

Rapport fra Systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2015



Innhold

1	Innledning	4
2	Systemansvarskostnader	4
2.1	Sammendrag av systemansvarskostnader	4
2.2	Utviklingen i kostnader over tid (2006-2015)	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 2018.	23
3.5	Redegjørelse for bruk av produksjonstilpasning i 2015, inkludert områder hvor virkemiddelet er benyttet og årsak til produksjonstilpasning.	25
4	Handelsgrenser	30
4.1	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	30
4.2	Varighetskurver for handelsgrensene	30
5	Anmelding og planlegging av produksjon	34
5.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	34
6	Systemtjenester og effektreserver	35
6.1	Beskrivelse av fysisk benyttede/reserverte systemtjenester og effektreserver	35
6.1.1	Primærreserver	35
6.1.2	Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, FRR-A)	35
6.1.3	Tertiærreserver(RKOM)	36
6.1.4	Kvartersflytting av produksjon	36
6.1.5	Reaktiv effekt	37
6.1.6	Systemvern	37
6.2	Omfang og bruk av systemvern i Norge	38
6.3	Diskusjon og analyse av frekvensutviklingen.	41
6.3.1	Status vedr implementering av aktuelle tiltak for å bedre frekvenskvaliteten	42
7	Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet	45
7.1	Veileder for konsesjonærene til Fos § 14 og oversikt over vedtak fatter etter denne bestemmelsen	45
8	Samordning av driftsstanser	50
8.1	Endringer i faste koblingsbilder	50
8.2	Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser	50
8.3	Statistikk over planlagte driftsstanser	50

9	Anleggsdata og overføringsgrenser	55
9.1	Status og erfaringer ved systemansvarliges arbeid med innsamling av overføringsgrenser og anleggsdata via fosweb	55
10	Internasjonal koordinering	56
10.1	Oversikt over pågående arbeid i nordisk og europeisk regi for å utvikle internasjonale løsninger for utøvelse av systemansvar i kraftsystemet	56
10.2	Status for de nordiske investeringsplanene	58
10.2.1	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	58
10.2.2	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	59
11	Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser	60
11.1	Driftsspenninger i sentralnettet	60
11.2	Presentasjon av spenningskvalitetsparametere	62
Serie nummer	62
11.3	Oversikt over områder med redusert driftssikkerhet	63
11.3.1	Registreringer pr område	63
11.4	Større nasjonale driftsforstyrrelser og andre forhold	67
11.5	Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene	68
12	Endringer i praktisering av systemansvaret	70
12.1	Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2015	70
13	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	71
13.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	71
13.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	72

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet på bakgrunn av NVEs *Vedtak om rapport fra Statnett SF som systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015*.

2 Systemansvarskostnader

2.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Primærreserver, herav	52	50	68	117	201	199	98	135	104	104
• <i>Grunnleveranse</i>		15	9	22	25	25	24	30	21	21
• <i>Marked</i>		41	66	98	190	200	84	147	103	130
• <i>Salg</i>		-7	-7	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48
Sekundærreserver							12	62	20	29
Tertiærreserver	49	31	34	50	79	31	65	87	34	46
Spesialregulering	138	115	117	153	145	173	124	104	275	173
Systemvern	8	10	11	4	6	4	9	13	9	13
Kvartersflytting av produksjon	8	5	10	5	19	10	9	9	5	4
Produksjonsglatting										6
Energiopsjoner	-	26	24	9	19	48	35	30	28	20
Reaktiv effekt	6	6	5	13	17	7	3	6	6	4
Omberamning av planlagte revisjoner	1	1	1	1	0	1	1	2	1	1
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	-8	-4	-3	0	-4	5	22	19	32	20
Sum	255	240	267	351	482	478	378	467	514	420

Tabell 1: Systemdrifts-kostnader og inntekter 2006-2015 (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 FNR og FDR. FNR aktiveres når frekvensen varierer mellom 50,10 Hz og 49,90 Hz. FDR 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. 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.

Kvartersflytting av produksjon

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 kraft som utveksles over utenlandsforbindelsene som et ledd i å håndtere nettproblem i ett av landene. Statnett selger og kjøper både balanse- og effektkraft.

Omberamning av planlagte revisjoner

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 (2006-2015)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens frem til 2010, mens kostnadsnivået etter 2010 har vært forholdsvis stabilt. I 2015 var kostnadene markant lavere enn i 2014, og dette skyldes at spesialreguleringskostnadene gikk tilbake til et normalt nivå. En mild vinter og endringer i markedsdesign gjorde at kostnadene til tertiærreserver var lave, og en våt sommer med høy produksjon medførte at kostnadene til primærreserver også ble forholdsvis lave.

Posten som har økt mest i hele perioden er kostnader til innkjøp av primærreserver, men også denne har stabilisert seg de siste årene etter en foreløpig topp i 2010 og 2011. 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 tertiærreserver fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke ubalanser i Norge. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november-mars. Følgende forhold avgjør kostnadene for tertiærreserver: forbruk, elspotpriser og utveksling mot utlandet. Høyt forbruk, høye elspotpriser og høy eksport i vinterperioden gir økte kostnader til tertiærreserver. Vinteren 2014/2015 var svært mild. Fra vinteren 2014/2015 kom det flere endringer som påvirker kostnadene.

- Kravet til reserver er redusert fra 2000 MW til 1700 MW.
- RKOM er delt i to produkt: *Høykvalitet* og *Med begrensinger*. Systemansvarlig kjøper inn de to produktene ut fra en felles liste, men 500 MW av det totale behovet på 1700 MW skal i utgangspunktet være uten begrensinger. Dette gjør at prisene i produktet *Høykvalitet* ligger over produktet *Med begrensinger*. Delingen i to produkter har redusert de totale kostnadene.
- Skagerak 4 som ble satt i drift i desember 2014, samt endring i metodikken for kapasitetsfastsettelse fra Sør-Norge til Sverige gjennom innføringen av NO1A, har gitt høyere eksportkapasitet, noe som har økt behovet for å sikre reserver og økt prisen i RKOM.

I sum gikk kostnadene ned i 2015, men sesongen der det var behov for å sikre reserver var lenger enn noen gang. Siden så mange faktorer endret seg før sesongen 2014/2015, er det ikke mulig å ta de lave kostnadene i 2015 til inntekt for en generell nedgang i kostnader til tertiærreserver. Det antas at den milde vinteren var en stor del av årsaken til de reduserte kostnadene, og det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli vesentlig høyere med en normal vinter og etter hvert ytterligere økt eksportkapasitet.

I motsetning til tertiærreserver 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.

For å sikre tilstrekkelig tilgang til reserver for å dekke forpliktelsene i den nordiske systemdriftsavtalen, har systemansvarlig i 2015 vedtak om redusert statikk (6 %) i sommersesongen. Dette gir sterke incentiver til å delta i markedsordningen. De som tilbyr primærreserver i markedet, men ikke får tilslag, kunne også i denne perioden stille inn generatorne på 12 % statikk. Den sterke hydrologiske situasjonen de siste fire årene, med høy magasinverkproduksjon også i sommerhalvåret, har medført at kostnadene har vært lavere i perioden 2012-2015 enn i 2010-2011.

Spesialreguleringskostnadene gikk tilbake til et mer normalt nivå i 2015 etter at de økte markant i 2014. Spesialreguleringskostnaden henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. Størstedelen av kostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner

innenfor et kort tidsrom. Sommeren 2014 hadde en slik periode med utkoblinger, pga. Ørskog-Fardal prosjektet, kombinert med sterk snøsmelting og svært høye temperaturer. I 2015 var det ingen slike ekstreme perioder. Det er forventet at kostnadene vil være høye også de kommende år på grunn av mange og langvarige utkoblinger i forbindelse med de store byggeprosjektene, men det er ingenting som tyder på at kostnadene fremover skal bli like høye som i 2014. 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.

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. 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 og kostnadene har vært forholdsvis stabile siste årene. Løsningen er utviklet gjennom et nordisk samarbeidsprosjekt og for å effektivisere anskaffelsen er det fra 2014 bare kjøpt reserver i timer med størst forbruksendring.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend. For eksempel har antall kvartersflyttinger av produsentenes produksjonsplaner økt merkbart siste årene, mens enhetskostnaden er avhengig av prisen i energimarkedene. Prisen i energimarkedene har vært lave i 2015, så kostnaden reflekterer ikke at omfanget har økt. Kostnadene til reaktiv effekt varierer fordi faktura fra aktørene ikke alltid blir sendt tidsnok til årsregnskapet.

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, delvis begrunnet i dette.

2.3 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Tabell 2 viser Norges handelsinntekter mot andre land på månedsbasis. Norges flaskehalsinntekter passerte i 2015 for første gang en milliard kroner. Dette skyldes blant annet idriftsettelsen av SK4-kabelen og svært mye nedbør i tredje kvartal i Sør-Norge.

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 inntekter i Norden og over NorNed, og Norges andel av disse.

Norges del av inntektene (M€)				Totale handelsinntekter (M€)			
År	Mnd	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	6.77	6.40
	2	1.91	4.21	0.03	1.67	3.34	8.41
	3	2.57	3.58	0.33	1.86	4.02	7.15
	4	2.13	4.12	0.53	1.11	3.12	8.23
	5	2.26	4.13	0.54	2.51	2.18	8.26
	6	4.17	6.34	0.47	2.50	6.35	12.68
	7	2.36	8.49	0.11	0.24	5.97	16.98
	8	9.00	6.46	1.93	5.67	9.75	12.91
	9	9.71	5.06	1.31	9.43	8.65	10.12
	10	4.31	4.95	0.79	2.78	5.64	9.90
	11	3.90	3.35	1.97	1.64	3.42	6.69
	12	4.13	4.21	1.82	3.41	2.56	8.41

Tabell 2 - Norges handelsinntekter mot andre land

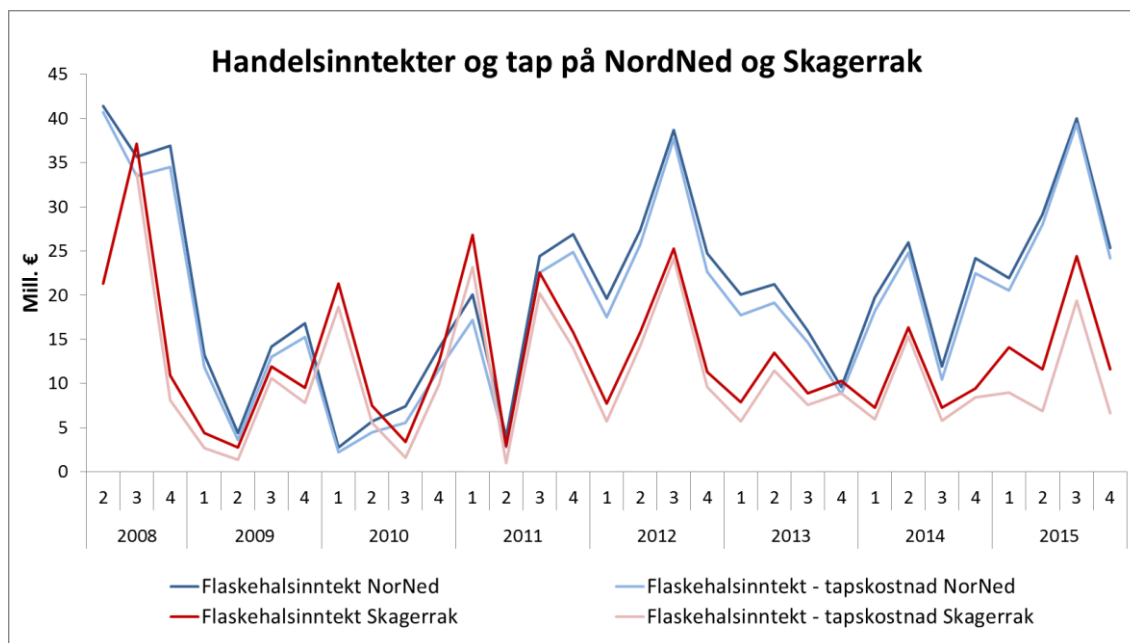
Skagerrak og NorNed

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.

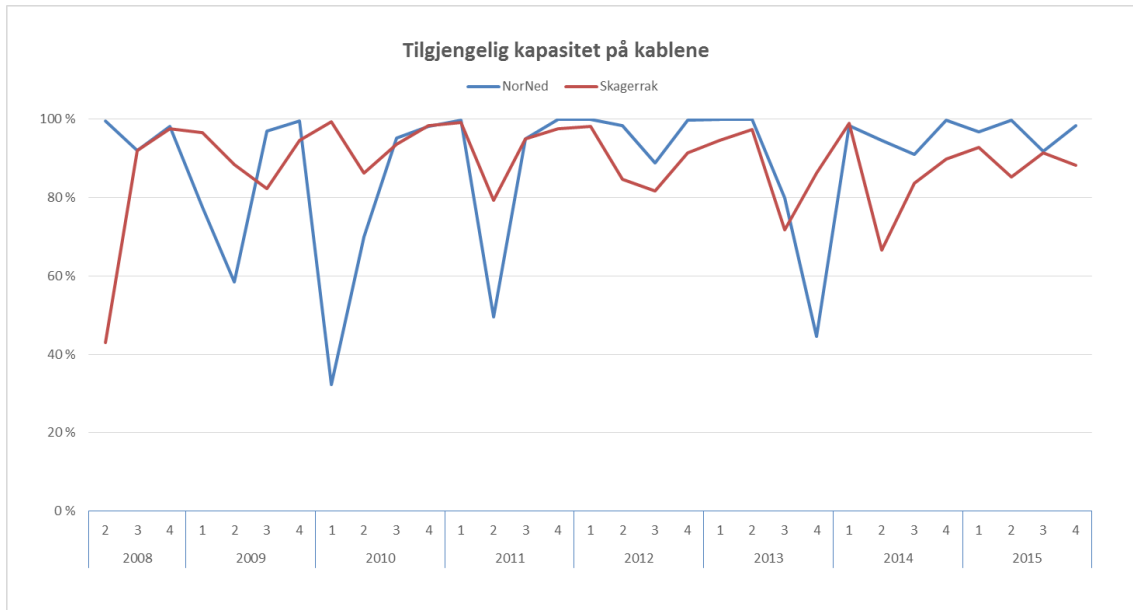
Inntekten generert over kablene varierer mye fra kvartal til kvartal. Dette skyldes blant annet prisforskjeller, samt varierende kraftoverføring over forbindelsene. Figur 4 viser noe av årsaken, spesielt på NorNed, at dette skyldes varierende tilgjengelighet på kablene. Feil og revisjoner er de viktigste årsakene til redusert kapasitet.

I forbindelse med idriftsettelsen av SK4 fra årsskiftet 2014/2015 får Norge nye handelsinntekter. Disse inkluderer flaskehalsinntekter generert over SK4-kabelen og grensen mellom Jylland og Tyskland, samt videresalg av systemtjenester over Skagerrak-forbindelsen.

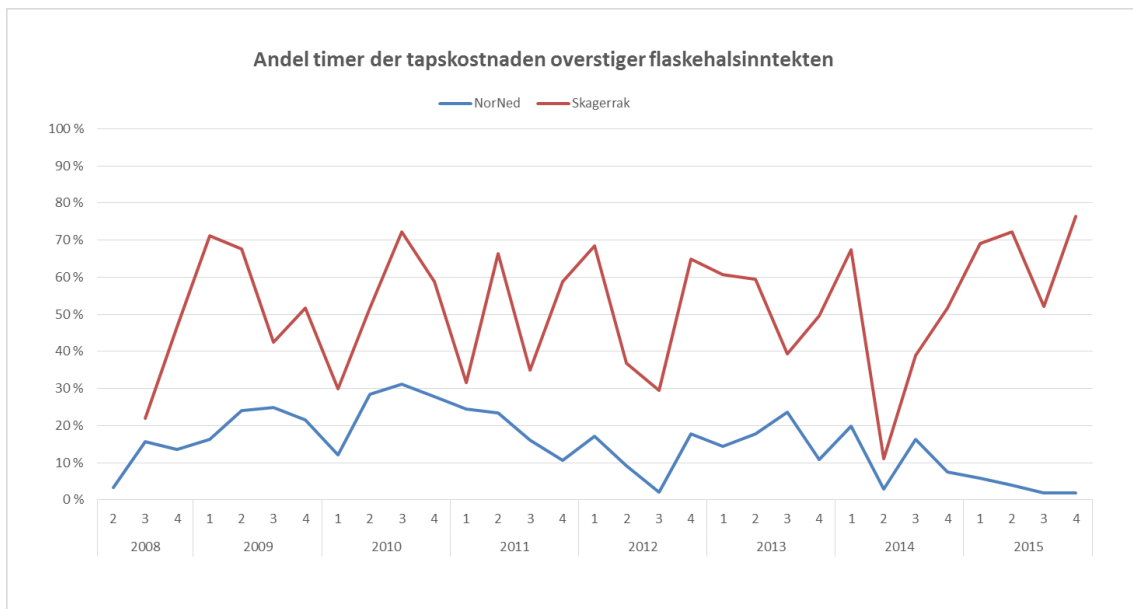
Figur 5 viser andelen timer tapskostnaden som resultat at kraftflyten overgår flaskehalsinntekten generert. Det er her lagt til grunn at tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende landet. De reelle kostnadene ved å sikre dekning for tapene kan være noe høyere. I 2015 overgår tapskostnaden flaskehalsinntekten i 67% av timene over Skagerrak og 3% av timene over NorNed. Nytt av året er at implisitt tapshåndtering ble introdusert på NorNed i november 2015. 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.



Figur 3 - Handelsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak



Figur 4 - Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak



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

Tabell 3: Handelsinntekter og tap på NorNed

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	61.8	4.2	7%	57.6
1. kvartal	14.1	1.4	10%	12.8
2. kvartal	11.6	1.0	9%	10.6
3. kvartal	24.4	0.7	3%	23.6
4. kvartal	11.6	1.1	9%	10.5

Tabell 4: Handelsinntekter og tap på Skagerrak.

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 revisjon 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 revisjoner. Kostnader som skyldes feil eller begrensninger i utlandet er trukket ut av beregningene fram tom. 2010. Fra 2011 er feil/revisjoner 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 6 og tabell 7 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.

Korridor	Årsak	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
NO1 – SE3	Revisjon	25	166	9	0	73	112	126	251	303	97
	Feil/utfall	2	0	1159	117	0	0	0	4	0	12
NO3 – SE2 ¹	Revisjon					14	3	3	10	1	10
	Feil/utfall					0	2	0	0	0	0
NO4 – SE1 ²	Revisjon	2	3	55	116	14	11	13	11	5	40
	Feil/utfall	9	1	10	0	0	0	0	0	0	2
NO4 – SE2	Revisjon							4	4	2	15
	Feil/utfall							0	0	0	1
NO2 – DK1	Revisjon	0	46	25	19	20	16	95	96	90	170
	Feil/utfall	417	246	474	1	3	5	0	0	0	7
NO2 – NL ³	Revisjon			29	24	8	12	47	55	34	71
	Feil/utfall			16	61	168	38	1	147	3	0
NO1 – NO2 ⁴	Revisjon					1	0	10	6	3	2
	Feil/utfall					0	0	8	9	5	4
NO1 – NO5 ⁴	Revisjon					1	6	1	0	4	6
	Feil/utfall					0	0	0	0	0	4
NO2 – NO5 ⁴	Revisjon					0	17	4	0	0	0
	Feil/utfall					0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Revisjon					9	2	9	6	3	28
	Feil/utfall					0	0	0	0	0	1
Sum		455	462	1777	338	311	224	321	599	453	470

Tabell 5: 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.

