

Tertial- rappport^{01/2009}

123

INNHold

FORORD	3
HOVEDPUNKTER	3
1. SYSTEMANSVARSKOSTNADER	4
2. FLASKEHALSHÅNTERING OG SPESIALREGULERING	4
3. HANDELSGRENSER	8
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	15
9. PRODUKSJONSTILPASNING	15

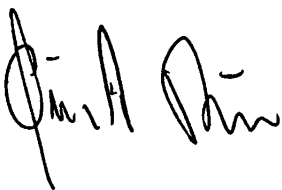
FORORD

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

Viktige hovedpunkter fra systemdriften dette tertialet er:

- Feil på 420 kV kabler over Oslofjorden (Rød-Hasle) har ført til store begrensninger i kraftoverføringen mot Sverige, en utfordrende driftssituasjon og mange problemstillinger ved fastsettelse av eksportkapasitet.
- NorNed ute av drift 6.-24. februar og 11. april-15. mai.
- Elbas-markedet har fra 4. mars også inkludert Norge. Dette gjør det mulig å handle kraft mellom Norge, de andre nordiske landene og Tyskland inntil to timer før driftstimen.
- Fra to til tre elspotområder i Norge fra og med 13. april.

Denne rapporten for første tertial 2009 omhandler perioden 1. januar til 30. april.



Øivind Rue
Konserndirektør
Nettstyringsdivisjonen

1 SYSTEMANSVARSKOSTNADER

1.1 Sammendrag av økonomiske tall knyttet til Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap.

Variable systemdriftskostnader (MNOK)	2005	2006	2007	2008	1. tertial 2009
Regulerkraftopsjoner	52	49	31,1	33,7	28,6
Spesialreguleringer	147	138	115,1	116,6	16,6
Øvrige systemtjenester ¹⁾	59	84	71,4	94,1	20,9
Energiopsjoner	-	-	26,2	23,5	7,6

¹⁾ Systemvern, produksjonstilpasning, frekvensstyrt reserve, reaktiv effekt, innfasingsreserve 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. Reduksjonen 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 er Sør-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge, Vest-Danmark, Øst-Danmark, Sverige og Finland.

Elspotområder i 1. tertial 2009:

Til og med 12. april:

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

Fra og med 13. april:

NO1: Sør-Norge sør for Vågåmo, Åskåra og Litjossen.
NO2: Midt-Norge nord for Øvre Vinstra, Åskåra og Litjossen 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 pris områder 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:

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

Resultatet av beregningen er dermed det tilnærmet trekantede arealet mellom tilbuds- og etterpørselskurver og faktisk overføringsgrense. Det divideres med to 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:

$((\text{Maksimal flyt} - \text{elspotflyt}) * (\text{prisforskjell mellom områdene}))$ (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 kapasitetsbegrensinger som skyldes feil i en svensk trafostasjon. Det samme gjelder kostnader som skyldes flaskehals ved inntakt nett, f. eks begrensinger 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 markeds kostnader mellom Sør-Norge – Sverige for 1. tertial 2009 gir formelen 33 mill. kr. i kostnader med denne metoden. Kostnaden skyldes hovedsakelig feilene på- og*

utkobling av Oslofjordkablene. Ved så stort og langvarig bortfall av overføringskapasitet har denne metoden betydelige svakheter, som blant annet:

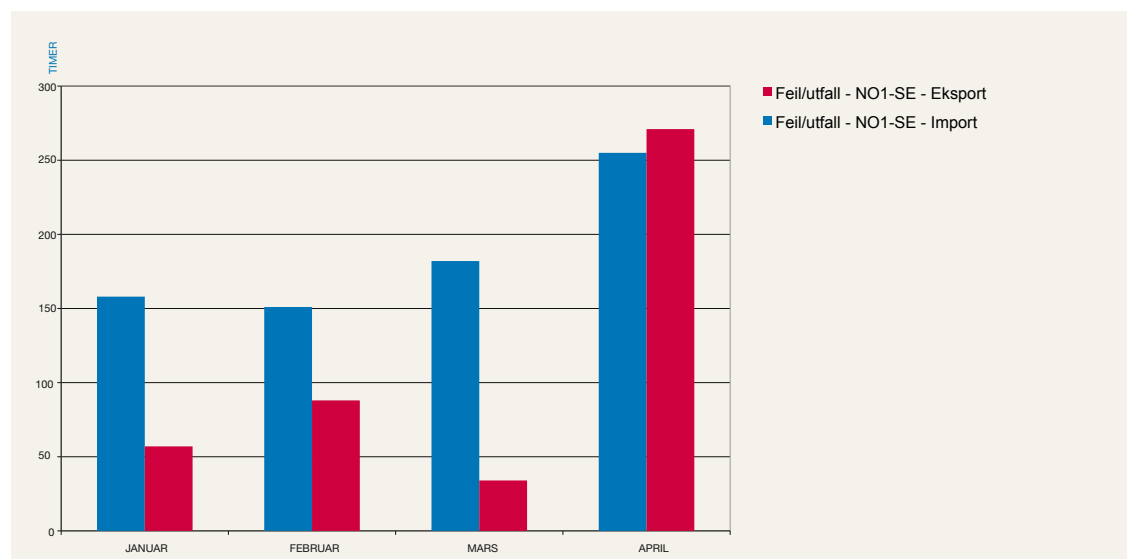
- *Metoden tar ikke hensyn til at prisdifferansen mellom Norge og Sverige ville vært mindre uten feilene over Oslo fjorden, og at det i mange timer ikke ville vært full utnyttelse av kapasiteten*
- *Metoden tar ikke hensyn til at aktørenes bud i markedet vil påvirkes av en såpass omfattende kapasitetsreduksjon*

