

Tertial- rappport

123

INNHold

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

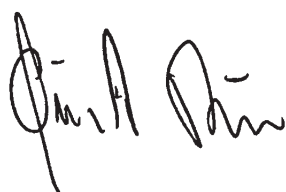
FORORD

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

Viktige hovedpunkter fra systemdriften dette tertialet er:

- Oslofjordforbindelsen 420 kV Rød-Hasle tilbake i ordinær drift fra 16. oktober, men med 65 % overføringskapasitet.
- Mellomriksforbindelsen 420 kV Nea-Järpstrømmen idriftsatt 12. oktober etter ombygging fra 300 kV.

Denne rapporten for tredje tertial 2009 omhandler perioden 1. september til 31. desember.



Øivind Rue
Konserndirektør
Nettstyringsdivisjonen

1. SYSTEMANSVARSKOSTNADER

1.1 Sammenheng av økonomiske tall knyttet til Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap

Variable systemdriftskostnader i MNOK	2005	2006	2007	2008	3. tertial 2009	Sum 2009
Regulerkraftopsjoner	52	49	31	34	24,7	50,1
Spesialreguleringer	147	138	115	117	71,7	152,5
Øvrige systemtjenester 1)	59	84	71	94	30,9	140,2
Energiopsjoner	-	-	26	24	-	8,9

1) Systemvern, produksjonstilpassing, regulerstyrke, reaktiv effekt, innfasingreserve og erstatning ved flytting av revisjoner.

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 ble skilt ut som eget elspotområde fra og med 13. april. Dette var nødvendig på grunn av lite vann i vannmagasinene i regionen kombinert med redusert nettkapasitet til området. Kapasitetsreduksjonen skyldes utkobling av kraftledningen fra Sverige til Midt-Norge i sommer på grunn av bygging av ny ledning med høyere kapasitet.

Elspotområdene i det nordiske kraftmarkedet i denne perioden er Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2), Nord-Norge (NO3), Vest-Danmark (DK1), Øst-Danmark (DK2), Sverige (SE) og Finland (FI).

ELSPOTOMRÅDER I 3. TERTIAL 2009:

- 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 beregnet og publisert samfunnsøkonomiske kostnader ved flaskehals mellom prisområder i Norge eller flaskehals mot 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 Statnetts investeringsanalyser, der reduksjon av flaskehalskostnad er en av faktorene som utløser bygging av ny kapasitet. Vi trekker ut disse kostnadene og får da:

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

Statnett ønsker å beregne samfunnsøkonomiske konsekvenser av revisjoner og feil i systemet for å optimalisere arbeidsprosesser i Statnett. 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 markedsklareringskjøring 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, 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 flaskehals ved intakt nett, f. eks begrensninger i Hasle grunnet høy last i Oslo.

Metoden egner seg godt ved mindre og kortvarige reduksjoner i kapasitet som følge av feil og revisjoner. I beregningen av markedskostnader mellom Sør-Norge – Sverige for 3. tertial 2009 gir formelen 130 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