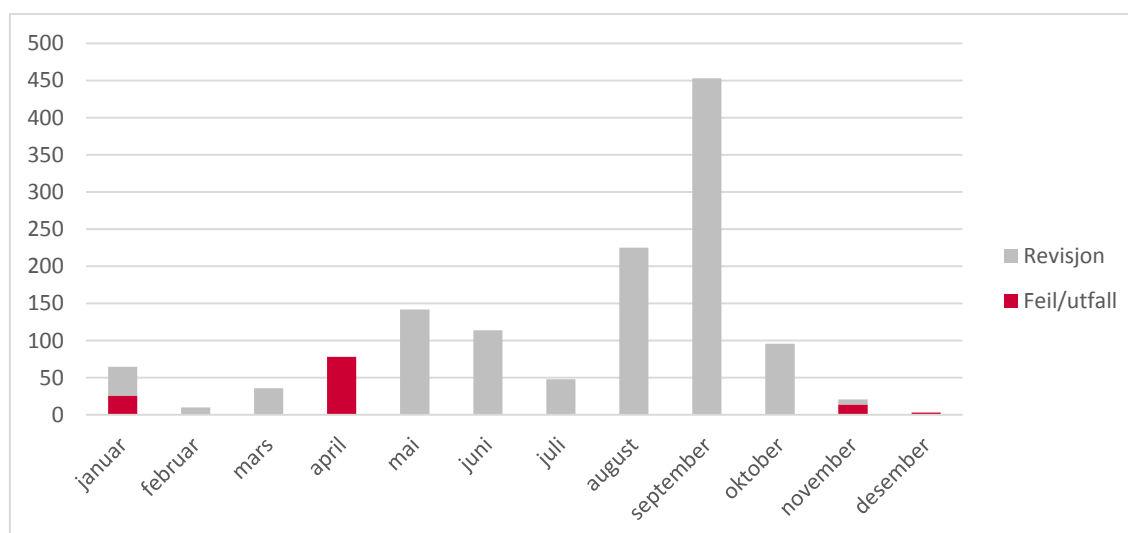
⁵ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon*prisforskjell (mellom områdene).

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	30 %	86 %	49 %	30 %
NO3-SE2	600	98 %	98 %	19 %	5 %
NO4-SE2	250	0 %	47 %	38 %	35 %
NO4-SE1	700	0 %	55 %	31 %	27 %
NO2-DK1	1532	48 %	87 %	56 %	39 %
NO2-NL	700	74 %	95 %	98 %	95 %
NO2-NO1	3500	0 %	90 %	33 %	3 %
NO2-NO5	500	0 %	48 %	3 %	3 %
NO5-NO1	3900	70 %	95 %	50 %	3 %
NO4-NO3	1000	0 %	70 %	63 %	33 %
NO1A-NO1	6850	0 %	90 %	47 %	1 %

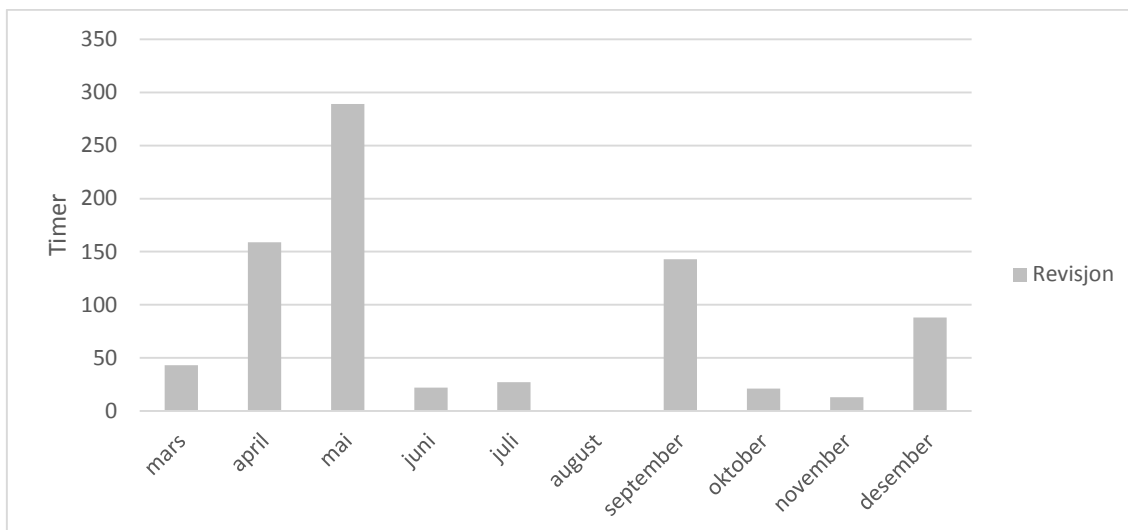
Tabell 6: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse 2015, eksport.

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	61 %	88 %	9 %	3 %
SE2-NO3	1 000	21 %	72 %	44 %	26 %
SE2-NO4	300	0 %	48 %	27 %	23 %
SE1-NO4	600	0 %	62 %	28 %	16 %
DK1-NO2	1 532	73 %	92 %	12 %	6 %
NL-NO2	700	86 %	99 %	0 %	0 %
NO1-NO2	2 200	0 %	85 %	8 %	2 %
NO5-NO2	600	0 %	66 %	25 %	19 %
NO1-NO5	300	99 %	100 %	0 %	0 %
NO3-NO4	200	0 %	13 %	-	3 %
NO1-NO1A	5 000	97 %	98 %	3 %	0 %

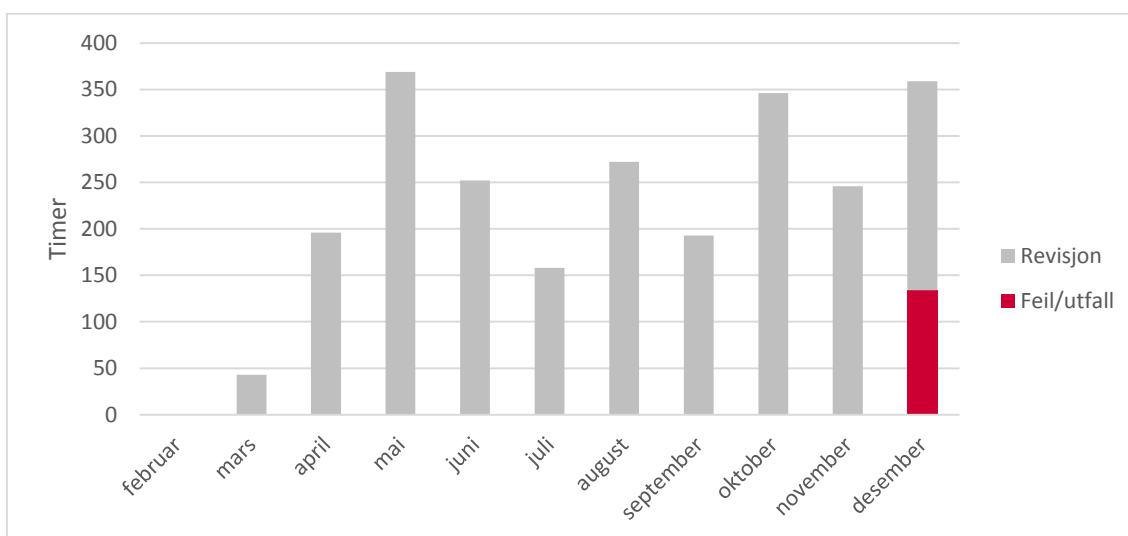
Tabell 7: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse 2015, import.



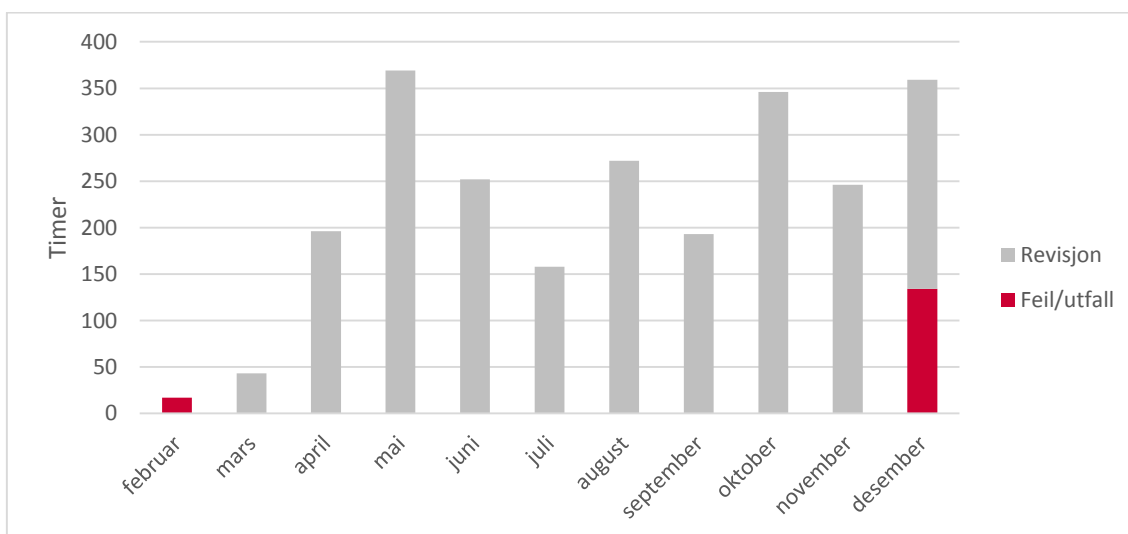
Figur 6: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



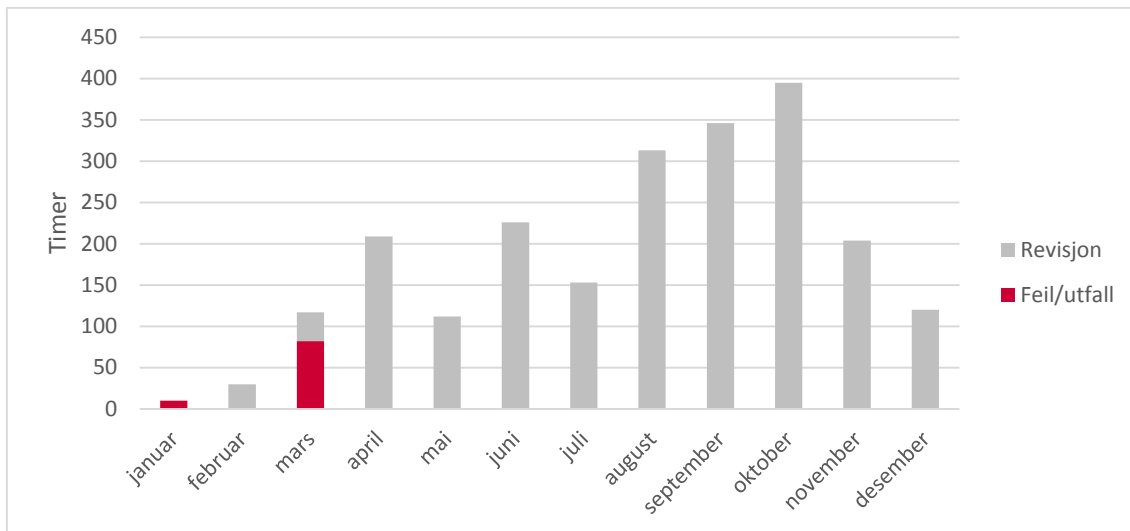
Figur 7: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



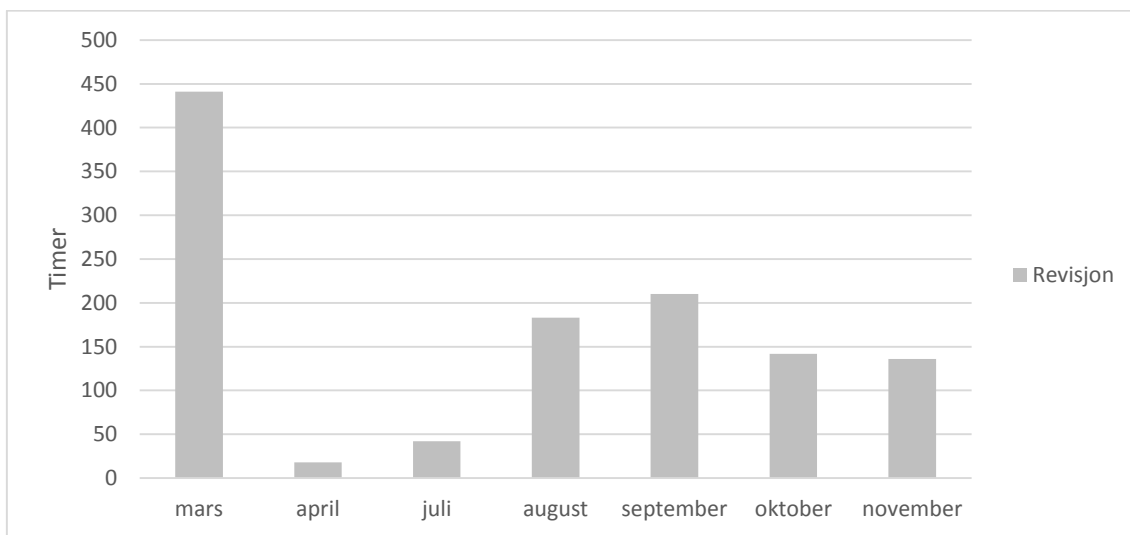
Figur 8: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



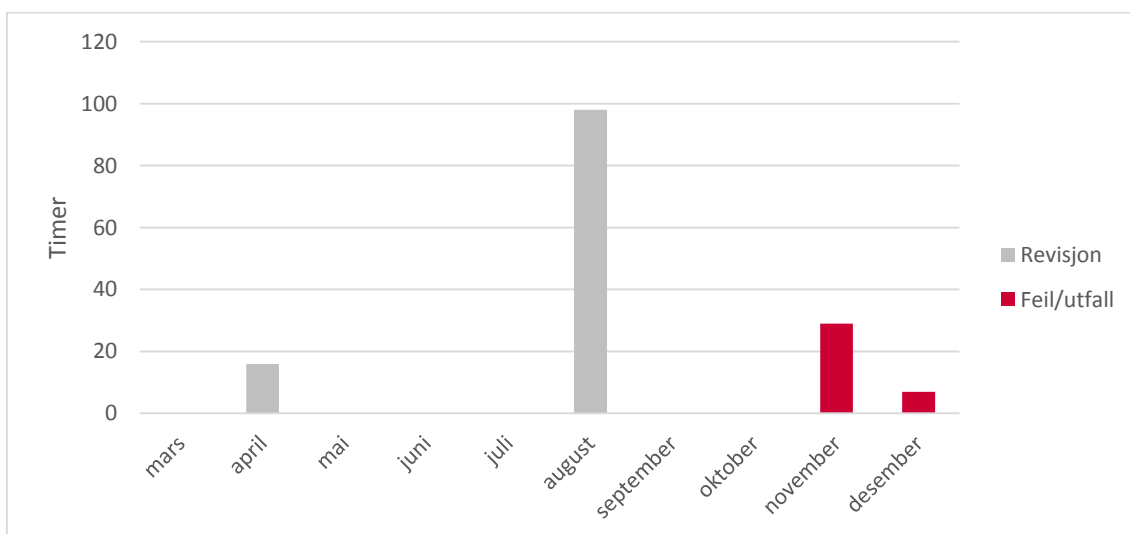
Figur 9: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



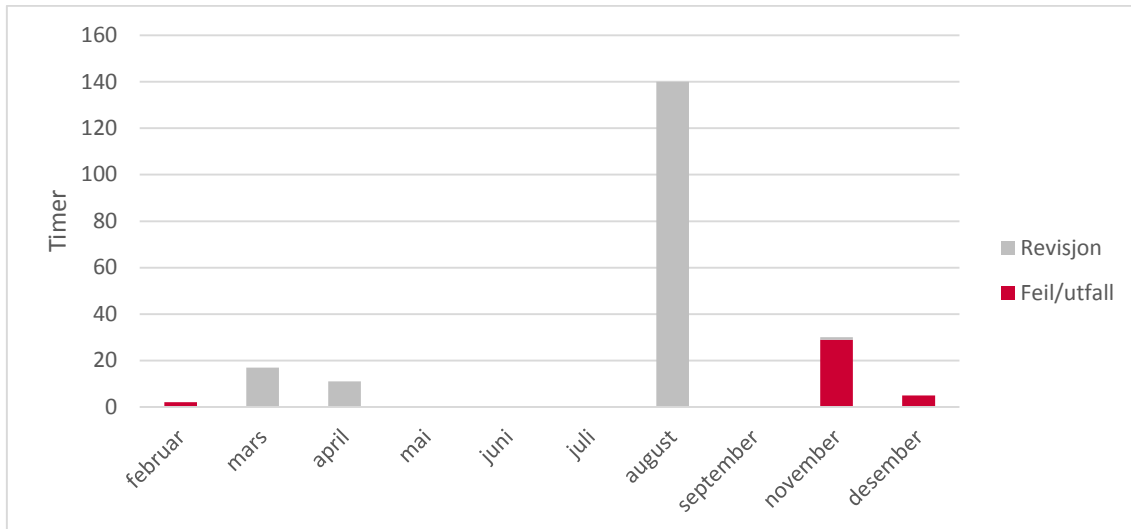
Figur 10: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



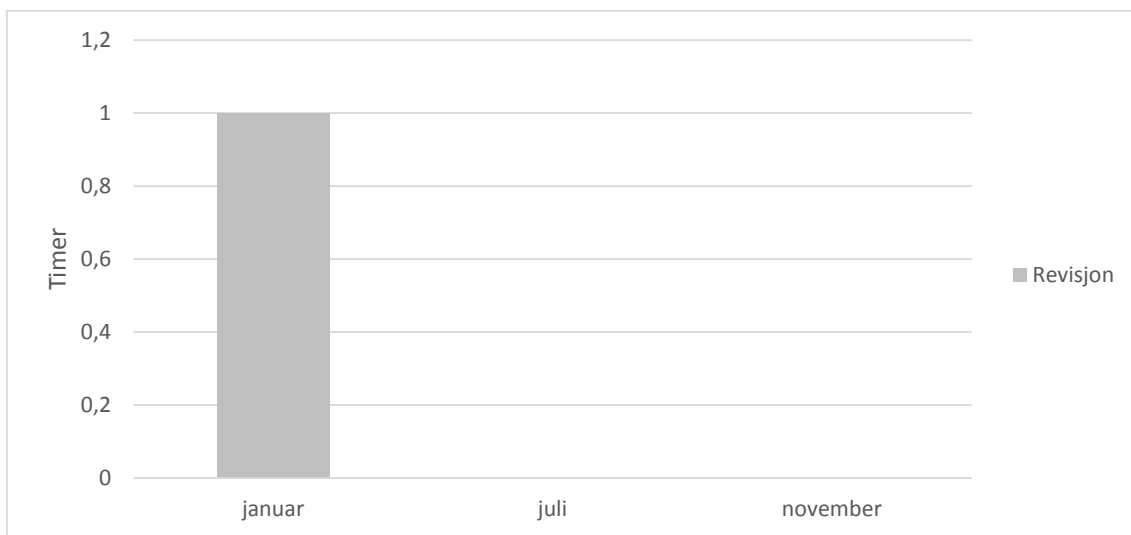
Figur 11: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



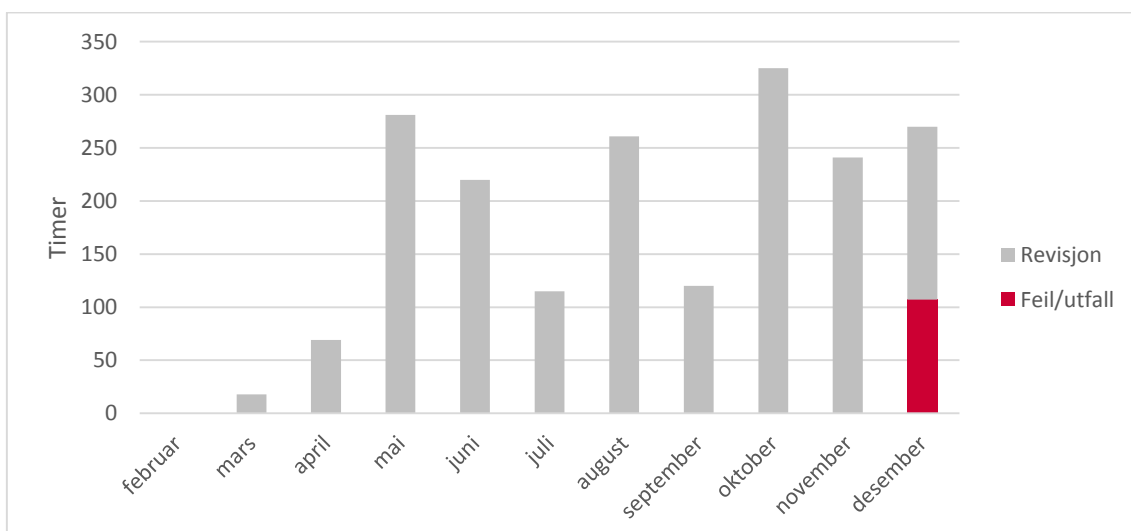
Figur 12: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1 ved kapasitetsreduksjon for feil og revisjoner.



