

Rapport fra Systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2016



Innhold

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Innledning | 4 |
| 2 | Systemansvarskostnader | 4 |
| 2.1 | Sammendrag av systemansvarskostnader | 4 |
| 2.2 | Utviklingen i kostnader over tid (2007-2016) | 6 |
| 2.3 | Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene | 8 |
| 3 | Flaskehalskostnader og spesialregulering | 16 |
| 3.1 | Opprette nytt elspotområde etter Fos § 5 annet ledd | 16 |
| 3.2 | Markedskostnader ⁵ ved flaskehals mellom elspotområder | 17 |
| 3.3 | Spesialregulering | 22 |
| 3.4 | Redegjørelse for kostnader og prognoser for spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av regional- og sentralnett frem til 2019. | 23 |
| 3.5 | Redegjørelse for bruk av produksjonstilpasning i 2016, inkludert områder hvor virkemiddelet er benyttet og årsak til produksjonstilpasning. | 25 |
| 4 | Handelsgrenser | 29 |
| 4.1 | Redegjørelse for reduserte handelsgrenser | 29 |
| 4.2 | Varighetskurver for handelsgrensene | 29 |
| 5 | Anmelding og planlegging av produksjon | 33 |
| 5.1 | Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse | 33 |
| 6 | Systemtjenester og effektreserver | 33 |
| 6.1 | Beskrivelse av fysisk benyttede/reserverte systemtjenester og effektreserver | 33 |
| 6.1.1 | Primærreserver | 33 |
| 6.1.2 | Sekundærreserver (aFRR) | 33 |
| 6.1.3 | Tertiærreserver(RKOM) | 34 |
| 6.1.4 | Produksjonsflytting | 35 |
| 6.1.5 | Produksjonsglatting | 35 |
| 6.1.6 | Reaktiv effekt | 36 |
| 6.1.7 | Systemvern | 36 |
| 6.2 | Omfang og bruk av systemvern i Norge | 37 |
| 6.2.1 | Utløsninger av PFK og BFK i 2016 | 39 |
| 6.3 | Diskusjon og analyse av frekvensutviklingen. | 40 |
| 6.3.1 | Status vedr implementering av aktuelle tiltak for å bedre frekvenskvaliteten. | 41 |
| 7 | Koblingsbilder | 44 |
| 7.1 | Beskrivelse av endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16 | 44 |
| 8 | Samordning av driftsstanser | 44 |
| 8.1 | Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser | 44 |
| 8.2 | Statistikk over planlagte driftsstanser | 44 |

| | | |
|--------|--|----|
| 9 | Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet..... | 49 |
| 9.1 | Veileder for konsesjonærene til Fos § 14 og oversikt over vedtak fatter etter denne bestemmelsen..... | 49 |
| 10 | Anleggsdata og overføringsgrenser | 52 |
| 10.1 | Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via fosweb | 52 |
| 11 | Internasjonal koordinering | 54 |
| 11.1 | Oversikt over pågående arbeid i nordisk og europeisk regi for å utvikle internasjonale løsninger for utøvelse av systemansvar i kraftsystemet..... | 54 |
| 11.2 | Status for de nordiske investeringsplanene | 56 |
| 11.2.1 | Mellomlandsforbindelser ut av Norden | 56 |
| 11.2.2 | Mellomlandsforbindelser internt i Norden | 57 |
| 12 | Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser | 58 |
| 12.1 | Driftsspenninger i sentralnettet..... | 58 |
| 12.2 | Oversikt over områder med redusert driftssikkerhet | 60 |
| 12.3 | Oversikt over større separatområder..... | 64 |
| 12.4 | Større nasjonale driftsforstyrrelser og andre forhold | 65 |
| 12.5 | Tvangsmessig utkobling av forbruk..... | 65 |
| 12.6 | Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene..... | 66 |
| 13 | Endringer i praktisering av systemansvaret | 67 |
| 13.1 | Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2016 | 67 |
| 14 | Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova | 68 |
| 14.1 | Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak | 68 |
| 14.2 | Oversikt over antall systemkritiske vedtak | 69 |

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet på bakgrunn av NVEs *Vedtak om rapport fra Statnett SF som systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2016*.

2 Systemansvarskostnader

2.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Primærreserver, herav | 50 | 68 | 117 | 201 | 199 | 98 | 135 | 104 | 104 | 85 |
| • Grunnleveranse | 15 | 9 | 22 | 25 | 25 | 24 | 30 | 21 | 21 | 21 |
| • Marked | 41 | 66 | 98 | 190 | 200 | 84 | 147 | 103 | 130 | 97 |
| • Salg | -7 | -7 | -2 | -14 | -26 | -10 | -42 | -20 | -48 | -33 |
| Sekundærreserver | | | | | | 12 | 62 | 20 | 29 | 7 |
| Tertiærreserver | 31 | 34 | 50 | 79 | 31 | 65 | 87 | 34 | 46 | 75 |
| Spesialregulering | 115 | 117 | 153 | 145 | 173 | 124 | 104 | 275 | 173 | 146 |
| Systemvern | 10 | 11 | 4 | 6 | 4 | 9 | 13 | 9 | 13 | 11 |
| Produksjonsflytting | 5 | 10 | 5 | 19 | 10 | 9 | 9 | 5 | 4 | 7 |
| Produksjonsglatting | | | | | | | | | 6 | 10 |
| Energiopsjoner | 26 | 24 | 9 | 19 | 48 | 35 | 30 | 28 | 20 | 5 |
| Reaktiv effekt | 6 | 5 | 13 | 17 | 7 | 3 | 6 | 6 | 4 | 6 |
| Omberamning av planlagte driftsstanser | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 |
| Netto kjøp av balanse- og effektkraft | -4 | -3 | 0 | -4 | 5 | 22 | 19 | 32 | 20 | 15 |
| Sum | 240 | 267 | 351 | 482 | 478 | 378 | 467 | 514 | 420 | 368 |

Tabell 1: Systemdrifts-kostnader og inntekter 2007-2016 (MNOK).

Primærreserver

Primærreserver er automatisk effektreserve som aktiveres i begge retninger for å håndtere den momentane ubalansen mellom produksjon og forbruk. Denne deles inn i FCR-N og FCR-D. FCR-N aktiveres når frekvensen varierer mellom 50,10 Hz og 49,90 Hz. FCR-D aktiveres når frekvensen faller under 49,90 Hz og skal være fullt aktivert ved 49,50 Hz.

Statnett som systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver og disse handles inn i et eget døgn- og ukemarked for primærreserver. Grunnleveranse er primærreserver som aktørene leverer utenfor døgn/ukemarkedet. Det kan også handles primærreserver med de øvrige nordiske land.

Sekundærreserver

Sekundærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres for å bringe frekvensen tilbake til 50,00Hz og frigjøre de aktiverte primærreservene. Systemansvarlig kjøper inn sekundærreserver i et eget ukemarked.

Tertiærreserver

Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft(effektreserve) tilgjengelig i regulerkraftmarkedet for å holde balanse mellom forbruk og produksjon, samt håndtere vanskelige driftssituasjoner. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som omfattes av bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked.

Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedregulering som blir benyttet utenom prisrekkefølge i regulerkraftmarkedet. Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet bli ordinære reguleringer. Bud brukt for å avlaste lokale flaskehals innenfor et elspotområde, håndtere feilsituasjoner og andre spesielle årsaker blir spesialreguleringer. Systemansvarlig dekker kostnaden som oppstår ved spesialregulering mens ordinære reguleringer inngår som en del av balanseoppjøret aktørene imellom.

Systemvern

Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Automatiske koblinger (systemvernuttløsning) utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nødeffekt er systemvern som reduserer import/eksporten på HVDC-kabler ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.

Bruk og hensikt med å installere systemvern kan oppsummeres til følgende hovedområder:

- Øke overføringskapasitet i definerte snitt
- Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall
- Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)
- Hindre lokalt nettsammenbrudd

Noen systemvern er installert for å kunne fylle flere av disse rollene.

Systemansvarlig betaler produsenter en årlig godtgjørelse for å ha PFK installert, i tillegg til en ekstra godtgjørelse ved frakobling av aggregater. Forbruk tilkoblet regional- eller sentralnettet, som er omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakobling. Sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnettet får kompensasjon gjennom KILE-ordningen.

Produksjonsflytting

Dette innebærer en fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter med den hensikt å få bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Systemansvarlig betaler produsentene for dette.

Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som tilbys konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW pr elspotområde. Ved produksjonsglatting bestiller Statnett en fordeling av produksjonsendringer over timen som er tilpasset kraftsystemets behov. Formålet er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Dette er ubalanser innenfor driftstimen som skyldes en forutsigbar og ikke ideell tilpasning i planfasen mellom produksjon, forbruk og utveksling som følge av at profilene på endringer i produksjon, forbruk og kraftflyt ut/inn av systemet er ulike.

Energiopsjoner

En avtale som gir Statnett rett til å kreve at en forbruksenhet reduserer sitt forbruk i en svært anstrengt kraftsituasjon. Bedriftene som deltar i ordningen har forpliktet seg til å kunne redusere sitt strømforbruk i noen uker dersom det oppstår en situasjon med stor fare for rasjonering. Bedriftene får i første omgang betalt for denne opsjonen, eller muligheten. I tillegg vil bedriftene få betalt ved en eventuell innløsning av opsjonene.

Reaktiv effekt

Reaktiv effekt er en lokal tjeneste knyttet til spenningen i nettet. Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og fjerne reaktiv effekt. Generelt gjelder det at ved høy last i nettet er behov for leveranse av reaktiv effekt mens det ved lav last er behov for å fjerne reaktiv effekt. Slike forhold håndteres i hovedsak ved hjelp av installasjoner som batterier, spoler og SVC-anlegg.

Ved raske endringer i nettspenningen pga. plutselige hendelser vil imidlertid produksjonen kunne gi et viktig bidrag til å stabilisere forløpet. Det tilstrebes at produksjonsenheter normalt skal ligge med null-leveranse av reaktiv effekt for å kunne både øke og redusere spenningen raskt. Systemansvarlig betaler produsenter for reaktiv effekt basert på generatorytelse og måledata.

Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differansen mellom planlagt (elspot + elbas) og målt utveksling over utenlandsforbindelsene. Effektkraft er en avtalt økt eller redusert utveksling mot utlandet. Effektkraft utveksles som et ledd i å håndtere nettproblem i ett av landene, både ved intakt nett og ved feil. Statnett selger og kjøper både balanse- og effektkraft.

Omberamning av planlagte driftsstanser

Systemansvarlig definerer hvilke driftsstanser som skal innmeldes og godkjennes av systemansvarlig. Systemansvarlig har som mål å koordinere driftsstanser på en slik måte at alle konsesjonærer gis mulighet til å gjennomføre nødvendig vedlikehold i løpet av året. I henhold til FoS skal merkostnader ved omprioritering av godkjente driftsstanser betales av den som har initiert omprioriteringen. Dette kan være systemansvarlig, produsenter, berørte nettselskap eller anleggseiere som selv ønsker å omprioritere sine driftsstanser.

2.2 Utviklingen i kostnader over tid (2007-2016)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens frem til 2010, mens kostnadsnivået etter dette har vært forholdsvis stabilt. I 2015 og 2016 har det vært en nedgang, og man må tilbake til 2009 for å finne lavere total kostnad enn i 2016. Nedgangen i 2016 fra de foregående år er fordelt på flere poster.

Alle systemdriftskostnader er i større eller mindre grad avhengig av tilfeldigheter eller forhold systemansvarlig ikke har kontroll på. Dette kan være hydrologiske forhold som påvirker utvekslingen av energi med utlandet, vintertemperaturen som avgjør forbruksnivået, prisnivået i markedet, planlagte utkoblinger eller store/langvarige feil i nettet som kan medføre høye spesialreguleringskostnader.

Kostnadene for tertiærreserver skyldes at Statnett sikrer tilgang på effektressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er delt i to markeder: RKOM-sesong og RKOM-uke. RKOM-sesong er først og fremst for aktører som trenger forutsigbarhet for å stille reserver. RKOM-uke er for aktører som vil bevare fleksibilitet mellom elspotmarkedet og RKOM og ikke binde effekt for en hel sesong. Kravet til tertiærreserve fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke ubalanser i Norge. Høyt forbruk, høye elspotpriser og høy eksport i vinterperioden gir økte kostnader til tertiærreserver. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november-mars, men sesongen har blitt lenger de seneste årene fordi eksportkapasiteten har økt. Vinteren 2015/2016 hadde noen kalde uker i januar som gjorde at kostnaden ble høyere enn foregående år. Det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli vesentlig høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet. Det ble gjort flere endringer før sesongen 2014/2015 som reduserte kostnadene. Reservebehovet ble redusert fra 2000 MW til 1700 MW, og RKOM ble delt i to produkter.

I motsetning til tertiærreserve påløper kostnadene for primærreserver hovedsakelig i sommerhalvåret og er nært knyttet til den hydrologiske situasjonen. Det er i hovedsak magasinverk som leverer primærreserver. Tørrår med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet.

Nasjonale krav til primærreserver fastsettes i den nordiske systemdriftsavtalen. Ved introduksjonen av markedet for primærreserver i januar 2008 ble kravet til generell statikk på aggregater i Norge endret fra 6 % til 12 %. For Statnetts del har dette medført at et større kvantum må anskaffes gjennom markedsordningene. I tillegg kommer faktorer som økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon, som kan fortrenge produksjon fra magasinverk. Om økt utvekslingskapasitet øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene. Sommeren 2016 var produksjonen fra magasinverk høy, og kostnadene ble lavere enn foregående år, og omtrent halvparten av toppårene 2010 og 2011. En endring som ble gjort før sommeren 2016, som isolert sett kunne økt kostnadene, var at det generelle kravet til statikkinnstilling forble på 12 % gjennom sommeren. Foregående år har maksimal statikk vært 6 % på sommeren for å sikre tilstrekkelig likviditet i markedet.

Spesialreguleringskostnadene var forholdsvis lave i 2016. Spesialreguleringskostnaden henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. Størstedelen av kostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. Sommeren 2014 hadde en slik periode med utkoblinger, pga. Ørskog-Sogndal prosjektet, kombinert med sterk snøsmelting og uvanlig høye temperaturer. Verken i 2015 eller 2016 var det slike ekstreme perioder. Dagens elspotinndeling er også robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering. En mindre del av kostnadene kommer også fra frekvensreguleringen: store og raske enheter benyttes utenfor prisrekkefølge i regulerkraftmarkedet for å sikre den momentane kraftbalansen. Behovet for slike tiltak har vært økende de senere år, men utgjør totalt sett en liten del av spesialreguleringskostnadene.

Antall systemvern har økt siste årene, og mange nye systemvern er i ferd med å bli satt i drift. Dette vil medføre en økning i kostnadene til systemvern fremover. Noen systemvern blir også fjernet fordi investeringer i nettet gjør dem overflødige, men det totale antall systemvern går likevel opp. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av systemvernfunksjon.

Sekundærreserver er en relativt ny type reserve i Norden. Fra 2014 ble det kun kjøpt reserver i timene med størst forbruksendring. I 2016 ble det kun kjøpt sekundærreserver i ukene 35-51, og kostnadene ble derfor lavere enn foregående år. Det arbeides nå med å utvikle et felles nordisk kapasitetsmarked som etter planen skal i drift første halvår 2018.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend.

- Antall produksjonsflyttinger av produsentenes produksjonsplaner økt merkbart siste årene, mens enhetskostnaden er avhengig av prisen i energimarkedene. Prisen i energimarkedene har vært lave siste årene, så kostnaden reflekterer ikke at omfanget har økt. Fra 2015 ble det innført en ordning med produksjonsglatting som dekker noe av det samme behovet i planfasen.
- Kostnadene til reaktiv effekt varierer fordi faktura fra aktørene ikke alltid blir sendt tidsnok til årsregnskapet.
- Behovet for energiopsjoner i forbruk har vært synkende siste årene fordi nettinvesteringer har økt importkapasiteten til utsatte områder. I 2016 ble det kun anskaffet energiopsjoner i Midt-Norge, og i 2017 er det ikke gjort anskaffelser av energiopsjoner.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i Tabell 1. Omfanget av markedsordninger har økt, og økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Dette har medført at den totale ressursbruken i Statnett knyttet til systemansvaret er større enn tidligere. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer. På Landssentralen har bemanningen økt hele døgnet siste tre årene, delvis begrunnet i dette.

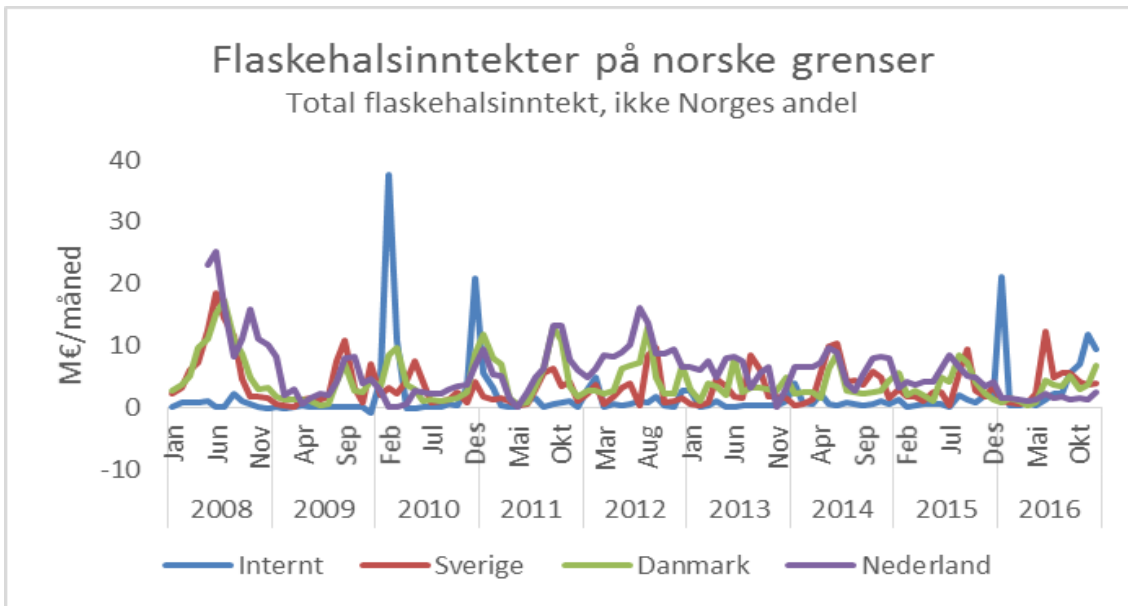
2.3 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

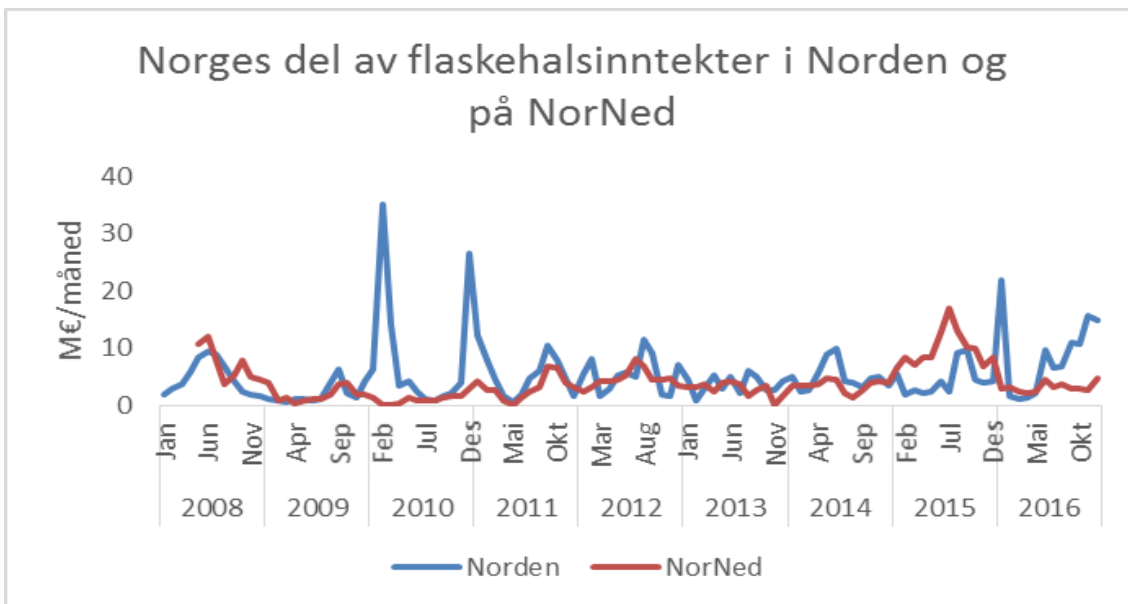
Tabell 2 viser Norges flaskehalsinntekter mot andre land på månedsbasis. Norges flaskehalsinntekter passerte i 2015 for første gang en milliard kroner, og dette ble fulgt opp i 2016 med totale flaskehalsinntekter på 1170 MNOK. Dette skyldes blant annet store flaskehalsinntekter i internt i Norge i begynnelsen og slutten av året.

I dag får Norge 50 % av flaskehalsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av flaskehalsinntektene på forbindelser internt i Norge. Frem til slutten av 2010 ble alle nordiske flaskehalsinntekter, inklusive de som ble inntjent på Skagerrak-forbindelsen, fordelt etter faste nøkler. Norges andel av inntektene frem til 2011 kan derfor ikke avledes fra inntektene internt og på grensene. I denne perioden fikk Statnett en mindre andel av flaskehalsinntektene generert over Skagerrak-forbindelsen enn 50 %, men til gjengjeld fikk Statnett en andel av flaskehalsinntektene på grenser mellom Sverige, Finland og Danmark.

Figur 1 og Figur 2 viser henholdsvis totale flaskehalsinntekter over norske grenser, og Norges andel av disse.



Figur 1: Totale inntekter internt i Norge og på grensene mot andre land.



Figur 2: Norges del av handelsinntektene i Norden og på NorNed.

| Norges del av inntektene (M€) | | | | Totale handelsinntekter (M€) | | | |
|-------------------------------|-------|---|------------------------------------|------------------------------|---------------|---------------|-----------------|
| År | Måned | Norges del av nordiske handelsinntekter | Norges del av inntektene på NorNed | Internt i Norge | Norge-Sverige | Norge-Danmark | Norge-Nederland |
| 2008 | 1 | 1.73 | | 0.06 | 2.12 | 2.60 | 0.00 |
| | 2 | 2.75 | | 0.75 | 3.11 | 3.65 | 0.00 |
| | 3 | 3.62 | | 0.76 | 5.96 | 5.10 | 0.00 |
| | 4 | 5.62 | | 0.72 | 7.23 | 9.67 | 0.00 |
| | 5 | 8.29 | 10.56 | 1.04 | 12.63 | 11.08 | 23.13 |
| | 6 | 9.40 | 11.86 | 0.10 | 18.50 | 15.17 | 25.18 |
| | 7 | 8.81 | 7.91 | 0.09 | 14.41 | 17.27 | 16.24 |
| | 8 | 6.82 | 3.65 | 2.30 | 11.53 | 11.14 | 8.27 |
| | 9 | 4.29 | 5.24 | 0.99 | 4.63 | 8.73 | 11.19 |
| | 10 | 2.24 | 7.84 | 0.47 | 1.75 | 4.93 | 15.79 |
| | 11 | 1.74 | 4.91 | 0.00 | 1.84 | 2.85 | 11.04 |
| | 12 | 1.66 | 4.45 | -0.10 | 1.44 | 3.15 | 10.10 |
| 2009 | 1 | 0.92 | 3.92 | -0.01 | 0.47 | 1.83 | 8.31 |
| | 2 | 0.66 | 0.92 | -0.05 | 0.40 | 1.26 | 1.95 |
| | 3 | 0.58 | 1.35 | -0.03 | 0.18 | 1.33 | 2.97 |
| | 4 | 1.03 | 0.27 | 0.27 | 1.16 | 1.30 | 0.63 |
| | 5 | 0.95 | 0.74 | 0.10 | 1.51 | 1.04 | 1.45 |
| | 6 | 0.71 | 1.03 | 0.19 | 1.21 | 0.42 | 2.30 |
| | 7 | 0.97 | 0.93 | 0.08 | 1.83 | 0.66 | 2.02 |
| | 8 | 4.01 | 1.80 | -0.01 | 7.44 | 4.15 | 4.22 |
| | 9 | 6.28 | 3.73 | 0.11 | 10.87 | 7.09 | 7.94 |
| | 10 | 2.13 | 3.98 | 0.08 | 3.10 | 2.83 | 8.26 |
| | 11 | 1.25 | 1.80 | -0.04 | 0.85 | 2.38 | 3.98 |
| | 12 | 4.30 | 1.94 | -0.76 | 7.07 | 4.28 | 4.54 |
| 2010 | 1 | 6.22 | 1.21 | 4.70 | 1.92 | 3.36 | 2.77 |
| | 2 | 35.17 | 0.00 | 37.52 | 3.15 | 8.35 | 0.00 |
| | 3 | 13.98 | 0.00 | 10.79 | 2.31 | 9.59 | 0.00 |
| | 4 | 3.33 | 0.25 | -0.13 | 4.42 | 3.56 | 0.54 |
| | 5 | 4.29 | 1.26 | -0.17 | 7.54 | 2.91 | 2.69 |
| | 6 | 2.36 | 0.84 | 0.05 | 4.25 | 1.04 | 2.48 |
| | 7 | 0.96 | 0.86 | 0.01 | 0.72 | 1.17 | 2.23 |
| | 8 | 0.91 | 0.72 | 0.00 | 1.02 | 0.99 | 2.31 |
| | 9 | 1.55 | 1.22 | 0.53 | 1.36 | 1.26 | 2.85 |
| | 10 | 2.02 | 1.48 | 0.40 | 2.43 | 1.49 | 3.51 |
| | 11 | 3.90 | 1.47 | 3.08 | 0.69 | 2.39 | 3.76 |
| | 12 | 26.44 | 2.85 | 20.86 | 4.14 | 8.59 | 6.75 |
| 2011 | 1 | 12.33 | 4.19 | 5.55 | 1.76 | 11.80 | 9.52 |
| | 2 | 7.76 | 2.65 | 3.08 | 1.27 | 8.08 | 5.30 |
| | 3 | 4.46 | 2.61 | 0.25 | 1.48 | 6.96 | 5.22 |
| | 4 | 1.45 | 0.79 | 0.08 | 1.13 | 1.61 | 1.59 |
| | 5 | 0.48 | 0.00 | 0.00 | 0.33 | 0.63 | 0.00 |
| | 6 | 1.95 | 1.20 | 1.36 | 0.49 | 0.69 | 2.40 |
| | 7 | 4.82 | 2.40 | 1.61 | 3.06 | 3.35 | 4.80 |
| | 8 | 6.00 | 3.15 | 0.05 | 5.62 | 6.27 | 6.31 |
| | 9 | 10.31 | 6.65 | 0.68 | 6.34 | 12.93 | 13.30 |
| | 10 | 7.94 | 6.56 | 0.84 | 3.42 | 10.77 | 13.13 |
| | 11 | 4.78 | 3.84 | 0.97 | 4.25 | 3.37 | 7.68 |
| | 12 | 1.52 | 3.04 | 0.09 | 1.08 | 1.78 | 6.08 |
| 2012 | 1 | 5.41 | 2.47 | 2.88 | 2.24 | 2.82 | 4.94 |
| | 2 | 8.06 | 3.15 | 4.84 | 3.77 | 2.68 | 6.31 |
| | 3 | 1.52 | 4.17 | 0.17 | 0.50 | 2.20 | 8.34 |
| | 4 | 2.95 | 4.07 | 0.65 | 1.82 | 2.79 | 8.13 |
| | 5 | 5.14 | 4.50 | 0.32 | 3.28 | 6.37 | 8.99 |
| | 6 | 5.80 | 5.11 | 0.45 | 4.02 | 6.67 | 10.21 |
| | 7 | 5.01 | 8.05 | 1.13 | 0.44 | 7.32 | 16.10 |
| | 8 | 11.53 | 6.90 | 0.81 | 8.46 | 12.99 | 13.79 |
| | 9 | 9.10 | 4.38 | 1.83 | 9.60 | 4.94 | 8.76 |

| | | | | | | | |
|------|----|-------|------|-------|-------|------|-------|
| | 10 | 1.92 | 4.33 | 0.41 | 0.79 | 2.23 | 8.66 |
| | 11 | 1.66 | 4.72 | 0.03 | 0.94 | 2.31 | 9.45 |
| | 12 | 6.95 | 3.30 | 2.79 | 1.52 | 6.79 | 6.60 |
| 2013 | 1 | 4.33 | 3.22 | 2.68 | 0.47 | 2.84 | 6.45 |
| | 2 | 0.89 | 3.03 | 0.13 | 0.39 | 1.13 | 6.07 |
| | 3 | 2.76 | 3.78 | 0.39 | 0.74 | 3.99 | 7.56 |
| | 4 | 5.22 | 2.47 | 1.16 | 4.64 | 3.50 | 4.95 |
| | 5 | 2.76 | 4.01 | 0.09 | 3.40 | 1.94 | 8.03 |
| | 6 | 4.89 | 4.14 | -0.02 | 1.74 | 8.09 | 8.29 |
| | 7 | 2.20 | 3.76 | 0.22 | 1.50 | 2.46 | 7.51 |
| | 8 | 6.00 | 1.60 | 0.23 | 8.34 | 3.19 | 3.20 |
| | 9 | 5.01 | 2.73 | 0.42 | 5.98 | 3.21 | 5.47 |
| | 10 | 2.61 | 3.27 | 0.27 | 1.85 | 2.84 | 6.53 |
| | 11 | 2.68 | 0.00 | 0.42 | 1.82 | 2.70 | 0.00 |
| | 12 | 4.13 | 1.54 | 0.95 | 1.55 | 4.79 | 3.08 |
| 2014 | 1 | 5.07 | 3.29 | 3.87 | 0.22 | 2.19 | 6.57 |
| | 2 | 2.23 | 3.28 | 0.69 | 0.52 | 2.56 | 6.55 |
| | 3 | 2.51 | 3.32 | 0.64 | 1.19 | 2.54 | 6.65 |
| | 4 | 5.76 | 3.69 | 2.23 | 5.62 | 1.44 | 7.38 |
| | 5 | 8.81 | 4.80 | 0.67 | 10.00 | 6.29 | 9.60 |
| | 6 | 9.81 | 4.50 | 0.29 | 10.41 | 8.62 | 9.00 |
| | 7 | 4.20 | 1.96 | 0.70 | 4.21 | 2.79 | 3.92 |
| | 8 | 3.93 | 1.37 | 0.61 | 4.28 | 2.36 | 2.74 |
| | 9 | 3.07 | 2.63 | 0.23 | 3.55 | 2.13 | 5.26 |
| | 10 | 4.70 | 4.02 | 0.66 | 5.73 | 2.35 | 8.04 |
| | 11 | 4.90 | 4.07 | 1.09 | 4.81 | 2.80 | 8.14 |
| | 12 | 3.39 | 3.99 | 0.51 | 1.47 | 4.29 | 7.98 |
| 2015 | 1 | 5.41 | 3.20 | 1.17 | 2.86 | 5.61 | 6.40 |
| | 2 | 1.91 | 4.21 | 0.03 | 1.67 | 2.10 | 8.41 |
| | 3 | 2.57 | 3.58 | 0.33 | 1.86 | 2.62 | 7.15 |
| | 4 | 2.13 | 4.12 | 0.53 | 1.11 | 2.09 | 8.23 |
| | 5 | 2.26 | 4.13 | 0.54 | 2.51 | 0.93 | 8.26 |
| | 6 | 4.17 | 6.34 | 0.47 | 2.50 | 4.90 | 12.68 |
| | 7 | 2.36 | 8.49 | 0.11 | 0.24 | 4.25 | 16.98 |
| | 8 | 9.00 | 6.46 | 1.93 | 5.67 | 8.47 | 12.91 |
| | 9 | 9.71 | 5.06 | 1.31 | 9.43 | 7.37 | 10.12 |
| | 10 | 4.31 | 4.95 | 0.79 | 2.78 | 4.25 | 9.90 |
| | 11 | 3.90 | 3.35 | 1.97 | 1.64 | 2.22 | 6.69 |
| | 12 | 4.13 | 4.21 | 1.82 | 3.41 | 1.21 | 8.41 |
| | | 21.98 | 1.48 | 21.16 | 0.93 | 0.71 | 2.96 |
| | | 1.53 | 1.51 | 0.42 | 0.79 | 1.43 | 3.02 |
| | | 1.05 | 1.22 | 0.34 | 0.49 | 0.94 | 2.44 |
| | | 1.24 | 0.99 | 0.70 | 0.74 | 0.33 | 1.98 |
| | | 2.00 | 1.22 | 0.43 | 2.26 | 0.89 | 2.45 |
| | | 9.63 | 2.16 | 1.35 | 12.21 | 4.34 | 4.31 |
| | | 6.60 | 1.60 | 2.30 | 4.98 | 3.62 | 3.21 |
| | | 6.67 | 1.82 | 2.13 | 5.54 | 3.53 | 3.64 |
| | | 10.91 | 1.38 | 5.62 | 5.50 | 5.09 | 2.77 |
| | | 10.76 | 1.42 | 7.13 | 4.25 | 3.00 | 2.84 |
| | | 15.60 | 1.29 | 11.90 | 3.75 | 3.63 | 2.59 |
| | | 14.77 | 2.39 | 9.39 | 3.97 | 6.80 | 4.78 |

Tabell 2: Norges handelsinntekter mot andre land.