Samfunnsøkonomisk kostnad (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

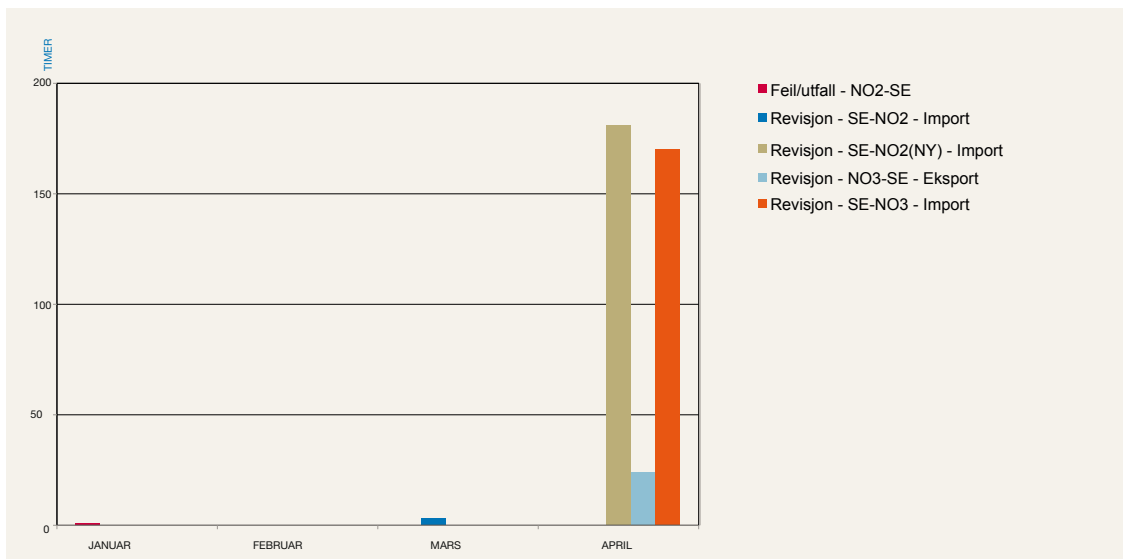
År		2005	2006	2007	2008	1. Tertial 2009
Sør-Norge - Sverige	Revisjon	23	16	76	9	-
	Feil/utfall	5	2	0	500-1000 ¹⁾	17,0 ²⁾
Midt- og Nord-Norge - Sverige	Revisjon	8	10	0	55	4
	Feil/utfall	4	2	14	10	0
Nord-Norge - Midt-Norge	Revisjon	-	-	-	6	0
	Feil/utfall	-	-	-	4	0
Sør-Norge – Jylland	Revisjon	4	-	35	25	2
	Feil/utfall	193	260	175 ²⁾	474	1
Sør-Norge – Nederland	Revisjon				29	2
	Feil/utfall				16	60

¹⁾ Estimat

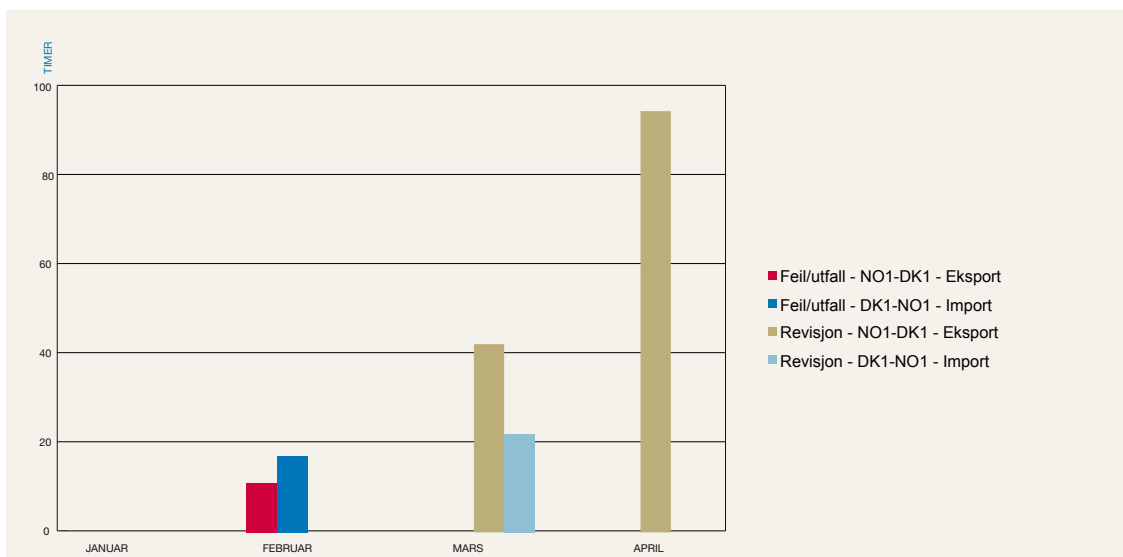
²⁾ Estimat, se teksten ovenfor.



