



Tilleggsrapport for 2006~~5~~ fra Statnett

14. mai 2007

Statnett SF

Kontoradresse
Husebybakken 28B
0379 OSLO

Postadresse
Postboks 5192 Maj.
0302 OSLO

Telefon
22 52 70 00

Telefaks
22 52 70 01

Foretaksregister
NO 962 986 633 MVA

1. INNLEDNING

I henhold til Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (Fos) § 24 og "Vedtak om årlig tilleggsrapportering for Statnett som systemansvarlig nettselskap" har Statnett utarbeidet denne rapporten for 2006. Rapporten bygger i tillegg på forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen av 11. mars 1999.

En spesifisering av Systemdriftskostnader er presentert i vedlegg (Vedlegg 1). Dette er unntatt fra offentlighet i henhold til Offentlighetsloven, § 5, 1 ledd og § 6.

Rapporten legges ut på Statnetts hjemmeside.

2. SYSTEMANSVARSKOSTNADER

2.1 Sammendrag av økonomiske tall knyttet til systemansvaroppgaver fra den tekniske og økonomiske rapporteringen

Variable systemdriftskostnader (MNOK)	2002	2003	2004	2005	2006	Budsjett 2006	Avvik fra budsjett 2006
Regulerkraftopsjoner	85	45	55	47	39	80	31
Pilotprosjekter (småforbruk)			6	5	10		
Spesialreguleringer	45	33	74	147	138	80	-58
Øvrige systemtjenester 1)	37	57	80	60	75	84	9
Netto kjøp av reguler- og balansekraft	10	-2	-5	24	-8	10	18
Sum systemdriftskostnader	176	133	209	283	255	254	-1

1) Systemvern, produksjonstilpasning, regulerstyrke, reaktiv effekt.

Tallene for 2006 er nærmere forklart og kommentert i kapitlene 3.3 og 5.1., samt i vedlegget.

3. FLASKEHALSHÅNDTERING OG SPESIALREGULERING

3.1 Definisjon av store/langvarige flaskehalsar herunder hvilke beløps- eller tidsgrenser, knyttet til en enkelt hendelse/flaskehals, som er styrende for valget om å spesialregulere eller opprette eget elspotområde etter FoS § 5 første ledd.

Elspotområdene fastsettes etter en vurdering av hvor i nettet det forventes store overføringsbegrensninger. På grunn av den store impedansen på forbindelsene mellom Sør-Norge og Midt-Norge i forhold til impedansene mot det svenske kraftsystemet, deles landet alltid inn i minst to områder med skille mellom områdene i Østerdalen/Gudbrandsdalen/Sogn. En variasjon i balansen i Sør-Norge vil i liten grad påvirke kraftflyten i nettet nord for Dovre og motsatt.

Når områdenes utstrekning skal fastsettes, gjøres avgrensningen ut fra følgende forhold:

- Grensesnitt i nettet hvor det forventes flaskehals i en betydelig del av sesongen eller hvor ønsket utvekslet effekt ventes å bli vesentlig forskjellig fra fysisk kapasitet.
- Normale oppdelinger i distribusjons-, regional- eller sentralnett.
- Impedansforhold der nettet ikke er oppdelt.
- Mulighet for hensiktsmessig avregningsmåling i grensesnittet mellom områdene.

Det kan oppstå behov for å opprette nytt elspotområde, for eksempel ved utfall eller revisjon av en viktig overføringslinje. Dersom dette skjer vil Statnett vurdere:

- hvor lenge linjen vil være ute
- hvilke spesialreguleringskostnader Statnett vil få dersom det ikke opprettes eget elspotområde. Dersom Statnett vurderer at spesialreguleringskostnadene for en periode vil beløpe seg til i størrelsesorden 6-10 millioner kroner, vil det alternativt være naturlig å opprette et eget elspotområde.

Behov for å opprette nytt elspotområde kan også oppstå i et intakt nett, dersom det oppstår en stor og langvarig flaskehals. Det tar normalt én til to uker å opprette eget elspotområde.

3.2 Utviklingen i samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader mellom elspotområder, inklusive bakgrunnsdata for plassering av flaskehalsene, varighet, hyppighet og størrelse

De samfunnsøkonomiske flaskehalskostnadene er definert som størrelsen på flaskehals multiplisert med halve prisforskjellen mellom høy- og lavprisområdet. Størrelsen på flaskehalsen er forskjellen mellom beregnet elspotutveksling ved systempris og elspotutvekslingen mellom lav- og høyprisområdet. Systemprisen beregnes ved priskryss uten flaskehals mellom elspotområdene i det nordiske kraftmarkedet. Elspotområdene består av to eller flere områder i Norge, Vest-Danmark, Øst-Danmark, Sverige, Finland og KONTEK-området i Tyskland. KONTEK-området påvirker systemprisen med inntil disponibel handelskapasitet til/fra Vest- og Øst-Danmark.

Definisjon av Områdeinndelingen i Norge 2006:

1. januar-19. november:

NO1: Sør-Norge sør for Vågåmo, Åskåra og Litjfossen

NO2: Nord-Norge og Midt-Norge nord for Øvre Vinstra, Åskåra og Litjfossen.

20. november-31. desember:

NO1: Sør-Norge sør for Vågåmo, Åskåra og Litjfossen.

NO2: Midt-Norge nord for Øvre Vinstra, Åskåra og Litjfossen og sør for Tunnsjødal.

NO3: Nord-Norge og Midt-Norge nord for Tunnsjødal.

Samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader 2002-2006 i MNOK.

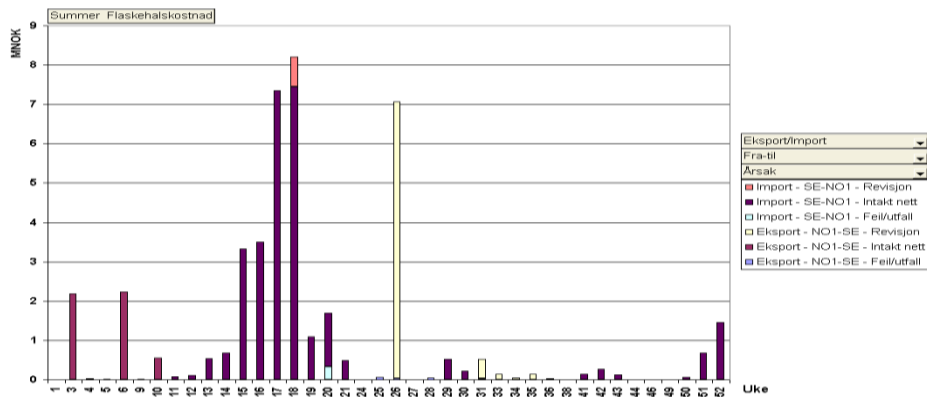
År	2002	2003	2004	2005	2006
Sør-Norge - Sverige	66,9	66,9	56,1	13,4	43,7
Midt- og Nord-Norge - Sverige	6,3	2,3	14,5	6,9	16,2
Sør-Norge – Vest-Danmark 1)	-	-	49,0	367,4	449,1

1) Ikke beregnet før 2004

Antall timer med flaskehals 2002-2006

År	2002		2003		2004		2005		2006	
	Eksport	Import	Eksport	Eksport	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import
Sør-Norge - Sverige	2315	290	65	65	65	2407	741	123	283	842
Midt- og Nord-Norge - Sverige	1353	10	0	0	0	1796	1409	166	291	680
Sør-Norge – Vest-Danmark					595	1987	4079	235	893	3249

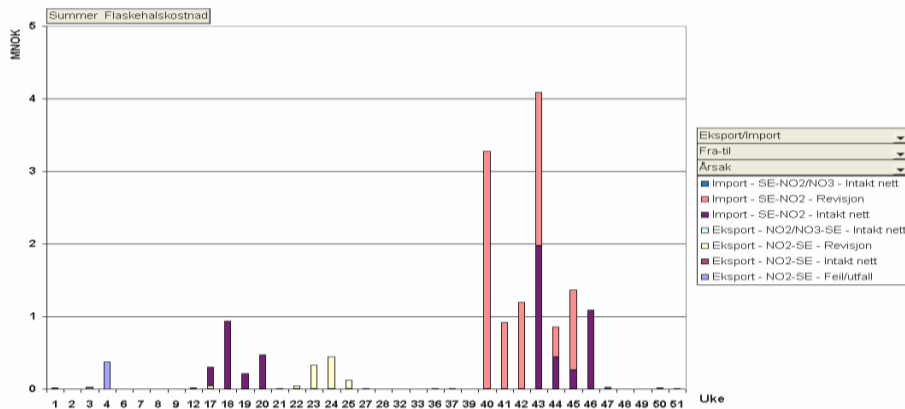
Hyppighet og årsak til flaskehals:
Sør-Norge mot Sverige (Haslesnittet):



Figuren viser samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader (i MNOK) mellom Sør-Norge og Sverige, fordelt på uker og årsak.

- Eksport over Haslesnittet ved intakt nett: 103 timer, 5,1 MNOK.
- Eksport over Haslesnittet ved revisjoner: 135 timer, 7,9 MNOK.
- Eksport over Haslesnittet ved feil i nettet: 45 timer, 0,1 MNOK.
- Import over Haslesnittet ved intakt nett: 797 timer, 29,4 MNOK, herav 776 timer, 28,4 MNOK ved begrensning av Vestkustsnittet.
- Import over Haslesnittet ved revisjoner: 36 timer, 0,8 MNOK.
- Import over Haslesnittet ved feil i nettet: 9 timer, 0,3 MNOK.

