

Tilleggsrapport for
2009 fra Statnett

Rapport fra
systemansvarlig
om kraftsystemet i Norge 2009

INNHold

1. Innledning -----	3
2. Systemansvarskostnader -----	4
3. Flaskehalshåndtering og spesialregulering ---	4
4. Handelsgrenser -----	10
5. Systemtjenester og effektreserver -----	15
6. Svært anstrengte kraftsituasjoner -----	18
7. Internasjonal koordinering -----	18
8. Øvrige rapporteringspunkter -----	19

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 2009. Rapporten bygger i tillegg på forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirk-somheten 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 systemansvarsoppgaver fra den tekniske og økonomiske rapporteringen.

Variable systemdriftskostnader (MNOK)						Budsjett	Avvik fra budsjett
	2005	2006	2007	2008	2009	2009	2009
Regulerkraftopsjoner (inkl. pilotprosjekter (småforbruk))	52	49	31	34	50	60	10
Energiopsjoner			26	24	9	-	-9
Spesialreguleringer	147	138	115	117	153	120	-33
Øvrige systemtjenester ¹	60	75	70	95	140	110	-30
Netto kjøp av reguler- og balansekraft	24	-8	-4	-3	0	-	-
Sum systemdriftskostnader	283	255	212	267	351	290	-61

¹ Systemvern, produksjonstilpassning, frekvensstyrte reserver, reaktiv effekt, innfasingsreserve og erstatning ved fl ytting av revisjoner. Tallene for 2009 er nærmere forklart og kommentert i kapitlene 3.3 og 5.1, samt i vedlegget.

3. FLASKEHALSHÅNDTERING OG SPESIALREGULERING

3.1 Defi nisjon av store/langvarige fl askehals er under hvilke beløps- eller tidsgrenser, knyttet til en enkelt hendelse/fl askehals, 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 kraftfl yten i nettet nord for Dovre og motsatt.

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

- Grensesnitt i nettet hvor det forventes fl askehals 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 20 millioner kroner, vil det vurderes 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 fl askehals. Markedet varsles minst 2 uker før det nye elspotområdet gjøres gjeldende.

Defi nisjon av Områdeinndelingen i Norge 2009:

1. januar-12. april:

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

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

13. april-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.

3.2 Utviklingen i samfunnsøkonomiske fl askehalskostnader mellom elspotområder, inklusive bakgrunnsdata for plassering av fl askehalsene, varighet, hyppighet og størrelse.

Landssentralen har tidligere i fl ere år beregnet og publisert samfunnsøkonomiske kostnader ved fl askehals mot utlandet. Disse kostnadene blir kategorisert på årsak (feil, revisjon eller intakt nett). Kostnaden ble beregnet som

$$\text{((Flyt ved systempris - elspotfl yt) * (prisforskjell mellom områdene)) / 2 (pr time)}$$

Flyt ved systempris vil i fl ere tilfeller være større enn maksimal overføringsgrense. Beregningen inkluderer således også kostnader for at markedet ønsker å overføre mer enn det er utbygd kapasitet til å overføre. Kostnadene for begrenset overføring på grunn av ikke utbygd kapasitet hensyntas i investeringsanalyser Samfunnsøkonomisk fl askehalskostnad beregnes nå med

$$\text{((Maksimal fl yt - elspotfl yt) * (prisforskjell mellom områdene) (pr time))}$$

Denne beregningen fanger opp kostnadene ved begrensninger i overføringskapasiteten, gitt at elspotbudene er uavhengig av kapasitet. Vi gjør en forenkling ved at vi bruker prisforskjell ved elspotfl yt, og ikke tar hensyn til at prisforskjellen ville blitt mindre ved maksimal fl yt. Sistnevnte prisforskjell er ikke kjent, og det vil kreve en ny markedsklaringskjøring av NordPool for å få kjennskap til denne. Det antas imidlertid

at forskjellen er liten, og at resultatet av beregningen er godt nok for formålet. De beregnede kostnadene blir noe høyere enn de faktiske kostnadene.

For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller revisjoner i Norge. Kostnader som skyldes feil eller begrensninger i utlandet er trukket ut i beregningen. Dette gjelder f. eks kapasitetsbegrensninger som skyldes feil i en svensk transformatorstasjon. Det samme gjelder kostnader som skyldes fl askehals ved intakt nett, f. eks begrensninger i Hasle grunnet høy last i Østlandsområdet.

Metoden egner seg godt ved mindre og kortvarige reduksjoner i kapasitet som følge av feil og revisjoner.

I beregningen av markeds-kostnader mellom Sør-Norge – Sverige for 2009 gir formelen 231 [mill. kr.](#) i kostnader med denne metoden. Kostnaden skyldes hovedsakelig utkoblingen av 420 kV Oslofjordkablene Rød-Hasle fram til 16. oktober. Ved så stort og langvarig bortfall av overføringskapasitet har denne metoden betydelige svakheter, som blant annet:

- Metoden tar ikke hensyn til at prisdifferansen mellom Norge og Sverige ville vært mindre uten feilene over Oslofjorden, og at det i mange timer ikke ville vært full utnyttelse av kapasiteten.
- Metoden tar ikke hensyn til at aktørenes bud i markedet vil påvirkes av en såpass omfattende kapasitetsreduksjon.

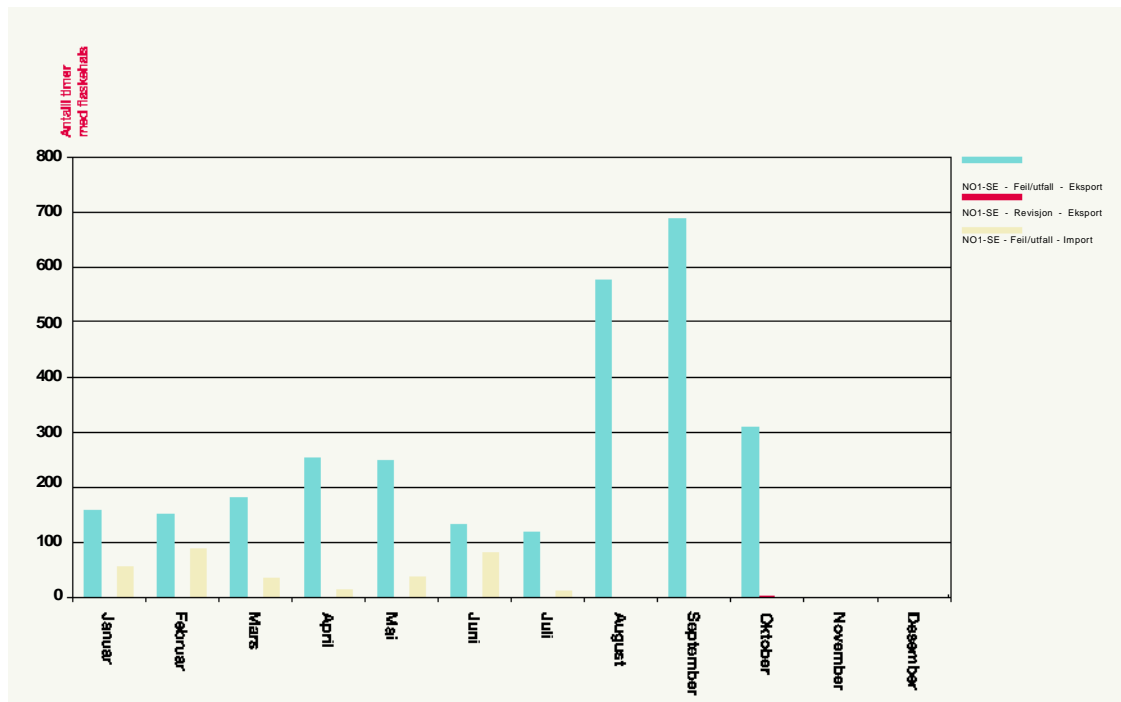
Det er gjort en foreløpig vurdering som konkluderer med at de samfunnsøkonomiske kostnadene i 2009 ved feilene på Oslofjordkablene omtrent er halvparten av det beregningsmetoden gir.

Samfunnsøkonomiske fl askehalskostnader i MNOK ved bortfall av overføringskapasitet 2005-2009

Ar ¹	2005	2006	2007	2008	2009
Sør-Norge - Sverige	28	17	76	500-1000 ¹	117 ¹
Midt- og Nord-Norge - Sverige	12	10	14	65	116
Sør-Norge – Vest-Danmark	197	260	35	28	19
Sør-Norge - Nederland	-	-	-	45	86

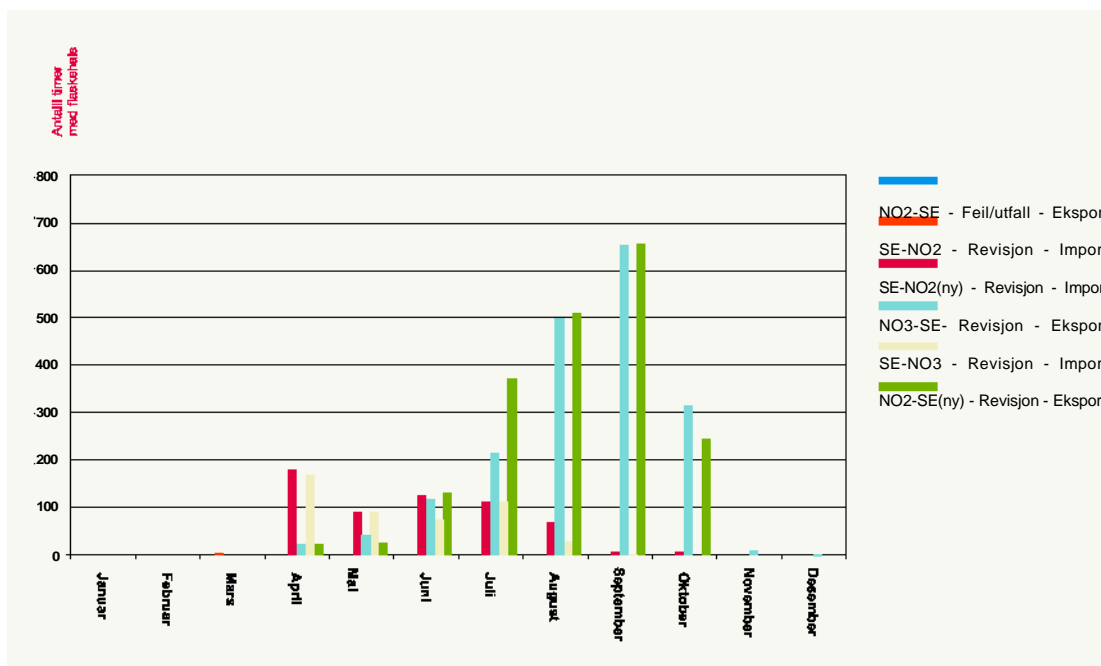
¹ Estimert, se teksten ovenfor.

