

Tertial- rappport 02/2008

123

INNHOOLD

1. Systemansvarskostnader	5
2. Flaskehalshåndtering og spesialregulering	5
3. Handelsrgrenser	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

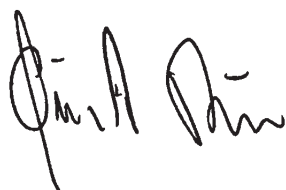
FORORD

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

Viktige hovedpunkter fra systemdriften dette tertialet er:

- NorNed ble åpnet for markedet fra og med 6. mai.
- Havari på 420 kV kabler over Oslofjorden har ført til store begrensninger i kraft overføringen mot Sverige og en utfordrende driftssituasjon.
- Skagerrak 3 i drift igjen 4. juli.

Denne rapporten for andre tertial 2008 omhandler perioden 1. mai til 31. august.



Øivind Rue
Konserndirektør
Nettstyringsdivisjonen

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 i (MNOK)	2004	2005	2006	2007	1. tertial 2008	2. tertial 2008
Regulerkraftopsjoner	60	52	49	31,1	21,2	0,7
Spesialreguleringer	74	147	138	115,1	26,0	61,6
Øvrige systemtjenester	75	59	84	71,4	21,7	58,0
Energiopsjoner	-	-	-	26,2	15,0	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 2. 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 flaskehalser mellom pris-områder 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:

$$((\text{Maksimal flyt} - \text{elspotflyt}) * (\text{prisforskjell mellom områdene})) / 2 \text{ (pr time)}$$

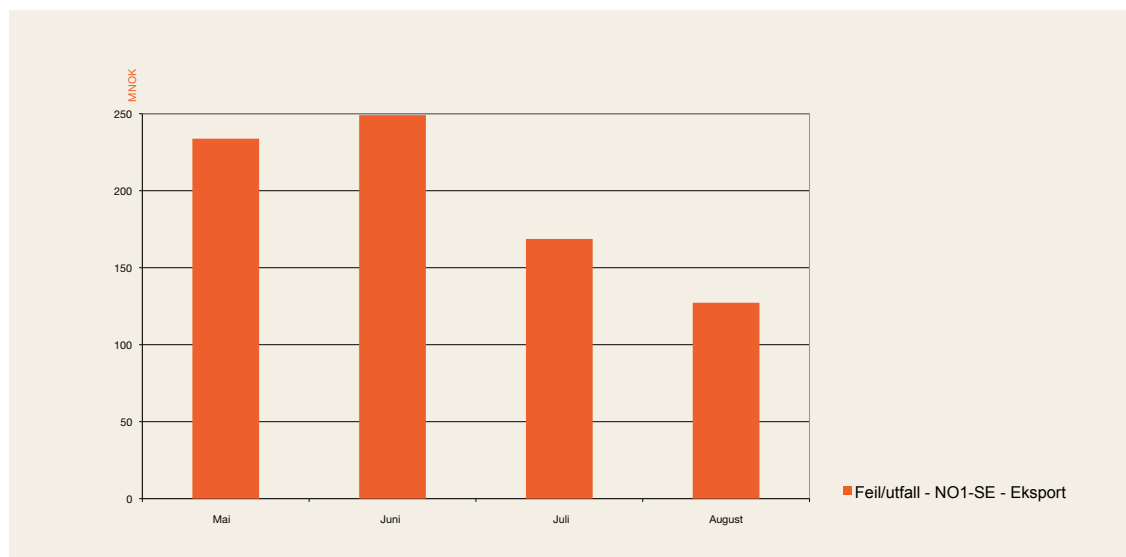
Denne beregningen fanger opp kostnadene ved begrensninger i overføringskapasiteten, gitt at elspotbudene er uavhengig av kapasitet. Vi gjør en forenkling ved at vi bruker prisforskjell ved elspotflyt, og hensyntar ikke at prisforskjellen ville blitt mindre ved maksimal flyt. Sistnevnte prisforskjell er ikke kjent, og det vil kreve en ny markedsklaringskjøring av Nord Pool 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 trafostasjon. Det samme gjelder kostnader som skyldes flaskehalser ved intakt nett, f. eks begrensninger i Hasle grunnet høy last i Oslo.