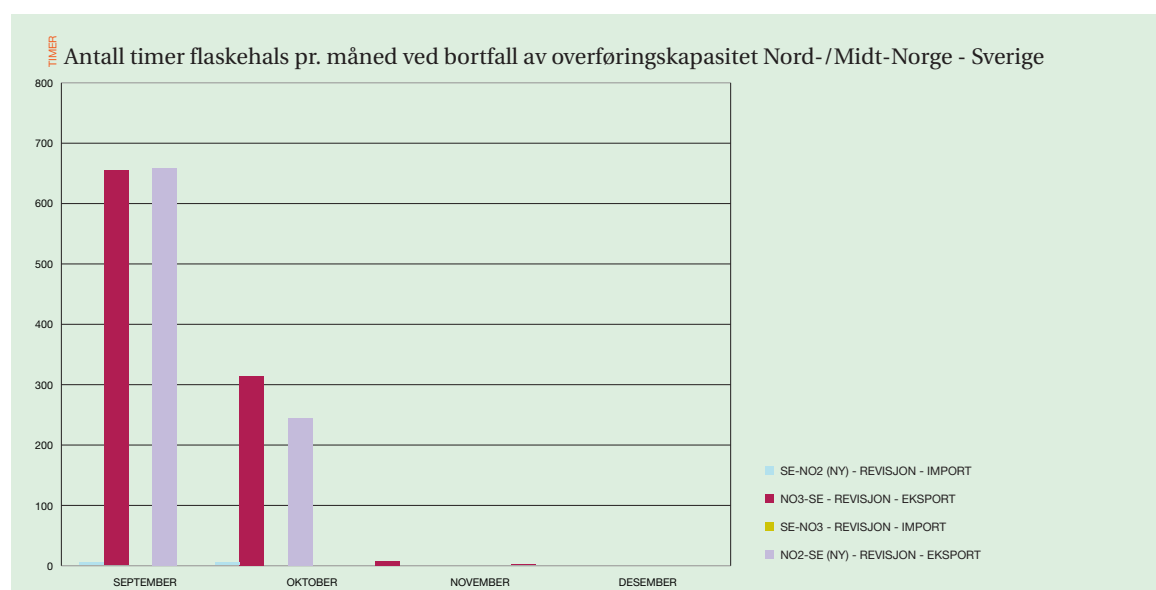
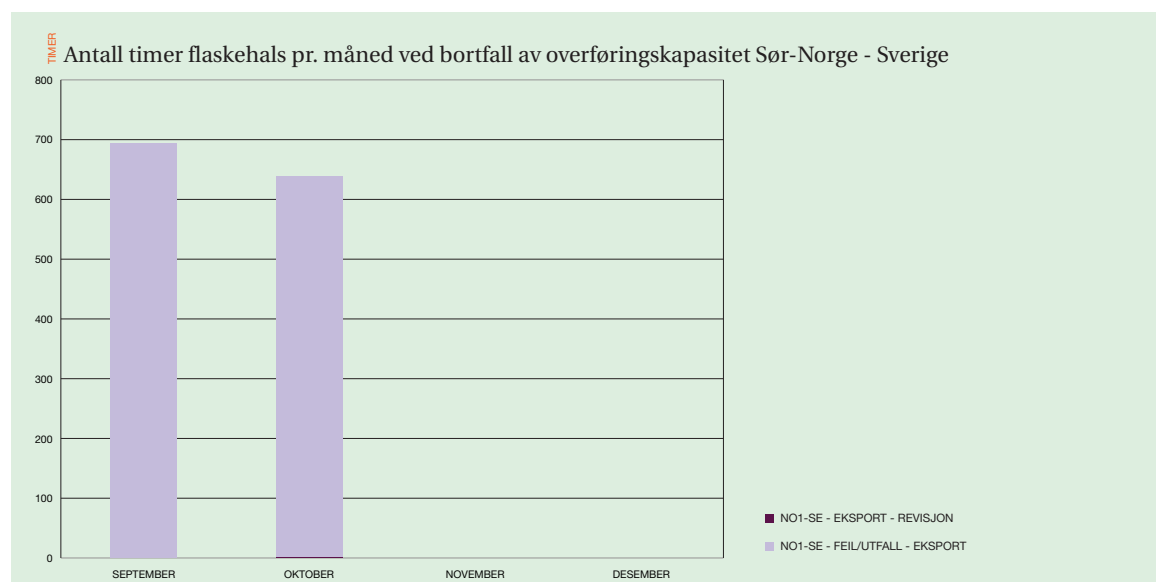
og Sverige ville vært mindre uten feilene over Oslofjorden, og at det i mange timer ikke ville vært full utnyttelse av kapasiteten.

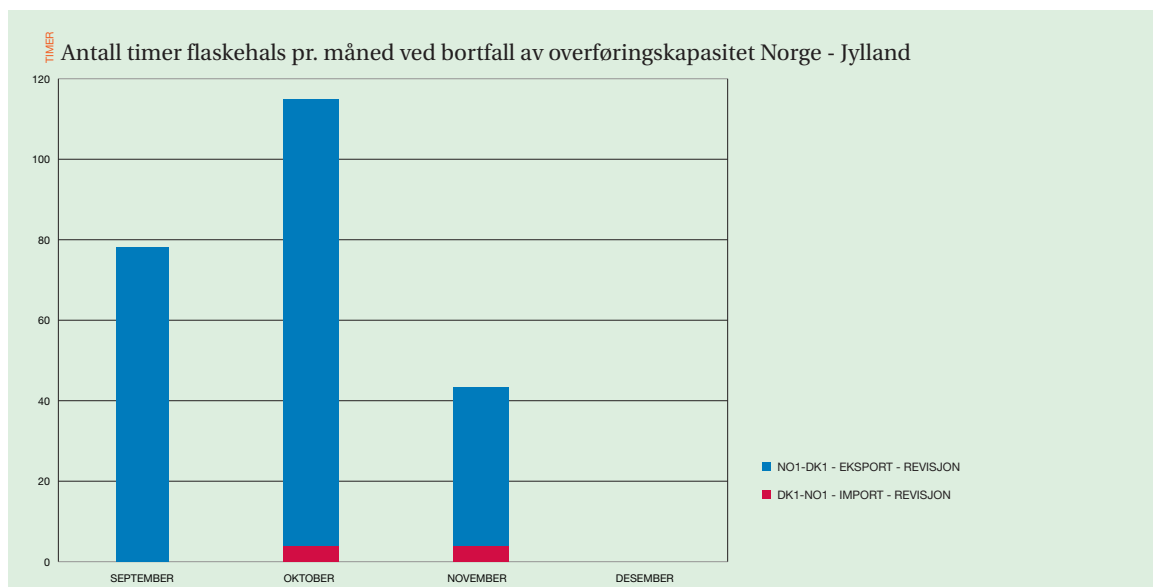
- Metoden tar ikke hensyn til at aktørenes bud i markedet vil påvirkes av en såpass omfattende kapasitetsreduksjon.