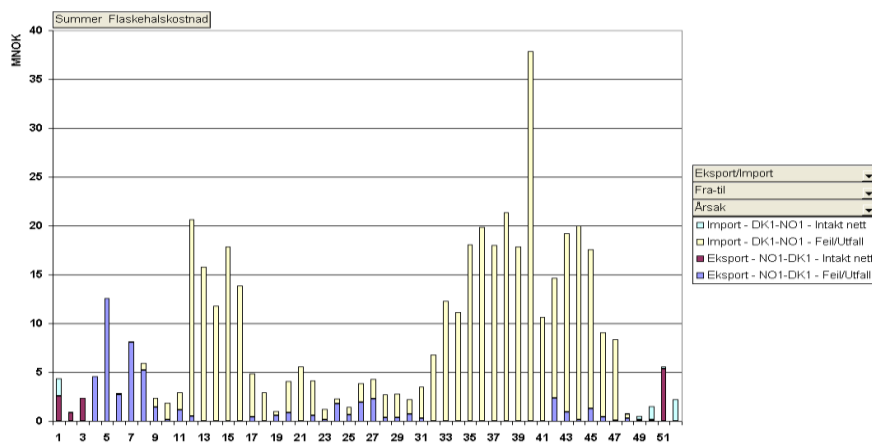
Midt- og Nord-Norge mot Sverige:



Figuren viser samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader (i MNOK) mellom Midt- og Nord-Norge og Sverige fordelt på uker og årsak.

- Eksport fra Midt- og Nord-Norge ved intakt nett: 66 timer, 0,1 MNOK.
- Eksport fra Midt- og Nord-Norge ved revisjoner: 179 timer, 1,0 MNOK.
- Eksport fra Midt- og Nord-Norge ved feil i nettet: 46 timer, 0,4 MNOK.
- Import til Midt- og Nord-Norge ved intakt nett: 382 timer, 5,7 MNOK.
- Import til Midt- og Nord-Norge ved revisjoner: 298 timer, 9,1 MNOK.

Sør-Norge mot Vest-Danmark:



Figuren viser samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader (MNOK) mellom Sør-Norge og Vest-Danmark fordelt på uker.

- Eksport til Vest-Danmark ved intakt nett: 131 timer, 11,5 MNOK.
- Eksport til Vest-Danmark ved feil på Skagerrak 3: 762 timer, 50,0 MNOK.
- Import fra Vest-Danmark ved intakt nett: 84 timer, 6,0 MNOK.
- Import fra Vest-Danmark ved feil på Skagerrak 3: 3065 timer, 378,6 MNOK.

3.3 Årsaker til de største spesialreguleringene samt fysisk plassering, omfang og kostnader knyttet til disse spesialreguleringene.

Spesialreguleringer oppstår når begrensninger i overføringskapasiteten gjør at budene i regulerkraftmarkedet ikke kan anvendes i "prisriktig" rekkefølge. Da påføres Statnett en kostnad lik differansen mellom pris på aktiverte bud som er benyttet til spesialreguleringer og aktuell timepris i regulerkraftmarkedet multiplisert med spesialregulert volum.

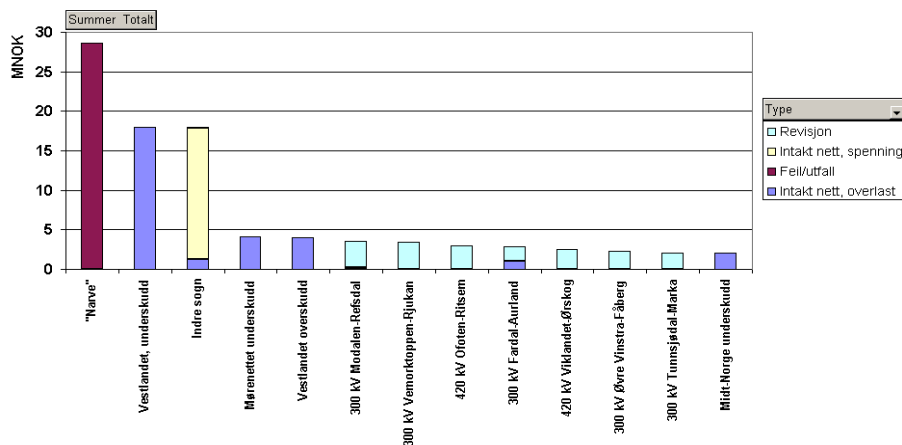
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

- **Intakt nett**
- **Revisjoner**
- **Feil/utfall**
- **Annet** som består av en sum av spesialreguleringer på grunn av stor last-/produksjonsendring, spenningsforhold, problemer i naboland, operatørfeil og andre spesielle årsaker.

Spesialreguleringskostnader i MNOK for årene 2001-2006 fordelt på hovedtypene:

Årsak	2002	2003	2004	2005	2006
Intakt nett, overlast	13	6	15	44	36
Intakt nett, spenning	-	-	-	-	17
Revisjoner	21	23	36	57	48
Feil/utfall	11	2	23	46	35
Totalt	45	33	74	147	138

Dersom driftsforstyrrelser, eller andre uforutsette tekniske forhold gjør at avtalt elspotthandel mellom elspotområder ikke kan leveres, oppstår det mothandel mellom elspotområdene. TSO i området som er årsak til begrensningene, må dekke andres TSO sine økte omkostninger som følge av begrensningene. I 2006 hadde Statnett en inntekt på netto 2 MNOK i mothandel. (Ved begrensninger som følge av feil på mellomriksforbindelser, deles kostnadene mellom de respektive TSOene).



Figuren viser spesialreguleringsårsaker med kostnad > 2 MNOK

Kostnadene har vært høyere enn budsjettet på grunn av kostbare enkelthendelser.

Langvarige og kostnadskrevende spesialreguleringer.

- Ekstrem vind, "Narve", uke 3 i Nord-Norge, førte til mange driftsforstyrrelser i hovednettet og meget store spesialreguleringskostnader. Fredag var uværet på det verste med flere utfall av forbruk. 420 kV ledningen Kobbelv-Ofoten ble liggende utkoblet fredag-mandag for reparasjon etter feil. Spesialreguleringskostnadene på grunn av "Narve" er beregnet til 29 MNOK.
- Ved lav kraftproduksjon i Indre Sogn blir 300/132 kV transformator T7 i Fortun høyt belastet og det blir problemer med lav spenning i Årdal. Ved høy kraftproduksjon har det i 2006 også vært perioder med spesialreguleringer grunnet for lav overføringskapasitet over T7. Spesialreguleringskostnadene i Indre Sogn var totalt ca. 18 MNOK i 2006.

- Produksjonsunderskudd på Vestlandet fra Sauda til Fardal førte til store spesialreguleringskostnader i vårmånedene mars-mai. I oktober-november var det også perioder med produksjonsunderskudd. For hele året er det beregnet 18 MNOK i spesialreguleringskostnader
- Overskudd Vestlandet: Ved stor produksjon i nettet mellom 300 kV ledningene Fardal-Aurland og Mauranger-Blåfalli er overføringskapasiteten for liten i forhold til produksjonsoverskuddet i området. Ved overskuddsproblemer her er det normalt å dele 300 kV nettet mellom Fardal og Hove for å få økt kapasitet ved radialdrifter, men revisjonsutkoblinger i 300 kV nettet hindret denne nettdelingen i ukene 30-35. Nedreguleringen av produksjon kostet 4 MNOK.
- I Midt-Norge og Mørenettet var det spesialreguleringer for produksjonsunderskudd i vårmånedene samt i oktober-november. Det ble til sammen spesialregulert for 6 MNOK.
- Utkoblinger for revisjonarbeid og ombyggingsarbeider medførte flaskehals med 48 MNOK i spesialreguleringer. En stor post, 3,4 MNOK, kom ved utkobling av 300 kV ledningen Modalen-Refsdal i tre dager i mai og stort produksjonsunderskudd fra Sauda til Bergensområdet. Ombygging i Rjukan med utkobling av 300 kV ledningen Vemorkstoppen-Rjukan førte til flaskehalsproblemer spesialreguleringskostnader på 3,4 MNOK i ukene 30-35.

4. HANDELSGRENSER

4.1 Prinsipper for fastsettelse av handlingskapasitet, samt forhold som kan utløse en endring/reduksjon i forhold til prognosene.

Hovedprinsipp

Overføringskapasitet i det norske sentralnettet fastsettes slik at følgende krav overholdes:

Mulighetsrom:

- En driftsforstyrrelse skal ikke gi mer enn 1000 MWh ikke levert energi.
- Leveringspunkt skal være spenningsatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen to timer. (Leveringspunkt med ensidig forsyning skal være spenningsatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen fire timer).
- En driftsforstyrrelse skal ikke gi avbrudd for mer enn 1400 MW forbruk.
- Et tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt to avbrudd per år.

Ved fastsettelse av overføringskapasitet i snitt som har betydning for det nordiske nettet benyttes 3-fase kortslutning på ledning eller samleskinne som "dimensjonerende enkeltutfall". Som feilfrakoblingstid benyttes vellykket frakobling fra primærvernet, normalt 80 -110 ms avhengig av bryterid for aktuelle effektbrytere.

Dimensjonerende utfall i snittene skal ikke medføre verre konsekvenser enn det som er fastsatt i punktene over. I analysene må det derfor kontrolleres at nettet oppfyller nødvendige krav til dynamisk stabilitet, spenningsforløp og termiske grenser for anleggsdeler. Kravet er at større nettdeler (over 1400 MW forbruk) ikke skal bli spenningsløse, og at enkeltkomponenter ikke skal belastes høyere enn fastsatte grenser for henholdsvis 15 minutter og kontinuerlig belastning. For å holde høy overføring i nettet aksepteres det altså at feil kan gi lokale utfall eller kortvarig lav spenning. Forutsetning for

slike overføringsgrenser er at det finnes tiltak som relativt raskt vil bringe nettet tilbake til normale driftsspenninger.