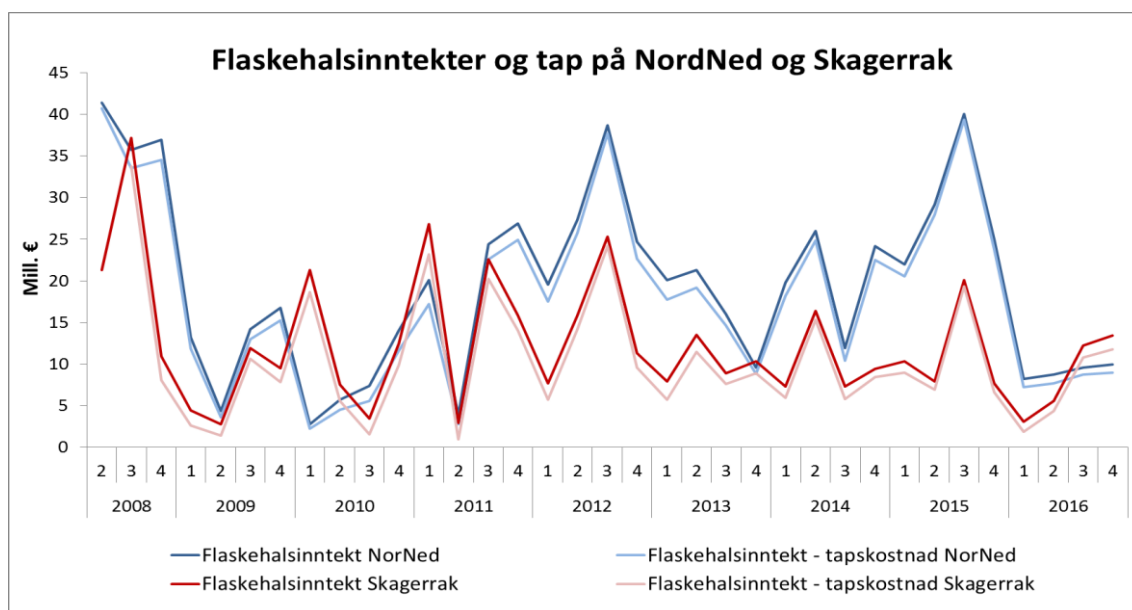
Skagerrak og NorNed

Figur 3 viser de totale handelsinntektene generert på NorNed- og Skagerrak-forbindelsene på kvartalsbasis. Verdiene rapportert under er totale handelsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Flaskehalsinntektene for begge kablene deles nå likt mellom de to relevante TSOene. På NorNed var det eksplisitt auksjon frem til Q1 2011. Flaskehalsinntekten som er rapportert er beregnet ut fra planlagt flyt på kabelen og prisforskjell i de to spotmarkedene. Statnetts faktiske inntekt

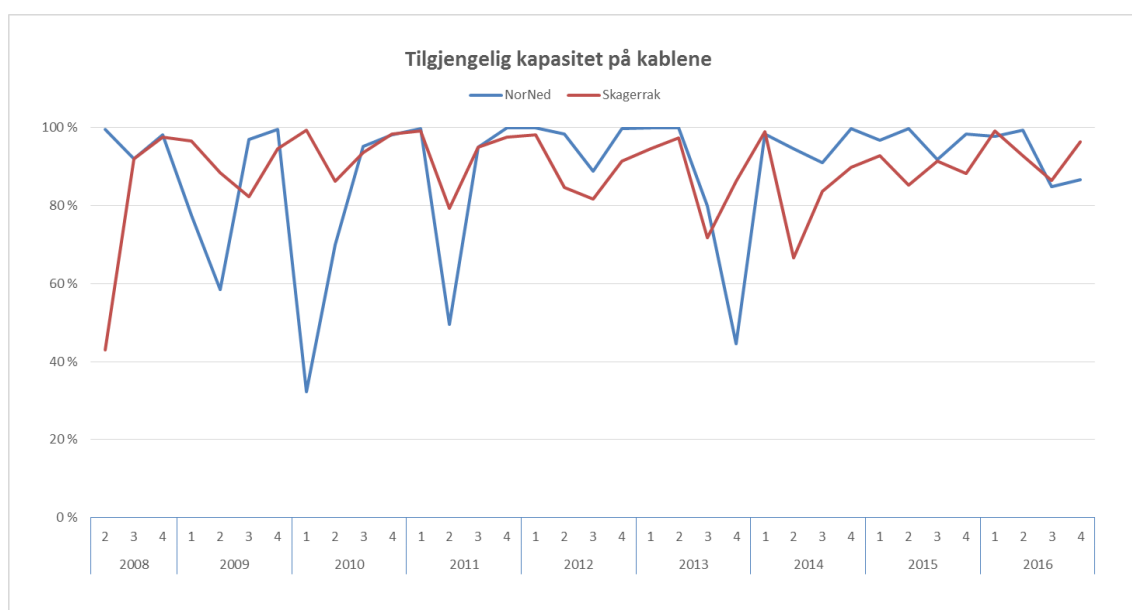
fra den eksplisitte auksjonen har i snitt vært noe lavere. Det betyr at Statnett har mottatt noe under 50 % av de oppgitte flaskehalsinntektene i denne perioden. Januar 2011 gikk man over til implisitt auksjon på NorNed

Inntekten generert over kablene varierer mye fra kvartal til kvartal. Dette skyldes blant annet prisforskjeller, samt varierende kraftoverføring over forbindelsene. Prisene er i Norge avhenger av hydrologien og vannmagasinbeholdningen, mens prisene på kontinentet har en viss korrelasjon mot brenselprisene på kull og gass. Figur 4 viser den varierende tilgjengelighet på kablene. Feil og driftstanser er de viktigste årsakene til redusert kapasitet.

I forbindelse med idriftsettelsen av SK4 fra årsskiftet 2014/2015 får Norge nye handelsinntekter. I tillegg til flaskehalsinntekter generert over SK4-kabelen, inkluderer disse en andel av flaskehalsinntekten som oppstår ved grensen mellom Jylland og Tyskland, samt videresalg av systemtjenester over forbindelsen.

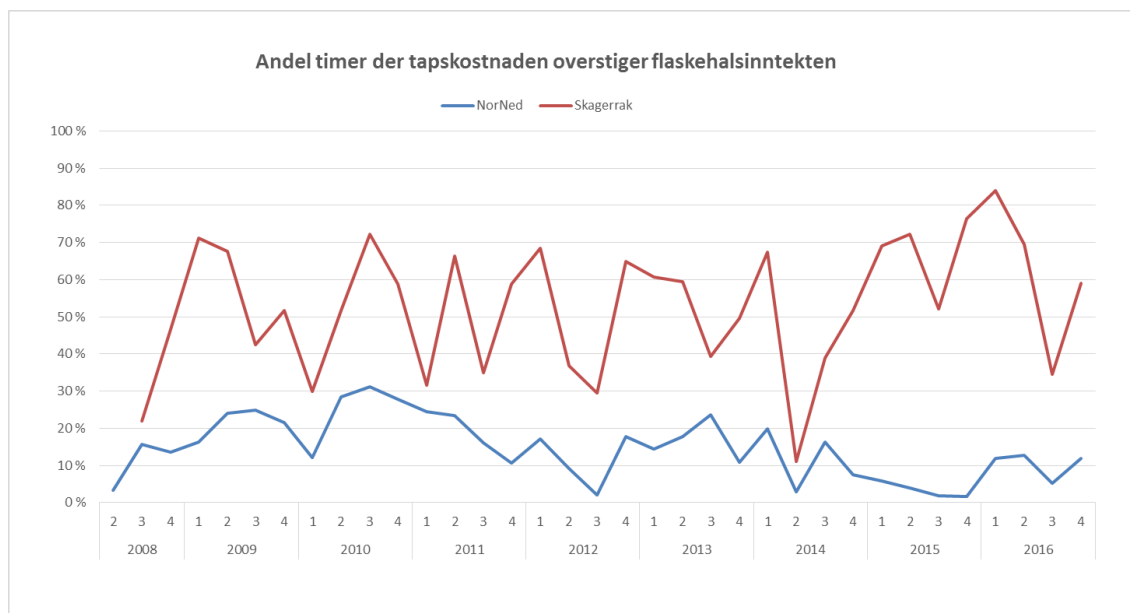


Figur 3: Handelsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak.



Figur 4: Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak.

Figur 5 viser andelen timer tapskostnaden som resultat at kraftflyten overgår flaskehalsinntekten generert. Det er her lagt til grunn at tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende landet. De reelle kostnadene ved å sikre dekning for tapene kan være noe høyere. I 2016 overgår tapskostanden flaskehalsinntekten i 62% av timene over Skagerrak og 10% av timene over NorNed. I november 2015 ble implisitt tapshåndtering introdusert på NorNed. Dette innebærer at tapskostnaden blir tatt med i fastsettelsen av hvor stor effekt som overføres, og resulterer i at det ikke vil være kraftoverføring over kabelen i de timene hvor tapskostnaden tilknyttet overføringen overgår nytten generert av handelen. Unntaket er timer med ramping, når kraftflyten over forbindelsen snur retning.



Figur 5: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

| NorNed | Handelsinntekter (mill. €) | Tapskostnad (mill. €) | Tap som andel av handelsinntektene (%) | Differanse (mill. €) |
|-------------|----------------------------|-----------------------|--|----------------------|
| 2008 | 120.9 | 5.3 | 4 % | 115.7 |
| 1. kvartal | | | | |
| 2. kvartal | 48.3 | 0.7 | 1 % | 47.6 |
| 3. kvartal | 35.7 | 2.2 | 6 % | 33.5 |
| 4. kvartal | 36.9 | 2.4 | 6 % | 34.6 |
| 2009 | 48.6 | 4.8 | 10 % | 43.7 |
| 1. kvartal | 13.2 | 1.3 | 10 % | 11.9 |
| 2. kvartal | 4.4 | 0.7 | 17 % | 3.6 |
| 3. kvartal | 14.2 | 1.2 | 9 % | 13.0 |
| 4. kvartal | 16.8 | 1.5 | 9 % | 15.3 |
| 2010 | 29.9 | 6.0 | 20 % | 23.9 |
| 1. kvartal | 2.8 | 0.5 | 19 % | 2.2 |
| 2. kvartal | 5.7 | 1.2 | 21 % | 4.5 |
| 3. kvartal | 7.4 | 1.8 | 25 % | 5.6 |
| 4. kvartal | 14.0 | 2.4 | 17 % | 11.6 |
| 2011 | 75.3 | 7.9 | 10 % | 67.5 |
| 1. kvartal | 20.0 | 2.8 | 14 % | 17.2 |
| 2. kvartal | 4.0 | 1.2 | 29 % | 2.8 |
| 3. kvartal | 24.4 | 1.9 | 8 % | 22.5 |
| 4. kvartal | 26.9 | 2.0 | 7 % | 24.9 |
| 2012 | 110.3 | 6.7 | 6 % | 103.6 |

| | | | | |
|-------------|--------------|------------|-------------|--------------|
| 1. kvartal | 19.6 | 2.1 | 11 % | 17.5 |
| 2. kvartal | 27.3 | 1.6 | 6 % | 25.8 |
| 3. kvartal | 38.7 | 1.0 | 3 % | 37.7 |
| 4. kvartal | 24.7 | 2.1 | 8 % | 22.6 |
| 2013 | 67.1 | 6.5 | 10 % | 60.6 |
| 1. kvartal | 20.1 | 2.3 | 12 % | 17.8 |
| 2. kvartal | 21.3 | 2.1 | 10 % | 19.2 |
| 3. kvartal | 16.2 | 1.3 | 8 % | 14.9 |
| 4. kvartal | 9.6 | 0.8 | 8 % | 8.8 |
| 2014 | 81.8 | 5.9 | 7 % | 75.9 |
| 1. kvartal | 19.8 | 1.6 | 8 % | 18.2 |
| 2. kvartal | 26.0 | 1.1 | 4 % | 24.8 |
| 3. kvartal | 11.9 | 1.5 | 13 % | 10.4 |
| 4. kvartal | 24.2 | 1.7 | 7 % | 22.5 |
| 2015 | 116.5 | 4.5 | 4% | 112.0 |
| 1. kvartal | 22.0 | 1.5 | 7% | 20.5 |
| 2. kvartal | 29.2 | 1.2 | 4% | 28.0 |
| 3. kvartal | 40.0 | 0.6 | 2% | 39.4 |
| 4. kvartal | 25.4 | 1.2 | 5% | 24.2 |
| 2016 | 36.6 | 4.0 | 11% | 32.6 |
| 1. kvartal | 8.2 | 1.0 | 12% | 7.2 |
| 2. kvartal | 8.7 | 1.1 | 12% | 7.7 |
| 3. kvartal | 9.6 | 0.9 | 9% | 8.7 |
| 4. kvartal | 10.0 | 1.0 | 10% | 9.0 |

| Skagerrak | Handelsinntekter (mill. €) | Tapskostnad (mill. €) | Tap som andel av handelsinntektene (%) | Differanse (mill. €) |
|-------------|----------------------------|-----------------------|--|----------------------|
| 2008 | 95.3 | | | |
| 1. kvartal | 11.3 | | | |
| 2. kvartal | 35.9 | | | |
| 3. kvartal | 37.1 | 3.4 | 9 % | 33.8 |
| 4. kvartal | 10.9 | 2.8 | 26 % | 8.1 |
| 2009 | 28.6 | 6.1 | 21 % | 22.5 |
| 1. kvartal | 4.4 | 1.8 | 40 % | 2.7 |
| 2. kvartal | 2.8 | 1.4 | 49 % | 1.4 |
| 3. kvartal | 11.9 | 1.3 | 11 % | 10.6 |
| 4. kvartal | 9.5 | 1.7 | 18 % | 7.8 |
| 2010 | 44.7 | 9.0 | 20 % | 35.6 |
| 1. kvartal | 21.3 | 2.6 | 12 % | 18.7 |
| 2. kvartal | 7.5 | 2.0 | 26 % | 5.5 |
| 3. kvartal | 3.4 | 1.8 | 54 % | 1.6 |
| 4. kvartal | 12.5 | 2.6 | 21 % | 9.9 |
| 2011 | 68.1 | 9.7 | 14 % | 58.4 |
| 1. kvartal | 26.8 | 3.6 | 14 % | 23.2 |
| 2. kvartal | 2.9 | 2.0 | 67 % | 1.0 |
| 3. kvartal | 22.5 | 2.3 | 10 % | 20.2 |
| 4. kvartal | 15.8 | 1.8 | 11 % | 14.0 |
| 2012 | 60.1 | 6.5 | 11 % | 53.6 |
| 1. kvartal | 7.7 | 2.0 | 26 % | 5.7 |
| 2. kvartal | 15.8 | 1.6 | 10 % | 14.2 |
| 3. kvartal | 25.3 | 1.1 | 4 % | 24.2 |
| 4. kvartal | 11.3 | 1.8 | 16 % | 9.6 |

| | | | | |
|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| 2013 | 40.6 | 6.9 | 17 % | 33.8 |
| 1. kvartal | 8.0 | 2.1 | 27 % | 5.8 |
| 2. kvartal | 13.5 | 2.0 | 15 % | 11.5 |
| 3. kvartal | 8.9 | 1.3 | 14 % | 7.6 |
| 4. kvartal | 10.3 | 1.4 | 14 % | 8.9 |
| 2014 | 40.4 | 4.9 | 12% | 35.5 |
| 1. kvartal | 7.3 | 1.4 | 19 % | 5.9 |
| 2. kvartal | 16.3 | 1.0 | 6 % | 15.3 |
| 3. kvartal | 7.3 | 1.1 | 15 % | 6.2 |
| 4. kvartal | 9.4 | 1.0 | 11% | 8.4 |
| 2015 | 46.0 | 4.2 | 9% | 41.8 |
| 1. kvartal | 10.3 | 1.4 | 13% | 9.0 |
| 2. kvartal | 7.9 | 1.0 | 13% | 6.9 |
| 3. kvartal | 20.1 | 0.7 | 4 | 19.3 |
| 4. kvartal | 7.7 | 1.1 | 14% | 6.6 |
| 2016 | 34.3 | 5.5 | 16 | 28.8 |
| 1. kvartal | 3.1 | 1.2 | 39% | 1.9 |
| 2. kvartal | 5.6 | 1.2 | 21% | 4.4 |
| 3. kvartal | 12.2 | 1.4 | 12 | 10.8 |
| 4. kvartal | 13.4 | 1.7 | 12% | 11.8 |

3 Flaskehalskostnader og spesialregulering

3.1 Opprette nytt elspotområde etter Fos § 5 annet ledd

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. Skillet mellom disse to områdene går på forbindelsene i Østerdalen, Gudbrandsdalen og Sogn og Fjordane. En variasjon i balansen i Sør-Norge vil i liten grad påvirke kraftflyten i nettet nord for Dovre og motsatt.

Det kan oppstå behov for å opprette nytt elspotområde, for eksempel ved utfall eller driftsstans av en viktig overføringslinje. Også ved intakt nett kan det bli behov for å opprette nytt elspotområde, dersom det oppstår en stor og langvarig flaskehals. I disse tilfellene vil Statnett anslå

- Hvor lenge linjen vil være ute / hvor lenge flaskehalsen vil vare
- Hvilke spesialreguleringskostnader Statnett vil få uten opprettelse av eget elspotområde

Dersom Statnett anslår at spesialreguleringskostnadene for en periode vil beløpe seg til størrelsesorden 20 millioner kroner vil det vurderes å opprette et eget elspotområde.

Markedet varsles minst 4 uker før det nye elspotområdet gjøres gjeldende. Når områdenes utstrekning skal fastsettes, gjøres avgrensningen ut fra følgende forhold:

- Grensesnitt i nettet hvor det forventes flaskehals i en betydelig del av sesongen eller hvor ønsket utvekslet effekt ventes å bli vesentlig forskjellig fra fysisk kapasitet.
- Normale oppdelinger i distribusjons-, regional- eller sentralnett.
- Impedansforhold der nettet ikke er oppdelt.
- Mulighet for hensiktsmessig avregningsmåling i grensesnittet mellom områdene.

Statnett utarbeider en prognose for fremtidig inndeling av elspotområder. Denne er tilgjengelig på Nordpools hjemmesider.

3.2 Markedskostnader⁵ ved flaskehals mellom elspotområder

For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller driftsstanser. Kostnader som skyldes feil eller begrensninger i utlandet er trukket ut av beregningene fram tom. 2010. Fra 2011 er feil/driftingsstanser på utenlandsk side tatt med når de påvirker handelsgrensene. 2011-tallene og senere er derfor ikke uten videre sammenlignbare med tidligere år i tabellen. Flaskehalskostnader ved intakt nett, f. eks begrensninger i Hasle grunnet høy last i Østlandsområdet, er ikke tatt med for noen av årene.

Tabell 4 og Tabell 5 viser kapasitetstilgjengelighet og – utnyttelse av handelskorridorene ved henholdsvis eksport og import. Figur 6 til Figur 15 viser hyppighet og antall timer flaskehals på de ulike handelskorridorene.

Oversikt for NO5-NO3 er ikke tatt med fordi forbindelsen fra Ørskog til Sogndal ikke kom i drift før 7. desember 2016.

| Korridor | Årsak | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| NO1 – SE3 | Driftsstans | 166 | 9 | 0 | 73 | 112 | 126 | 251 | 303 | 97 | 96 |
| | Feil/utfall | 0 | 1159 | 117 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 12 | 164 |
| NO3 – SE2 ¹ | Driftsstans | | | | 14 | 3 | 3 | 10 | 1 | 10 | 9 |
| | Feil/utfall | | | | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NO4 – SE1 ² | Driftsstans | 3 | 55 | 116 | 14 | 11 | 13 | 11 | 5 | 40 | 133 |
| | Feil/utfall | 1 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| NO4 – SE2 | Driftsstans | | | | | | 4 | 4 | 2 | 15 | 65 |
| | Feil/utfall | | | | | | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| NO2 – DK1 | Driftsstans | 46 | 25 | 19 | 20 | 16 | 95 | 96 | 90 | 170 | 55 |
| | Feil/utfall | 246 | 474 | 1 | 3 | 5 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 |
| NO2 – NL ³ | Driftsstans | | 29 | 24 | 8 | 12 | 47 | 55 | 34 | 71 | 40 |
| | Feil/utfall | | 16 | 61 | 168 | 38 | 1 | 147 | 3 | 0 | 4 |
| NO1 – NO2 ⁴ | Driftsstans | | | | 1 | 0 | 10 | 6 | 3 | 2 | 6 |
| | Feil/utfall | | | | 0 | 0 | 8 | 9 | 5 | 4 | 41 |
| NO1 – NO5 ⁴ | Driftsstans | | | | 1 | 6 | 1 | 0 | 4 | 6 | 3 |
| | Feil/utfall | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 87 |
| NO2 – NO5 ⁴ | Driftsstans | | | | 0 | 17 | 4 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | Feil/utfall | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NO4 – NO3 | Driftsstans | | | | 9 | 2 | 9 | 6 | 3 | 28 | 165 |
| | Feil/utfall | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| Sum | | 462 | 1777 | 338 | 311 | 224 | 321 | 599 | 453 | 470 | 869 |

Tabell 3: Markedskostnader⁵ (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

¹ Flaskehals NO3 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2009.

² Flaskehals NO4 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2011.

³ NorNed kom i drift i april 2008.

⁴ SørNorge ble delt i tre prisområder i 2010.

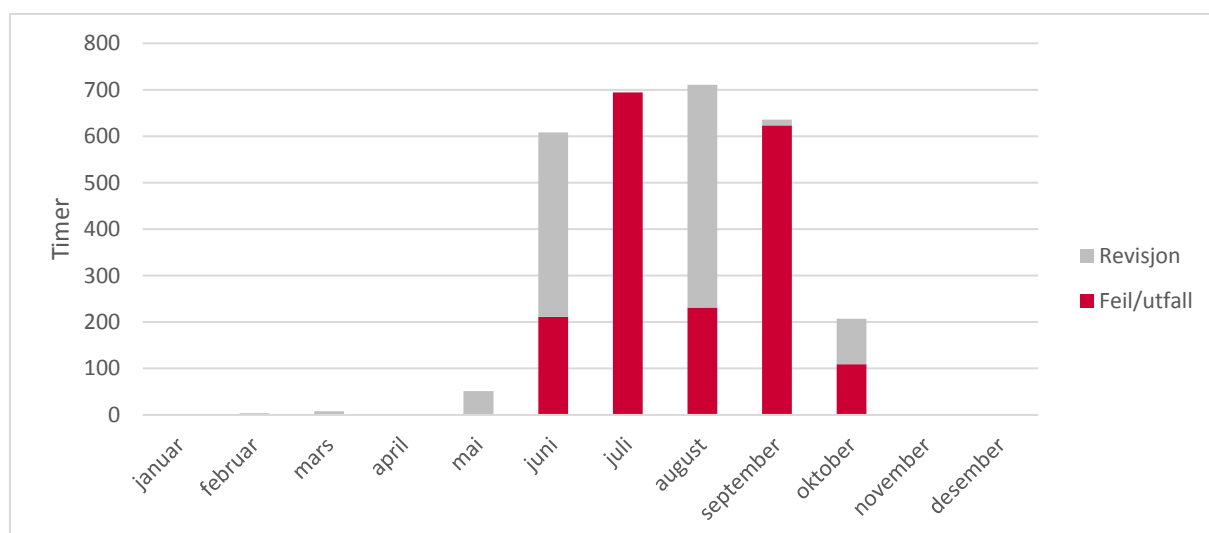
⁵ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon*prisforskjell (mellom områdene).

| Handels-korridor | Maks. kap.[MW] | Tidsandel maks. kapasitet[%] | Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt [%] | Markedets utnyttelse av tilbudt kap. [%] | Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet [%] |
|------------------|----------------|------------------------------|--|--|--|
| NO1-SE3 | 2145 | 7 % | 67 % | 63 % | 48 % |
| NO3-SE2 | 600 | 95 % | 98 % | 26 % | 9 % |
| NO4-SE2 | 250 | 1 % | 34 % | 74 % | 58 % |
| NO4-SE1 | 700 | 0 % | 56 % | 74 % | 60 % |
| NO2-DK1 | 1532 | 52 % | 91 % | 57 % | 38 % |
| NO2-NL | 723 | 66 % | 87 % | 76 % | 68 % |
| NO2-NO1 | 3500 | 0 % | 84 % | 39 % | 8 % |
| NO2-NO5 | 500 | 0 % | 51 % | 3 % | 13 % |
| NO5-NO1 | 3900 | 37 % | 76 % | 67 % | 26 % |
| NO4-NO3 | 1000 | 0 % | 57 % | 90 % | 76 % |
| NO1A-NO1 | 6850 | 0 % | 71 % | 66 % | 10 % |

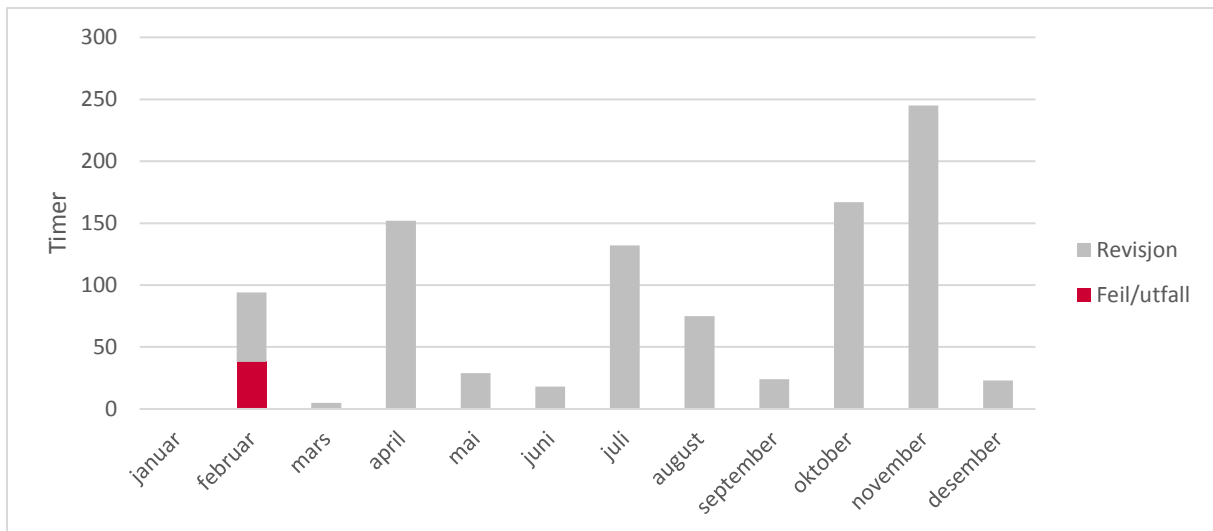
Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse 2016, eksport.

| Handels-korridor | Maks. kap.[MW] | Tidsandel maks. kapasitet[%] | Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt [%] | Markedets utnyttelse av tilbudt kap. [%] | Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet [%] |
|------------------|----------------|------------------------------|--|--|--|
| SE3-NO1 | 2 095 | 57 % | 86 % | 6 % | 3 % |
| SE2-NO3 | 1 000 | 20 % | 73 % | 30 % | 16 % |
| SE2-NO4 | 300 | 0 % | 44 % | 9 % | 6 % |
| SE1-NO4 | 600 | 0 % | 51 % | 7 % | 4 % |
| DK1-NO2 | 1 532 | 90 % | 96 % | 12 % | 6 % |
| NL-NO2 | 723 | 96 % | 97 % | 5 % | 2 % |
| NO1-NO2 | 2 200 | 0 % | 82 % | 2 % | 0 % |
| NO5-NO2 | 600 | 17 % | 81 % | 31 % | 20 % |
| NO1-NO5 | 300 | 100 % | 100 % | 0 % | 0 % |
| NO3-NO4 | 200 | 0 % | 0 % | 0 % | 2 % |
| NO1-NO1A | 5 000 | 100 % | 100 % | 1 % | 0 % |

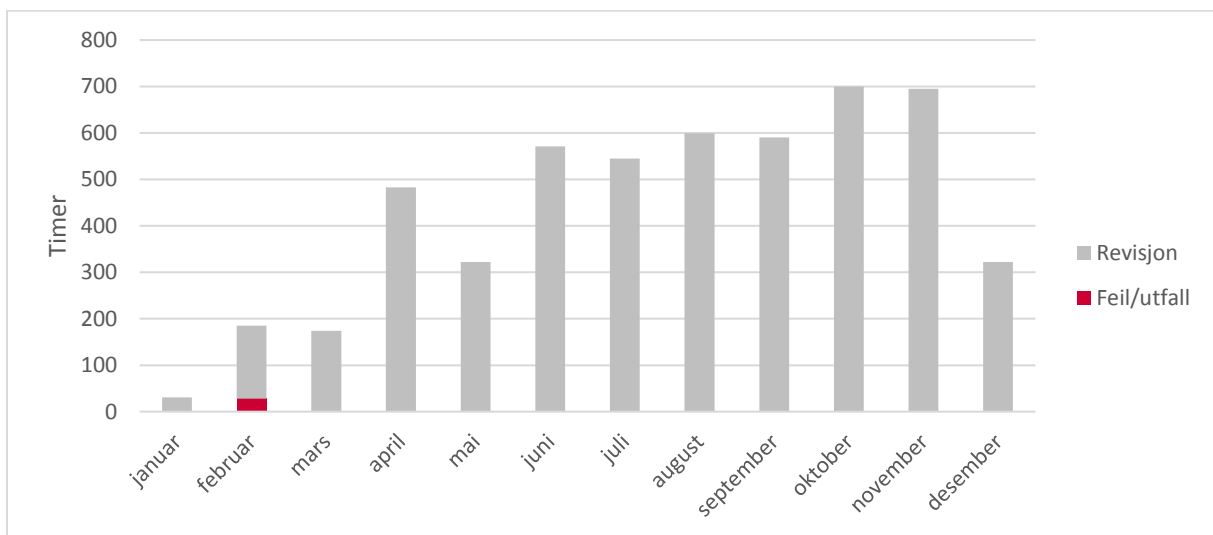
Tabell 5: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse 2016, import.



