

Tertial- rappport

03/2008

123

INNHOOLD

1. Systemansvarskostnader	5
2. Flaskehalshåndtering og spesialregulering	5
3. Handelsgrenser	9
4. Systemtjenester og effektreserver	12
5. Energiopsjoner	14
6. Samfunnsøkonomisk optimal drift av underskuddsområder	14
7. Utkobling av forbruk med redusert tariff	14
8. Frekvenskvalitet	14
9. Produksjonstilpasning	15

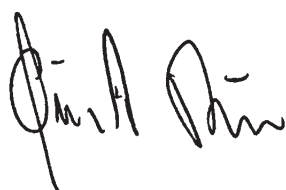
FORORD

Statnett Landssentral utarbeider årlig tre tertialrapporter som presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften.

Viktige hovedpunkter fra systemdriften dette tertialet er:

- Feil på 420 kV kabler over Oslofjorden har ført til store begrensninger i kraftoverføringen mot Sverige, en utfordrende driftssituasjon og mange problemstillinger ved fastsettelse av eksportkapasitet.
- Fra to til tre elspotområder i Norge fra og med 17. november.

Denne rapporten for tredje tertial 2008 omhandler perioden 1. september til 31. desember.



Øivind Rue
Konserndirektør
Nettstyringsdivisjonen

1. SYSTEMANSVARSKOSTNADER

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

Variable systemdriftskostnader i MNOK	2004	2005	2006	2007	1. tertial 2008	2. tertial 2008	3. tertial 2008	Sum 2008
Regulerkraftopsjoner	60	52	49	31,1	21,2	0,7	11,8	33,7
Spesialreguleringer	74	147	138	115,1	26,0	61,6	29,0	116,6
Øvrige systemtjenester	75	59	84	71,4	21,7	58,0	14,4	94,1
Energiopsjoner	-	-	-	26,2	15,0	0	8,5	23,5

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. Elspotområdeinndelingen i det nordiske kraftmarkedet var frem til og med 16. november Sør-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge, Vest-Danmark, Øst-Danmark, Sverige og Finland. Fra 17. november ble Midt-Norge og Nord-Norge slått sammen til ett elspotområde.

ELSPOTOMRÅDER I 3. TERTIAL 2008:

Til og med 16. november:

- 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.

Fra og med 17. november:

- NO1: Sør-Norge** sør for Vågåmo, Åskåra og Litjfossen.
- NO2: Midt-Norge og Nord-Norge** nord for Øvre Vinstra, Åskåra og Litjfossen og sør for Tunnsjødal.

2.2 Samfunnsøkonomisk kostnad ved bortfall av overføringskapasitet

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

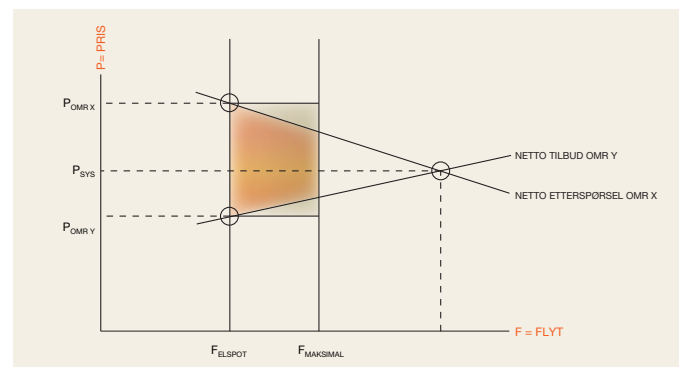
$$((\text{Flyt ved systempris} - \text{elspotflyt}) * (\text{prisforskjell mellom områdene})) / 2 (\text{pr time})$$

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.



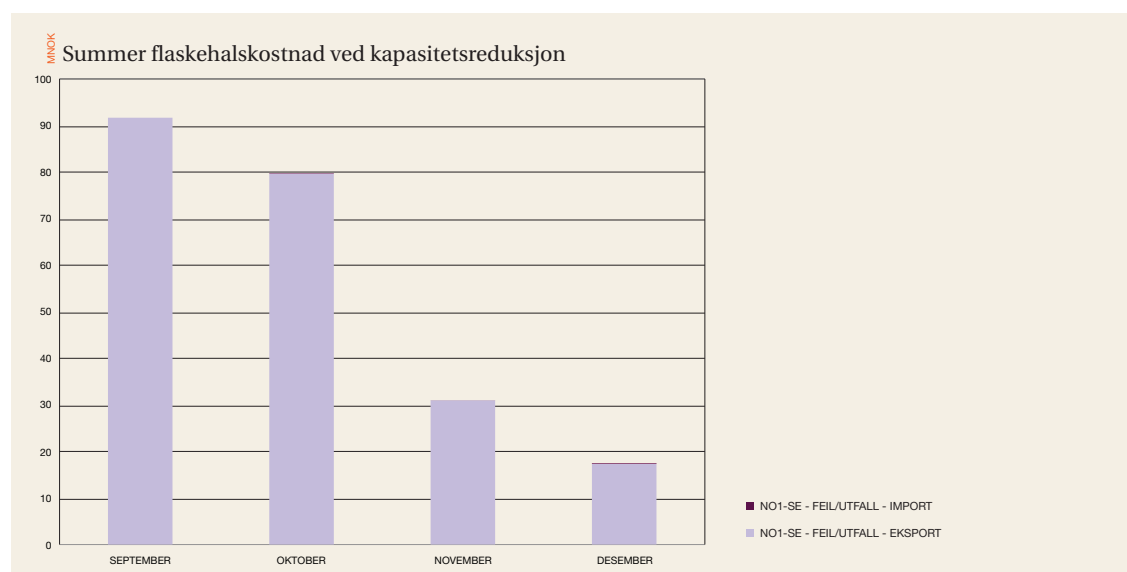
For at de målte kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller revisjoner i Norge og anlegg Statnett eier eller har ansvaret for (helt eller delvis) utenfor norsk grense. Kostnader som skyldes feil eller begrensinger i