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



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



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

3.3 Spesialregulering

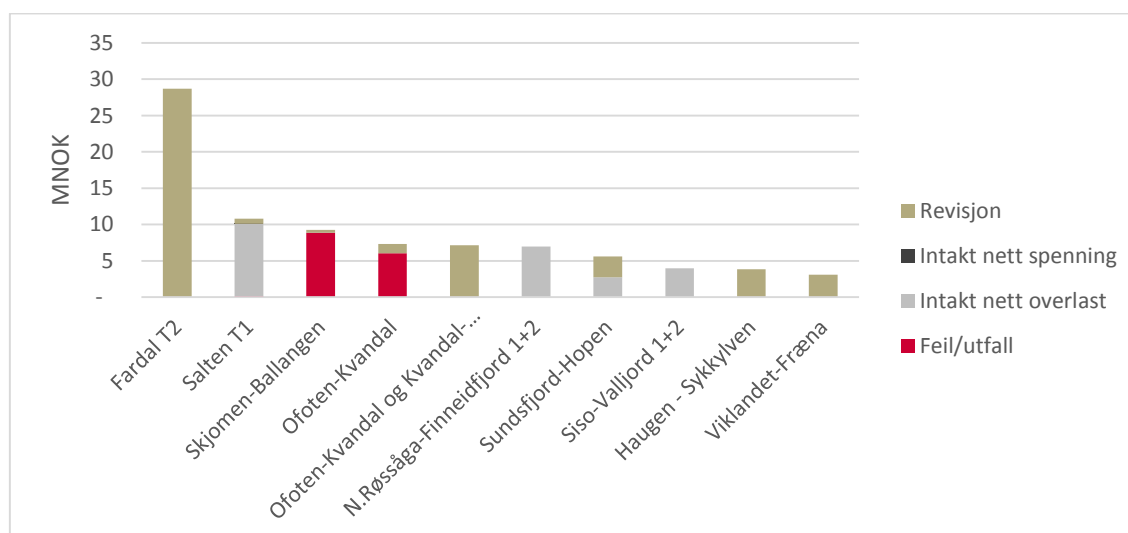
Årsak til spesialreguleringer er delt inn i fire hovedtyper:

- Intakt nett
- Revisjoner
- Feil/utfall
- Annet⁶

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringskostnadene, se Figur 16.

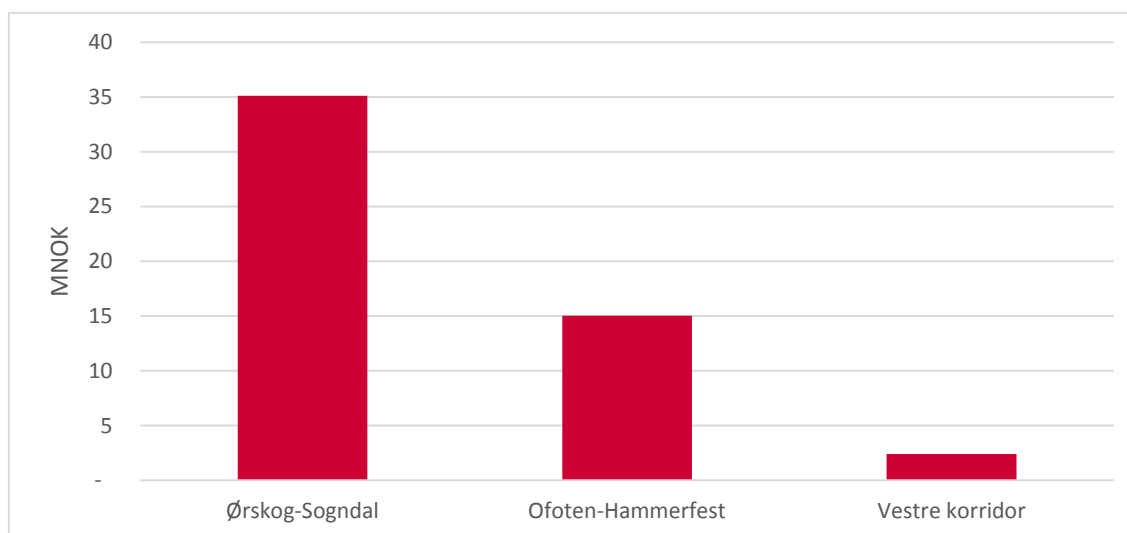
- *Fardal T2*: Transformatoren ble koblet ut i juni og skapte en flaskehals på gjenværende transformator i Fardal, med behov for nedregulering. T2 ble koblet inn mot nye Sogndal stasjon i slutten av september.
- *Salten T1*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav/høy produksjon i Salten-nettet. Det har vært perioder med reguleringsbehov gjennom hele året.
- *Skjomen-Ballangen*: Linjen var ute to uker i februar grunnet mastehavari. Gav anstrengt drift nord for Narvik med behov for oppregulering.
- *Ofoten-Kvandal*: Uvær 29. januar førte til mange utfall i nettet nord for Ofoten, deriblant Ofoten-Kvandal, og gav store behov for oppregulering. Linjen var også utkoblet i august/september.
- *Ofoten-Kvandal og Kvandal-Kanstadbotn*: Linjene var utkoblet i september/oktober og gav behov for oppregulering i nettet nord for Ofoten.
- *N. Røssåga-Finneidfjord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det har vært perioder med reguleringsbehov gjennom hele året, hovedsakelig oppregulering.
- *Sundsford-Hopen*: Flaskehals ved intakt nett og revisjon. Oppstår som følge av lav /høy produksjon i Salten-nettet.
- *Siso-Valljord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav produksjon i Saltennettet. Det var behov for oppregulering i januar, april og mai.
- *Haugen-Sykkylven*: Utkobling av linjen gav en flaskehals på gjenværende 132kV-linje ut fra Haugen stasjon med behov for nedregulering. I 2015 var linjen var utkoblet første halvdel av januar.
- *Viklandet-Fræna*: Linjen var utkoblet i mai/juni. Dette gav en flaskehals inn til Mørenettet med behov for oppregulering.

Figur 17 viser samlede kostnader knyttet til de dyreste utbyggingsprosjektene i 2015.



Figur 16: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene i 2015.

⁶ Består av en sum av spesialreguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, spenningsforhold, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.



Figur 17: Spesialreguleringskostnader knyttet til utbyggingsprosjekter.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Intakt nett, overlast	36	54	50	50	75	44	44	38	84	45
Intakt nett, spenning	17	5	6	8	28	-	2	1	4	2
Revisjoner	48	50	38	75	32	57	54	43	159	88
Feil/utfall	35	6	19	18	5	46	19	20	20	29
Annet	2	1	4	4	2	1	2	2	3	9
Totalt	138	115	117	154	143	147	121	104	270	173

Tabell 8: Spesialreguleringskostnader(MNOK) fordelt på hovedtypene.

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

Tabell 9: Mengde(GWh) spesialregulering.

3.4 Redegjørelse for kostnader og prognoser for spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av regional- og sentralnett frem til 2018.

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.
- Prisnivå i spotmarkedet.
- Været.
- Feil i nettet eller på produksjonsenheter.
- Forsinkelser i utbyggingsprosjektene.

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

Ørskog-Sogndal:

Dette prosjektet har generert store kostnader for spesialregulering i 2014 og 2015 grunnet effektoverskudd i 132 kV nettet. Det er forventet at prosjektet vil stå ferdig i løpet av 2016 og at kostnadene i år vil være lave.

Anslagsvise kostnader: 5 MNOK i 2016.

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 2018.

Ofoten-Hammerfest

Det vil være behov for ca. 4 mnd. utkobling av 132 kV mellom Kvandal og Straumsmo sommeren 2016. I tillegg vil det være behov for utkobling av 420kV linjene mellom Ofoten og Balsfjord. Det er forventet at prosjektet står ferdig i 2017.

Anslagsvise kostnader: 15 MNOK i årlige kostnader frem til 2017.

3.5 Redegjørelse for bruk av produksjonstilpasning i 2015, 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)
08.jan	Modalen-Refsdal-Hove-Fardal	Planlagt utkobling	Sogn og Nordhordaland	Vik	8	736
29.jan	Husnes-Stord	Planlagt utkobling	Stord	Midtjellet	1	112
03.feb	Kvanndal-Kjela	Planlagt utkobling	Tokke	Vinje	8	480
02.mar	Knardalstrand-Vrangfoss	Planlagt utkobling	Nome	Vrangfoss-MTE	2	30
06.-07.mar	Mongstad-Seim	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	20	2000
09.-20.mar	Valljord-Sjønstå	Planlagt utkobling	Salten	Sulitjelma	241	16870
11.mar	Rollag-Flesaker 1 og 2	Planlagt utkobling	Nummedalen	BKP-Flesaker	16	224
10.-13.mar	Evanger-Voss	Planlagt utkobling	Hordaland	BKK	56	0
13.mar	Røldal-Åsen	Utfall	Odda	Oksla, Tysso	24	7440
13.mar	Knardalstrand-Vrangfoss	Planlagt utkobling	Nome	Vrangfoss-MTE	3	45
18.-26.mar	Lyse-Tjodan	Planlagt utkobling	Lysebotn	Tjodan	200	22600
19.mar	Røldal-Åsen	Planlagt utkobling	Odda	Oksla, Tysso	4	1240
21.mar-23.apr	Raudalen-Beitostølen	Planlagt utkobling	Beitostølen	Valdres	168	2856
23.mar-26.apr	Kvandal-Sildvik	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell vind	80	2720
07.-10.apr	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	65	4485
13.apr	Tjørhom-Tonstad	Planlagt utkobling	Sirdal	Sira-Kvina	10	1200
13.apr	Tafjord-Tafjord 2, 3 og 5	Planlagt utkobling	Tafjord	Tafjord	10	1450
13.-17.apr	Leirdøla T2	Planlagt utkobling	Luster	Leirdøla	100	12500

14.-15.apr	Tjørhom-Tonstad	Planlagt utkobling	Sirdal	Sira-Kvina	20	2400
16.apr	Fortun-Herva	Planlagt utkobling	Luster	Herva	11	385
21.-24.apr	Balsfjord-Storsteinnes	Planlagt utkobling	Målselv og Balsfjord	Dividalen	92	1012
23.apr	Fortun-Herva	Planlagt utkobling	Luster	Herva	11	385
27.-30.apr	Vågåmo-Skjåk	Planlagt utkobling	Ottadalen	Ø.Otta, Skjåk	79	16827
04.-13.mai	Åsen-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	Oksla, Tysso	232	70760
04.-10.mai	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	151	6795
06.mai	N.Vinstra-Fåberg	Planlagt utkobling	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen	9	2862
13.mai	Evanger-Voss	Planlagt utkobling	Hordaland	BKK	16	0
18.mai-12.jun	Fauske-Hopen	Planlagt utkobling	Salten	Sulitjelma	607	78910
18.-22.mai	Mongstad-Seim og Matre-Myster	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	106	10600
01.-05.jun	Mår-Såheim	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	103	8961
03.jun-10.aug	Åskåra-Svelgen	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE, Statkraft, Sunnfjord, Tussa	168	43848
08.-19.jun	Kjela T1	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	272	0
22.-23.jun	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	34	1530
23.jun	Steinsfoss T3	Planlagt utkobling	Vennesla og Iveland	Agder-Syd	7	616
06.jul	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	7	315
13.-14.jul	Mongstad-Seim	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	32	1632
15.jul	Ofoten-Båtsvann	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	5	155
08.-09.aug	Monehagen-Nelaug	Planlagt utkobling	Åmli	Agder-syd	31	279
10.-12.aug	Vemorktoppen-Vemork	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	47	9588
10.-12.aug	Ringerike-Tyristrand-Kaggefoss	Planlagt utkobling	Ringerike	BKP-Flesaker	75	1800

11.aug	Midtfjellet T2	Planlagt utkobling	Fitjar	Midtfjellet	32	1024
11.-16.aug	Åsen-Oksla	Planlagt utkobling	Odda	Oksla	60	13200
11.-30.aug	Åskåra-Svelgen	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE, Statkraft, Sunnfjord, Tussa	504	209664
17.-27.aug	Songa stasjon	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	208	28288
17.-20.aug	Kvandal-Straumsmo 1, 2 og Bardufoss-Straumsmo 1	Planlagt utkobling	Bardu	Innset/Straumsmo	100	7400
20.aug	Heggenes-Hyggjande	Planlagt utkobling	Valdres	Valdres	2	238
24.aug	Tokke-Vinje-Songa	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	9	2781
24.-31.aug	Knardalstrand-Eie	Planlagt utkobling	Lunde	Vangfoss-MTE	104	1560
24.-28.aug	Øvre Røssåga-Nedre Røssåga	Planlagt utkobling	Hemnes	Røssåga	103	2987
25.aug	Nordheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	7	490
31.aug.-18.sep	Nesflaten-Kvanndal	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke, HER	2	210
31.aug-08.sep	Åbjøra-Heggenes	Planlagt utkobling	Valdres	Valdres	192	22848
31.aug-04.sep	N.Røssåga-Mosjøen	Planlagt utkobling	Hemnes	Røssåga	103	2987
31.aug-04.sep	Nore T9 og T5	Planlagt utkobling	Nore	Nore, Uvdal	103	20600
31.aug-03.sep	Fardal-Høyanger	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE, Statkraft, Sunnfjord, Tussa	96	27264
01.-10.sep	Samnanger-Norheimsund	Planlagt utkobling	Kvam	BKK, Bjølvo, Kvam	190	16150
04.-15.sep	Fardal-Mel	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE	280	124320
07.-15.sep	Vinje ssk A og B	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	272	84048
07.-08.sep	Grana-Brattset-Litjossen	Planlagt utkobling	Rennebu	KVO	49	2450
07.-11.sep	Siso 132kV stasjon	Planlagt utkobling	Salten	Siso, Sulitjelma	55	22550
08.-10.sep	Nordheim-Smøla	Planlagt utkobling	Smøla	Smøla	61	9516
08.sep	Samnanger T1	Planlagt utkobling	Samnanger	BKK	5	510

09.09-11.09	Fortun-Leirdøla	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik	21	9870
14.09-15.09	Hersjøen-Heggsetfoss	Planlagt utkobling	Selbu	NTE	31	682
15.sep	Borgund-Øljusjøen	Planlagt utkobling	Lærdal	Borgund	7	1988
18.sep	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	3	102
21.09-23.09	Modalen-Steinsland	Planlagt utkobling	Steinsland	BKK	56	8232
25.sep	Tokke-Vinje	Planlagt utkobling	Vinje	Byrte, Lio	9	495
25.sep-19.okt	Leirdøla-Fardal og Ø.Årdal-Årdalstangen	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Leirdøla, Jostedal, Årøy, Fortun, Tyin, Naddvik	636	632820
29.sep-01.okt	Kristiansand T2	Planlagt utkobling	Vest-Agder	Øie	24	5160
30.sep-01.okt	Ofoten T1	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	22	198
01.-02.okt	Mongstad-Frøyset	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	31	3100
04.-05.okt	Tjodan-Lyse	Utfall	Tjodan	Tjodan	37	4181
06.-10.okt	Åsen-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	Tysso, Oksla	62	19220
12.-18.okt	Nesflaten-Kvanndal	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	2	210
16.okt	Hergot-Sildvik	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	6	204
19.-23.okt	Eidsborg-Lio	Planlagt utkobling	Vinje	Lio, Byrte	104	5720
20.-28.okt	Fåberg-Vang	Planlagt utkobling	Østerdalen	Rendalen	216	66096
26.-27.okt	Sundsbarm-T_Sundsbarm	Planlagt utkobling	Sundsbarm	Sundsbarm	48	5280
27.okt	Nesflaten-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	HER, Oksla, Tysso	8	4400
29.okt	Mår-Moflåt	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	8	120
04.nov	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	8	512
07.-08.nov	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	27	918
17.-18.nov	Ø.Årdal-Årdalstangen	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Naddvik	30	3060

23.-25.nov	Matre-Myster	Planlagt utkobling	BKK	BKK	30	1110
24.-26.nov	Sunde-Skei	Planlagt utkobling	Jølster	Kjøsnesfjorden	57	4788
30.nov	Kristiansand T2	Planlagt utkobling	Vest-Agder	Øie	4	860
01.des	Monehagen-Nelaug	Planlagt utkobling	Åmli	Agder-syd	6	516
02.des	Monehagen-Bøylefoss	Planlagt utkobling	Froland	Agder-syd, Bøylefoss	6	384
07.des	Årdalstangen-Naddvik	Planlagt utkobling	Naddvik	Naddvik	7	819
09.des	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkene	6	270
10.des	Vågåmo T1	Planlagt utkobling	Vågåmo	Ø.Otta, Skjåk	3	369
13.des	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	8	272
14.des	Ofoten-Båtsvatn	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	7	217

Tabell 10: Produksjonstilpasning i 2015.

4 Handelsgrenser

4.1 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

NO2-NL: Forbindelsen var utkoblet i august/september. Har ellers vært redusert i forbindelse med utkoblinger på Sørlandet.

NO2-DK1: Ble noe redusert i vinter pga. begrenset kapasitet på Sørlandet. Var også redusert pga. feil på pol 3/4 noen dager i mars. Det har vært flere perioder med revisjonsarbeid på en eller flere av polene. Har også vært redusert grunnet andre utkoblinger på Sørlandet gjennom sommerhalvåret.

NO1-SE3: Var redusert grunnet feil på Halden-Skogsäter i januar og feil i Hasle i april. Hyppig redusert grunnet revisjonsarbeid fra april til oktober. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.

NO2-NO5: Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde for å korrespondere med fysisk flyt.

NO2-NO1: Hovedsakelig redusert pga. utkoblinger i sommerhalvåret.

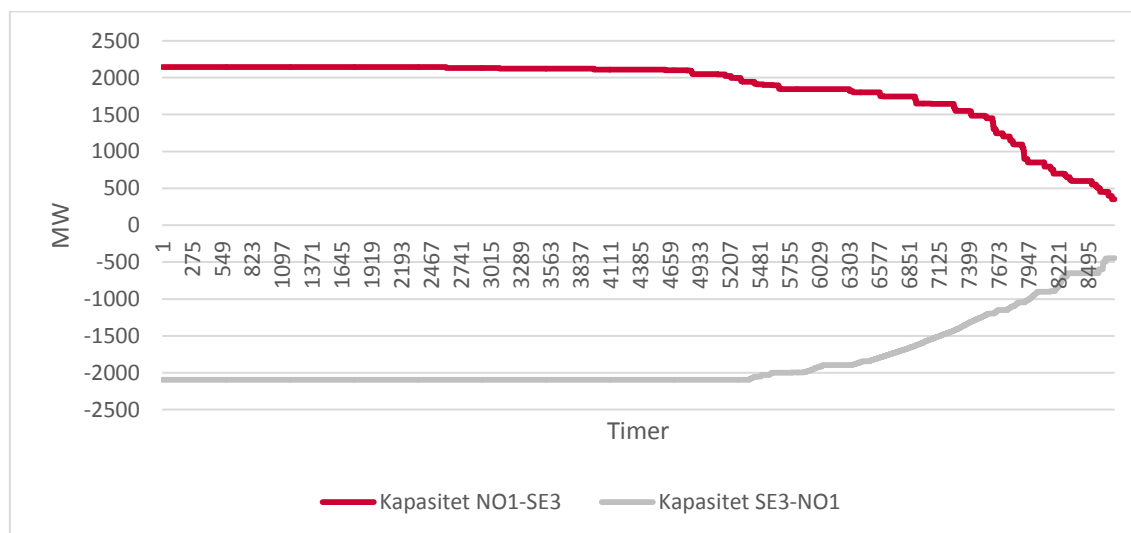
NO5-NO1: Har vært redusert pga. flere utkoblinger i sommerhalvåret, blant annet Ådal-Frogner og Sylling-Tegneby. Redusert pga. feil på Sima-Dagali i februar og Nes-Sogn i mai.