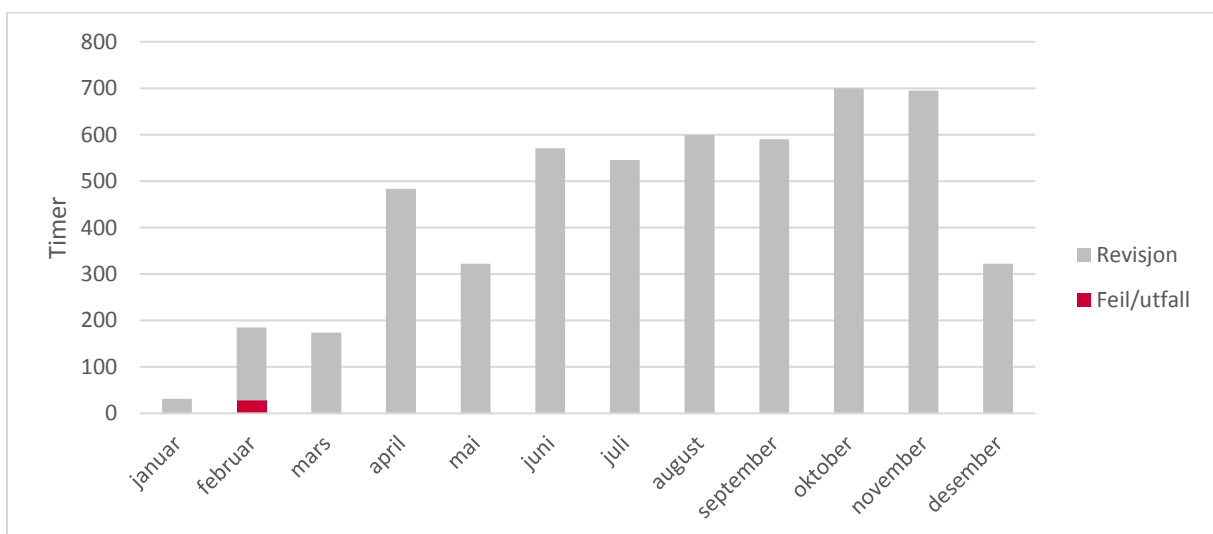
Figur 6: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftsstanser.



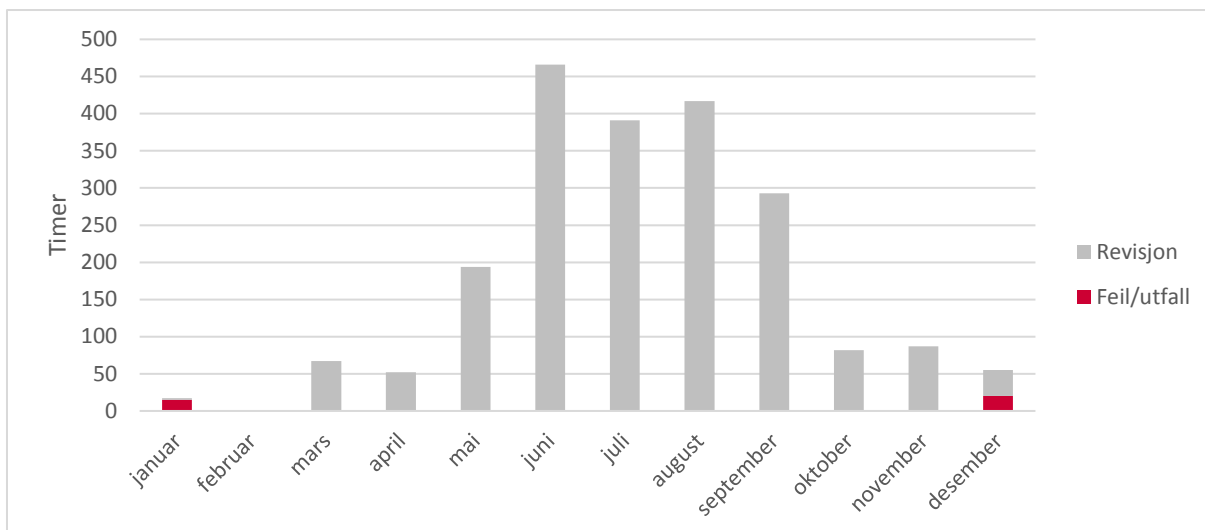
Figur 7: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



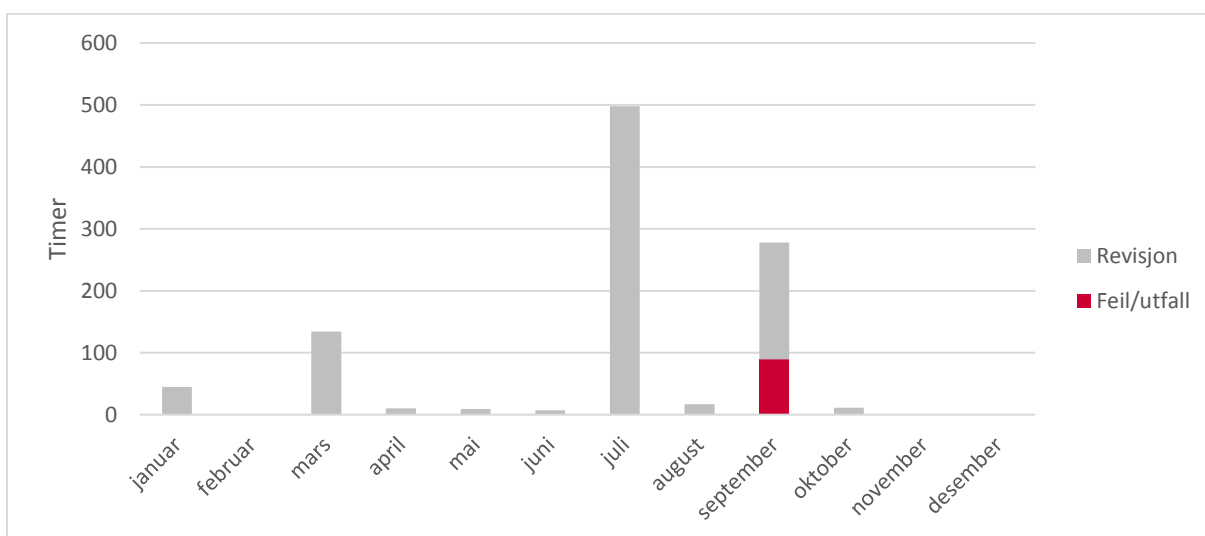
Figur 8: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



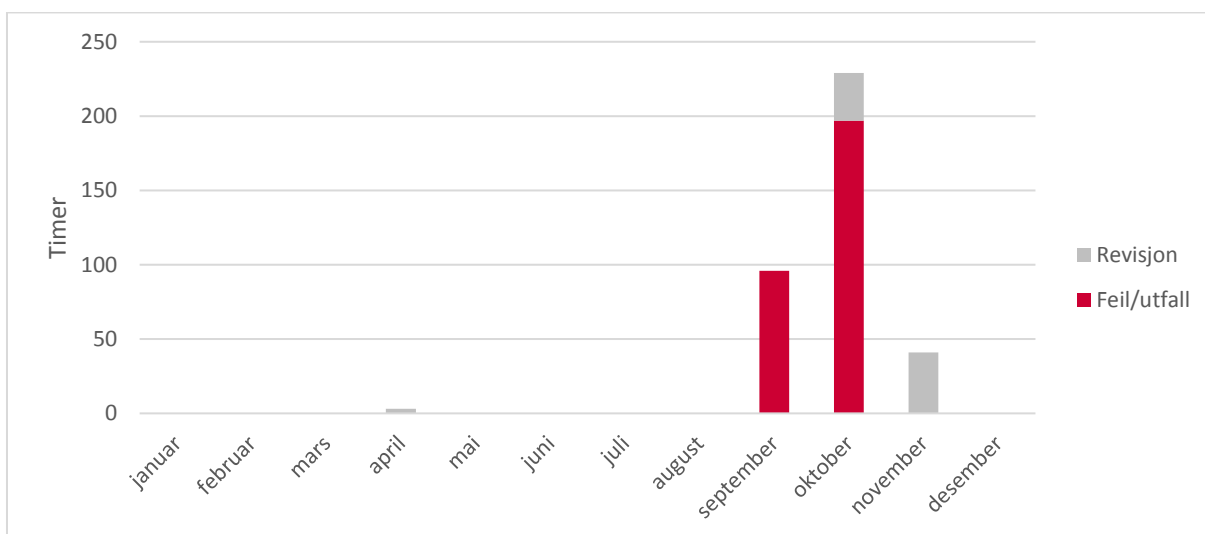
Figur 9: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



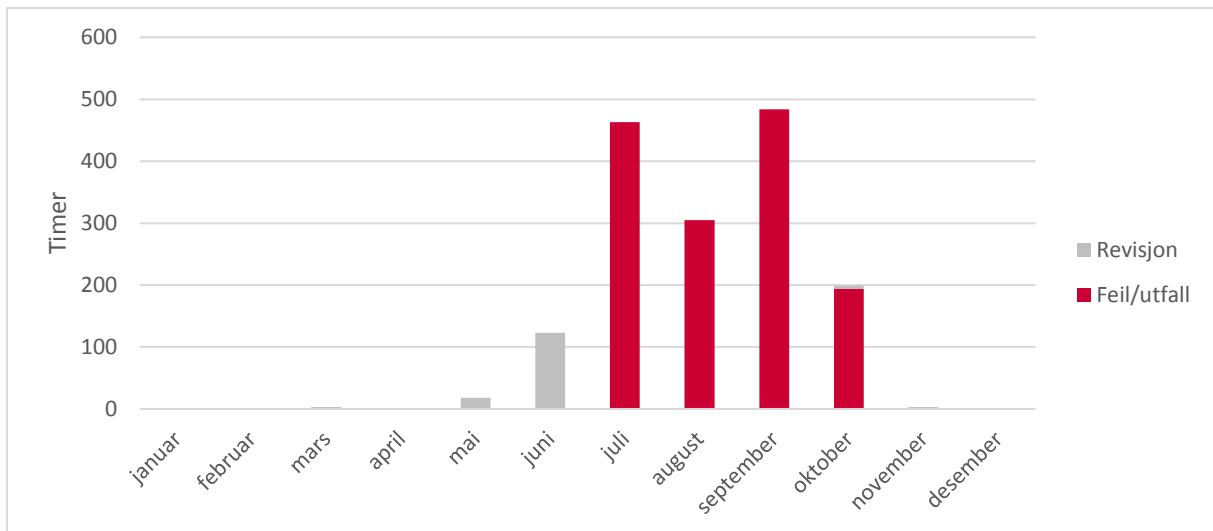
Figur 10: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



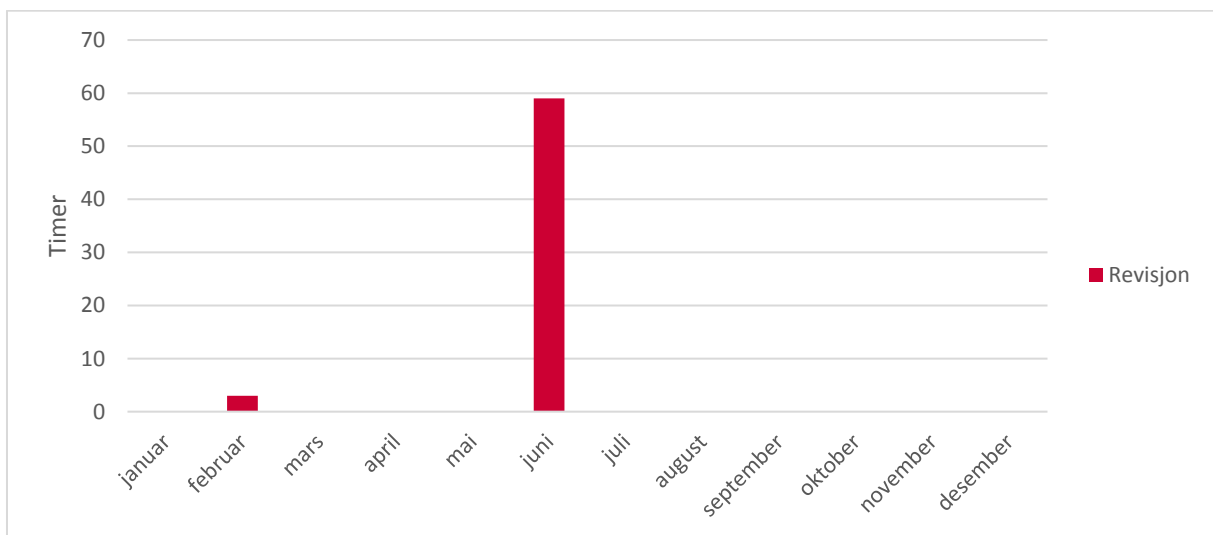
Figur 11: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



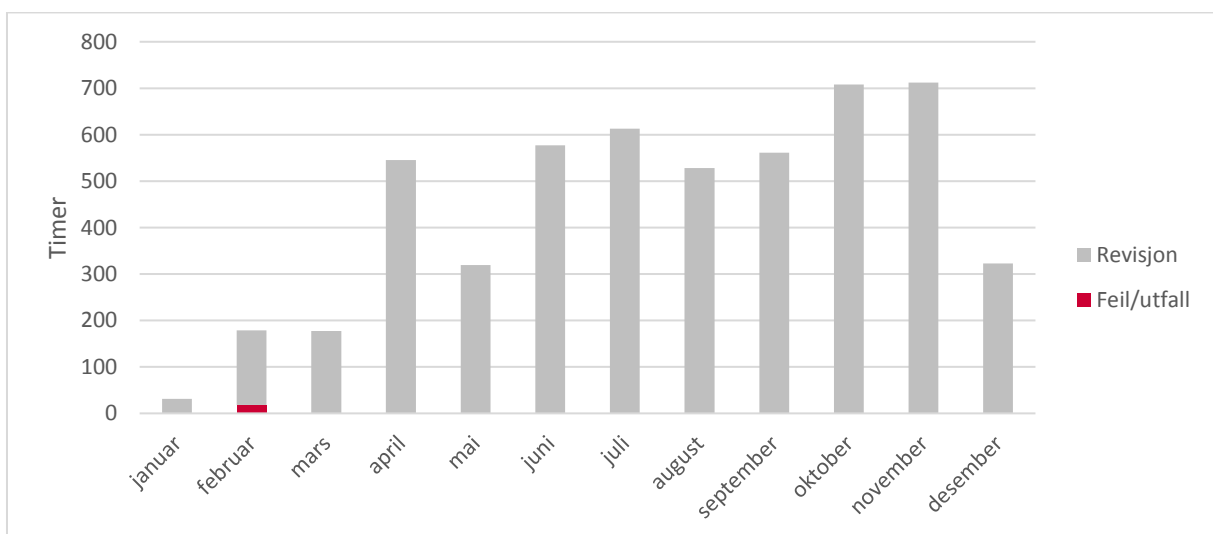
Figur 12: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



Figur 13: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO1 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



Figur 14: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO2 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.



Figur 15: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-NO3 ved kapasitetsreduksjon for feil og driftstanser.

3.3 Spesialregulering

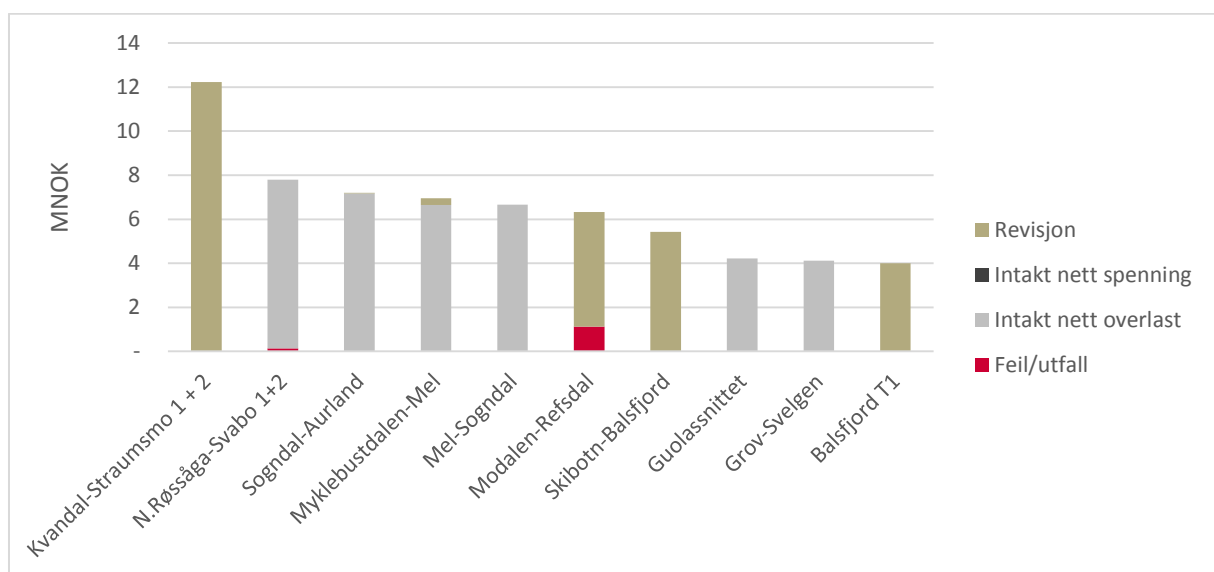
Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

- Intakt nett overlast: Reguleringer for å unngå overlast eller overskride N-1 ved intakt nett.
- Intakt nett spenning: Reguleringer for å ha tilfredsstillende spenning ved intakt nett.
- Revisjoner: Reguleringer ved planlagte driftsstanser.
- Feil/utfall: Reguleringer etter feil/utfall i nettet.
- Annet: Reguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.

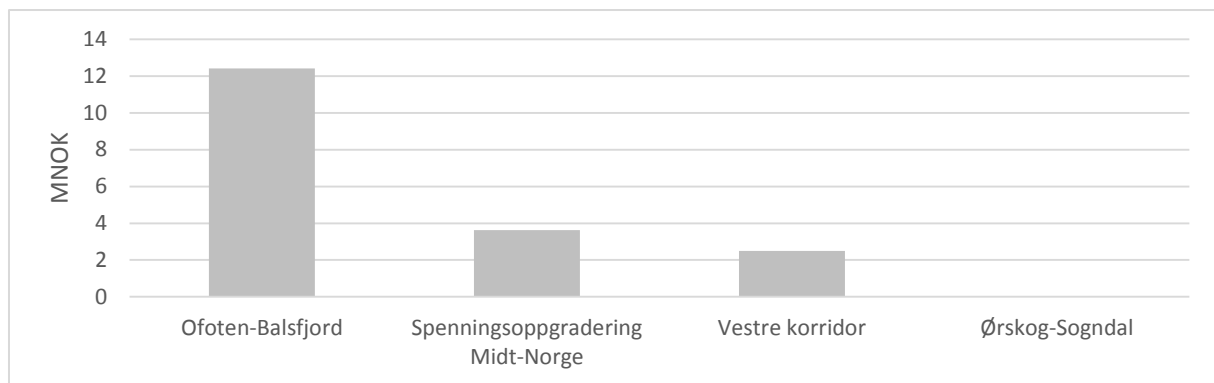
Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene, se figur 16.

- *Kvandal-Straumsmo 1 og 2*: Ved utkobling av linjene oppstår det en flaskehals på gjenværende linje, 420kV Kvandal-Bardufoss. Linjene var utkoblet fra juni til august og gav behov for nedregulering i nettet nord for Kvandal.
- *N. Røssåga-Svabo 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det har vært jevnlig behov for regulering gjennom hele året.
- *Myklebustdalen-Mel*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet mellom Sogndal og Nordfjord. Det var spesielt behov for nedregulering i juni og juli.
- *Mel-Sogndal*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet mellom Sogndal og Nordfjord. Det var spesielt behov for nedregulering i juni og juli.
- *Modalen-Refsdal*: Linjen fikk utfall under ekstremværet "Tor" og ble først innkoblet ca. 1 måned. Dette gav en flaskehals sørover fra Sogndal med behov for nedregulering. I juni var linjen planlagt driftsstans. Dette gav en flaskehals på Sogndal-Aurland med behov for nedregulering.
- *Sogndal-Aurland*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i Sogn og Fjordane. Det var spesielt behov for nedregulering i juni og juli.
- *Skibotn-Balsfjord*: Ved utkobling av linjen oppstår det en flaskehals på gjenværende 132kV-linje ut fra Guolas. Linjen var utkoblet fra slutten av april til midten av juni og det var behov for nedregulering i nettet nord for Guolas.
- *Guolassnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon nord for Guolas. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Grov-Svelgen*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet rundt for Nordfjord. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Balsfjord T1*: Planlagt driftsstans i juni og juli gav en flaskehals i 132kV sør for Balsfjord med behov for nedregulering.

Figur 17 viser samlede kostnader knyttet til de dyreste utbyggingsprosjektene i 2016.



Figur 16: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene.



Figur 17: Spesialreguleringskostnader knyttet til utbyggingsprosjekter.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Intakt nett, overlast | 54 | 50 | 50 | 75 | 44 | 44 | 38 | 84 | 45 | 58 |
| Intakt nett, spenning | 5 | 6 | 8 | 28 | - | 2 | 1 | 4 | 2 | 0 |
| Revisjoner | 50 | 38 | 75 | 32 | 57 | 54 | 43 | 159 | 88 | 70 |
| Feil/utfall | 6 | 19 | 18 | 5 | 46 | 19 | 20 | 20 | 29 | 8 |
| Annet | 1 | 4 | 4 | 2 | 1 | 2 | 2 | 3 | 9 | 9 |
| Totalt | 115 | 117 | 154 | 143 | 147 | 121 | 104 | 270 | 173 | 145 |

Tabell 6: Spesialreguleringskostnader(MNOK) fordelt på hovedtypene.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---------------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| Regulert opp | 398 | 377 | 399 | 542 | 381 | 242 | 366 | 804 | 528 | 274 |
| Regulert ned | 1681 | 566 | 791 | 318 | 638 | 791 | 475 | 1 159 | 1 000 | 1 138 |
| Totalt | 2 079 | 943 | 1 190 | 860 | 1 019 | 1 033 | 841 | 1 963 | 1 528 | 1 412 |

Tabell 7: Mengde(GWh) spesialregulering.

3.4 Redegjørelse for kostnader og prognoser for spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av regional- og sentralnett frem til 2019.

De kostnader som presenteres her må ansees som svært grove antagelser. Kostnader for spesialregulering er avhengig av mange faktorer som systemansvarlig ikke har kontroll på, bla:

- Hydrologiske forhold.
- Prisenivå i spotmarkedet.
- Været.
- Feil i nettet eller på produksjonseenheter.
- Forsinkelser i utbyggingsprosjektene.

Under følger prognoser for prosjektene Ørskog-Sogndal, Vestre korridor og Ofoten-Balsfjord.

Vestre korridor

Dette prosjektet består av spenningsoppgradering av 300kV nettet mellom Feda og Sauda. Det vil dermed være behov for mange utkoblinger i dette området som medfører begrensninger i nettet. De fleste av disse begrensningene vil bli håndtert med redusert kapasitet på Skagerrak og NorNed.

Anslagsvise kostnader: 1 MNOK i årlige kostnader frem til 2019.

Ofoten-Hammerfest

I løpet av våren/sommeren vil det være behov for noen uker med utkoblinger i forbindelse med resterende arbeid på strekningen fra Ofoten til Balsfjord. Da skal denne delen av prosjektet være ferdig.

Anslagsvise kostnader: 1 MNOK i 2017.

Spenningsoppgradering Midt-Norge

Det blir omfattende utkoblinger i nettet mellom Nedre Røssåga og Klæbu i 2017 men prosjektet er da planlagt å være ferdig.

Anslagsvise kostnader: 2 MNOK i 2017.

3.5 Redegjørelse for bruk av produksjonstilpasning i 2016, inkludert områder hvor virkemiddelet er benyttet og årsak til produksjonstilpasning.

| Dato | Driftsstans | Årsak | Berørt nettområde | Berørte stasjonsgrupper | Timer varighet | MWh tilpasning (Installert effekt – tillatt produksjon) |
|-------------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------------|----------------|---|
| 10.01-13.01 | Rendalen-Balbergskaret-Vang | Planlagt driftsstans | Rendalen | Østerdalen | 56 | 5768 |
| 26.01-27.01 | Hydro Høyanger T1 | Planlagt driftsstans | Høyanger | Høyanger | 30 | 1680 |
| 26.01 | Fåberg-Balbergskaret-Vang | Planlagt driftsstans | Rendalen | Østerdalen | 5 | 515 |
| 27.01-28.01 | Lysebotn-Helmikstøl 2 og 3 | Planlagt driftsstans | Lysebotn | Rogaland | 35 | 980 |
| 01.02 | Bolvik-Eie-Vrangfoss | Planlagt driftsstans | Vrangfoss-MTE | Nome | 10 | 152 |
| 01.02-05.02 | Valljord-Sjønstå | Planlagt driftsstans | Sulitjelma | Salten | 103 | 9991 |
| 10.02 | Tokke-Eidsborg-Vinje | Planlagt driftsstans | Tokke | Vinje | 11 | 578 |
| 29.02-12.03 | Rendalen-Balbergskaret-Vang | Planlagt driftsstans | Rendalen | Østerdalen | 112 | 11486 |
| 01.03 | Leirdøla T2 | Planlagt driftsstans | Leirdøla | Luster | 1 | 128 |
| 02.03 | Abjøra K-Heggenes | Planlagt driftsstans | Valdres | Valdres | 10 | 1200 |
| 07.03-18.03 | Mongstad-Seim | Planlagt driftsstans | BKK | BKK | 273 | 74529 |
| 16.03-17.03 | Slidre-Ylja | Planlagt driftsstans | Valdres | Valdres | 34 | 0 ⁶ |
| 17.03 | Samnanger T1 | Planlagt driftsstans | BKK | Samnanger | 4 | 140 |
| 04.04-18.05 | Evanger-Voss | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 1067 | 0 ⁶ |
| 04.04-03.06 | Evanger T4 | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 1451 | 0 ⁶ |
| 11.04-15.04 | Myklebustdalen-Mel-Sogndal | Planlagt driftsstans | SFE | Sogn og Fjordane | 102 | 5508 |
| 12.04 | Flørli 132 A | Planlagt driftsstans | Flørli | Rogaland | 4 | 328 |
| 14.04 | Bolvik-Eie-Vrangfoss | Planlagt driftsstans | Vrangfoss-MTE | Nome | 10 | 150 |
| 17.04 | Monehagen-Nelaug | Planlagt driftsstans | Agder-Syd | Åmli | 2 | 192 |
| 18.04-21.04 | Dokka-Torpa | Planlagt driftsstans | Dokka | Nordre-Land | 76 | 12464 |
| 25.04-13.05 | Balsfjord-Storsteinnes | Planlagt driftsstans | Dividalen | Målselv og Balsfjord | 438 | 7446 |

⁶ Ingen reduksjon i tillatt produksjon, men restriksjoner i forhold til min. produksjon eller tilgjengelighet.