utlandet er trukket ut i beregningen. Dette gjelder f. eks. kapasitetsbegrensinger som skyldes feil i en svensk transformatorstasjon. Det samme gjelder kostnader som skyldes flaskehals ved intakt nett, f. eks. begrensinger i Hasle grunnet høy last i Oslo.

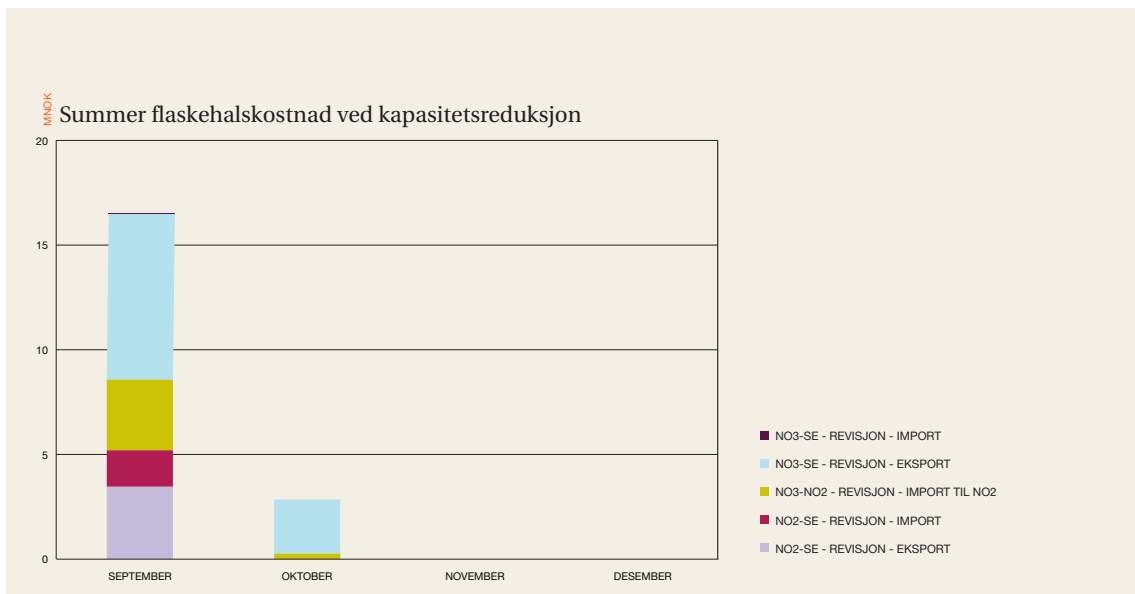
Samfunnsøkonomisk kostnad (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

År		2005	2006	2007	1. Terial 2008	2. Terial 2008	3. tertial 2008	Sum 2008
		Sør-Norge – Sverige	Revisjon	23,1	15,6	75,8	8,6	-
	Feil/utfall	4,9	1,6	0,0	160,7	778,8	219,8	1159,3
Midt- og Nord-Norge – Sverige	Revisjon	8,2	10,2	0,0	2,6	36,3	15,7	54,7
	Feil/utfall	3,9	1,7	13,6	1,1	9,3	-	10,4
Nord-Norge – Midt-Norge	Revisjon	1	1	1	0,2	2,2	3,6	6,1
	Feil/utfall	1	1	1	-	4,4	-	4,4
Sør-Norge – Jylland	Revisjon	3,7	-	34,6	0,0	1,3	23,5	24,8
	Feil/utfall	193,0	259,9	-	-	10,7	-	10,7
Sør-Norge – Nederland	Revisjon					2,0	26,8	28,8
	Feil/utfall					16,3	-	16,3