**Hypighet og årsak til fl askehalsler med bortfall av overføringskapasitet:
Sør-Norge mot Sverige (Haslesnittet):**



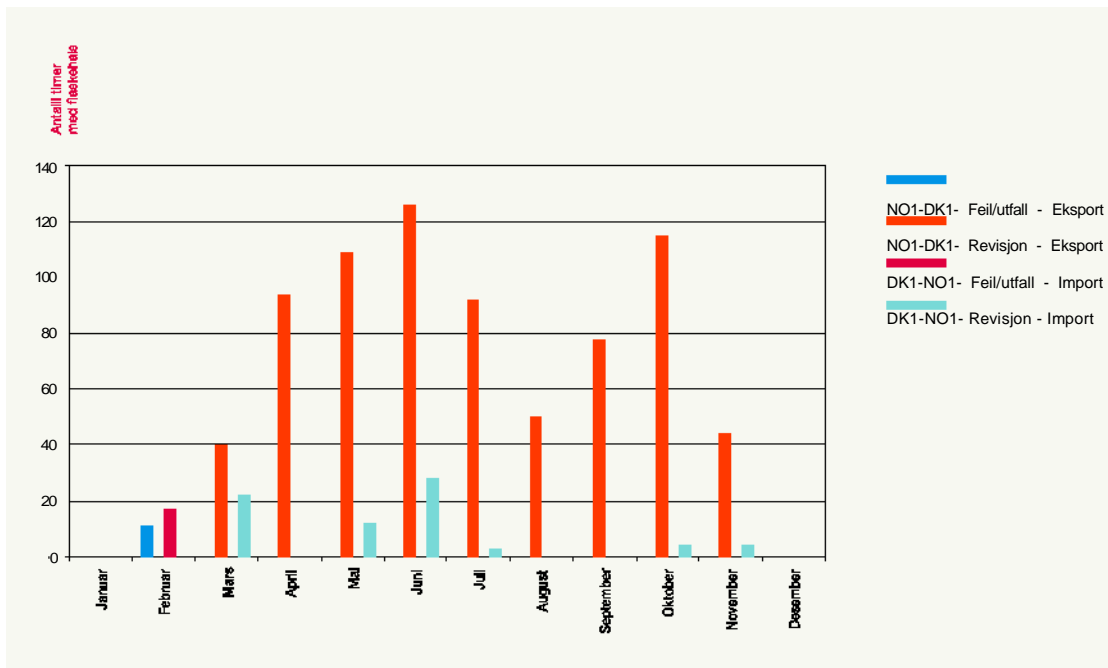
Figuren viser antall timer månedvis med fl askehalsler Sør-Norge - Sverige ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner i Norge.

Midt- og Nord-Norge mot Sverige:



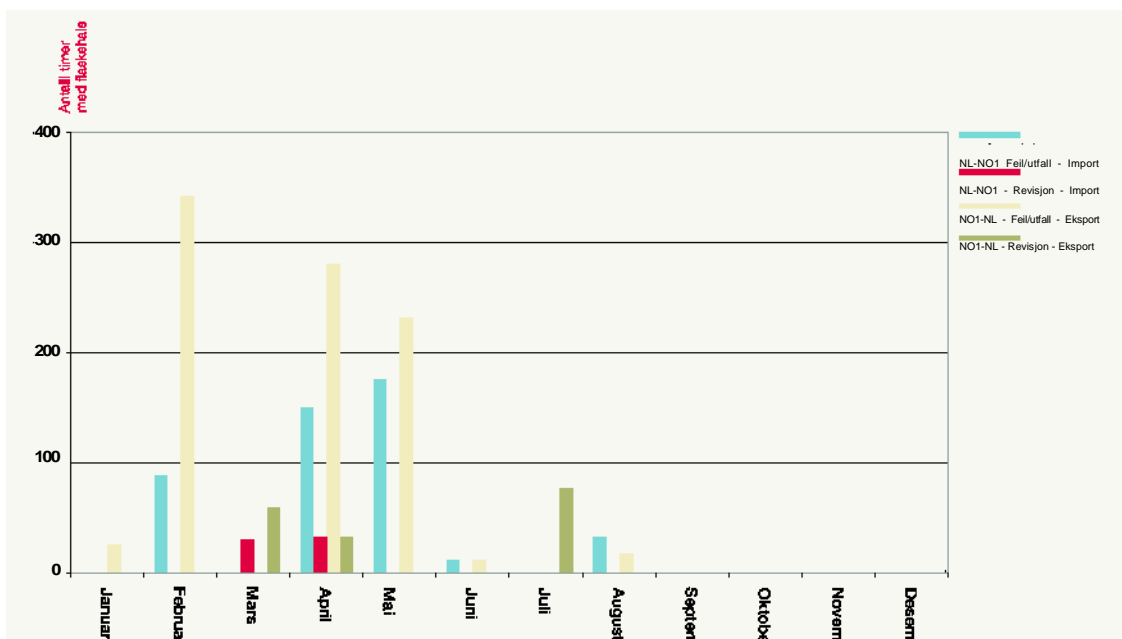
Figuren viser antall timer månedvis med fl askehalsler Midt- og Nord-Norge - Sverige ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner i Norge.

Sør-Norge mot Vest-Danmark:



Figuren viser antall timer månedvis med fl askehalser Sør-Norge - Jylland ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner i Norge.

Sør-Norge mot Nederland:



Figuren viser antall timer månedvis med fl askehalser Sør-Norge - Nederland ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner i Norge.

3.3 Årsaker til de viktigste/største spesialreguleringene samt fysisk plassering av, omfang av og kostnader knyttet til viktigste/største 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.

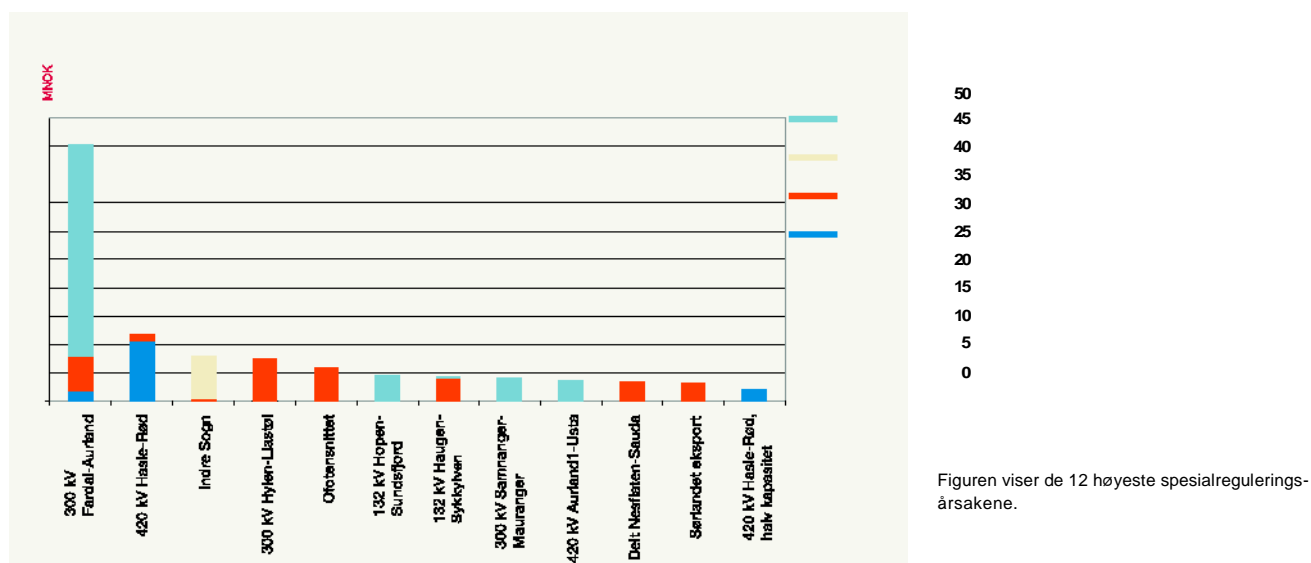
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

- **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 2005-2009 fordelt på hovedtypene:

Årsak	2005	2006	2007	2008	2009
Intakt nett, overlast	44	36	54	50	50
Intakt nett, spenning	-	17	5	6	8
Revisjoner	57	48	50	38	75
Feil/utfall	46	35	6	19	18
Annet	1	2	1	4	4
Totalt	147	138	115	117	154

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 andre TSO-ers økte omkostninger som følge av begrensningene. I 2009 hadde Statnett en kostnad på netto 0,6 MNOK i mothandel. (Ved begrensninger som følger av feil på mellomriksforbindelser, deles kostnadene mellom de respektive TSO-ene).



Figuren viser de 12 høyeste spesialreguleringsårsakene.

Langvarige og kostnadskrevende spesialreguleringer:

- **300 kV Fardal-Aurland:** Ledningen var utkoblet for revisjon i ukene 32-35. Store tilsig på Vestlandet førte til stort produksjonsoverskudd som måtte nedreguleres.
- **Produksjonsoverskudd på Vestlandet:** I september og oktober var det stort produksjonsoverskudd på Vestlandet. For å få maksimal overføringskapasitet ut av området var 300 kV nettet ofte delt i radialdrifter. Som regel var det deling et sted mellom Fardal og Modalen, og i tillegg mellom Nesflaten og Sauda. Det var likevel store spesialreguleringskostnader på grunn av fl. askehals på 300 kV ledningene Fardal-Aurland og Hylen-Liastølen samt snitt i 300 kV nettet mot Østlandet ved delt drift i Nesflaten.
- **420 kV Hasle-Rød:** Ledningen lå innkoblet med halv kapasitet frem til 2. mars, samt 17. mars til 13. april. Ellers var ledningen utkoblet frem til 16. oktober da ledningen ble idriftsatt etter kabelproblemer i Oslofjorden. En stor del av kostnadene er et resultat av overlastproblemer i Flesakersnittet. Revisjonsutkobling samtidig av 300 kV ledningen Flesaker-Tegneby i september, førte til ytterlig begrenset kapasitet i Flesakersnittet. Effektfl. yt. vestover i Flesakersnittet ved eksport på NorNed og Skagerrak førte til oppreguleringsbehov på Sørvestlandet og Sørlandet samtidig med nedregulering for produksjonsoverskuddet på Vestlandet.
- **Indre Sogn:** Ved lav kraftproduksjon i Indre Sogn, under Fortun transformatorstasjon, har det vært behov for innfasing av generatorer for å unngå problemer med lav spenning. De største kostnadene var i april og høstmånedene oktober-november.
- **Ofotensnittet:** Underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten førte til en del spesialreguleringskostnader i april og i november-desember.
- **132 kV Hopen-Sundsford:** Ledningen var utkoblet for revisjonsarbeid i ca. 5 uker i mai-juni med produksjonsoverskudd i Helgelandssnittet der spesielt 132 kV ledningen Langvatn-Svabo var fl. askehalsen.
- **132 kV Leivdal-Haugen og Haugen-Sykkylven:** I perioder med lavere elspotpris i NO1 enn NO2, ble hele produksjonen i Åskåra anmeldt i elspot i NO2. Ved høy produksjon i området mellom Åskåra og Haugen ble overføringskapasiteten på ledningene for liten og førte til nedreguleringer eller fl. ytting av produksjon i Åskåra til lavprisområdet. Mot slutten av året ble det økt overføringskapasitet etter temperaturoppgradering av ledningene.
- **Sørlandet eksport:** I vinterperioden januar-mars var det i perioder høyt forbruk på Sørlandet og samtidig stor eksport på NorNed og Skagerrakkablene. Dette førte til fullastede snitt inn til Sørlandsområdet og dermed spesialreguleringer.
- **Sørlandet kortslutningsytelse:** Ved stor import på NorNed og Skagerrakkablene, og samtidig liten kraftproduksjon i Sørlandsområdet var det i mai-juli problemer med lav kortslutningsytelse i området og det ble spesialreguleringskostnader ved å kjøre fl. ere aggregater i området.