NO3-SE2: Importkapasiteten fra SE2 har vært redusert for å hindre handelstranstitt til NO3 via NO1. Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.

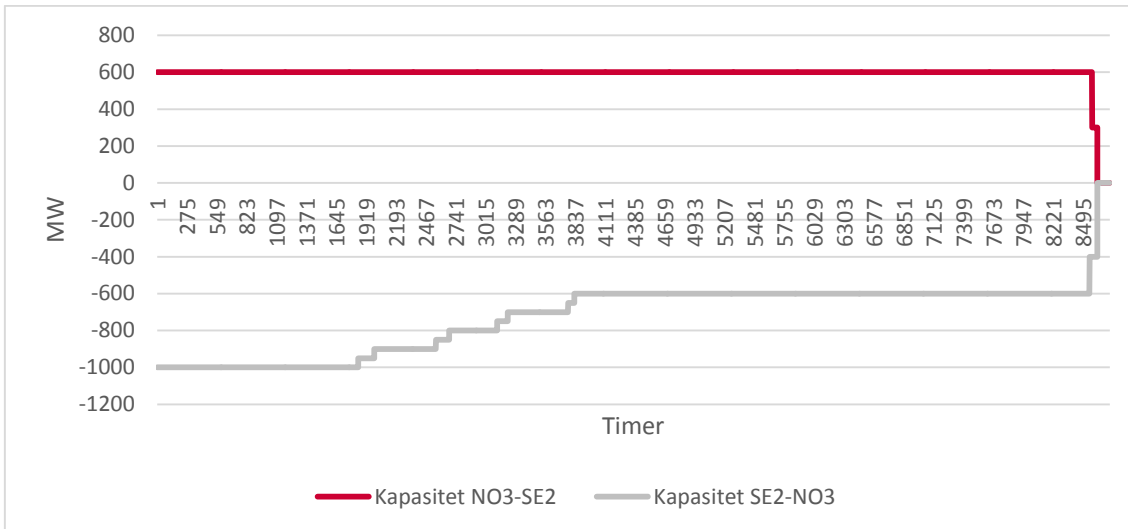
NO4-SE1: Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.

NO4-SE2: Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.

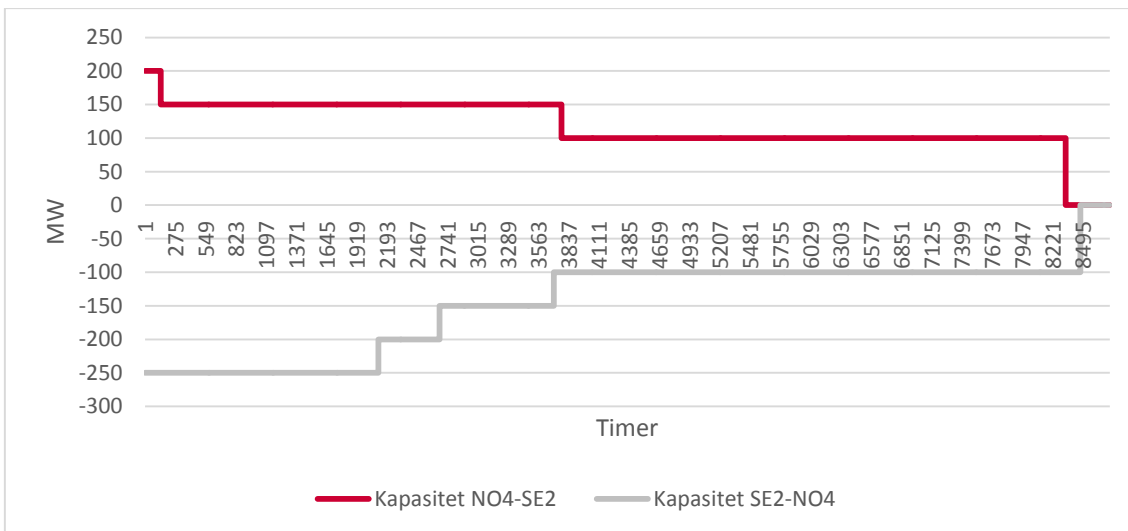
4.2 Varighetskurver for handelsgrensene



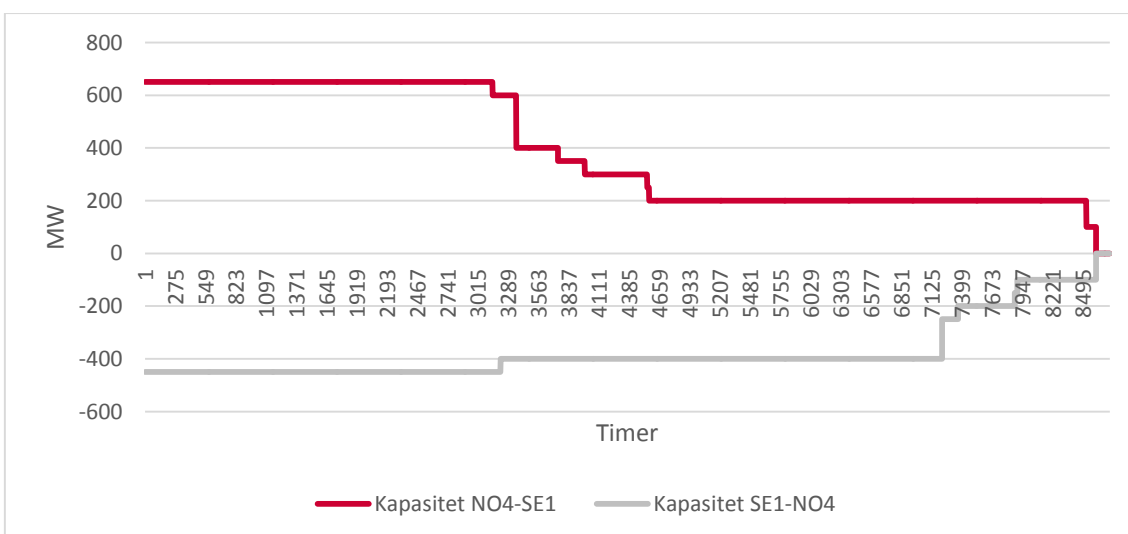
Figur 18: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og SE3.



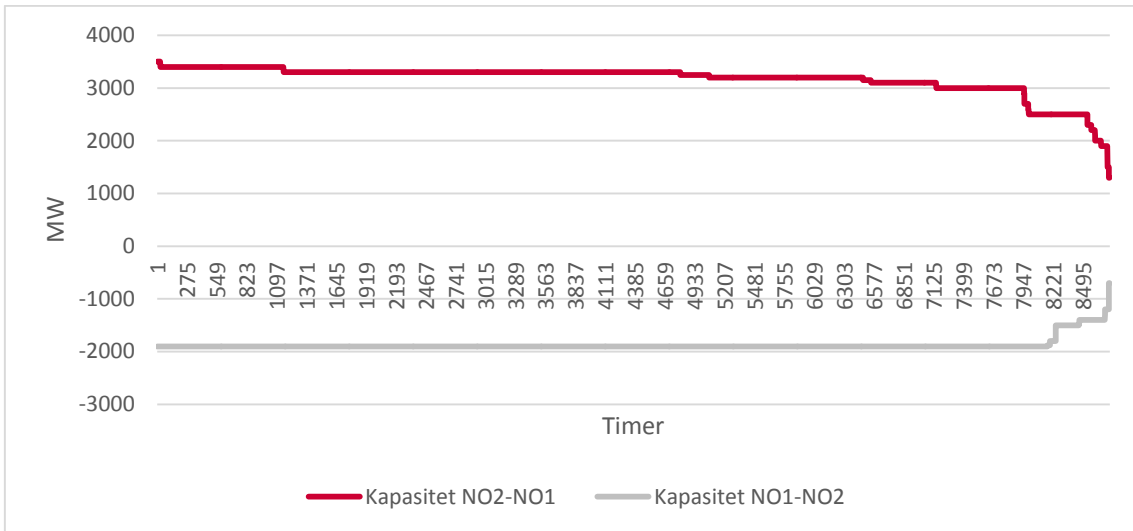
Figur 19: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og SE2.



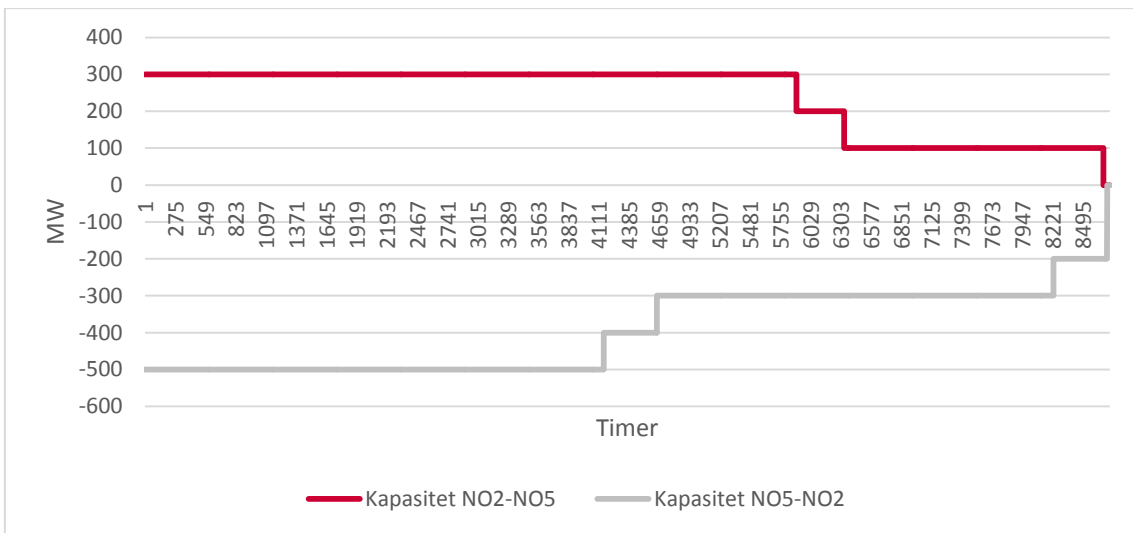
Figur 20: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE2.



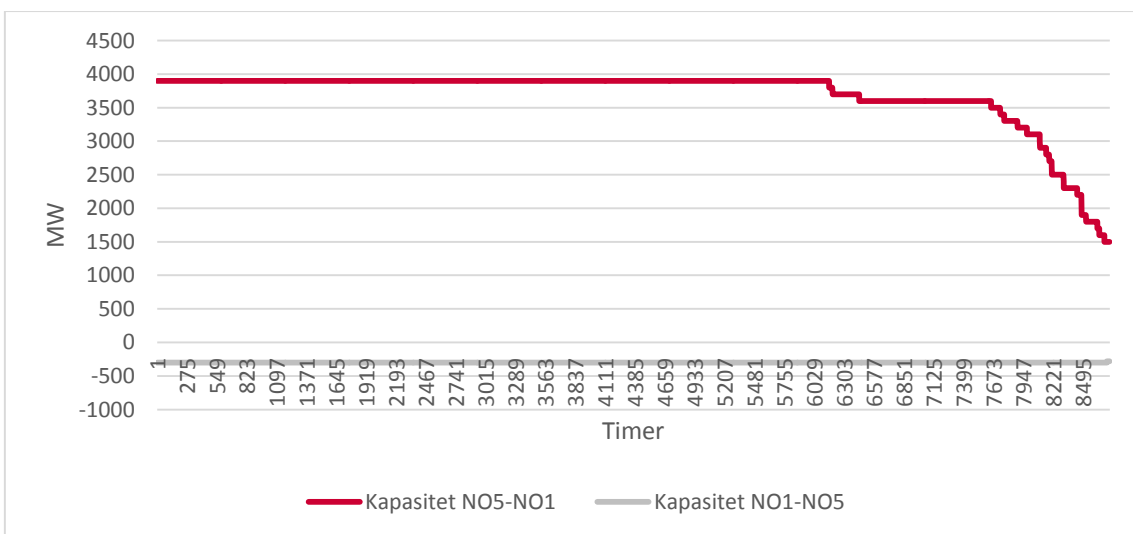
Figur 21: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE1.



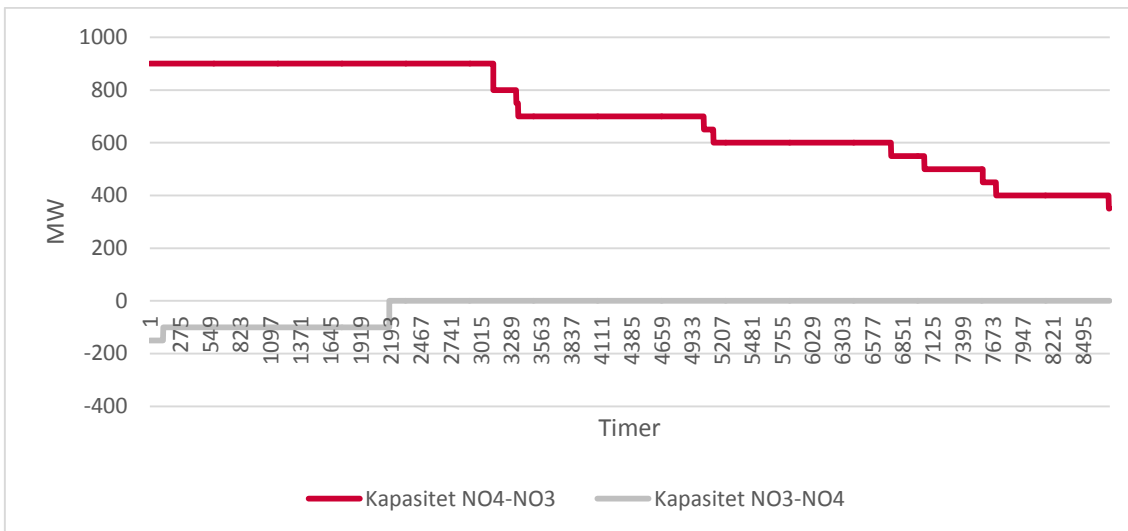
Figur 22: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO2.



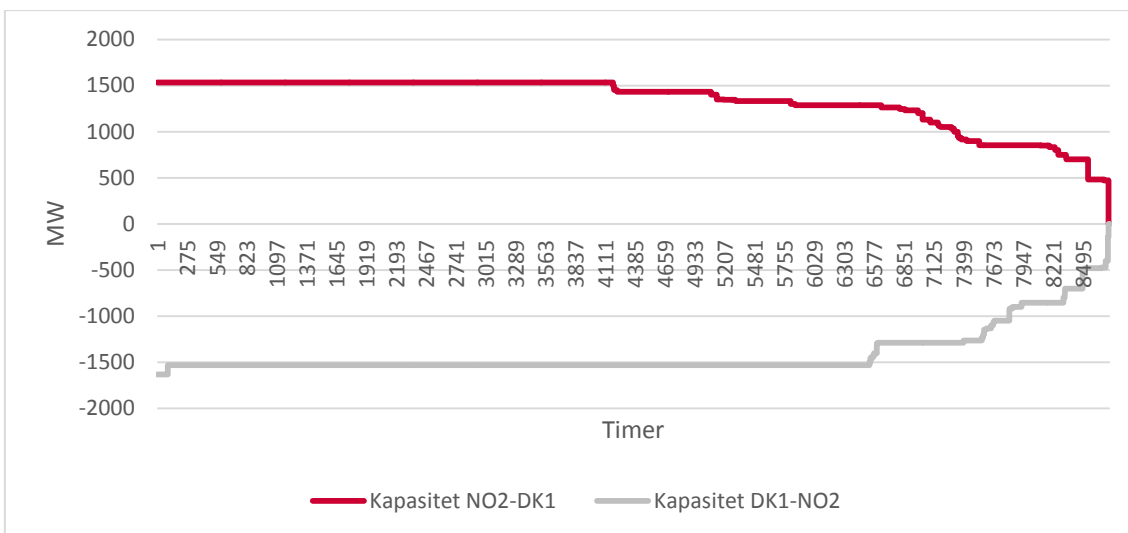
Figur 23: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NO5.



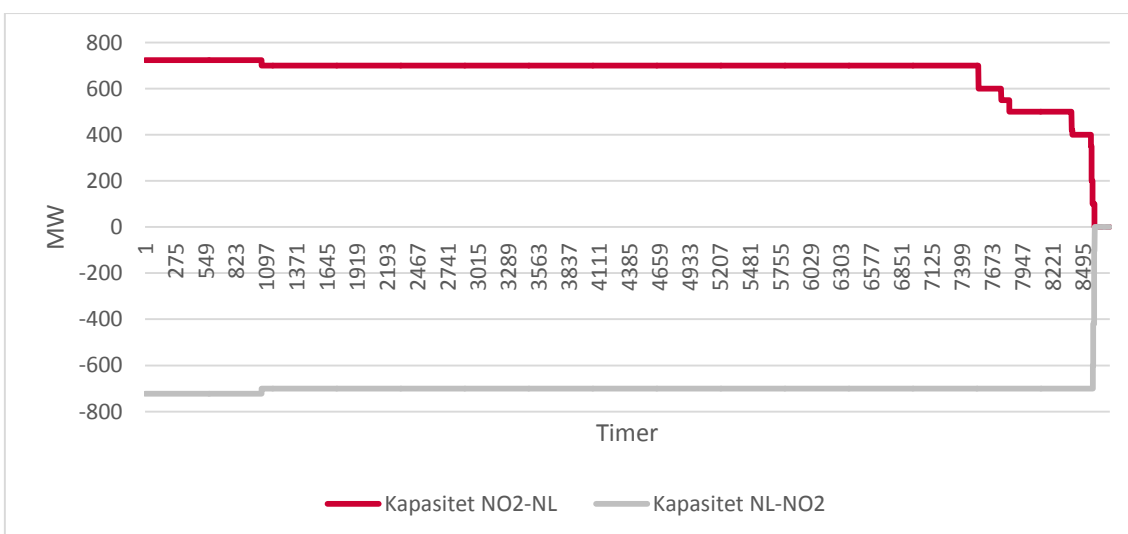
Figur 24: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO5.



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

Følgende hendelse er også tidligere rapportert til NVE:

På morgenen 1. september økte systemansvarlig den tilgjengelige kapasiteten for Elbashandel mellom NO1 og SE3. Fra time 13 økte eksporten mellom NO1 og SE3 betydelig, men uten tilsvarende produksjonsendringer. Systemansvarlig blir i etterkant kontaktet av en aktør som var i ubalanse. Denne ene aktøren hadde for timene 13-24 reservert kapasiteten gjennom handel med seg selv, fra NO2 til DK1. Aktøren hadde ikke noe fysisk behov i NO2 eller noen fysisk portefølje å tilpasse, så balanse kunne bare oppnås ved reversert elbas-handel eller handel med andre balanseansvarlige før gate closure. Aktøren klarte å balansere ut timene 14-24, men time 13 forble ubalansert med 423,6 MWh. Handelen mellom NO2 og DK1 resulterte i endret flyt på HVDC-forbindelser, med et resulterende underskudd av 423,6 MWh produksjon i det nordiske synkronsystemet.

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.