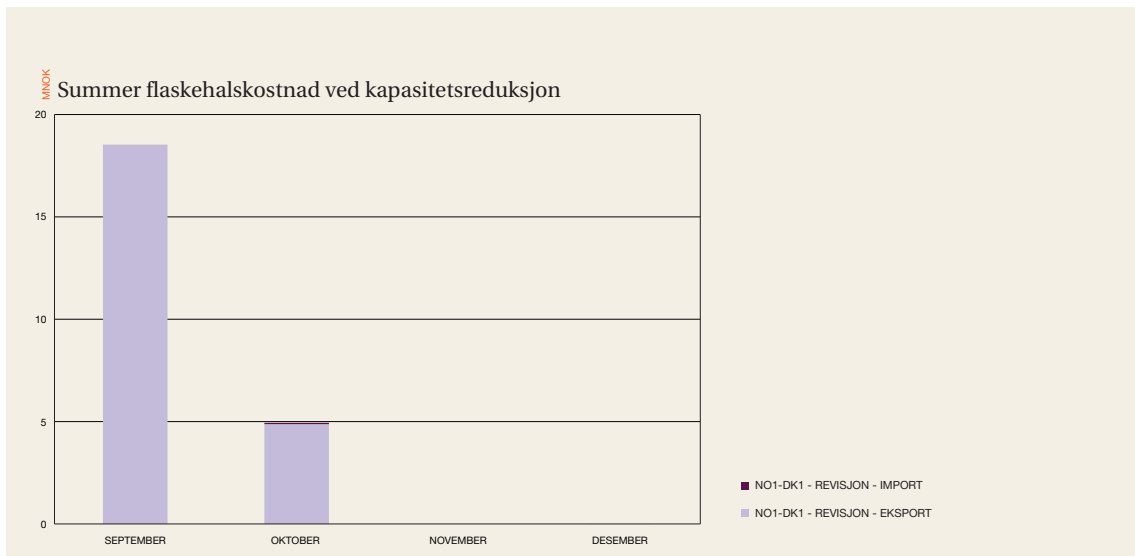
¹ Ikke beregnet.



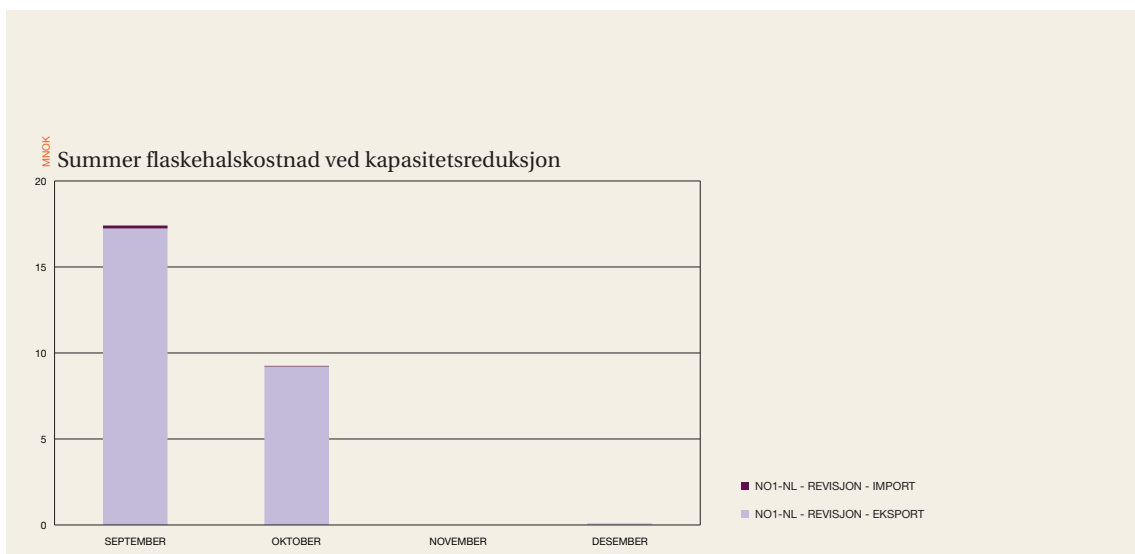
Samfunnsøkonomiske kostnader pr måned ved bortfall av overføringskapasitet Sør-Norge-Sverige.



Samfunns-
økonomiske kostnader
pr måned ved bortfall
av overføringskapasitet
i Midt- og Nord-Norge-
Sverige og mellom
NO3 og NO2.



Samfunns-
økonomiske kostnader
pr måned ved bortfall
av overføringskapasitet
Norge-Jylland.



Samfunns-
økonomiske kostnader
pr måned ved bortfall
av overføringskapasitet
Norge-Nederland.

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.

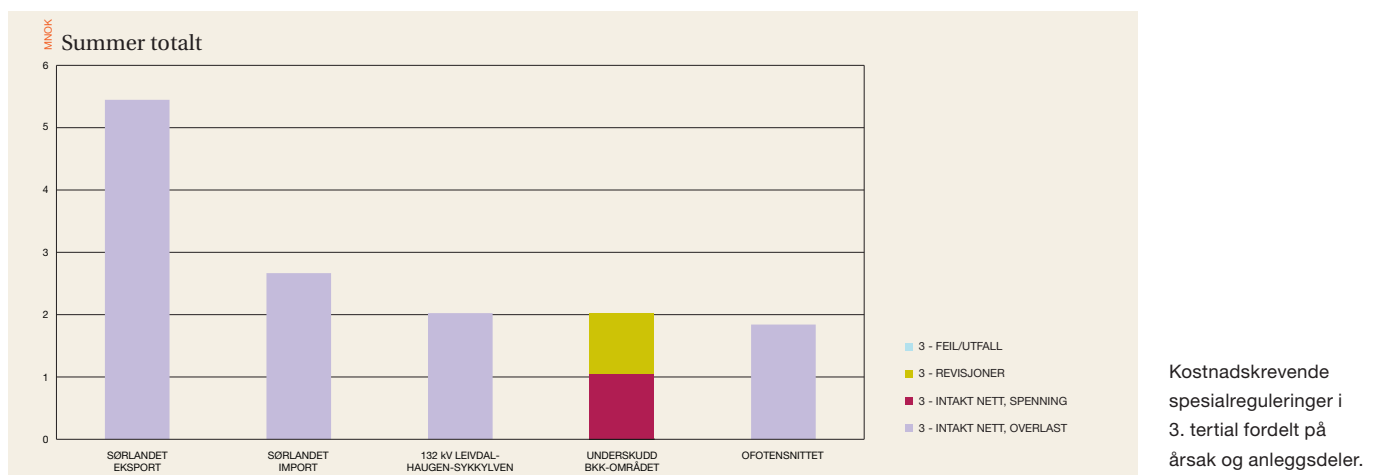
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