4. HANDELSGRENSER

4.1 Kriterier for Statnetts fastsettelse av handelskapasitet og hvilke 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, produksjonsfrakobling eller feil på samleskinne som "dimensjonerende enkeltutfall". Som feilfrakoblingstid benyttes vellykket frakobling fra primærvernet, normalt 80 -110 ms avhengig av brytertid 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, korrigeret 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 merkeverdi i 15 minutter.

Med disse forutsetningene tillates det også bruk av systemvern som en del av primærvern for snittgrenser og 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 Norge. 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 TSO-er

- Den nordiske systemdriftsavtalen fastsetter at overføringskapasiteten mellom delsystemer bestemmes ut fra gitte driftssikkerhetskriterier.
- 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 endring 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.

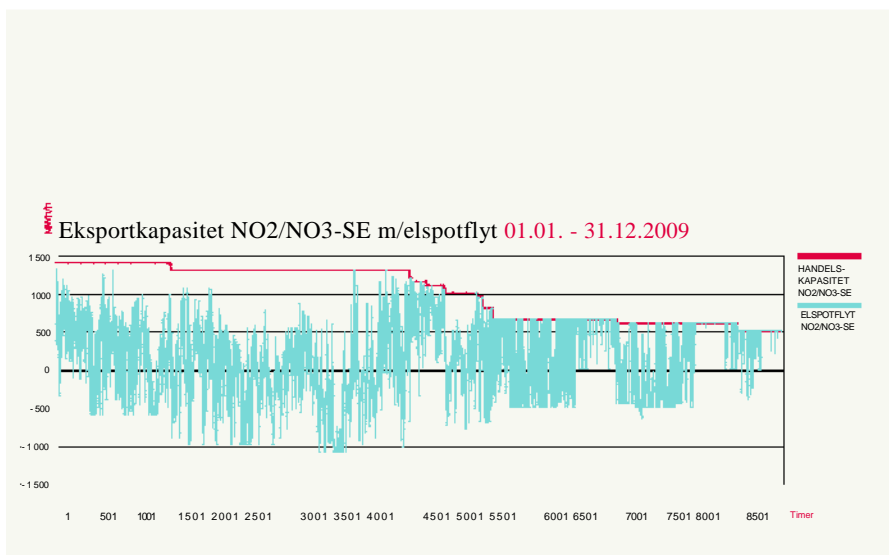
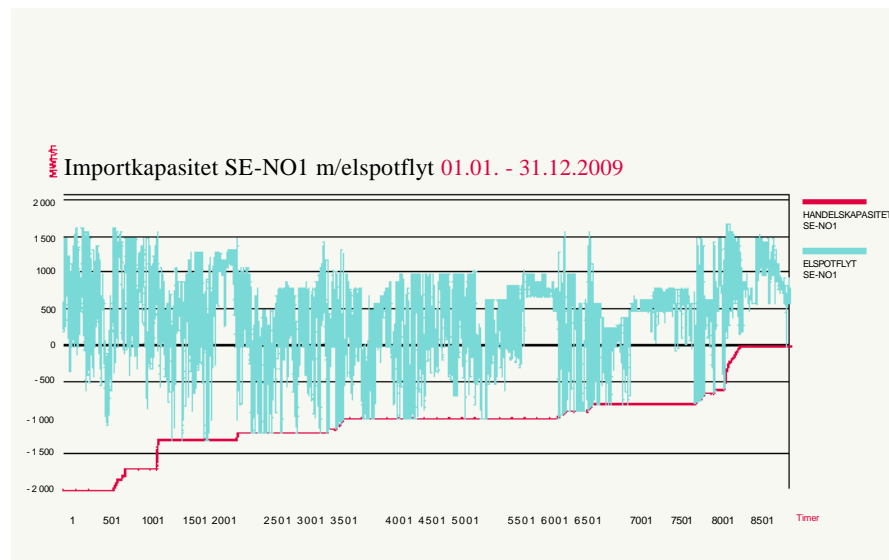
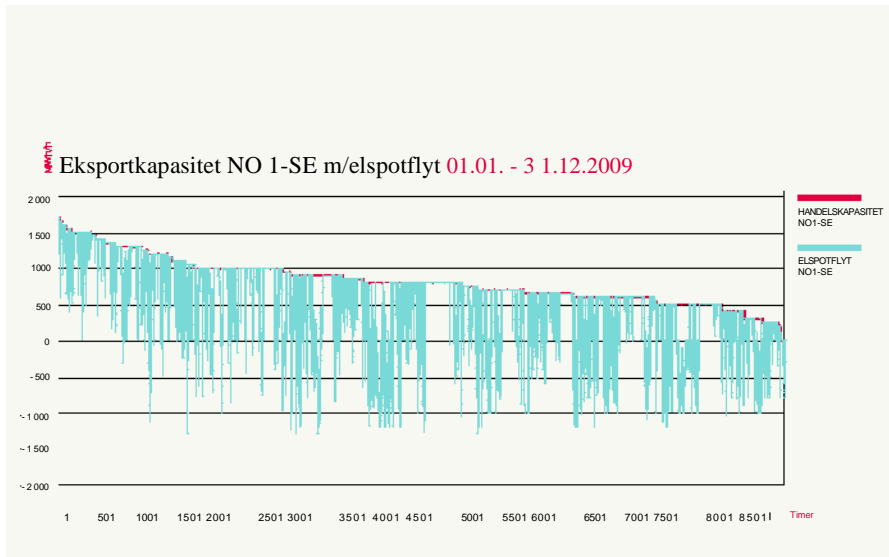
Tilgjengelig kapasitet på NorNed bestemmes daglig av Tenne T (TSO i Nederland) og Statnett i fellesskap. Laveste kapasitet gjelder.

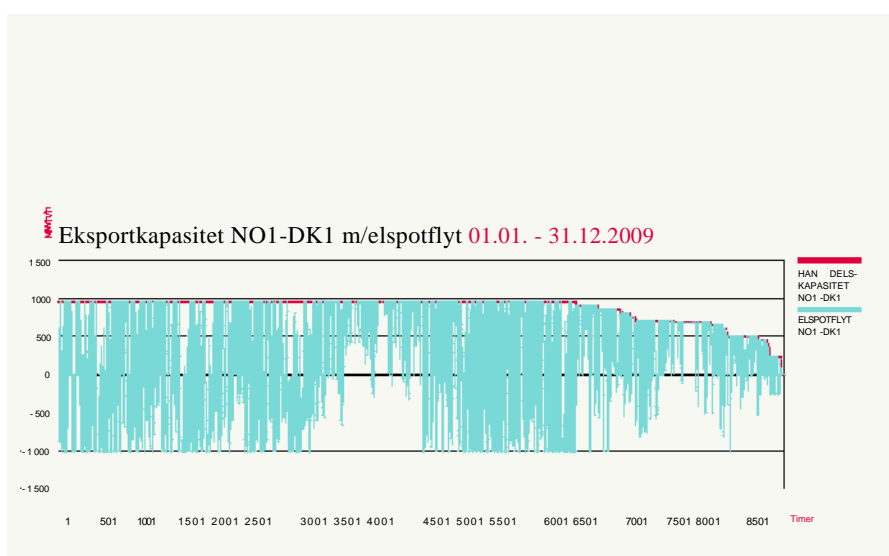
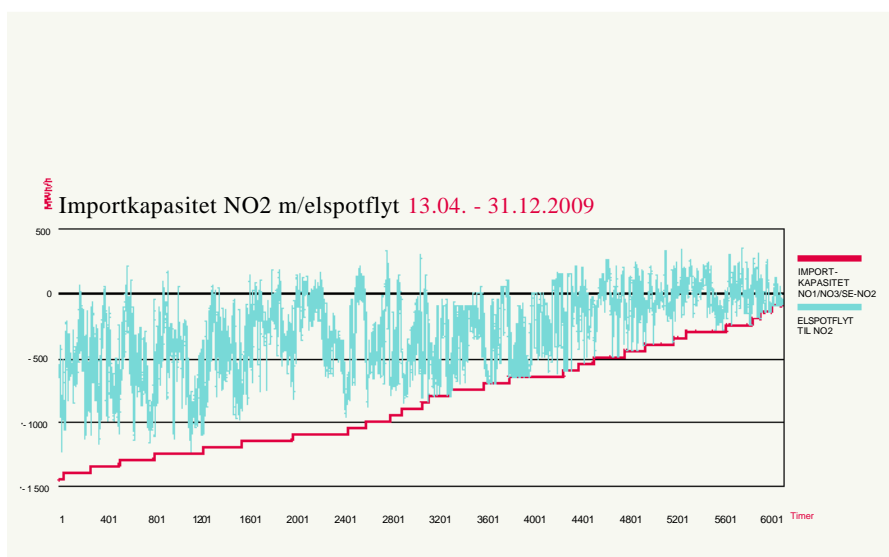
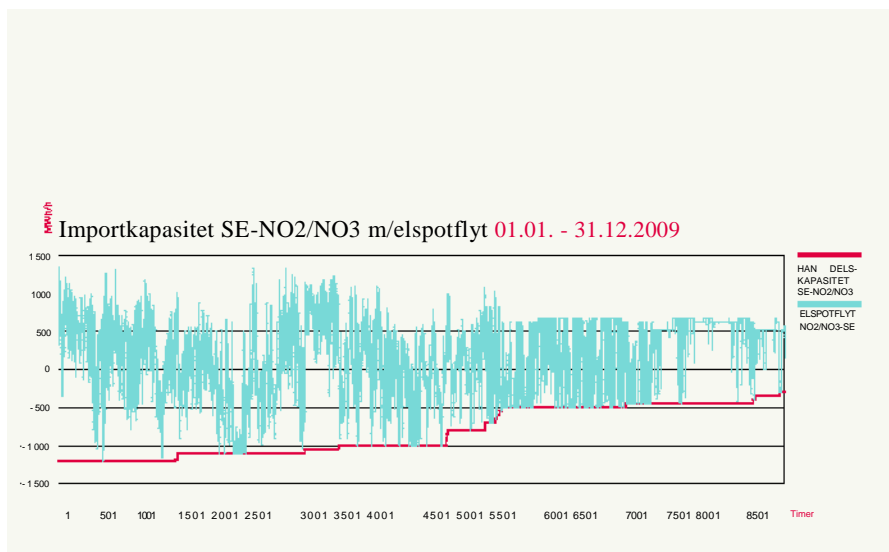
Følgende forhold har medført redusert handelskapasitet i 2009:

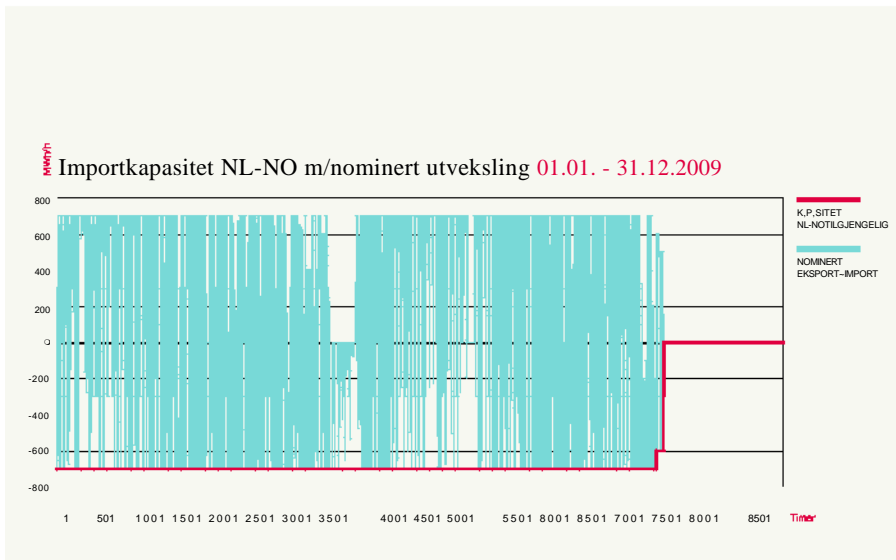
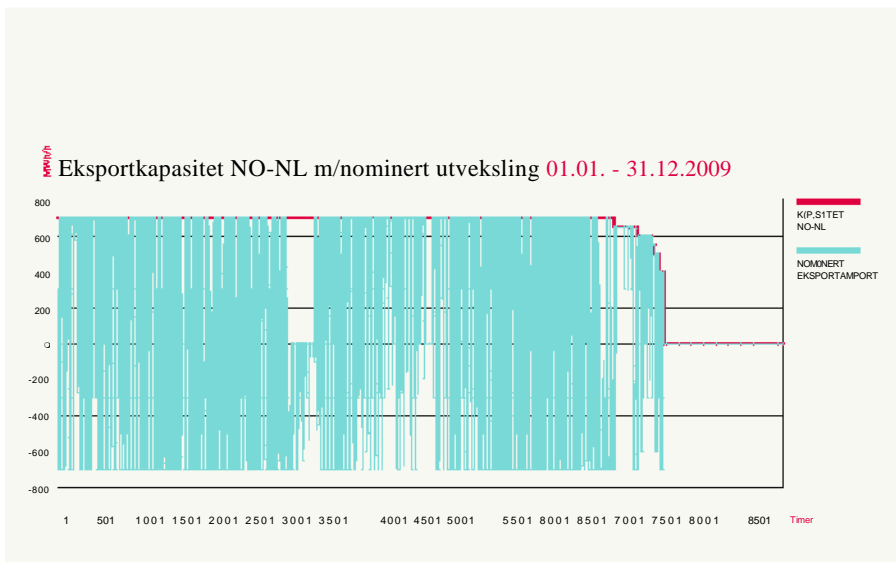
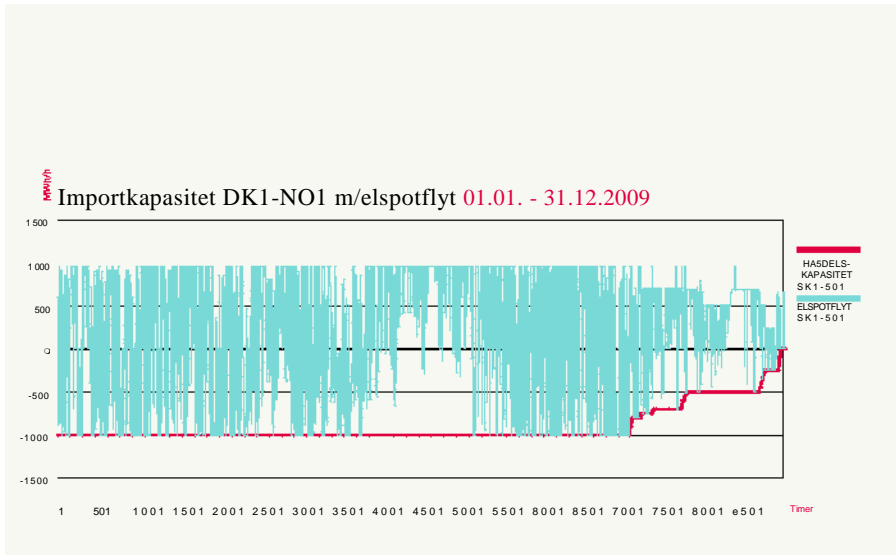
- Forhold i naboland. Vestkystsnittet i Sør-Sverige medfører redusert importkapasitet til Sør-Norge. Dette er særlig på natt og lavlastperioder i helger. Snitt 2 i Midt-Sverige medfører redusert importkapasitet til Sør-Norge. Dette gjelder særlig på dagtid i vintersesongen, men også i øvrige høylastperioder med høye overføringer på snitt 2.
- Revisjoner og feil. Feilen på 420 kV Oslofjordkabel Rød-Hasle førte til betydelig redusert handelskapasitet NO1-SE. - Høy last på Østlandet. Dette kan medføre redusert eksportkapasitet mellom Sør-Norge og Sverige vinterstid.
- I situasjoner med høy import på utenlandskablene og transitt videre til Sverige eller ved "skjev" belastning i sentrale snitt på Østlandet ble handelskapasiteten NO1-SE i noen tilfeller begrenset. Dette ble også situasjonen etter idriftsettelsen 16. oktober av 420 kV forbindelsen Rød-Hasle med redusert kapasitet.
- I situasjoner med høyt forbruk på Sørlandet og eksport på kablene mot Danmark og Nederland ble kapasiteten tidvis redusert. Etter idriftsettelsen av den nye 420 kV ledningen Hølen-Kristiansand har det ikke vært behov for redusert eksportkapasitet.
- Høy utetemperatur. Dette kan redusere import- og eksportkapasiteten sommerstid.

Hvordan kapasitet fastsettes er beskrevet i "Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market" på Nordpools hjemmeside.

4.2 Varighetskurver for handelsgrensene med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene og eksport-/importkapasitet Norge-Nederland med nominert utveksling.







4.3 Årsaker til de viktigste/største reduksjonene i handlingsgrensene mellom elspotområdene.

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

Maksimal import-/eksportkapasitet NO1-SE (Haslesnittet) er 2000/2050 MW. Ved høyt forbruk i Østlandsområdet, "høy Oslolast", blir eksportkapasiteten redusert trinnvis etter størrelsen på "Oslolasten". Feil på 420 kV kablene Rød-Hasle i Oslofjorden har ført til betydelige reduksjoner for eksport-/ importkapasiteten i Haslesnittet. Rød-Hasle var innkoblet med halv kapasitet frem til 2. mars, samt 17. mars til 13. april og 16. juli til 16. august. For øvrig var forbindelsen utkoblet frem til 16. oktober av hensyn til reparasjonsarbeidene. Forbindelsen var planlagt idriftsatt 1. juni, men under testing og spenningsprøving 25. mai oppsto det gjennomslag med påfølgende brann i en terminering på Bastøy. Anlegget fikk betydelige ødeleggelser og det tok lang tid før man fikk klarhet i skadeomfang og reparasjonstid.

Revisjonsutkoblinger i 420 og 300 kV nettet i Østlandsområdet i tillegg til Rød-Hasle, variasjonene i utvekslingen på Skagerrak og NorNed samt produksjonsfordeling vest/øst for Flesakersnittet (Flesakerkorridoren/Hallingdalkorridoren) har vært bestemmende for eksportkapasiteten i Haslesnittet. Rød-Hasle ble idriftsatt 16. oktober med 65 % av tidligere kapasitet (før april 2008). Transitt av kraft fra Nederland og Danmark til Sverige ga fortsatt variabel og redusert eksportkapasitet i Haslesnittet. Dette ble forsterket av ugunstig produksjonsfordeling mellom Flesaker- og Hallingdalkorridoren. Importkapasiteten var, etter Rød-Hasle ble innkoblet, redusert i ukene 43-45 på grunn av revisjonsutkobling av 300 kV ledningen Hasle-Tegneby. I tillegg var importkapasiteten i oktober-desember, sterkt redusert av Sverige i trinn helt ned til 0 på grunn av høye overføringer på snitt 1 og 2 i høylastperioder.

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

Normal eksport-/importkapasitet Midt- og Nord-Norge mot Sverige (NO2/NO3-SE) var 1300/1 000 MW (NO2-SE: 500/450 MW og NO3-SE: 800/550 MW). Importkapasiteten kunne fra mars økes med 100 MW til 1100 MW på grunn av gunstig fordeling mellom produksjon og forbruk.

Fra 14. april til 8. mai var ledningen Järpen-Midskog i Sverige utkoblet av hensyn til arbeid på den nye 420 kV forbindelsen fra Nea til Järpen. Import- og eksportkapasiteten til NO2 mot Sverige var redusert til 0 MW, og fra NO3 mot Sverige var kapasiteten redusert med henholdsvis 150 og 200 MW.

I perioden 8. mai-14. juni var det normal kapasitet. Fra 14. juni til 15. oktober var eksport/importkapasiteten NO2-SE 0 MW på grunn av utkoblinger i forbindelse med Nea-Järpen prosjektet. 420 kV ledningen Nea-Järpen ble idriftsatt 15. oktober og normal eksport-/importkapasitet mellom Midt-/Nord-Norge og Sverige økte til 1400/1200 MW (NO2-SE: 600/600 MW og NO3-SE: 800/600 MW). Etter oppgraderinger i Sverige våren 2010 vil handelskapasiteten Midt-Norge – Sverige øke ytterligere.

For øvrig har revisjonsutkoblinger i 300 og 420 kV nettet i Midt- og Nord-Norge ført til noe redusert eksport-/importkapasitet.

Midt-Norge eget elspotområde (NO2) fra 13. april.

Midt-Norge var skilt ut som eget elspotområde fra og med 13. april. Foranledningen var at lav magasinfylling kombinert med utkobling av ledningen fra Sverige til Midt-Norge kunne føre til energiknapphet i området. Etter innkobling av Nea-Järpen 15. oktober fortsatte Midt-Norge som eget elspotområde.

Uten utkobling av tilførselsledninger vil den normale importkapasiteten til Midt-Norge variere fra 1500 til 1200 MW. Den blir påvirket av produksjonsfordelingen både internt i Midt-Norge, i Nord-Norge og Sør-Norge samt overføring i det svenske nettet. Utkoblingen av ledningen Nea-Järpen sammen med øvrige revisjonsutkoblinger i Midt- og Nord-Norge reduserte importkapasiteten til Midt-Norge betydelig, på det meste ned til 150 MW.

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

Import-/eksportkapasiteten på Skagerrakkablene varierer fra 1000 til 950 MW, avhengig av om tapene på kablene kjøpes i Danmark eller Norge.