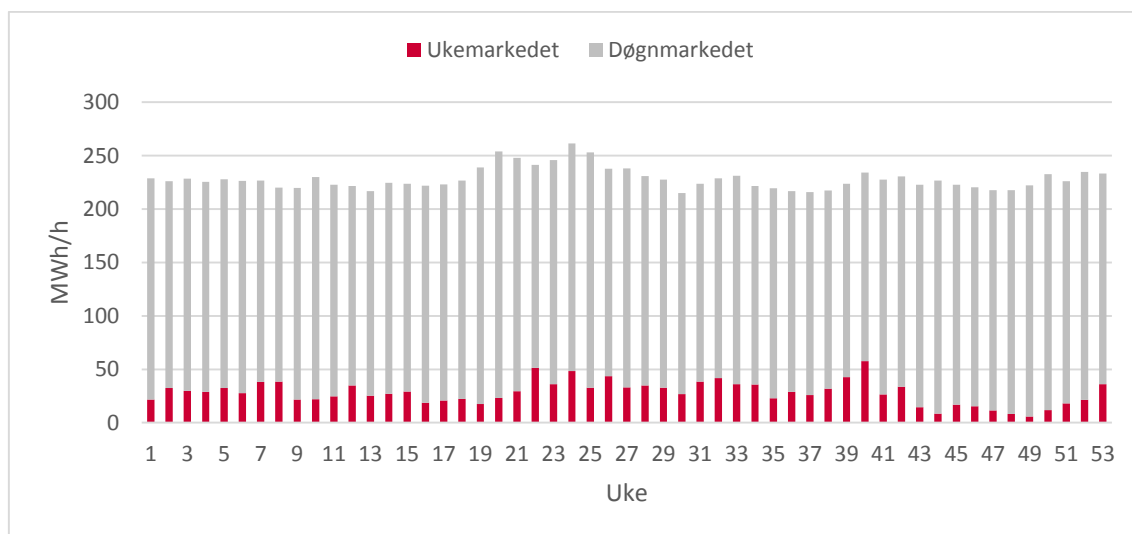
6.1.1 Primærreserver

Marked for primærreserver er delt i uke- og døgnmarked. 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 døgnmarkedet 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.

Innkjøp av primærreserver i 2015 er regnskapsført med 104 MNOK. I 2014 ble det også kjøpt inn for 104 MNOK.

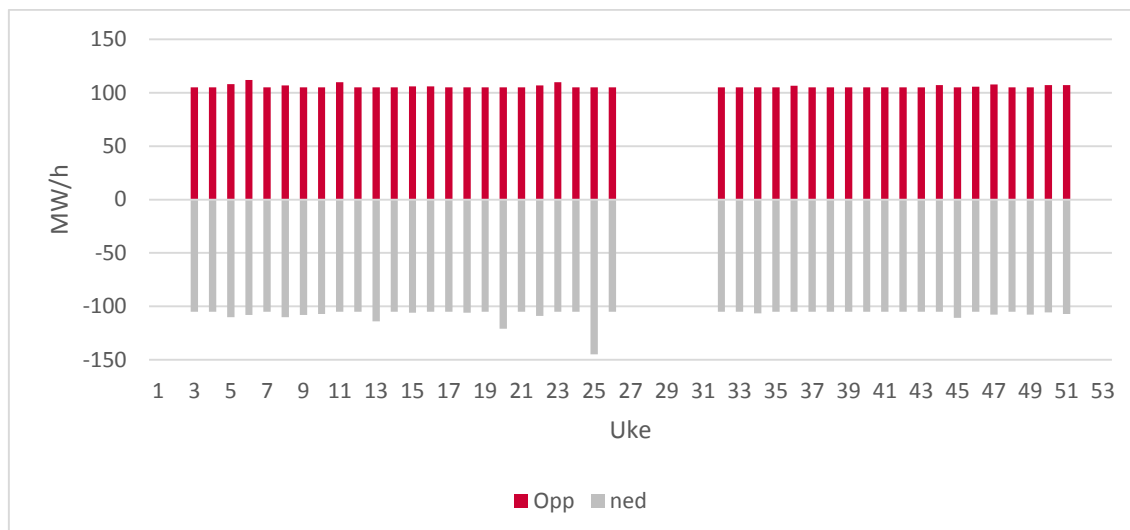


Figur 28: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke i 2015.

6.1.2 Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, FRR-A)

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 29 MNOK i 2015, mot 20 MNOK i 2014.



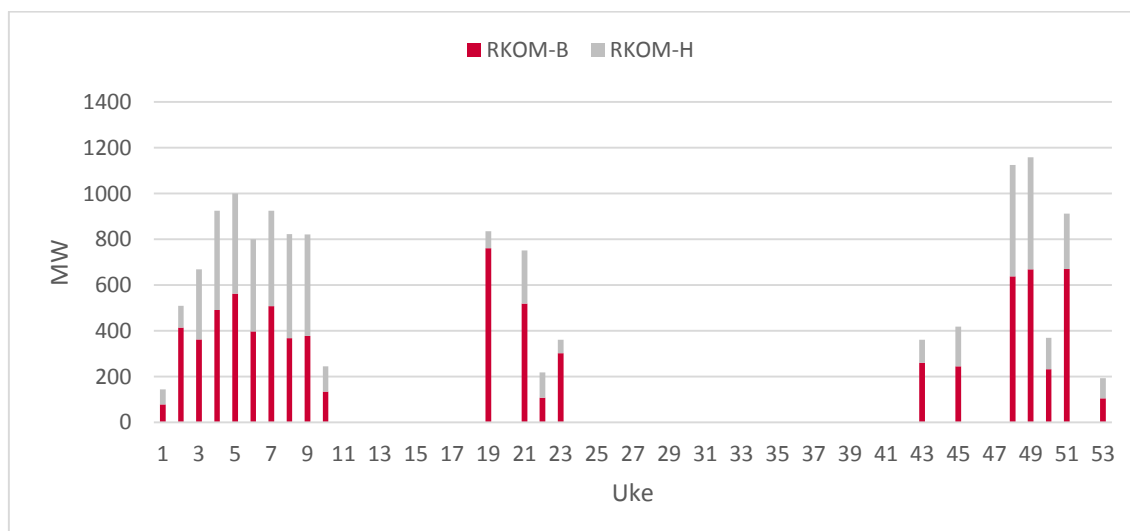
Figur 29: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av sekundærreserver per uke i 2015.

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
- Utvekslingsprognose
- Forventet tilgjengelig produksjonskapasitet
- Langsiktige avtaler

Totalt for 2015 var kostnadene for RKOM 46 MNOK. I 2014 kjøpte Statnett RK-opsjoner for 34 MNOK.

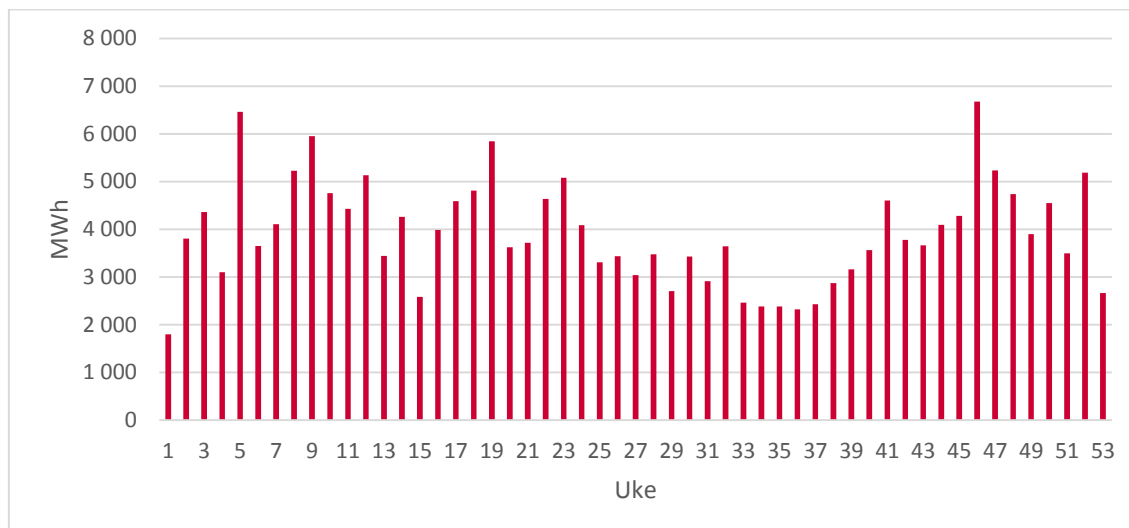


Figur 30: Kjøpte RK-opsjoner pr. uke i 2015.

6.1.4 Kvartersflytting av produksjon

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 2015 var den norske andelen av kostnadene for produksjonsflyttingen regnskapsført med 4 MNOK. I 2014 var kostnadene for produksjonsflytting 5 MNOK.



Figur 31: Omfang av kvartersflytting av produksjon per uke for 2015.

6.1.5 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 2015 var 4 MNOK. I 2014 var kostnadene 6 MNOK.

6.1.6 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 frakobling 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 frakobling 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 2015 blitt utløst i 11 tilfeller. Dette omfatter 28 aggregater som er utløst med totalt ca. 4500 MW produksjon. Statnetts totale kostnad for PFK inkludert utløsningskostnadene var 13 MNOK. Kostnadene i 2014 for PFK var 9 MNOK.

Belastningsfrakobling (BFK)

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. Det er registrert to utløsninger av BFK i 2015, ca. 200MW.

6.2 Omfang og bruk av systemvern i Norge

Nord-Norge nord for Ofoten

Funksjoner:

Det er installert BFK på Finnfjordbotn smelteverk og på Statoils anlegg på Melkøya.

Når blir vernet brukt:

Vernet på Finnfjordbotn blir aktivert ved stort underskudd nord for Ofoten. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området.

Hva utløser verna:

Utløsning skjer ved utfall på 420 kV nettet nord for Ofoten. Da vil utkobling av BFK avlaste det parallelle 132 kV-nettet nordover.

Hvor ofte blir det brukt:

BFK Finnfjordbotn er i bruk ukentlig i vintersesongen. BFK Melkøya er kun i bruk dersom Melkøya trekker kraft fra nettet, og kun når Finnfjordbotn ikke gir tilstrekkelig virkning.

Nord-Norge sør for Ofoten

Funksjoner:

I Nord-Norge er det installert PFK på Kobbelv og Svartisen. I tillegg er det installert nettsplittingsvern som deler 420 kV-nettet mellom Kobbelv og Salten ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Porjus. I tillegg er det et nettsplittingsvern som kobler ut T5 i Rana og tilhørende produksjon i Rana.

Når blir vernet brukt:

Verna blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Norge ved stort overskudd.

Hva utløser verna:

Nettsplittingsvernet og PFK Kobbelv blir utløst ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Sverige. Dette er for å forhindre overlast eller pendlinger på gjenværende ledninger. PFK Svartisen blir utløst ved utfall av 420 kV-linja fra Nedre Røssåga til Svartisen, 420kV-linja Kobbelv-Ofoten og ved overlast på 300 kV-linjene fra Tunnsjødal til Midt-Norge.

Hvor ofte blir det brukt

I perioder med overskudd er det i bruk daglig. Bruken følger kjøremønsteret til de store kraftverka i området, Svartisen og Kobbelv. Bruken varierer mye fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. Overlastverna som utløser PFK i Svartisen står alltid på når Svartisen er i drift. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk kun når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ikke er tilgjengelig.

Midt-Norge

Funksjoner:

I Midt-Norge er det installert BFK på Hydros anlegg på Sunndalsøra og på landanlegget til Ormen Lange ved Nyhamna.

Når blir vernet brukt:

BFK på Sunndalsøra øker importkapasiteten til Midt-Norge generelt og Møre og Romsdal spesielt. BFK på Nyhamna er alltid på.

Hva utløser verna

BFK på Sunndalsøra blir utløst ved utfall av 420kV nettet mellom Viklandet og Midskog, samt 300kV nettet mellom Aura og Klæbu. BFK på Nyhamna blir utløst ved utfall på 420kV nettet mellom Viklandet og Fræna.

Hvor ofte blir det brukt:

Bruken er svært avhengig av den hydrologiske situasjonen i Midt-Norge. Med stort importønske og høy last er vernet i bruk ukentlig, i hovedsak på natt og helg. Dette er først og fremst på vintertid. BFK på Nyhamna står alltid på for å unngå spenningsmessige og/eller termiske problemer i 132kV nettet ved utfall i 420kV nettet.

Vestlandet*Funksjoner:*

På Vestlandet er det systemvern både til overskudds- og underskuddssituasjoner. Det er installert PFK på Tyin, Matre og Energiverk Mongstad. Det er også nettsplittingsvern og BFK i Bergensområdet.

Når blir vernet brukt:

PFK Tyin blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Vestlandet ved stort overskudd. Dette kan være overskudd i Sogn og Fjordane og i Bergensområdet. BFK i Bergensområdet blir brukt når det er underskudd i Bergensområdet alene eller sammen med Sogn og Fjordane. PFK i Bergensområdet blir brukt ved stort overskudd i 132 kV-nettet, oftest når kraftverket på Mongstad produserer.

Hva utløser verna:

PFK Tyin er knyttet til overlast på, eller utfall av, 300 kV Fardal-Aurland. Overlast kan oppstå når andre linjer ut fra området faller ut. BFK er knyttet til overlast på 300 kV-linjer inn til Bergen. Det er også vern som løser ut forbruk ved for lav spenning i Bergen.

Hvor ofte blir det brukt:

PFK Tyin blir brukt i perioder med svært høy produksjon i området. Dette er oftest på vår, sommer eller høst når det er høy snøsmelting eller mye nedbør. Småkraftproduksjonen i området er en vesentlig faktor for når vernet er i bruk. BFK Bergensområdet, som blir utløst ved overstrøm inn til selve Bergen, er i bruk hele vinteren. Dette er hovedsakelig knyttet til høyt forbruk.

Sørlandet*Funksjoner:*

På Sørlandet er det systemvern på HVDC-kablene Skagerrak 3&4 og NorNed, PFK på Tonstad og et systemvern i 110kV nettet i Vest-Agder. Systemvernet i 110kV nettet består både av PFK på Skjerka kraftverk og en nettsplittingsfunksjon.

Når blir vernet brukt:

Vernet på Skagerrak blir brukt til å redusere eksporten ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved stor eksport og lav produksjon. Skagerrak 3 har også en funksjon som reduserer importen ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved høy import. PFK Tonstad blir også brukt til å koble bort produksjon ved utfall i nettet ved høy import, men blir kun brukt når vernet på Skagerrak 3&4 ikke er tilstrekkelig eller er ute av funksjon. Systemvernet på NorNed blir brukt ved høy eksport og samtidig revisjon på Tonstad, eller ved høy import og lav kortslutningsytelse i Fedå. Systemvernet i 110kV nettet blir ved høy flyt på 300kV nettet mellom Kristiansand og Fedå.

Hva utløser verna:

Utløsning av Skagerrak 3&4 skjer ved overlast på utvalgte linjer på Sørlandet. I tillegg utløses vernet på Skagerrak 3&4 ved utfall på 420 kV nettet mellom Holen og Kristiansand eller Arendal og Bamble. Denne funksjonen aktiveres ved behov. Utløsning av NorNed skjer ved utfall på Tonstad eller overlast

mellom Tonstad og Fedå. Systemvernet i 110kV nettet skjer ved overlast i nettet, typisk ved utfall på 300kV nettet.

Hvor ofte blir det brukt:

Vernet på Skagerrak 3&4 som utløses ved overlast står alltid på. Tonstad blir sjelden brukt fordi det ofte er uheldig å miste produksjon i området ved stor import. Vernet som reduserer utvekslingen på Skagerrak 3&4 ved utfall i 420kV nettet blir brukt ved stor eksport og lav produksjon, oftest ved utkoblinger i 300 kV-nettet. Denne funksjonen er en ekstra sikkerhet, men gir ingen ekstra nedkjøring på Skagerrak 3&4. Overlastvernet på NorNed står normalt på. Vernet som utløses ved utfall på Tonstad står på i perioder ved revisjon på Tonstad og i perioder når kortslutningsytelsen på Sørlandet er lav, typisk sommerstid. Systemvernet i 110kV nettet er sjelden i bruk.

Østlandet

Funksjoner:

På Østlandet er det PFK på flere kraftstasjoner knyttet til ulike funksjoner: Haslesnittet (mot Sverige, SE3), Flesakersnittet, 420kV Hallingdalsnittet, 300kV Hallingdalsnittet og 132kV Østnettet. Det er nettsplittingsfunksjon ved brudd i forbindelsen mellom Østlandet og Sverige og et nettsplittingsvern som i gitte situasjoner kan øke importkapasiteten fra Sverige til Østlandet. I tillegg er det installert BFK-vern i Frogner.

Når blir vernet brukt:

PFK-funksjon på Haslesnittet, Flesakersnittet og 420kV Hallingdalsnittet blir brukt for å øke eksportkapasiteten. PFK 300kV Hallingdalsnittet blir brukt ved høy flyt på 300kV-linjene fra Hallingdal inn mot Oslo. PFK i Østnettet blir brukt ved høy produksjon i 132kV nettet sør i Oppland og Hedmark. Nettsplittingsfunksjonen øker eksport- og importkapasitet når en av de to 420 kV-linjene fra Østlandet til Sverige er utkoblet. BFK i Frogner er i bruk ved høy flyt på 420/66 kV transformatorene.

Hva utløser verna:

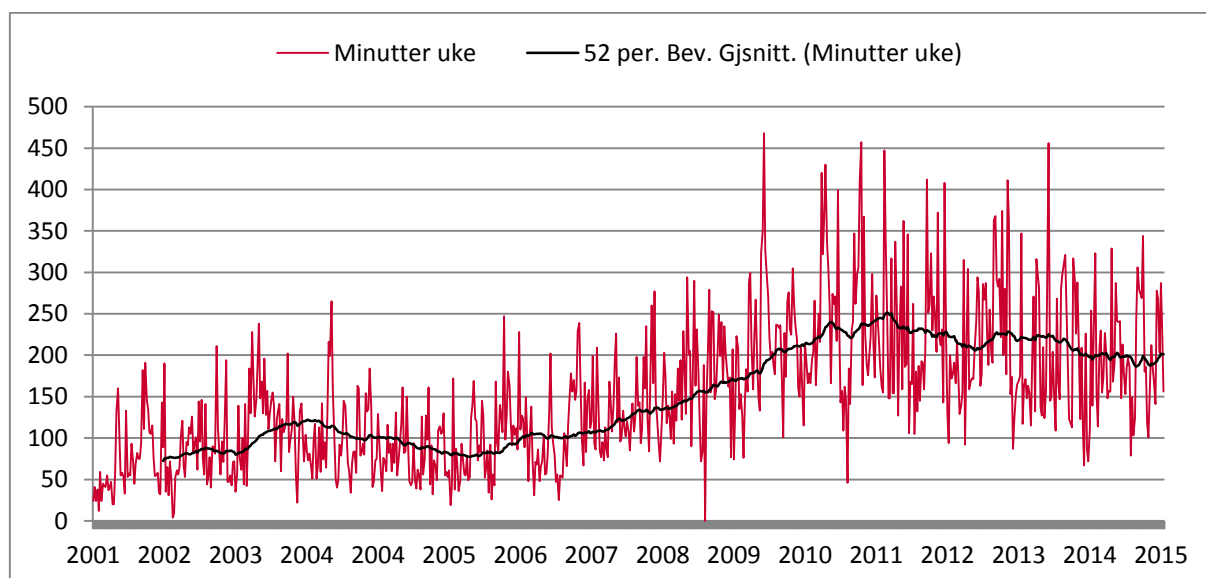
Det er en rekke utfall og overlaster i 420-, 300 kV og 132 kV-nettet som utløser PFK på Østlandet. Nettsplitt Sør-Norge medfører at Sør-Norge sør for Dovre blir separert fra resten av det nordiske systemet dersom det oppstår en feil som medfører brudd i 420 kV-nettet fra Østlandet til Sverige. BFK i Frogner blir utløst ved utfall av en av 420/66 kV transformatorene.

Hvor ofte blir det brukt:

PFK-funksjonene på Hasle-, Flesaker- og 420kV Hallingdalsnittet blir hovedsakelig brukt ved høy eksport fra Østlandet til Sverige. Hvor ofte dette skjer, er avhengig av den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge. I overskuddsperioder er vernet i bruk daglig, i underskuddssituasjoner kan det gå måneder mellom hver gang. PFK-funksjon på 300kV Hallingdalsnittet er i bruk ved høyt forbruk i Oslo eller i revisjonssesongen. PFK i Østnettet styres av den hydrologiske situasjonen i området. Nettsplittingsvernet står alltid på som en ekstra sikkerhet for å redusere konsekvensene av en N-2 feil (to samtidige utfall) mellom Østlandet og Sverige. BFK i Frogner er i bruk vinterstid.