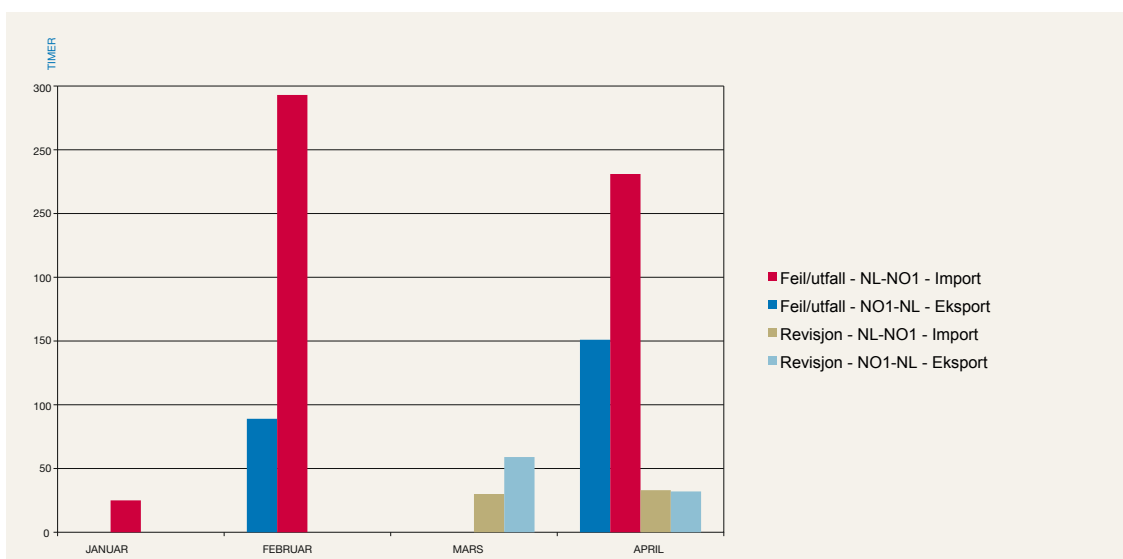
Antall timer flaskehals pr måned ved bortfall av overføringskapasitet Sør-Norge-Sverige



Antall timer flaskehals pr måned ved bortfall av overføringskapasitet Nord-/Midt-Norge-Sverige



Antall timer flaskehals pr måned ved bortfall av overføringskapasitet Norge-Jylland



Antall timer flaskehals 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.

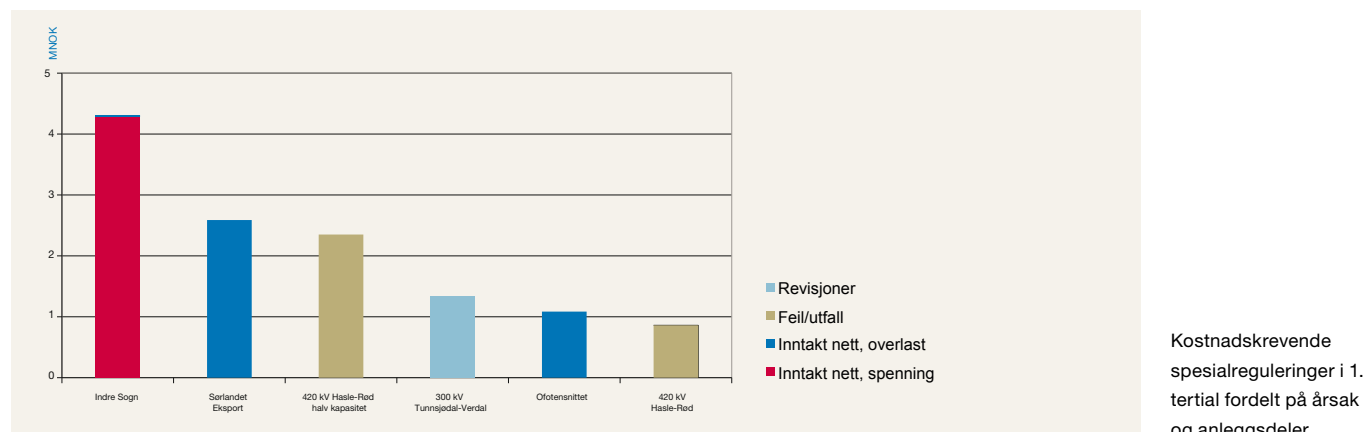
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i hovedtyper:

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

Årsak	2005	2006	2007	2008	1. tertial 2009
Revisjoner	53	48	49,7	38,0	3,1
Feil/utfall	59	36	8,4	19,3	4,7
Intakt nett, overlast	48	36	60,8	49,8	4,8
Intakt nett, spenning	-	18	4,9	5,7	4,4
Annet	1	1	1,0	4,4	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:

INTAKT NETT:

- o **Indre Sogn:** Ved lav kraftproduksjon i indre Sogn, under bak Fortun transformatorstasjon, har det vært behov for innfasing av generatorer for å unngå problemer med lav spenning. Dette har medført 4,3 MNOK i spesialregulering.
- o **Sørlandet eksport:** Stor eksport på NorNed og Skagerrak-kablene og høyt forbruk på Sørlandet, har ført til fullastede snitt inn til Sørlands-området og dermed spesialreguleringer. En del av spesialreguleringene har vært som mothandel over Skagerrak-kablene fra Danmark.
- o **Ofotensnittet:** For produksjonsunderskudd i Nord-Norge nord for Ofotensnittet har det påløpt 1,1 MNOK i spesialreguleringskostnader.