- **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., 2. og 3. tertial 2008 var kostnadene (i MNOK) fordelt slik på hovedtypene:

Årsak	2004	2005	2006	2007	1.tertia 2008	2.tertia 2008	3.tertia 2008	Sum 2008
Revisjon	37	53	48	49,7	10,7	17,4	10,0	38,0
Feil/utfall	24	59	36	8,4	10,8	6,7	1,7	19,3
Intakt nett, overlast	15	48	36	60,8	3,7	30,6	15,6	49,8
Intakt nett, spenning	-	-	18	4,9	0,1	3,2	2,4	5,7
Annet	1	1	1	1,0	0,5	3,5	0,5	4,4

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



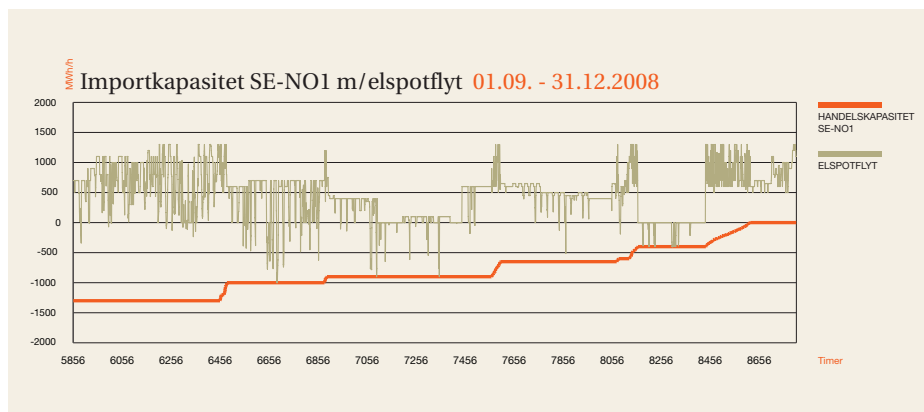
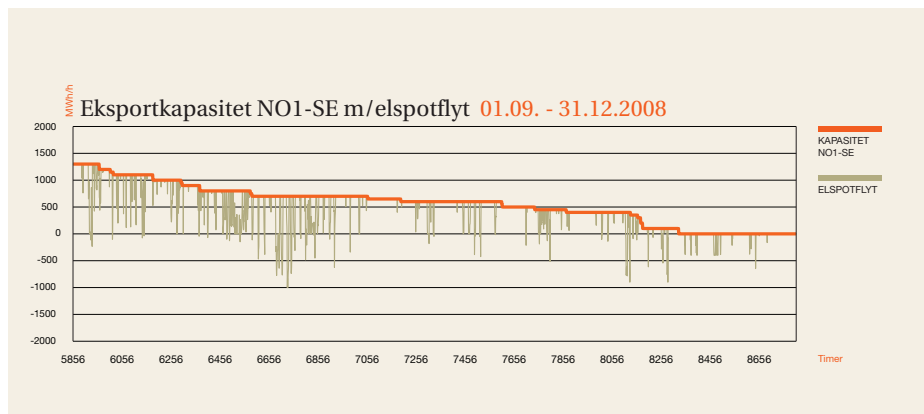
Kostnadskrevende spesialreguleringer i 3. tertial:

- o **Sørlandet eksport:** Stor eksport på NorNed og Skagerrakkablene og høyt forbruk på Sørlandet, har ført til fullastede snitt inn til Sørlandsområdet og dermed spesialreguleringer. En del av spesialreguleringene har vært som mothandel over Skagerrakkablene fra Danmark.
- o **Sørlandet import:** I lavlastperioder og import på kablene har det vært behov for nedregulering av produksjon i Sør-Norge vest for Flesaker.
- o **132 kV ledningene Leivdal-Haugen-Sykkylven:** Hele produksjonen i Åskåra har vært anmeldt i NO2 og pga. for lav overføringskapasitet på ledningene nord for Åskåra, har en del av produksjonen blitt til dels flyttet til lavprisområdet NO1 eller nedregulert. De største kostnadene var i oktober og november.

- o **Underskudd BKK-området:** Det påløp en del kostnader i september ved revisjon på 300 kV ledninger inn til området. Ved intakt nett påløp det stor kostnad, 1,1 MNOK, i uke 48 da produksjonsanlegg i området var utkoblet for revisjonsarbeider.
- o **Ofotensnittet:** Ved revisjonsarbeider på Skjomen kraftverk i november-desember påløp det 1,8 MNOK i spesialreguleringskostnader.