| | | | | | | |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|------------------|--------------|-----|----------------|
| 26.04-27.04 | Kristiansand T2 | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 32 | 416 |
| 25.04-29.04 | Modalen-Steinsland | Planlagt driftsstans | Bkk | Steinsland | 102 | 14994 |
| 03.05 | Rendalen-Balbergskaret | Planlagt driftsstans | Rendalen | Rendalen | 9 | 1737 |
| 04.05 | Kristian T2 | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 6 | 74 |
| 09.05-13.05 | Såheim-Årlifoss | Planlagt driftsstans | Rjukanverkene | Tinn | 40 | 1680 |
| 09.05-05.09 | Slidre-Ylja | Planlagt driftsstans | Valdres | Valdres | 3 | 195 |
| 10.05 | Sauda T1 | Planlagt driftsstans | Saudefaldene | Sauda | 8 | 512 |
| 12.05-13.05 | Nordheim-Smøla | Planlagt driftsstans | Smøla | Smøla | 35 | 5460 |
| 18.05 | Ofoten-Båtsvann | Planlagt driftsstans | Skjomen | Narvik | 4 | 124 |
| 23.05-27.05 | Såheim-Frøystul | Planlagt driftsstans | Rjukanverkene | Tinn | 104 | 4680 |
| 23.05-27.05 | Tokke-Eidsborg-Vinje og Lio T1 | Planlagt driftsstans | Tokke | Tokke | 104 | 5200 |
| 26.05 | Marka-Grytåga | Planlagt driftsstans | Helgeland | Vefsn | 7 | 0 ⁶ |
| 30.05-03.06 | Bjørnevatn-T_Melkefoss | Planlagt driftsstans | Skofoss | Sør-Varanger | 4 | 92 |
| 02.06-17.06 | Nesflaten-Kvanndal-T_Kjela | Planlagt driftsstans | HER, Tokke | | 366 | 130 |
| 03.06 | Evanger-Voss | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 9 | 0 ⁶ |
| 07.06-10.06 | Tokke-Rød | Planlagt driftsstans | Sundsbarm | Seljord | 82 | 9020 |
| 13.06-01.07 | Kristiansand-Steinsfoss | Planlagt driftsstans | Agder-Syd | Vennesla | 439 | 32486 |
| 15.06-17.06 | Forsand-Tronsholen-1 | Planlagt driftsstans | Lysebotn, Flørli | Rogaland | 27 | 4590 |
| 20.06 | Monehagen-Nelaug-Åmli | Planlagt driftsstans | Agder-Syd | Åmli | 11 | 1056 |
| 20.06-08.07 | Voss-Granvin | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 439 | 4390 |
| 21.06 | Åmli-Høgefoss | Planlagt driftsstans | Agder-Syd | Åmli | 11 | 308 |
| 21.06-22.06 | Øyberget-Framruste | Planlagt driftsstans | Ø-Otta | Skjåk | 30 | 2280 |
| 23.06-07.07 | Ofoten T1 | Planlagt driftsstans | Skjomen | Narvik | 344 | 3096 |
| 27.06-28.06 | Laudal-Grødal | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 31 | 775 |
| 04.07-06.07 | Bjelland-Kristiansand-Hallandsbru | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 55 | 1815 |
| 11.07-12.07 | Kristiansand T2 | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 29 | 377 |
| 01.08-19.08 | Aurland 1-Aurland 2-Aurland 3 | Planlagt driftsstans | Aurland | Aurland | 439 | 62808 |
| 01.08-02.08 | Flørli-Helmikstol-1 | Planlagt driftsstans | Flørli | Rogaland | 31 | 2560 |

| | | | | | | |
|-------------|--|----------------------|-----------------------|---------------|-----|--------|
| 09.08-12.08 | Iveland-Kristiansand | Planlagt driftsstans | Agder-Syd | Iveland | 79 | 3715 |
| 09.08-13.09 | Oksla T2 | Planlagt driftsstans | Oksla, Tysso | Odda | 841 | 243822 |
| 15.08-29.08 | Skjerka-T_Håverstad 1, Skjerka-T_Håverstad 2, Skjerka-T_Smeland og T_Smeland-Logna | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 343 | 33964 |
| 16.08-17.08 | Dokka-Torpa | Planlagt driftsstans | Dokka | Valdres | 13 | 2132 |
| 17.08-18.08 | Monehagen-Bøylefoss | Planlagt driftsstans | Agder-Syd, Bøylefoss | Froland | 31 | 1141 |
| 22.08-25.08 | Bardufoss-T_Krogstad-1, N 132 T_Krogstad-Straumsmo-1 | Planlagt driftsstans | Innset/Straumsmo | Bardufoss | 77 | 3406 |
| 22.08-09.09 | Eie-Vrangfoss | Planlagt driftsstans | Tokke, Vranfoss-MTE | Midt-Telemark | 439 | 14494 |
| 29.08 | Maurange T3 | Planlagt driftsstans | Følgefonn | Kvinnherad | 8 | 320 |
| 29.08-02.09 | Fåberg-Balbergskaret | Planlagt driftsstans | Rendalen | Rendalen | 103 | 411 |
| 29.08-01.09 | Bardufoss-T_Krogstad-Straumsmo 2 | Planlagt driftsstans | Innset/Straumsmo | Bardufoss | 78 | 3432 |
| 29.08-09.09 | Ballangen-Kjøpsvik | Planlagt driftsstans | Sørfjord | Tysfjord | 271 | 21937 |
| 31.08 | Tokke-Vinje | Planlagt driftsstans | Vinje | Vinje | 11 | 437 |
| 05.09-29.09 | Slidre-Ylja | Planlagt driftsstans | Valdres | Vang | 582 | 37860 |
| 05.09-09.09 | Kristiansand T2 | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 112 | 3695 |
| 05.09-08.09 | Lyse-T_Tjørhom-Tonstad | Planlagt driftsstans | Sira-Kvina | Sirdal | 80 | 9616 |
| 06.09-09.09 | Samnanger-Norheimsund | Planlagt driftsstans | Bjølvo | Kvam | 79 | 3875 |
| 12.09-16.09 | Norheimsund-Øystese-Bjølvo | Planlagt driftsstans | Bjølvo | Kvam | 63 | 4044 |
| 19.09-23.09 | Bjørgedalen-Bolvik 1&2 | Planlagt driftsstans | Fjone, Finndøla | Vest-Telemark | 105 | 17662 |
| 19.09-30.09 | Leirdøla-Fortun | Planlagt driftsstans | Tyin, Fortun, Naddvik | Indre Sogn | 270 | 110005 |
| 20.09-23.09 | Øljusjøen-Hemsil 1 | Planlagt driftsstans | Borgund | Lærdal | 74 | 21977 |
| 21.09 | Abjøra_K-Skrautvål | Planlagt driftsstans | Valdres | Valdres | 5 | 535 |
| 22.09-23.09 | Såheim-Frøystul | Planlagt driftsstans | Rjukanverkene | Tinn | 31 | 1392 |
| 22.09 | Hyggjade-Slidre | Planlagt driftsstans | Valdres | Valdres | 5 | 600 |
| 03.10 | N 132Kvandal-Hergot-Sildvik | Planlagt driftsstans | Nygårdsfjell-vind | Narvik | 8 | 271 |
| 04.10 | S Åsen T3 | Planlagt driftsstans | Tysso | Odda | 9 | 865 |
| 06.10 | Tokke-Vinje | Planlagt driftsstans | Tokke, Skafså | Vest-Telemark | 7 | 490 |

| | | | | | | |
|-------------|--|----------------------|----------------------------|--------------------|-----|----------------|
| 10.10-12.10 | Kulia-Grødal & S 110 Skjerka-T_Håverstad-2 | Planlagt driftsstans | Øie | Vest-Agder | 64 | 2103 |
| 12.10 | Nedre Vinstra-Fåberg | Planlagt driftsstans | N. Vinstra, Harpefossen | Gudbrandsdal en | 7 | 2856 |
| 13.10 | Kvandal-Hergot-Sildvik | Planlagt driftsstans | Nygårdsfjell-vind | Narvik | 9 | 298 |
| 17.10-29.10 | T_Kjela-Kjela | Planlagt driftsstans | Tokke | Vinje | 305 | 18299 |
| 17.10-18.10 | T_Vemundsbotn-Myster | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 32 | 3607 |
| 18.10-27.10 | Øvre Årdal-Årdalstangen | Planlagt driftsstans | Naddvik | Indre Sogn | 225 | 24075 |
| 18.10-19.10 | Voss T3 | Planlagt driftsstans | BKK, Holmen Voss | Hordaland | 36 | 0 ⁶ |
| 18.10-20.10 | Myster-Dale | Planlagt driftsstans | BKK | Hordaland | 52 | 11611 |
| 20.10 | Åsen-Røldal | Planlagt driftsstans | Oksla, Tysso | Odda | 8 | 2680 |
| 24.10-28.10 | Mongstad-Frøyset | Planlagt driftsstans | Mongstad | Mongstad | 44 | 6007 |
| 26.10-27.10 | Tokke-Rød | Planlagt driftsstans | Sundsbarne | Seljord | 24 | 2640 |
| 14.11 | Bolvik-Vrangfoss | Planlagt driftsstans | Vrangfoss-MTE | Midt-Telemark | 8 | 288 |
| 17.11 | Bolvik-Vrangfoss | Planlagt driftsstans | Vrangfoss-MTE | Midt-Telemark | 8 | 120 |
| 04.12-20.12 | Mongstad-Frøyset | Planlagt driftsstans | Mongstad | Mongstad | 399 | 33915 |
| 23.11-24.11 | Lyse-T_Tjørhom | Planlagt driftsstans | Sira-Kvina | Sirdal | 32 | 3840 |
| 12.12 | Øljusjøen-Hemsil 1 & 2 | Planlagt driftsstans | Borgund | Lærdal | 8 | 2306 |

Tabell 8: Produksjonstilpasninger.

4 Handelsgrenser

4.1 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

NO2-NL: Redusert i forbindelse med flere utkoblinger på Sørlandet i juli. Forbindelsen var planlagt utkoblet i september men også redusert pga. feil på nederlandsk side.

NO2-DK1: Flere planlagte utkoblinger på Sørlandet har redusert kapasiteten, spesielt i perioden mai til september. I tillegg har det også vært planlagte utkoblinger på selve forbindelsen.

NO1-SE3: Redusert fra slutten av juni til midten av oktober pga. kabelfeil på Sylling-Tegneby. Etter installasjon av reservekabel var det fortsatt reduksjoner ut året. Også redusert pga. planlagte utkoblinger i juni og august. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.

NO2-NO5: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har hovedsakelig vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde for å korrespondere med fysisk flyt.

NO2-NO1: Hovedsakelig redusert i forbindelse med feilen på Sylling-Tegneby, både før og etter installasjon av reservekabel.

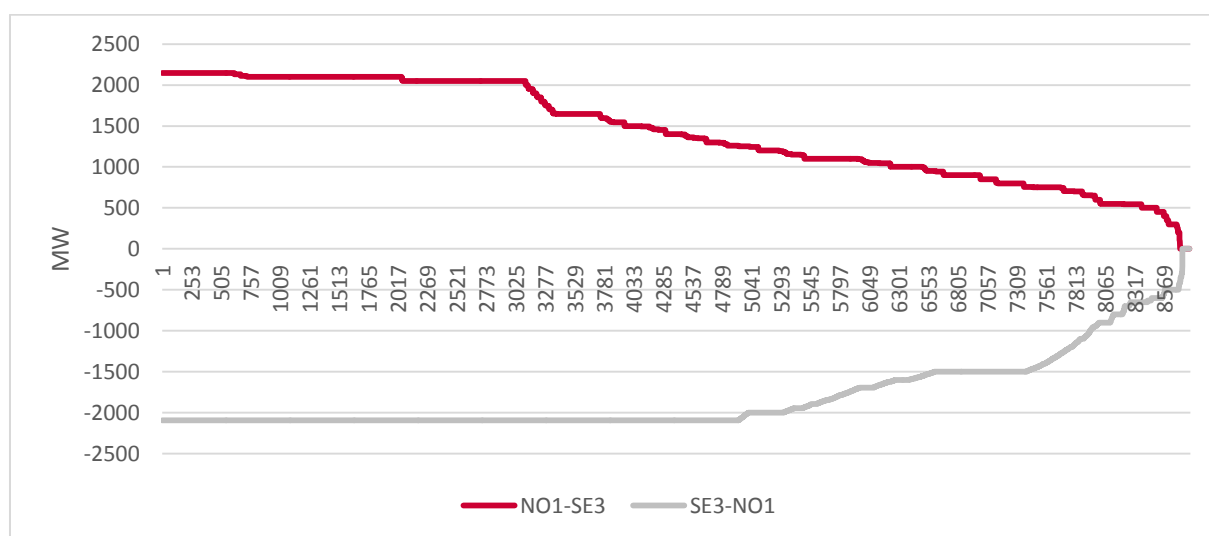
NO5-NO1: Hovedsakelig redusert i forbindelse med feilen på Sylling-Tegneby, både før og etter installasjon av reservekabel.

NO3-SE2: Redusert pga. feil på Tunnsjødal-Marka i februar. Ellers hyppige reduksjoner fra mars grunnet mange utkoblinger i Midt-Norge.

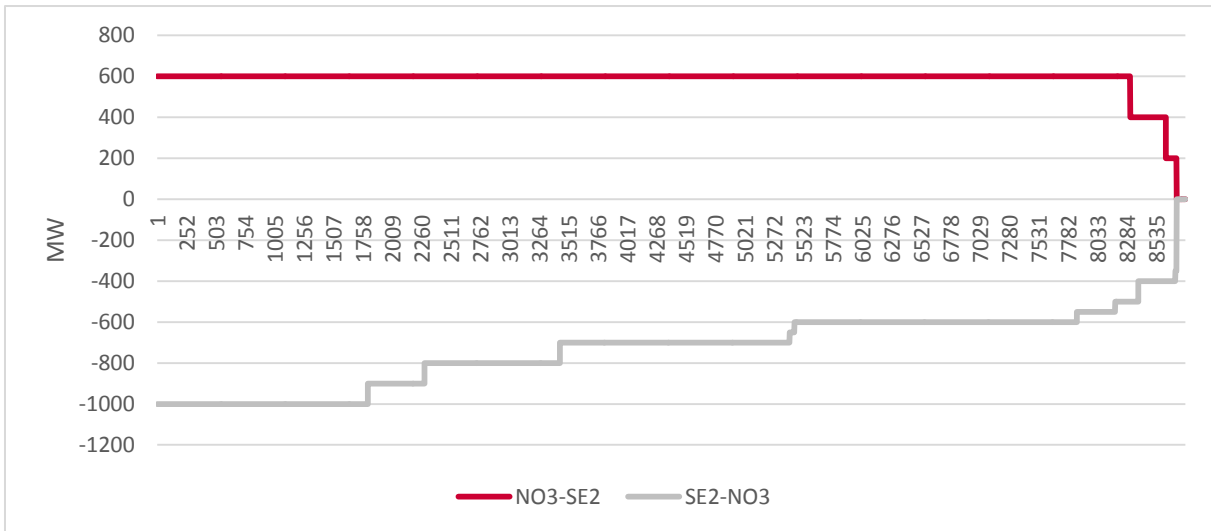
NO4-SE1: Redusert pga. feil på Tunnsjødal-Marka i februar. Ellers hyppige reduksjoner fra mars grunnet mange utkoblinger i Midt-Norge.

NO4-SE2: Redusert pga. feil på Tunnsjødal-Marka i februar. Ellers hyppige reduksjoner fra mars grunnet mange utkoblinger i Midt-Norge.

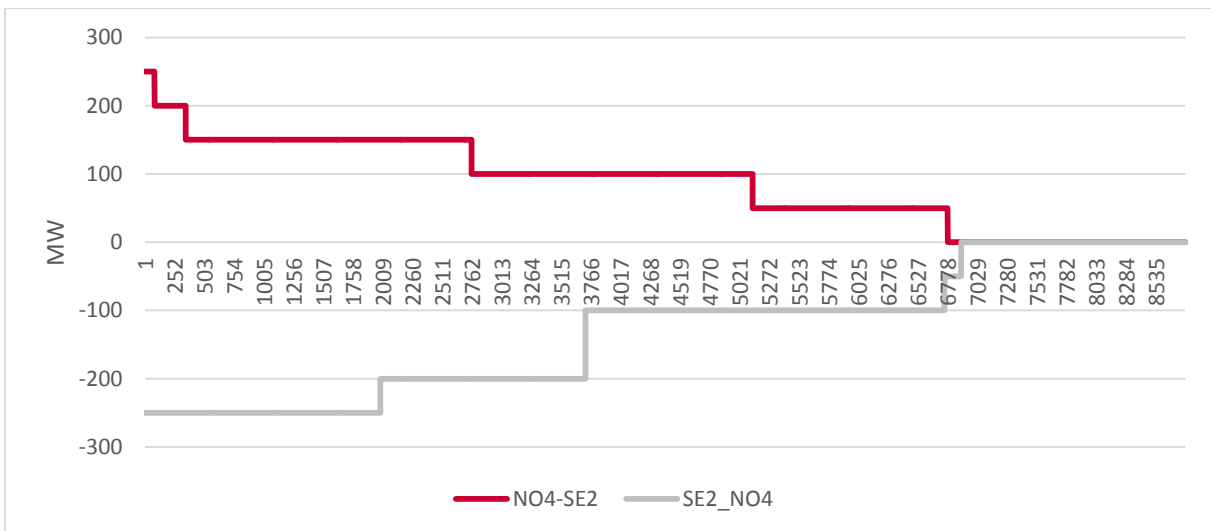
4.2 Varighetskurver for handelsgrensene



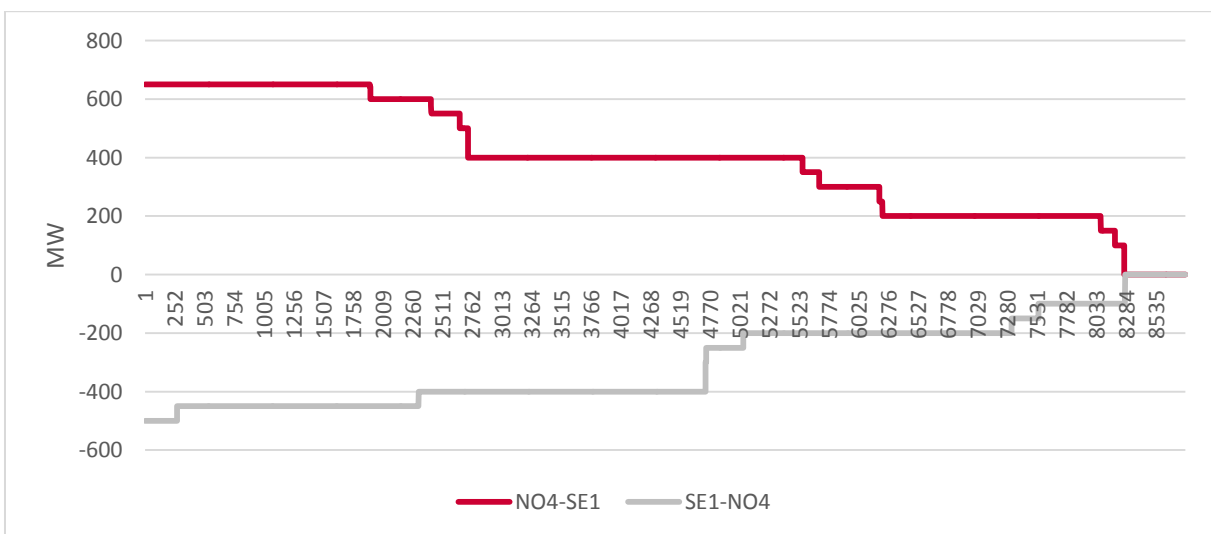
Figur 18: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og SE3.



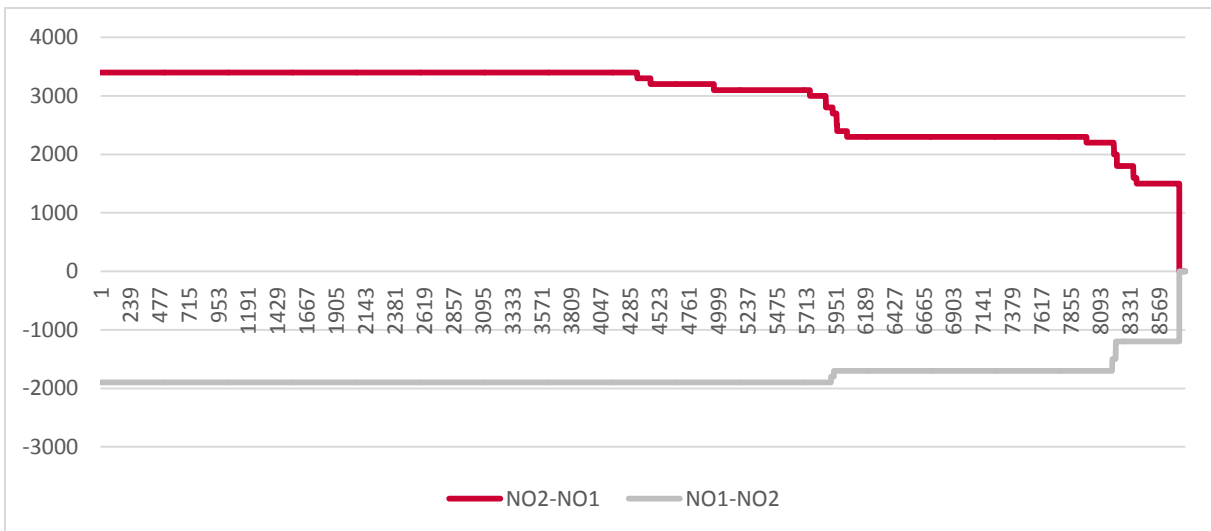
Figur 19: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og SE2.



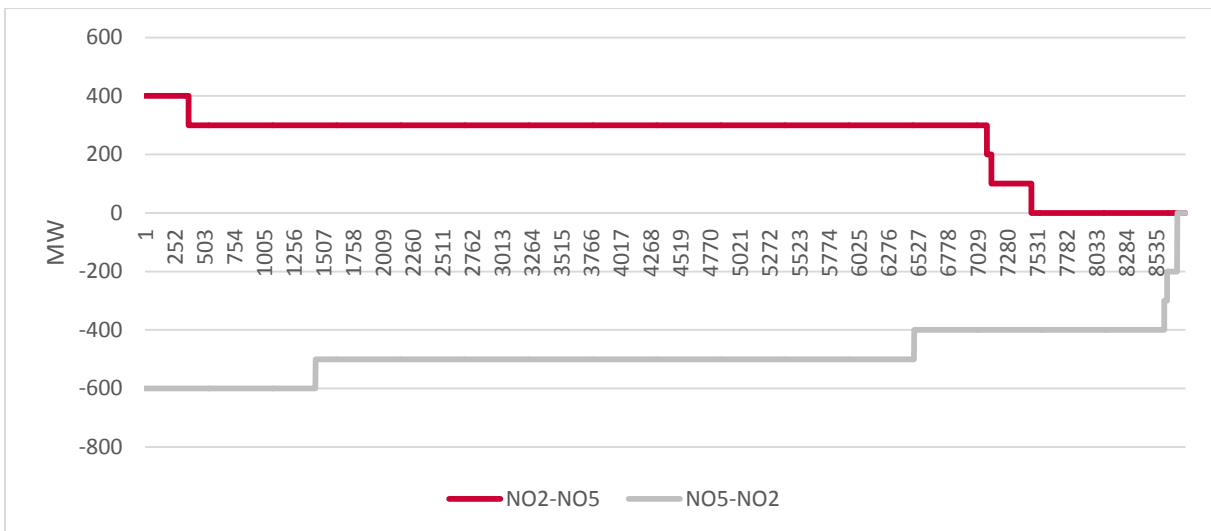
Figur 20: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE2.



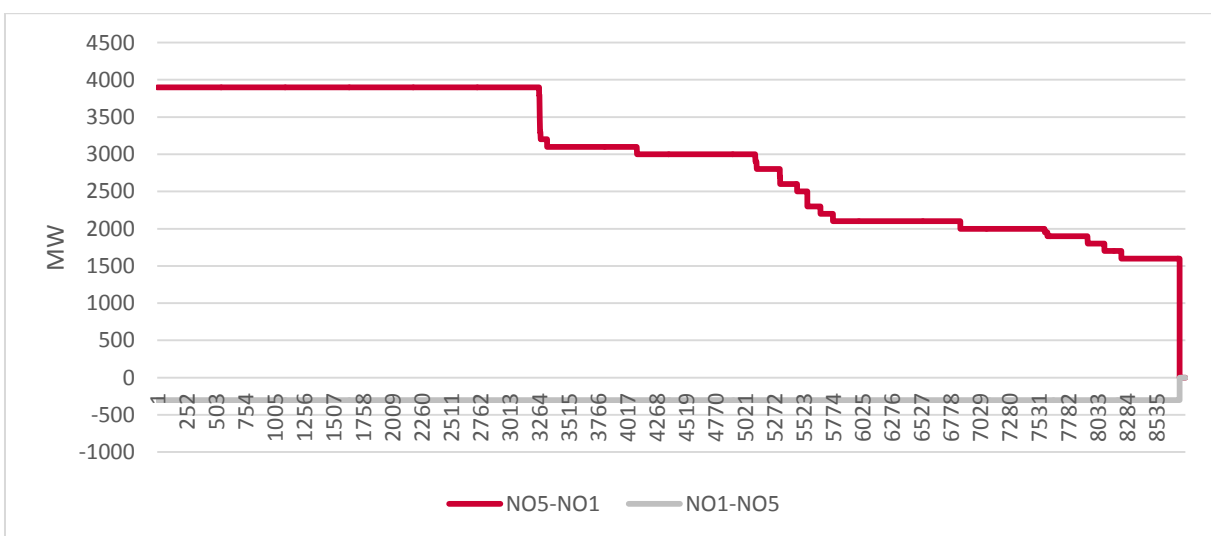
Figur 21: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE1.



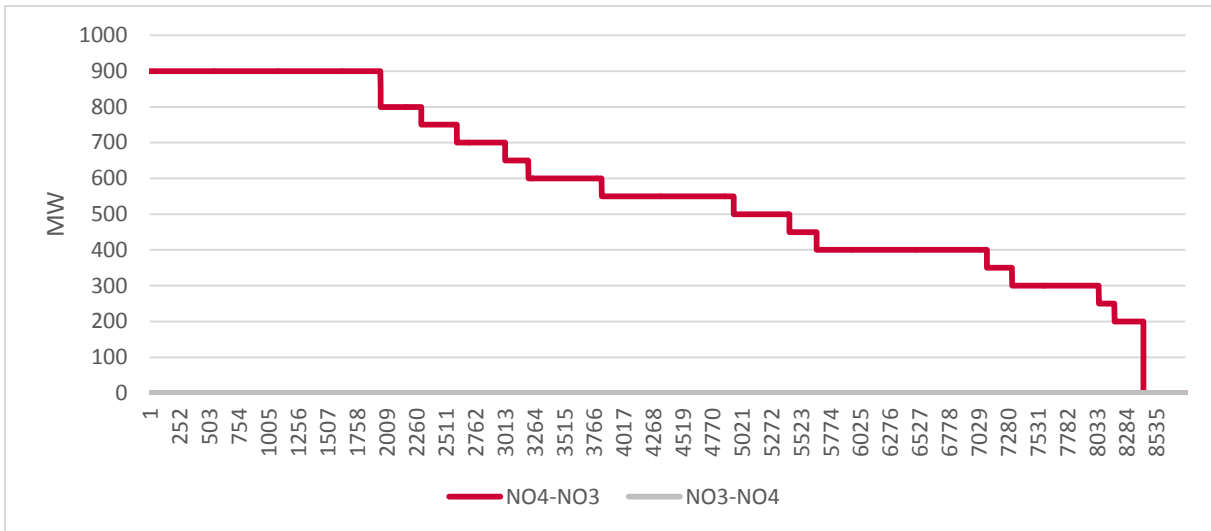
Figur 22: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO2.



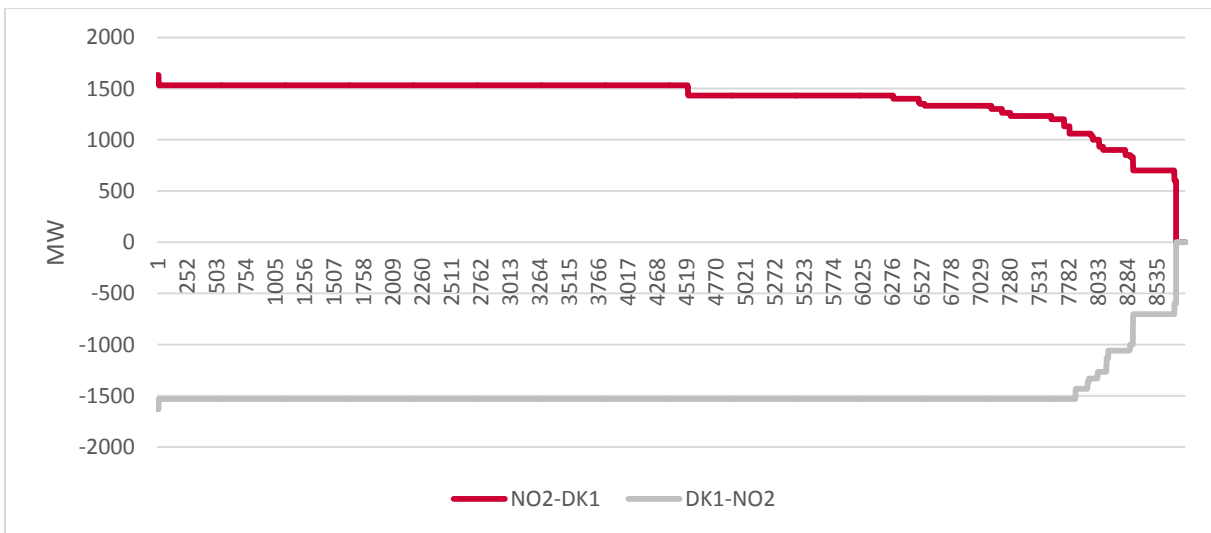
Figur 23: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NO5.



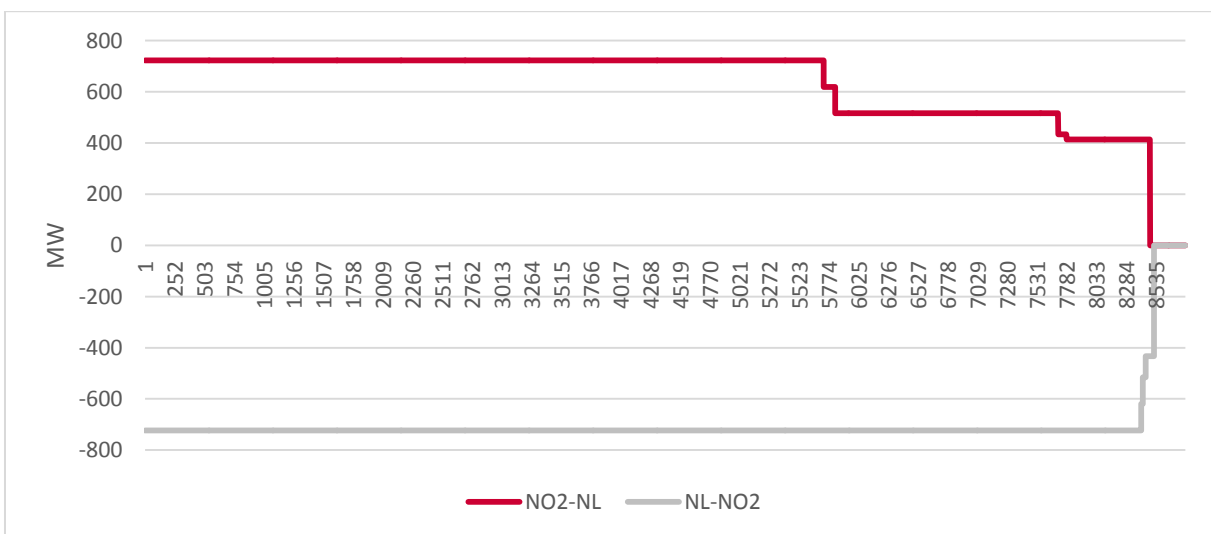
Figur 24: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO5.



Figur 25: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og NO4.



Figur 26: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og DK1.



Figur 27: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NL.

5 Anmelding og planlegging av produksjon

5.1 Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse

Det har ikke vært noen vesentlige hendelser i 2016.

6 Systemtjenester og effektreserver

6.1 Beskrivelse av fysisk benyttede/reserverte systemtjenester og effektreserver

I henhold til Forskrifter om systemansvar (FoS) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. FoS definerer hvilke systemtjenester det skal betales for og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig.

6.1.1 Primærreserver

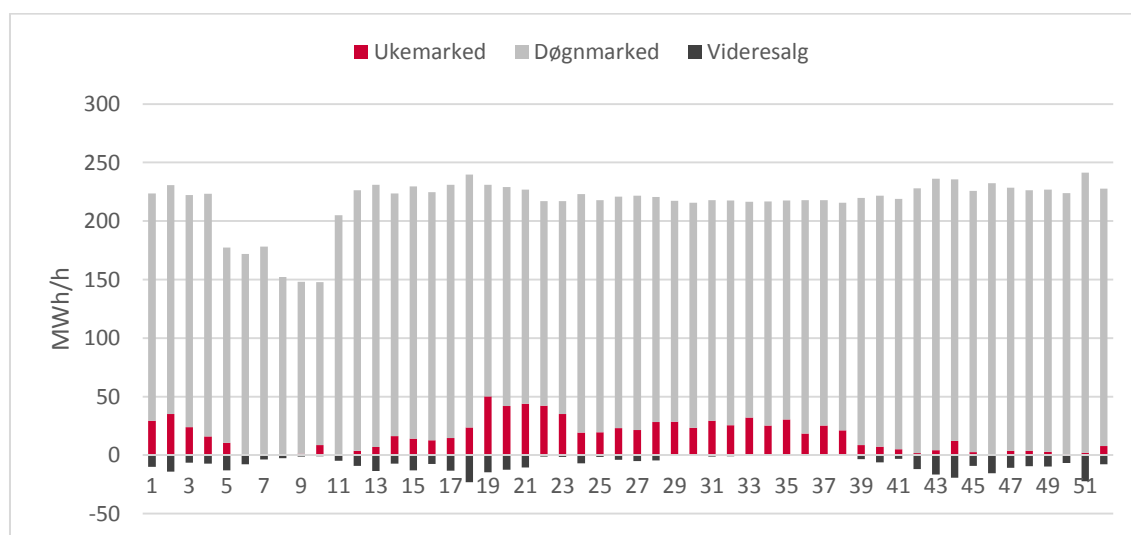
Marked for primærreserver er delt i uke- og døgnetmarked. Innkjøp i ukemarkedet gjøres for å dekke inn timen i uken med størst behov, basert på:

- Statistikk foregående/inneværende uke
- Forventet utvikling av forbruk/produksjon/eksport
- Generatorrevisjoner

Innkjøp i døgnetmarkedet gjøres for å dekke inn eventuelt restbehov etter at aktørene har rapportert inn sine systemdata på kveldstid før driftsdøgnet. Innkjøp her dekker også eventuelt videresalg til naboland.

