserv* (15 min) och det inte finns tillräckligt med tillgängliga marknadsbaserade *reglerbud* i grannsystemen, informeras de övriga *systemansvariga* och marknaden 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 och Svenska Kraftnät och/eller Energinet.dk kan kräva att gränshandeln i Elbas mellan Sverige och Danmark 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* (15 min) aktiveras dock inte förrän hela den övriga *reglerlistan* är aktiverad. När oväntade *flaskhalsar* uppstår, kan den öronmärkta reserven omfördelas.

1.4 Kritisk effektbrist

- När man närmar sig *kritisk effektbrist* beordras förberedelse för manuell *förbrukningsfrånkoppling* (15 min) i *underskottsområden*. *Parterna* avtalar i vilka *delsystem* och var i *delsystemet/-en förbrukningsfrånkoppling* kommer att ske. Konsekvenser för lastflyt bör värderas.
- Om inga nätproblem uppstår, används bud i reglerlistan tills endast 600 MW *manuell aktiv reserv* (15 min) finns kvar i *synkronsystemet ved 50,00 Hz*. Aktivering av *reglerbud* skall ske i prisordning och om frekvensregleringen kräver så skall alla marknadsbaserade bud aktiveras före den *snabba störningsreserven*.
- När endast 600 MW *manuell aktiv reserv* (15 min) finns kvar i *synkronsystemet*, aktiveras den och hålls som ökad *frekvensstyrd normaldriftreserv*. Den aktiverade reserven på minst 600 MW omfördelas på snabbt reglerande vattenkraftproduktion i samråd mellan *parterna*. De dyraste tillgängliga uppregeringsbudena i vattenkraft skall deaktiveras. Bud med liten kvantitet kan hoppas över för att underlätta hanteringen. Om inga uppregeringsbud finns, aktiveras nedregleringar i prisordning. SvK och Statnett ansvarar för och koordinerar detta.
- När 600 MW manuell aktiv reserv återstår vid 50,00 Hz men underbalansen ökar (frekvensen sjunker) skall frånkoppling av förbrukning utan marknadsmässigt avtal genomföras. 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* uppfyllts. Då frånkoppling skett tills två eller flera *delsystem* har lika stort underskott fördelas frånkopplingen därefter mellan dessa *delsystem*. Man bör lägga vikt på den praktiska hanteringen och frånkoppling i steg på 200-300 MW åt gången anses som en rimlig nivå.
- De 600 MW *manuell aktiv reserv* (15 min) på snabbt reglerande vattenkraftproduktion hålls kvar och används båda som *frekvensstyrd normaldriftreserv* och som *reglerkraft* till att balancera *synkronsystemet* och opretholde en frekvens på 50,0 Hz mens *förbrukningsfrånkopplingen* aktiveras
- 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*.
- *Systemansvarig* som företar *förbrukningsfrånkoppling* skall informera marknaden och de övriga *systemansvariga* om *kritisk effektbrist*.

2 Regional 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*.
- 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 avhjälpes *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*. Energinet.dk är formellt medlem av *UCTE* sedan mars 2008.

Energinet.dk's relation till E.ON Netz är sådan att Energinet.dk 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 Systemdriftsarbete med E.ON Netz

Energinet.dk 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 1 500 MW i sydlig riktning. Med hänsyn till risken för fel på större produktionsanläggningar är *överföringskapaciteten* i nordlig riktning 950 MW (förslag till ändring).

Energinet.dk och E.ON Netz diskuterar ett systemdriftavtal. Oavsett detta avtal skall Energinet.dk 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
- Varje område innanför *UCTE* skall kunna klara egen balans
Tekniskt sätt handteras balansen via en "Load frequency controller" regleringsfunktion på den dansk-tyska gränsen
- *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 kvartersskifte

- 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 Energinet.dk's och E.ON Netz hemsidor.

- 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.

Energinet.dk och SWF har ingått ett avtal som reglerar systemdrift och marknadsförhållanden.

1.2.1 Systemdriftsarbete med SWF

Stadtwerke Flensburg är förbundet till Energinet.dk 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 60 kV-nätet. Utväxlingen styrs via en tvärspänningstransformator.

1.2.2 Marknadsmässiga förhållanden

SWF har en tidsbegränsad prioriterad överföring för utnyttjande av kapaciteten på nätet mellan Energinet.dk 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 Energinet.dk 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 Sverige och Statkraft Europa. Kapaciteten är 600 MW.

2.1.1 Systemdriftsamarbete med E.ON Netz

Något systemdriftavtal finns inte. De *systemtjänster* som finns är framtagna gentemot E.ON Sverige. Förbindelsen är försedd med en *nödeffektfunktion*. Det finns också en *systemvärnsfunktion*, vilket ger en högre *överföringskapacitet* i södra Sverige.

2.1.2 Marknadsmässiga förhållanden

Förbindelsen används idag för kabelägarnas "day ahead"- och intraday-handel. Kostnaderna för utnyttjning regleras genom en tariff. I mån av ledig kapacitet finns det möjlighet för Svenska Kraftnät att göra *effektkraftaffärer* via E.ON Sverige.

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 Bentwisch på tysk sida. Energinet.dk 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 avtalskomplexet (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* utnyttjas enligt följande:

Sydlig riktning:

550 MW ställs till förfogande för Nord Pool Spot för elspot- och elbashandel.

50 MW utnyttjas för *frekvensstyrd störningsreserv*.

Nordlig riktning:

550 MW ställs till förfogande för Nord Pool Spot för elspot- och elbashandel.

50 MW utnyttjas för *frekvensstyrd störningsreserv*.

Avräkningspunkt: Bentwisch.

