

Tertial- rappport 01/2008

123

INNHOOLD

1. SYSTEMANSVARSKOSTNADER	5
2. FLASKEHALSHÅNTERING OG SPESIALREGULERING	5
3. HANDELSGRENSER	8
4. SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTRSERVER	10
5. ENERGIOPSJONER	13
6. SAMFUNNSØKONOMISK OPTIMAL DRIFT AV UNDERSKUDDSSOMRÅDER	13
7. UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF	13
8. FREKVENSQUALITET	13
9. PRODUKSJONSTILPASNING	14

INNLEDNING/SAMMENDRAG

Rapporten presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften for første tertial 2008, fra 1. januar til og med 30. april.

HOVEDPUNKTER:

- Havari på 420 kV kabler over Oslofjorden har ført til store begrensninger i kraftoverføringen mot Sverige og en utfordrende driftssituasjon.
- Halv handelskapasitet Norge-Jylland.
- NorNed: Kabelen ferdig reparert og klar for testing fra 15. april, i ordinær drift fra 5. mai.
- Marked for frekvensstyrte reserver åpnet 17. januar.

1. SYSTEMANSVARSKOSTNADER

1.1 Sammenheng av økonomiske tall knyttet til Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap. Tallene er hentet fra den tekniske og økonomiske rapporteringen i Statnett:

Variable systemdriftskostnader (MNOK)	2004	2005	2006	2007	1. tertial 2008
Regulerkraftopsjoner	60	52	49	31,1	21,2
Spesialreguleringer	74	147	138	115,1	26,0
Øvrige systemtjenester	75	59	84	71,4	21,7
Energiopsjoner	-	-	-	26,2	15,0

2. FLASKEHALSHÅNDTERING OG SPESIALREGULERING

2.1 Fastsettelse av elspotområder

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.

Midt-Norge er skilt ut som eget elspotområde på grunn av fare for energiknapphet i området og stor tilførsel fra resten av Norge samt Sverige. Elspotområdene i det nordiske kraftmarkedet er Sør-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge, Vest-Danmark, Øst-Danmark, Sverige og Finland.

ELSPOTOMRÅDER I 1. TERTIAL 2008:

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.

2.2 Samfunnsøkonomisk kostnad ved bortfall av overføringskapasitet

Landssentralen har i flere år målt og publisert samfunnsøkonomiske kostnader ved flaskehals mellom prisområder i Norge eller flaskehals med utlandet. Disse kostnadene blir kategorisert på årsak (feil, revisjon eller intakt nett) og område (prisområde(x)- prisområde(y)), og beregnes som:

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

Resultatet av beregningen er dermed det tilnærmet trekantede arealet mellom tilbuds- og etterpørselskurver og faktisk overføringsgrense. Det divideres med 2 for å ta hensyn til at arealet er omtrent trekantet fordi det ikke er prisforskjeller når det er flyt som gir systempris.

Flyt ved systempris vil i flere 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, der nåverdien av flaskehalskostnad > investering skal utløse bygging av ny kapasitet. Vi trekker ut disse kostnadene og får da:

$$((\text{Maksimal flyt} - \text{elspotflyt}) * (\text{prisforskjell mellom områdene})) (\text{pr time})$$

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 elspotflyt, og ikke hensyntar at prisforskjellen ville blitt mindre ved maksimal flyt. 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 marginal, og at resultatet av beregningen er godt nok for formålet. De beregnede kostnadene blir noe høyere enn de faktiske kostnadene.