I perioden 1. februar til 15. mars reduserte systemansvarlig innkjøpene av FCR-N. Dette ble gjort som et midlertidig tiltak for å se om dette ville redusere den store andelen av primærreserver i Sør-Norge.

Innkjøp av primærreserver i 2016 er regnskapsført med 85 MNOK. I 2015 ble det kjøpt inn for 104 MNOK.

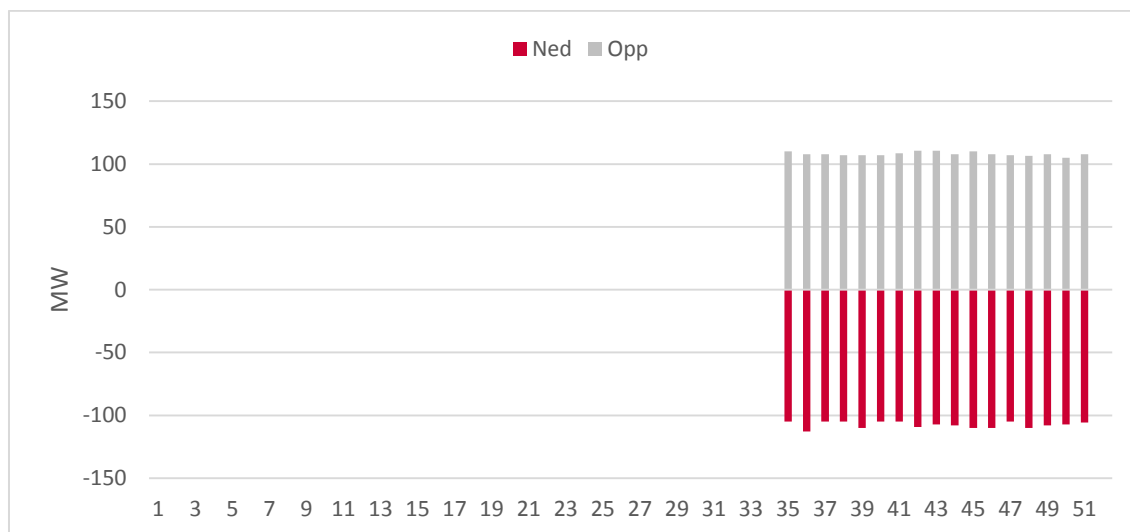


Figur 28: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke.

6.1.2 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver kjøpes inn i et ukentlig marked for levering påfølgende uke. Det kjøpes kapasitet for opp og nedregulering per time i de periodene av døgnet hvor forbruksendringen er størst.

Innkjøp av sekundærreserver er regnskapsført med 7 MNOK i 2016, mot 29 MNOK i 2015. Det var ikke innkjøp av aFRR fra januar til september i 2016.



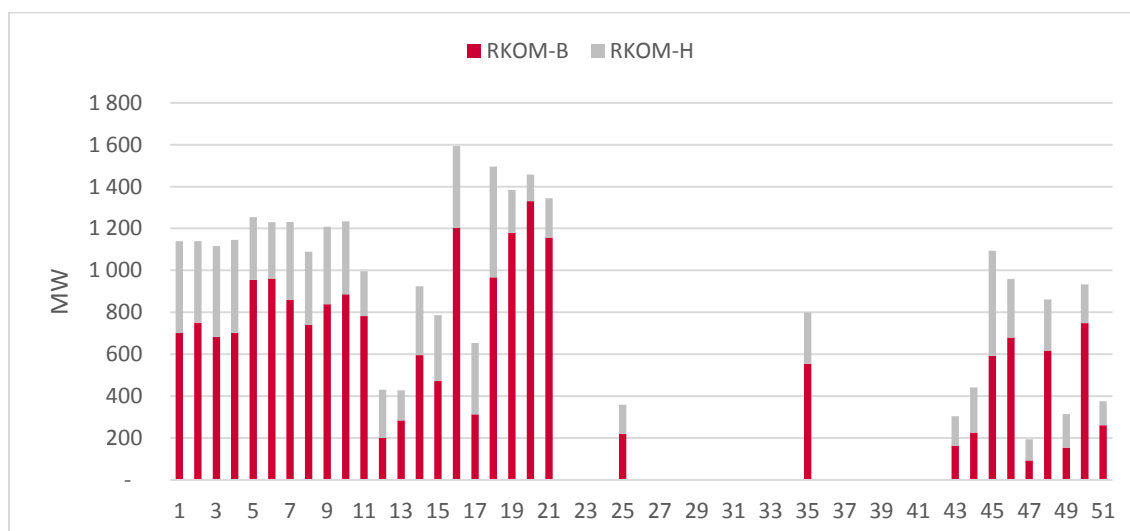
Figur 29: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av sekundærreserver per uke.

6.1.3 Tertiærreserver(RKOM)

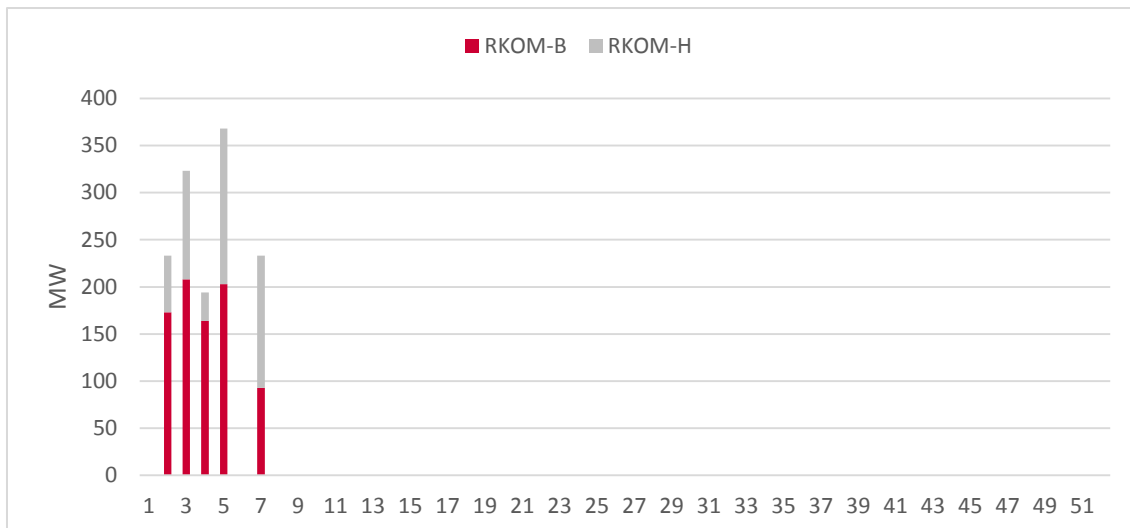
Regulerkraftopsjonsmarkedet(RKOM) består av to markeder, RKOM-sesong og RKOM-uke. I RKOM-sesong er avtaleperioden uke 45-16. I RKOM-uke er avtaleperioden en uke og markedet kjøres ved behov, normalt fra oktober til april. Kjøp i RKOM-uke blir foretatt ut fra den aktuelle kraftsituasjonen. I første rekke er dette bestemt av:

- Forbruksprognose
- Utsveklingsprognose
- Forventet tilgjengelig produksjonskapasitet
- Langsiktige avtaler

Totalt for 2016 var kostnadene for RKOM 75 MNOK. I 2015 kjøpte Statnett RK-opsjoner for 46 MNOK.



Figur 30: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke.

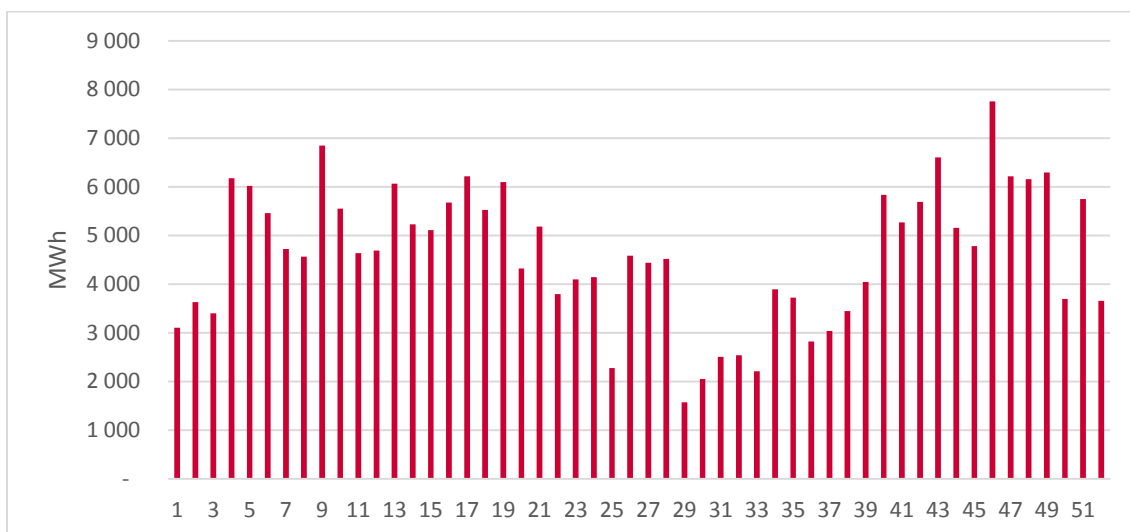


Figur 31: Kjøpte RK-opsjoner på nattestid pr. uke.

6.1.4 Produksjonsflytting

Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.

I 2016 var den norske andelen av kostnadene for produksjonsflyttingen regnskapsført med 7 MNOK. I 2015 var kostnadene for produksjonsflytting 4 MNOK.

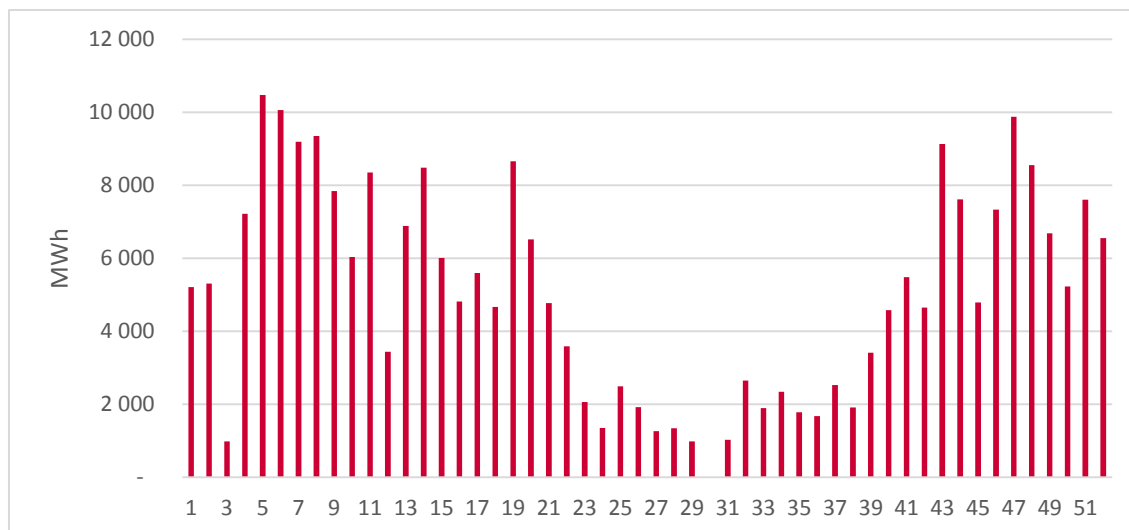


Figur 32: Omfang av produksjonsflytting per uke for 2016.

6.1.5 Produksjonsglatting

Kraftprodusenter som jevnlig, normalt ukentlig, har produksjonsendringer ≥ 200 MW kan delta i produksjonsglatting. Aktører som deltar leverer produksjonsglatting basert på bestillinger fra systemansvarlig. Betaling skjer ved en årlig kompensasjon i tillegg til kompensasjon per enhet glattet volum.

I 2016 var kostnadene 10 MNOK, mot 6 MNOK i 2015.



Figur 33: Omfang av produksjonsglatting per uke for 2016.

6.1.6 Reaktiv effekt

En variabel betalingsmodell har blitt utviklet for anvendelse ved tilfeller av høy og systematisk utveksling av reaktiv effekt. I samsvar med FoS er det inkludert elspotpris og en generell tapskoeffisient i modellen. Reaktiv effekt betales etter en fast betalingsmodell basert på installert generatorytelse (MVA) og en variabel betalingsmodell basert på måledata. Variabel betalingsmodell er foreløpig kun aktuelt etter vedtak av eller nærmere avtale med systemansvarlig.

Sum kostnader i 2016 var 6 MNOK. I 2014 var kostnadene 4 MNOK.

6.1.7 Systemvern

Produksjonsfrakobling (PFK)

PFK blir godtgjort ved en todelt ordning som består av en fast årlig godtgjørelse for å delta i ordningen i tillegg til godtgjørelse ved frakopling av aggregater.

Fast årlig godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 138.000,- pr. aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 210.000,- pr. aggregat.

Ved frakopling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 118.000,- pr. frakoplet aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 138.000,- pr. frakoplet aggregat.

PFK er i 2016 blitt utløst i 4 tilfeller. Dette omfatter 12 aggregater som er utløst med totalt ca. 2100 MW produksjon. Statnetts totale kostnad for PFK inkludert utløsningskostnadene var 11 MNOK. Kostnadene i 2015 for PFK var 13 MNOK.

Belastningsfrakobling (BFK)

Forbruk tilkoblet regional- eller sentralnettet, som er omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakopling. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett dekkes gjennom KILE-ordningen. Det er registrert 1 utløsning av BFK i 2016, ca. 200MW.

6.2 Omfang og bruk av systemvern i Norge

Nord-Norge nord for Ofoten

Funksjoner:

Det er installert BFK på Finnfjordbotn smelteverk, Melkøya og Goliat. Disse øker forsyningsikkerheten ved stort underskudd nord for Ofoten og nord for Mestervik.

Hva utløser verna:

Utløsning skjer ved utfall i 420 kV nettet nord for Ofoten. Melkøya og Goliat vil også få utløsning ved overlast i 132kV nettet mellom Mestervik og Lakselv.

Når blir vernet brukt:

Ved stort underskudd nord for Ofoten eller nord for Mestervik. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området. BFK Finnfjordbotn er i bruk ukentlig i vintersesongen. BFK Melkøya og Goliat er kun i bruk dersom Finnfjordbotn ikke kan brukes eller ikke gir tilstrekkelig virkning.

Nord-Norge sør for Ofoten

Funksjoner:

Det er installert PFK på Kobbelv og Svartisen. I tillegg er det installert nettsplittingsvern på 420kV Kobbelv-Salten, Varangerbotn T4, 132kV Sildvik-Tornehamn og Rana T5. Disse øker eksportkapasiteten ut av området.

Hva utløser verna:

Utfall av 420kV mellom N.Røssåga og Svartisen gir PFK på Svartisen og nettsplitt på Rana T5. Utfall av 420kV mellom Kobbelv/Ofoten og Sverige gir nettsplitt på Kobbelv-Salten, Varangerbotn T4 og PFK på Svartisen/Kobbelv. Overlast på 300 kV-linjene fra Tunnsjødal til Midt-Norge gir PFK på Svartisen. Overlast på 132kV Sildvik-Tornehamn gir nettsplitt på samme forbindelse.

Når blir vernet brukt:

Bruken følger kjøremønsteret til Svartisen og Kobbelv. I perioder med høy produksjon er det i daglig bruk. Det er stor variasjon fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk kun når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ikke er tilgjengelig. PFK på Svartisen for overlast på Tunnsjødallinjene og nettsplitt Sildvik-Tornehamn er normalt alltid på.

Midt-Norge

Funksjoner:

I Midt-Norge er det installert BFK på Hydros anlegg på Sunndalsøra for å øke importkapasiteten inn til Midt-Norge. Det er også installert BFK på landanlegget til Ormen Lange ved Nyhamna for å øke forsyningsikkerheten til Møre og Romsdal.

Hva utløser verna

BFK på Sunndalsøra blir utløst ved utfall av 420kV nettet mellom Viklandet og Midskog og 300kV nettet mellom Aura og Klæbu, samt T1(300/132) og T2(300/132) i Aura. BFK på Nyhamna blir utløst ved utfall på 420kV nettet mellom Viklandet og Fræna.

Når blir vernet brukt:

Bruk av BFK Hydro varierer med den hydrologiske situasjonen i Midt-Norge. Er i bruk daglig i perioder med underskudd, hovedsakelig på natt og helg vinterstid. BFK på Nyhamna er alltid på.

Vestlandet

Funksjoner:

Det er installert BFK på Kollsnes, Lille Sotra, Fana og Jordal for å øke forsyningssikkerheten til Bergen. Det er installert PFK på Tyin for å øke kapasiteten ut fra Nord-Vestlandet. For å øke kapasiteten ut av BKK 132kV er det også installert PFK på Matre og Energiverk Mongstad. Her er det i tillegg installert nettsplittingsvern på 132kV Mongstad-Frøyset og 132kV Matre-Vemundsbotn. I Høyanger er det også installert PFK for å øke driftssikkerheten til 12kV i Høyanger.

Hva utløser verna:

BFK blir utløst ved overlast på 300kV Arna-Dale eller underspenning/-frekvens i Fana. Utfall av 300kV Fana-Lille Sotra Kollsnes gir BFK på Kollsnes. PFK Tyin blir utløst ved overlast på, eller utfall av, 300 kV Sogndal-Aurland. PFK og nettsplitt i 132kV BKK blir utløst ved overlast mellom 132kV Seim og Frøyset og 132kV Matre og Padøy. PFK i Høyanger blir utløst ved overlast på Høyanger T1(12/132).

Når blir vernet brukt:

BFK i bergensområdet står normalt på. PFK Tyin blir brukt daglig i perioder med høy produksjon, spesielt sommerhalvåret. PFK og nettsplitt i 132kV BKK blir brukt ved behov, oftest når kraftverket på Mongstad produserer. PFK Høyanger står normalt på.

Sørlandet

Funksjoner:

Det er installert nødeffekt på HVDC-kablene Skagerrak 3&4 og NorNed for å øke eksport- og importkapasiteten til området. Det er også installert PFK på Tonstad for å øke importkapasiteten til området. I tillegg er det installert PFK i Skjerka og nettsplitt på Skjerka-Øie og Kulia-Leire for å øke forsyningssikkerheten til Agder 110kV.

Hva utløser verna:

Utløsning av nødeffekt på Skagerrak skjer ved overlast på 300kV linjene ut fra Lyse, 300kV Solhom-Tonstad og 420kV Rød-Grenland og Arendal-Bamble, samt utfall av 420kV fra Holen til Kristiansand og Rød til Kristiansand. NorNed får nødeffekt ved overlast på 300kV fra Tonstad til Feda og ved utfall av en samleskinne i Tonstad. Utløsning av PFK Tonstad skjer ved overlast på 300kV linjene ut fra Lyse og 420kV Arendal til Bamble, samt utfall av 420kV fra Holen til Kristiansand. PFK og nettsplitt i Agder 110kV skjer ved overlast på 110kV Skjerka-Øie og 110kV Kulia-Leire.

Når blir vernet brukt:

Nødeffekt som følge av overlast står normalt alltid på. Nødeffekt som følge av utfall blir brukt i perioder med stor eksport/import, ofte i kombinasjon med en eller flere utkoblinger i nettet. PFK Tonstad blir også brukt i perioder med høy import, men kun når vernet på Skagerrak ikke er tilstrekkelig eller er ute av funksjon. Systemverna i Agder 110kV blir brukt ved behov.

Østlandet

Funksjoner:

På Østlandet er det installert PFK på Kvilldal, Tokke, Vinje, Songa, Oksla, Sima og Aurland. Disse er installert for å øke handelskapasiteten mellom elspotområdene. Det er installert PFK i Sulldal for å øke kapasiteten ut fra 300kV nettet mellom Nesflaten, Tokke og Flesaker. Det er installert PFK på Nes og Usta for å øke kapasiteten ut fra 300kV i Hallingdal. I Torpa og Lomen er det installert PFK for å øke kapasiteten ut fra 132kV Østnettet. Det er installert nettsplitt i Hasle T6(420/300), 132kV Eidskog og 300kV Vågåmo for å øke forsyningssikkerheten i Sør-Norge. I 300kV Tegneby er det installert nettsplitt for å øke importkapasiteten til Sør-Norge. I tillegg er det installert nettsplitt i 132kV Vågåmo for å øke forsyningssikkerheten lokalt og i Frogner er det installert BFK for å øke forsyningssikkerheten til 66kV under Frogner.

Hva utløser verna:

Overlast på 300kV fra Flesaker mot Tegneby og Sylling gir PFK på Oksla, Songa, Kvilldal, Vinje, Tokke og Tonstad. Overlast på 300kV linjene fra Hallingdal mot Sogn gir PFK på Nes og Usta. Overlast på 420kV linjene ut fra Kvilldal, samt utfall av 420kV mellom Kvilldal og Sylling gir PFK på Kvilldal. Utfall av 420kV linjene fra Usta til Ådal, Dagali til Ringerike, Nore1 til Sylling og Ådal til Frogner gir PFK på Sima og Aurland. Utfall av alle 420 kV linjer ut fra Hasle, samt 420kV Sylling-Tegneby, gir PFK på Aurland, Sima, Oksla, Songa, Kvilldal, Vinje, Tokke og Tonstad. Utfall av 300kV fra Sauda til Flesaker og Songa til Tokke gir PFK på Suldal og Oksla. Overlast på 132kV fra Dokka til Nes og Fall til Raufoss samt utfall av 132kV mellom Kongsengen og Minne og Vardal T1(300/132), gir PFK på Torpa og Lomen. Brudd på 420kV forbindelsen mellom Hasle og Sverige gir nettsplitt på Hasle T6, 132kV Eidskog-Charlottenberg og 300kV Vågåmo-Øvre Vinstra. Utfall av 420kV Hasle-Tegneby gir nettsplitt på samleskinnene i 300kV Tegneby. Overlast på 132kV fra Vågåmo mot Aura gir nettsplitt på denne forbindelsen. BFK i Frogner blir utløst ved utfall av en av transformatorene(420/66) i Frogner.

Når blir vernet brukt:

PFK-funksjonene ved utfall rundt Hasle og 420kV i Hallingdal blir hovedsakelig brukt ved høy eksport fra Østlandet til Sverige. Hyppigheten avhenger av den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge og kan variere fra daglig bruk til uker mellom hver gang. PFK ved utfall av 300kV i Hallingdal er i bruk ved høyt forbruk i Oslo vinterstid eller i forbindelse med driftsstanser. PFK i 132kV Østnettet og 300kV fra Sauda-Flesaker styres av den hydrologiske situasjonen i områdene eller driftsstanser. Nettsplitt på Hasle T6, Eidskog og Vågåmo har normalt alltid stått på. Etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal vil disse normalt kun brukes i forbindelse med driftsstanser. Nettsplitt i Tegneby brukes sjelden og kun i perioder med høy import i Hasle fra Sverige. BFK i Frogner er i regelmessig bruk vinterstid.

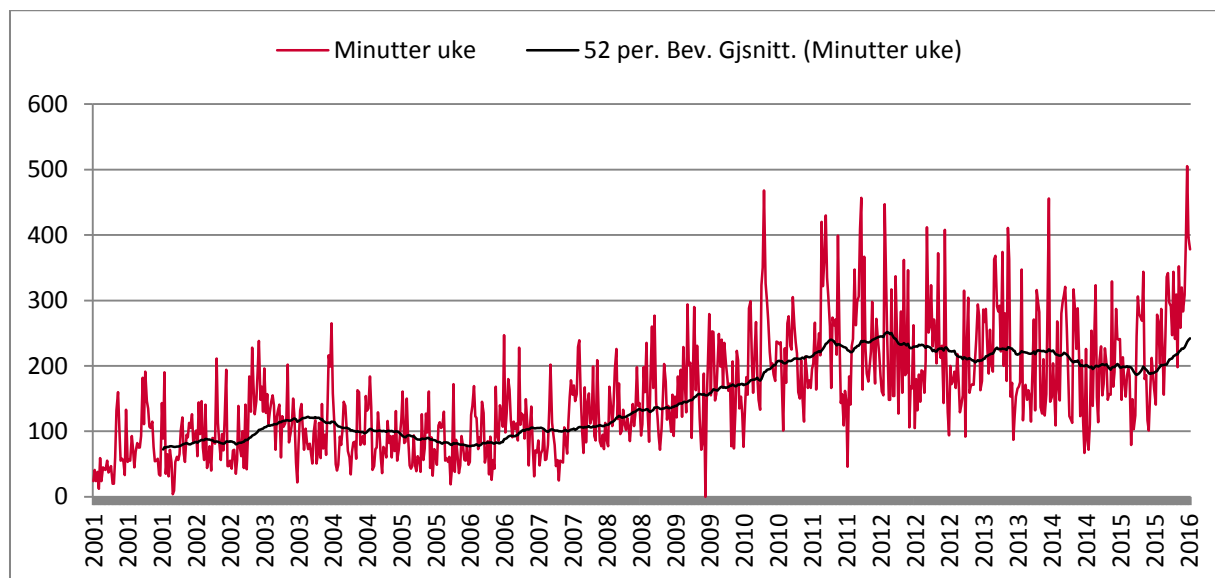
6.2.1 Utløsninger av PFK og BFK i 2016

| Dato | Systemvern | Mengde | Kommentar |
|----------|-------------------------------|---------|------------|
| 10. mai | PFK Skjerka | 90 MW | 1 aggregat |
| 20. juni | PFK Sima, Aurland og Oksla | 850 MW | 4 aggregat |
| 4. juli | PFK Sima, Aurland og Tokke | 1000 MW | 6 aggregat |
| 12. juli | PFK Aurland | 120 MW | 1 aggregat |
| 23. juli | BFK Hydro Sunndalsøra | 190 MW | |

Tabell 9: Tilfeller med BFK og PFK.

6.3 Diskusjon og analyse av frekvensutviklingen.

Frekvenskvaliteten har generelt vist en negativ utvikling de siste 10-15 årene. Det er imidlertid registrert en utføring de siste årene noe som antas å ha sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, begynner å gi effekt. 2016 startet med en dårlig frekvenskvalitet i første halvår noe som delvis hadde sammenheng med at det ikke ble anskaffet aFRR for regulering av det nordiske synkronsystemets frekvens. Etter at anskaffelsen ble startet opp igjen i andre halvår, ble frekvenskvaliteten vesentlig forbedret.



Figur 34: Utvikling for frekvenskvaliteten (minutter utenfor normalfrekvensbåndet) i perioden 2001 til 2016.

Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og kortslutningsytelse. Utviklingen i frekvenskvalitet har sin bakgrunn i flere forhold, hvor de viktigste er:

- Avvikling av nasjonal balanseregulering basert på nasjonal innstillingsfeil.
- Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling).
- Økte ubalanser i driftstimen.
- Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet.
- Økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- En økning av oscillasjoner i frekvensen i det nordiske synkronsystemet.

Avvikling av nasjonal balanseregulering basert på nasjonal innstillingsfeil

Omkring år 2000 ble det nordiske energimarkedet etablert, noe som medførte økte endringer i utvekslingen mellom land i Norden. Samtidig ble den tidligere nasjonale balansereguleringen, basert på nasjonal innstillingsfeil, avvirket. Dette ble erstattet av et nordisk regulerkraftmarked som innebar at nordiske aktiveringsbud ble samlet i en felles regulerliste. Det ble åpnet opp for økt utveksling av balansekraft mellom områdene. Ordningen har medført en vesentlig forbedring i utnyttelsen av ressursene i det samlede nordiske kraftsystemet. Denne ordningen har imidlertid over tid svekket det nasjonale fokuset på forutsetninger for og evnen til balansering av eget system.

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

I henhold til det kontinentale regelverket skal endringer i flyt mellom kontrollområdene gjøres i løpet av 10 minutter, fra fem minutter før timeskift til fem minutter etter. Selv om man har blitt enige med TSOer på kontinentet om å rampe kablene over noe lengre tid, inntil 20 minutter, medfører dette stor gradient

på endringen i utveksling for det nordiske systemet. Det er da krevende å sørge for at produksjonsendringene skjer helt i takt med endringene i kabelflyt. Dagens regelverk for ramping er utformet slik at hver ny kabelforbindelse øker utfordringen for det nordiske synkrone systemet. Det siste tiåret har det blitt idriftsatt flere nye kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkrone systemet.

Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling)

Økt effektivitet i energimarkedet medfører generelt økte endringer i kraftflyten i nettet. Dette skyldes at det er regionale forskjeller i produksjonsstrukturen. Det forhold at enkelte kommersielle kabelforbindelser har gått over fra bilateral handel til ordinær spotutveksling, har bidratt til dette. Dette sammen med økt utvekslingskapasitet med kontinentet, har medført større produksjonsendringer mellom dag og natt og raskere endringer av store effektvolumer morgen og kveld. Dette gir seg utslag i at frekvensavvik er konsentrert omkring timeskiftene og spesielt i morgen- og kveldstidene.

Økte ubalanser i driftstimen

Energimarkedet har timesoppløsning. De store endringene i markedet som er beskrevet ovenfor, medfører at det er store effektvolumer som skal endres i produksjon og utveksling i tillegg til at forbruket endrer seg. Dette har medført økte ubalanser på minuttnivå. Det er altså for liten korrelasjon mellom endringstakten på produksjon, forbruk og utveksling.

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

Det nordiske kraftnettet har ikke blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen. Dette har medført et økende antall flaskehals i kraftnettet. Den løpende håndtering av disse flaskehalsene samtidig som totalbalansen skal håndteres, blir stadig mer krevende. Det er en tendens til at antall frekvensavvik i en uke har nær sammenheng med antallet og varigheten på flaskehalsene i nettet. Spesielt er dette tydelig ved mange flaskehals i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.

Økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske synkrone systemet og omkringliggende systemer

Økt andel av uregulerbar produksjon påvirker frekvensen på flere måter. Den uregulerbare produksjonen er vanskelig å prognosere eksakt. Eksempelvis kan vindkraft få store endringer i produksjonsnivå i løpet av kort tid (15-30 min). Dette forstyrrer planleggingen av balanseringen i driftstimen og den siste timen før driftstimen. De nordiske TSOene har fastsatt en strategi for balanseringen av systemet hvor det søkes å gjøre tilpasninger før driftstimen for å redusere behovet for løpende reguleringer. "Basisfrekvensen" blir da forbedret og volumene av kostbare, automatiske (hurtige) reserver kan reduseres. Dette forventes å forbedre frekvenskvaliteten og redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene for å balansere systemet. Andelen vindkraft i Norge er foreløpig begrenset, men siden balanseringen er internasjonalsert påvirkes norsk frekvens av økningen i uregulerbar produksjon i våre naboland og etter hvert på kontinentet.