6.3 Diskusjon og analyse av frekvensutviklingen.

Frekvenskvaliteten har vist en negativ utvikling de siste 10-15 årene. I den senere tiden er det imidlertid registrert en utflating noe som antas å ha sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, begynner å gi effekt.



Figur 32: Utvikling for frekvenskvaliteten (minutter utenfor normalfrekvensbåndet) i perioden 2001 til 2015.

Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametre 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.

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 idriftssatt 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 internasjonalt 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 kvartere på hver side av timeskiftet. I Finland er en tilsvarende ordning innført fra sent i 2013.

I 2013 ble LFC (automatisk sekundærregulering) implementert som nordisk ordning. Fra januar 2014 ble LFC 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. 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 2016/2017 og et

aktiveringsmarked fra sent 2017. 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. Prosjektet jobber nå med å fastsette reviderte krav til frekvensreguleringen i Norden.

Det jobbes videre med ytterligere tiltak for å forbedre balansen mellom produksjon, forbruk og utveksling. Et internasjonalt prosjekt hvor mulighetene for kontinuerlig ramping på HVDC kabler (rampe i 60 minutter pr. time) pågår. Neste fase er å implementere en pilot for kontinuerlig ramping på Skagerrak. Det forventes også en utvikling av kvartersoppløsning hvor videreutvikling av dagens regelverk for kvartersplaner på produksjon og kvartersprodukter intradag og i regulerkraftmarkedet synes mest sannsynlig på medium sikt. På lengre sikt kan en kvartersoppløsning i spotmarkedet være løsningen. Det pågår aktiviteter for å vurdere dette.

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 høsten 2016. Denne aktiviteten er 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.

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 innledningsvis, 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 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 det felles nordiske prosjektet "Review of automatic reserves" ble det lagt til grunn et måltall for frekvenskvaliteten på 3σ , som tilsvarer 1420 minutter. Dagens registreringer er betydelig høyere enn dette tallet. Spesifikasjoner i europeiske Guidelines vil ligge til grunn for målemetodikk og kvalitetsparametre. Frekvenskvalitets-standarden har stor betydning for "porsjoneringen" av de ulike tiltakene nevnt ovenfor. Fra 2014 har de nordiske TSOene enige om et midlertidig måltall på 10 000 min/år.

7 Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet

7.1 Veileder for konsesjonærene til Fos § 14 og oversikt over vedtak fattet 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. I påvente av en større gjennomgang og oppdatering av FIKS i sammenheng med implementeringen av Network Codes, 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 sentralnett.

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 2015 er angitt i Tabell 11.

	Konsesjonær	Vår dato	Sak
1	Agder Energi Nett AS	15.01.2015	Ny stasjon - Eydehavn transformatorstasjon
2	Agder Energi Nett AS	27.01.2015	Ny 50 kV jordspole - Hannevika transformatorstasjon
3	Agder Energi Nett AS	03.02.2015	Ny koblingsstasjon - Honna koblingsstasjon
4	Agder Energi Nett AS	04.08.2015	Bytting av kontrollanlegg og Vern på Hekni kraftstasjon i aust-agder for Nettanlegget
5	Agder Energi Nett AS	11.11.2015	Kristiansand transformatorstasjon
6	Agder Energi Nett AS	01.12.2015	Kristiansand koblingsstasjon
7	Agder Energi Vannkraft AS	03.02.2015	Rehabilitering - Rygene kraftstasjon
8	Agder Energi Vannkraft AS	12.03.2015	Hekni kraftverk
9	BKK Nett AS	18.02.2015	Hylkje transformatorstasjon - Utvidelse
10	BKK Nett AS	10.04.2015	Fos - Evanger - Økt transformeringskapasitet samt nytt vern og kontrollanlegg
11	BKK Nett AS	05.08.2015	Ny Hammersland transformatorstasjon
12	BKK Nett AS	23.09.2015	Dokken transformatorstasjon
13	BKK Nett AS	06.10.2015	132 kV ledning Voss-Granvin - Nytt endepunkt i Voss transformatorstasjon og utvidelse Granvin transformatorstasjon
14	Bulk Infrastructure AS	01.12.2015	Datalagringspark - Vennesla kommune
15	Dalane Energi IKS	05.05.2015	Flytting av eksisterende trafoer - Slettebø til Svanevannsveien transformatorstasjon
16	EB Kraftproduksjon AS	14.10.2015	Døvikfoss kraftstasjon - Mye må byttes etter brann og alder etc. - Statoren

17	EB Nett AS	22.04.2015	Ombygging - Kabling - 66 kV kraftlinje Gomsrud - Gravenfoss - Kongsberg kommune
18	E-CO Energi AS	03.06.2015	Aurland 3 kraftstasjon - Utskifting av kontrollanlegg
19	E-CO Energi AS	17.11.2015	Gjuva kraftverk
20	Eidsiva Energi AS	11.05.2015	Mjøstranda transformatorstasjon - 132kV kabelforbindelser
21	Eidsiva Nett AS	04.08.2015	Ny Våler transformatorstasjon
22	Eidsiva Vannkraft AS	20.01.2015	Framruste kraftverk - Turbinregulatorer
23	Eidsiva Vannkraft AS	20.01.2015	Lomen kraftverk - Turbinregulatorer, servoventil og pos.giver
24	Eidsiva Vannkraft AS	04.08.2015	Dokka kraftverk - Utskifting av magnetiseringsutrustning - Aggregat 1 og aggregat 2
25	Eidsiva Vannkraft AS	10.08.2015	Utskifting av magnetiseringsutrustninger - Aggregat 1 og aggregat 2 - Nedre Vinstra kraftverk
26	Hafslund Nett AS	15.03.2015	Kykkelsrud kraftverk
27	Hafslund Produksjon AS	12.03.2015	Bytte av transformator - Vamma kraftstasjon
28	Helgeland Kraft AS	05.10.2015	Tosbotn transformatorstasjon
29	Helgeland Kraft AS	12.11.2015	Langfjord - Trongsundet og 132 kV Trongsundet-Tilrem
30	Holmen Kraft AS	09.03.2015	Holmen kraftverk - Voss kommune - Aurland kommune
31	Jernbaneverket Bane Energi	23.04.2015	Leivoll transformatorstasjon
32	Lyse Elnett AS	03.06.2015	Transformatorer Mosvannet - 2 stk. transformatorer - Stavanger kommune
33	Lyse Elnett AS	24.09.2015	132 kV kraftledning - Lyse og Moen transformatorstasjoner
34	Lyse Elnett AS	18.12.2015	Kongsgata transformatorstasjon
35	Lyse Elnett AS	18.12.2015	Årdal transformatorstasjon
36	Mørenett AS	25.03.2015	Giskemo transformatorstasjon - Fase 2 - Oppgradering - Felt 11 - Samleskinne felt 11-14
37	Nord-Salten Kraft AS	17.03.2015	Aggregat 3 - Rekvatn kraftstasjon
38	Nord-Salten Kraft AS	17.03.2015	Rehabilitering - Kaldvåg transformatorstasjon
39	Norske Skog Skogn AS	11.05.2015	Kabling av 66 kV - Verdal transformatorstasjon
40	NTE Energi AS	02.11.2015	Ombygging - Koblingsanlegget Åsmulfoss kraftverk
41	NTE Nett AS	11.05.2015	Kabling av 66 kV - Verdal transformatorstasjon
42	Selbu Energiverk AS	26.03.2015	Reguleringstransformator - Slind transformatorstasjon - Selbu kommune
43	SFE Nett AS	05.05.2015	132 kV Åskåra - Øksenelvane - Krokanakken og ny 132/66 kV transformatorstasjon i Øksenelvane
44	SFE Nett AS	17.06.2015	Idriftsetting - Jordslutningsspole 132 kV - Grov transformatorstasjon

45	SFE Nett AS	09.10.2015	Svelgen transformatorstasjon
46	SFE Nett AS	02.11.2015	Ålfoten transformatorstasjon - 132 kV bryterfelt og nye innstrek
47	Sira-Kvina kraftselskap	15.01.2015	Oppgradering GIS-anlegg Duge - Linjeavgang Lyse
48	Sira-Kvina kraftselskap	12.03.2015	Skifte turbinregulator og oljetrykksanlegg på aggregat 1 - Tjørhom kraftverk
49	Sira-Kvina kraftselskap	12.11.2015	Skifte GSU hovedtransformator T1 i Tjørhom kraftstasjon
50	Skagerak Nett AS	27.01.2015	Utskifting 132 kV lastbrytere - Akersmyra koblingspunkt - Firingen transformatorstasjon - Sundland transformatorstasjon
51	Skagerak Nett AS	03.03.2015	Utvidelse - Vindal transformatorstasjon
52	Skagerak Nett AS	08.06.2015	Roligheten transformatorstasjon T4
53	Skien Kraftproduksjon AS	28.08.2015	Idriftsettelse av aggregater ved Klosterfoss kraftverk
54	SKL Nett AS	07.12.2015	Stord transformatorstasjon - Nytt 66kV kontrollanlegg og 22kV koblingsanlegg. (planlagt idriftsatt i 2015)
55	SKL Nett AS	18.12.2015	Utvidelse av Spanne transformatorstasjon
56	SKS Produksjon AS	27.03.2015	Oldereid kraftverk
57	SKS Produksjon AS	28.05.2015	Oldereid kraftverk
58	Statkraft Energi AS	12.03.2015	Idriftsettelse - Ny spenningsregulator - Sima G3
59	Statkraft Energi AS	12.03.2015	Utskiftning av transformator T1 - Heggsetfoss Kraftverk
60	Statkraft Energi AS	24.03.2015	Utskifting spenningsregulator Sima G1 og G2
61	Statkraft Energi AS	05.08.2015	Utskiftning av spenningsregulator - Kvilldal G1 og G2
62	Statkraft Energi AS	10.08.2015	Bratsberg utskifting av turbinregulator
63	Statkraft Energi AS	10.08.2015	Utskiftning av spenningsregulator - Sima G4
64	Statkraft Energi AS	09.10.2015	Straumsmo og Innset - Bytte av vern
65	Statkraft Energi AS	15.10.2015	Ny hovedtransformator - Songa Kraftverk
66	Statkraft Energi AS	28.10.2015	Alta kraftverk
67	Statkraft Energi AS	28.10.2015	Båtsvann kraftverk
68	Statkraft Energi AS	29.10.2015	Øvre Røssåga og Bleikvassli Transformatorstasjon
69	Statnett SF	30.01.2015	Eidesfossen transformatorstasjon - Økt transformeringskapasitet
70	Statnett SF	12.02.2015	Skifte av komponenter - Verdal 66 kV - T3
71	Statnett SF	03.03.2015	Nedre Røssåga - Utvidelse av transformatorstasjonen
72	Statnett SF	17.03.2015	Ombygging - Lyse transformatorstasjon 2015
73	Statnett SF	26.03.2015	Trofors transformatorstasjon
74	Statnett SF	26.03.2015	Verdal - Spenningsoppgradering 300 kV - 420 kV
75	Statnett SF	05.05.2015	Bardufoss transformatorstasjon

76	Statnett SF	05.05.2015	Petersenspøle - Ørskog transformatorstasjon
77	Statnett SF	11.05.2015	Borgund transformatorstasjon
78	Statnett SF	01.06.2015	Nedre Tunnsjødal - Utvidelse av transformatorstasjonen
79	Statnett SF	05.06.2015	Idriftsettelse - Moskogen transformatorstasjon
80	Statnett SF	08.06.2015	Idriftsettelse - Høyanger transformatorstasjon
81	Statnett SF	16.06.2015	Verdal - Spenningsoppgradering 300 kV - 420 kV
82	Statnett SF	17.06.2015	P2 skal kobles til både T1 og T2 - Oppgradering - Aura transformatorstasjon
83	Statnett SF	03.08.2015	Snilldal transformatorstasjon - Surna transformatorstasjon - Viklandet transformatorstasjon - Ny ledning 420 kV Surna - Snilldal - Ny ledning 420 kV - Surna - Viklandet - Delvis sanering 300 kV ledning Orkdal -
84	Statnett SF	03.08.2015	Snilldal transformatorstasjon - Surna transformatorstasjon - Viklandet transformatorstasjon - Ny ledning 420 kV Surna - Snilldal - Ny ledning 420 kV - Surna - Viklandet - Delvis sanering 300 kV ledning Orkdal -
85	Statnett SF	03.08.2015	Snilldal transformatorstasjon - Surna transformatorstasjon - Viklandet transformatorstasjon - Ny ledning 420 kV Surna - Snilldal - Ny ledning 420 kV - Surna - Viklandet - Delvis sanering 300 kV ledning Orkdal -
86	Statnett SF	10.08.2015	Nytt kontrollhus - Nesflaten transformatorstasjon
87	Statnett SF	21.08.2015	Kontrollanlegg, vern og hjelpeanlegg - Sogndal transformatorstasjon
88	Statnett SF	02.09.2015	Kristiansand transformatorstasjon
89	Statnett SF	08.09.2015	132 kV Kvandal-Straumsno
90	Statnett SF	09.09.2015	Ny transformator T4 til Smestad stasjon
91	Statnett SF	01.11.2015	Ålfoten
92	Statnett SF	11.11.2015	Saurdal - Vestre korridor
93	Statnett SF	03.12.2015	Borgund
94	Statnett SF	03.12.2015	Nytt kabelanlegg - Tjeldsundet - Nordland fylke
95	Statnett SF	21.12.2015	Sauda transformatorstasjon
96	Statnett SF	21.12.2015	T-avgreining - Vemorktoppen koblingsstasjon
97	Statoil ASA	13.02.2015	Tre sjøkabelanlegg mellom Kollsnes landanlegg og Troll A offshoreanlegg
98	Suldal Elverk KF	09.06.2015	Omlegging av 66kV Saurdal-Mo
99	Sør-Norge Aluminium AS	24.02.2015	Ny effektbrytar for transformator T1 - Husnes transformatorstasjon
100	Tafjord Kraftproduksjon AS	12.08.2015	Taford 2, aggregat 2

101	Troms Kraft Nett AS	11.05.2015	Oppgradering av nettanlegg - Skibotn kraftverk
102	Troms Kraftforsyning og Energi AS	17.02.2015	Skibotn kraftverk
103	TrønderEnergi Kraft AS	21.12.2015	Bessaker II vindkraftverk
104	TrønderEnergi Nett AS	16.12.2015	Jøsnøya transformatorstasjon

Tabell 11: Liste over vedtak etter FoS § 14 og § 7 som systemansvarlig fattet i 2015.

8 Samordning av driftsstanser

8.1 Endringer i faste koblingsbilder

I 2015 er Ålfoten og Sogndal stasjoner idriftsatt i forbindelse med bygging av nye ny 420 kV på strekningen Ørskog – Sogndal. I tillegg er Bolvik stasjon idriftsatt i regionalnettet tilhørende Skagerak nett. Flere større utbyggingsprosjekter innebærer at det i perioder etableres midlertidig endringer i de faste koblingsbildene. I 2015 har 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.

8.2 Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser

I 2015 er 90 % av innmeldte driftsstanser ferdig behandlet av systemansvarlig innen 3 uker. I flere av sakene som går utover normal behandlingstid avventes 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. Til tross for dette er andelen sent innmeldte driftsstanser kun marginalt redusert fra 2014 til 2015. Internt i Statnett vil det fra og med 2016 bli meldt avvik på driftsstanser som meldes inne senere enn tre uker før ønsket iverksettelse. For eksterne konsesjonærer blir behovet for mer langsiktig planlegging kommunisert gjennom møter og seminarer. Driftsstanskontoret strekker seg langt for å finne fleksible løsninger men vil fremover måtte stramme inn kravene til rettidig innmelding av driftsstanser.

Driftsstanskontoret ønsker videre å få ned antallet vedtatte driftsstanser som avlyses av konsesjonær. Når ikke koordinerte og vedtatte driftsstanser gjennomføres som planlagt blir ikke kraftsystemet utnyttet optimalt. Systemansvarlig betaler for kostnader som konsesjonærene blir påført når systemansvarlig må omprioritere en vedtatt driftsstans. Det er kun fremmet krav om utbetaling i 2 slike saker i 2015. 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. Systemansvarlig ønsker en nærmere avklaring av hvordan regelverket for betaling ved omprioriteringer skal praktiseres.

Systemansvarlig ser på løsninger for i større grad å synliggjøre konsekvenser den enkelte driftsstans påfører kraftsystemet. Redusert handlingskapasitet, økt spesialregulering, produksjonstilpasning og økt KILE-risiko er blant kostnadselementene som systemansvarlig må legge til grunn ved koordinering av driftsstanser. Systemansvarlig skal gjennom sin behandling av omsøkte driftsstanser i henhold til forskrift om systemansvaret § 17 bidra til at driftsstanser gjennomføres effektivt. Det vil i denne sammenheng være av stor betydning at den som søker om driftsstans er innforstått med tilhørende samfunnsøkonomiske kostnader. For å sikre effektiv utveksling av informasjon utvikler systemansvarlig kontinuerlig gjeldende verktøy for innmelding og behandling av driftsstanser.

8.3 Statistikk over planlagte driftsstanser

For 2015 ble det søkt om driftsstanser på totalt 7250 anleggsdeler. Av disse ble om lag 1390 avvist eller avlyst, mens 5860 ble gjennomført. Driftsstansene omfattet totalt 2470 unike anleggsdeler. Dette betyr at flere anleggsdeler var ut flere ganger i løpet av året.

Omsøkt driftsstans på totalt 376 anleggsdeler ble avvist av systemansvarlig. Dette er en betydelig nedgang fra 2014 da 506 driftsstanser ble avvist. Av vedtatte driftsstanser ble 104 avlyst av systemansvarlig mens 912 ble avlyst av konsesjonær. Andelen som ble avlyst av konsesjonær har økt noe fra 2014.

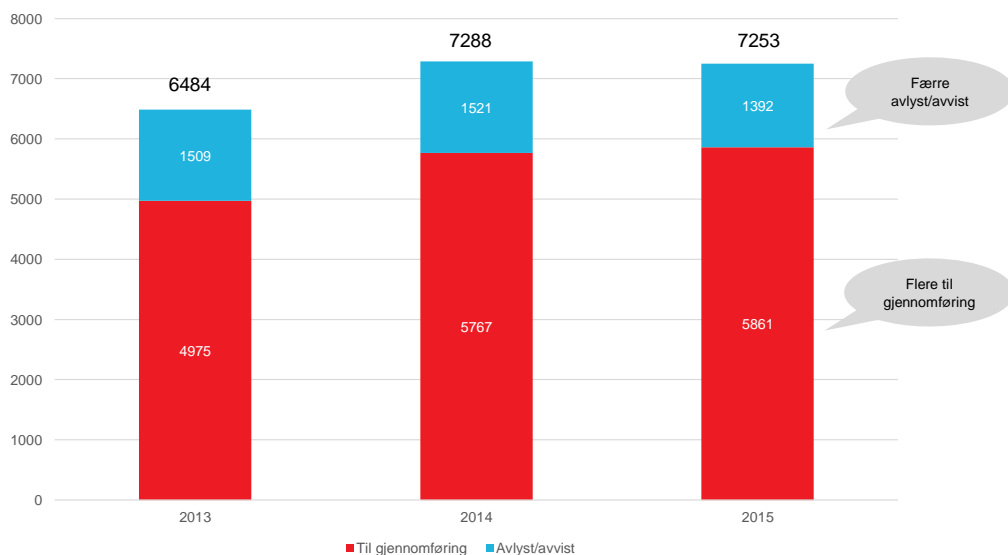
Andelen driftsstanser i juli er mindre enn i 2014. Samtidig har andelen driftsstanser i november økt betydelig.