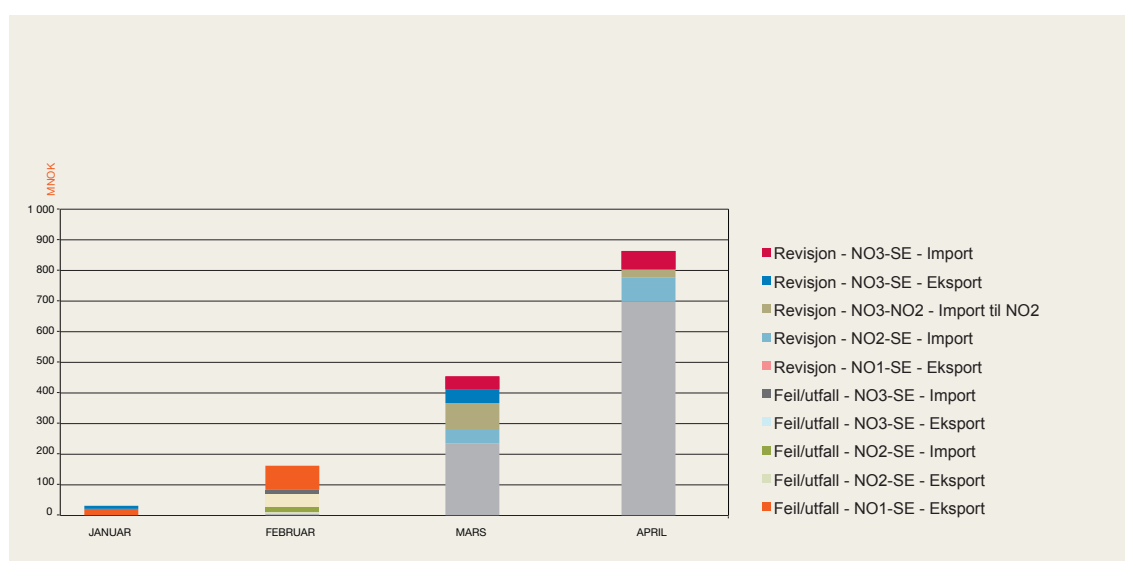
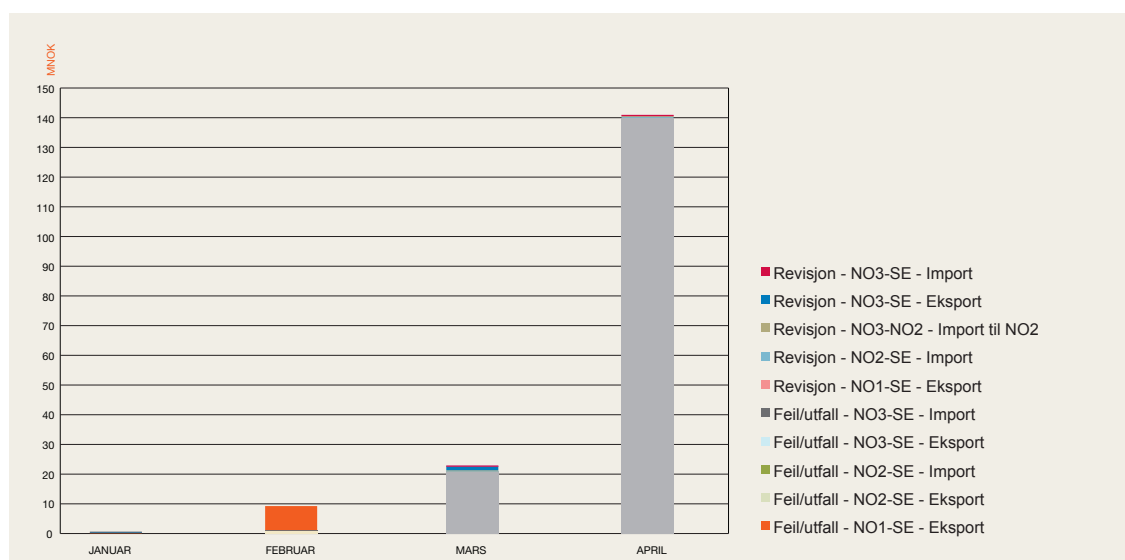
For at de målte kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller revisjoner i Norge og anlegg Statnett eier eller har ansvaret for (helt eller delvis) utenfor norsk grense. Kostnader som skyldes feil eller begrensninger i utlandet er trukket ut i beregningen. Dette gjelder f. eks kapasitetsbegrensninger som skyldes feil i en svensk trafo-stasjon. Det samme gjelder kostnader som skyldes flaskehals ved intakt nett, f. eks begrensninger i Hasle grunnet høy last i Oslo.

Samfunnsøkonomisk kostnad (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet:

År		2005	2006	2007	1. Terial 2008
Sør-Norge - Sverige	Revisjon	23,1	15,6	75,8	8,6
	Feil/utfall	4,9	1,6	0,0	160,7
Midt- og Nord-Norge - Sverige	Revisjon	8,2	10,2	0,0	2,6
	Feil/utfall	3,9	1,7	13,6	1,1
Nord-Norge - Midt-Norge	Revisjon	1	1	1	0,0
	Feil/utfall	1	1	1	0,2
Sør-Norge – Jylland	Revisjon	3,7	-	34,6	0,0
	Feil/utfall	193,0	259,9	175,4 ²	174,9 ²

¹ Ikke beregnet

² Havari hovedtransformator på Jylland



2.3 Årsaker til de viktigste spesialreguleringene samt fysisk plassering, omfang og kostnader for de viktigste 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.