FEIL/UTFALL:

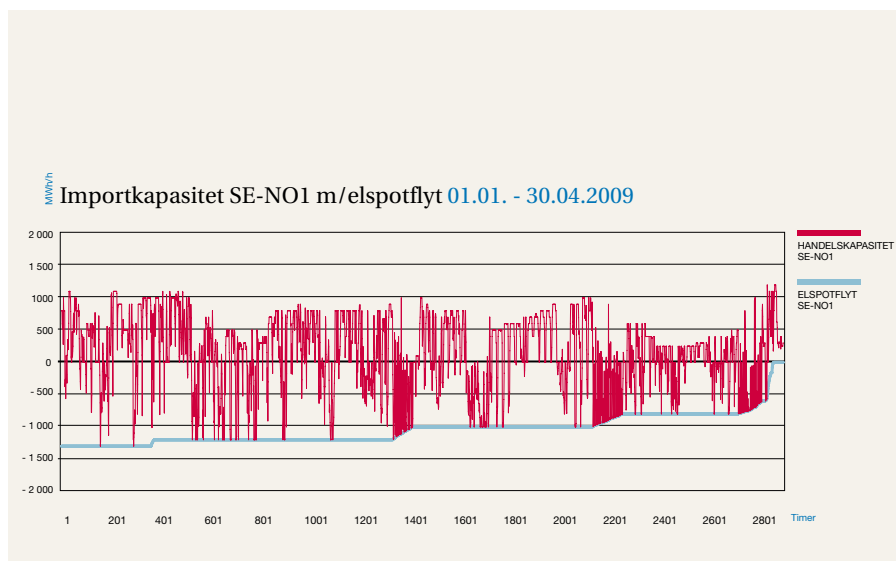
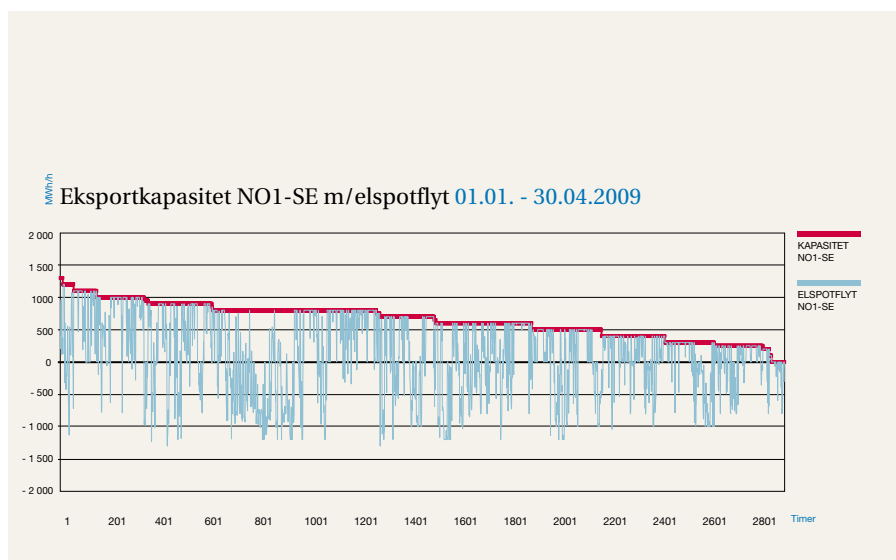
- o **420 kV Hasle-Rød:** Ledningen lå innkoblet med halv kapasitet til frem til 2. mars, samt 17. mars til 13. april. Ellers har ledningen vært utkoblet av hensyn til reparasjonsarbeidene på Oslofjord-kablene. Det har påløpt 3,2 MNOK i spesialreguleringskostnader og en stor del av dette har vært ved overlastproblemer på 300 kV ledningen Flesaker-Tegneby.

REVISJONER:

- o **300 kV Tunnsjødal-Verdal:** Ved utkobling av Tunnsjødal – Verdal i ukene 13 og 14 påløp det 1,6 MNOK i spesialreguleringer for overskudd nord for Tunnsjødal.