I perioder med høyt forbruk på Sørlandet og manglende oppreguleringsressurser var det frem til begynnelsen av april redusert eksportkapasitet på Skagerrakkablene og NorNed for å avlaste snitt inn til Sørlandsområdet. Reduksjon ble gjort som siste utvei når spesialregulering ikke var mulig og mothandel mot utlandet var for usikkert. I slike situasjoner ble eksportkapasiteten redusert med inntil 250 og 150 MW på henholdsvis Skagerrakkablene og NorNed. Etter idriftsettelsen av den nye 420 kV ledningen Holen-Kristiansand 25. august, har det ikke vært behov for å redusere eksportkapasiteten.

Fra mars til november var ombygningsarbeider i Kristiansand transformatorstasjon årsak til flere 2-4 dagers perioder med drift på en kun en 300 kV samleskinne i Kristiansand som medførte redusert eksport-/importkapasitet. Andre revisjonsarbeider i 300 kV nettet i Sørlandsområdet var også periodevis årsak til reduserte handlingsgrenser.

Forhold i Danmark var også i kortere perioder årsak til reduserte handlingsgrenser.

Høy lufttemperatur førte til redusert eksportkapasitet på dagtid i juni-juli.

15. og 16. februar var utfall av Skagerrak 3 årsak til reduserte handlingsgrenser.

Handlingsgrenser mellom Sør-Norge og Nederland (NO1 -NL).

Import- og eksportkapasiteten på NorNed er normalt 700 MW. Av samme årsak som for Skagerrakkablene var det i perioder med høyt forbruk på Sørlandet og manglende oppreguleringsressurser redusert eksportkapasitet frem til begynnelsen av april. Som for Skagerrakkablene førte revisjonsutkoblinger i Sørlandsområdet til reduserte handlingsgrenser. I flere tilfeller var NorNed utkoblet på grunn av feil. NorNed falt 8. januar for ukjent feil i Feda og ble innkoblet samme dag, men handelskapasiteten påfølgende dag var satt til 0. Kabelfeil på land i Nederland 6. februar satte NorNed ut av spill til og med 24. februar.

11. april falt NorNed da brann i Nederland førte til feil på AC forbindelsen mellom NorNed og kraftnettet i Nederland.

NorNed ble satt i drift igjen 15. mai. 31. mai var det også utfall av kabelen. Etter feilsøking ble kabelen friskmeldt dagen etter, men da var import-/eksport-kapasiteten for tirsdag 2. juni satt til 0. NorNed falt også 6. august for en feil i Fedra og import-/eksportkapasiteten for 8. og 9. august ble satt til 0.

Høy lufttemperatur førte til noe redusert eksportkapasitet på dagtid i juni-juli.

Natt til lørdag 28. november var NorNed utkoblet på grunn av revisjonsarbeid i Nederland.

5. SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTREREVER

5.1 Beskrivelse av omfanget av fysisk benyttede/ reserverte systemtjenester og effekterreserver med tilhørende forklaring av kostnadsutviklingen, samt prinsipper/metoder for innkjøp.

I henhold til Forskrifter om systemansvar (FoS) definerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. FoS definerer også hvilke systemtjenester tilbydere godtgjøres for. Den faktiske godtgjørelsen fastsettes ved avtale mellom systemansvarlig og berørte tilbydere.

Reaktiv effekt

Forskrift om systemansvar sier at "Produksjonsenheter tilknyttet regional- og sentralnettet skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger. Systemansvarlig skal betale for kostnadene ved pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er avtalt mellom systemansvarlig og produsenter."

Reaktiv effekt er en lokal tjeneste knyttet til spenningen i nettet. Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og fjerne reaktiv effekt. Generelt gjelder at det i tunglast i nettet er behov for leveranse av reaktiv effekt mens det i lettlast er behov for å fjerne reaktiv effekt. Slike forhold håndteres i hovedsak ved hjelp av spesielle installasjoner som batterier, spoler og SVC-anlegg i tillegg til at uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i tunglast tarifferes med 12 mill kr pr. år.

Når det gjelder raske endringer i spenningen i nettet pga. plutselige hendelser vil imidlertid produksjonen kunne gi et viktig bidrag til å stabilisere forløpet slik at mer alvorlige hendelser unngås. Det tilstrebes derfor at produksjonsenheter normalt skal ligge med null-leveranse av reaktiv effekt for å kunne både øke og redusere spenningen raskt. Av hensyn til et generelt ønske om enkle løsninger gis det en godtgjørelse for dokumenterte leveranser utover et "dødbånd" omkring null med en fast sats på 25 kr/MVArh.

Sum kostnader i 2009 var 12,9 MNOK som er 6,5 MNOK høyere enn budsjettet. I 2008 var tilsvarende kostnad 5,2 MNOK.

Frekvensstyrt reserve

Frekvensstyrt normaldriftreserve (FNR):

Den frekvensstyrte normaldriftreserven skal være minst 600 MW for det nordiske synkronsystemet. Reserven blir aktivert ved $49.9 \text{ Hz} < f < 50.1 \text{ Hz}$. Ved en rask frekvensforandring til $49.9/50.1 \text{ Hz}$ skal reserven være opp/nedregulert innen 2-3 minutter.

Det nordiske behov for FNR fordeles mellom delsystemene

Øst-Danmark, Finland, Sverige og Norge etter foregående års energiforbruk. Minimumskravet for Norge er ca. 200 MW.

Markedet for frekvensstyrte reserver ble åpnet i januar/2008. Produktene i markedet er Frekvensstyrt Normaldriftsreserve (FNR) og Frekvensstyrt Driftsforstyrrelsesreserve (FDR). FNR er effektreserve som aktiveres automatisk i begge retninger omkring et settpunkt når frekvensen varierer mellom 50.10

Hz og 49.90 Hz. FDR er effektreserve som aktiveres automatisk når frekvensen faller under 49.90 Hz. Det er et krav at stasjonær frekvens ikke skal falle under 49.50 Hz i det sammenkoblede nordiske kraftsystemet og all FDR må derfor være aktivert ved høyere frekvens enn dette.

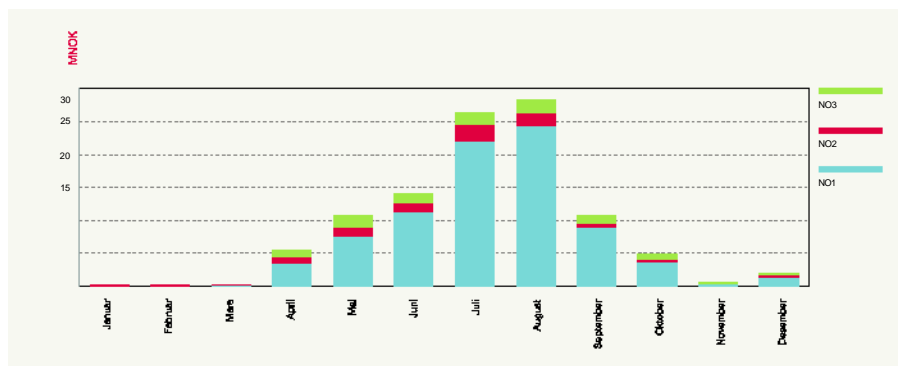
Frekvensstyrte reserver består av en grunnleveranse og en markedsbasert leveranse. Statnett fastsetter en maksimal statikkinnstilling som er bestemmende for minimumsleveranse av frekvensstyrt reserve fra roterende produksjonsanlegg. Leverandørene kan levere mer reserve enn minimumsleveransen ved å innstille lavere statikk enn maksimal innstilling eller kjøre flere aggregater enn opprinnelig planlagt. Den økte leveransen kan anmeldes i markedet. All leveranse utover leveranse med tilslag i markedet, regnes som grunnleveranse og godtgjøres med avtalte satser i henhold til innrapporterte volum. Informasjon om gjeldende maksimal statikkinnstilling gis via Statnetts web-side og e-post.

Ukemarkedet er delt i virkedag og helg som begge igjen har en oppløsning på dag og natt. Ukemarkedet kjøres hver fredag og tilbyder kan velge å by inn i en eller flere av de fire avtaleperiodene (dag, natt, ukedag, helg). Produktet i uke-markedet vil være summen av FNR og FDR. Budene angis pr. elspotområde.

Døgnmarkedet kjøres hver dag for neste dag med timesoppløsning. Budene angis pr. stasjonsgruppe, type reserve (FNR, FDR), pr. time, pr. elspotområde. Årsaken til at budene angis pr. stasjonsgruppe er av hensyn til etablerte rapporteringsrutiner. Avregning foretas pr. elspotområde.

Innkjøp av frekvensstyrte reserver i 2009 er regnskapsført med 119,8 MNOK inkludert grunnleveransen. Budsjettet i 2009 var 85 MNOK. I 2008 ble det kjøpt inn for 74,1 MNOK.

Frekvensstyrte reserver utover nasjonalt behov kan eksporteres som regulærstyrke til andre land i Norden. Eksport betyr at Statnett handler et større volum i uke-/døgnmarkedet enn norsk behov. Tilbydere i det norske markedet blir derfor godtgjort gjennom økt kjøp i det norske markedet. Det er i 2009 regnskapsført en netto inntekt på eksport av frekvensstyrte reserver på 2,3 MNOK mot 6,8 MNOK i 2008.



Figuren viser månedsvise kostnader for innkjøpte reserver i ukemarkedet.

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. PFK blir også benyttet for å øke overføringskapasiteten fra enkelte overskuddsområder i regionalnett. PFK blir godtgjort ved en todelt ordning som består av en fast årlig godtgjørelse for å delta i ordningen i tillegg til godtgjørelse ved frakobling av aggregater.

Fast årlig godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 120.000,- pr. aggregat;
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 180.000,- pr. aggregat.

Ved frakobling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 100.000,- pr. frakoplet aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 120.000,- pr. frakoplet aggregat.

PFK er i 2009 blitt initiert i tre tilfeller. Statnetts totale kostnad for PFK inkludert initieringskostnadene var 2,8 MNOK som er 4,2 MNOK lavere enn budsjettet. Kostnadene i 2008 for PFK var 7,2 MNOK.

Forbruksfrakobling (BFK)

Systemvernet BFK benyttes bl.a. for å øke overføringskapasiteten på snitt inn til underskuddsområder. Systemvernet frakobler last ved ledningsutfall i snittet eller ved unormal spenning 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 Nesfl aten-Sauda eller Hylen-Sauda. For underskudd på Nordvestlandet er BFK på Sunndalsøra med 400 MW tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved utfall av enten 420 kV ledningene Midskog-Järpstrømmen-Nea-Klæbu eller 420 kV ledning Klæbu-Viklandet-overlast eller 300 kV ledningene Klæbu-Orkdal eller utfall av transformator T1 eller T2 i Aura. For underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten (Ofoten-, Narvik- og Straumsmosnittet), og utfall av 420 kV ledningene Ofoten-

Kvandal-Balsfjord, er Finnfjord Smelteverk med opptil 110 MW tilkoblet systemvernet. I BKK-området og Lyse-området er det BFK som hindrer total nettsammenbrudd ved linjeutfall i underskuddssituasjoner. BFK blir også benyttet for å øke overføringskapasiteten til enkelte underskuddsområder i regionalnett. Når forbruk koples ut som følge av aktivering av systemvern, medfører dette KILE-kostnader for ansvarlig konsesjonær.