6.3.1 Status vedr implementering av aktuelle tiltak for å bedre frekvenskvaliteten.

De nordiske TSOene ble i 2008 enige om en rekke tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten. Flere av disse tiltakene er implementert, en felles nordisk frist for innsendelse av produksjonsplaner og bud til regulerkraftmarkedet (45 minutter før driftstimen), en felles nordisk rampingrestriksjon på HVDC-kabler og et forbedret felles nordisk IT-system for planhåndtering og felles nordisk budliste. Fra 2013 er det innført krav til kvartersplaner på produksjon i Sverige hvor det rampes mellom ulike timeverdier i de to kvarterene på hver side av timeskiftet. I Finland er en tilsvarende ordning innført fra sent i 2013. Det vurderes nå om det skal innføres sumrestriksjoner for ramping på HVDC kabler mellom det nordiske synkrone systemet og andre synkrone systemer. I GL SO artikkel 137.1 er det åpnet for at slike restriksjoner kan innføres.

I 2013 ble aFRR (automatisk sekundærregulering) implementert som nordisk ordning. Fra januar 2014 ble aFRR volumene økt. Man tilstreber imidlertid å effektivisere anskaffelsen av reserve ved å kjøpe reserven selektivt i timer med forventet spesielt stor virkning på frekvenskvaliteten. En erfaring man har gjort, er uventet høye kostnader i noen nordiske land. Ved årsskiftet besluttet Svenska kraftnät å stoppe anskaffelsen av automatiske sekundærreserver inntil en nordisk løsning for dette var avklart. Etter sommeren ble anskaffelse av aFRR startet opp igjen. Det er oppnådd enighet om en tidsplan for implementering av felles nordiske markedsløsninger for hhv. kapasitet og aktivering hvor det siktes mot et nordisk kapasitetsmarked fra 2018 og et aktiveringsmarked fra 2019. For den tekniske løsningen vil det bygges videre på eksisterende løsning plassert hos Statnett. Målet er økning av tilgjengeligheten på reguleringsressurser, forbedret frekvenskvalitet og reduksjon av kostnader.

Det har i noe tid vært jobbet med virkemidler for å dempe frekvensoscillasjonene i systemet. Frekvensoscillasjonene er årsak til en betydelig del av de registrerte frekvensavvik. Arbeidet inngår i en større gjennomgang av framtidig frekvensregulering i Norden.

Siden 2015 har de nordiske TSOene arbeidet sammen med bransjen for å etablere nye, felles tekniske krav og prekvalifisering prosesser for FCR. Dette som et ledd i arbeide med å forbedre frekvenskvaliteten i systemet, men også for å sikre en FCR som møter kravene til morgendagens system i forhold til type ubalanser og dynamiske utfordringer som må håndteres. Nye krav kommer bl.a. til å påvirke innstillinger i enkelte produksjonsanlegg, tilgjengelig FCR kapasitet i enkelte land, og økt overvåking av reserver. Pågående fase planlegges avsluttet i Q1 2017 og vil deretter videreføres i et implementeringsprosjekt. Et slik implementeringsprosjekt skal ses i sammenheng med pågående arbeide med oppdatering av den nordiske systemdriftsavtalen og prosessen omkring denne.

Statnett stiller gjennom fos§14 krav om maksimal statikkinnstilling på 12% på samtlige produksjonsanlegg over en viss størrelse. Hensikten med kravet er å tilse en distribusjon av frekvensreserver slik at regulering skjer i små separatområder som kan oppstå ved uforutsette hendelser. Kravet medfører i enkelte tidspunkter (vinterstid, høylast) en betraktelig skjevfordeling av reguleringsevne i systemet (Norge/Norden) og med dette en økt risiko for stress av enkelte, kritiske snitt ved ubalanser. Statnett har sammen med bransjen definert en pilot for redusering av FCR i Sør-Norge som innebærer midlertidig fritak fra krav om maksimal statikkinnstilling. Piloten er et ledd i en større revurdering av kravet til generell statikk-innstilling og håndtering av separatdrifter. Dette er en forutsetning for at nye, felles nordiske krav til FCR skal kunne implementeres også i Norske produksjonsanlegg.

Statnett etablerte i 2014 en arbeidsgruppe under paraplyen Forum for systemtjenester for å diskutere med produsentene hvordan man kunne få til en forbedring av håndteringen av de strukturelle ubalansene inne i driftstimen. Fra tidligere hadde Statnett gjort vedtak om krav til kvartersplaner fra produksjon med store endringer mellom to påfølgende timer. Statnett ønsket i utgangspunktet å justere disse kravene for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC kablene. I prosessen ble det foreslått en ordning hvor Statnett foreslår en kvartersplan hos aktuelle produsenter basert på forventninger om de strukturelle ubalansene i den enkelte time. Ordningen, som fikk benevnelsen glatting, ble vurdert som fordelaktig for begge parter og en god løsning for å balansere ut de strukturelle ubalansene så lenge oppløsningen i energimarkedet er en time. Det ble avtalt en etableringsgodtgjørelse og en kompensasjon for energiavvik i forhold til produsentenes egne planer. Glatting ble implementert fra juni 2015. Det ble også gjort justeringer i krav til kvartersplaner fra produksjon for produsenter som ikke ønsket å delta i glattingen. De nye kravene ble implementert fra august 2015.

Statnett og produsentene er enige om at glattingen er å betrakte som en midlertidig ordning inntil den kan avløses av en mer markedsbasert ordning. Kvartersoppløsning i noen eller alle energimarkedene kan være slike løsninger. Behovet for en forbedret håndtering av de strukturelle ubalansene i driftstimen henger også sammen med behovet for en effektiv utnyttelse av kapasiteten på HVDC forbindelsene. Statnett diskuterer konseptet kontinuerlig ramping med andre TSOer og ønsker å teste

dette gjennom en pilot på Skagerrak våren 2017. Denne aktiviteten er mer enn et år forsinket i forhold til opprinnelig plan fordi det tok tid før det ble tysk aksept til å gjennomføre piloten og håndtere tyske ubalanser i det interne tyske kvarters intradag markedet. Senere har tekniske problemstillinger knyttet til planhåndtering mellom Energinet.dk og Statnett forsinket piloten ytterligere.

Produksjonsglatting har fungert etter hensikten, ved at de strukturelle ubalansene i driftstimen har blitt redusert. En svakhet er at dersom et kraftverk har fått tilslag på frekvensstyrte reserver i FCR markedet i en time, kan ikke samme kraftverk samtidig delta i produksjonsglatting som medfører at kraftverket stopper før timen er slutt eller utsetter oppstart i begynnelsen av timen. Dette har medført at en andel av forespørslene om glatting har korrekt blitt avvist fra aktørene. Det er heller ikke mulig å bruke ordningen for å håndtere endringene som skjer rundt midnatt, fordi det har vist seg vanskelig å kombinere planer fra to ulike døgn i algoritmen. Det kan også nevnes at et annet resultat av arbeidet i den arbeidsgruppen som ble nevnt tidligere, er at Statnett og produsentene nå utvikler IT systemer for å levere og motta RK bud med varierende volum per kvarter i den enkelte time for å få konsistens med produksjonsplanen.

Produksjonsglatting er foreløpig kun implementert i Norge mens balanseringen gjøres på nordisk nivå. Siden norske produksjonsendringer kan være knyttet til ramping på kabler i andre land eller at produksjonsendringer i andre land er knyttet til ramping på våre kabler, treffer ikke glattingen alltid med behovet for den nordiske balansen.

Oppsummert fungerer ordningen med produksjonsglatting etter hensikten, men med dagens utforming er den ikke løsningen på lenger sikt for å løse utfordringene med strukturelle ubalanser.

Måltall for frekvenskvalitet

Frekvenskvaliteten har i de senere årene blitt målsatt ved å registrere antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet. I GL SO er det fastsatt et øvre tak for dette på 15 000 min/år. Fra 2014 har de nordiske TSOene vært enige om et måltall på 10 000 min/år. Det pågår nordiske aktiviteter for å komme fram til måltall for frekvenskvalitet knyttet til normaldrift og større hendelser i kraftsystemet. Det er relasjoner mellom frekvenskvalitet og volum og egenskaper for FCR og aFRR. Frekvenskvalitetsstandarder har stor betydning for "porsjoneringen" av de ulike tiltakene nevnt ovenfor.

7 Koblingsbilder

7.1 Beskrivelse av endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16

I 2016 er 420 kV overføringen Ålfoten – Moskog – Høyanger – Sogndal idriftsatt. Dette har gitt endringer i det faste koblingsbildet i området. Flere større utbyggingsprosjekter innebærer at det i perioder etableres midlertidig endringer i de faste koblingsbildene. I 2016 har flere midlertidige koblingsbilder blitt benyttet i forbindelse med bygging av ny 420 kV på strekningen Ofoten – Balsfjord. Utover dette er det ikke foretatt endringer i de faste koblingsbildene i sentral og regionalnettet ved intakt nett.

8 Samordning av driftsstanser

8.1 Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser

I 2016 er 89 % av innmeldte driftsstanser ferdig behandlet av systemansvarlig innen 3 uker. I flere av sakene som går utover normal behandlingstid forventes tilbakemelding fra konsesjonær på spørsmål fra systemansvarlig.

Det er satt fokus på å få redusert antallet driftsstanser som omsøkes mindre enn tre uker før aktuelt iverksettelsestidspunkt. Fra og med 2015 har konsesjonærene blitt nødt til å begrunne hvorfor behov for driftsstans meldes inn sent. Andelen sent innmeldte driftsstanser er redusert fra 58% i 2014 til 41 % i 2016 for Statnett sine anlegg. For øvrige nettkonsesjonærer er andelen sent innmeldte driftsstanser redusert fra 56 % til 52 % i samme tidsrom. Sent innmeldte driftsstanser for generatorer har økt fra 58 % til 63%. Selv om andelen sent innmeldte driftsstanser samlet sett er blitt redusert de siste to årene er det fortsatt antallet for høyt. Sen innmelding gir mindre tid til å sikre en god koordinering av det samlede utkoblingsbehov. Dette vil kunne gi redusert forsyningsikkerhet og økte samfunnsøkonomiske kostnader. Systemansvarlig vil i dialogen med anleggskonsesjonærene fortsatt ha oppmerksomhet rettet mot god og tidlig planlegging av behovet for driftsstanser.

Driftsstanskontoret ønsker også å få ned antallet vedtatte driftsstanser som avlyses av konsesjonær. Andelen driftsstanser som har blitt avlyst av konsesjonær har vært 19% i både 2015 og 2016. Systemansvarlig kan kreve betaling når konsesjonærer avlyser driftsstanser som påfører systemansvarlig eller andre konsesjonærer kostnader. Det er ikke vedtatt betaling i slike saker i 2015 og 2016. Systemansvarlig ønsker at regulator foretar en nærmere avklaring av hvordan regelverket for betaling ved omprioriteringer skal praktiseres.

Verktøy for innmelding og behandling av driftsstanser er under kontinuerlig utvikling. I 2017 vil det bli lagt vekt på forbedring av innmeldingsløsningen Fosweb. Det ønskes en løsning som gir anleggskonsesjonæren bedre oversikt over egne planer og som forenkler kommunikasjonen mellom konsesjonærene og mellom konsesjonær og systemansvarlig.

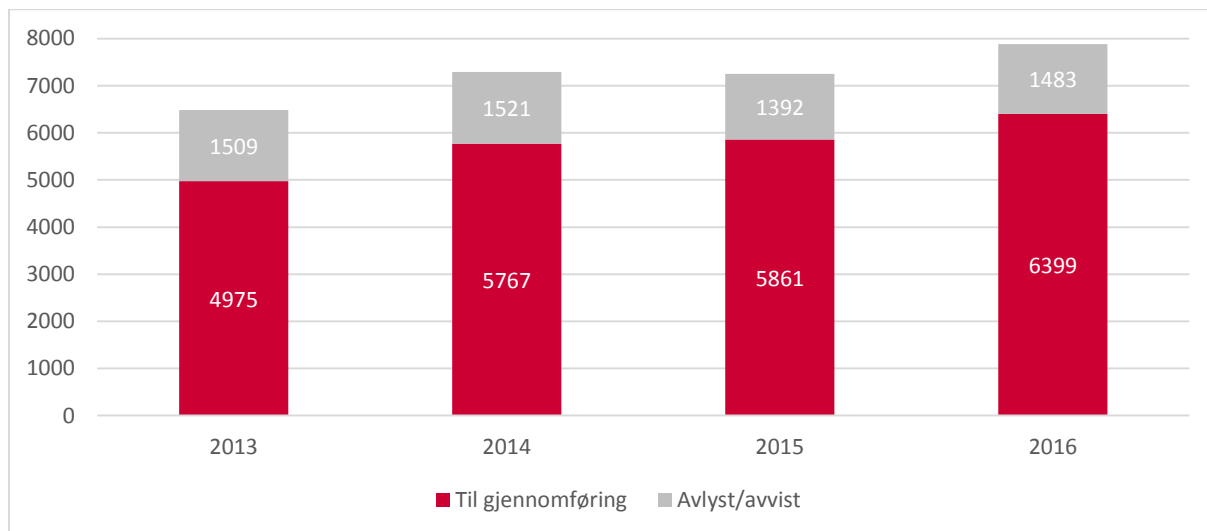
8.2 Statistikk over planlagte driftsstanser

For 2016 ble det søkt om driftsstanser på totalt 7880 anleggsdeler. Av disse ble om lag 1480 avvist eller avlyst, mens 6400 ble gjennomført.

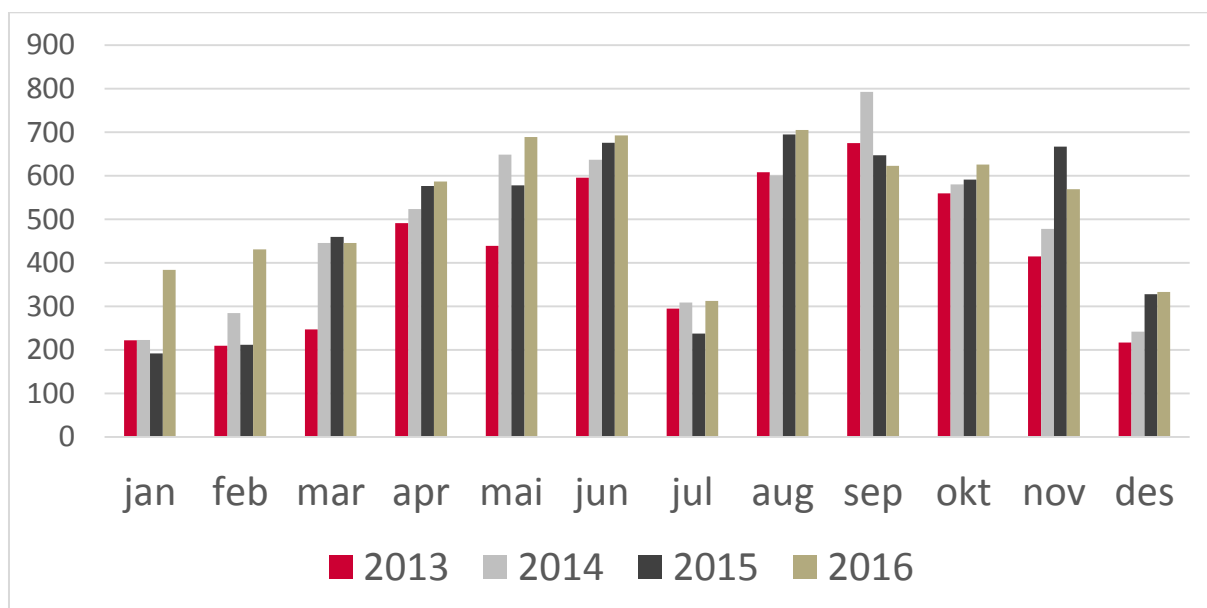
Omsøkt driftsstans på totalt 328 anleggsdeler ble avvist av systemansvarlig. Dette er en nedgang fra 2015 da 376 driftsstanser ble avvist. Av vedtatte driftsstanser ble 129 avlyst av systemansvarlig mens 1026 ble avlyst av konsesjonær. Andelen avlyste driftsstanser er om lag som i 2015.

Andelen driftsstanser i januar og februar økte betydelig fra 2015 til 2016. Veksten her skyldes i hovedsak økt antall driftsstanser uten utkobling. Dette omfatter blant annet arbeid i kontrollanlegg og termovisjon

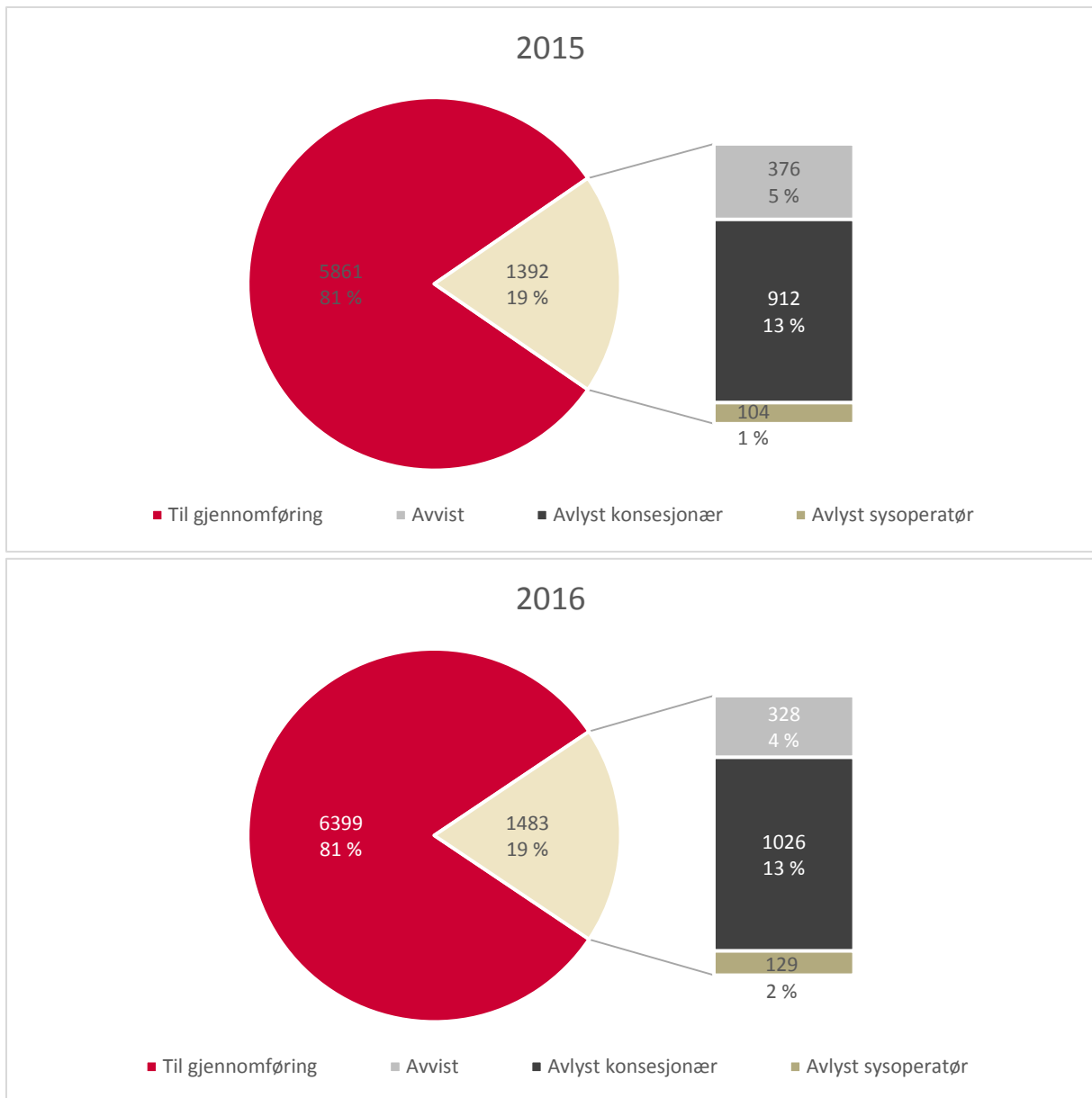
Driftsstanser i sentralnettet skal i utgangspunktet meldes til systemansvarlig innen 1. oktober foregående år. Disse vil da bli koordinert og inngår i årsplanen for driftsstanser som skal være klar innen 1. januar. Behov for driftsstanser skal for øvrig meldes til systemansvarlig senest 3 mnd. før aktuelt oppstartstidspunkt. Systemansvarlig har som mål å behandle de løpende innmeldte driftsstanser innen 3 uker. Under følger figurer som viser statistikk for håndtering av driftsstanser i 2016.



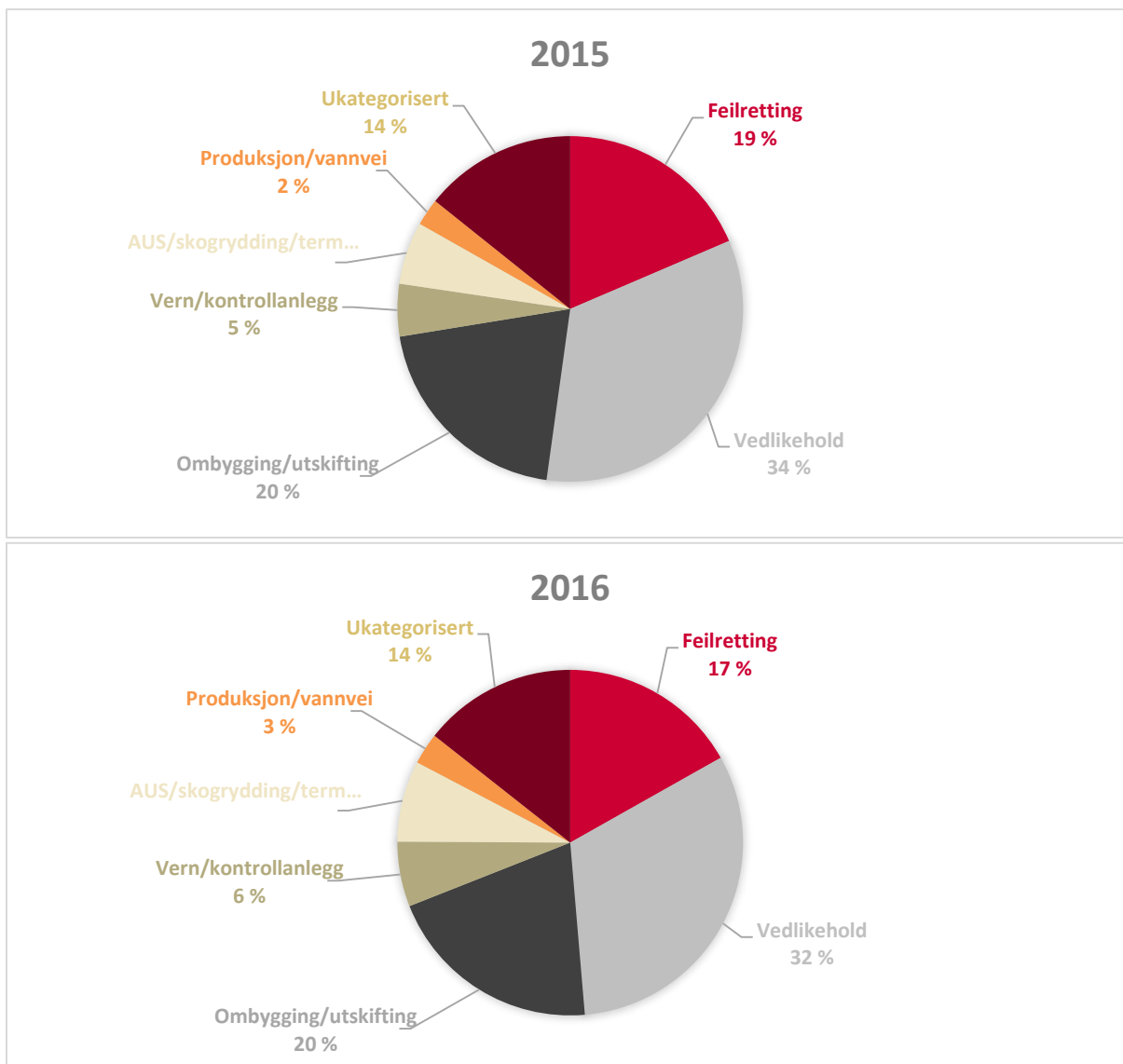
Figur 35: Innmeldte driftsstanser med og uten utkobling.



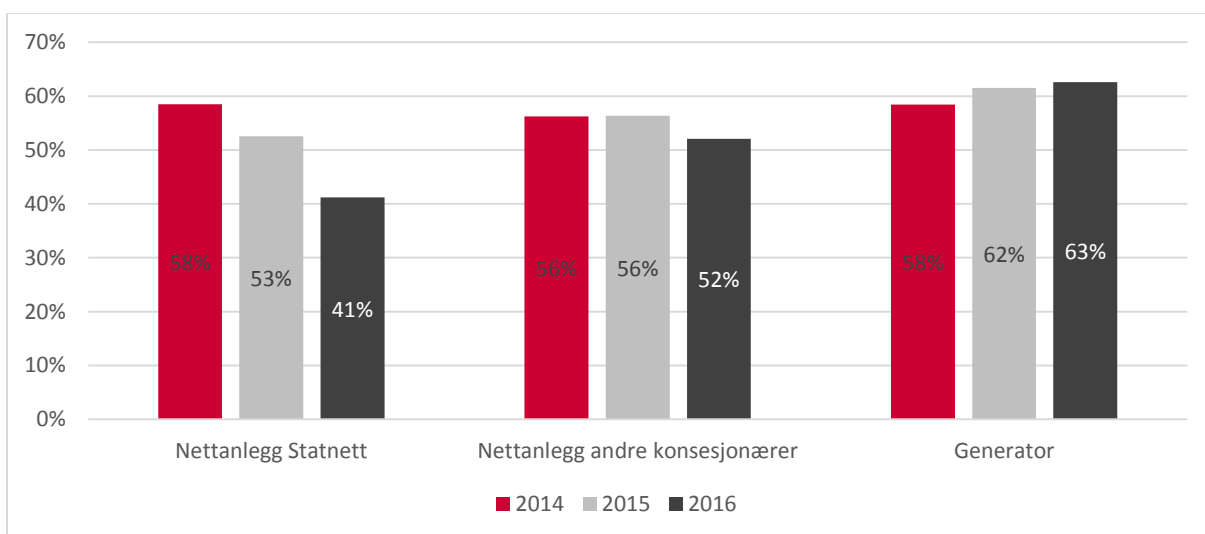
Figur 36: Fordeling av driftsstanser over året (eksklusive avviste/avlyste planer).



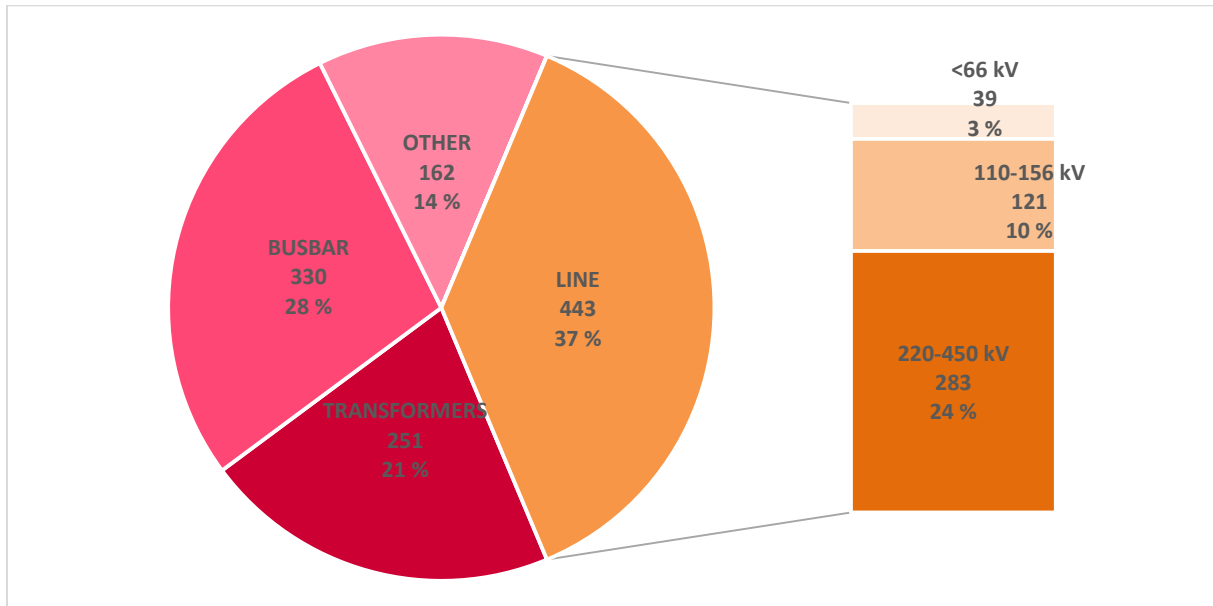
Figur 37: Avlyste og avviste driftsstanser.



Figur 38: Driftsstanser fordelt på årsak (eksklusive avviste/avlyste planer).



Figur 39: Sent innmeldte driftsstanser (meldt inn etter årsplan).



Figur 40: Fordeling på anleggsdel av Statnetts sent innmeldte planer.

9 Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet

9.1 Veileder for konsesjonærene til Fos § 14 og oversikt over vedtak fatter etter denne bestemmelsen

Systemansvarlig behandler enkeltsaker og fatter vedtak knyttet til funksjonalitet til anlegg som skal idriftsettes. Systemansvarlig har utviklet veilederen "Funksjonskrav i kraftsystemet" (FIKS), og denne veilederen er retningsgivende for det som systemansvarlig legger til grunn for vedtak. Behov eller ønske om avvik fra veilederen avgjøres i hver enkelt sak. Systemansvarlig utga i mai 2012 en revidert utgave av veilederen. Implementeringen av tilknytningsregelverkene under Network Codes vil gi konsesjonærene nye tekniske funksjonskrav å forholde seg til. En ev. større gjennomgang og oppdatering av FIKS må derfor sees i sammenheng med kommende Network Codes. I mellomtiden utgir systemansvarlige særskilte veiledningsdokumenter til enkelte tema i FIKS. Systemansvarlig la i 2014 ut utdypende veiledning knyttet til krav i FIKS om prøver og dokumentasjon av prøver, samt veileder til Fault-ride-through egenskaper for produksjonsanlegg. I 2015 kom veileder for når systemansvarlig skal informeres og deretter ev. fatte vedtak før idriftsettelse av nye anlegg eller endringer i egne anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet. I 2016 har det ikke kommet nye veiledere knyttet til fos § 14-prosessen.

Siste versjon av dokumentet "Funksjonskrav i kraftsystemet" og de særskilte veiledningene ligger til enhver tid tilgjengelig på Statnetts hjemmesider.

På Statnetts hjemmesider finnes også standard søknadsskjema som kan benyttes av konsesjonærene for å melde inn forhold som omfattes av fos § 14 første og annet ledd.