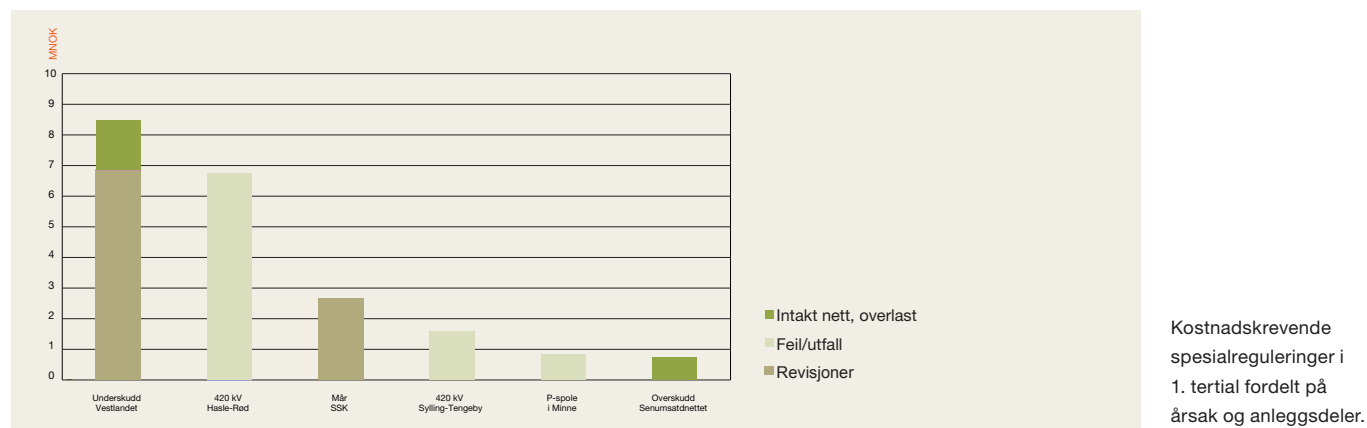
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

- **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.

I 2004- 2007 og 1. tertial 2008 var kostnadene (i MNOK) fordelt slik på hovedtypene:

Årsak	2004	2005	2006	2007	1.tertial 2008
Revisjon	37	53	48	49,7	10,7
Feil/utfall	24	59	36	8,4	10,8
Intakt nett, overlast	15	48	36	60,8	3,7
Intakt nett, spenning	-	-	18	4,9	0,1
Annet	1	1	1	1,0	0,5

Grunnlaget for tabellen er data fra Landssentralens markedssystemer og baserer seg på ukefiler. I tallene er det også med mothandelskostnader med naboland.



Kostnadskrevende spesialreguleringer i 1. tertial:

FEIL/UTFALL:

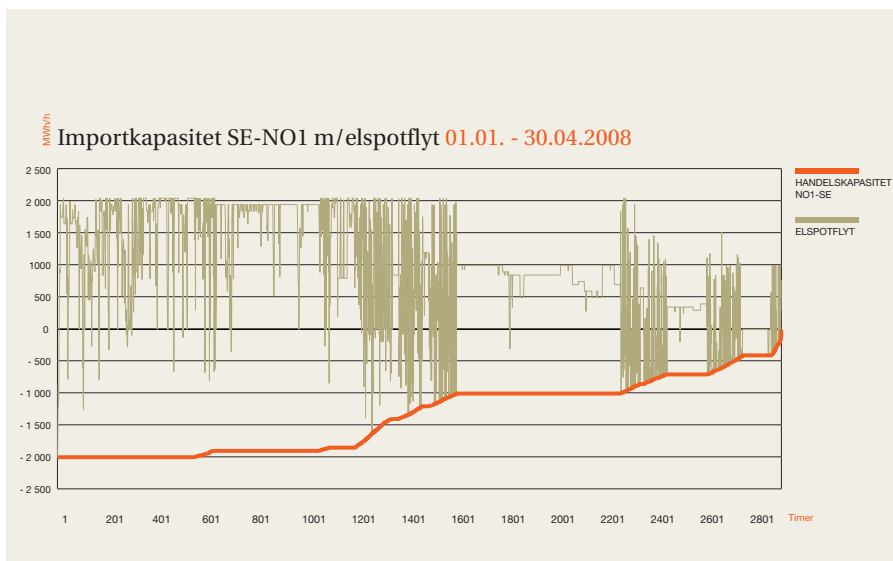
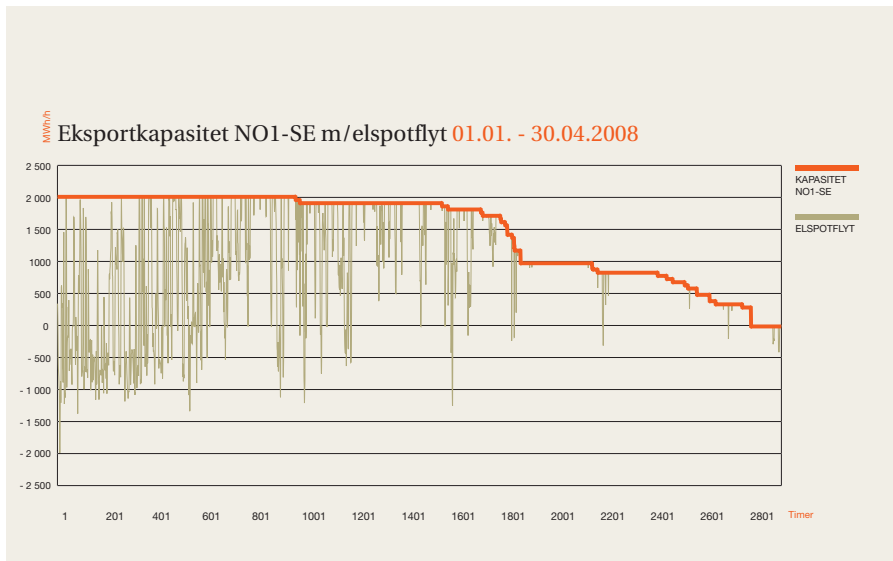
- o **420 kV kablene Rød-Hasle og Sylling-Tegneby:** Rød-Hasle ble utkoblet 20. mars og har feil på 4 av 6 kabler. Ledningen ble i perioder drevet med redusert kapasitet fram til 19. april da den ble permanent utkoblet. Sylling-Tegneby ble utkoblet 17. april og ble innkoblet samme dag med halv kapasitet.
- o **P-spolen i Minne:** Feil på en Pettersen-spole i Minne førte til at 132 kV ledningen Nes-Furnes var utkoblet fra desember i fjor helt fram til 14. mars.