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. Til tross for ovennevnte er det svært mange driftsstanser som omsøkes mindre enn tre uker før aktuelt oppstartstidspunkt. I vedlagte oversikt fremgår at driftsstans på totalt 3318 anleggsdeler ble meldt inn mindre enn 3 uker før iverksettelse. Dette utgjør totalt 56 % av alle løpende innmeldte driftsstanser.

Statnett

Innmeldte driftsstanser 2013 - 2015

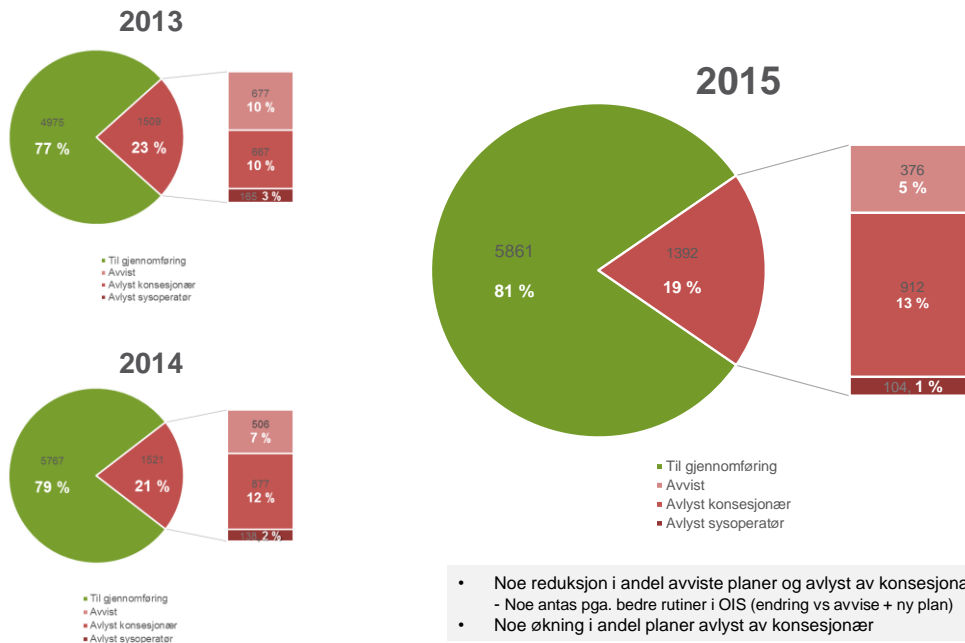
Fordelt på planer til gjennomføring og avlyste/avviste planer



Fremtiden er elektrisk



Avlyste og avviste driftsstanter

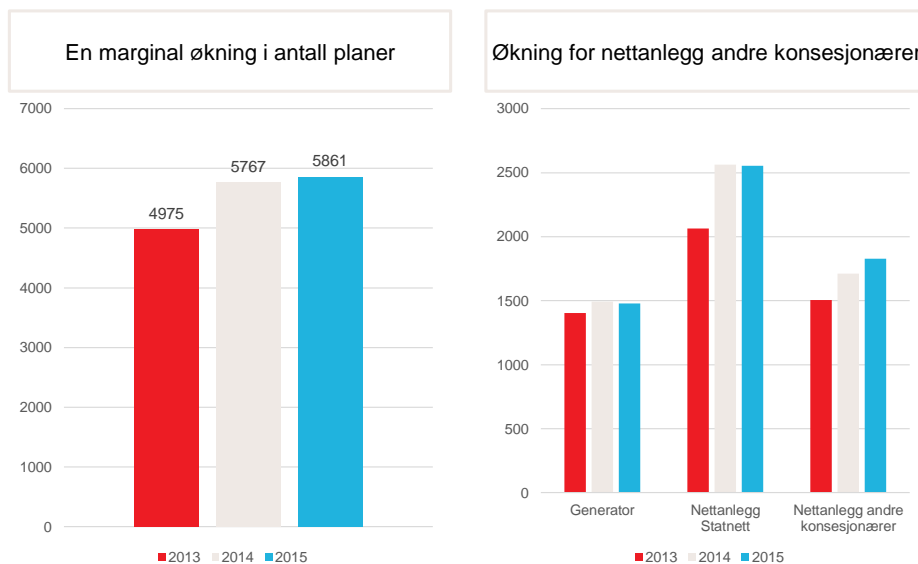


Fremtiden er elektrisk

Endring fra 2013 til 2015

Fordelt på kategori

Ekskl avviste/avlyste planer

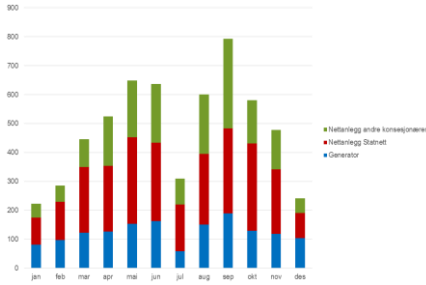


Fremtiden er elektrisk

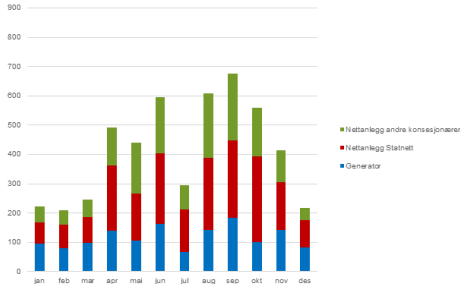
Fordeling av driftsstanser over året

Antall planlagte driftsstanser, eksklusive avviste/avlyste. Angir måned for oppstart.

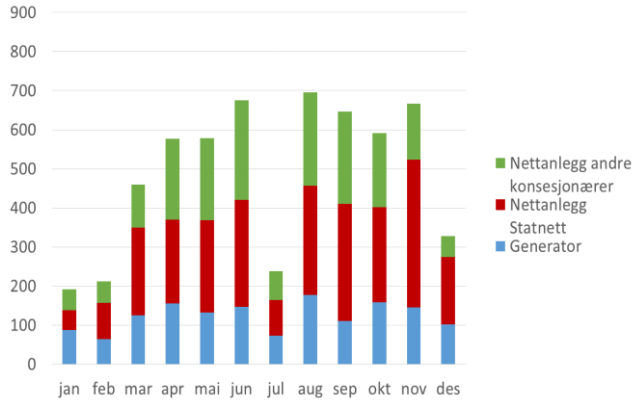
2013



2014



2015

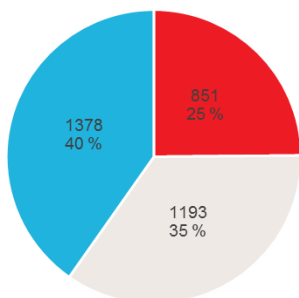


Sen innmelding – fordelt på anleggsgrupper

Gjelder løpende innmeldte planer etter 1.okt – med sen innmelding (< 21 dager)

2014

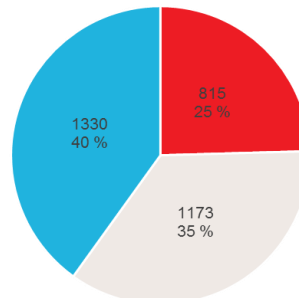
Sent innmeldte driftsstanser (tot 3422)



Generator Nettanlegg andre konsesjonærer Nettanlegg Statnett

2015

Sent innmeldte driftsstanser (totalt 3318)

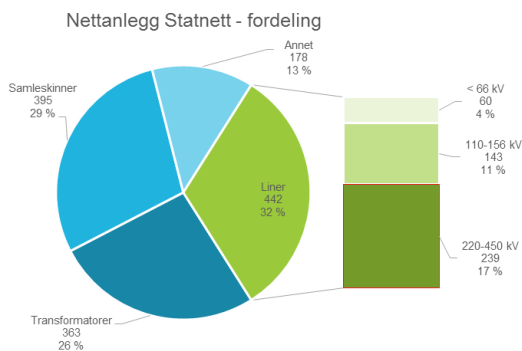


Generator Nettanlegg andre konsesjonærer Nettanlegg Statnett

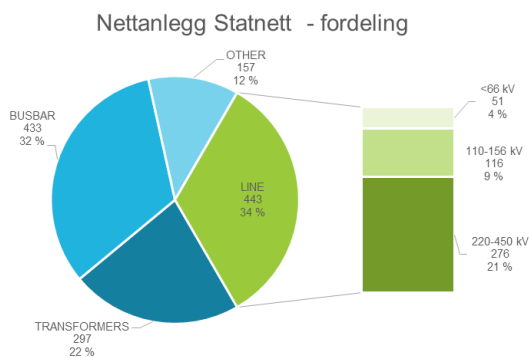
Sen innmelding Nettanlegg Statnett

Planer meldt inn mindre enn 3 uker før start

2014



2015



Fremtiden er elektrisk



9 Anleggsdata og overføringsgrenser

9.1 Status og erfaringer ved systemansvarliges arbeid med innsamling av overføringsgrenser og anleggsdata via fosweb

Statnett moderniserte løsningen for oppdatering av kraftsystemdata (fos § 14a) med webportalen Fosweb. Siden juni 2014 har bransjen arbeidet med å gjennomgå, komplettere og bekrefte tidligere innmeldte data på overføringsgrenser. Dette er i stor grad fullført og 128 vedtak er fattet på til sammen 2477 overføringer i regional- og sentralnett. I hovedsak gjenstår overføringer fra en større konsesjonær. Vi har her et felles prosjekt med å få til maskin-til-maskin overføring av data, dvs. direkte fra konsesjonærenes anleggsdatasystem til Fosweb. Dette har tatt tid, men nærmer seg nå avslutningsfasen.

Nå pågår arbeid med å kontrollere og oppdatere tidligere innmeldte data på transformatorer. Transformatordata kompletterer både NVEs nasjonale oversikt over transformatorenes tilstand og Statnetts eget databehov. Transformatordataene ble lagt ut for bekreftelse i desember i 2014 og det er nå ca. 45 % som er bekreftet. At andelen ikke er høyere skyldes, etter vår oppfatning, to hovedårsaker:

1. Konsesjonærene mangler enkelte parametere som er påkrevet, og kan derfor ikke melde inn data for transformatoren til systemansvarlig.
2. Manglende prioritering.

På punkt 1 planlegger vi å implementere en løsning som gir konsesjonær mulighet til å bekrefte ikke-komplette data hvis de har en rasjonell begrunnelse for hvorfor data ikke kan fremskaffes.

På punkt 2 har vi satt ekstra ressurser på å følge opp konsesjonærene på telefon. NVEs beredskapsavdeling har gitt signal om at de ønsker å sende varsel om tvangsmulkt til de konsesjonærene som ikke er ferdige til sommeren.

I løpet av april 2016 vil data for produksjonsanlegg legges ut i Fosweb for anleggseiers gjennomgang og bekreftelse. Riktige data på produksjonsanlegg er spesielt viktige for å maksimere gevinstene av driften i dag, og kommende felleseuropeiske initiativ som Common Grid Model og flytbasert markedsklarering. Samtidig oppfyller vi krav til informasjon om produksjonsanleggenes evne til gjenoppbygging fra spenningsløst nett (fos § 12).

Videre legger vi til rette for at innrapporteringen av tekniske vedlegg til kraftsystemutredningene (KSU) fra "KSU 2018" skal skje i Fosweb. Dermed får bransjen et sted mindre å rapportere.

Skal de KSU-ansvarlige rekke å få et godt underlag å utrede på er det viktig at konsesjonærene prioriterer arbeidet med å oppdatere og komplettere kraftsystemdata. Med dagens takt på gjennomgang av kraftsystemdata vil de ikke kunne få komplette data til analysestart. Teamet som jobber med Fosweb gjennomfører og vurderer ulike tiltak for å få opp kvaliteten og takten på bekreftede kraftsystemdata.

10 Internasjonal koordinering

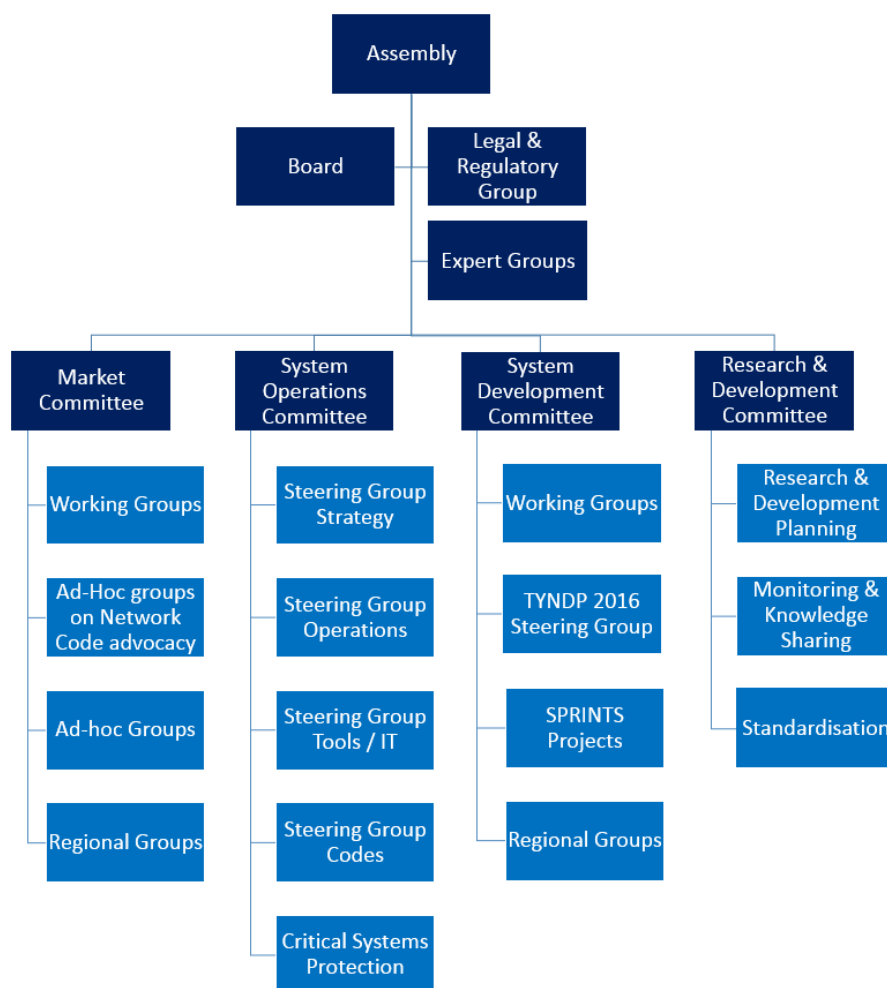
10.1 Oversikt over pågående arbeid i nordisk og europeisk regi for å utvikle internasjonale løsninger for utøvelse av systemansvar i kraftsystemet.

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 strømmnett. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål.

Sentralt i arbeidet med det indre markedet er utarbeidelse av et detaljert regelverk for kraftsektoren (Network Codes/ Guidelines) samt utvikling og implementering av felles europeiske markedsløsninger for krafthandel.

De europeiske TSOene er sentrale i det ovennevnte arbeidet gjennom ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Statnett er medlem av ENTSO-E og deltar i flere arbeidsgrupper og komiteer ut fra hvilke oppgaver og tema som er aktuelle.



Figur 33: Overordnet organisasjonskart - ENTSO-E.

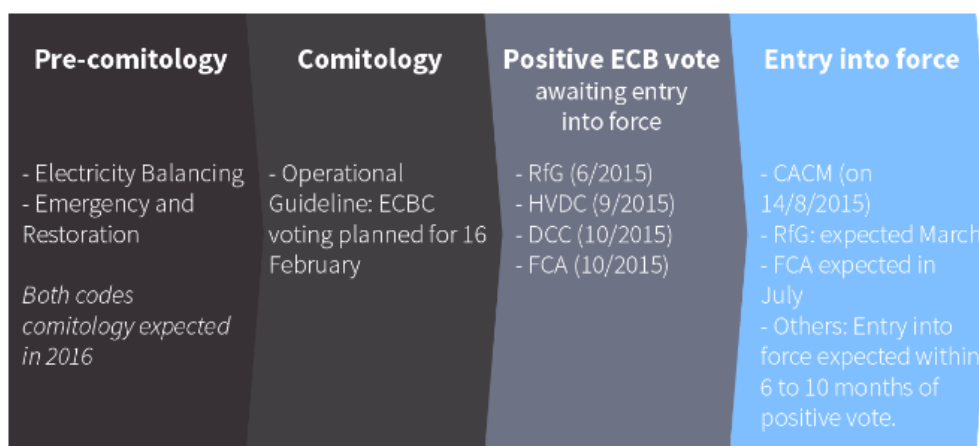
Statnett er opptatt av at den europeiske utviklingen må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta regionale hensyn. Mange viktige beslutninger om utvikling av det nordiske

synkronsystemet vil fremdeles måtte skje regionalt. Samarbeid i Norden for å sikre felles interesser er derfor viktig. Innad i ENTSO-E er det etablert egne grupper for regionalt samarbeid. Fokus på regionene og dets rolle i utvikling og implementering av europeisk regelverk er også understreket gjennom den såkalte Energiunionen til EU.

Sentrale europeiske og nordiske prosesser for utøvelsen av systemansvaret

Implementering av Network Codes – behov for å justere Nordisk Systemdriftsavtale

Gjennom ENTSO-E deltar Statnett aktivt i flere grupper som jobber med utformingen av forslag til nettverkskodene. Markedskoden *Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)* trådte i kraft i august 2015, som den første av totalt åtte koder. Etter planen skal de tre systemdriftskodene, som nå er samlet i en felles retningslinje, *System Operation Guideline (SO GL)*, vedtas i februar 2016. Etter hvert som kodene vedtas, vil det bli et omfattende felles arbeid for de nordiske TSOene med å implementere regelverkene.



Figur 34 Status for nettverkskoder per februar 2016.

Regional Security Coordination Initiatives (RSCIs)

Behovet for koordinering mellom TSOer i planlegging av driften øker som følge av tettere markedsintegrasjon og tilknytning mer uregulerbar kraftproduksjon. For å møte dette behovet har ENTSO-E besluttet at alle TSOer skal knytte seg til *Regional Security Coordination Initiativ (RSCI)* i løpet av 2015. 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. Etter planen skal den nordiske RSClen være operasjonell innen fjerde kvartal 2017.

Den nordiske RSClen 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

Sentralt i koordineringen er utveksling av data for beregning av lastflyt og kapasitet i nettet. Statnetts arbeid med å utvikle vår nettmodell har høy prioritet og planen er at denne skal sendes ENTSO-E i begynnelsen av 2017. Fra de nordiske TSOenes ståsted er det et viktig poeng at alt ansvar for driftsplanlegging og operativ drift fortsatt skal ligge hos TSOene.

10.2 Status for de nordiske investeringsplanene

10.2.1 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

Status for 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 1000 MW.

Investeringsbesluttet/Under bygging:

- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet mot Europa. Eies 50/50 av Svk/LitGrid. NordBalt er pr. februar under uttesting (full kapasitet). Forventes idriftsatt første halvdel 2016.
- **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 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.

Konsesjonsgitte/ besluttete

- **Kriegers Flak:** Dansk regjering besluttet i 2012 at en 600 MW offshore vindpark skal bygges på dansk side av Kriegers Flak innen 2020. Høsten 2015 startet anbudsprosessen for utbyggingen. Basert på dette planlegger Energinet.dk og tysk TSO (50 Hertz) en 400 MW-forbindelse både til Danmark og Tyskland som skal ferdigstilles innen 2020.

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.

Under utredning

- **Viking Cable:** Energinet.dk og National Grid har innledet et prosjektsamarbeid med plan om realisering av ny kabel mellom Danmark og England på mellom 1000 og 1400 MW. Prosjektet har arbeidet frem en tidsplan der investeringsbeslutning planlegges i 2017 og idriftsettelse i 2020.
- **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 utreder muligheten for en ny vestkystforbindelse Jylland-Tyskland, noe som vil løfte kapasiteten ytterligere. I tillegg utredes i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for økt kapasitet Sjælland-Tyskland.

10.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla Nordel forsterkning av 5 prioriterte nordiske overføringsnett. I juli 2016 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.
- **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 juli 2016. 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.
- **Skagerrak 4:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Kabelen har en kapasitet på 700 MW, hvorav 100 MW er reservert system- og balansetjenester de første fem driftsårene. Forbindelsen ble idriftsatt desember 2014.