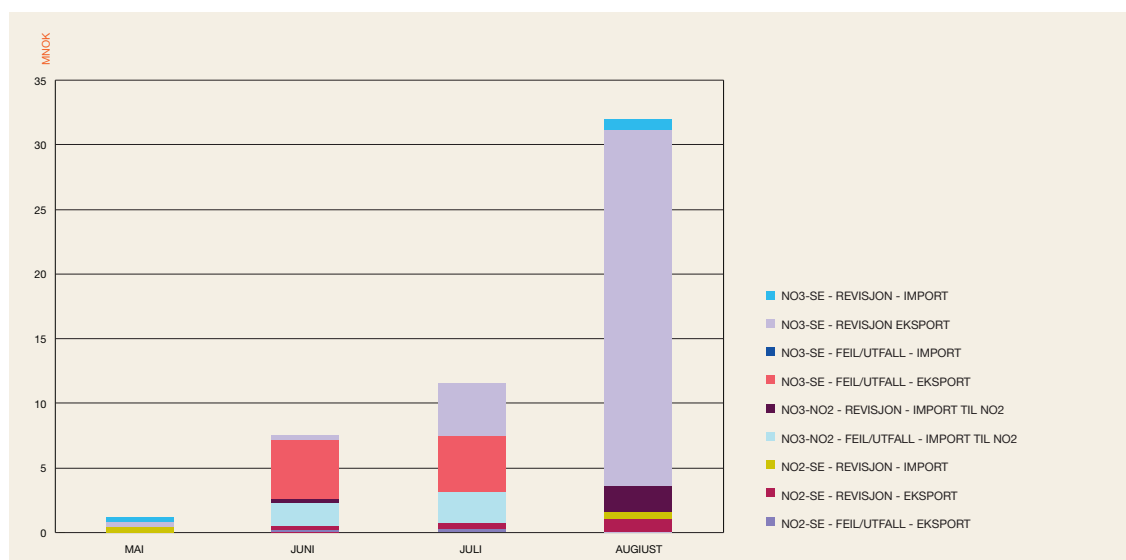
Samfunnsøkonomisk kostnad (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

År		2005	2006	2007	2008	1. Tertial 2008	2. Tertial
Sør-Norge - Sverige	Revisjon		23,1	15,6	75,8	8,6	-
	Feil/utfall		4,9	1,6	0,0	160,7	778,8
Midt- og Nord-Norge - Sverige	Revisjon		8,2	10,2	0,0	2,6	36,3
	Feil/utfall		3,9	1,7	13,6	1,1	9,3
Nord-Norge - Midt-Norge	Revisjon		1	1	1	0,0	4,4
	Feil/utfall		1	1	1	0,2	2,2
Sør-Norge – Jylland	Revisjon		3,7	-	34,6	0,0	1,3
	Feil/utfall		193,0	259,9	175,4 ²	174,9 ²	298,7 ³
Sør-Norge – Nederland	Revisjon						2,0
	Feil/utfall						16,3

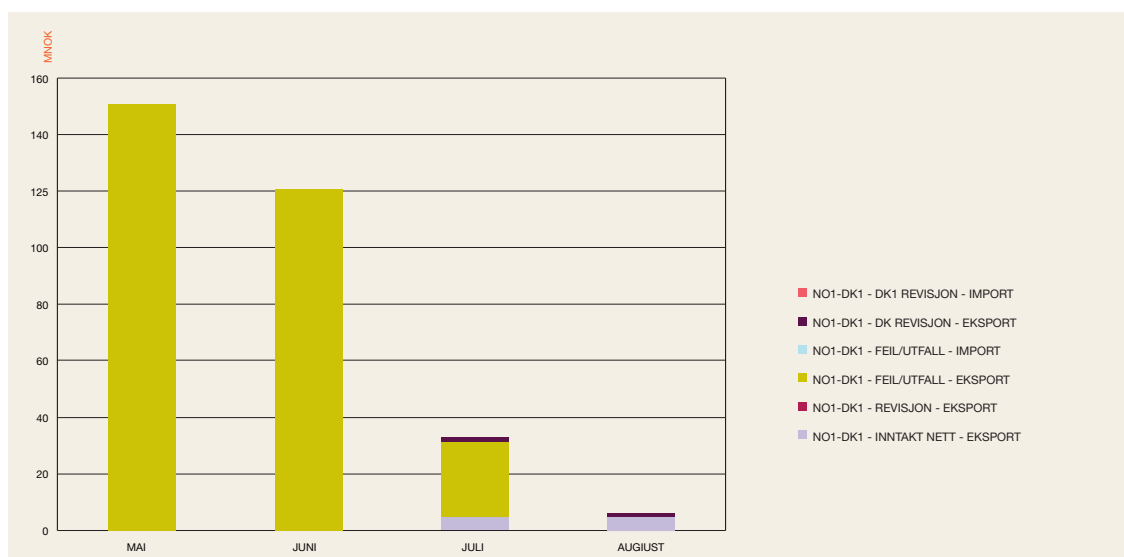
¹ Ikke beregnet. ² Havari hovedtransformator på Jylland. ³ Herav ca. 288 MNOK pga havari hovedtransformator på Jylland.