REVISJON:

- o **Underskudd Vestlandet:** Utkoblinger i 300 kV nettet mellom Sauda og Hove har ført til spesialreguleringskostnader på 6,7 MNOK. Spesielt kostnadskrevende var revisjonsutkoblinger i april da Hove-Refsdal var utkoblet uke 15 og Blåfalli-Sauda i uke 16 og 17. Revisjonene førte i perioder til N-1/2 drift for BKK-området.
- o **Mår ssk:** Ombyggingsarbeider (felt for Rjukan T1) førte til drift på kun én 132 kV samleskinne i Mår.

3. HANDELSGRENSER

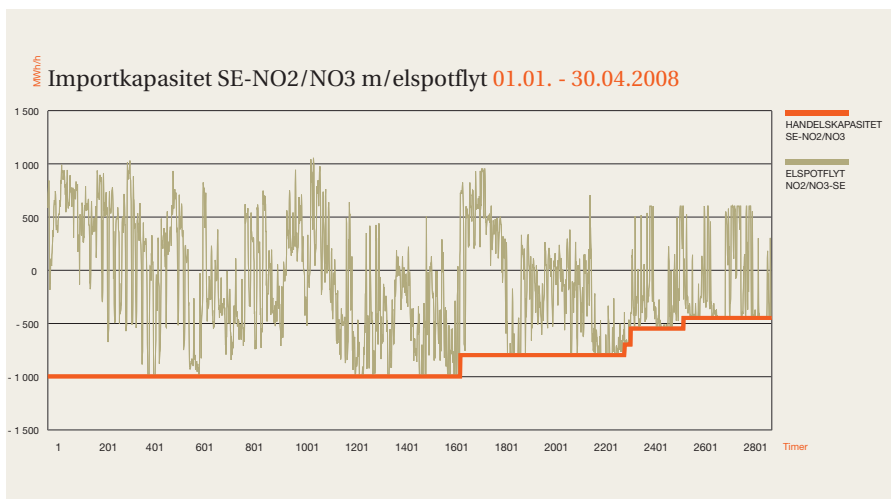
3.1 Varighetskurver for handelskapasitet med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene:



Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Sverige over Haslesnittet.

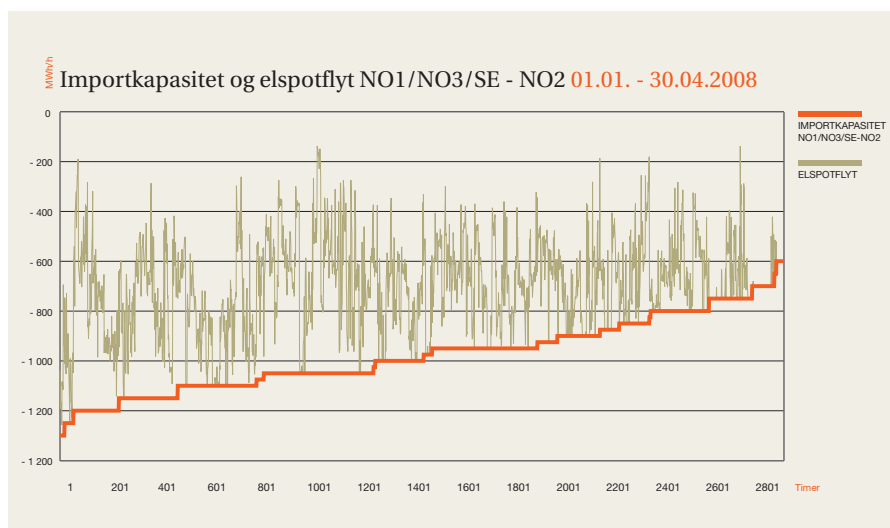
Maksimal import-/eksportkapasitet NO1-SE (Haslesnittet) er 2000/2050 MW. Ved høyt forbruk i østlandsområdet, ”høy oslolast”, og fare for spenningskollaps, blir eksportkapasiteten redusert trinnvis etter ”Hasletrappen” der kapasiteten er beregnet etter størrelsen på ”oslolasten”. Termiske begrensninger gjør at noen snitt i østlandsområdet blir fullastet før ”Hasletrappen” og eksportkapasiteten fastsettes med hensyn til disse begrensningene. I ukene 1-8 og uke 10 var eksportkapasiteten redusert i høylastperioder. Størst reduksjon var i ukene 1 og 4 da eksportkapasiteten var redusert med inntil 600 MW. Utkoblinger for revisjoner førte i perioder til redusert eksport-/importkapasitet. 420 kV ledningen Hasle-Halden var utkoblet 10. januar med en eksport-/importreduksjon på 1400/1200 MW. 420 kV ledningen Rød-Hasle var utkoblet 15.-16. februar og eksport-/importkapasiteten var redusert med 1050/1000 MW. Utkobling av 420 kV ledningen Frogner-Follo og 300 kV ledningen Frogner-Røykås samtidig 4.-7. februar førte til 1250 MW redusert eksportkapasitet. Utkobling av Midskog-Järpstrømmen i Sverige i ukene 9-12 reduserte eksport-/importkapasiteten med 100 MW i Haslesnittet. I lavlastperioder, natt og helg, har importkapasiteten vært redusert i trinn ned mot 0 MW på grunn av Vestkystsnittet i Sverige.