Kravet til **dynamisk stabilitet** er normalt at overført effekt ligger 10 % under det MW-nivå som gir stående eller uakseptable pendlinger. For **spenningsstabilitet** er det normalt tillatt 10 % spenningsfall fra systemspenning, det vil si 380 og 270 kV for de høyeste systemspenningene. Disse grensene kan fravikes dersom spenningsfallet er lokalt og det er stabil spenning fra to eller flere naboområder. Kravet er at relevern ikke skal gi frakobling dersom nettet ellers er stabilt i minst 15 minutter.

Med maksimal **overføringskapasitet for anleggsdeler** etter utfall benyttes verdier for hva komponenter tåler i inntil 15 minutter (forventet tid for å regulere overføringen i kraftsystemet). Normalt tillates det 20 % overlast i 15 minutter for luftlinjer, korrigert for aktuell utetemperatur.

For brytere, strømtransformatorer og Hf-sperrer benytter man normalt ikke temperaturkorrigering, men for hver komponent er det på forhånd fastsatt hvilken belastning utover merkestrøm som tillates. Dette ligger normalt i området 20-40 % over merkeverdi.

For transformatorer tillates normalt 30-40 % over merkeytelse i 15 minutter.

Med disse forutsetningene tillates det også bruk av systemvern som en del av primærvern for dimensjonerende feil. I hovedsnittene benyttes automatisk produksjons- eller lastfrakobling som styres fra linjeutfall eller måling av strøm og spenning. Maksimal produksjonsfrakobling (PFK) er satt til 1200 MW, som er dimensjonerende utfall for Norden. Systemvern for automatisk lastfrakobling blir i dag benyttet i langt mindre omfang. Frakobling av 400 MW er største "enkelthendelse" pr. i dag. Normal praksis er at overføringen i nettet reduseres under spesielle værforhold eller ved arbeid i stasjonene. Dette overvåkes daglig av Statnetts driftssentraler.

Samarbeid mellom nordiske TSOer

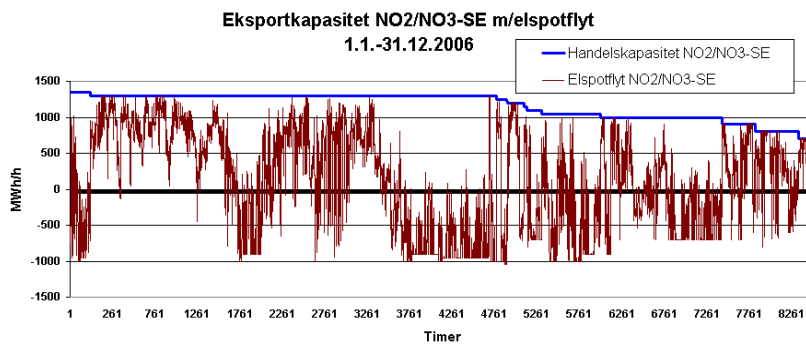
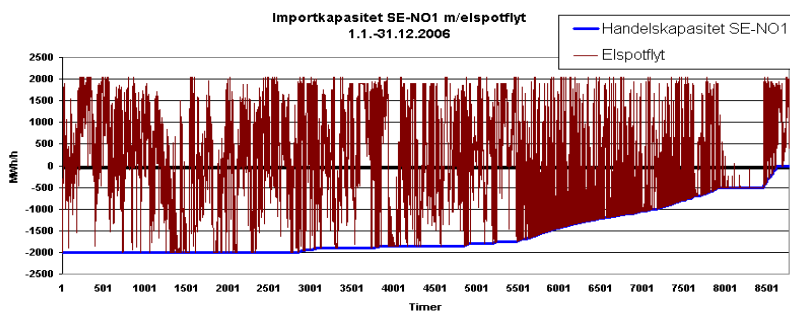
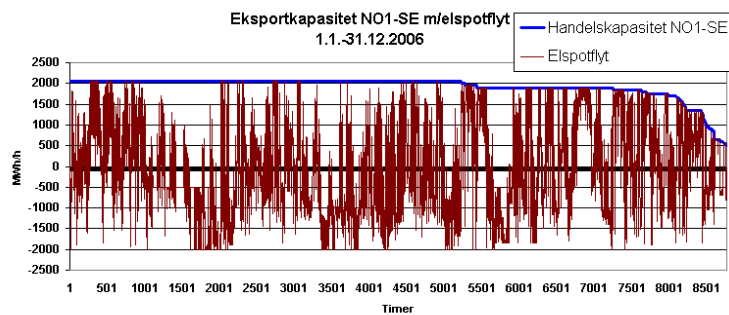
- Den nordiske systemdriftsavtalen fastsetter at overføringskapasiteten mellom delsystemer bestemmes ut fra gitte driftssikkerhetskriterier (se ovenfor)
- Elspotkapasiteten mellom Norge og Vest-Danmark bestemmes daglig av Energinet.dk og Statnett i fellesskap. Laveste kapasitet gjelder.
- Elspotkapasitet mellom Norge og Sverige bestemmes daglig av Svenska Kraftnät og Statnett i fellesskap. Laveste kapasitet gjelder.
- Ved fastsettelse av elspotkapasitet på AC-forbindelser skal fysisk overføringskapasitet reduseres med frekvensbåndet.
- Frekvensbåndet for Haslesnittet er normalt 150 MW. Frekvensbåndet totalt på øvrige forbindelser er normalt 50 MW.
- Ved stor forandring i elspotkapasitet mellom to elspotområder legges restriksjon på maksimal forandring i elspotkapasitet fra en time til neste time. Maksimal forandring er satt til 600 MWh/h dersom ikke annet er avtalt.

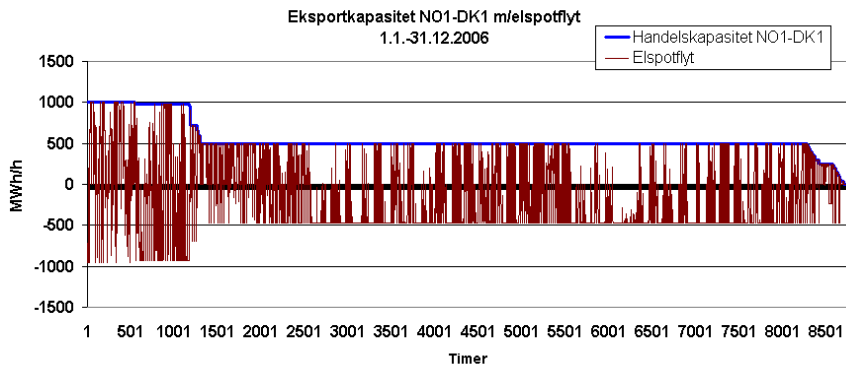
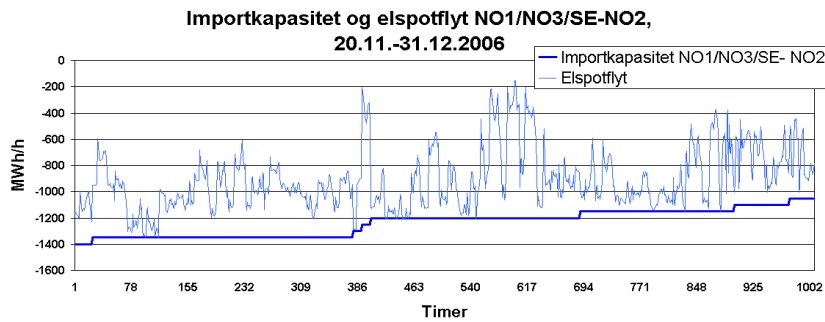
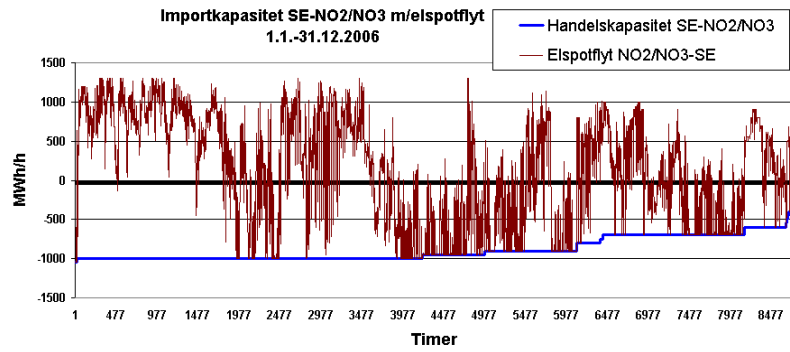
Følgende forhold kan medføre redusert handelskapasitet:

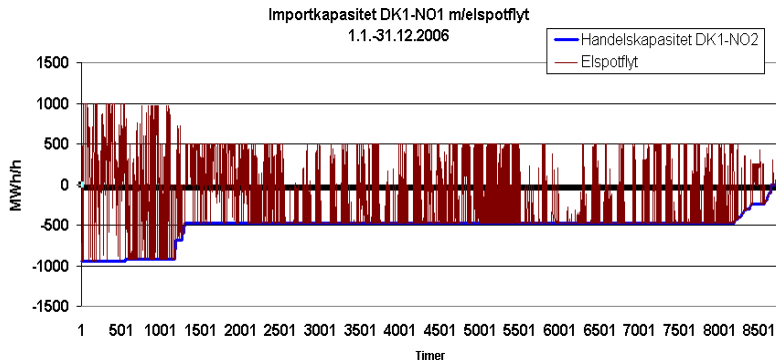
- Forhold i naboland. Vestkystsnittet i Sør-Sverige medfører redusert importkapasitet til Sør-Norge. Dette er særlig på natt og i helger i vintersesongen. Snitt 2 i Midt-Sverige medfører redusert importkapasitet til Sør-Norge. Dette gjelder særlig på dagtid i vintersesongen.
- Revisjoner og feil.