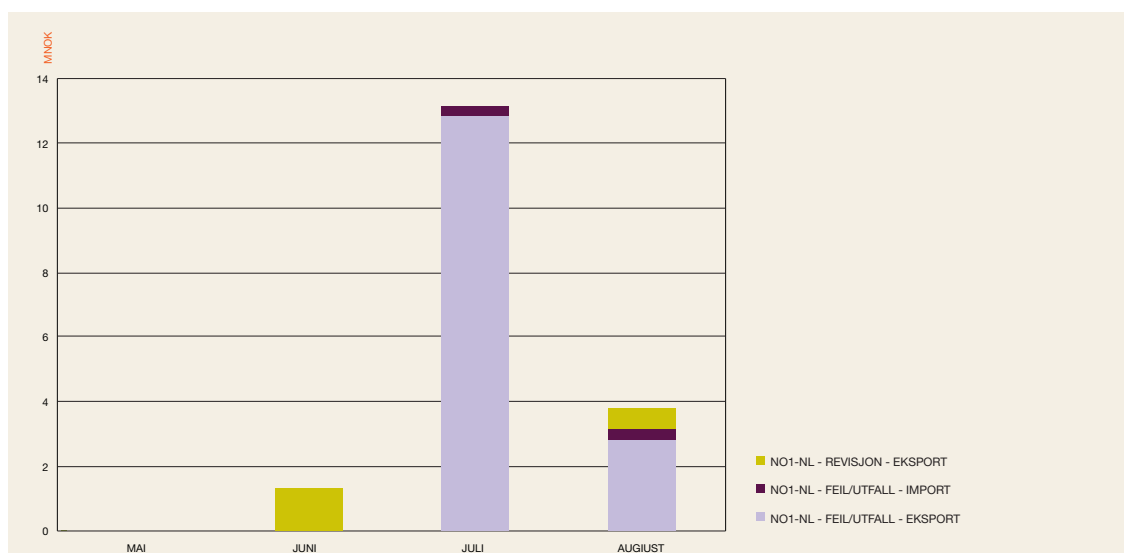
Samfunnsøkonomiske kostnader pr måned ved bortfall av overføringskapasitet Sør-Norge-Sverige



Samfunnsøkonomiske 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.

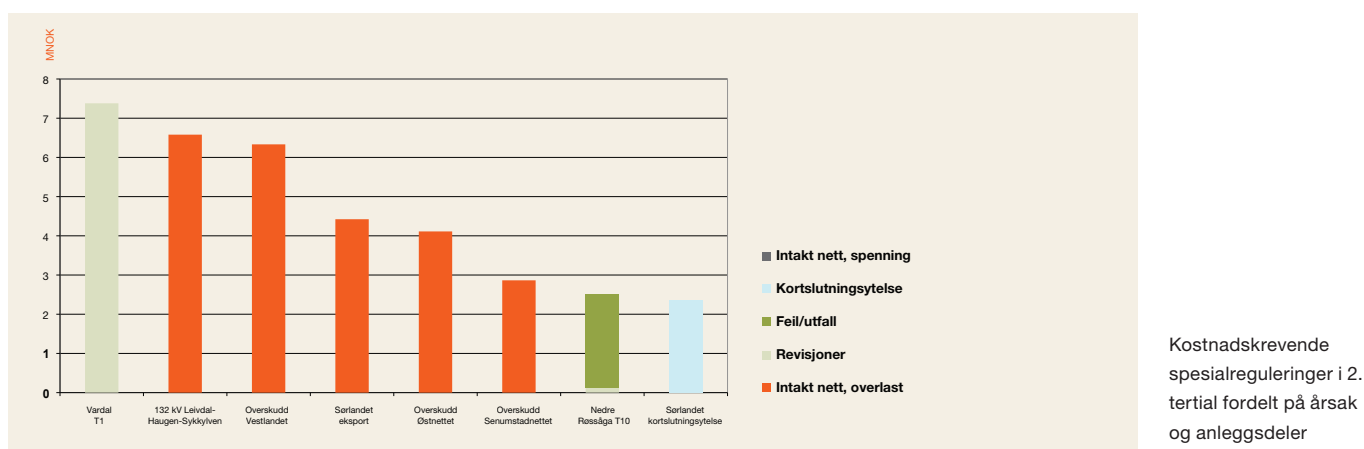
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

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

I 2004- 2007 og 1. og 2. tertial 2008 var kostnadene (i MNOK) fordelt slik på hovedtypene:

Årsak	2004	2005	2006	2007	1.tertia 2008	2.tertia 2008
Revisjon	37	53	48	49,7	10,7	6,8
Feil/utfall	24	59	36	8,4	10,8	19,0
Intakt nett, overlast	15	48	36	60,8	3,7	31,0
Intakt nett, spenning	-	-	18	4,9	0,1	3,3
Annet	1	1	1	1,0	0,5	3,5

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 2. tertial:

FEIL/UTFALL:

- o **Nedre Røssåga T10** falt 5. juni og måtte sendes fabrikk for reparasjon. Transformator T2 i Sylling ble flyttet til Nedre Røssåga som midlertidig erstatning for T10. Denne kom i drift 20. juli. I mellomtiden påløp det 2,4 MNOK i spesialreguleringskostnader pga produksjonsoverskudd i NO3 nord for Nedre Røssåga.