Samfunnsøkonomisk kostnad (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet

År		2005	2006	2007	2008	2009			2009 Sum
						1. tertial	2. tertial	3. tertial	
Sør-Norge - Sverige	Revisjon	23	16	76	9	0	0	0	0
	Feil/utfall	5	2	0	500-1000 ¹⁾	17,0 ¹⁾	35 ¹⁾	65 ¹⁾	117 ¹⁾
Midt og Nord-Norge - Sverige	Revisjon	8	10	0	55	4	53	59	116
	Feil/utfall	4	2	14	10	0	0	0	0
Sør-Norge - Jylland	Revisjon	4	-	35	25	2	8	9	19
	Feil/utfall	193	260	175	474	1	0	0	1
Sør-Norge - Nederland	Revisjon				29	2	1	0	3
	Feil/utfall				16	60	22	0	82

¹⁾ Estimert, se teksten ovenfor.





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.

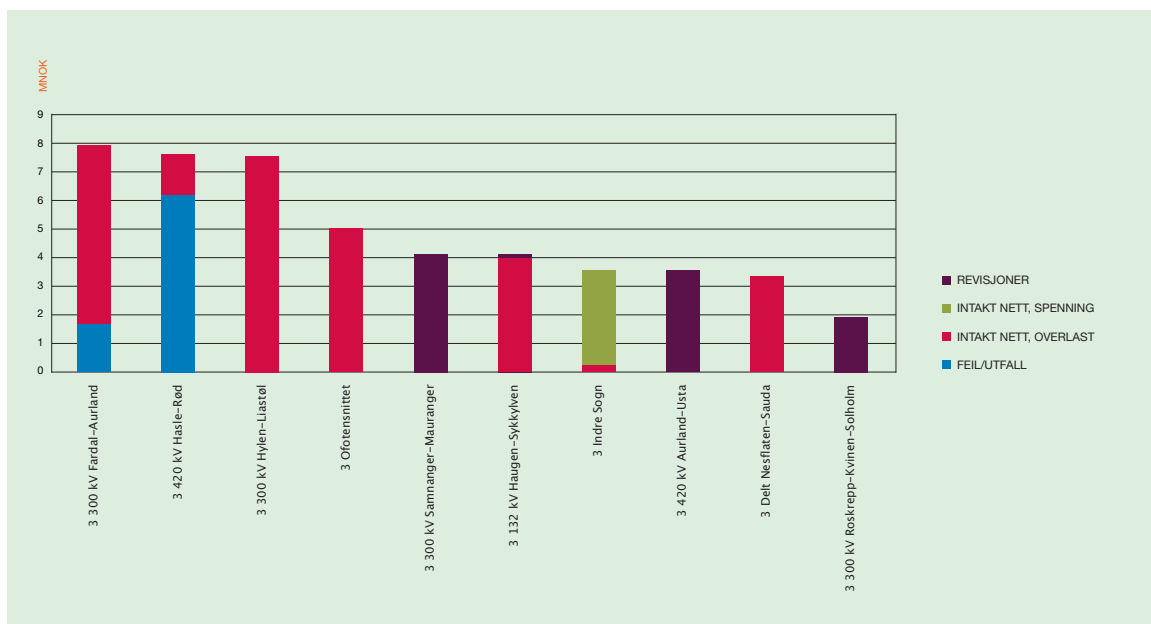
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

- **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 2005- 2008 og 1., 2. og 3. tertial 2009 var kostnadene (i MNOK) fordelt slik på hovedtypene:

Årsak	2005	2006	2007	2008	2009			2009 Sum
					1. tertial	2. tertial	3. tertial	
Revisjoner	53	48	50	38	3,3	52,9	18,7	74,9
Feil/utfall	59	36	8	19	4,9	4,1	8,8	17,9
Intakt nett, overlast	48	36	61	50	5,2	3,9	40,7	49,8
Intakt nett, spenning	-	18	5	6	4,3	0,2	3,6	8,1
Annet	1	1	1	4	0,2	3,4	0,3	3,9

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 fordelt på årsak og anleggsdeler

Kostnadskrevende spesialreguleringer i 3. tertial:

Intakt nett:

- **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 flaskehals på 300 kV ledningene Fardal-Aurland og Hylen-Liastøl samt snitt i 300 kV nettet mot Østlandet ved delt drift i Nesflaten.

- **Ofotensnittet:** Underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten førte til en del spesialreguleringer i november-desember.