Produksjonsfl ytting

Kvartersfl ytting av produksjon anvendes i timer med store endringer i forbruk og produksjon for å holde frekvensen innenfor fastsatte kvalitetskrav. Produksjonsendringer kan fl yttes inntil 15 minutter før eller etter planendring. Fører produksjonsfl yttingen til økt leveranse i den aktuelle timen, godtgjøres leverandør med 110 % av den for leverandøren gunstigste timepris. Ved redusert leveranse belastes leverandør med 90 % av den for leverandøren gunstigste timepris. I 2009 var kostnadene for produksjonsfl yttingen

regnskapsført med 4,6 MNOK, som er 1,4 MNOK lavere enn budsjettet. I 2008 var kostnadene for produksjonsfl ytting 10 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.

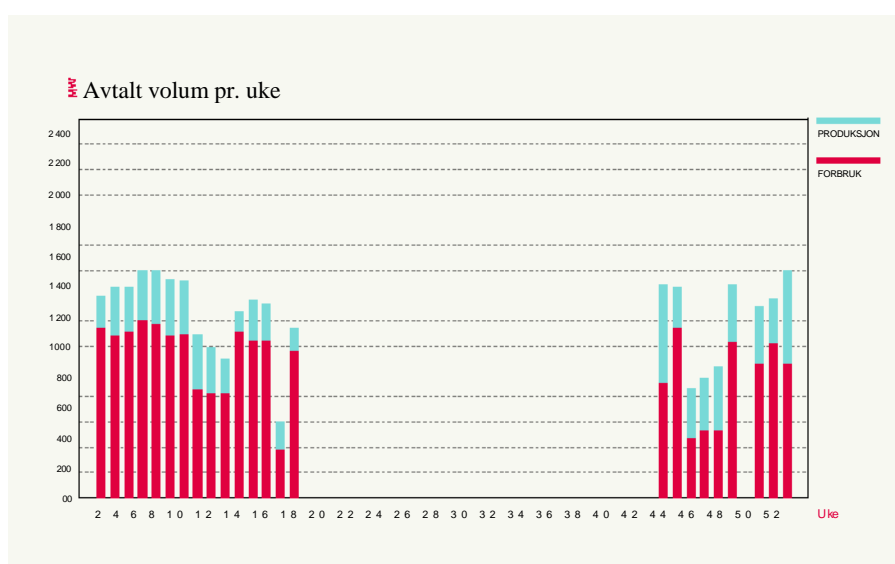
RK-opsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å supplere regulærkraft-markedet (RKM) med tilfredsstillende mengde regulærkraft (effektreserve). Behovet for å supplere RKM oppstår hovedsakelig i vinterhalvåret (november - april).

Effekt fra både produksjon og forbruksutkobling kan tilbys i RKOM. RKOM er delt i to produkter, RKOM-sesong og RKOM-uke. Det er ett sett vilkår for RKOM som omfatter begge produktene.

RKOM-sesong ble innført høsten 2009. De fl este aktører har operert i markedet RKOM-uke mens en del ønsker mer langsiktige avtaler for større forutsigbarhet. Dette gjelder spesielt effektreserver fra forbruk som Statnett de senere år har in-

Kjøp i RKOM-uke blir foretatt ut fra den aktuelle kraftsituasjonen. I første rekke er dette bestemt av landets forbruksituasjon (effektbalanse) og kraftfl yt mot nabolandene, men også av spesifikke driftssituasjoner i kraftsystemet. Budfrist for RKOM-uke er fredag kl. 1200. Kvantum og pris for neste

Totalt for 2009 var kostnadene for RKOM 50 MNOK inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve. Dette er 10 MNOK lavere enn budsjettet. I 2008 kjøpte Statnett RK-opsjoner for 34 MNOK.



Figuren viser volum RK-opsjoner pr. uke i 2009.

6. TILTAK FOR SVÆRT ANSTRENGTE KRAFTSITUASJONER

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

I 2009 var Energiopsjoner i forbruk og reservekraftanleggene på Tjeldbergodden og Nyhamna de tilgjengelige tiltakene for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner.

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 1 til 20 i 2009. Varslingstiden var 1 til 2 uker. Det var mulig å reservere seg mot å bli nedregulert 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 november 2008 avtaler om energiopsjoner med 4 bedrifter om rett til nedregulering av totalt 129 MW. Energimessig tilsvarer dette 200 GWh ved maksimal nedreguleringstid. Siden kjøpet ble foretatt i november ble den faktiske ressursituasjonen lagt til grunn i utvelgelsen av

bud. Det ble derfor kun kjøpt bud i Midt-Norge.

Reservekraftanleggene på Tjeldbergodden og Nyhamna var tilgjengelig med 150 MW på hvert av anleggene.

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 Energiopsjoner i forbruk er at det er 50 % sannsynlighet for rasjonering. I tillegg skal hensiktsmessige tiltak som ikke er definerert som SAKS-tiltak være benyttet. Dette kan for eksempel være opprettelse av nye elspotområder, N-0-drift eller mer informasjon til markedet. Hvilke tiltak som er aktuelle avhenger i stor grad av for eksempel hvor stort det utsatte området er, og utnyttelsen av tilgjengelig importkapasitet.

7. INTERNASJONAL KOORDINERING

7.1 En samlet beskrivelse av deltakelse i europeisk og nordisk samarbeid for å utvikle internasjonale løsninger for systemansvarsutøvelse.

Internasjonal koordinering

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ble formelt opprettet av 42 TSO-er den 19. desember 2008. Opprettelsen av ENTSO-E førte til at alle de regionale TSO samarbeidsorganisasjonene, slik som Nordel, ble nedlagt.

EU- Kommisjonen vil benytte ENTSO-E i utarbeidelsen av fremtidig europeisk regelverk innenfor kraftsektoren. ENTSO-E har dermed en meget sentral rolle i utviklingen av kraftmarkedet i Europa.

Statnett er fullverdig medlem av ENTSO-E fra stiftelsen. EØS forhandlingene vil avgjøre Statnetts videre status i ENTSO-E. Statnett har fokus på at vi fortsatt skal være fullverdig medlem og mener dette er viktig for å være med å påvirke utviklingen av det nordiske og europeiske kraftmarkedet og dets rammebetingelser.

Gjennom den 3 pakken har kommisjonen fått en rekke nye verktøy for å nå målsetningen om et felles marked for energi. Det viktigste verktøyet er utarbeidelsen og implementering av codes. Dette arbeidet har derfor stor fokus i ENTSO-E. Når ACER er på plass vil ENTSO-E utarbeide forslag til formelle codes. Områdene hvor det først vil komme codes er på tilknytning av produksjon. Videre arbeides det med felles detaljert regelverk for markeddesign (intraday), samt regelverk for driftskoordinering.

Den viktigste leveransen fra ENTSO-E så langt, er 10-års nettutviklingsplanen (TYNDP). Statnett har arbeidet tett inn i dette arbeidet.

Statnett er representert i ENTSO-E gjennom General Assembly, samt at vi er medlemmer i markeds-, plan- og driftskomiteen. I tillegg er Statnett representert i Legal & Regulatory Group, samt flere arbeidsgrupper under de ulike komiteene. Innenfor ENTSO-E er det også egne regionale grupper under hver komité. Statnett er representert i disse regionale gruppene:

Marked:

- Regional Group Central West Europe - Nordic
- Regional Group Baltic Sea

Plan:

- Regional Group North sea
- Regional Group Baltic

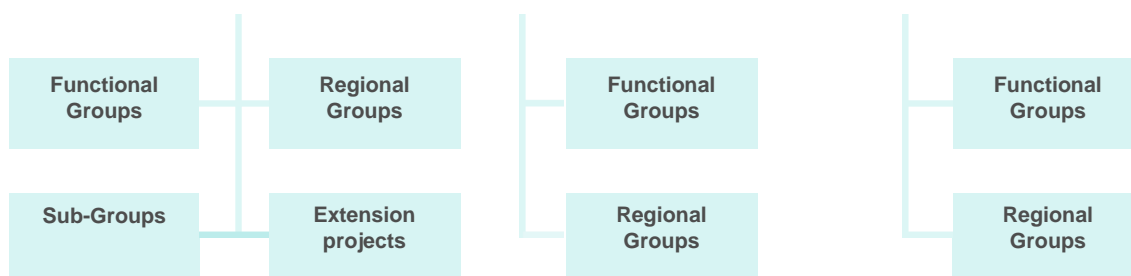
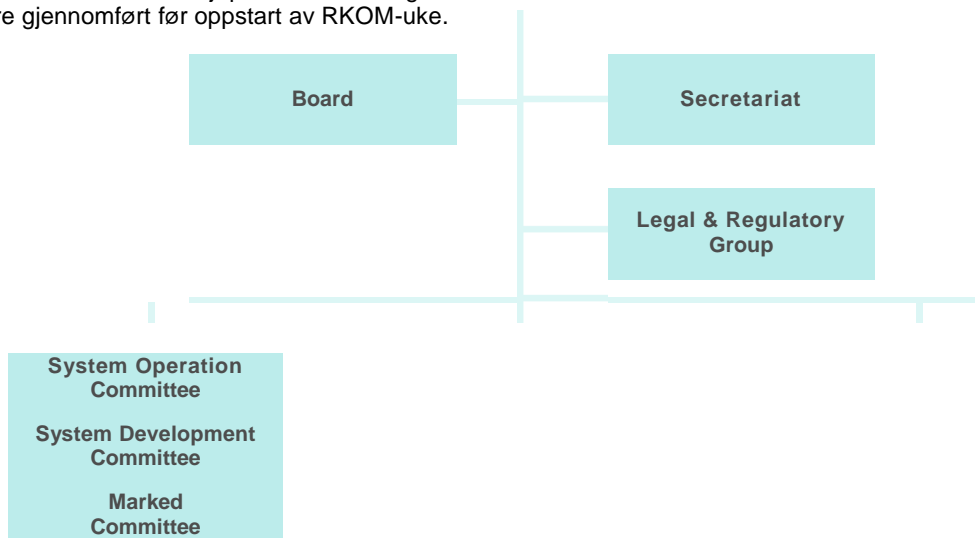
Drift:

- Regional Group Nordic

Statnett har også fått valgt inn en representant i styret til ENTSO-E (ENTSO-E Board). Styret består av 12 valgte medlemmer.

ENTSO-E har et eget sekretariat som ledes av en generalsekretær. Organisasjonen har hovedkontor i Brussel.

vestert mye ressurser i å fremskaffe. Produktet er tilsvarende ukes kjøp offentliggjøres på Statnetts nettsider innen kl. 1400 RKOM-uke, men med varighet over hele den forventede samme dag. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det sesong for markedet RKOM-uke. Kjøp i RKOM-sesong skal som omfattes av "Bilaterale avtaler". fortrinnsvis være gjennomført før oppstart av RKOM-uke.