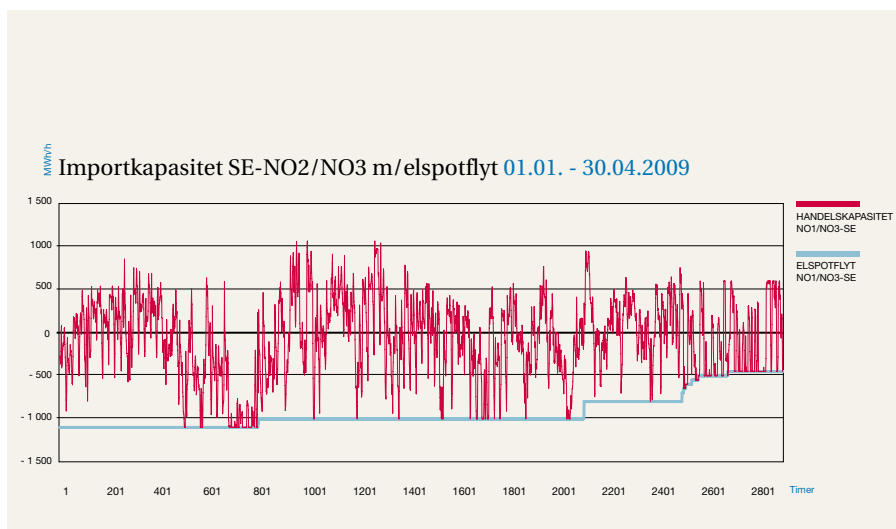
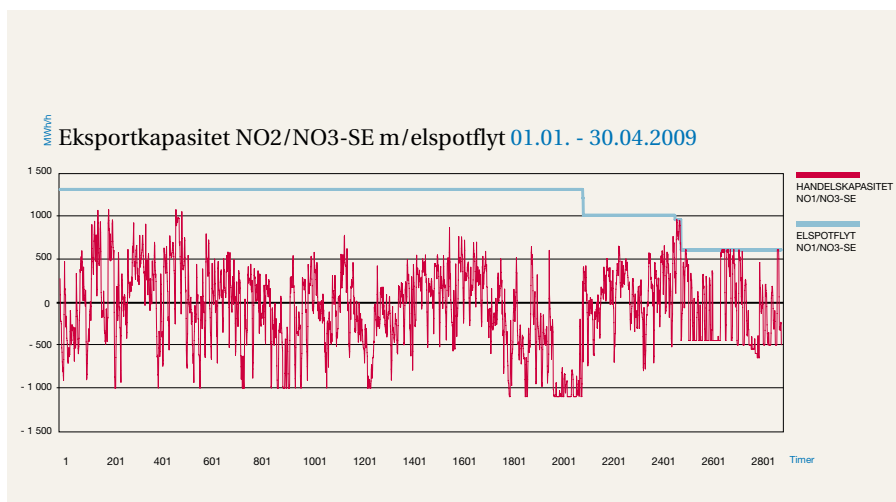
3 HANDELSGRENSER

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 eksport-/importkapasiteten i Haslesnittet. Rød-Hasle var innkoblet med halv kapasitet fram 2. mars, samt 17. mars til 13. april. For øvrig var forbindelsen utkoblet av hensyn til reparasjonsarbeidene. Mens forbindelsen var innkoblet lå en generator i Kvilldal sammen med Holen Kraftverk lagt på tampdrift på 420 kV ledningen Kvilldal-Holen-Rød 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, som varierer fra full import på natt til full eksport på dag. Sverige har i noen perioder redusert importkapasiteten ned til 0 på grunn av overlast på snitt 1 og 2 og på grunn av Vestkyst-snittet.



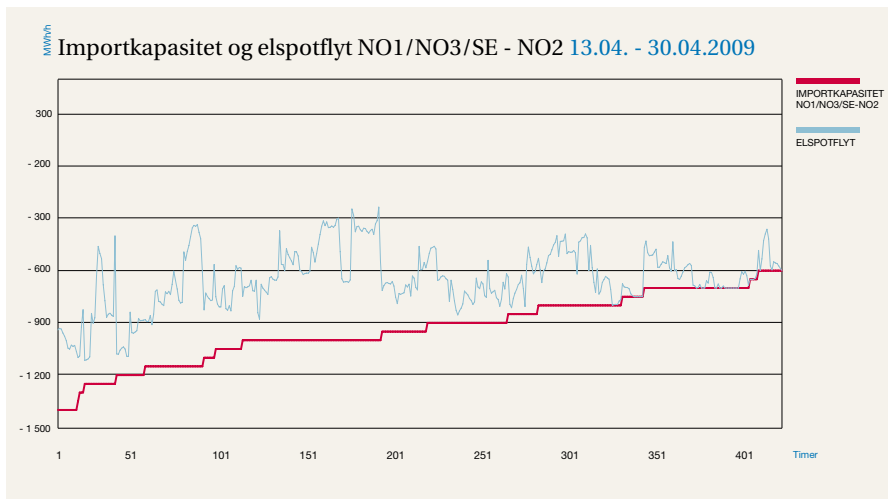
Figurene viser varighet for henholdsvis eksport- og importkapasitet med elspotflyt mellom Midt-/Nord-Norge og Sverige

Normal eksport-/importkapasitet Midt- og Nord-Norge mot Sverige (NO2/NO3-SE) var 1300/1000 MW (NO2-SE: 500/450MW og NO3-SE: 800/550 MW). Importkapasiteten kunne fra uke 9 økes med 100 MW til 1100 MW på grunn av gunstig fordeling mellom produksjon og forbruk.

Utfall av 420 kV ledningen Rana-Svartisen førte til redusert import- og eksportkapasitet 2. januar.