Feil/utfall:

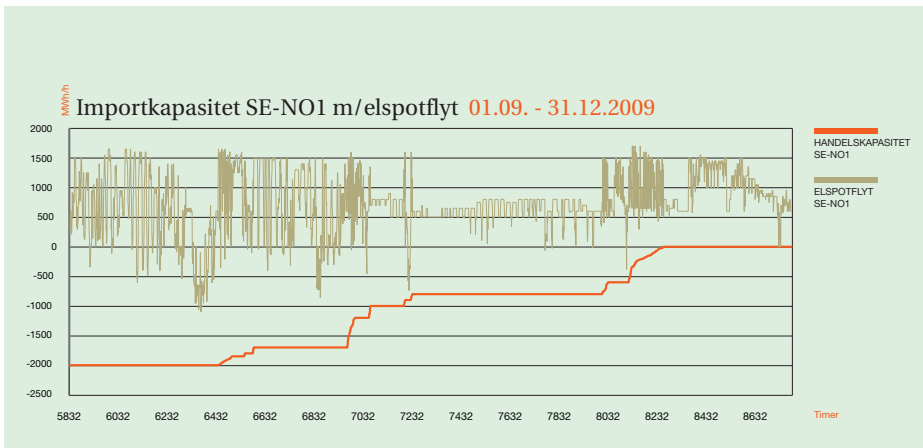
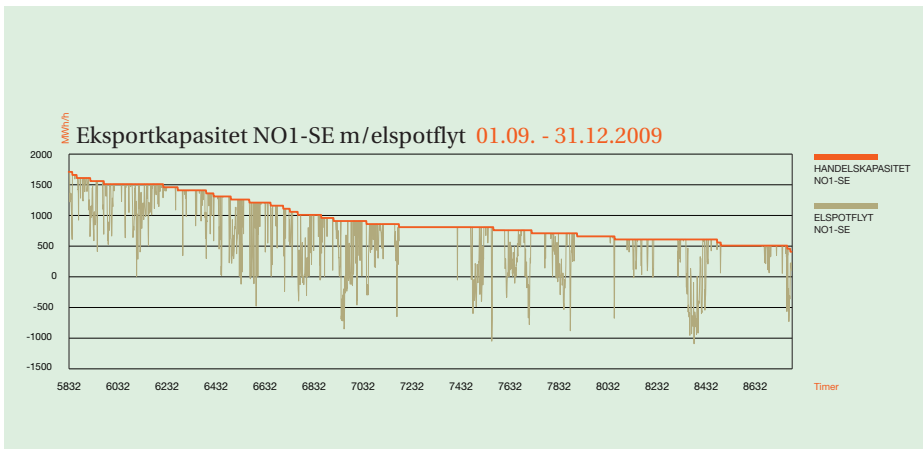
- **420 kV Hasle-Rød:** Fram til 16. oktober, da ledningen ble idriftsatt etter kabelproblemene i Oslofjorden, påløp det en del spesialreguleringskostnader. Revisjonsutkobling samtidig av 300 kV ledningen Flesaker-Tegneby i september, førte til ytterlig begrenset kapasitet i Flesakersnittet. Effektflyt vestover i Flesakersnittet ved eksport på NorNed og Skagerrak førte til oppreguleringsbehov på SørVestlandet og Sørlandet samtidig med nedregulering for produksjonsoverskuddet på Vestlandet.

Revisjoner:

- **300 kV Samnanger-Mauranger:** Det var stort produksjonsoverskudd på Vestlandet da linjen var utkoblet i uke 37.

3. HANDELSGRENSER

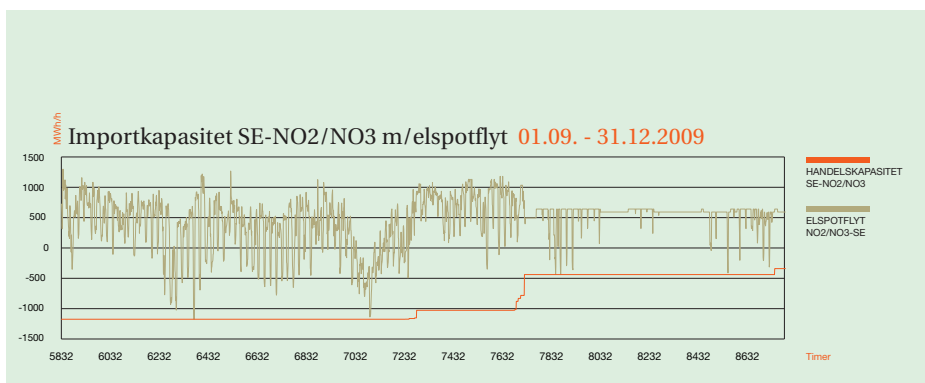
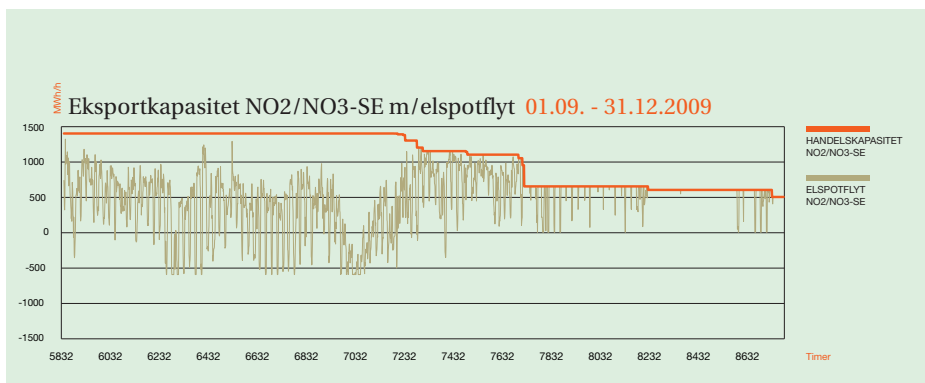
3.1 Varighetskurver for handelskapasitet med elspotflyt mellom de ulike elspotområdene:



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 kablene Rød-Hasle i Oslofjorden har ført til betydelige reduksjoner for eksport-/importkapasiteten i Haslesnittet. 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.

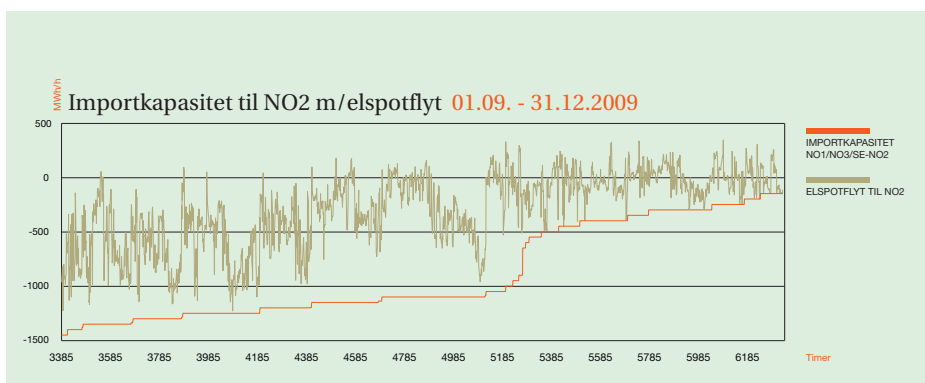
Rød-Hasle ble idriftsatt 16. oktober med 65 % av tidligere kapasitet (før april 2008). Produksjonsfordelingen bak Flesaker- og Hallingdalkorridoren ga fortsatt variabel og redusert eksportkapasitet i Haslesnittet. Ved høyt forbruk i østlandsområdet, "høy oslolast", blir eksportkapasiteten redusert trinnvis etter størrelsen på "oslolasten". 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.



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) var 1300/1100 MW (NO₂-SE: 500/500MW og NO₃-SE: 800/600 MW), inntil ledningen Nea-Järpen ble idriftsatt 15. oktober med 420 kV driftsspenning. Deretter økte eksport-/importkapasiteten NO₂-SE til 600/600 MW.

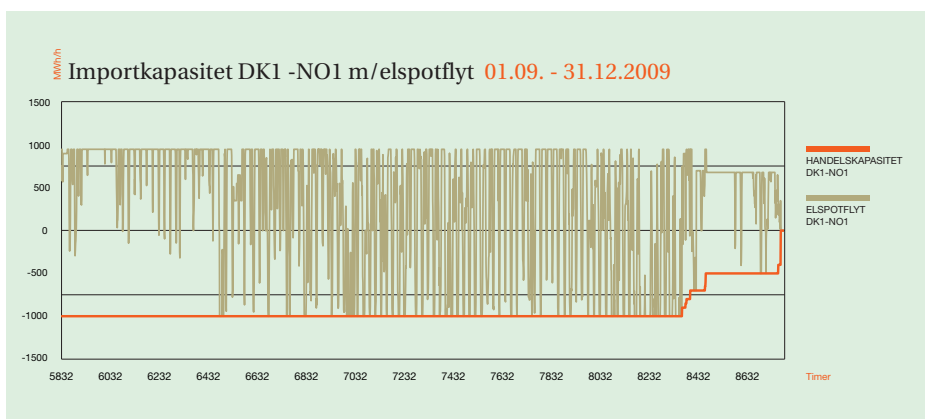
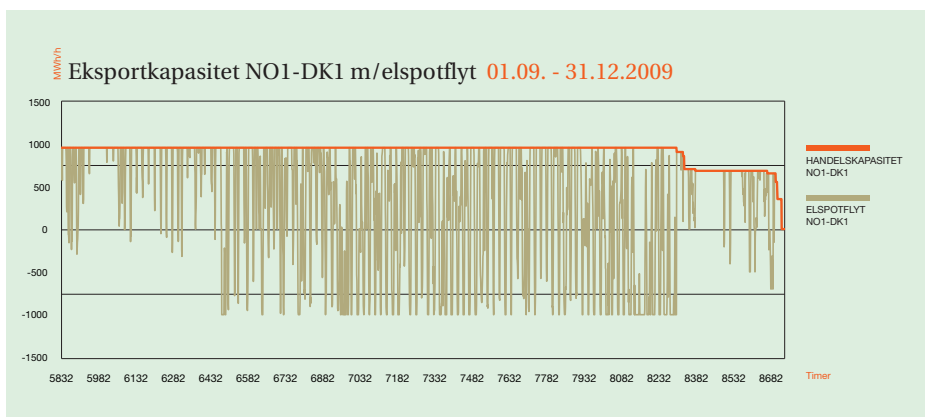
Mens ledningen Nea-Järpen var utkoblet for ombygging fram til 15. oktober var det 0 eksport-/importkapasitet NO₂-SE. Enkelte revisjonsutkoblinger i 300 og 420 kV nettet i Midt- og Nord-Norge senere på høsten førte til noe redusert eksport-/importkapasitet. Utkoblingen av Nea-Järpen betød også 150 MW redusert eksport-/importkapasitet NO₃-SE. Revisjonsutkoblinger i det øvrige 300 og 420 kV nettet i Midt- og Nord-Norge førte også til noe redusert kapasitet.