3. HANDELSGRENSER

3.1 Varighetskurver for handelskapasitet med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene:

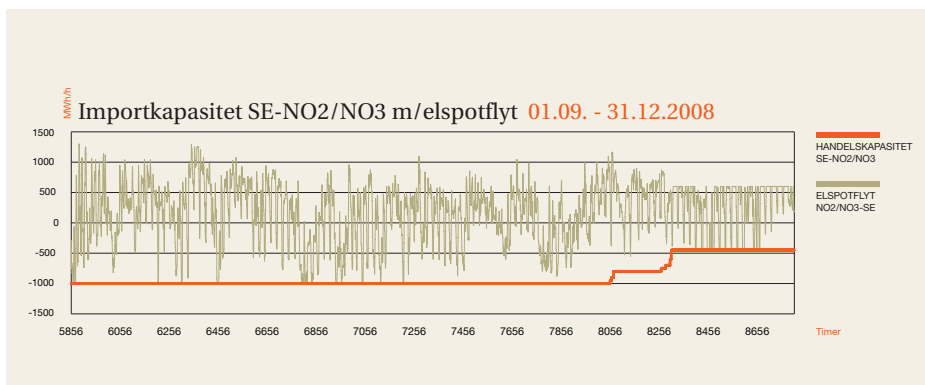
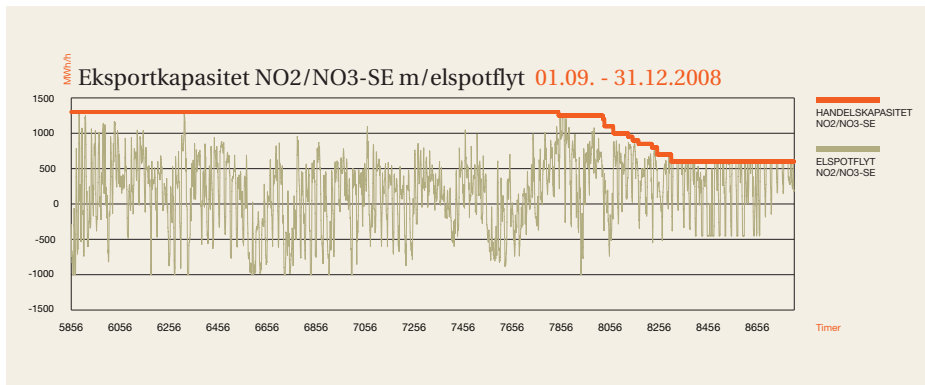


Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Sverige over Haslesnippet.

Maksimal import-/eksportkapasitet NO1-SE (Haslesnippet) er 2000/2050 MW. Feil på 420 kV sjøkabler i Oslofjorden samt utkobling av transformator T2 i Sylling, har ført til betydelige reduksjoner eksport-/importkapasiteten i Haslesnippet. I enkelte kortere perioder førte revisjonsutkoblinger av andre 420 kV ledninger til ytterligere redusert kapasitet. T2 i Sylling ble frakoplet 17. juni og ble flyttet til N.Røssåga for å erstatte feilbeheftet 420/300 kV transformator (T10). Sylling-Tegneby ble idriftsatt 24. oktober. Rød-Hasle ble idriftsatt 19. november med halv kapasitet og T2 i Sylling ble erstattet med ny transformator 4. desember.

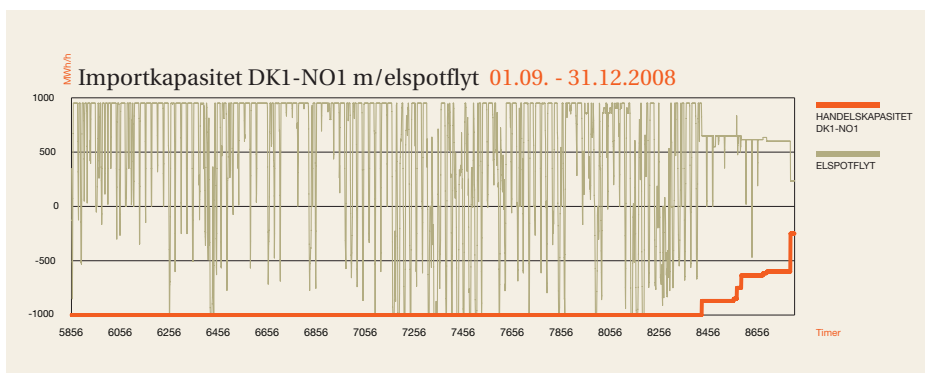
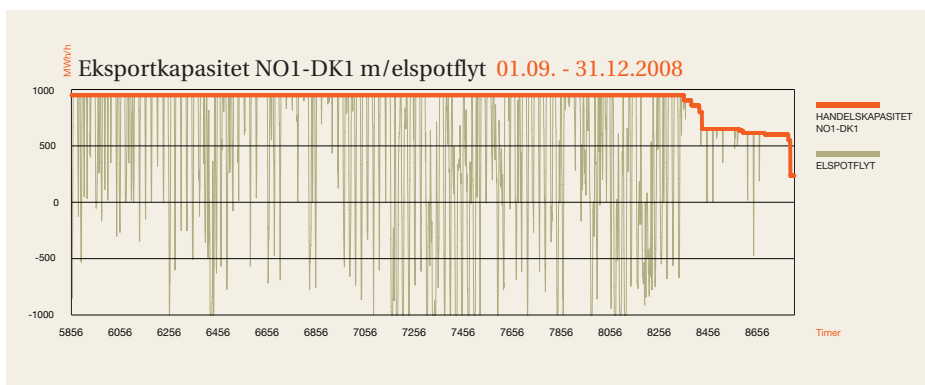
I perioden hvor T2 i Sylling var utkoblet samt begge kablene Sylling-Tegneby og Rød-Hasle, varierte eksportkapasiteten fra 0 til 750 MW. I perioden fra 25. oktober til 19. november, varierte eksportkapasiteten fra 500 til 700 MW (Sylling-Tegneby innkoplet og T1 Sylling og Rød-Hasle utkoblet). Fra 20. november til ut året, varierte eksportkapasiteten mellom 350 MW til 1300 MW. For å ha størst mulig eksportkapasitet i denne siste perioden, og samtidig unngå overlast på Rød-Hasle, ble en generator i Kvilldal sammen med Holen Kraftverk lagt med tampdrift mot Rød-Hasle. Det har vært meget utfordrende, med flere problemstillinger ved fastsettelse av kapasitetsgrenser for eksport. Kapasiteten er avhengig av blant annet produksjonen i Kvilldal og Holen (tampdriften mot Rød-Hasle), forbruk i østlandsområdet samt utvekslingen på Skagerrak og NorNed.