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

Systemdriftsavtalen finnes på ENTSO-Es hjemmeside både i en svenskspråklig og en engelskspråklig versjon. Det ble kun foretatt noen årlige oppdateringer i 2009. Systemdriftsavtalen oppdateres fortløpende ved behov.

7.3 Status for de nordiske investeringsplanene.

- Nea – Järpströmmen. En ny 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Midt-Sverige til erstatning for eksisterende 300 kV-ledning med lavere kapasitet. Knyttes spesielt til behovet for økt kapasitet til Midt-Norge. Idriftsatt i 2009.
- Storebælt. En ny 600 MW HVDC-forbindelse mellom Vest-Danmark og Øst-Danmark, som vil knytte sammen Jylland/Fyn og Sjælland. Idriftsettelse planlagt i juni 2010.
- Fennoskan 2. En ny 800 MW HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige (kabel nummer to). Knyttes til utbygging av kjernekraft i Finland samt stor import fra Russland. Investeringsbeslutning tatt (Svenska Kraftnät og Fingrid). Forventes idriftsatt ved årsskiftet 2011/12.
- SydVest-linken. VSC HVDC-forbindelse mellom Norge og Sør-Sverige. Kapasitet opp mot 1200 MW. Tilknytningssted i Norge er ikke bestemt. Statnett og Svenska Kraftnät har undertegnet en samarbeidsavtale for prosjektet. Svensk del (syd/nord) er konsesjonssøkt, mens begge land har startet konsesjonsprosessen for Norgegrenen. Planlagt idriftsettelse av svensk del (utenom Norgegrenen) i 2013, Norgegrenen planlegges idriftsatt i 2016.
- Skagerrak 4. 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Statnett og Energinet.dk har begge sendt konsesjonssøkt. Investeringsbeslutning er ikke tatt. Idriftsettelse forventes i 2014.
- Estlink 2: HVDC-forbindelsen mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. Finsk og estlandsk TSO har undertegnet intensjonsavtale om å bygge Estlink 2 med en kapasitet på 650 MW klar for idriftsettelse i 2013.
- NordBalt. 700 MW HVDC-forbindelsen mellom Sverige og Litauen. Intensjonsavtale undertegnet i 2009 mellom svensk, Litauisk og Latvisk TSO. NordBalt planlegges idriftsatt i 2016.
- [Jylland-Tyskland. Energinet.dk](http://Jylland-Tyskland.Energinet.dk) og Transpower (tidligere EON Netz) undertegnet i februar 2008 et Letter of Intent med formål å øke kapasitet Jylland-Tyskland til 1500 MW (nord) og 2000 MW (sør) i år 2012 (trinn 1). Videre ønsker en å øke kapasiteten til min. 2500 MW i begge retninger fra år 2017 (trinn 2).
- COBRA Cable. HVDC-link 600-700 MW mellom Jylland og Nederland. Letter of Intent signert av Energinet.dk og TenneT. Det planlegges investeringsbeslutning år 2013 og idriftsettelse år 2016.
- Krigers Flak. Det foreligger planer om vindkraftutbygging opp mot 1600 MW på havområdet Krigers Flak (10-40 meters dyp), som strekker seg over både svensk, dansk og tysk økonomisk sone. I forhold til nettilknytning har det mest aktuelle konseptet vært en løsning der en legger kabler til både Sverige, Danmark (Sjælland) og Tyskland. Svenska Kraftnät har i denne omgang lagt planene på is, mens tysk og dansk TSO arbeider videre med sikte på realisering.
- I tillegg til ovenfor nevnte prosjekter planlegges flere prosjekter fra Norge: NordLink (Norge-Tyskland), NorGer (Norge-Tyskland), NorNed2 (Norge-Nederland) samt forbindelse mellom Norge og England.

8. ØVRIGE RAPPORTERINGS-PUNKTER

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.

8.2 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

Gjennom 2009 er det utført kontroll og analyser av de balanseansvarliges ubalanse. Tidsoppløsningen i analysene er pr. time og det lages uke- og månedsoversikter pr balanseansvarlig. Arbeidet er utført i samarbeid mellom systemansvarlig og avregningsansvarlig i Statnett. Enkeltaktørene vurderes etter absolutt og relativ ubalanse, samt skjevhet i forholdet mellom kjøp og salg i regulerkraftmarkedet. Det ble også i 2009 avdekket for store ubalanser hos enkeltaktører.

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.

Statnett har også tilrettelagt for at aktørene selv skal kunne følge opp sine ubalanser på nettportalen balanse Web. Her vises den enkelte aktørs ubalanse som ulike nøkkeltall og grafer. Aktørene har god mulighet til løpende å følge opp egne ubalanser, og forhåpentligvis iverksette tiltak for å redusere disse. Innføringen av nordisk harmonisert balanseavregning f.o.m. uke 40/2009, med to balanser og 2-prisavregning på produksjon, gir Statnett og aktørene bedre oversikt over hvor ubalansene oppstår. Statnett har videre siden januar 2008 publisert en månedlig rapport med fokus på ubalanser. I tillegg til informasjon om ubalanser i det norske kraftmarkedet og annen nyttig markedsinformasjon, er hver enkelt balanseansvarlig gruppert ut i fra deres evne til å planlegge seg i balanse. De tre gruppene (rød, gul og grønn) er defintert som henholdsvis Må bli bedre, Tilfredsstillende og Bra. Våre erfaringer hittil tilsier at dette har skapt mer fokus på egne ubalanser, og en del aktører har redusert sine ubalanser. Men det er fremdeles en del aktører med et klart

forbedringspotensial når det gjelder ubalanser. Arbeidet med ubalanser videreføres inn i 2010, med videreføring av månedsrapporten om ubalanser, møteaktivitet etter behov og videreutvikling av eksternt og internt verktøy for oppfølging av ubalanser.

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 2009.

Følgende vedtak etter FoS § 14 er fattet i 2009:

KONSESJONÆR	VÅR DATO	SAK
1 Statkraft Energi AS	19-01 -09	Hove Kraftstasjon Utskifting av 11 kV apparatanlegg endring i f.t. vedtak av 3.4.2008
2 Statkraft	27-01-09	Oppgradering av Aura Kraftverk
3 Statnett SF	27-01 -09	66 kV koplingsanlegg i Vågåmo
4 Otra Kraft	17-02-09	Bjørgedalen koblingstasjon
5 Statkraft Energi AS	19-02-09	Leirdøla Kraftverk: Utskifting av 15 kV apparatanlegg
6 Statnett SF	20-02-09	Svartisen koblingsanlegg, ny stasjonsutforming til 420 kV utendørsanlegg
7 Jørpeland Kraft as	06-03-09	Jøssang kraftverk
8 Lyse	06-03-09	Jøssang 132 kV koblingsstasjon
9 Trondheim Energi Kraft AS	09-03-09	Leirfossene kraftverk
10 Skagerak Nett	09-03-09	Jordstrømsspole i Nordagutu
11 Sunnhordland kraftlag	21 -04-09	Søknad om godkjenning av anlegg etter FOS §14 - 66 kV ledning Stord-Bjelland 2007
12 Lyse Elnett AS	05-05-09	FoS § 14, planlegging og driftsetting av nytt anlegg i Risvika
13 Suldal Elverk	06-05-09	Skifte hovedtrafo i Tysingvatn stasjon
14 BKK Produksjon AS	06-05-09	Myster kraftstasjon. Modernisering av el. turbinregulator
15 StatoilHydro	28-05-09	Søknad ihht FoS §14, forsyning til Gjøaplattformen fra Mongstad
16 Agder Energi Nett AS	04-06-09	Ny 132 kV kabel mellom Krossen og Hanevika
17 Statnett	12-06-09	FoS § 14, søknad. Ny Petersonspole i Flesaker
18 Statnett SF	12-06-09	Flesaker. Endringer i 300 og 132 kV apparatanlegg
19 Statnett SF	12-06-09	Petersenspole i Flesaker
20 Haugaland Kraft	16-06-09	FoS - Tilknytning av småkraftverk i distribusjonsnett Haugaland Kraft
21 Sør-Norge Aluminium AS	06-07-09	Ny transformator Søral/Husnes
22 Tinfos Titan & Iron	08-07-09	Ny hovedtransformator Tinfos Titan & Iron
23 Sunnfjord Energi AS	09-07-09	Kjøsnesfjorden kraftverk
24 BKK Produksjon AS	09-07-09	Stordalen Vemundsbotn Evanger Spennings-/turbinregulatorer
25 Lyse Elnett AS	01 -09-09	Utskifting av distansevern og innkoblingsautomatikk på 300 kV forbindelser i Sandnes og Stavanger
26 Haugaland Kraft	01 -09-09	Ny transformator i Våg
27 Nord-Salten Kraftlag	01 -09-09	Sagfossen kraftverk
28 Hafslund Nett AS	01 -09-09	Utskifting av effektbrytere og strømtransformatorer i 300 kV innføringsstasjoner i Oslo
29 Statnett SF	04-09-09	420 kV ledning Skåreheia-Holen
30 Varanger Kraft AS	07-09-09	Søknad om godkjenning av løsning utvidelse av Kirkenes trafostasjon og nye Bjørnevatn trafostasjon. Varanger Kraft Nett as
31 Varanger Kraft AS	10-09-09	Utvidelse av Vadsø trafostasjon
32 Agder Energi	11-09-09	Berlifoss Kraftstasjon. Utskifting av hovedtransformator, kontroll og apparatanlegg innkl. Ny magnetisering og ny turbinregulator. Søknad i henhold til FoS §14
33 E-CO Vannkraft	15-09-09	Søknad i henhold til FoS § 14 om nytt kontrollanlegg for utendørsanlegg og kraftstasjon i Usta Kraftverk
34 Otra Kraft	23-09-09	FoS § 14, søknad- Ny jordstrømsspole i Brokke 132 kV
35 Hafslund Nett AS	24-09-09	Nytt 52 kV kabelanlegg mellom kraftledning K-H-Gleng 1 og Borregaard transformatorstasjon 2 i Sarpsborg, Østfold
36 Skagerak Kraft AS	25-09-09	Endringer i 132 kV anlegg, Hjartdøla
37 Statnett SF	21-10-09	Kristiansand 300 kV nye effektbrytere
38 Sira-Kvina kraftselskap	21-10-09	FoS § 14, utskiftninger i Sentralnettet
39 Eidsiva Vannkraft	21-10-09	FoS § 14, søknad Rendalen 2
40 Sunnfjord Energi AS	27-10-09	Myklebustaden transformatorstasjon
41 BKK Produksjon AS	10-11-09	Vemundsbotn kraftstasjon. Modernisering av el. Turbinregulator.

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

Systemansvarlig initierer omprioritering av driftsstans:

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

Konsesjonær initierer omprioritering av driftsstans:

- Dersom en god kjent 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 fl ere parter ønskes omprioritert av den ene parten pga bedriftsøkonomisk lønnsomhet for denne konsesjonæren.
- Dersom forutsetninger for eksempel i forbindelse med gjenoppbyggingsplan viser seg ikke å holde mål (kan også gjelde systemansvarlig).