Feil på 420 kV sjøkabler (Rød-Hasle og Sylling-Tegneby) i Oslofjorden har ført til betydelige reduksjoner i eksport-/importkapasiteten i Haslesnittet. Fra 21. mars og resten av 1. tertial har eksportkapasiteten i Haslesnittet variert fra 1050 til 0 MW. Importkapasiteten har på grunn av havariet variert fra 1000 MW til 400 MW.



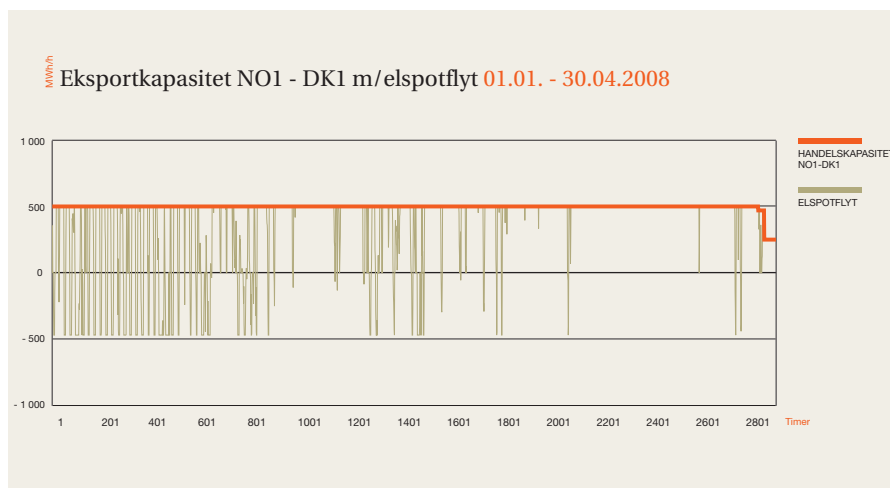
Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Midt-/Nord-Norge og Sverige.

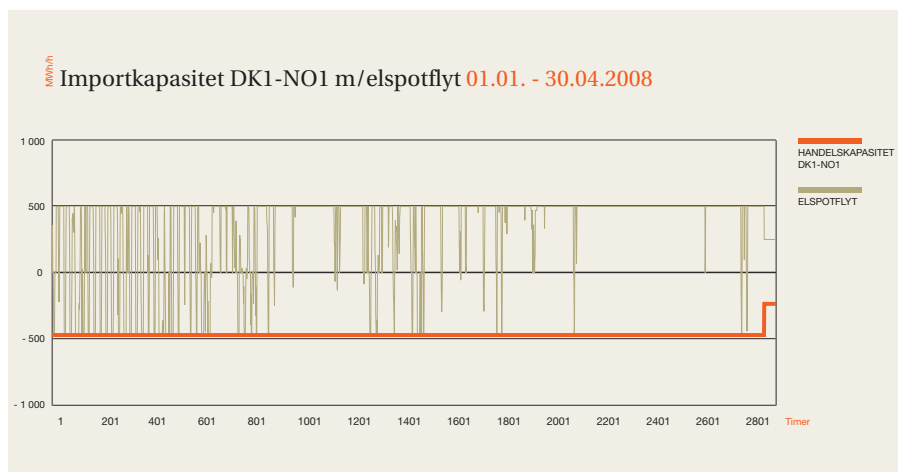
Normal eksport-/importkapasitet Midt- og Nord-Norge mot Sverige (NO2/NO3-SE) er 1300/1000 MW (NO2-SE: 500/450MW og NO3-SE: 800/550 MW). Feil på 420 kV ledningen Rana-Svartisen 14.-16. februar førte til at eksport-/importkapasiteten var redusert med 350/200 MW. Ved utkobling av Midskog-Järpstrømmen i Sverige i ukene 9-12 var eksport-/importkapasiteten NO2-SE redusert til 0/100 MW. Eksport-/importkapasiteten NO3-SE var i denne perioden redusert til 600/450 MW. En del revisjonsarbeider fra slutten av mars har ført til perioder med redusert eksport-/importkapasitet.