REVISJON:

- o **Vardal T1 og overskudd i Østnettet:** Vardal transformatorstasjon var utkoblet uke 22-33 for ombygging/utvidelse og stort produksjonsoverskudd i Østnettet førte til store spesialreguleringskostnader. Under utkoblingsperioden av Vardal T1 ble spesialreguleringskostnadene 7,4 MNOK.

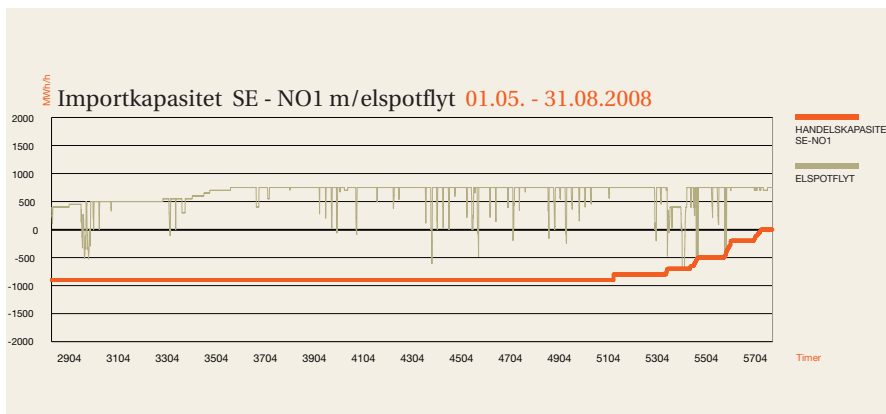
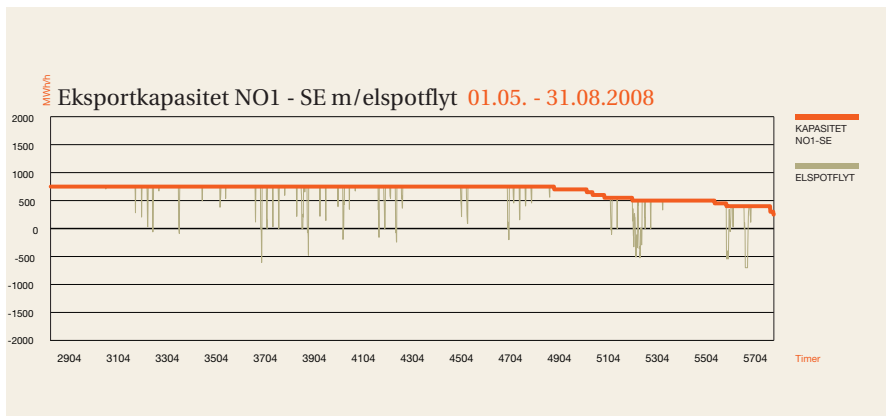
INTAKT NETT:

- o **Overskudd Østnettet:** Etter innkobling av Vardal T1 var det fortsatt stort produksjonsoverskudd i Østnettet og i ukene 33-34 påløp det 4,1 MNOK i spesialreguleringskostnader.
- o **132 kV ledningene Leivdal-Haugen-Sykkylven:** Hele produksjonen i Åskåra har vært anmeldt i NO2 og pga for lav overføringskapasitet på ledningene har en del av produksjonen blitt til dels flyttet til lavprisområdet NO1 eller nedregulert. Totalt ble spesialreguleringskostnadene 6,6 MNOK.
- o **Overskudd Vestlandet:** Produksjonsoverskudd på Vestlandet, spesielt i snitt der 300 kV ledningen Fardal-Aurland, har ført til spesialreguleringskostnader på 6,3 MNOK. 300 kV nettet har vært delt mellom Fardal og Hove for å få maksimal overføring ut av området.
- o **Sørlandet eksport:** Ved høy eksport på NorNed og Skagerrak-kablene var det i juli og august periodevis behov for oppregulering av produksjon i sørlandsområdet. Som regel var det overlast på snittet av 300 kV ledningene Tjørhom-Tonstad + Lyse-Duge som initierte spesialreguleringer. Totalt ble det 4,4 MNOK i spesialreguleringskostnader.

Sørlandet kortslutningsytelse: I ukene 32-34 påløp det 2,4 MNOK i spesialreguleringskostnader pga for lav kortslutningsytelse i Fedal. Det er hovedsakelig igangkjøring av generatorer i Sira-Kvina som avhjelper problemet.