- Høy last på Østlandet. Dette kan medføre redusert eksportkapasitet mellom Sør-Norge og Sverige vinterstid.
- Høy utetemperatur. Dette kan redusere importkapasiteten sommerstid.

4.2 Varighetskurver for handelskapasitet med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene







4.3 Årsak til variasjoner i handelsgrensene mellom elspotområdene

Handelsgrenser mellom Sør-Norge og Sverige (NO1-SE).

Maksimal import-/eksportkapasitet NO1-SE (Haslesnittet) er 2000/2050 MW.

Importkapasiteten over Haslesnittet blir generelt redusert ved temperaturer over 10 grader. Ved høyt forbruk i østlandsområdet, "høy oslolast", og fare for spenningskollaps, blir eksportkapasiteten redusert trinnvis etter "hasletrappen" der kapasiteten er beregnet etter størrelsen på "oslolasten".

- I ukene 1-12 og uke 51 var det reduksjon i topplasttimer på grunn av "høy oslolast". Den største reduksjonen på grunn av dette var onsdag 8. mars, da eksportkapasiteten var redusert ned til 1200 MW.
- I de varmeste periodene om sommeren har importkapasiteten vært redusert med inntil 250 MW.
- Importkapasiteten i Haslesnittet var i ukene 1-12 og i uke 51, begrenset i høylasttimer på grunn av høy overføring på snitt 2 i Sverige. I enkelte timer var importkapasiteten redusert til 0 på grunn av dette.
- I lavlastperioder, natt og helg, har Vestkystsnittet i Sverige vært årsak til reduksjon ned til 500 MW importkapasitet i Haslesnittet. Ombyggingsarbeider i Stenkullen/Syd-Sverige i sommerperioden førte til lavere overføringskapasitet i Vestkystsnittet.
- Revisjoner på 420 kV ledningene rundt Hasle og Halden, revisjoner i Flesakersnittet samt revisjoner på svensk side i Borgvik, Skogsäter og Kilanda har redusert eksport-/importkapasiteten med inntil 1200 MW.

Formatert: Punktmerking og nummerering

Handelsgrenser mellom Midt-/Nord-Norge og Sverige (NO2+NO3 - SE).

Handelsgrensene ved eksport/import settes normalt til henholdsvis 1300/1000 MWh/h.

Utkoblinger på grunn av revisjoner var den vesentligste årsaken til reduserte handelsgrenser i 2006.

Uværet "Narve" førte til at 420 kV ledningen Kobbelv-Ofoten var utkoblet i flere dager. Handelskapasiteten var derfor redusert ned til 550/600MW for eksport /import 22.-24. januar.

Midt-Norge eget elspotområde fra 20. november.

Importkapasiteten til Midt-Norge, fra SE, NO1 og NO3, varierte fra 1400 til 1100 MW. Den blir påvirket av produksjonsfordelingen både internt i Midt-Norge, i Nord-Norge og Sør-Norge. Høy produksjon i Nord-Norge og Sør-Norge øker importkapasiteten til området.

Handelsgrenser mellom Sør-Norge og Vest-Danmark (NO1-DK1).

Maksimal handelskapasitet mellom Sør-Norge og Vest-Danmark er 1000 MW ved eksport fra Norge og 950 MW ved import til Norge.

Etter utfallet av hovedtransformatoren i Kristiansand 23. januar og fram til 30. november har handelskapasiteten på Skagerrak 1+2 maksimalt vært 500/470 MW for eksport/import. Etter idriftsettelse av den midlertidige transformatorkoblingen i Kristiansand 30. november har eksport-/importkapasiteten vært 975/925 MW.

Revisjonsarbeid og snittbegrensninger i hovednettet på Jylland har ført til periodevise kapasitetsbegrensninger.

Høye temperaturer i kabelsjakt og ventilhaller på Kvareneset/Kristiansand førte til redusert handelsgrense med 200 MW i to dager uke 27. Endrede temperaturgrenser gjorde at reduksjonen kunne fjernes

5. SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTREREVER

5.1 Fysisk omfang av benyttede/reserverte systemtjenester og effektreserver og tilhørende forklaring av kostnadsutviklingen, samt en beskrivelse av prinsipper og metoder for innkjøp

I henhold til Forskrifter om systemansvar (FoS) definerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Prinsipper og godtgjørelse for slike tjenester er fastsatt gjennom protokoll med EBL, vilkår for regulérstyrke og RKOM (Markedet for Regulérkraftopsjoner), samt bilaterale kontrakter for automatisk lastfrakopling.

Reaktiv effekt

For 2006 er det fastsatt en årlig godtgjørelse på 5,5 MNOK for reaktiv produksjon fra generatorer. Beløpet fordeles mellom generatorer som har merkeytelse større eller lik 10 MVA og som deltar i spenningsregulering.

Regulérstyrke

I det synkrone Nordel-systemet skal regulérstyrken være minimum 6000 MW/Hz i hele frekvensintervallet 49,9-50,1 Hz. Det nordiske behov for regulérstyrke fordeles mellom delsystemene Øst-Danmark, Finland, Sverige og Norge etter foregående års energiforbruk. Minimumskravet for Norge er ca. 2000 MW/Hz.

Tidligere faste årlige godtgjørelse er erstattet av en godtgjørelse for levert regulerstyrke avregnet i henhold til daglig innsendte plandata med en fast sats på 0,80 kr/MW/Hz/time. Godtgjørelsen er begrenset oppad til 40 MNOK for 2006.

Ved behov for ekstra regulerstyrke kjøper Statnett inn dette i et eget marked, der produsentene anmelder pris og kvantum to ganger pr. uke i innkjøpssesongen. Markedet for regulerstyrke ble innført i 2001. Totalt i 2006 ble det kjøpt inn for 22 MNOK mot 15 MNOK i 2005. Ekstra regulerstyrke for nasjonalt/nordisk behov godtgjøres etter avtalt/levert mengde og pris i markedet for ekstra regulerstyrke. Eksportinntektene ved salg av regulerstyrke til utlandet, når det ikke kjøpes inn ekstra regulerstyrke, fordeles til leverandørene etter samme grunnlag som for generell godtgjørelse.

Når det foretas ekstra innkjøp av regulerstyrke for eksport, utbetaler Statnett godtgjørelsen for ekstra regulerstyrke til leverandørene pr. tertial på bakgrunn av registrerte leveranser. Totalt i 2006 ble det solgt regulerstyrke til Sverige for ca. 14 MNOK. Tilsvarende tall i 2005 var 5 MNOK.

Produksjonsfrakobling (PFK)

Systemvernet PFK benyttes for å øke overføringskapasiteten på en del snitt ved utfall eller overstrøm på enkeltledninger. Systemvernet består av utvalgte større generatorer og blir i stor grad benyttet for å øke handelsgrensene i Haslesnittet og Nordlandsnittet ved eksport mot Sverige.

Statnett betaler en fast årlig godtgjørelse for aggregatene som deltar i ordningen:

-For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr 100 000 pr aggregat.

-For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 160 000 pr. aggregat.

Ved frakobling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

-For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr 80 000 pr. frakoblet aggregat.

-For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 100 000 pr. frakoblet aggregat.

Totalt deltar 16 aggregater med ytelse større enn 180 MVA, og 14 aggregater med ytelse mindre enn 180 MVA.

PFK er i 2006 blitt initiert i åtte tilfeller

Statnetts totale kostnad for PFK inkludert initieringskostnadene var 5,6 MNOK i 2006.

Lastfrakobling (LFK)

Systemvernet LFK benyttes ved høy overføring på snitt inn til underskuddsområder. Dette systemvernet frakobler last ved linjeutfall i snittet og reduserer risikoen for nettsammenbrudd i underskuddsområdet. I Saudasnittet er 200 MW på Hydro Aluminium Karmøy tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved utfall av 300 kV ledningene Nesflaten-Sauda eller Hysten-Sauda. For underskudd på Nordvestlandet er LFK på Sundalsøra (150 eller 400 MW) tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved overlast på

300 kV ledningen Järpen-Nea, utfall av 300 kV ledningen Klæbu-Orkdal eller Orkdal-Aura, utfall av transformator T1 eller T2 i Aura og lav spenning på 300 kV samleskinner i Aura. For underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten (Ofoten-, Narvik- og Straumsmosnippet), og utfall av 420 kV ledningene Ofoten-Kvandal-Balsfjord, er Finnfjord Smelteverk med opptil 110 MW tilkoblet systemvernet. I 2006 har det ikke vært forbruk ved smelteverket i Finnfjord. Kostnadene for LFK blir fastsatt ved bilaterale avtaler mellom Statnett og partene.