Figuren viser varighet importkapasitet med elspotflyt til elspotområdet NO2 (Midt-Norge) fra NO1+NO3+SE.

Den reelle importkapasiteten til Midt-Norge vil variere fra 1500 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. En del utkoblinger for revisjon har ført til redusert importkapasitet.





Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Jylland.

Import-/eksportkapasiteten på Skagerrakkablene er normalt 950/1000 MW referert Kristiansand transformatorstasjon. Skagerrak 3 var ute av drift hele 1. tertial og import-/ eksport kapasiteten på Skagerrak 1+2 er henholdsvis 470 og 500 MW. Skagerrak 3 ventes på drift i juli med nye hovedtransformatorer både på Jylland og i Kristiansand.

NorNed: Kabelen var ferdig reparert og testing startet 15. april. Kraftoverføringen i testperioden ble handlet av Statnett i elspot. Kabelen ble tilgjengelig for ordinær handel fra og med 5. mai.

4. SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTRESERVER

Statnett definerer i henhold til Forskrifter om systemansvar (FoS) hvilke systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Godtgjørelsen blir fastsatt etter forhandlinger med aktørene.

4.1 Reaktiv effekt

Godtgjørelsen i 1. tertial er regnskapsført med 2,2 MNOK.

4.2 Frekvensstyrt reserve

Det nye markedet for frekvensstyrte reserver ble åpnet 17. januar i år.

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 minimumleveranse 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 beskrevet i disse vilkårene. 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.

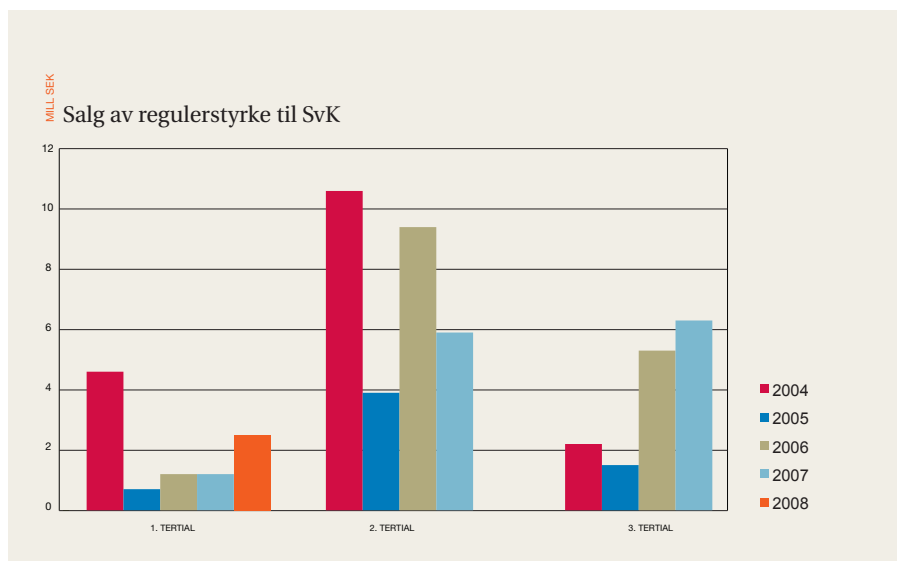
Ukemarkedet er delt i virkedag og helg som begge igjen har en oppløsning på dag og natt. Ukemarkedet kjøres hver fredag og tilbyder kan velge å by inn i en eller flere av de fire avtaleperiodene (dag, natt, ukedag, helg). Produktet i ukemarkedet vil være summen av FNR og FDR. Budene angis pr. elspotområde.

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. aktør pr. elspotområde.

Innkjøp av frekvensstyrte reserver i 1. tertial er regnskapsført med 25, 2 MNOK.

Frekvensstyrte reserver utover nasjonalt behov kan eksporteres som regulerstyrke til andre land i Norden. Inntekter for eksport av regulerstyrke godtgjøres leverandørene etter registrert levert mengde og pris i markedet for frekvensstyrte reserver. Eksportinntektene ved salg av regulerstyrke til utlandet, når det ikke kjøpes inn ekstra reserver, fordeles til leverandørene etter samme grunnlag som for grunnleveransen.

Totalt ble det solgt regulerstyrke til Sverige for ca. 2,5 MSEK og til Danmark for ca. 0,7 MDKK i 1. tertial.



Figuren viser salg av regulerstyrke til Sverige tertialvis de siste 5 år.

4.3 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. 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.

I 1. tertial har det vært initiert PFK ved fem tilfeller. Kostnadene totalt for 1. tertial er beregnet til ca. 2,6 MNOK.

4.4 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 Hylen-Sauda.

For underskudd på Nord-Vestlandet er LFK på Sunndalsøra (150 eller 400 MW) tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved flere hendelser i området.