3. HANDELSGRENSER

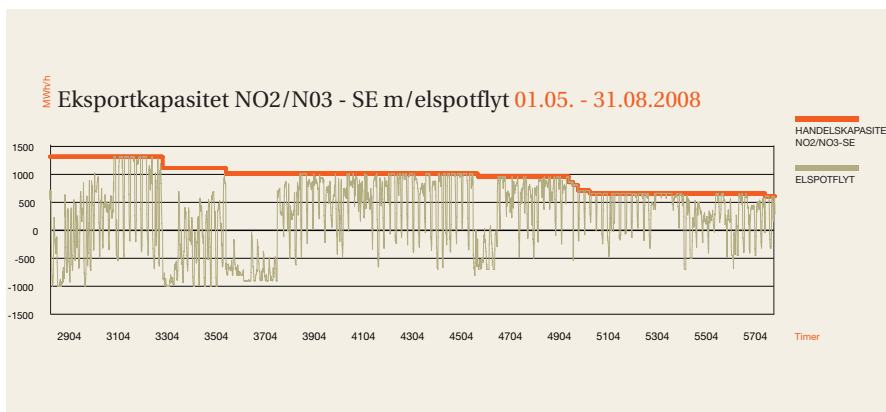
3.1 Varighetskurver for handelskapasitet med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene:

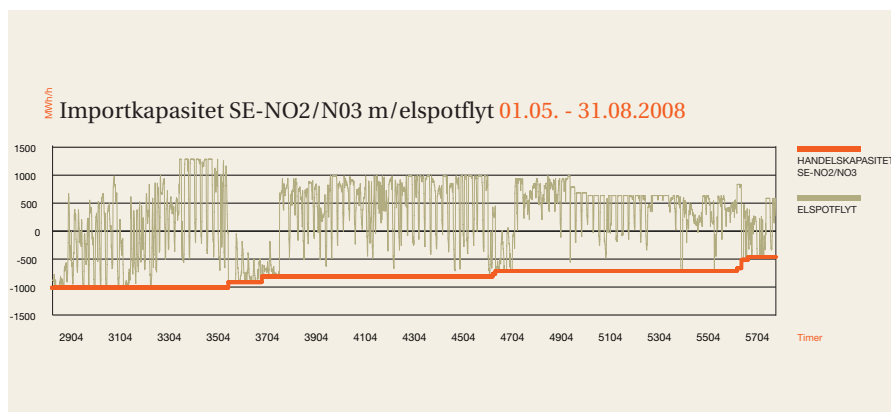


Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Sverige over Haslesnittet.

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

Feil på 420 kV sjøkabler i Oslofjorden der Rød-Hasle har vært utkoblet og Sylling-Tegneby har hatt halv overføringskapasitet har ført til betydelige reduksjoner eksport-/importkapasiteten i Haslesnittet. Eksportkapasiteten har variert fra 400 til 750 MW avhengig av last-/produksjonsforhold i østlandsområdet. Importkapasiteten har variert fra 700 til 900 MW. Importkapasiteten har kortere perioder vært ytterligere redusert pga forhold i Sverige.





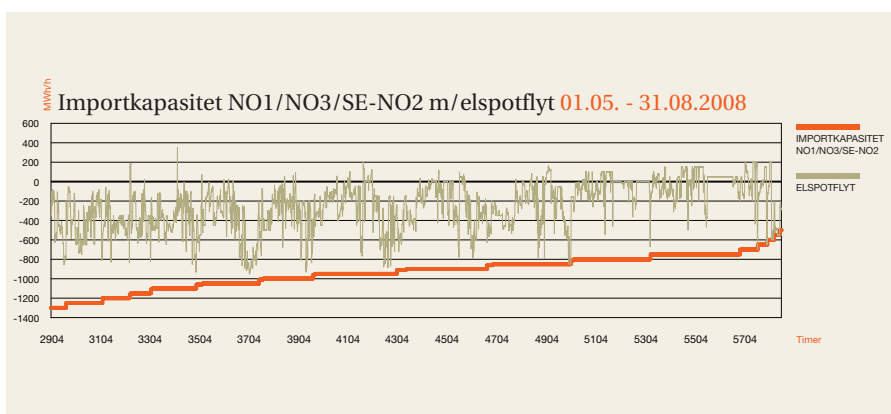
Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Midt-/ Nord-Norge og Sverige.

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).

Havari på 420/300 kV transformator T10 i Nedre Røssåga førte til at eksport- og importkapasiteten NO3-SE var redusert med henholdsvis 250-300 og 200 MW fra 7. juni til 20. juli. Eksportkapasiteten NO2-SE var redusert med 50 MW av samme årsak. Overføringskapasiteten fra NO3 til NO2 var redusert med 100-200 MW av samme årsak.