Produksjonsflytting

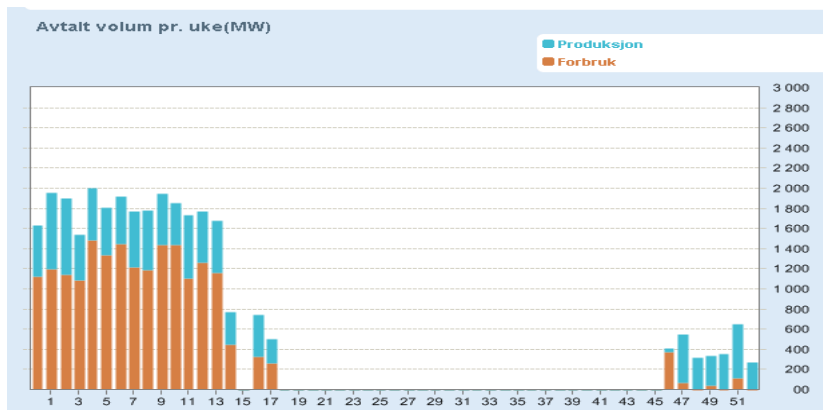
anvendes i timer med store endringer i forbruk og produksjon for å holde frekvensen innenfor fastsatte kvalitetskrav. Produksjonsendringer kan flyttes 15 minutter før eller etter planendring. Fører produksjonsflyttingen til økt leveranse i den aktuelle time, godtgjøres leverandør med 110 % av den for leverandørens gunstigste timepris. Ved redusert leveranse belastes leverandør med 90 % av den for leverandørens gunstigste timepris. Totalt for 2006 har kostnadene for produksjonsflyttingen vært 11,9 MNOK. I regnskapstallene i tabellene i kapittel 2.1 og i vedlegg 1, er det korrigert for inndekning av 4,5 MNOK fra øvrige TSO-er i Norden. Kostnadene for produksjonsflytting i 2005 og 2004 var henholdsvis 6,0 MNOK og 6,2 MNOK.

RK-opsjoner

Statnett har ansvar for at det til enhver tid er nok regulærkraft tilgjengelig til at også vanskelige driftssituasjoner kan håndteres. Dette kan eksempelvis være en situasjon med høyt forbruk og tilhørende effektknapphet, eller med problemer i kraftnettet der det kreves at man har tilstrekkelig reserve for dimensjonerende feil.

RK-opsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å supplere regulærkraft-markedet (RKM) med tilfredsstillende mengde regulærkraft (effektreserve). Behovet for å supplere RKM oppstår hovedsakelig i vinterhalvåret (november - april). RKOM opereres på ukebasis, og kvantum og pris for neste ukes kjøp offentliggjøres på Statnetts nettsider hver torsdag kl 14. Både produksjon og forbruk kan tilbys i RKOM. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som omfattes av langsiktige, bilaterale avtaler.

Totalt for 2006 var kostnadene 49 MNOK inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve. I 2005 kjøpte Statnett RK-opsjoner for 52 MNOK og i 2004 for 60 MNOK.



Figuren viser volum RK-opsjoner pr. uke i 2006

Kostnadene har vært lavere enn budsjettert. Uvanlig mildt vær med lavt forbruk i november-desember reduserte bruken av RKOM i forhold til tidligere år.

6. SVÆRT ANSTRENGTE KRAFTSITUASJONER

6.1 Kort beskrivelse av tiltak og volum på tiltakene for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner

Energiopsjoner i forbruk var det eneste virkemidlet for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner sesongen 2006/2007. Det ble også gjort forsøk på å skaffe reservekraft, men dette lyktes ikke.

Hensikten med energiopsjoner var å redusere risikoen for rasjonering gjennom at større bedrifter frivillig ga Statnett en rett til å redusere deres forbruk i ukene 3 til 22. Varslingstiden var 2 uker. Det var mulig å reservere seg mot å bli utkoblet i hele perioden, og mange bedrifter benyttet seg av denne muligheten. Utkoblingstiden ved eventuell utkobling var 2 uker med mulighet for forlengelse, eller 8 uker.

Statnett inngikk i september 2006 energiopsjonsavtaler med 8 bedrifter om rett til nedregulering med til sammen inntil 370 MW eller totalt 765 GWh.

Da det viste seg at det ikke var mulig å få etablert reservekraft for vinteren 2006/2007, inngikk Statnett i begynnelsen av desember to nye, bilaterale avtaler om tilleggskjøp av energiopsjoner i forbruk. Samlet volum ble da 890 GWh.

6.2 Beskrive Statnetts kriterier for å søke NVE om å ta i bruk godkjente tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner

Hovedkriteriet for å søke NVE om å benytte Energiopsjonsavtalene er at det er 50 % sannsynlighet for rasjonering. I tillegg skal hensiktsmessige tiltak som ikke er definert som SAKS-tiltak være benyttet. Dette kan være f. eks. opprettelse av nye elspotområder, N-0-drift eller mer informasjon til markedet. Hvilke tiltak som er aktuelle avhenger i stor grad av områdestørrelse og utnyttelse av tilgjengelig importkapasitet.

Modell for vurdering av rasjonerings sannsynlighet og kriterier for å innløse energiopsjoner i forbruk vurderes fortsatt og skal presenteres for NVE.

6.7. INTERNASJONAL KOORDINERING

~~6.7.1~~ *En samlet beskrivelse av deltakelse i europeisk og nordisk samarbeid for å utvikle internasjonale løsninger for systemansvarutøvelse.*

Formatert: Punktmerking og nummerering

Formatert: Punktmerking og nummerering

ETSO

Statnett er representert i styringskomiteen og i arbeidsgruppene for Balanseshåndtering, Forsyningssikkerhet og Transitt.

I tilknytning til den nye elmarkeds pakken til EU som trådte i kraft 1.7.2004, har det vært arbeidet i 2006 med retningslinjer for flaskehalshåndtering (trådte i kraft 1. desember 2006), transittmodell og tariffharmonisering. For Norge er det transittordningen som vil ha størst konsekvenser.

Transitt

I desember ble det enighet om en forlengelse av transittordningen fra 2005. Det er ingen grensetariffer mellom land som er med i transittoppgjøret. Land som har grense mot ETSO området skal fortsatt betale en tariff på 1€/MWh ved eksport. Denne avgiften faktureres også import fra Russland.. Den samlede økonomiske rammen for transittoppgjøret er på ca 395 M€. Arbeidet med å lage transittmodeller er krevende. I 2006 ble det lansert en ny modell som det tas sikte på skal innarbeides i fremtidige retningslinjer. For Norge er det viktig at kostnaden for å transittere kraft holdes på et rimelig nivå. Gjennom deltakelsen i denne gruppen bidrar vi til at det legges vekt på faktorer som innebærer at kostnadene for transitt ikke blir urimelig høye.

Flaskehalshåndtering

Statnett er ikke representert i ETSOs flaskehalsgruppe, men vi har kontakt til gruppen gjennom Energinett.dk og Svenska Kraftnät sine representanter.

Forslag til retningslinjer for flaskehalshåndtering ble behandlet av Electricity Cross Border Committee og vedtatt gjennom en komitologi prosess våren 2006, Retningslinjene ble rettskraftige fra 1. desember 2006.

EU gjennomførte i begynnelsen av 2005 en serie regionale minifora der flaskehalshåndtering var hovedfokus. Dette var viktig som grunnlag for utformingen av retningslinjene for flaskehalshåndtering.

På Florence Forum i september 2005 ble det antydnet at det ville bli holdt nye minifora i 2006. Dette er bearbeidet videre av ERGEG og de foreslår nå det som er kalt "Regional Initiatives & Creation of Regional Markets". Dette er en videreføring av minifora mer regionalt forankret. Den danske regulator har fått koordineringsansvaret for det nordiske minifora/regionale initiativ. Statnett har deltatt på i gruppen vedrørende "Optimizing the use of interconnectors - KONTEK and Germany-DK West". Gruppens arbeid og løsning på den dansk- tyske grensen er viktig for Norge sett i lys av handelsløsning på NorNed.

Det arbeides også med en fellesløsning for markedskopling i Europa både i europeiske grupper/ sammenheng og i Nordel.

Det er fremdeles ikke enighet i Nordel om hvordan strukturelle flaskehals i nettet skal håndteres på kort- og mellomlang sikt. Statnett og Energinet.dk mener flaskehals i nettet bør håndteres ved bruk av flere prisområder for å gi økonomiske insentiver til aktørene på

kort og lang sikt. Svenska Kraftnät og Fingrid på sin side argumenterer for at færre og større prisområder er et bedre alternativ i forhold til å legge til rette for bedre konkurransemessige forhold. Gjennom det siste året har det vært gjort en rekke forsøk på å oppnå enighet i Nordels styret, dog uten positivt resultat.

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhetsdirektivet ble endelig vedtatt 23.11. 2005. Det skal være implementert i medlemslandene innen 24.02. 2008.

I ETSO har arbeidet med forsyningssikkerhetsdirektivet vært fulgt opp gjennom kommentarer og innspill underveis i prosessen med å utforme det endelige direktivet. Statnett har også her gitt direkte innspill til prosessen omkring behandling av forsyningssikkerhetsdirektivet.

ETSOs arbeidsgruppe for forsyningssikkerhet har i 2005 utarbeidet en samlet effektbalanserapport for hele ETSO-området. Den er basert på underlag fra de enkelte regionale TSO organisasjonene. Det ble også som et forsøk, utarbeidet en rapport for topplast situasjonen vinteren 2005-2006. Dette vil bli videreført med en offisiell rapport for vinteren 2006-2007 som vil bli presentert mot slutten av 2006.

Balansehandtering

Gruppen har avsluttet arbeidet med en rapport om "Balance Management - Harmonisation and Integration". Rapporten beskriver viktige skritt for å oppnå nødvendig harmonisering og integrering. For tiden jobber gruppen med rapporten "Current State of Intraday Markets in Europe". Senere vil det også her beskrives hvordan intraday markedene kan utvikles i et europeisk perspektiv.

6.27.2 En samlet oversikt over endringer som er foretatt i den nordiske systemdriftsavtalen inklusive bilagene til avtalen.

Både hovedavtalen og bilagene ble oppdatert sommeren 2006. Siste versjon finnes på Nordels hjemmeside. Hovedavtalen ble oppdatert på grunn av opprettelsen av Energinet.dk som TSO i Danmark.

Bilag 1. Noen nye definisjoner ble innført og noen ble tilpasset UCTE-definisjoner.

Bilag 2. Noen mindre endringer angående systemvern

Bilag 3. Tydeliggjøring angående balansering. Regler angående Vest-Danmarks deltakelse i det Nordiske RK-markedet

Bilag 4. Hovedprinsipp om å anvende felles system for informasjonsutveksling ble innført.