8.5 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 "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 2006. Utskifting av saksbehandlerdelen av Statnetts eksisterende arkiv- og dokumentasjonssystemer ble foretatt mars 2007. Etterlevelse av pålagte myndighetskrav i forhold til offentlighets- og forvaltningslov blir systemmessig ivaretatt av eksisterende journalsystem ePhorte.

[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, og forskriften til offentlighetsloven ble fastsatt ved kgl. res. 17.10.2008. Ikrafttredelse av loven var 1.1.2009. Offentlighetsloven omfatter i utgangspunktet Statnett SFs virksomhet. I forskriften til loven er det imidlertid gjort avgrensninger på tre viktige områder. Offentlighetsloven gjelder ikke for:

a) dokument hos Statnett SF som kan påvirke prisene i kraftmarkedet, inntil opplysningene som går fram av dokumentene er offentliggjort gjennom formelle kanaler.

b) dokument hos Statnett SF knyttet til internasjonale samarbeidsforhold.

c) dokument hos Statnett SF knyttet til kommersielle prosjekt som Statnett SF tar del i.

Det er viktig å merke seg at disse dokumentene er unntatt fra lovens virkeområde. Dette betyr at det ikke er plikt til å ha slike dokumenter med på den offentlige postjournalen, og at de derfor kan forhåndsavskjermes. Videre innebærer unntakene at dersom Statnett får en innsynsbegjæring i slike dokumenter, og ikke ønsker å gi innsyn, er det tilstrekkelig å vise til at loven ikke gjelder. Det vil da ikke være en plikt til å begrunne et avslag. Det er viktig å være klar over at det også kan finnes andre regelsett som kan begrense Statnetts mulighet til å gi innsyn i dokumenter unntatt loven, som for eksempel vilkår i konsesjoner eller direkte hjemmel i særlovgivning. Poenget er her at Statnett ikke skal gi avslag begrunnet i de øvrige unntakene etter offentlighetsloven. Statnett SF benytter som journalløsning for sin virksomhet programvaren ePhorte. EPhorte er godkjent etter Riksarkivets NOARK 4-standard og tilfredsstill 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 ukentlig på intranettet.

- Det er etablert felles fi rmapostmottak for e-post (fi rmapost@statnett.no) som betjenes av dokumentseksjonen.

- Alle som ønsker innsyn skal henvises til dokumentseksjonen, som sørger for at Statnett får de nødvendige opplysningene om innsynskravet, at prosessen dokumenteres og at henvendelsen besvares. Den enkelte medarbeideren i Statnett skal ikke behandle en innsynsbegjæring uten at forespørselen kommer via 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, og mer offentlighet skal vurderes hver gang Statnett mottar begjæring om innsyn.

- Avslag på innsynsbegjæring kan påklages til Olje- og energidepartementet innen tre uker fra det tidspunkt avslaget kommer frem til mottakeren, i henhold til reglene i offentleglova § 32, jf. forvaltningsloven kapittel VI. Klagen skal stiles til Olje- og energidepartementet, og sendes til Statnett SF.

- 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 § 14. Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet. Det er i 2009 fattet 42 vedtak i medhold av § 14, se kapittel 8.3

FoS § 7 første ledd vedtak fattet i løpet av 2009		
Overføringsgrenser		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 12 første ledd vedtak fattet i løpet av 2009		
Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 13 første ledd vedtak fattet i løpet av 2009		
Tvangsmessig utkobling av forbruk		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 17 første ledd vedtak fattet i løpet av 2009		
Samordning av driftsstanser		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 18 vedtak fattet i løpet av 2009		
Målinger og meldinger		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
1 StatoilHydro	19-10-2009	Hammerfest LNG, overføring av data til systemansvarlig
2 Trollfjord Kraft	19-11-2009	Overføring av driftsdata via Elcom.
3 Lofotkraft	19-11-2009	Overføring av driftsdata via Elcom.
FoS § 19 vedtak fattet i løpet av 2009		
Jordstrømkompensering		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 20 vedtak fattet i løpet av 2009		
Vern og releplanlegging		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
Ingen vedtak fattet i 2009		
FoS § 21 første ledd vedtak fattet i løpet av 2009		
Systemvern		
Konsesjonær	Vår dato	Sak
1 BKK Nett AS	16-01-2009	Systemvern i Mongstad og Matre
2 StatoilHydro	04-05-2009	Systemvern i 300 kV nettet til BKK
3 Agder Energi Produksjon	12-10-2009	Systemvern i 110 kV nettet i Agder
4 StatoilHydro	28-10-2009	Systemvern Hammerfest LNG
5 Norsk Hydro	29-10-2009	Systemvern i Fardal

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

• Det er av Statnetts juridiske avdeling utarbeidet standard vedtaksmaler for vedtak etter alle aktuelle paragrafer. Det opplyses i standardbrevene om hjemmelsgrunnlag, klageadgang og klagefrist. De "juridiske" formuleringene i vedtaksmalen benyttes også i vedtak etter andre bestemmelser i FoS. Juridisk avdeling har også utarbeidet en veileder for hvordan man som systemansvarlig skal forholde seg til 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 viderefremming av denne informasjonen er faste rapporteringsmøter 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 skal Statnett varsle Flomvakten/ NVE ved større hendelser.

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

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. I praksis vil dette bli for omfattende å gjennomføre i sin helhet, slik

at analysene som regel begrenses til å vurdere tiltakenes konsekvenser for overføringsnettet og kraftsystemet. Ut fra en målsetting om å bidra til de mest effektive løsninger for kraftsystemet totalt sett, vil analysene inneholde mulige alternativer til investeringer i overføringskapasitet ved tiltak på produksjons- og/eller forbrukssiden.

Eventuelle politiske vurderinger, for eksempel i forhold til distriktutbygging eller ønsket "grønn kraft" verdsettes ikke. Lokale ringvirkninger blir som regel heller ikke tatt hensyn til. Statnett forutsetter at slike hensyn blir ivare tatt 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 utviklingsscenarier for produksjons- og forbruksendringer og utviklinger av overføringsnettet. Scenariene som benyttes er utviklet i forbindelse med den årlige nettviklingsplanen og kraftsystemutredningen.

Statnetts målsetning er å maksimere nytten for Norge, men investeringer i det norske sentralnettet vurderes også i forhold til det nordiske kraftsystemet. 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 nyttevirksomhetene av et tiltak er verdien av økt kapasitet i nettet og reduksjoner i taps-, avbrudds-, transitt- og systemdriftskostnader. Tiltak rettet mot økt utnyttelse av nettet vurderes alltid som alternativer til å bygge nye overføringsanlegg.

Andre viktige forhold som vektlegges er miljøkonsekvenser, forsyningssikkerhet og et velfungerende kraftmarked. Statnett er opptatt av å finne løsninger som er miljømessig gunstige, og Statnetts miljøpolicy er 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 innteksreguleringen 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 det 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 har lagt Nordels anbefalinger til grunn ved dimensjonering og fastsettelse av lastgrenser over landegrensene og i sammenhenger hvor feil kan ha konsekvenser for våre naboland.

Statnett har definert et "mulighetsrom" som legger begrensninger på hvor store avbrudd som kan aksepteres:

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

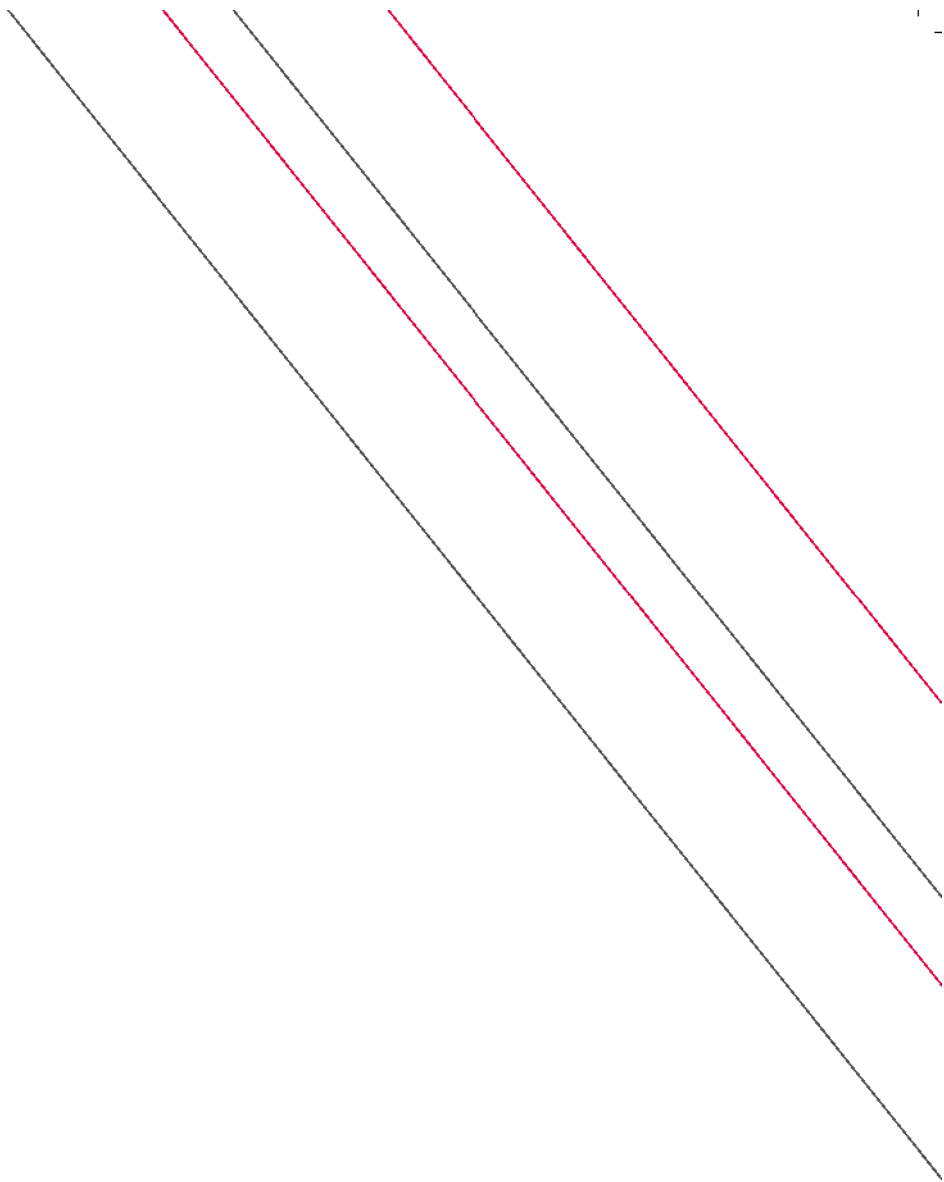
Det nåværende definerte "mulighetsrommet" er gitt ved:

1. Personersikkerheten 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.

I løpet av 2010 vil mulighetsrommet bli oppdatert og justert med nye føringer, samt at tilhørende beslutningskriterier blir nærmere spesifisert.



Statnett

Husebybakken 28 B
PB 5192 Majorstuen
0302 Oslo

Tel: 22 52 70 00

Fax: 22 52 70 01

Web: statnett.no