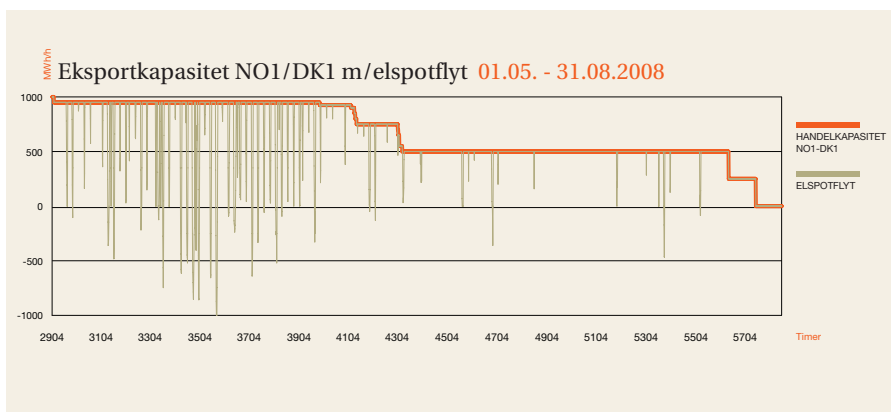
420 kV ledningen Ofoten-Ritsem var utkoblet uke 31-35 for revisjonsarbeid og eksportkapasiteten NO3-SE var redusert med inntil 550 MW. Importkapasiteten var redusert med inntil 300 MW. Eksportkapasiteten NO2-SE var samtidig redusert med henholdsvis 100 MW og importkapasiteten med inntil 250 MW. Overføringskapasiteten NO3-NO2 var redusert med 50 MW i denne perioden.

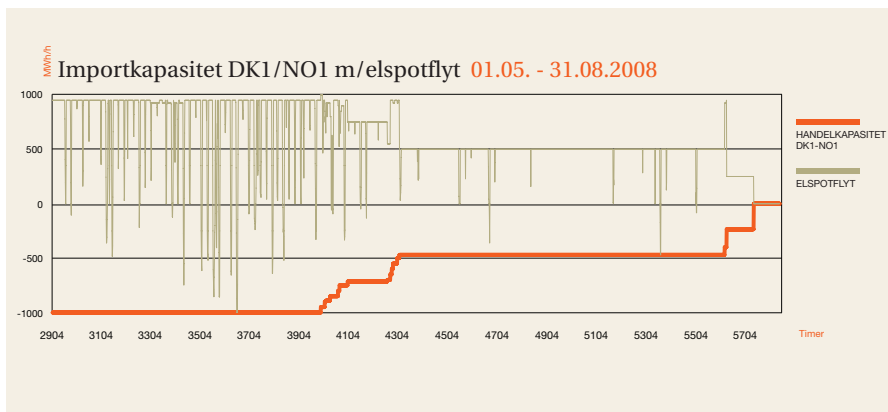
For øvrig har det vært en del utkoblinger for andre revisjonsarbeider som har påvirket handelskapasitetene.



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.



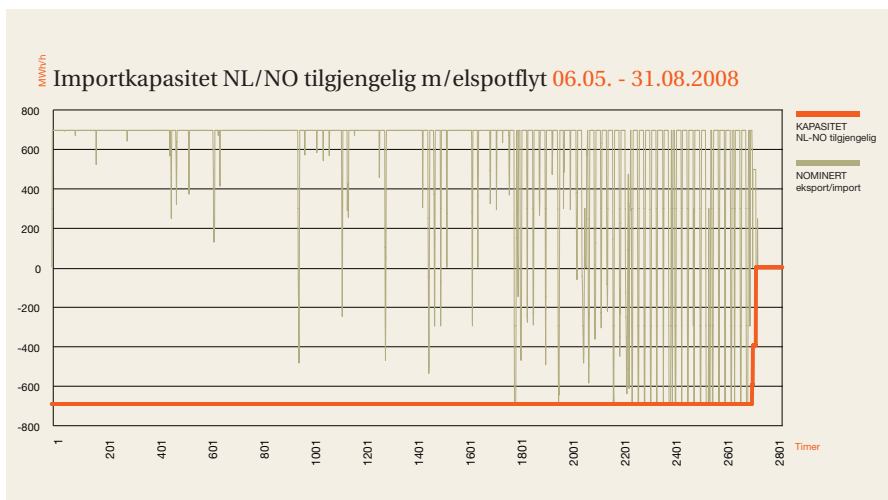
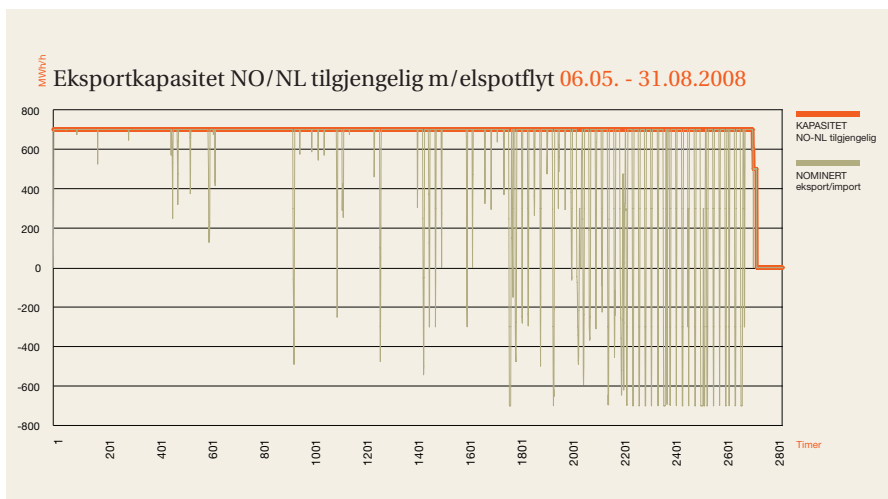


Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Jylland

Import-/eksportkapasiteten på Skagerrakkablene er normalt 950/1000 MW referert Kristiansand transformatorstasjon. Skagerrak 3 var ute av drift fram til 4. juli og eksport-/importkapasiteten på Skagerrak 1+2 var henholdsvis 500 og 470 MW. Skagerrak 3 kom inn 4. juli med full kapasitet. Skagerrak 2 (250 MW) var utkoblet for omkoblingsarbeider i en periode fram til 10. juli, og fra 11. juli var det full eksport- og importkapasitet Norge-Jylland.

Alle kablene var utkoblet for revisjon i uke 21.

Revisjon på 300 kV samleskinne i Tonstad 28. august førte til at eksport-/importkapasiteten var redusert til 550/700 MW. For øvrig har det vært enkelte kortvarige kapasitetsreduksjoner pga revisjoner i nettet på Jylland.



Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med nominert eksport/import mellom Norge og Nederland fra og med 6. mai.

NorNed: ble tilgjengelig for ordinær handel fra og med 6. mai. Handelskapasiteten var satt til null 28. - 30. juli og 21. august ved feiltilfeller i Fedå. Revisjonsarbeid på 300 kV samleskinne i Tonstad 28. august førte til at eksport-/importkapasiteten ble satt til 500/400 MW.

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 2. tertial er regnskapsført med 2,5 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. elspotområde.

Innkjøp av frekvensstyrte reserver i 2. tertial er regnskapsført med 49,8 MNOK.

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. 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 med 420 kV ledningen Rød-Hasle utkoblet og halv kapasitet på 420 kV ledningen Sylling-Tegneby. Høy regulærstyrke i Sør-Norge med maksimal eksport gjør det driftsmessig vanskelig å håndtere snittgrenser i Sør-Norge, der spesielt 420 kV ledningen Sylling-Tegneby inngår.

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

I 2. tertial har det vært initiert PFK ved 2 tilfeller. Kostnadene totalt for 2. 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.

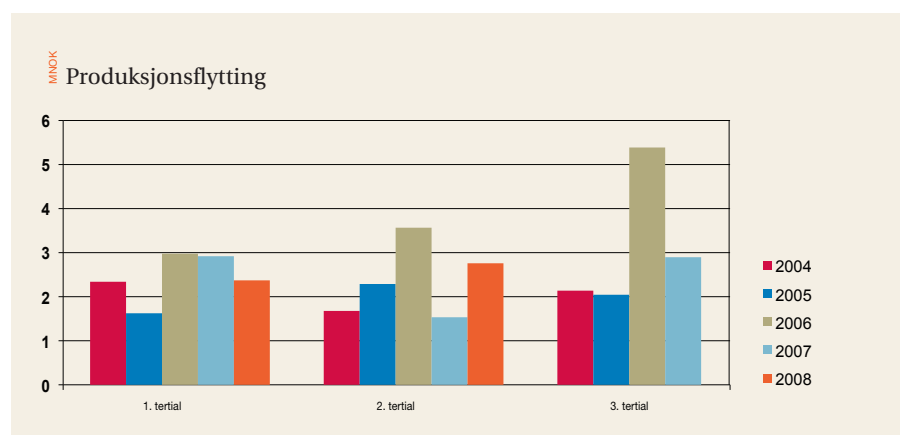
For underskudd på Nordvestlandet er LFK på Sunndalsøra (150 eller 400 MW) tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved flere hendelser i området.

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.

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 2. tertial 2008 var kostnadene for produksjonsflyttingen 2,6 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