Bilag 5. Ajourført oversikt over systemvern

Bilag 6. Noen mindre rettelsler

Bilag 7. Innhold i gamle bilaterale avtaler omkring grenseforbindelsene er tatt inn i bilaget

Bilag 8. En tydeliggjøring om ansvarsforhold i punkt 3.2 er gjort

Bilag 9. En separert instruksjon om samordning av reserver ble tatt inn i bilaget. Innholdet i bilaget er gjort klarere.

Bilag 10. Noen mindre endringer

Ny oppdatering vil skje sommeren 2007.

7.3 Status for de nordiske investeringsplanene

Formatert: Punktmerking og nummerering

- Skagerak 4: Energinet.dk og Statnett har inngått en intensjonsavtale om bygging av en fjerde pol mellom Norge og Danmark. Skagerrak 4 vil øke overføringskapasiteten mellom landene fra dagens om lag 1000 MW til 1600 MW. Investeringsbeslutning er planlagt i 2008/2009 og eventuell idriftsettelse anslås til 2012.
- Nea – Järpstrømmen: Statnett har besluttet å bygge en 420 kV kraftledning fra Nea i Midt-Norge til Riksgrensen. Svenska Kraftnät forventer å få konsesjon på strekningen fra Riksgrensen til Järpstrømmen i Sverige i løpet av 2007. Ledningen planlegges i samarbeid med Svenska Kraftnät å stå ferdig i 2009.
- Svenska Kraftnät har besluttet å bygge en ny overføringsforbindelse mellom Hallsberg og Hørby i Syd-Sverige. Forbindelsen forventes å stå ferdig i 2011.
- Svenska Kraftnät og Fingrid har besluttet å bygge en ny HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige. Forbindelsen forventes å stå ferdig i 2010.
- Energinet.dk har besluttet å bygge en HVDC-forbindelse over Storebælt. Forventet idriftsettelse er 2010.
- Finland-Estland: HVDC-forbindelsen mellom de to landene ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW.
- Danmark-Tyskland: En utvidelse av overføringskapasiteten mellom Jylland og Tyskland er planlagt idriftsatt i løpet av 2009.

7.8. ØVRIGE RAPPORTERINGSPUNKTER

Formatert: Punktmerking og nummerering

8.1 Kriterier systemansvarlig legger til grunn for fastsettelsen av "faste" koblingsbilder i regional- og sentralnett til Fos § 16. På hvilken måte blir konsesjonærene gjort kjent med hvilke konsekvenser valget av koblingsbilde har for leveringskvaliteten og KILE i sitt område.

Sentralnettet i Norge driftes i en normalsituasjon så sammenmasket som mulig. Dersom begrensninger i nettet gjør at N-1 kriteriet ikke kan overholdes, deles nettet opp for å redusere omfanget av eventuelle feil. Det forekommer også sporadisk situasjoner der systemansvarlig finner at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å drifte deler av nettet radielt pga høye kostnader i forbindelse med spesialregulering.

Normale koblingsbilder i regionalnett er beskrevet fylkesvis i underlaget for driftskoordinering i det norske kraftsystemet. I tillegg til ønsket om å drifte nettet så sammenmasket som mulig, påvirkes også driftsbilde i regionalnett av faktorer som

- Tilfredsstillende spolekompensering i alle delnett
- Grenser mellom netteiere

Det kan om nødvendig vedtas å avvike fra normale koblingsbilder på grunn av:

- Situasjoner med planlagt driftsstans
- Hensyn til forsvarlig spolekompensering

- Tilpasninger i forhold til produksjonsendringer
- Unormal lastsituasjon
- Unormal produksjonssituasjon
- Feil og andre hendelser i nettet

Dersom planlagte revisjoner medfører endring i driftsbilde, varsler Statnett sitt revisjonskontor berørte konsesjonærer via mail og informerer om konsekvenser mht nettdrift og leveringssikkerhet. I tilfeller der det ikke er mulig å løse eventuelle avvik fra N-1 kriteriet ved hjelp av spesialregulering, varsles berørte konsesjonærer om blant annet kritiske utfall. Gjenoppretningsplaner utarbeides videre i samarbeid med konsesjonærene.

Dersom uforutsette situasjoner medfører at det må avvikes fra N-1 kriteriet varsles konsesjonærene via telefon fra Statnett sine regionsentraler.

I planlagte og uforutsette tilfeller som innebærer vanskeligheter med å holde N-1 kriteriet, velger Statnett i høy grad å spesialregulere seg ut av problemet der dette er mulig. Statnett skal som systemoperatør imidlertid også ta samfunnsøkonomiske hensyn. Det vil si at forventede KILE-kostnader veies opp mot kostnader ved spesialregulering. Dersom situasjonen i markedet tilsier at kostnadene ved spesialregulering er svært høye, vil Statnett kunne vurdere å drifte enkelte områder med redusert leveringssikkerhet. Dette vil i så fall bli varslet berørte konsesjonærer via telefon.

8.1 Etablerte rutiner mellom systemansvarlig og avregningsansvarlig for å avdekke systematiske overtredelser av konsesjonærenes pålegg om å anmelde i balanse.

Rutiner er etablert i henhold til FoS §8 annet ledd: "Systemansvarlig skal innhente informasjon fra den avregningsansvarlige for å avdekke systematiske overtredelser av bestemmelsene i første ledd"

Aktørenes ubalanse

For år 2006 er det utført kontroll og analyser av balanseansvarliges ubalanse. Tidsoppløsningen i analysene er pr. time og det lages ukeoversikter pr balanseansvarlig. Arbeidet er utført i samarbeid mellom systemansvarlig og avregningsansvarlig i Statnett. Analyser av total ubalanse viser at Norge i gjennomsnitt også i 2006 har trukket balansekraft, dog noe lavere enn i årene 2004 og 2005. Det ble også avdekket for store ubalanser hos enkeltaktører, som vurderes etter absolutt og relativ ubalanse, samt skjevhet i forholdet mellom kjøp og salg i regulærkraftmarkedet. Følgende rutine benyttes:

- Avregningsansvarlig og Systemansvarlig har etablert rutiner for å overvåke aktørenes handelsmønster og ubalanse.
- Ved stor ubalanse, absolutt og/eller relativ, ut fra aktørens muligheter for å planlegge seg i balanse gjøres det en vurdering av om resulterende ubalanse er for stor.
- Ved for stor ubalanse tas det kontakt med aktøren, som gis en mulighet til å utbedre forholdet.
- Dersom forholdet ikke utbedres og aktøren ikke evner å gi en tilfredsstillende forklaring på ubalansen gis et skriftlig varsel med kopi til NVE.
- Dersom forholdet fremdeles ikke er bedre, avholdes det et møte med aktøren. Møtet skal bidra til å sette større fokus på ubalansene, herunder bedre gjennomgang av aktørens situasjon, vurdere ubalansene over tid og finne tiltak.

I 2006 ble 25 aktører kontaktet vedvarende ubalanser, og enkelte av dem fikk brev. Det ble avholdt møte med 4 aktører. Møtene har vært en suksess og gitt oss verdifull kunnskap om aktørenes situasjon og utfordringer. Arbeidet med ubalanser fortsetter og det forventes økt møteaktivitet i 2007.

8.3 Status på arbeidet med utarbeidelse av veiledere til hjelp for konsesjonærene i forbindelse med Fos § 14 om planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet. Liste over vedtak som systemansvarlig etter denne bestemmelsen har fattet i 2005:

Vedtak etter Fos § 14:

Nr	Konsesjonær	Vår dato	Tittel/vedtak
1	Statnett SF U&I	03.01.2006	Vedtak om endringer i Skaidi
2	Statnett SF U&I	06.01.2006	Vedtak om idriftsettelse av 132/66/22 kV, 42/42/16 MVA transformator i Adamselv kraftverk
3	Hafslund Nett AS	09.01.2006	Vedtak om ombygging av Majorstua transformatorstasjon
4	Falconbridge Nikkelverk	13.01.2006	Vedtak om utskifting av transformator hos Falconbridge Nikkelverk
5	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	16.01.2006	Vedtak om idriftsettelse av turbinregulator i Tunnsjø kraftverk
6	Hafslund Nett AS	17.01.2006	Vedtak om utskifting av samleskinnevern for 300 kV samleskinne i Sogn innføringsstasjon
7	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	17.01.2006	Vedtak om utskifting av generatortransformator i Røyrvikfoss kraftverk
8	Norske Skogindustrier ASA	30.01.2006	Vedtak om utvidelse av høyspentanlegg hos Norske Skogindustrier i Halden
9	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	31.01.2006	Vedtak om idriftsettelse av Funna kraftverk
10	Thamshavn Verk a/s	09.02.2006	Vedtak om utskifting av mellomtransformator 1 hos Elkem Thamshavn
11	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	10.02.2006	Vedtak om idriftsettelse av Tunnsjødal kraftverk
12	Hafslund Nett AS	13.02.2006	Vedtak om utskifting av effektbrytere, overspenningsavledere og strømtransformatorer i 300 kV innføringsstasjoner i Oslo
13	Statkraft Develpoment AS	17.03.2006	Vedtak om idriftsettelse av Kjøllefjord Vindpark
14	BKK Nett	23.03.2006	Vedtak om idriftsettelse av 300 kV Mongstad-Kollsnes
15	Statnett SF U&I	27.03.2006	Vedtak om idriftsettelse av nytt bryterfelt i Kristiansand transformatorstasjon
16	Hafslund Nett AS	30.03.2006	Vedtak om idriftsettelse av kabling på 47 kV delstrekninger ut fra Røykås og flytting av tilkoblingspunkt for 47 kV kabel
17	Sunnfjord Energi	30.03.2006	Vedtak om tilknytning til 132 kV nettet mellom Skei og Mel
18	Sognekraft	24.04.2006	Vedtak om utskifting av strømtransformatorer på 66 kV ledningen Leirdøla-Årøy i Årøy
19	BKK Nett	08.05.2006	Vedtak om tiltak på 132 kV ledninger mellom Matre og Jordal og i Padøy stasjon
20	Sognekraft	14.06.2006	Vedtak om utskifting av vern på 66 kV ledningen Årøy-Leirdøla
21	Statkraft Energi AS	19.06.2006	Vedtak om endring i Songa kraftverk
22	Statkraft Energi AS	19.06.2006	Vedtak om endring i Hove kraftverk
23	Hafslund Nett AS	19.06.2006	Vedtak om idriftsettelse/endringer av anlegg i Hafslund Netts regionalnett
24	Lyse Nett AS	20.06.2006	Vedtak om diverse endringer i regionalnettet hos Lyse Nett AS
25	Statkraft	20.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av Kjensvatn kraftverk og endringer i Bjerka kraftverk
26	E-CO Vannkraft as	29.06.2006	Vedtak o endringer av anlegg i Hemsil 1
27	Sira-Kvina Kraftselskap	29.06.2006	Vedtak om utskifting av komponenter i 300 kV nettet
28	BKK	30.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av nye koblingsfelt i nytt 12 kV koblingsanlegg ved Hydro Aluminium Høyanger
29	ERAS Metal AS	30.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av nye koblingsfelt i nytt 12 kV koblingsanlegg ved Hydro Aluminium Høyanger
30	Fundo Wheels AS	30.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av nye koblingsfelt i nytt 12 kV koblingsanlegg ved Hydro Aluminium Høyanger
31	Hydro Aluminium	30.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av nytt koblingsanlegg ved Hydro Aluminium Høyanger
32	Statkraft SF	30.06.2006	Vedtak om idriftsettelse av nye koblingsfelt i nytt 12 kV koblingsanlegg ved Hydro Aluminium Høyanger