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

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.

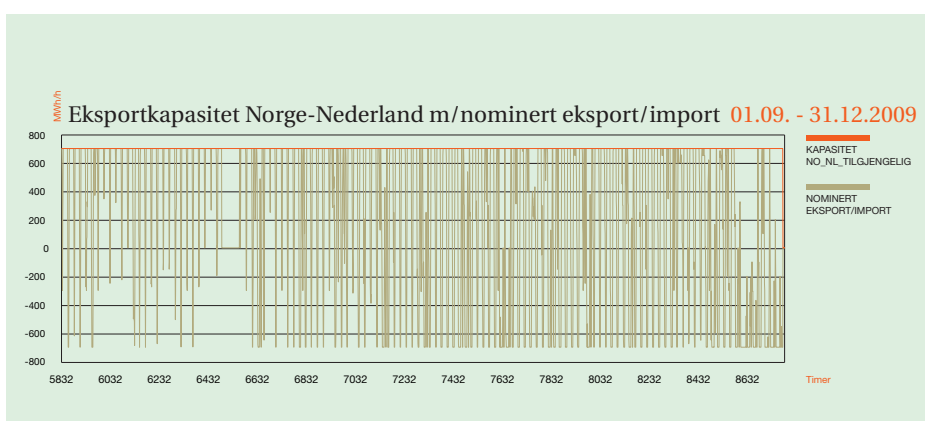
Uten utkobling av tilførselsledninger vil den normale importkapasiteten til Midt-Norge variere fra 1500 til 1200 MW. Den blir påvirket av produksjonsfordelingen både internt i Midt-Norge, i Nord-Norge og Sør-Norge samt overføring i det svenske nettet. Utkoblingen av ledningen Nea-Järpen sammen med øvrige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

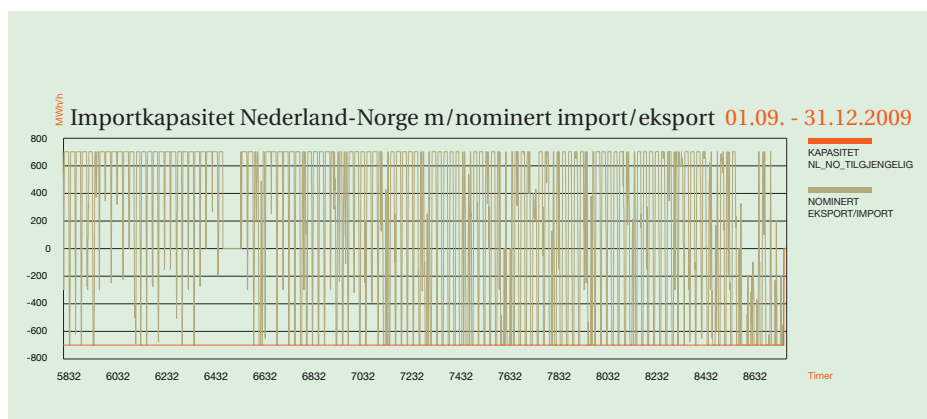


Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Sør-Norge og Jylland.