Listen over vedtak etter fos § 14 som systemansvarlig fattet i 2016 er angitt i Tabell 11.

| | Konsesjonær | Vår dato | Sak |
|----|---------------------------|------------|--|
| 1 | A/S Norske Shell | 27.04.2016 | Nyhamna anlegget - Ormen Lange Landanlegg |
| 2 | Agder Energi Nett AS | 08.03.2016 | Ny T2 Huntonit og erstatte 66 kV linje Hallandsbru – Huntonit med 132 kV linje, kabelmast og 145 kV kabel. |
| 3 | Agder Energi Nett AS | 12.01.2016 | Kvinesdal koblingstasjon |
| 4 | Agder Energi Nett AS | 15.03.2016 | Ny 132 kV koblingsstasjon - Ertsmyra transformatorstasjon |
| 5 | Agder Energi Vannkraft AS | 24.11.2016 | Utskiftning av trafovern- Nomeland kraftstasjon |
| 6 | Agder Energi Vannkraft AS | 07.12.2016 | Skjerka kraftverk - Aggregat 2 |
| 7 | Agder Energi Vannkraft AS | 07.12.2016 | Skjerka kraftverk - Aggregat 1 |
| 8 | Alta Kraftlag SA | 02.09.2016 | Skodevarre - Alta kraftlag |
| 9 | BKK Nett AS | 21.12.2016 | 300 (420) kV forbindelsen Modalen-Steinsland-Haugsvær-Lindås |
| 10 | BKK Produksjon AS | 26.09.2016 | Rehabilitering av Frøland kraftverk |
| 11 | Eidsiva Nett AS | 31.03.2016 | Ylja Transformatorstasjon |
| 12 | Eidsiva Vannkraft AS | 15.12.2016 | Braskereidfoss1 kraftstasjon – rehabilitering av apparat- og kontrollanlegg |
| 13 | Eidsiva Vannkraft AS | 30.11.2016 | Harpefossen Kraftverk - Apparatanlegg |
| 14 | Eidsiva Vannkraft AS | 24.05.2016 | Skifte elektronisk del av turbinregulatorer Hunderfossen kraftverk |
| 15 | Eidsiva Vannkraft AS | 31.03.2016 | Ylja Transformatorstasjon |
| 16 | Elkem AS Bjølvefossen | 23.08.2016 | Elkem Bjølvefossen |
| 17 | Finndøla Kraftverk DA | 18.04.2016 | Finndøla kraftstasjon - Ny generator bryter |
| 18 | Hafslund Nett AS | 18.10.2016 | Ny kabel - 132 kV - Lilleaker-Jar |
| 19 | Hafslund Nett AS | 24.08.2016 | Korsvoll – Kjelsås, utskiftning av dagens 47kV kabler |
| 20 | Hafslund Nett AS | 07.06.2016 | Ammerud og Furuset transformatorstasjoner |
| 21 | Hafslund Nett AS | 15.06.2016 | Kapasitetsøkning i Bærum. Omfattende transformatorstasjonene Fornebu, Ballerud, Jar og Bjørnegård. |
| 22 | Hafslund Nett AS | 05.04.2016 | Borgen-Heggedal-Bødalen |
| 23 | Hafslund Produksjon AS | 20.05.2016 | Vamma kraftverk |

| | | | |
|----|--------------------------|------------|--|
| 24 | Hamnefjell Vindkraft AS | 30.11.2016 | Hamnefjell Vindkraftverk |
| 25 | Helgeland Kraft AS | 04.05.2016 | 132kV Langvatn-Svabo |
| 26 | Herøya Nett AS | 31.05.2016 | Herøya Nett AS |
| 27 | Holsen Kraft Norddøla AS | 26.09.2016 | D-nett Norddøla Kraftverk |
| 28 | Hydro Energi AS | 24.11.2016 | Oppgradering av magnetisering - Herva Kraftstasjon |
| 29 | Hålogaland Kraft AS | 05.04.2016 | Nye Heggen Transformatorstasjon Harstad |
| 30 | Lyse Elnett AS | 15.11.2016 | Båtstad transformatorstasjon |
| 31 | Lyse Elnett AS | 07.09.2016 | Kabelforbindelse Buøy - Alsteinsgate |
| 32 | Lyse Elnett AS | 19.01.2016 | Hillevåg transformatorstasjon |
| 33 | Lyse Produksjon AS | 18.04.2016 | Oltesvik kraftstasjon - Oppgradering |
| 34 | Lyse Produksjon AS | 10.03.2016 | Flørli kraftstasjon |
| 35 | Midtnett Buskerud AS | 28.04.2016 | Ramfoss transformatorstasjon - Transformator og koblingstasjon |
| 36 | Mørenett AS | 02.06.2016 | Utskiftning av 132 kV sjøkabel Eiksund-Berkneset |
| 37 | Nordlandsnett AS | 29.11.2016 | Oppdatert - Ny 132 kV-ledning Svartisen-Halsa |
| 38 | Nordlandsnett AS | 26.09.2016 | Ny 132 kV-ledning Svartisen-Halsa |
| 39 | Nord-Salten Kraft AS | 14.06.2016 | Pæsa transformatorstasjon |
| 40 | Norsjøkraft AS | 28.06.2016 | Eidsfoss og Vrangfoss kraftverk |
| 41 | Norsk Hydro ASA | 09.02.2016 | Tilknytning av Karmøy teknologipilot på Håvik - Hydro Aluminium Karmøy |
| 42 | NTE Nett AS | 10.08.2016 | Mosvik |
| 43 | Otra Kraft DA | 11.01.2016 | Brokke kraftstasjon - Riving av jordstrømspole |
| 44 | SFE Nett AS | 14.06.2016 | 132kV Reed-Sandane |
| 45 | SFE Nett AS | 19.04.2016 | 132 kV Grov - Florø transformatorstasjon |
| 46 | Sira-Kvina kraftselskap | 13.09.2016 | Oppgradering kontrollanlegg etc. Solhom kraftstasjon |
| 47 | Sira-Kvina kraftselskap | 13.09.2016 | Oppgradering - Tonstad 1 og 2 kraftstasjon - 300 kV koblingsanlegg - Tonstad |
| 48 | Sira-Kvina kraftselskap | 16.03.2016 | Tjørhom kraftstasjon |
| 49 | Sira-Kvina kraftselskap | 05.04.2016 | Solhom kraftstasjon - Oppgradering til 420 kV |
| 50 | Sira-Kvina kraftselskap | 05.04.2016 | Duge kraftverk - aggregat 2 - utskiftning av turbinregulator og magnetiseringsutrustning |
| 51 | Sira-Kvina kraftselskap | 01.02.2016 | Skifte turbinregulator aggregat 3 Åna-Sira kraftstasjon |
| 52 | Siso Energi AS | 29.06.2016 | Siso kraftverk |
| 53 | Statkraft Energi AS | 11.08.2016 | Utskifting av vern - Oksla - Ny effektbryter - Sengjanes |
| 54 | Statkraft Energi AS | 18.04.2016 | Glomfjord kraftverk - Utskifting av turbinregulator |
| 55 | Statkraft Energi AS | 13.05.2016 | Mår kraftverk |
| 56 | Statkraft Energi AS | 04.01.2016 | Vessingfoss Kraftverk |
| 57 | Statkraft Energi AS | 29.01.2016 | Høyanger K5 G4 - Ny stator |
| 58 | Statkraft Energi AS | 10.02.2016 | Øvre Røssåga og Bleikvassli Transformatorstasjon |
| 59 | Statnett SF | 21.12.2016 | Ny 132 kV-P-spole - Vang transformatorstasjon |
| 60 | Statnett SF | 27.09.2016 | Sogn transformatorstasjon |
| 61 | Statnett SF | 18.10.2016 | Ofoten Balsfjord |
| 62 | Statnett SF | 13.09.2016 | 420 kV Kvandal - Balsfjord etter ombygging |
| 63 | Statnett SF | 13.09.2016 | Årdalstangen - 132 kV - Øvre Årdal |
| 64 | Statnett SF | 11.08.2016 | Skillebrytere på elektrodeliner - Grosøya |
| 65 | Statnett SF | 15.08.2016 | 420 kV Kvandal-Ritsem |
| 66 | Statnett SF | 16.12.2016 | Vågåmo transformatorstasjon |
| 67 | Statnett SF | 19.05.2016 | Kraftledning Kvandal-Balsfjord |
| 68 | Statnett SF | 15.06.2016 | Ofoten Balsfjord - 420 kV kraftledni... |
| 69 | Statnett SF | 11.08.2016 | Fåberg transformatorstasjon - nytt kontrollanlegg |
| 70 | Statnett SF | 29.09.2016 | Nedre Røssåga T13 |
| 71 | Statnett SF | 08.03.2016 | Kvilldal koblingsstasjon |
| 72 | Statnett SF | 06.05.2016 | Vemorktoppen |
| 73 | Statnett SF | 18.05.2016 | Snilldal Transformatorstasjon og 420 kV ledning Snilldal - Surna |

| | | | |
|----|----------------------------|------------|--|
| 74 | Statnett SF | 18.05.2016 | Prosjekt Vindkraft Midt-Norge - Hofstad stasjon |
| 75 | Statnett SF | 19.10.2016 | Utskifting av 300 kV koblingsanlegg - Smestad |
| 76 | Statnett SF | 08.03.2016 | Lyse transformatorstasjon - Tjørhom koblingsstasjon |
| 77 | Statnett SF | 03.05.2016 | Sylling - Utskifting - 420 kV apparatanlegg og kontrollanlegg |
| 78 | Statnett SF | 20.10.2016 | Bærheim transformatorstasjon |
| 79 | Statnett SF | 10.02.2016 | Kristiansand transformatorstasjon |
| 80 | Statnett SF | 11.02.2016 | Lyse transformatorstasjon |
| 81 | Statnett SF | 11.05.2016 | Fjotland transformatorstasjon |
| 82 | Statnett SF | 04.05.2016 | Bjerkreim transformatorstasjon |
| 83 | Statnett SF | 02.02.2016 | Kvinesdal transformatorstasjon |
| 84 | Statnett SF | 08.03.2016 | Ertsmyra transformatorstasjon |
| 85 | Tafjord Kraftproduksjon AS | 20.10.2016 | Tafjord 2 - Utskifting elektronisk regulator |
| 86 | Tafjord Kraftproduksjon AS | 21.06.2016 | Tafjord 1 - Aggregat 1 |
| 87 | Troms Kraft Nett AS | 10.02.2016 | Stonglandseidet Trafostasjon |
| 88 | Troms Kraft Nett AS | 21.12.2016 | Varden transformatorstasjon |
| 89 | Varanger KraftNett AS | 04.05.2016 | Smelror transformatorstasjon (Smelror, Båtsfjord og Vadsø transformatorer) |
| 90 | Varanger KraftNett AS | 04.05.2016 | Båtsfjord transformatorstasjon (Smelror, Båtsfjord og Vadsø transformatorer) |
| 91 | Varanger KraftNett AS | 04.05.2016 | Vadsø transformatorstasjon (Smelror, Båtsfjord og Vadsø transformatorer) |
| 92 | Voss Energi AS | 07.06.2016 | Kjønnagard transformatorstasjon |
| 93 | Østfold Energi AS | 15.03.2016 | Naddvik kraftverk T1 - Endring på T1 Naddvik kraftstasjon |

Tabell 10: Liste over vedtak etter FoS § 14 og § 7.

10 Anleggsdata og overføringsgrenser

10.1 Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via fosweb

Fosweb er en felles nettportal for konsesjonærer og Statnett for koordinering av inngrep i kraftsystemet. Denne portalen erstatter tre ulike portaler og registre der konsesjonærer søker om driftsstans, rapporterer inn feil og melder inn endringer av kraftsystemdata. Disse tre sentrale dialogene mellom systemansvarlig og konsesjonær har til felles at de er nedfelt i forskrift om systemansvaret (fos).

Portalen er viktig for å sikre at prosesser gjøres i henhold til fos, at berørte arbeidsprosesser er mest mulig tidseffektive, og at data og saksunderlag er av best mulig kvalitet. Portalen ble lansert først med overføringsgrenser i 2014, driftsstans og fasit i 2015, produksjonsanlegg i 2016, og vil gradvis utvides med mer informasjon. Detaljene for når funksjonalitet er blitt lagt ut vises i tabellen under. Tidligere innmeldte kraftsystemdata har samtidig blitt lagt ut i webportalen. Konsesjonær er bedt om å gjennomgå, komplettere og bekrefte (melde inn) sine anleggsdeler. Andel innmeldte komponenter vises i kolonnen innmeldt.

| Funksjonalitet | Innmeldt | Tilgjengeliggjort |
|--|----------|-------------------|
| Overføringsgrenser overordnet del | 100% | Juni 2014 |
| Transformatorer innmeldt og kvalitetsikret | 65% | Des 2014 |
| Innmelding av driftsstans del av Fosweb | - | Jan 2015 |
| Innmelding av Fasitrapporter | - | Jan 2016 |
| Produksjonsanlegg og kraftstasjoner | 1,5% | Juni 2016 |
| Shuntbatteri, - reaktor, fasekomp | 10% | Okt 2016 |
| Overføring, line og kabel, detaljer | 0% | 15.feb 2017 |
| Historikk | - | 15.feb 2017 |

| Avsluttende leveranser: | Tilgjengeliggjøres |
|-----------------------------|--------------------|
| Seriereaktor, SVC og spoler | Q1 2017 |
| Øvrige komponenter | Q3 2017 |
| Detaljsskjema | Q3 2017 |

Erfaringene så langt er svært positive. Flere feil i anleggsdata er korrigeret, som får betydning for driften av kraftsystemet og overføringskapasiteten i markedet. Det er også oppdaget feil som, dersom de var rapportert tidligere, ville forhindre opp mot 20 MNOK i spesialreguleringskostnader, og andre feil som har redusert sannsynligheten for bruk av systemvern. Portalen er tatt i bruk på driftssentralene hos nettselskaper – en gevinst som ikke var forutsett. Konsesjonærene melder om økt bevissthet rundt kvaliteten på anleggsdata.

For Statnett vil portalen redusere behandlingstiden for godkjenning av kraftsystemdata, redusere tidsbruk på å analysere konsekvenser av driftsstanser og forberede gjennomføringen av driftsstanser. Vi forventer også at andel driftsstanser som er innmeldt innen fristen øker fra dagens nivå. I dag er fristen tre uker før start.

Økt kvalitet på kraftsystemdata vil gjøre modellene i analyse- og driftsplanleggingsverktøy samt driftssentralssystemer mer presise. Konkret vil gode modeller som gjenspeiler de faktiske forhold føre til

- Sikker kraftforsyning og effektiv kapasitetsutnyttelse (spesielt ved fastsettelse av overføringskapasitet)
- Riktige nettinvesteringer
- Utarbeidelse av vern- og reléplaner
- Utvikling av system- og balansetjenester
- Økt automatisering i driften

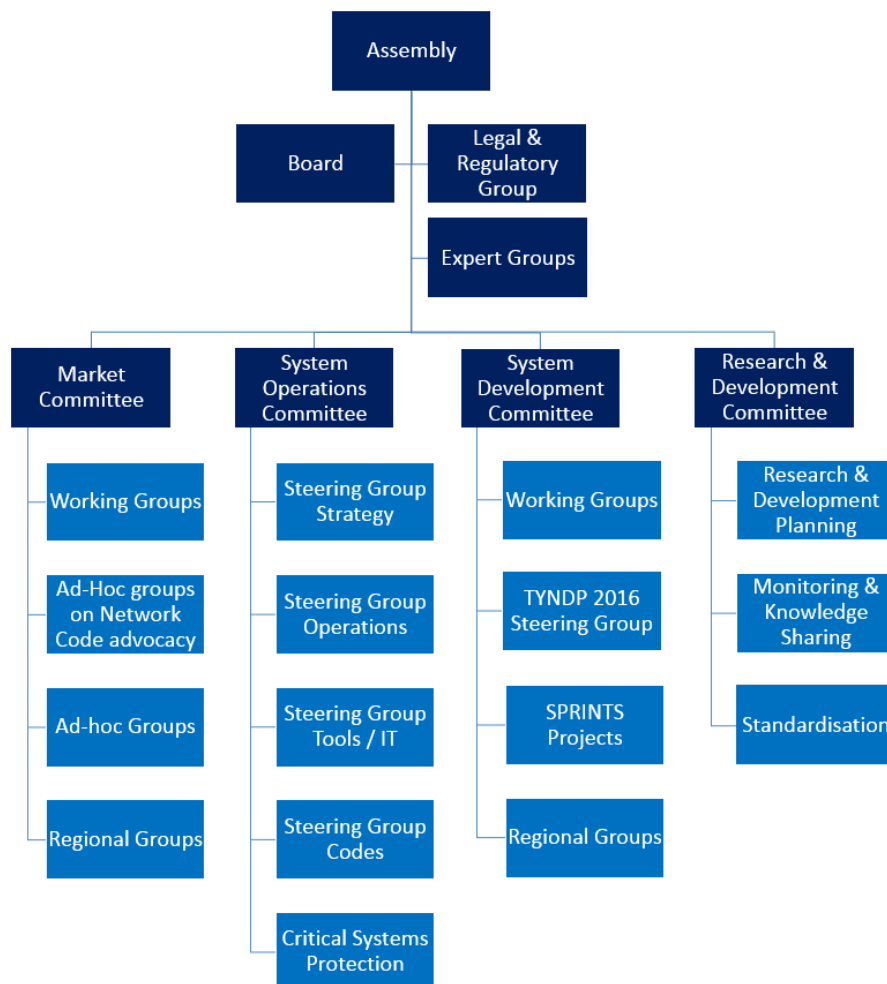
11 Internasjonal koordinering

11.1 Oversikt over pågående arbeid i nordisk og europeisk regi for å utvikle internasjonale løsninger for utøvelse av systemansvar i kraftsystemet.

Internasjonal koordinering

Et effektivt kraftmarked er sentralt for utøvelsen av systemansvaret. Norge er en del av det nordiske og etter hvert også det europeiske kraftmarkedet. En effektiv utøvelse av systemansvaret er derfor tett knyttet til utviklingen i Norden og Europa. Et av EUs viktigste mål er å skape et indre marked for elektrisitet, noe som først og fremst bygger på et sikkert og integrert europeisk strømnnett. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål.

Hovedinnsatsen til Statnett i det europeiske arbeidet knytter seg opp mot deltagelse i European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Statnett er medlem av ENTSO-E og deltar i flere arbeidsgrupper og komiteer.



Figur 41: Overordnet organisasjonskart - ENTSO-E

Sentralt i arbeidet med det indre kraftmarkedet er utarbeidelse av et detaljert regelverk for kraftsektoren (Network Codes/ Guidelines). Til sammen er det utarbeidet åtte Network Codes/ Guidelines. Ved inngangen til 2017 er det en som ikke er vedtatt som EU-regelverk. Selv om regelverket formelt ikke er implementert i Norge, påvirker de kraftmarkedet i Norge og Norden vesentlig. Statnett er derfor aktivt deltagende både i utformingen og implementeringen av regelverket. Mye av dette arbeidet gjøres, eller koordineres av ENTSO-E. En stor del av vår deltagelse i ENTSO-E retter seg for tiden derfor inn mot arbeid vedrørende videreutvikling og implementering av europeisk regelverk.

Statnett er opptatt av at den europeiske utviklingen må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta regionale hensyn. Mange viktige beslutninger om utvikling av det nordiske synkronsystemet vil fremdeles måtte skje regionalt. Samarbeid i Norden for å sikre felles interesser er derfor viktig.

Videre deltar vi arbeid med å lage Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), samt europeiske og regionale forsynings sikkerhetsanalyser. Effektive markedsløsninger gjennom markedskobling for spothandel og et effektivt intradagmarked er viktig for en god norsk ressursutnyttelse. Statnett deltar derfor i utforming, videreutvikling og implementering av felles-europeiske løsninger på dette. I tillegg pågår det en rekke andre initiativ der det forventes at Statnett og TSOene er med og bruker ressurser. Eksempelvis ser man at mer og mer ressurser går med til rapportering av data, løsninger, håndtering av praksis etc. til europeiske myndigheter.

Sentrale europeiske og nordiske prosesser for utøvelsen av systemansvaret

Implementering av Network Codes

Gjennom ENTSO-E deltar Statnett aktivt i flere grupper som jobber med utformingen av forslag til nettværskodene. Etter hvert som kodene vedtas, vil det bli et omfattende felles arbeid for de nordiske TSOene med å implementere regelverkene. I lys av nettværskodene er det blant annet behov for en omfattende revidering av nordisk systemdriftsavtale.

| Codes in Comitology | Codes awaiting entry into force | Codes in force |
|---------------------|-----------------------------------|------------------------|
| Balancing Guideline | Forward Capacity Allocation (FCA) | CACM in August 2015 |
| | System Operations (SO) | RfG in May 2016 |
| | Emergency and Restoration (ER) | DCC in September 2016 |
| | | HVDC in September 2016 |

Tabell: Status for nettværskoder per februar 2017

Regional Security Coordination (RSC)

Behovet for koordinering mellom TSOer i planlegging av driften øker som følge av tettere markedintegrasjon og tilknytning mer uregulerbar kraftproduksjon. For å møte dette behovet har ENTSO-E besluttet at alle TSOer skal knytte seg til *Regional Security Coordination (RSC)*. Dette er også tatt inn som et krav i driftskoden *Operational Guidelines*.

Våren 2015 ble det nedsatt en gruppe med representanter fra de nordiske TSOene for å utrede hvordan krav til regional driftsplanlegging skal implementeres i Norden. I januar 2016 ble det besluttet at en nordisk RSCi skal opprettes gjennom en bindende samarbeidsavtale mellom TSOene. Et felles nordisk kontor skal opprettes i København og bemannes av representanter fra TSOene. Kontoret skal være i operasjonell innen fjerde kvartal 2017.

Den nordiske RSCen skal fungere som en tjenesteleverandør og utføre følgende oppgaver som definert i reguleringen:

- Sette sammen nasjonale nettmodeller til en felles regional nettmodell

- Utføre kapasitetsberegninger for regionen
- Utføre driftssikkerhetsberegninger for regionen
- Lage prognoser for det regionale systemets tilgang på effekt
- Utføre regional koordinering av utkoblingsplaner

Fra de nordiske TSOenes ståsted er det et viktig poeng at alt ansvar for driftsplanlegging og operativ drift fortsatt skal ligge hos TSOene.

11.2 Status for de nordiske investeringsplanene

11.2.1 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

Basert på besluttede planer vil utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkrone systemet i 2021 passere 10.000 MW. Status for nye forbindelser ut av Norden er:

Realiserte

- **Estlink 2:** HVDC-forbindelsen Estlink mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. I februar 2014 idriftsatte Fingrid og Elering (estlandsk TSO) Estlink 2 (kapasitet 650 MW). Samlet kapasitet Finland-Estland: 1000 MW.
- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet. Eies 50/50 av Svk/LitGrid. Ble satt i drift februar 2016.

Investeringsbesluttet/Under bygging:

- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet.dk og TenneT. Selskapene gjorde i februar 2016 endelig investeringsbeslutning for prosjektet. Prosjektet planlegges idriftsatt januar 2019.
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Statnett eier 50% og den tyske systemoperatøren TenneT samt den statseide tyske finansieringsinstitusjonen KfW eier 25% hver. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbesluttet januar 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2020.
- **North Sea Link:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth). Eies 50/50 av Statnett og National Grid. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbesluttet mars 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2021.
- **Jylland-Tyskland:** Kapasiteten ble i 2012 oppgradert til 1500 MW i nordgående retning og 1780 MW i sydgående retning. Energinet.dk og TenneT har tatt investeringsbeslutning og bygger for en videre kapasitetsøkning planlagt i 2020. Nåværende østkystforbindelse planlegges spenningsoppgradert (220→400 kV), noe som bidrar til å øke kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.
- **Kriegers Flak:** Dansk regjering besluttet i 2012 at en 600 MW offshore vindpark skal bygges på dansk territorium (Kriegers Flak) innen 2020. Basert på dette bygger Energinet.dk og tysk TSO (50 Hertz) en 400 MW-AC-forbindelse fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland som skal ferdigstilles innen 31.12.2018. I tillegg tilknyttes vindparkene Baltic 1 og 2 (336 MW).

Planlagte/konsesjonssøkte

- **NorthConnect:** En gruppe bestående av Vattenfall, ECO, Lyse og Agder Energi planlegger en ny forbindelse mellom Sima (Norge) og Peterhead (Skottland). Planlagt kapasitet på 1400 MW. Offisielt planlegges forbindelsen idriftsatt i 2022.

- **Jylland-Tyskland:** Energinet.dk og TenneT planlegger en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte kapasiteten med ytterligere 500 MW. På tysk side er konsesjon gitt, mens en på dansk side fortsatt er i planfasen. Energinet.dk har fått politisk aksept for å gå bort fra det tidligere Folketingsvedtak om at alle nye forbindelser skal bygges som kabel. Forbindelsen planlegges realisert i 2022 og vil da gi en teoretisk kapasitet på 3000 MW begge retninger Jylland-Tyskland.

Under utredning

- **Viking Cable:** Energinet.dk og National Grid har innledet et samarbeid om realisering av ny 1400 MW kabel mellom Danmark og England (760 km). Prosjektet planlegges investeringsbesluttet i 2017 og idriftsatt i 2022.
- **Hansa Power Bridge:** Svenska Kraftnät og 50 Hertz Transmission undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland på mellom 700 og 1400 MW. Dersom realisering vil forbindelsen kunne bli idriftsatt nærmere 2025.
- **Danmark-Polen.** Energinet.dk og polsk TSO (PSE) har startet utredninger rundt ny forbindelse Sjælland-Polen.
- **Danmark-Tyskland.** Energinet.dk og 50 Hz utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for økt kapasitet Sjælland-Tyskland.

11.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla Nordel forsterkning av 5 prioriterte nordiske overføringsnett. I 2017 forventes den siste av de 5 prioriterte nett å være i drift.

Status for de 5 prioriterte nett er:

- **Nea – Järpströmmen:** 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Midt-Sverige til erstatning for eksisterende 300kV-ledning. Viktig for forsynings sikkerheten i Midt-Norge. Idriftsatt i 2009.
- **Storebælt:** 600 MW HVDC-forbindelse mellom Vest-Danmark og Øst-Danmark, som knytter sammen det synkrone nordiske og kontinentale system. Idriftsatt i 2010.
- **Fennoskan 2:** 800 MW HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige (link nummer to). Viktig både som følge av kjernekraftutbygging i Finland samt økt overføringsbehov Sverige-Finland (til dels store prisforskjeller). Idriftsatt januar 2012.
- **Skagerrak 4:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Kabelen har en kapasitet på 700 MW og ble idriftsatt desember 2014.
- **Sødra lenken (SydVest-linken):** 1200 MW HVDC(AC)-forbindelse mellom Midt- og Sør-Sverige. Forbindelsen er under bygging. Nordre del (AC) er idriftsatt, mens søndre del (DC) planlegges idriftsatt april 2017 (600 MW) og des. 2017 (+600 MW). Forbindelsen har også vært planlagt med en gren mot Norge også, da under navnet SydVest-linken. Norgegrenen ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige internordiske mellomlandsforbindelser under utredning

- **Ny kapasitet Sverige-Finland.** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette har selskapene startet utredninger for økt kapasitet. Desember 2016 ble selskapene enige om å gå videre med prosjektet, som innebærer en 3.AC-forbindelse i nord (øker kapasiteten ca.800 MW). Målsetningen er at ledningen settes i drift Q4-2025. I tillegg vurderes reinvestering av Fennoskan 1 (økt kapasitet).
- **Reinvestering Sverige-Danmark.** SvK og Energinet.dk har startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen.

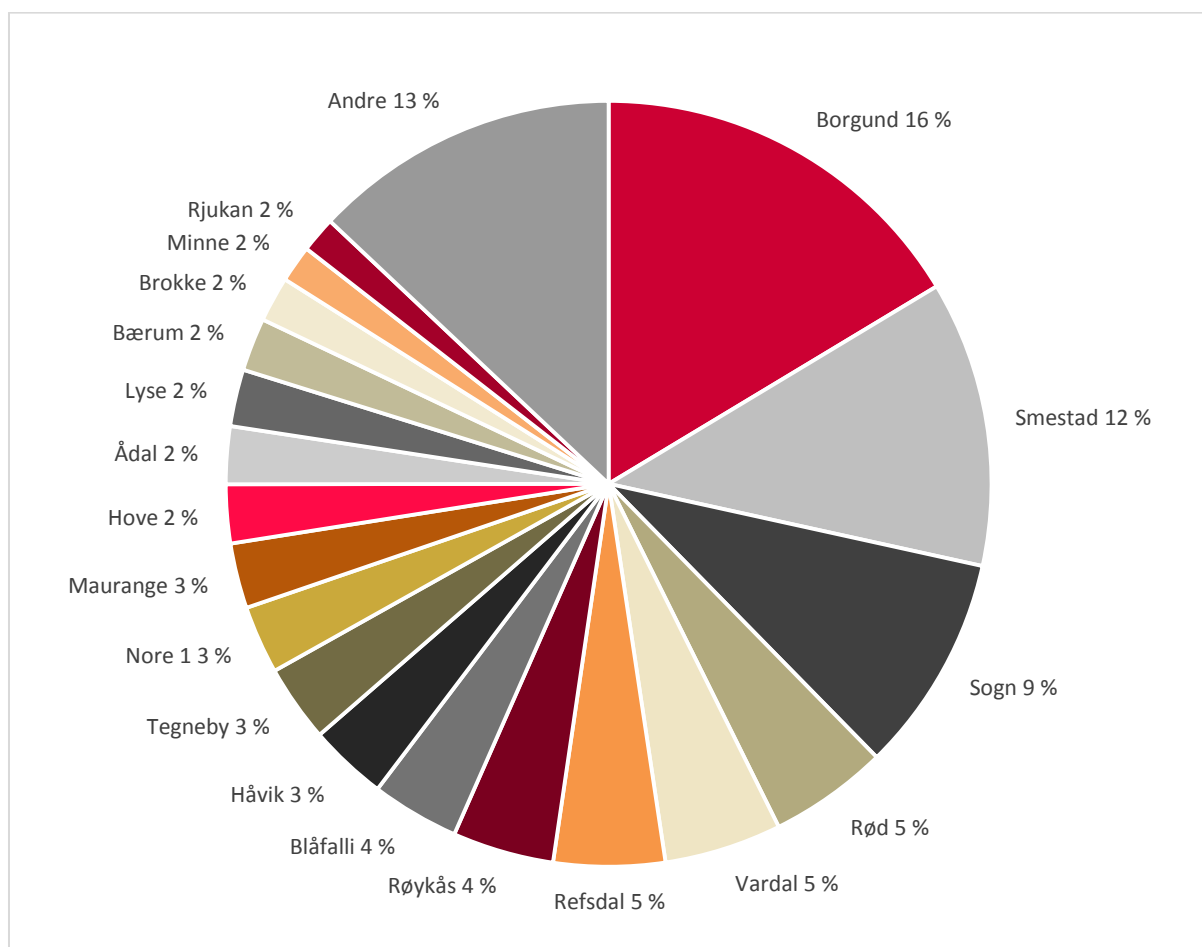
12 Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser

12.1 Driftsspenninger i sentralnettet

Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner der Statnett er LfK. Det rapporteres på varighet på spenningsalarmer over 305 og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt antall ganger spenningen er over 305 og 425 i mer enn 20 minutter. Videre rapporteres det på varighet på spenningsvarsler over 301 og 421 kV i mer enn 3 minutter. Tillatt målefeil for spenningstransformatorer er 1 %. Ved varsel om høy spenning i en stasjon vil det ofte også være høy spenning i omkringliggende stasjoner.

Region Sør

For Region Sør har det i 2016 totalt vært 190 280 minutter med spenning over 301 og 421 kV.



Figur 42: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 og 421 kV i region Sør.

Årsak til overskridelser

- Borgund stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Borgund er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering
- Smestad og Sogn skyldes revisjoner og feil i Oslo regionen som har medført delt drift i stasjoner og mellom stasjoner i Oslo regionen. Deling mellom stasjoner medfører at reaktive komponenter ikke blir tilgjengelig på riktig side av Oslo for å kompensere for reaktivt bidrag fra kablene gjennom Oslo.
- Rød skyldes blant annet driftsforbud på reaktorer som følge av gjentening.