33	TrønderEnergi Nett	18.08.2006	Vedtak om idriftsettelse av Bjugn transformatorstasjon
34	Trondheim Energiverk	24.08.2006	Vedtak om idriftsettelse av Leirfossene kraftverk
35	SKS Nett AS	06.09.2006	Vedtak om utskifting av rele- og kontrollanlegg i Valljord transformatorstasjon
36	Tafjord Kraftnett AS	07.09.2006	Vedtak om endringer i Nørve og Kjelbotn
37	TrønderEnergi Kraft	07.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av Valsneset vindmøllepark
38	TrønderEnergi Kraft	07.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av Bessakerfjellet vindmøllepark
39	Statnett SF U&I	07.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av Hof transformatorstasjon
40	Skagerak Nett AS	08.09.2006	Vedtak om innsløyning av 132 kV ledninger til Hof transformatorstasjon og nedleggelse av 132 kV ledningen Flesaker-Rivelsrud
41	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett AS	11.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av ny 66/22 kV regulatortransformator i Snåsa
42	Statnett SF U&I	11.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av nytt 420 kV, 300 MVar kondensatorbatteri i Tegneby transformatorstasjon
43	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	18.09.2006	Vedtak om idriftsettelse av ny 66/22 kV regulatortransformator i Skogmo transformatorstasjon
44	Trondheim Energiverk	18.10.2006	Vedtak om innkoblingsautomatikk på Svean 66 kV avgang Bratsberg
45	Skagerak Kraft AS	23.10.2006	Vedtak om idriftsettelse av Grunnåi kraftverk
46	Aktieselskapet Tyssefaldene	27.10.2006	Vedtak om idriftsettelse av ny elektrisk turbinregulator og magnetiseringsutstyr på aggregat 2 i Tysso II kraftverk
47	Naturkraft AS	28.11.2006	Vedtak om idriftsettelse av gasskraftverk på Kårstø
48	Elkem Aluminium ANS	28.11.2006	Vedtak om utvidelse av eksisterende filteranlegg hos Elkem Aluminium Mosjøen
49	Innvik Kraftverk AS	14.12.2006	Vedtak om idriftsettelse av Innvik kraftverk
50	Narvik Energinett AS	15.12.2006	Vedtak om idriftsettelse av anlegg hos Narvik Energinett
51	Statnett SF U&I	15.12.2006	Vedtak om idriftsettelse av 132/66/22 kV, 30/30/10 MVA transformator i Alta kraftverk
52	Byrkjelo kraftverk	18.12.2006	Vedtak om idriftsettelse av Byrkjelo kraftverk

8.4 Kriterier systemansvarlig legger til grunn for hvem som initierer en flytting av planlagte driftsstanser iht. Fos § 17 tredje ledd.

Systemansvarlig initierer omprioritering av driftsstans:

- Dersom det oppstår flaskehals der det er samfunnsøkonomisk riktig å omprioritere driftsstanser fremfor å spesialregulere eller påføre store markedskostnader.
- Dersom det oppstår driftsforstyrrelser og det er samfunnsøkonomisk riktig å omprioritere driftsstansen fremfor flaskehalskostnader eller store forventede KILE-kostnader.
- Dersom forutsetninger f.eks i forbindelse med gjenoppbyggingsplan viser seg å ikke holde mål (kan også gjelde konsesjonær).

☒ Konsesjonær initierer omprioritering av driftsstans:

- Dersom en godkjent driftsstans tar lenger tid enn forventet og andre godkjente driftsstanser ikke kan gjennomføres som planlagt.
- Dersom det ved innmelding av driftsstans ikke er angitt opplysninger som er vesentlig for godkjenning av denne eller andre driftsstanser.
- Dersom en driftsstans som er akseptert av flere parter ønskes omprioritert av den ene parten pga bedriftsøkonomisk lønnsomhet for denne konsesjonæren.
- Dersom forutsetninger for eksempel i forbindelse med gjenoppbyggingsplan viser seg å ikke holde mål (kan også gjelde systemansvarlig).

Formatert: Punktmerking og nummerering

7.68.5 Rutiner som er etablert for å tilfredsstill systemansvarfunksjonens forhold til forvaltningsloven og offentlighetsloven iht. Fos § 28. Beskriv hvilke bestemmelser der systemansvarlig fattet vedtak etter alle forvaltningslovens bestemmelser(de ikke

Formatert: Punktmerking og nummerering

”systemkritiske vedtak”). Angi om hjemmelsgrunnlag, klageadgang og -frist er oppgitt i disse standardbrevene.

Det er ingen endringer i virksomhetens rutiner for å imøtekomme ovennevnte krav i forhold til tilleggsrapport for 2005. Utskifting av Statnetts eksisterende arkiv- og dokumentasjonsystemer ble ikke foretatt før mars 2007 Etterlevelse av pålagte myndighetskrav i forhold til offentlighets- og forvaltningslov vil bli ivaretatt av ny løsning og redegjort for i tilleggsrapport for 2007.

Ot.prp. nr.9 (2005-2006) ble vedtatt av Odelstinget 04.05.2006 (Besl.O.nr.48 (2005-2006) Lov om rett til innsyn i dokument i offentlig verksemd (offentleglova). Vedtaket ble godtatt av lagtinget 9.5.2006, men tidligste forventede dato for ikrafttredelse er 1.1.2008.

Lovforslaget legger opp til at alle virksomheter der det offentlige har bestemmende innflytelse for driften skal omfattes av offentliglova. Unntak gjøres for virksomheter som driver i konkurranse med private virksomheter.

Statnett SF vil etter den nye lovens bestemmelser i sin alminnelighet være underlagt offentlighetsloven og at de generelle rutiner som etableres i det henseende også vil ivareta kravene som gjelder for systemansvarfunksjonens forhold til lovverket. Departementet legger imidlertid opp til at man gjennom forskrift kan unnta selskap fra loven selv om selskapet ikke driver i konkurranse med andre. Statnett følger dette forskriftsarbeidet.

Statnett SF benytter som arkivløsning for sin virksomhet programvaren JASS, som er en forkortelse for Journal-, arkiv- og saksbehandlersystem. JASS er godkjent etter Riksarkivets NOARK3-standard og tilfredsstiller de krav som stilles til arkivsystemer i offentlig forvaltning. Arkivtjenesten drives i hovedtrekk etter rutiner tilpasset lovverk for offentlige arkiver.

Følgende rutiner/tiltak gjelder for å imøtekomme krav som følge av at Statnett SF for deler av sin virksomhet er underlagt ovennevnte lovverk.

- For å identifisere dokumenter som er blitt til som følge av utøvelsen av systemansvaret er det opprettet egne saksnummer i journalen med henvisning til aktuelle § i FoS. Dette for å skille dokumenter underlagt offentlighetslov/forvaltningslov fra virksomhetens øvrige dokumenter.
- Produksjon av offentlig journal for dokumenter som kommer inn under FoS lages på forespørsel. Det er ikke etablert rutine for offentlig publisering av postlister. Intern postliste produseres og publiseres daglig.
- Det er etablert felles firmapostmottak for e-post (firmapost@statnett.no) som betjenes av dokumentseksjonen.
- Det er ikke etablert praksis for forhåndsklassifisering av dokumenter unntatt offentlighet. En vurdering av offentlig foretas ved forespørsel om dokumentinnsyn.
- Det er saksbehandler og linjeleder som er ansvarlig for å vurdere om det skal gis innsyn i dokumenter i henhold til offentlighetsloven, eventuelt vurdere hensynet til

meroffentlighet.