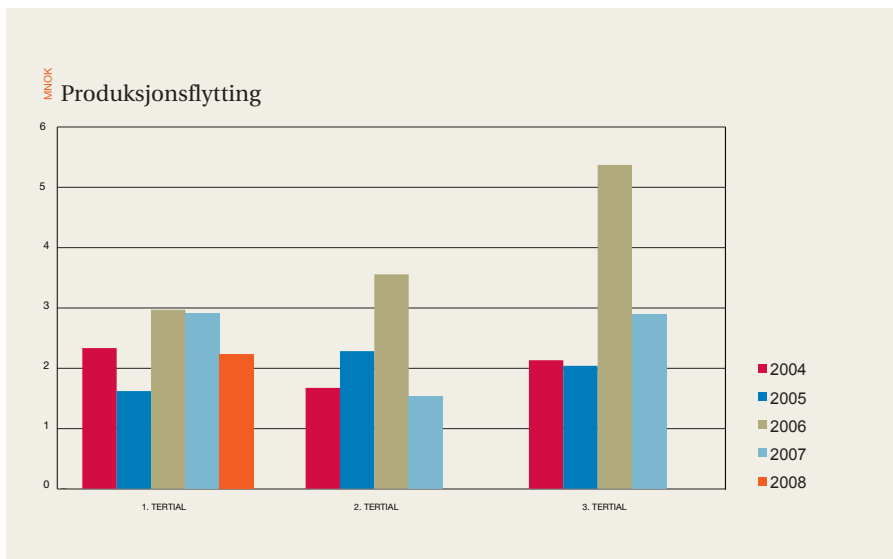
For underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten (Ofoten-, Narvik- og Straumsmosnittet), og utfall av 420 kV ledningene Ofoten-Kvandal-Balsfjord, er Finnfjord Smelteverk med opptil 110 MW tilkoblet systemvernet.

Kostnadene for LFK blir fastsatt ved bilaterale avtaler mellom Statnett og partene.

4.5 Kvartersflytting av produksjon

Kvartersflytting av produksjon 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 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 1. tertial 2008 var kostnadene for produksjonsflyttingen 2,4 MNOK. I regnskapstallene i tabellene i kapittel 1 er det korrigert for inndekning fra øvrige TSO-er i Norden.



Kostnadene for produksjonsflytting tertialvis fra år 2004.

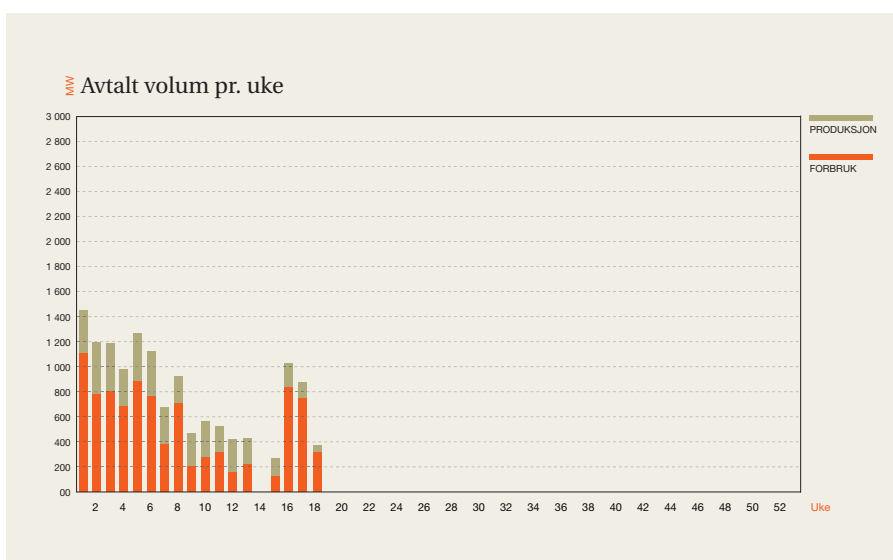
4.6 RK-opsjoner

Statnett har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft 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 regulerkraft-markedet (RKM) med tilfredsstillende mengde regulerkraft (effektreserve). Behovet for å supplere RKM oppstår hovedsakelig i vinterhalvåret (november - april). Fra november 2004 har RKOM vært operert 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.

I 1. tertial 2007 ble det kjøpt RK-opsjoner, inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve, for 21 MNOK. Tilsvarende tall for 1. tertial 2007 var 12 MNOK og 40 MNOK for 1. tertial 2006.



Volum RKOM i MW for hver uke i 2008.

5. ENERGIOPSJONER

Formålet med innføringen av Energiopsjonsordningen er å redusere sannsynligheten for rasjonering i det norske kraftsystemet. Ordningen skal bidra til en reduksjon av forbruket ved en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS).

For sesongen 2007/2008 er det inngått opsjonsavtaler for 15,0 MNOK med samlet nedreguleringsvolum på 417 MW og samlet energi på 405 GWh.