Importkapasiteten har på grunn av kabelfeilene, samt enkelte revisjonsutkoblinger, variert fra 400 til 1300 MW. Sverige har i noen perioder redusert kapasiteten ned til 0 MW på grunn av fullast på snitt 2.



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

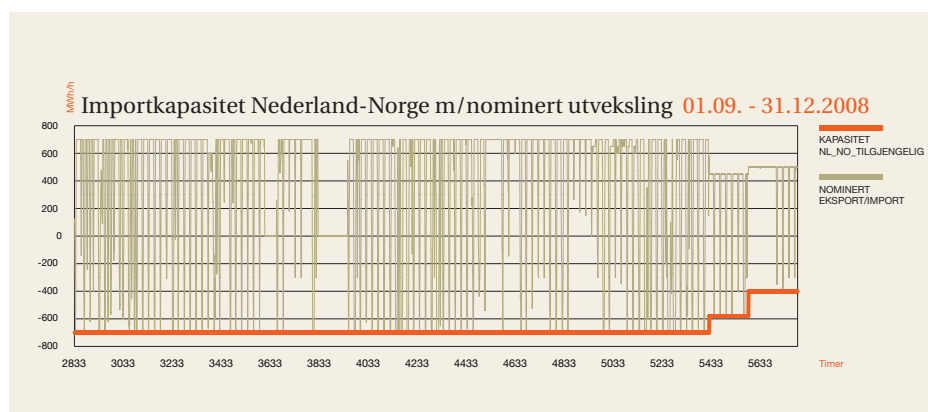
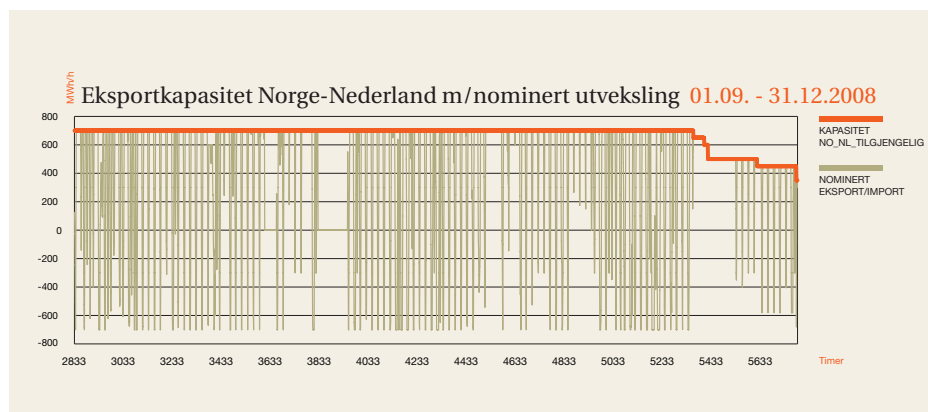
Normal eksport-/importkapasitet Midt- og Nord-Norge mot Sverige (NO2/NO3-SE) er 1300/1000 MW (NO2-SE: 500/450MW og NO3-SE: 800/550 MW). Utkoblinger for revisjonsarbeider både i Norge og Sverige førte i september og oktober til redusert handelskapasitet. I ukene 36-37 var Midskog-Järpstrømmen i Sverige utkoblet, og fra lørdag uke 38 til lørdag uke 39 var Nea-Järpstrømmen utkoblet. I denne perioden var både eksport og importkapasiteten NO2-SE lik 0. Disse utkoblingene påvirket også eksport- og importkapasiteten NO3-SE med dertil lavere kapasitet. For øvrig har det vært noen utkoblinger for andre revisjonsarbeider som har påvirket handelskapasitetene.