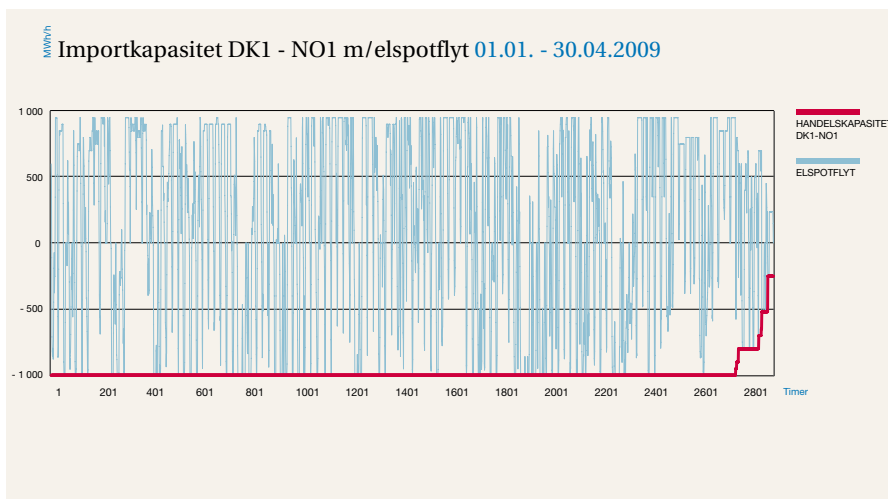
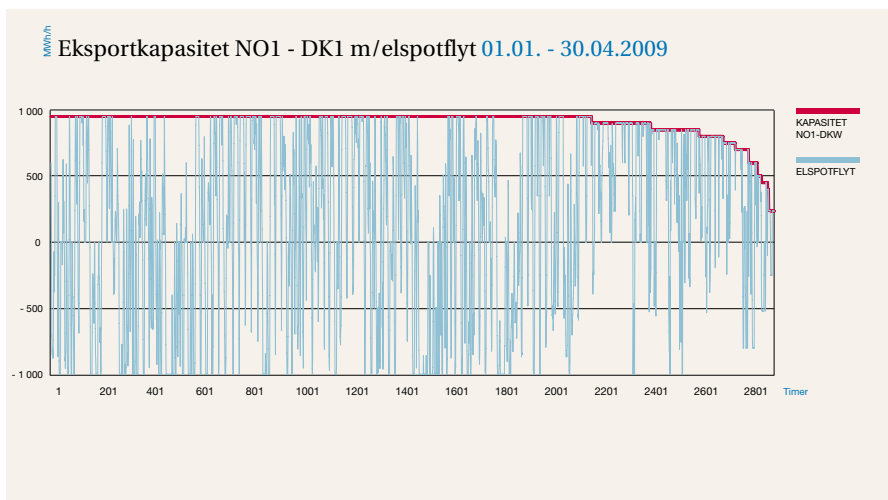
300 kV ledningen Tunnsjødal-Verdal var utkoblet i ukene 12-14 og både eksport- og importkapasitet var redusert med 300 MW.

Fra og med 14. april og resten av Tertial 1 var ledningen Järpen-Midskog utkoblet av hensyn til arbeider på den nye 420 kV forbindelsen fra Nea til Järpen. Import- og eksportkapasiteten til NO2 mot Sverige var redusert til 0, og fra NO3 mot Sverige var kapasiteten redusert med henholdsvis 150 og 200 MW.



Figuren viser varighet importkapasitet med elspotflyt, 13.-30. april til elspotområdet NO2 (Midt-Norge) fra NO1+NO3+SE

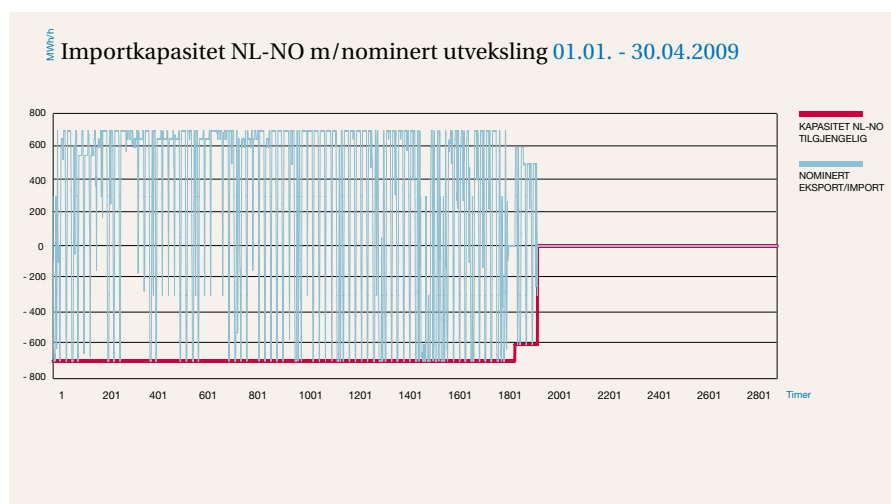
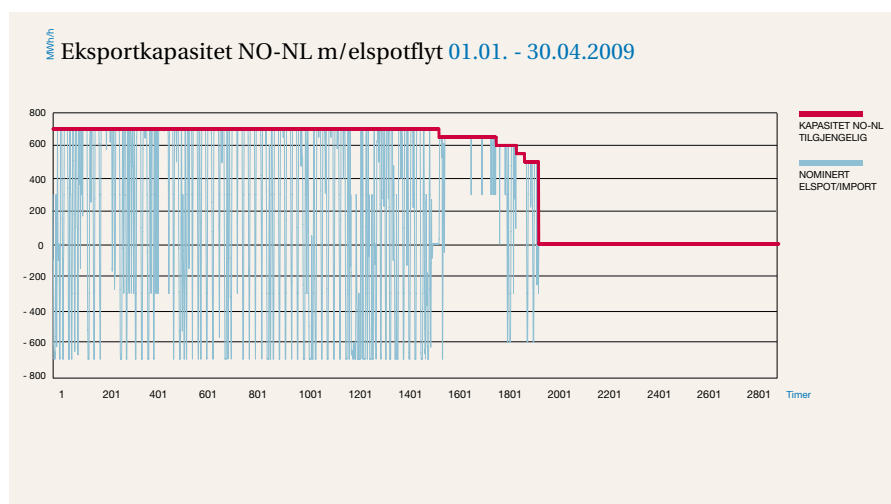
Midt-Norge ble eget elspotområde fra og med 13. april. Foranledningen var at lav magasinifilling kombinert med utkobling av ledningen fra Sverige til Midt-Norge kunne føre til energiknapphet i området. Uten utkobling av tilførselsledninger vil den normale importkapasiteten til Midt-Norge variere fra 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 varierer fra 1000 til 950 MW, avhengig av om tapene på kablene kjøpes i Danmark eller Norge. Ved høyt forbruk på Sørlandet og manglende oppreguleringsressurser har det i perioder vært redusert eksportkapasitet for å avlaste snitt inn til Sørlandsområdet. Reduksjon er gjort som siste utvei når spesialregulering ikke er mulig og fordi mothandel mot utlandet har vist seg for usikkert. I slike situasjoner ble eksportkapasiteten på Skagerrakkablene og NorNed redusert med inntil 250 og 150 MW.