6. SAMFUNNSØKONOMISK OPTIMAL DRIFT AV UNDERSKUDDSOMRÅDER

Statnett har utarbeidet en policy for systemutnyttelse som blant annet innebærer at det i gitte situasjoner og innenfor et bestemt mulighetsrom aksepteres økt risiko for avbrudd av strømforsyningen, forutsatt at dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. For å vurdere hva som er samfunnsøkonomisk riktig, sammenlignes spesialreguleringskostnader som er nødvendig for å drive nettet med lav avbruddsrisiko med de forventede avbruddkostnader som oppstår ved at man aksepterer en noe høyere risiko for avbrudd. Driftsformen velges ut fra hva som er samfunnsøkonomisk riktig. Dette innebærer at ved enkelte revisjoner og feil som fører til ensidig innmating til et område, drives nettet i perioder med en høyere risiko for avbrudd enn det som tradisjonelt har vært vanlig.

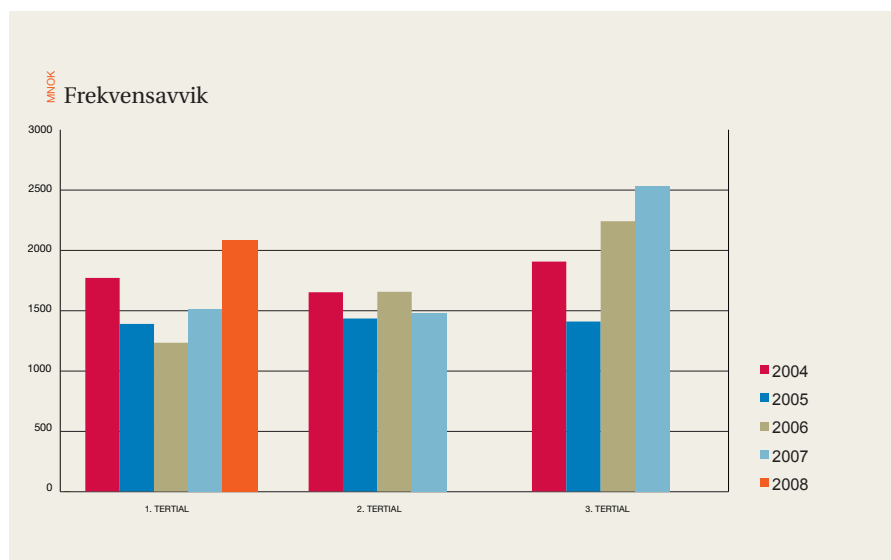
I 1. tertial er det ikke registrert kostnadsbesparelser ved drift av underskuddsområder.

7. UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF

Det har ikke vært utkobling av forbruk med redusert tariff i 1. tertial.

8. FREKVENSKVALITET

I Nordel er kravet at frekvensen skal være innenfor et frekvensbånd på 50,00 Hz +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor dette frekvensbåndet blir regnet som avvik.



Figuren viser antall minutter frekvensavvik tertialvis 2004-2008.

9. PRODUKSJONSTILPASNING

Kriterier for bruk av produksjonstilpasning:

FoS § 8: ” Systemansvarlig kan pålegge konsesjonæren å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i overføringsnettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser. Systemansvarlig fastsetter hvordan ledig kapasitet skal fordeles mellom flere konsesjonærer”.

Spesialregulering er hovedregelen når flaskehalsen i nettet oppstår ved feil eller revisjoner. Produksjonstilpasning benyttes i følgende tilfeller:

Produksjonstilpasning foretas i separatområder. Statnett er avhengig av balanse mellom produksjon og forbruk inn i driftsfasen for å ivareta driftssikkerheten i området. Dette betyr at produksjon tilknyttet T-avgreining uten forbruk eller med lite forbruk må stoppe ved revisjon av nettanlegg. I områder med flere produsenter kontaktes aktørene for å innhente ønsket produksjon i separatområdet før en fordeling pr produsent/stasjon foretas av Statnett.

Det produksjonstilpasses i områder med kun en produsent. Med produsent menes aktør som tilfredsstillt krav til aktører i RK-markedet. I slike tilfeller vil produksjonen måtte tilpasse seg nettkapasiteten i et konkret område uten noen form for kompensasjon.

Tabellen viser tilfellene med produksjonstilpasning 1. tertial

Dato	Antall timer	Driftsstans	Berørt område	Berørte stasjonsgrupper	Produksjon ved tilpasning (MW)
22.1.	9	132 kV Samnanger-Norheimsund	Separatområde under Norheimsund-Øystese	Bjølvo og Kvam Kraft	Ca. 65 MW
5.-8.2	91	300 kV Harpefoss-Nedre Vinstra	Harpefoss	Harpefoss	*
15.2.	8	Sauda T1	Separatområde T1 under Sauda	Saudefaldene	*
3.3.	4	Sauda T1	Separatområde T1 under Sauda	Saudefaldene	*
9.4.	35	300 kV Hove-Fardal og Hove T1	Separatområde under Hove	Vik	15

* Produksjonsplan for stasjonsgruppen tilpasset av aktør.