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

Import-/eksportkapasiteten på Skagerrakkablene varierer fra 1000 til 950 MW, avhengig av om tapene på kablene kjøpes i Danmark eller Norge. Revisjonsarbeider i 300 kV nettet på Sørlandet har ført til redusert handelskapasitet. 2.-5. september, 8.-10. september og 12. september var det revisjon på en av samleskinnene i Tonstad og eksport-/importkapasiteten var redusert til 600 MW. 15.-21. september var ledningen Solhom-Kristiansand utkoblet og eksport-/importkapasiteten var satt ned til henholdsvis 650/750 MW. 21. desember var Tonstad Stokkeland utkoblet noen timer og eksportkapasiteten var redusert til 800 MW. Ellers har det vært kortvarige perioder med nedsatt kapasitet på Skagerrak grunnet forhold i Danmark.

Fra 12. desember ble det åpnet for redusert eksportkapasitet på Skagerrakkablene og NorNed med inntil henholdsvis 250 og 150 MW. Behovet for redusert kapasitet inntreffer ved høyt forbruk på Sørlandet samtidig med ønske om full eksport på HVDC-forbindelsene. I disse periodene mangler det tilstrekkelige oppreguleringsressurser på Sørlandet for å avlaste snitt inn til Sørlandsområdet.



Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med nominert eksport/import mellom Norge og Nederland.

Import- og eksportkapasiteten på NorNed er normalt 700 MW. Av samme årsak som for Skagerrakkablene har det vært redusert handelskapasitet ved revisjonsarbeider i 300 kV nettet på Sørlandet. Ved revisjonen på samleskinne på Tonstad var import- og eksportkapasiteten redusert med henholdsvis 300 og 200 MW. Ved revisjonen på ledningen Solhom-Kristiansand var import-/eksportkapasiteten redusert med henholdsvis 120 og 250 MW. Ved revisjonen på Tonstad-Stokkeland var eksportkapasiteten redusert med 350 MW.

4. SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTREREVER

Statnett definerer i henhold til Forskrift om Systemansvaret (FoS) hvilke systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overførings-systemet. Godtgjørelsen blir fastsatt etter forhandlinger med aktørene.

4.1 Reaktiv effekt

Godtgjørelsen i 3. tertial er regnskapsført med 0,5 MNOK. Totalt for 2008 ble kostnaden 5,2 MNOK. Beløpet fordeles mellom generatorer som har merkeytelse større eller lik 10 MVA og som deltar i spenningsregulering.

4.2 Frekvensstyrt reserve

Det nye markedet for frekvensstyrte reserver ble åpnet 17. 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 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 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 3. tertial er regnskapsført med 3,8 MNOK inkludert grunnleveransen. Totalt for 2008 var kostnadene 67,3 MNOK inkludert grunnleveransen samt eksportinntekter med tilbakeføring til leverandørene. Frekvensstyrte reserver utover nasjonalt behov kan eksporteres som regulærstyrke til andre land i Norden. Inntekter for eksport av regulærstyrke godtgjøres

leverandørene etter registrert levert mengde og pris i markedet for frekvensstyrte reserver. Eksportinntektene ved salg av regulærstyrke til utlandet, når det ikke kjøpes inn ekstra reserver, fordeles til leverandørene etter samme grunnlag som for grunnleveransen.

I 2. og 3. tertial har det ikke vært eksport av regulærstyrke. Vurderingen har vært at det har vært ønskelig med en lav andel i Sør-Norge av den totale regulærstyrken i Norden for å ha høyest mulig nivå på krafteksporten over Haslesnittet mens det var begrensning ved feil på 420 kV Oslofjord-kablene. Høy regulærstyrke i Sør-Norge med maksimal eksport har gjort det driftsmessig vanskelig å håndtere snittgrenser i Sør-Norge.

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 3. tertial har PFK ikke vært initiert. Kostnadene totalt for 3. tertial er regnskapsført til 4,0 MNOK og 7,2 MNOK for hele 2008.

4.4 Lastfrakobling (LFK)

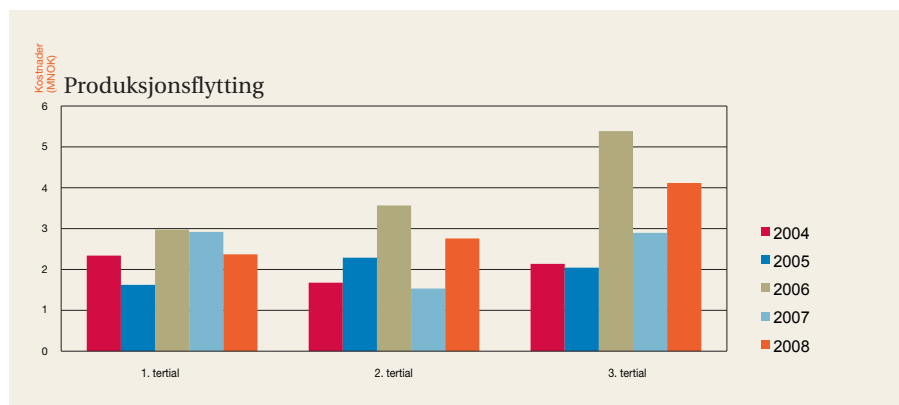
Systemvernet LFK benyttes ved høy overføring på snitt inn til underskuddsområder. Dette systemvernet frakobler last ved linjeutfall i snittet og reduserer risikoen for nettsammenbrudd i underskuddsområdet. Kostnadene for LFK har vært fastsatt gjennom bilaterale avtaler mellom Statnett og partene.