13. februar falt Skagerrak 3 og eksport-/importkapasiteten var redusert 15. og 16. februar ned til henholdsvis 235 MW 250 MW. Revisjon med drift på kun en samleskinne i Kristiansand og utkobling av 300 kV ledningen Solhom-Kristiansand førte i uke 13 (mandag-onsdag) til redusert eksport-/importkapasitet. I uke 17 (mandag-fredag) var det énsamleskinedrift i Tonstad og redusert eksportkapasitet. I uke 18 var det redusert eksportkapasitet på grunn av utkobling av 420 kV ledningen Holen-Rød samtidig med 300 kV ledningen Lyse-Tjørhom. Ellers har det vært kortvarige perioder med nedsatt kapasitet på grunn av forhold 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. NorNed falt 8. januar for ukjent feil i Feda og ble innkopleet samme dag, men handelskapasiteten påfølgende dag var satt til 0. Kabelfeil på land i Nederland 6. februar satte NorNed ut av spill til og med 24. februar. 11. april falt NorNed da brann i Nederland førte til feil på AC forbindelsen mellom NorNed og kraftnettet i Nederland. NorNed ble satt i drift igjen 15. mai. Av samme årsak som for Skagerrakkablene har det vært redusert handelskapasitet ved revisjonsarbeider i 300 kV nettet på Sørlandet og ved full snitt på Sørlandet ved eksport.

4 SYSTEMTJENESTER OG EFFEKTREREVER

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 2,1 MNOK. I 1. tertial 2008 var kostnaden 2,2 MNOK.

4.2 Frekvensstyrt reserve

Det nye markedet for frekvensstyrte reserver ble åpnet i januar/2008.

Produktene i markedet er Frekvensstyrt Normaldriftsreserve (FNR) og Frekvensstyrt Driftsforstyrrelses-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 1. tertial er regnskapsført med 15,5 MNOK inkludert grunnleveransen. I 1. tertial 2008 var tilsvarende tall 20,5 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 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. Det ble solgt frekvensstyrte reserver til Sverige for 1,1 MNOK i 1. tertial.

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 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.

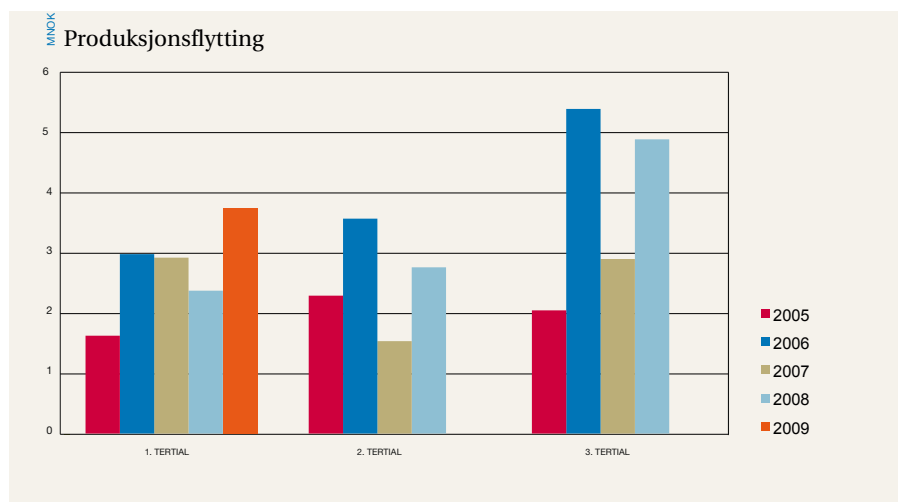
I 1. tertial har PFK ikke vært initiert og det er ikke regnskapsført kostnader for PFK.