- Det er etablert rutiner for å sende påminnelse til saksbehandler om å gi foreløpig og endelig svar på eksterne henvendelser.
- I forbindelse med ikrafttredelse av FoS ble det av Statnetts juridiske avdeling laget et kompendium om Statnetts forvaltningsmyndighet. Her foretas en avgrensning av forvaltningsoppgavene, samt en innføring i de alminnelige saksbehandlingsreglene i forvaltningsloven og de mest aktuelle unntaksbestemmelsene i offentlighetsloven. Kompendiet er ment som en veileder til saksbehandlere og ledere som utøver offentlig myndighet.

Beskriv hvilke bestemmelser der systemansvarlig fatter vedtak etter alle forvaltningslovens bestemmelser (de ikke "systemkritiske vedtak")

- *Forskriftens §§ 7 første ledd, 12 første ledd og 13 første ledd (samlevedtak kraftsystemdata-/planer).*
I omleggingen fra retningslinjer til forskrift er det funnet hensiktsmessig å gjøre vedtak i medhold av alle tre bestemmelsene i samme brev. Vedtak vedrørende overføringsgrenser i medhold av § 7, anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser i medhold av § 12 og tvangsmessig utkobling av forbruk i medhold av § 13, behandles under separate punkter i brev for samlevedtak. Senere vil vedtak i henhold til § 7 anleggsdelers overføringsgrenser normalt bli gjort med regelmessige mellomrom eller ved vesentlige endringer.
Det er i 2006 ikke fattet vedtak etter ovennevnte paragrafer
- *Forskriftens § 15. Spanningsregulering og utveksling av reaktiv effekt*
Det er i 2006 ikke journalført vedtak i medhold av § 15.
- *Forskriftens § 14. Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet*
Det er i 2006 journalført 53 vedtak i medhold av § 14.
- *Forskriftens § 18. Målinger og meldinger*
Det er i 2006 journalført 2 vedtak i medhold av § 18.
- *Forskriftens § 19 Jordstrømkompensering*
Det er i 2006 journalført 1 vedtak i medhold av § 19

Angi om hjemmelsgrunnlag, klageadgang og -frist er oppgitt i disse standardbrevene

- Det er av Statnetts juridiske avdeling utarbeidet standard vedtaksmaler for vedtak. Det opplyses i standardbrevene om hjemmelsgrunnlag, klageadgang og klagefrist. De "juridiske" formuleringene i vedtaksmalen benyttes også i vedtak etter andre bestemmelser i FoS.

8.6 Rutiner som er etablert for å sikre NVE løpende informasjon i henhold til Fos §§ 8 annet ledd og 24, og tilhørende forarbeid.

Statnett skal i henhold til Fos § 24 informere NVE om forhold som er av betydning for utviklingen av et effektivt kraftmarked, effekt- og energibalansen samt status etter § 12 og -13.

Viktigste fora for videreformidling av denne informasjonen er faste Fos-møter mellom NVE og Statnett. Gjennom NVEs ønsker og Statnetts innspill fastsettes agenda for møtene. I tillegg til de faste møtene informerer Statnett NVEs kontaktpersoner gjennom mail/brev om konkrete saker eller ved å be om møter angående konkrete tema. I NVEs vedtak om varslingsplikt er det i 2006 gjort tillegg om at Flomvakten/NVE skal kontaktes ved større driftsforstyrrelser.

8.7 Beskrivelse av investeringskriterier (hva er det som utløser investeringer, både re- og nyinvesteringer).

Kriterier for nettutviklingen

Økonomiske beslutningskriterier

Det overordnede mål er å sørge for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Nettplanleggingen gjøres dermed ut fra samfunnsøkonomiske kriterier.

Samfunnsøkonomiske analyser skal ideelt sett ta hensyn til alle samfunnsmessige kostnads- og nyttevirksomheter av de ulike tiltak. I praksis vil dette bli for omfattende og vanskelig å gjennomføre i sin helhet, slik at analysene som regel begrenses til å vurdere tiltakenes konsekvenser for overføringsnettet eller også for kraftsystemet. Ut fra en målsetting om å bidra til de mest effektive løsninger for kraftsystemet totalt sett, vil analysene også inneholde mulige alternativer til investeringer i overføringskapasitet ved tiltak på produksjons- eller forbrukssiden.

Eventuelle politiske vurderinger, for eksempel i forhold til distriktsutbygging eller ønsket "grønn kraft" verdsettes ikke. Regionale eller lokale ringvirkninger blir det som regel ikke tatt hensyn til. Statnett forutsetter at slike hensyn blir ivaretatt av myndighetene. Statnetts rolle vil være å belyse forhold som er relatert til kraftsystemet.

Investeringene vurderes i et helhetsperspektiv, spesielt i forhold til avhengighet av og/eller påvirkning på andre vedtatte, planlagte og påtenkte investeringer. Det vurderes som viktig å søke nettløsninger som er robuste i forhold til alternative utviklingstrekk i energisystemet. Tiltakene vurderes derfor, når dette er relevant, i forhold til alternative utviklingsscenarioer for produksjons- og forbruksendringer og utviklinger av overføringsnettet. Normalt benyttes scenarioer utviklet i forbindelse med den årlige nettutviklingsplanen og kraftsystemutredningen som utgangspunkt for dette.

Statnett ønsker å maksimere nytten for Norge. Investeringer i det norske sentralnettet vurderes også i forhold til det nordiske kraftsystemet, og norske nettløsninger vurderes opp mot nettløsninger i andre land når dette er relevant.

Nyttevirksomheter og kostnader kvantifiseres så langt som mulig, men Statnett vektlegger også forhold som er vanskeligere å kvantifisere. De kvantifiserbare nyttevirksomheter av et tiltak er verdien av økt kapasitet i nettet og reduksjoner i taps-, avbrudds-, tariff- og systemdriftskostnader. Tiltak rettet mot økt utnyttelse av nettet vurderes alltid som alternativer til å bygge nye overføringsanlegg.

Andre viktige forhold som vektlegges er i hovedsak miljøkonsekvenser, forsyningssikkerhet og et velfungerende kraftmarked. Statnett er opptatt av å finne løsninger som er miljømessig gunstige. Av Statnetts miljøpolicy fremgår blant annet at vi skal "vektlegge natur og miljø på linje med funksjonelle, tekniske og økonomiske hensyn".

Statnett er avhengig av å ha en sunn bedriftsøkonomi. Hvordan myndighetene velger å utforme inntektsreguleringen av nettselskapene er viktig for at Statnett over tid skal være i stand til å utvikle nettet etter samfunnsøkonomiske kriterier.

Tekniske dimensjoneringskriterier

Med utgangspunkt i en nettplanlegging basert på samfunnsøkonomiske betraktninger, er det i prinsippet verken behov for eller rom for absolutte dimensjoneringskriterier. I praksis vil det imidlertid være enkelte forhold som ikke fanges opp i tilstrekkelig grad gjennom en samfunnsøkonomisk analyse, og som derfor må tas hensyn til på andre måter.

En sentral vurdering i nettplanleggingen er i hvor stor grad man kan akseptere avbrudd i kraftleveransen som følge av at det oppstår feil i komponenter i nettet. Det er sannsynlig at ulempene for samfunnet ved omfattende avbrudd er større enn det som reflekteres i de avbruddkostnadene som legges til grunn i samfunnsøkonomiske analyser (KILE). Dette gjelder særlig i forhold til utfall med svært små sannsynligheter, men med store konsekvenser. Systemsikkerhet må derfor vektlegges.

Tradisjonelt har nettplanleggingen og lastsgrensesettingen basert seg på det såkalte N-1 kriteriet, som betyr at systemet skal kunne tåle utfall av én komponent uten å gi avbrudd i strømforsyningen. N-1 kriteriet var tidligere et beslutningskriterium, men er nå i større grad et hjelpemiddel i planarbeidet. I Nordels dimensjoneringsregler, jf. Nordisk Regelsamling (Nordic Grid Code), er angitt et modifisert N-1 kriterium. Her er det også spesifisert akseptable konsekvenser av ulike kombinasjoner av driftstilstand og feiltilfeller. Dette materialet anbefales som en del av grunnlaget for tillatt systemutnyttelse og fastsettelse av lastgrenser. Statnett legger Nordels anbefalinger til grunn ved dimensjonering og fastsettelse av lastgrenser over landegrensene og i sammenhenger hvor feil kan ha konsekvenser for våre naboland.

Et definert ”mulighetsrom” legger begrensninger på hvor store avbrudd som kan aksepteres.

Statnetts policy for systemutnyttelse er at:”

Vi skal utnytte nettets kapasitet innenfor et gitt mulighetsrom slik at summen av alle forventede samfunnsøkonomiske kostnader minimaliseres.

Det definerte ”mulighetsrommet” er gitt ved:

1. Personssikkerheten skal ikke svekkes
2. Anleggsdeler skal belastes innenfor fastsatte kapasitetsgrenser, inkludert mulighet for kortvarig høy belastning
3. Konsekvenser av en driftsforstyrrelse skal ikke være uakseptable:
 - a) En driftsforstyrrelse skal ikke gi mer enn 1000 MWh ikke levert energi
 - b) Leveringspunkt skal være spenningssatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen 2 timer. (Leveringspunkt med ensidig forsyning skal være spenningssatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen 4 timer).
 - c) En driftsforstyrrelse skal ikke gi avbrudd for mer enn 1400 MW forbruk.
 - d) Et tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt to avbrudd pr. år.
4. Etter et avbrudd skal nettet drives slik at det er liten risiko for et nytt avbrudd i samme punkt inntil avklaringer har funnet sted og nødvendige korrektive tiltak er utført.

Hovedprinsippene gjelder i operativ drift og er en fundamental forutsetning for vedlikehold og nettplassering. Nettet skal forsterkes dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller dersom det må gjøres for å tilfredsstille grensene i det angitte mulighetsrom.