I Saudasnittet er 200 MW på Hydro Aluminium Karmøy tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved utfall av 300 kV ledningene Nesflaten-Sauda eller Hylene-Sauda. For underskudd på Nordvestlandet 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.

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 3. tertial 2008 var kostnadene for produksjonsflytting 4,1 MNOK og for hele 2008 var kostnadene 9,2 MNOK. Kostnadene er inkludert i ”Øvrige systemtjenester” i tabellen i kapittel 1, og er der korrigert for inndekning til/fra øvrige TSO-er i Norden.



Kostnadene for produksjonsflytting tertialvis fra år 2004.

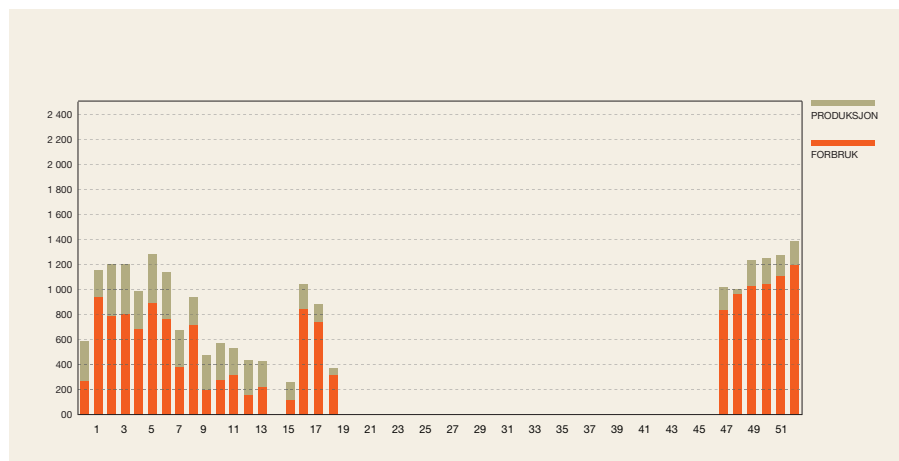
4.6 RK-opsjoner

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 regulærkraft-markedet (RKM) med tilfredsstillende mengde regulærkraft (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.

Vintersesongen ble startet opp med innkjøp av RKOM fra og med uke 47. I 3. tertial 2008 var kostnadene for innkjøp av RK-opsjoner, inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve, 11,8 MNOK. Tilsvarende tall for 3. tertial 2007 var 16,0 MNOK og 7,0 MNOK for 3. 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 2008/2009 er det inngått opsjonsavtaler med samlet nedreguleringsvolum på 129 MW og samlet energi på 198 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.

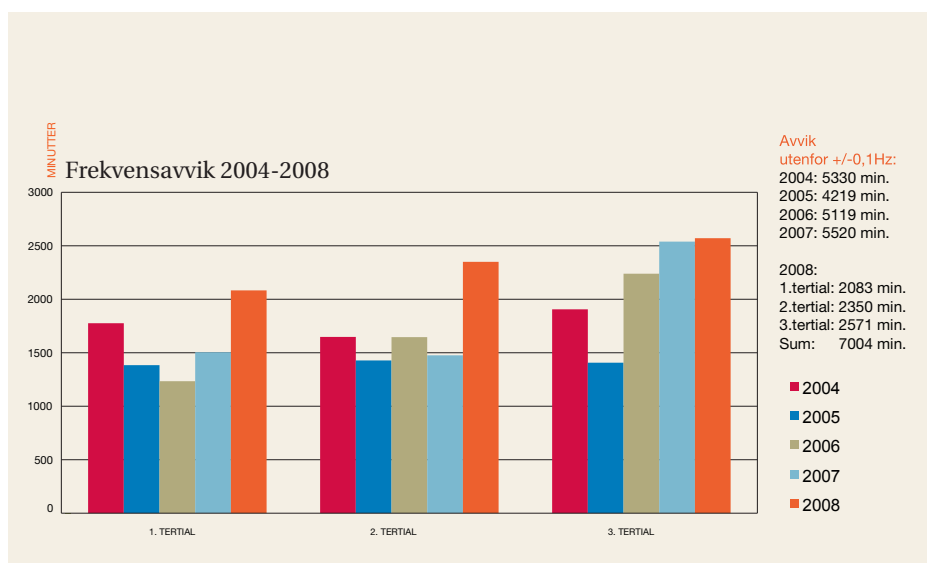
I tredje tertial er det ikke registrert kostnadsbesparelser ved drift av underskuddsområder.

7. UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF

Det har ikke vært utkobling av forbruk med redusert tariff i 2008.

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 tilfredsstiller 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 3. tertial

Dato	Antall timer	Driftsstans	Område	Berørte stasjonsgrupper
18.8.-7.9.	477	300 kV Leirdøla-Fortun	Separatområde indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik
1.-5.9.	47	300 kV Harpefoss-Nedre Vinstra	Produksjonsbegrensning i Harpefoss på dagtid.	Harpefoss
23.10.	24	132 kV Samnanger-Norheimsund	Separatområde Norheimsund-Ålvik	BKK, Bjølvo
29.10.	24	132 kV Samnanger-Norheimsund	Separatområde Norheimsund-Ålvik	BKK, Bjølvo
6.11.	24	132 kV Samnanger-Norheimsund	Separatområde Norheimsund-Ålvik	BKK, Bjølvo

123