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. Ägarna är:

- Svenska Kraftnät
- Vattenfall AB
- Polish Power Grid Company (PPGC)

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*.

2.4 Synkronsystemets samdrift med Nederland

NorNed HVDC link mellom Norge og Nederland ble satt i kommersiell drift 6. mai 2008. Linken er tilknyttet 380 kV Eemshaven i Nederland og 300 kV Fedaa i Norge. Statnett SF eier HVDC anlegget i Fedaa og TenneT TSO B.V. HVDC anlegget i Eemshaven. Sjøkabelen eies med 50 % av hver av partene, hvor Statnett eier den nordlige delen. Kabelen er 580 km lang og kapasiteten er 700 MW i mottaksenden. Foreløpig er det ikke overbelastbarhet knyttet til kabelen.

2.4.1 Systemdriftsamarbete med TenneT

Statnett og TenneT signerte System Operation Agreement 10.12.2007. Denne

avtalen fastlegger prinsipper og forhold knyttet til systemdrift. Det er utarbeidet en separat avtale for utveksling av systemtjenester og en avregningsavtale. The Operation and Maintenance Agreement omhandler hvordan HVDC-linken og kommunikasjonssystemene mellom AC/DC konverterstasjonene i Norge og Nederland skal driftes og vedlikeholdes.

Vedlikehold av linken planlegges i samarbeid mellom TenneT og Statnett. På nordisk side koordineres dette med annet vedlikeholdsarbeid i Sør-Norge og øvrige vesentlige utkoplinger i det synkrone Nordel-området.

Det er ikke tilknyttet systemvern på linken. Det er mulig å be den andre parten om nødhjelp når en kritisk situasjon har oppstått eller forutsees.

Ved driftsforstyrrelser, hvor der ikke er andre virkemidler tilgjengelig og det ikke er tid til å følge vanlige prosedyrer, er det mulig å hurtig redusere eksporten med 200 MW.

2.4.2 Marknadsmässiga förhållanden

I 2008 gjøres kapasiteten (700 MW) tilgjengelig for markedsaktørene pr time i døgnet gjennom en eksplisitt auksjon (NorNed Auction). Aktører som er enten "a Program Responsible Party" i Nederland eller balanseansvarlig i Norge kan delta i auksjonen. I Norge må aktører som har kjøpt kapasitet og vil benytte denne rettigheten, omsette rettigheten i bud i samme elspotområde som Feda.

Det er mulig å legge inn bud på kapasitet i begge retninger, men etter en første bergning, blir en retning for auksjon definert pr time (basert på prisene ved 300 MW solgt kapasitet). For å i vareta Nordel-restriksjonen om maksimalt 600 MW endring av kraftflyt fra en time til en annen, gjøres kun 300 MW kapasitet tilgjengelig i timene tilknyttet det timeskiftet hvor ønsket kapasitetsretning skifter.

Ubenyttet kapasitet og eventuell overbelastbarhet vil bli gjort tilgjengelig for et fremtidig IntraDay market og for utveksling av systemtjenester mellom Statnett og TenneT. Dette forventes iverksatt i 2009.

Hvis endringen i nominert program er $< |300|$ MW fra en time til den neste, starter rampingen 5 minutter før timeskift og slutter 5 minutter etter timeskift. Er endringen $\geq |300|$ MW, rampes det med 30 MW/min, symmetrisk rundt timeskift. Er endringen $> |600|$ MW, vil 600 MW rampes med 30 MW pr minutt symmetrisk rundt timeskift og den øvrige endringen legges til trinnet i påfølgende time.

Statnett and TenneT kan midlertidig begrense tilgjengelig handelskapasitet for å ivareta driftssikkerheten, såfremt andre virkemidler ikke er tilgjengelig.

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 Yllykkälä 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, Ivalo – Kaitakoski (60 MW) og Imatra – Svetogorsk (100 MW).

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. Avtal blev uppdaterad Dec 2007 och uppdelad till fyra separata avtal dvs. Intersystem Agreement, Operation Agreement, Capacity Allocation Agreement och System Service Agreement. Avtalparterna är nu Federal Grid Company of the Unified Energy System (FGC), System Operator - Central Dispatching Office for the Unified Energy System (SO) och Fingrid.

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. Den minsta volymen för enskilda *aktörer* är 50 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 frekvensstyrd normaldriftsreserv. Förbindelsen kan också användas för *snabb aktiv störningsreserv*.

4 Synkronsystemets samdrift med Estland

Estlink är en HVDC Light-förbindelse mellan Finland och Estland. Förbindelsen togs i kommersiell drift 4 Januari 2007 och det går mellan Espoo på finsk sida och Harku på estnisk sida. AS Nordic Energy Link (NEL) är ägare av kabel-förbindelsen. Överföringskapaciteten är 350 MW på båda riktningar. Förbindelsen har 15 MW temperaturberoende övarlastkapacitet.

4.1 Systemdriftsamarbete med NEL

Fingrid och den estniska TSO Põhivõrk är ansvariga för tekniska driften av förbindelsen genom ett avtal med NEL. Fingrid styr första halvåret och Põhivõrk den andra halvåret. Förbindelsen är försedd med *systemtjänster* t.ex. *pendlingsdämpning* på finska sidan, *nödeffektfunktion* och *dödnätstartfunktion* på estniska sidan samt automatisk *frekvensstyrningsfunktion* och reaktivt effektstöd på båda sidor beroende på aktiv överföring på förbindelsen.

4.2 Marknadsmässiga förhållanden

Förbindelsen används idag med prioriterad handel för ägarna. Outnyttjad kapacitet skall ställas till marknadens förfogande. Handelskapacitet och handelsresultat hanteras med ett specifikt informationssystem, NELIS.