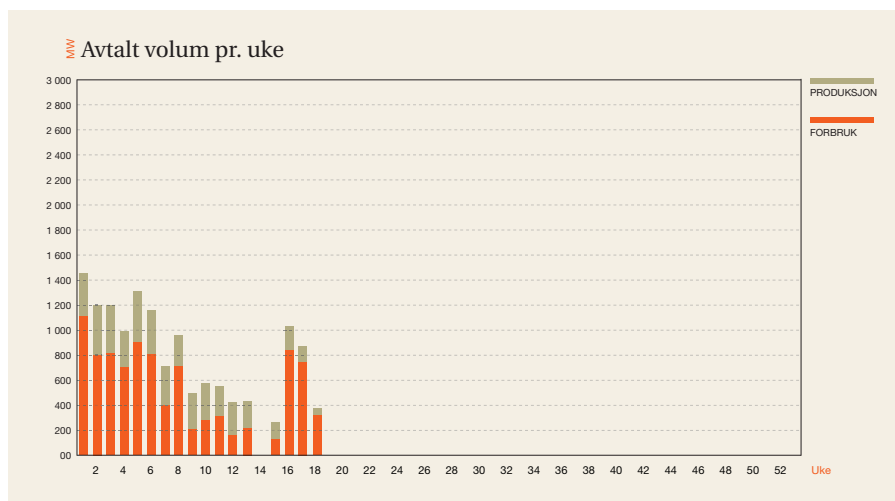
Statnett har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft tilgjengelig til at også vanskelige driftssituasjoner kan håndteres. Dette kan eksempelvis være en situasjon med høyt forbruk og tilhørende effektknapphet, eller med problemer i kraftnettet der det kreves at man har tilstrekkelig reserve 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 uke 18 ble det handlet i RKOM pga testkjøring med 700 MW eksport på NorNed samtidig med del generatorrevisjoner. Senere i 2. tertial var det ingen handel i RKOM.

I 2. tertial 2008 var kostnadene for innkjøp av RK-opsjoner, inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve, for 0,7 MNOK. Tilsvarende tall for 2. tertial 2007 var 3,0 MNOK og 2,0 MNOK for 2. 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).

Budfristen for Energiopsjoner for sesongen 2008/2009 er satt til 31. oktober 2008, med vedståelsesfrist 13. november. Budaktiveringsperioden er uke 1-20 2009.

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.

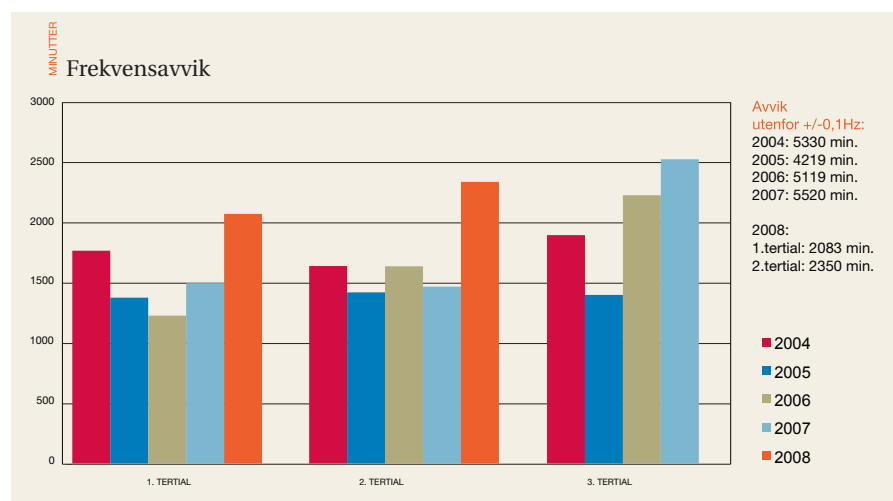
Ved utkobling av 420 kV ledningen Viklandet-Fræna med N-0 drift i Mørenettet, 26. - 28. august, ble det registrert ca. kr. 270 000 i sparte kostnader.

7. UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF

Det har ikke vært utkobling av forbruk med redusert tariff i 2. 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 over 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 2. tertial

Dato	Antall timer	Driftsstans områdestasjonsgrupper	Berørt	Berørte
9.-15.5.	70	Oksla T2	Separatområde under Oksla T2	Tyssefaldene
5.-16.5.	273	132 kV Senumstad-Vassfossen 1 og 2	Separatområde Risdal	Risdal
18.8.-7.9.	477	300 kV Leirdøla-Fortun	Separatområde indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik
3.-4.j6.	32	300 kV Blåfalli-Blåfalli Vik	Stans av Blåfalli Vik	SKL (Blåfalli Vik)
26.5.	11	132 kV Årlifoss-Grønnvollfoss	Begrenset overføring Såheim-Mår	Rjukanverkene
5.6.	6	300 kV Nesflaten-Songa	Stans av Kjela kraftverk	Tokke
18.6.	9	300 kV Hemsil1-Borgund Borgund og Øljusjøen	Separatområde under	Borgund
16.6. og 20.6.	6	300 kV Tokke-Eidsborg	Stans Lio kraftverk og separatområde under Byrte kraftverk	Tokke
7. og 9.7	23	300 kV Lio-Byrte	Lio og Byrte kraftverker	
4.-30.8.	631	132 kV Brokke-Knardalstrand 1+2	Stans av produksjon som er tilknyttet ledningen og tilpasning av produksjon i Brokke til kapasitet Brokke-Senumstad	Agder