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

Revisjonsarbeider i Kristiansand transformatorstasjon førte i flere perioder til drift på kun én 300 kV samleskinne, og eksport-/importkapasiteten var redusert med henholdsvis 270 og 500 MW. 25. september på dagtid var alle kablene utkoblet for nødvendig feilretting. For øvrig har det vært enkelte dager i september-oktober med redusert kapasitet på grunn av revisjonsarbeid i Danmark.





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. Natt til lørdag 28. november var NorNed utkoblet på grunn av revisjonsarbeid i Nederland. For øvrig har det ikke vært redusert kapasitet på NorNed i 3. tertial.

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 3. tertial er regnskapsført med 8,6 MNOK. Sum kostnader i 2009 var 12,9 MNOK mot 5,2 MNOK i 2008.

4.2 Frekvensstyrt reserve

Det nye markedet for frekvensstyrte reserver ble åpnet i januar/2008. Produktene i markedet er Frekvensstyrt Normaldriftsreserve (FNR) og Frekvensstyrt Driftsførstyrrelses-reserve (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 3. tertial er regnskapsført med 15,7 MNOK inkludert grunnleveransen. Sum for 2009 var 119,8 MNOK mot 74,1 MNOK i 2008.

Frekvensstyrte reserver utover nasjonalt behov kan eksporteres som regulérstyrke til andre land i Norden. Eksport betyr at Statnett handler et større volum i uke-/døgnmarkedet enn norsk behov. Tilbyderne i det norske markedet blir derfor godtgjort gjennom økt kjøp i det norske markedet. Det er regnskapsført en netto inntekt på eksport av frekvensstyrte reserver på 0,8 MNOK i 3. tertial. For 2009 var netto inntekt 2,3 MNOK mot 6,8 MNOK i 2008.

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. PFK blir også benyttet for å øke overføringskapasiteten fra enkelte overskuddsområder i regionalnett.

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 frakopling 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.

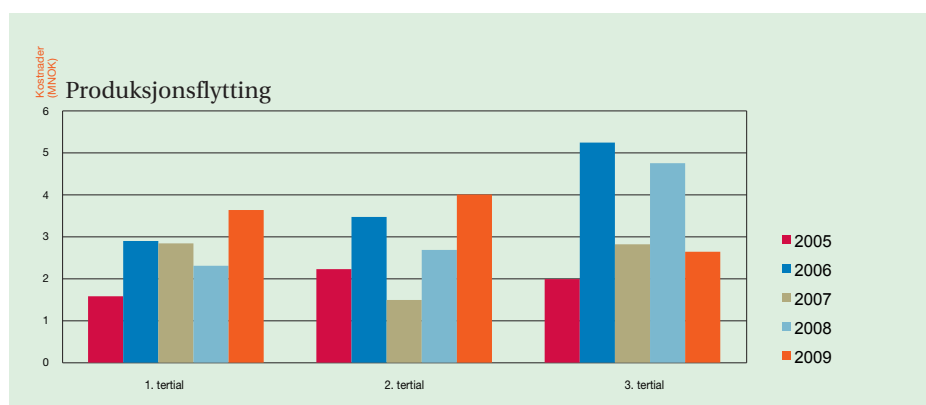
I 3. tertial ble PFK initiert to ganger 3. november, begge ganger feilaktig på to aggregat. Releinnstillingene for systemvernet ble deretter gjennomgått. Sum kostnader i 2009 for PFK er regnskapsført til 2,8 MNOK mot 7,2 MNOK i 2008.

4.4 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 Nesflaten-Sauda eller Hysten-Sauda. For underskudd på Nordvestlandet er BFK på Sunndalsøra (400 MW) tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved overlast på 420 kV ledningen Järpen-Nea, utfall av 300 kV ledningen Klæbu-Orkdal eller Orkdal-Aura, utfall av transformator T1 eller T2 i Aura og lav spenning på 300 kV samleskinner i Aura. For underskudd i Nord-Norge nord for Ofoten (Ofoten-, Narvik- og 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 totalt nettsammenbrudd ved linjeutfall i underskuddsituasjoner. 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.

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 inntil 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 2009 er det beregnet 2,7 MNOK i kostnader for produksjonsflytting. Regnskapstallene for hele 2009 viser en kostnad på 4,6 MNOK, og disse er korrigeret for inndekning til/fra øvrige TSO-er i Norden. I 2008 var kostnadene regnskapsført med 10,0 MNOK.



Kostnadene for produksjonsflytting tertialvis fra år 2005.