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 (150 eller 400 MW) tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved overlast på 300 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 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 2009 var kostnadene for produksjonsflyttingen 3,7 MNOK. I regnskapstallene i tabellene i kapittel 1 er det korrigert for inndekning til/fra øvrige TSO-er i Norden.



Kostnadene for produksjonsflytting tertialvis fra år 2005

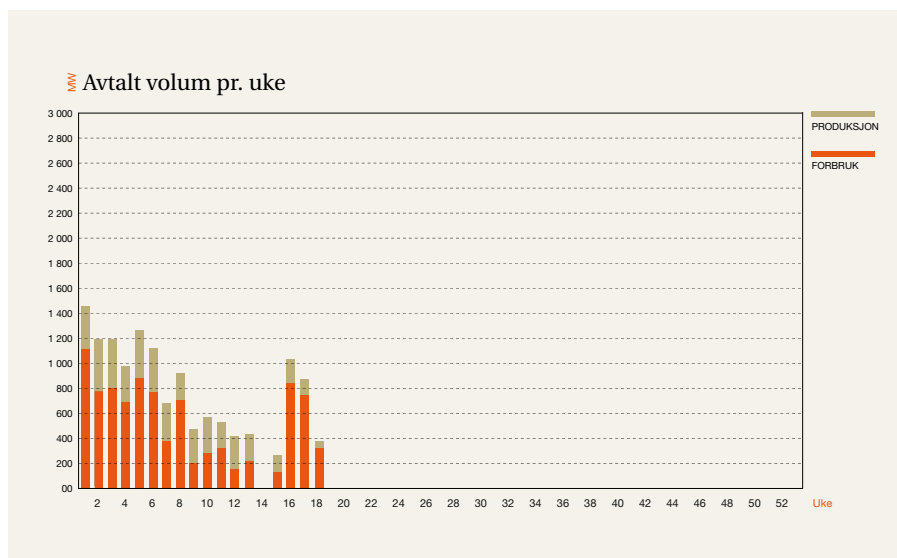
4.6 RK-oppsjoner

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-oppsjonsmarkedet (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 2009 var kostnadene for innkjøp av RK-oppsjoner, inkludert langsiktige avtaler for kjøp av effektreserve, 29 MNOK. Tilsvarende tall for 1. tertial 2008 var 21 MNOK og 12 MNOK for 1. tertial 2007.



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.

20.april ble det driftet etter N-0 i Bergensområdet pga revisjon på Mauranger-Samnanger. Sparte spesialreguleringer var 400 000 kr. Tirsdag 21.april til torsdag 23.april ble det driftet etter N-0 i Bergensområdet fordi Refsdal-Modalen var ute for revisjon. Sparte spesialreguleringer var 900 000 kr.

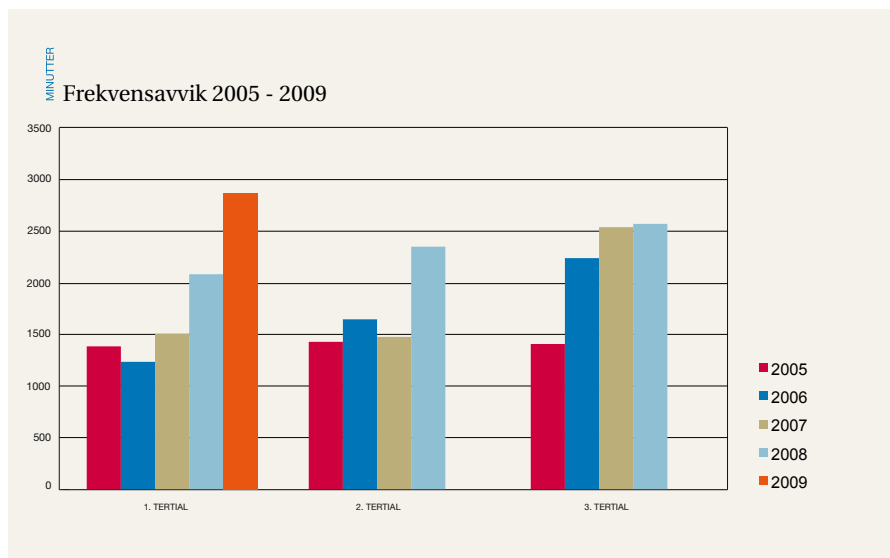
Totalt er kostnadsbesparelsen 1,3 mill med samfunnsøkonomisk optimal drift av underskuddsområder.

7 UTKOBLING AV FORBRUK MED REDUSERT TARIFF

På grunn av anstrengt effektsituasjon nord for Ofoten var alt forbruk med redusert tariff nord for Ofoten utkoblet 16.-23. februar mellom kl. 06:00 og 23:00.

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 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 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
3.3.	9	300 kV Refsdal samleskinner	Refsdal kraftverk	Vik
17.-20.3.	79	132 kV Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde Årdalstangen-Naddvik.	Naddvik