I Region Sør har det vært 13 tilfeller der spenningen har vært over 425 og 305 kV i 2016, i mer enn 20 minutter.

| Varighet [sek] | Varighet [min] | Dato | Årsak |
|----------------|----------------|----------|--|
| Feda | 52 | 09.04.16 | Delt drift i stasjonen med NorNed på tamp fra Tonstad. |
| Feda | 55 | 19.05.16 | Delt drift i stasjonen med NorNed på tamp fra Tonstad. |
| Håvik | 23 | 23.05.16 | Delt drift i stasjonen pga. snitt overskridelser pga. revisjon 300 Sauda – Kårstø. |
| Håvik | 84 | 28.05.16 | Delt drift i stasjonen pga. snitt overskridelser pga. revisjon 300 Sauda – Kårstø. |
| Sogn | 396 | 11.06.16 | Delt drift i Ulven pga. snittoverskridelser som følge av revisjoner. |
| Smestad | 305 | 11.06.16 | Delt drift i Ulven pga. snittoverskridelser som følge av revisjoner. |
| Sogn | 184 | 13.06.16 | Delt drift i Ulven pga. snittoverskridelser som følge av revisjoner. |
| Smestad | 92 | 13.06.16 | Delt drift i Ulven pga. snittoverskridelser som følge av revisjoner. |
| Refsdal | 54 | 20.06.16 | Delt i Refsdal mot Hove, og samtidig feil i Evanger som medførte Separatområde Evanger – Refsdal. |
| Sogn | 123 | 17.07.16 | 300 Sogn – Ulven 2 utkoblet for oljelekkasje. Delt mellom Sogn og Ulven kapasitet på ledning 1. |
| Syilling | 23 | 28.09.16 | Fasekompensator utilgjengelig pga. utfall. 420 Syilling – Tegneby og dermed reaktor R1 utilgjengelig pga. havari på kabel. |
| Feda | 57 | 01.11.16 | Delt drift i stasjonen med NorNed på tamp fra Tonstad |
| Feda | 52 | 01.11.16 | Delt drift i stasjonen med NorNed på tamp fra Tonstad |

Tabell 11: Stasjoner med spenningsoverskridelser over 425 og 305 kV.

Region Nord

I region Nord har det totalt vært 53 873 minutter med spenningsoverskridelser over 301 og 421 kV. Dette har hovedsakelig vært på 420 kV sør for Salten.

Hovedårsaken har vært manglende tilgang på reaktorer grunnet driftsforbud på brytere, idriftsettelse av nye 420 kV ledninger uten tilgjengelig reaktorer og utilgjengelig SVC-anlegg i Tunnsjødal grunnet ombygging.

Utkoblinger som har medført deling av nettet i Nordland, med Svartisen på tamp, har ført til høye spenninger og behov for spesialkjøring på Svartisen for å holde spenningen på akseptabelt nivå.

12.2 Oversikt over områder med redusert driftssikkerhet

Statnett har definert og besluttet en Driftspolicy og har signalisert eksternt at driftssikkerheten er utilfredsstillende i områder der vi fraviker n-1 for feil i sentralnettet.

Det er en målsetting for Statnett å ha tilfredsstillende kapasitet og kvalitet i sentralnettet. Det er foretatt en undersøkelse av antall timer med redusert driftssikkerhet, dvs. overskridelse av N-1 driftssikkerhet. I denne registreringen defineres dette ved at følgende driftsformer benyttes:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil mørklegge det forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans pga. vedlikehold av anleggene.
2. Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet pga. kaskade- eller følgeutfall.
3. Driftssituasjoner der vi overskrider N-1 grensene for snitt. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunkts-komponenter eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

I noen områder har vi redusert forsyningsikkerhet i to trinn. Ved ett overføringsnivå vil feil medføre frakobling av systemvern. Ved høyere overføringsnivå vil systemventet ikke være tilstrekkelig og feil vil medføre utkobling også av ordinært forbruk.

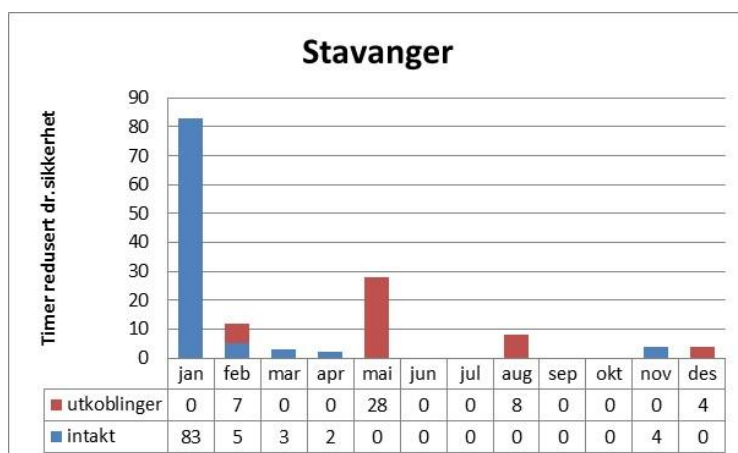
Overskridelse av N-1 med intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radialdrifter. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller reddes ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet. Registrering av antall timer overskridelse vil over tid vise en trend for de ulike områdene.

Stavanger

Stavanger forsynes fra to 300 kV forbindelser og med maksimalt 200-250 MW lokal produksjon. Overføringskapasitet for N-1 driftssikkerhet er satt til 700 MW. I perioder benyttes en spesiell kobling i 300 kV nettet som skal redusere konsekvensene av verste linjeutfall ved at noe av forbruket frakobles automatisk samtidig med linjeutfallet. Inntil 250 MW alminnelig forsyning frakobles for å hindre at hele Stavanger-området mørklegges ved verste enkeltutfall.

Registreringene for 2016 viser 97 timer redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er høyere enn i 2014 og 2015, da det ble registrert hhv. 45 timer og 14 timer.

Figuren under viser antall timer i 2016 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overføringskapasitet (dvs. 700 MW). I perioden har det vært 97 timer der driftssikkerheten ikke var tilfredsstillende selv med intakt 300 kV nett.



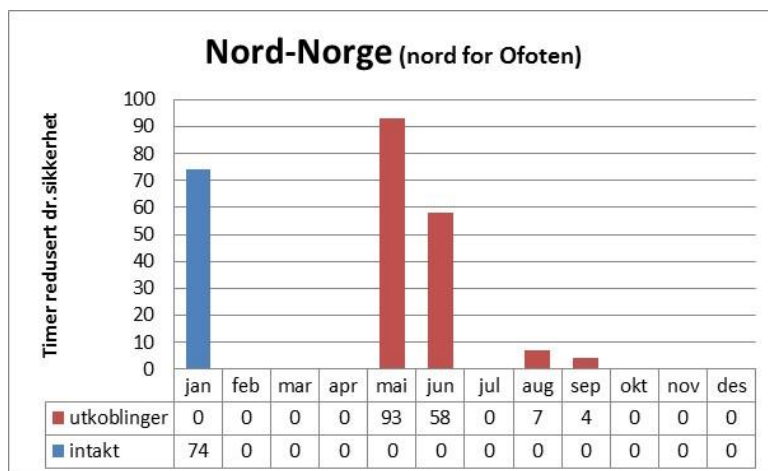
For Stavanger-området vil alle utkoblinger av 300 kV linjer (til sammen 4 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 47 timer med radiell N-0 drift. Totalt viser registreringene 144 timer med redusert driftssikkerhet i 2016. Totalt gir dette ca. 50 timer mer enn i 2015, flere timer med intakt nett og færre pga. utkoblinger.

Nord-Norge nord for Ofoten

Frem tom. august 2016 har Nord-Norge hatt relativt uendret overføringskapasitet mht. forsyning av forbruket nord for Ofoten, dvs. nordlige deler av Nordland, Troms og Finnmark. Med intakt nett har det vært utfall av 420 kV som er mest kritisk samtidig med stort underskudd i regionen. Statnett har installert et systemvern som automatisk frakobler inntil 105 MW ved Finnfjord smelteverk dersom en av 420 kV linjene skulle falle ut. Uttaket til Melkøya kan også frakobles av dette systemvernet. Dette skal aktiveres dersom Ofoten-, Narvik- eller Straumsmo-snittet overskrider grenseverdiene. Da kan overføringen nordover økes uten at alminnelig forbruk faller ut ved feil i 420 kV nettet. 28. september 2016 ble den nye 420 kV linja Ofoten-Kvandal 2 satt i drift slik at det da ble to 420 kV forsyninger frem til Kvandal.

Figuren under viser at det i 2016 kun var 74 timer der systemvernet måtte aktiveres i Ofoten-snittet for å opprettholde driftssikkerhet for annet forbruk i regionen. Dette er mye lavere enn de siste årene.

Pga. utfall eller planlagte utkoblinger har det vært 162 timer med redusert driftssikkerhet. Dette er knyttet til prosjektet Ofoten-Balsfjord, og er ca. halvparten sammenlignet med 2015.



Lofoten, Vesterålen og Harstad

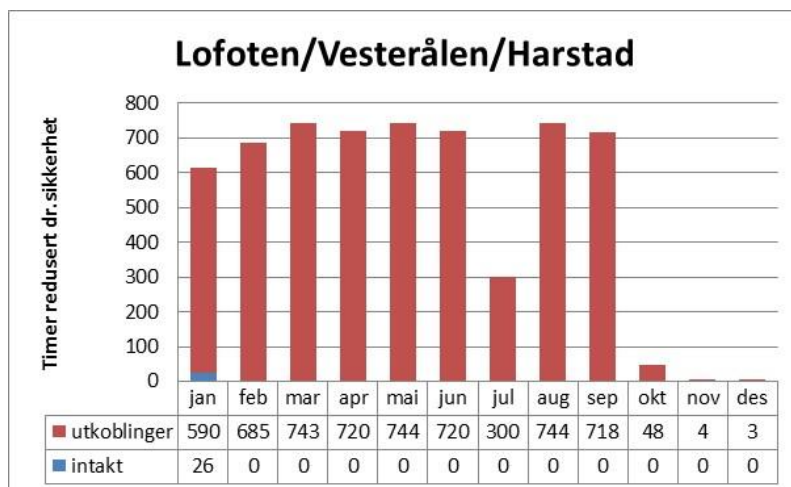
Det er foretatt tilsvarende undersøkelse for lokale områder i regionen. 132 kV nettet nord i Nordland forsyner Vesterålen, Lofoten og Harstad by. Oversikten viser antall timer der 132 kV linjene har hatt for liten kapasitet til å oppfylle N-1 driftssikkerhet. To av disse linjene inngår i sentralnettet.

Nettet har vært uforandret de siste 5 årene og det er svært lite lokal produksjon. Det har derimot blitt idriftsatt SVC-anlegg i Sortland i 2015. Dette gir klar bedring av spenningsforhold og grensen for akseptabel driftssikkerhet har økt.

Figuren under viser at det i 2016 har vært 26 timer (2 dager) med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet.

Utkoblinger/reparasjoner av 132 kV linjene medførte 6019 timer med radiell N-0 forsyning. Dette er mye høyere enn vanlig. I januar-mars ble nettet i Lofoten drevet som radialer pga. kapasiteten i den

gamle linja Kvandal-Kvitfossen. Denne linja ble deretter koblet ut hele perioden april til september for å bygges om.

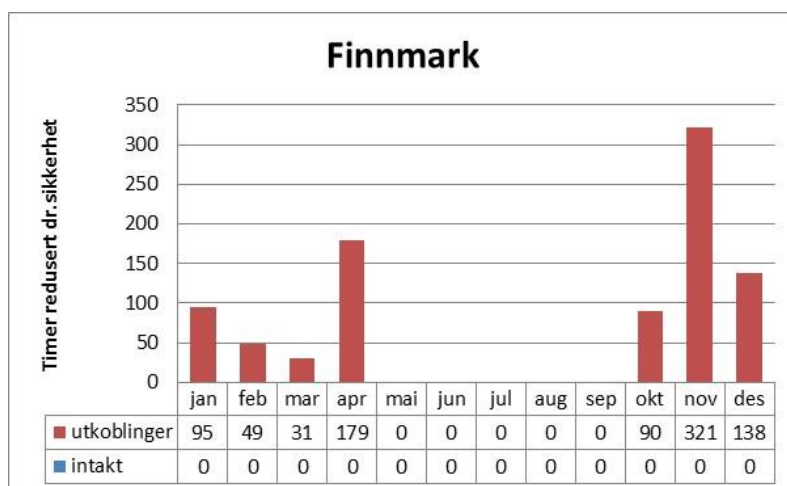


Finmark

I tillegg til Lofoten/Vesterålen/Harstad er det Finnmark som ofte har hatt redusert driftssikkerhet i Nord-Norge. Nye registreringer for N-1 driftssikkerhet med intakt nett har siden 2015 blitt målt mot økt overføringskapasitet som følge av installasjon av SVC-anlegg og kondensatorbatterier i 132 kV nettet.

Figuren viser ingen timer med høyere underskudd enn dette i 2016. Dette var også situasjonen i 2015. I 2014 ble det registrert 274 timer, men målt mot en lavere grense.

I tillegg er det registrert 903 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er litt høyere enn i 2015.



Planlagte driftsstanser i dette området legges normalt til sommerhalvåret da det normalt er effektoverskudd og bedre driftssikkerhet. Det totale antallet timer omfatter også periodene der vi ikke kan opprettholde ringdrift med Finland. Dette påvirker i hovedsak driftssikkerheten for Øst-Finnmark i form av underskudd på de to radialforbindelsene.

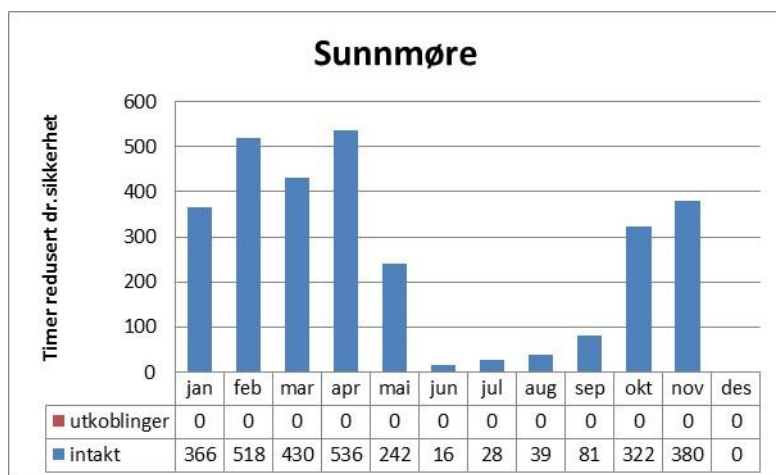
Midt-Norge og Sunnmøre

Midt-Norge er definert som eget elspotområde og alminnelig forsyning driftes med N-1 sikkerhet. Unntaket er 450 MW på Hydro ASU/Sunnalsøra som benyttes som automatisk lastfrakobling i tilfelle linjer faller ut.

420 kV forsyningen til Ormen Lange ligger med N-0 driftssikkerhet hele året.

Inntil Ørskog-Sogndal forbindelsen kom i drift har det vært én radiell 420 kV linje som forsyner Ålesund og Sunnmøre. I området er det relativt høy produksjon i Tafjord, en god del også i Tussa og i Åskåra. N-0 driftssikkerhet for området har vært definert ved effektflyt fra Viklandet mot Ørskog større enn 30 MW.

Figuren under viser at det i 2958 timer ikke har vært tilfredsstillende driftssikkerhet selv med intakt 420 kV nett. Dette er ca. 1/3 av årets timer, og en del høyere enn i 2015. Tidlig i desember 2016 ble 420 kV forbindelsen Ørskog-Sogndal endelig idriftsatt. Fra da av har dette området N-1 driftssikkerhet med intakt nett.



3. Vurdering/Oppsummering

Rapportene for perioden 2006-2011 viste at flere områder i Norge hadde økende antall timer med N-0 drift. Mest dramatisk var økningen ved intakt nett i årene 2010 og 2011. Ved eventuelle utfall ville nettet ikke være i stand til å forsyne alt forbruk før linje eller transformator kunne kobles inn igjen. Sannsynligheten for utfall samt reparasjons-beredskap er avgjørende faktorer inntil eventuell nettforsterkning til områdene.

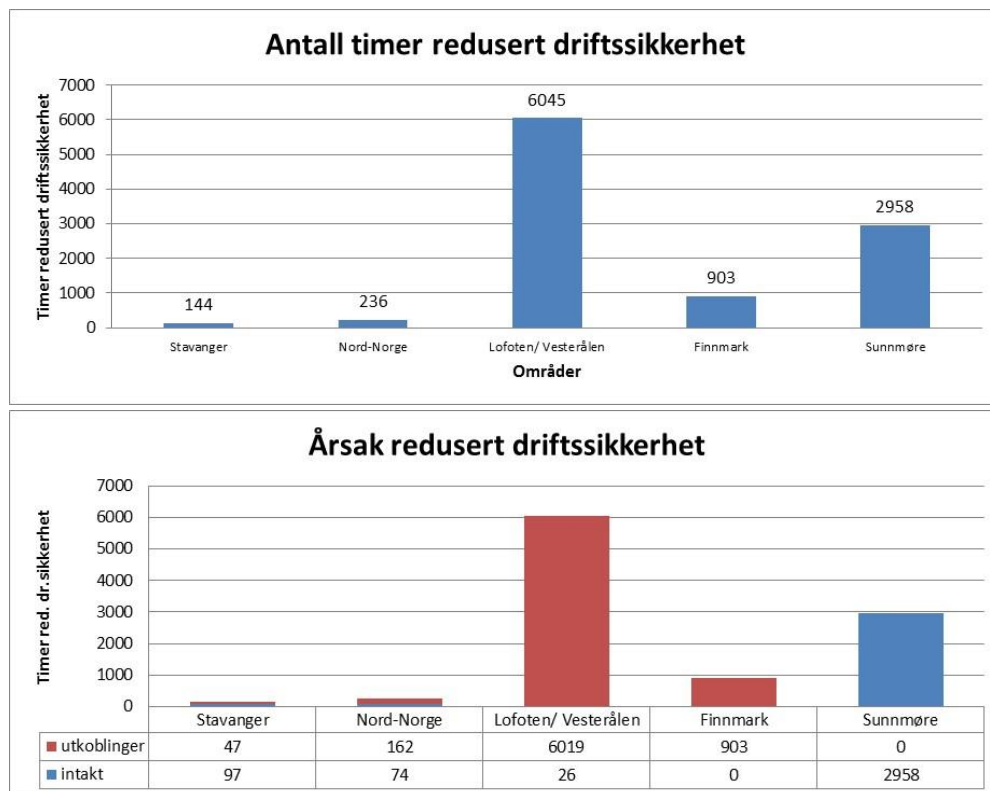
Registreringer for 2016:

- Registreringene for Nord-Norge (nord for Ofoten) viser en god del færre timer med redusert driftssikkerhet. Dette gjelder med intakt nett mens det var litt økning pga utkoblede anleggsdeler.
- Finnmark har hatt en god del flere timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere. Dette skyldes mange planlagte utkoblinger og at ringdrift med Finland ikke har vært mulig. I desember 2016 ble det installert et systemvern som tillater betydelig mer bruk av ringdrift enn tidligere.
- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015 og 2016 hatt betydelig færre timer med redusert driftssikkerhet med intakt nett sammenlignet med tidligere år. Dette skyldes MVAR-installasjoner som har gitt økt overføringskapasitet i nettet. Derimot har stor anleggsaktivitet på Kvandal-Kvitfossen medført svært mange timer med N-0 drift. Ny linje ble idriftsatt i høst.
- Stavanger har hatt økning i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett i 2016. De siste årene er det registrert 45 timer i 2014, 14 timer i 2015 og 97 timer i 2016.
- Sunnmøre hadde større antall timer med N-0 drift i 2016 enn i 2015. Fra desember 2016 har dette området N-1 driftssikkerhet med intakt nett. Dette skyldes idriftsettelsen av hele 420 kV forbindelsen mellom Ørskog og Sogndal.

Figurene under viser antall timer med redusert driftssikkerhet for de nevnte områdene for 2015.

- Figuren øverst viser totalt antall timer

- Figuren nederst viser fordeling mellom intakt nett og redusert driftssikkerhet som følge av utkoblinger i nettet.



12.3 Oversikt over større separatområder

- 8. januar kl. 21:34. Utfall 300 kV Rendalen – Balbergskaret trolig pga ising, med påfølgende transittoverskudd med utfall (132kV Rendalen - Engerdal) som medførte separatområde. Rendalen kjørte frekvens. 70MW utfall av last. Varighet 31 min.
- 11. januar kl. 20:37. Utfall av 66kV Fåberg - Lunde grunnet trefall på linja. Hunderfossen kjørte frekvens. 5MW utfall av last. Varighet 3,5 timer.
- 29. januar kl. 17:18. Utfall av 132kV Ø. Årdal - Årdalstangen grunnet feil i SF6-anlegg i Ø. Årdal. Ingen utfall av last. Naddvik kjørte frekvens. Varighet 5,5 timer
- 29. januar kl. 17:18. Utfall 300kV Refsdal-Modal og 5 min etterpå 300kV Sogndal-Aurland1. Smelteverket i Øvre Årdal var ute pga. feil. Ingen utfall av last. Faset sammen mot Aurland 1. Fortun kraftverk kjørte frekvens. Varighet 19 min.
- 15. juni kl. 19:58. Utfall av 132kV Ø. Årdal - Årdalstangen grunnet feil i SF6-anlegg i Ø. Årdal. Ingen utfall av last. Naddvik kjørte frekvens. Varighet 14 timer.
- 16.juni kl. 16:49. Utfall av 132kV Adamselv-Lakselv grunnet lynnedslag gav separatområde fra Adamselv til Varangerbotn. Overgang til separatområde medfører uønsket utfall av noe produksjon og forbruk pga. feil i vern og gjeninnkoblingsautomatikk. Adamselv-Lakselv kom inn på automatisk gjeninnkobling.
- 6.juli kl. 18:58. Utfall av Kvænangen- Alta Trafo 1 og 2 grunnet lynnedslag gav separatområde fra Alta til Varangerbotn. Melkøya og Goliat koblet seg fra nettet og resterende kraftproduksjon

regulerte korrekt ned overskuddet i området. Ledningene kom inn på automatisk gjeninnkobling etter ca. 1 minutt.

- 17. august kl. 10:46. Utfall 300kV Dale - Evanger. Hove kjørte frekvens, ikke tilfredsstillende frekvens, opp imot 52Hz, skapte også høye spenninger på 132 og 50kV under Evanger. Varighet 20 min.
- 30. desember kl. 23:11 Utfall 132 Nedre Røssåga-Svabo 1 pga feil i en måletransformator i N. Røssåga samtidig med fasebrudd og jordfeil i 132kV nettet til Helgeland Kraft. Medfører separatområde fra Svabo til Glomfjord med påfølgende spenningskollaps og mørklegging. Nettet var gjenoppbygd etter ca. 45 minutter.

12.4 Større nasjonale driftsforstyrrelser og andre forhold

- Under ekstremværet Tor 29. – 30. januar ble det registrert utfall av ca. 45 linjer i 420, 300 og 132kV nettet, de aller fleste uten store konsekvenser. Mest kritisk var det i Indre Sogn hvor uværet medførte forsyningsavbrudd for aluminiumsverket i Øvre Årdal på over 3 timer. I tillegg var 300kV Modalen-Refsdal utkoblet frem til 28. februar. Mange tusen var uten strøm som følge av feil på lavere spenningsnivå.
- Utfall av 420 kV Viklandet-Ørskog 2. februar i forbindelse med uvær. Medførte avbrudd i forsyningen til Sunnmøre og Nordfjord (ca. 200MW) i inntil 15 min.
- Havarert strømtrafo førte til brann i Halden stasjon 9. mars. 420 kV Hasle-Halden ble koblet ut i forbindelse med slukkingen og kunne først kobles inn etter ca. 4 timer.
- Utfall av Viklandet T2 (420/132 kV) 20. mars som følge av brann. Forbruket på Hydro Aluminium Sunndalsøra og Nyhamna fikk avbrudd men kunne laste opp etter ca. 1 time. Reservetransformator ble koblet inn 29.april.
- Feil på en jordkniv medførte utkobling av hele Øvre Årdal stasjon 15. juni. Årdalstangen holdt inne i separatdrift mens Øvre Årdal mistet all produksjon og forbruk. Hydro Årdal var helt uten forsyning i ca. 1,5 timer og delvis uten forsyning i ca. 4 timer.
- Utfall av Sylling-Tegneby 20. juni grunnet kabelfeil medførte redusert kapasitet NO1-SE3 og avlysning/utsettelse av andre driftsstanser i Sør-Norge. Forbindelsen ble koblet inn med ny reservekabel 13. oktober men kapasiteten vil være redusert fram til høsten 2017 når alle kabelsettene er skiftet ut.
- Jordfeil i 132kV nettet 17. juni medførte utfall av Guolas-Ullsfjord og avbrudd for Tromsø by (ca. 142 MW) i ca. 15 minutter.
- Ekstremværet Urd traff Sør-Norge om ettermiddagen 2. juledag. Det ble registrert 4 forbigående feil i 420- og 300kV nettet, men uten konsekvenser. Mange ble strømløse som følge av feil i underliggende nett.
- 30. desember opplevde store deler av Helgeland forsyningsavbrudd på grunn av feil i 132kV nettet. Driften var gjenopprettet og forbruk innkoblet etter ca. 1 time.

12.5 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det har ikke vært tilfeller med TUF i 2016.

12.6 Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene

Det første likestrømsanlegget, Skagerrak 1+2, til Danmark ble satt i drift 1976. Skagerrak 3 ble idriftsatt i 1993, Nor-Ned i 2008, og Skagerrak 4 helt i slutten av 2014. Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid.

Skagerrak 1 + 2: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 95,4 % for perioden 1976 – 2016. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2016.

Skagerrak 3: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 86,79 % for perioden 1993 – 2016. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2016.

Skagerrak 4: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 96,65% for perioden 2015-2016. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2016.

NorNed: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 88,21 % for perioden 2008 - 2016. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2016.

| | Skagerrak 1+2 | Skagerrak 3 | Skagerrak 4 | NorNed |
|------|---------------|-------------|-------------|--------|
| 1996 | 97,92 | 98,14 | | |
| 1997 | 91,28 | 97,89 | | |
| 1998 | 98,14 | 97,61 | | |
| 1999 | 96,39 | 97,18 | | |
| 2000 | 98 | 97,9 | | |
| 2001 | 98,16 | 98,22 | | |
| 2002 | 89,39 | 97,32 | | |
| 2003 | 98,16 | 56,52 | | |
| 2004 | 97,03 | 98,68 | | |
| 2005 | 98,93 | 58,27 | | |
| 2006 | 98,16 | 15,47 | | |
| 2007 | 96,42 | 64,9 | | |
| 2008 | 97,85 | 49,72 | | |
| 2009 | 98,21 | 97,83 | | 93,04 |
| 2010 | 97,7 | 99,8 | | 98,27 |
| 2011 | 86,5 | 86 | | 78 |
| 2012 | 92,3 | 95,33 | | 96,76 |
| 2013 | 96,03 | 93,16 | | 82,72 |
| 2014 | 94,36 | 91,64 | | 96,90 |
| 2015 | 93,89 | 91,33 | 97,88 | 98,06 |
| 2016 | 97,25 | 99,52 | 95,41 | 97,03 |

Tabell 12: Årlig tilgjengelighet på kabelforbindelsene til utlandet[%].

13 Endringer i praktisering av systemansvaret

13.1 Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2016

'Statnetts praktisering av systemansvaret' utarbeides for å informere aktørene om hvordan Statnett praktiserer rollen som systemansvarlig innenfor de ulike bestemmelsene i forskrift om systemansvaret (fos). Praktiseringstekster publiseres kun på Statnetts nettsider, og nås via <http://www.statnett.no/Systemansvaret/>. En logg med tidligere versjoner vil være tilgjengelig fra siden med gjeldende veileder. For å sikre at det ikke oppstår uklarheter med hensyn til hva som til enhver tid har vært gjeldende praktisering, merkes endringer med hvilken dato de er gjeldende fra.

I 2016 ble veilederen endret for følgende bestemmelser (med kort beskrivelse av det vesentlige ved endringen):

Gjeldende fra 18. mars 2016:

§ 8 tredje ledd (tilpasning som følge av NVEs vedtak om overgang til måling av nettoproduksjon ved avregning – oppdatert veileder angir hvilke data som skal rapporteres som henholdsvis netto- og bruttoverdier)

Gjeldende fra 31. mars 2016:

§ 23 første ledd (om innhenting av mer detaljerte kjøreplaner fra produksjonsanlegg)

14 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

14.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

| Bestemmelse | Beskrivelse | Antall ikke-systemkritiske vedtak |
|------------------|--|-----------------------------------|
| § 7 første ledd | Overføringsgrenser | 112 |
| § 12 første ledd | Planer for å gjenopprette normal drift | 0 |
| § 13 første ledd | Planer for manuell utkobling av forbruk | 0 |
| § 14 | Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg | 93 |
| § 17 | Planlagte driftsstanser | 2562 |
| § 18 | Målinger og meldinger | 0 |
| § 19 | Jordstrømskompensering | 0 |
| § 20 første ledd | Vern og releplanlegging | 2 |
| § 21 første ledd | Systemvern | 15 |
| § 27 | Betaling for systemtjenester | 64 |
| § 27 | Betaling for hendelsesstyrte systemvern | 14 |

Tabell 13: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.

Påklagede saker i 2016:

16/00403-1 - Påklaging av planlagt utkobling av 132 kV nett Svabo-Storforshei

14.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

| FoS § | Antall vedtak | Kommentar |
|----------------------------|--|---|
| § 5 første og annet ledd | 1 | Endring av grensen NO3-NO5 fra 28.august 2017. |
| § 5 tredje ledd | 8755 | Antall spesialreguleringer. Bud som er aktivert over flere timer blir regnet som en regulering. |
| § 6 | 224 592 | Økningen skyldes ny korridor NO5-NO3 fra 7.mars 2016. |
| § 7 annet ledd | Et dokument pr uke med grenser under aktuelle utkoblinger. | |
| § 8 | 8730 flyttinger. 126 vedtak om prod.tilpasninger | |
| § 9 første punktum | 0 | |
| § 11 | 0 | |
| | Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: 10-20 | Anslag |
| § 12 annet til femte ledd | Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering: 6 | |
| | Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 13 | |
| | Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: ca. 0 | |
| § 13 annet og tredje ledd | TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsforstyrrelser: 0 | |
| § 15 | 5-10 ganger har produsenter fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt. | Anslag |
| § 16 | Fastsettelse av koblingsbildet er en kontinuerlig vurdering, og ikke noe som kan tallfestes. Vedtak om godkjent driftsstans: 3257 | |
| § 17 tredje og fjerde ledd | Avslag på søknad om driftsstans: 136 Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 761 Omprioritering: (avlysning): 676 | Antallet viser alle vedtak fattet mindre enn 3 mnd. før starttidspunktet på driftsstansen. Antall vedtak kan ikke sammenlignes med tidligere år fordi de er beregnet etter nye metoder. |
| § 21 fjerde ledd | Antall aktiveringer: 3522 | |

Tabell 14: Systemkritiske vedtak.