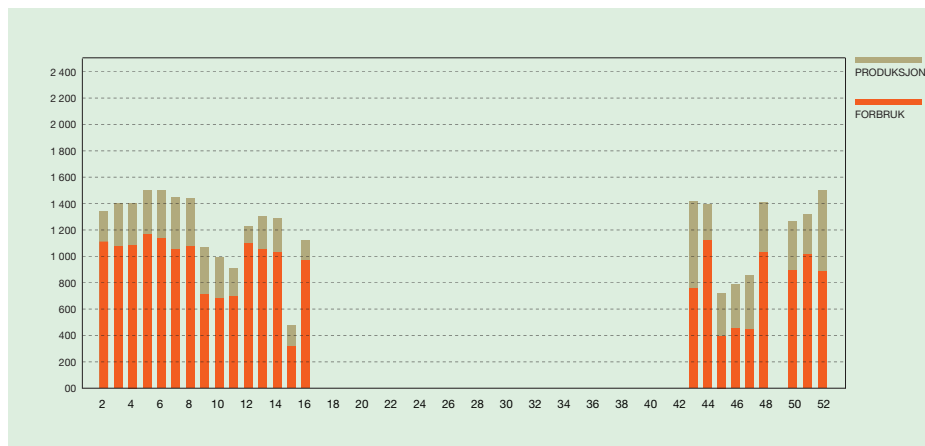
4.6 RK-opsjoner

Statnett har ansvar for at det til enhver tid er nok regulérkraft 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 regulérkraft-markedet (RKM) med tilfredsstillende mengde regulérkraft (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 3. tertial 2009 er kostnadene for innkjøp av RKOM regnskapsført til 24,7 MNOK. For hele 2009 ble kostnadene 50,1 MNOK. Tilsvarende tall for 2008 var 11,8 MNOK for 3.tertial og 33,7 MNOK i sum for 2008.



Volum RKOM i MW for hver uke i 2009.

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 ble 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.

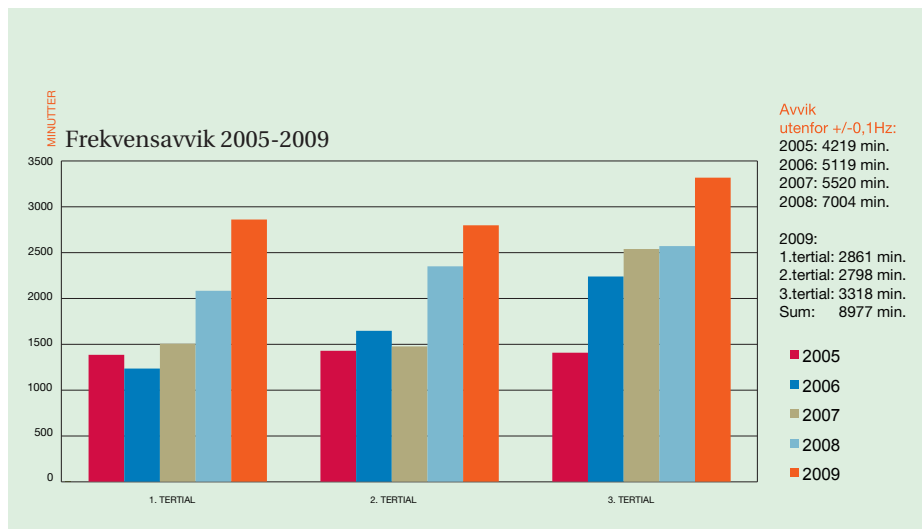
7. UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF

På grunn av ombygingsarbeider i Hasle var forbruk med redusert tariff under 300 og 420 kV i Hasle utkoblet i ukene 43-46.

Under revisjonsarbeider på Skjomen kraftverk ble det en anstrengt effektsituasjon nord for Ofoten og forbruk med redusert tariff var utkoblet i ukene 49-51.

8. FREKVENSKVALITET

I Norden 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 2005-2009.

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.

Dato	Antall timer	Driftsstans	Berørt område	Berørte stasjonsgrupper
15.-17.9.	56	132 kV Samnanger-Norheimsund	Separatområde Norheimsund-Bjølvo	BKK, Kvam og Bjølvo
7.-25.9	439	Mauranger T3	Separatområde under Mauranger T3	Mauranger og Jondal
19.9.-2.10.	321	300 kV Hemsil 1-Hemsil 2	Separatområde under Hemsil 1	Hallingdal og Borgund
12.-14.10 og 16.10	40	300 kV Røldal	Separatområder under Røldal og Åsen	HER og Tyssefaldene
29.9.-2.10.	82	132 kV Fardal-Høyanger-Moskog	Separatområde under Høyanger	Høyanger
5.-6.10.	37	300 kV Eidsborg-Lio	Separatområde under Lio	Tokke
10.-11.10.	35	Saurdal, samleskinne	Saurdal, 2 aggregat	Ulla-Førre
19.-20.11.	4	300 kV Tokke-Sundsbarv-Rød	Sundsbarv	Sundsbarv
25.11.	9	Eidefoss T1	Separatområde under Eidefoss T1	Jondal

Tabellen viser tilfellene med produksjonstilpasning 3. tertial.

Statnett

Husebybakken 28 B
PB 5192 Majorstuen
0302 Oslo
Tel: 22 52 70 00
Fax: 22 52 70 01
Web: statnett.no

123