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. Blant flere vurderte alternativer er en 3.AC-forbindelse i nord (øker kapasiteten 500/800 MW) samt reinvestering av Fennoskan 1 (økt kapasitet).
- **Ny forbindelse Norge-Finland.** Som del av KVU Nord utredes også ny 420 kV-forbindelse Norge-Finland. Utviklingen i petroleumsnæringen gjør prosjektet foreløpig mindre aktuelt. I tillegg vurderes økt utnyttelse av eksisterende 220 kV-forbindelse.
- **Reinvestering Sverige-Danmark.** SvK og Energinet.dk har startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen.

11 Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser

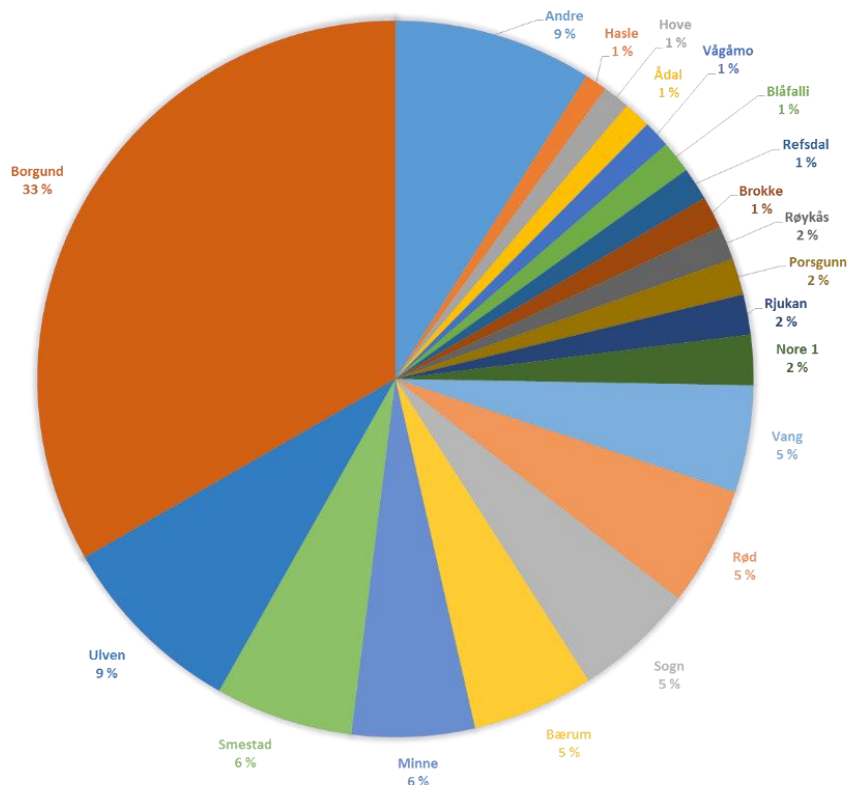
11.1 Driftsspenninger i sentralnettet

Regionsentral Sør, Midt og Nord overvåker spenningsene i sentralnettet og er ansvarlig for spenningsregulering i sine respektive områder.

Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner der Statnett er anleggseier. Det rapporteres på varighet på spenningsalarmer over 305 og 425 kV i mer enn 3 minutter samt antall ganger. Videre rapporteres det på varighet på spenningsvarsler over 301 og 421 kV. 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 2015 totalt vært 353 244 minutter med spenning over 301 og 421 kV.



Figur 35: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 og 421 kV i 2015 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
- Ulven skyldes avdekket målefeil på spenningstransformator.
- Smestad, Bærum og Sogn skyldes revisjoner i Oslo regionen som har medført delt drift som medfører at reaktive komponenter ikke blir tilgjengelig på riktig side av Oslo for å kompensere for reaktivt bidrag fra kablene gjennom Oslo.
- Rød, Minne og Vang skyldes driftsforbud på reaktorer som følge av bryterhavari.
- Andre stasjoner tilskrives driftsforbud på reaktorer samt revisjoner og delinger som medfører at reaktive komponenter ikke blir tilgjengelige for enkelte deler av nettet.

I Region Sør har det vært fire tilfeller der spenningen har vært over 425 og 305 kV i 2015. Tabell 1 under gir oversikt over de fire tilfellene inkludert en årsaksforklaring.

Stasjon	Dato	Varighet [sek]	Årsak
Vang	20.02.2015	11842	Driftsforbud på reaktor i Vang og Minne som følge av bryterhavari av tilsvarende fabrikat.
Vågåmo	12.05.2015	482	Revisjon på 300 kV Aura – Vågåmo samtidig som feil på reaktor i Vågåmo.
Borgund	15.06.2015	17438	Feil settpunkt på spenningsregulatorerne på G1 og G2 i Borgund.
Leirdøla	02.10.2015	212	Separatområde i Indre Sogn på det aktuelle tidspunktet. Nedkjøring av smelteverket i Øvre Årdal medførte kraftig MVar overskudd i separatområdet.

Tabell 12: Stasjoner med spenningsoverskridelser over 425 og 305 kV i 2015.

Region Midt

I Region Midt har det i 2015 vært 63 295 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Det har i Region Midt totalt vært to tilfeller der spenningen har vært over 425 kV i 2015. Tabell 2 under gir oversikt over de to tilfellene inkludert en årsaksforklaring.

Stasjon	Dato	Varighet [sek]	Årsak
Ørskog	19.08.2015	2700	Feil i MVar produksjon hos Tafjord K5
Fræna	29.06.2015	ukjent	Trinnkobler T1 i stilling AUTO, uten forvarsel trinnet trafoen seg ned 10 trinn før den manuelt ble stoppet fra Regionsentralen

Tabell 13: Stasjoner med spenningsoverskridelser over 425 og 305 kV i 2015.

Region Nord

I Region Nord har det i 2015 vært 1 007 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

11.2 Presentasjon av spenningskvalitetsparametere

Serie nummer	Målepunkt	Instrument Model	Samleskinne	Systemspenning	Start år måling
508010567	Statnett, Rana	PQ140PTC	A	420000	2008
508013249	Statnett, Skaidi	PQ140PTC	A	132000	2011
508010850	Sortland66kV	PQ140PTC	A	66000	2008
508010851	Sortland22kV	PQ140PTC	A	22000	2008
508014034	Ørskog	PQ140PTC	A	420000	2015
508013007	Hasle420a	PQ140PTC	A	420000	2015
508013259	Halden	PQ140PTC	A	45000	2008

Tabell 14: Oversikt over Statnetts målere i 2015.

År	2015	2015	2015	2015
Kvartal	1	2	3	4
Fra uke	1	14	27	40
Til uke	13	26	39	53
Ukesmålinger	168	259	273	294
Nettfrekvens	1	3	2	1
Usymmetri	1	0	0	0
Total harmonisk forvrengning	10	16	15	14
Individuelle overharmoniske	18	18	21	19
Flimmer langtid	13	12	13	15
Flimmer korttid	11	20	18	20
Spenningsprang	0	0	0	0
Ukesmåleparameter utenfor fol	54	69	69	69

Tabell 15: Ukesmåleparametere utenfor forskrift om leveringskvalitet i 2015.

År	2015	2015	2015	2015
Kvartal	1	2	3	4
Korte avbrudd	1	0	0	1
Lange avbrudd	0	0	2	4
Underspenninger (dipp)	3	5	4	9
Overspenninger (swell)	0	3	0	3
Transiente overspenninger	1	10	19	18

Tabell 16: Registrerte under-/overspenninger i 2015.

11.3 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 redde ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet. Registrering av antall timer overskridelse vil over tid vise en trend for de ulike områdene.

Det vises til tidligere utarbeidet rapport for perioden 2006-2010 og egne rapporter for 2011, 2012, 2013 og 2014 se *Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2014, 2013, 2012 og 2011*.

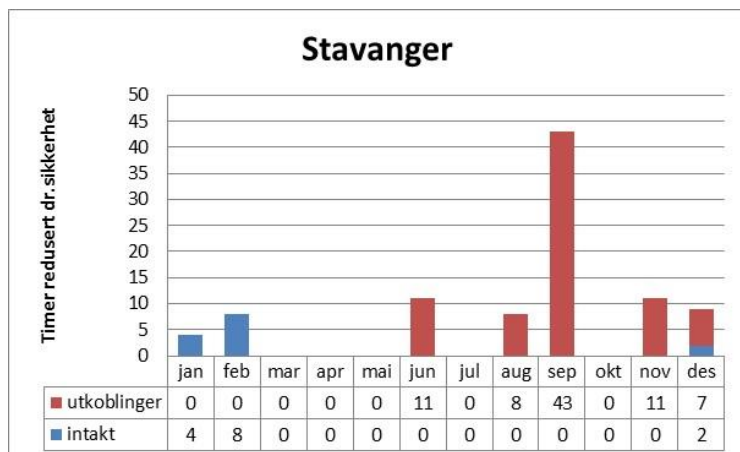
11.3.1 Registreringer pr område

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 2015 viser 14 timer redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er litt mindre enn i 2014 der det ble registrert 45 timer.

Figuren under viser antall timer i 2015 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overføringskapasitet (dvs. 700 MW). I perioden har det kun vært 14 timer der driftssikkerheten ikke var tilfredsstillende selv med intakt 300 kV nett.



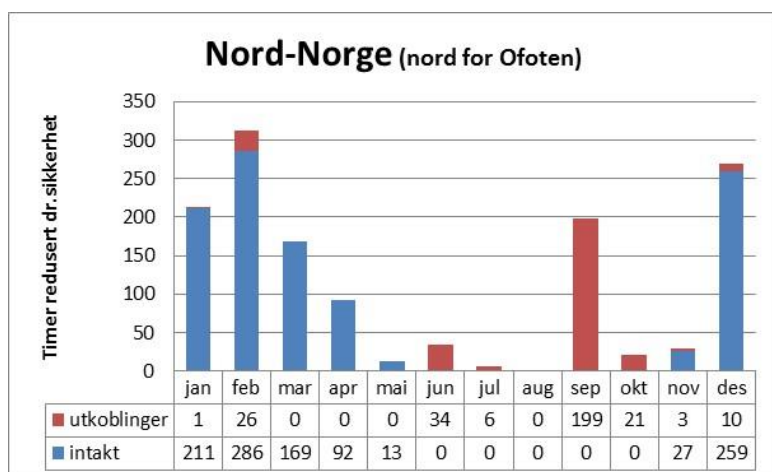
For Stavanger-området vil alle utkobliger av 300 kV linjer (til sammen 4 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 80 timer med radiell N-0 drift. Totalt viser registreringene 94 timer med redusert driftssikkerhet i 2015. Dette er som i 2014, men en relativt stor reduksjon sammenlignet med 2013.

Nord-Norge nord for Ofoten

Nord-Norge har hatt relativt uendret overføringskapasitet mht. forsyning av forbruket nord for Ofoten, dvs. nordlige deler av Nordland, Troms og Finnmark. Med intakt nett er det 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.

Figuren under viser at det i 2015 var 1057 timer der systemvernet måtte aktiveres i Ofoten-snittet for å opprettholde driftssikkerhet for annet forbruk i regionen. Dette er litt lavere enn i 2014, men høyere enn i 2013.

Pga. utfall eller planlagte utkobliger har det vært 300 timer med redusert driftssikkerhet. Dette er høyere enn i tidligere år.



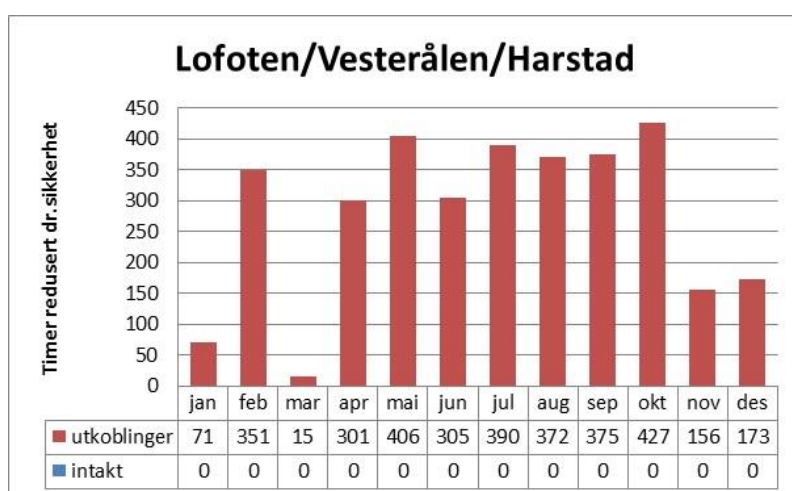
Lofoten, Vesterålen og Harstad

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. Dette gir klar bedring av spenningsforhold og grensen for akseptabel driftssikkerhet har økt.

Figuren under viser at det i 2015 ikke har vært timer med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet.

Utkoblinger/reparasjoner av 132 kV linjene medførte 3342 timer med radiell N-0 forsyning. Dette er mye høyere enn vanlig og skyldes omfattende arbeid i 132 kV nettet de siste årene.

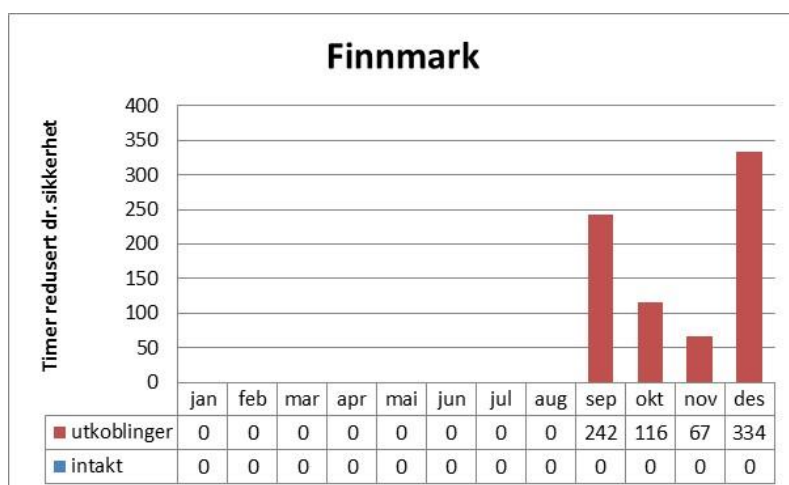


Finnmark

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 måles 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 2015. I 2014 ble det registrert 274 timer, men målt mot en lavere grense.

I tillegg er det registrert 759 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er litt lavere enn i 2014.



Planlagte driftsstanser i dette området legges normalt til sommerhalvåret da det normalt er effektoverskudd og bedre driftssikkerhet. I 2015 var det mye utkoblinger hele året, men det var først i perioden september-desember at dette påvirket driftssikkerheten i form av underskudd på radialforbindelsen.

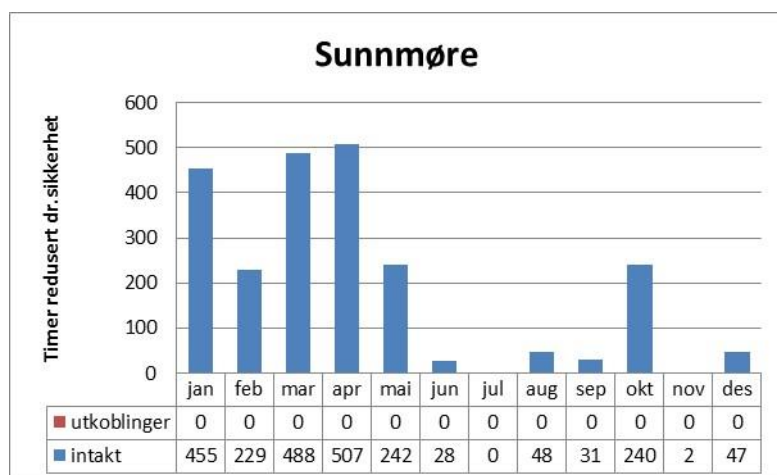
Midt-Norge og Sunnmøre

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.

Én radiell 420 kV linje 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 defineres ved effektflyt fra Viklandet mot Ørskog større enn 30 MW.

Figuren under viser at det i 2317 timer ikke har vært tilfredsstillende driftssikkerhet selv med intakt 420 kV nett. Dette er ca ¼ av årets timer, men en god del lavere enn i 2014.



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 nettførsterkning til områdene.

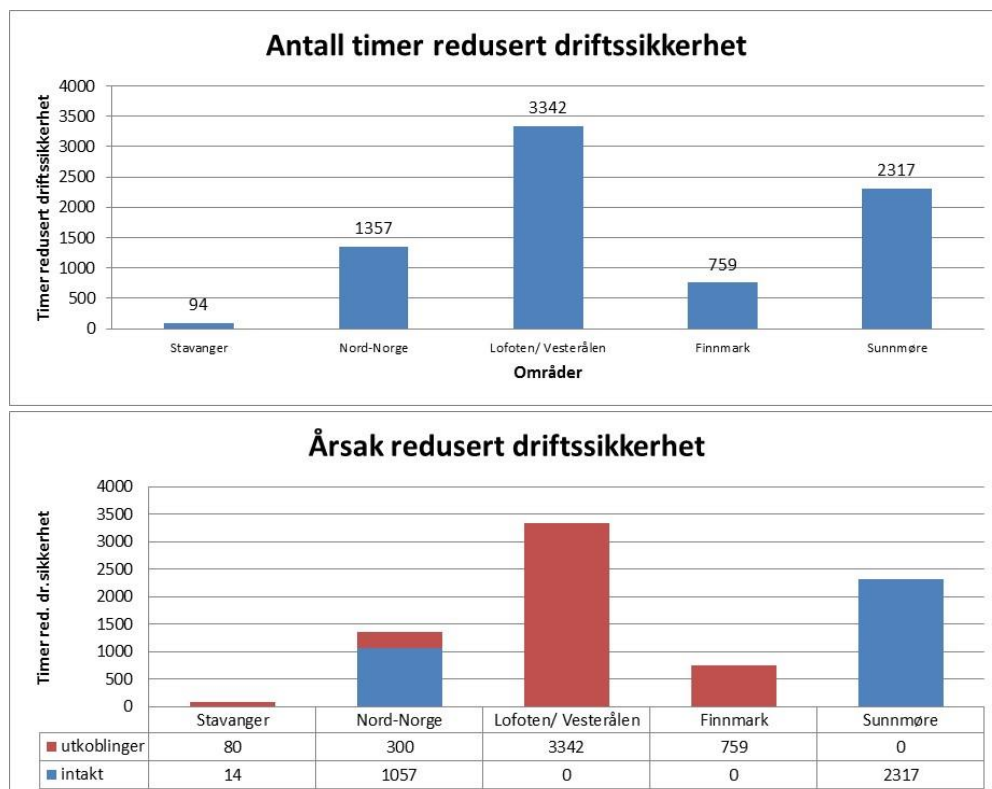
Registreringer for 2015:

- Registreringene for Nord-Norge (nord for Ofoten) har litt færre timer med redusert driftssikkerhet. Dette gjelder med intakt nett mens det var litt økning pga utkoblede anleggsdeler.
- Områdene Finnmark og Lofoten/Vesterålen/Harstad har 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 medført økning i timer med N-0 drift pga. utkoblede ledninger.
- Stavanger har hatt reduksjon i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett de siste årene: fra 45 timer i 2014 til 15 timer i 2015.
- Sunnmøre hadde redusert antall timer med N-0 drift i 2015 sammenlignet med tidligere år. Antall timer var likevel svært høyt, ca 25% av tiden. I dette området forventes det relativt kort

gjenopprettingstid etter en eventuell feil i nettet. Forholdet forbedres betraktelig med idriftsettelse av Ørskog-Sogndal i løpet av 2016.

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.



11.4 Større nasjonale driftsforstyrrelser og andre forhold

- Ekstremværet Nina 10. januar førte til mange utfall i sentralnettet. Et titalls linjer var ute en eller flere ganger, men de fleste av linjene kom inn etter kort tid. Ingen av utfallene i sentralnettet fikk konsekvenser for ordinært forbruk, men tusenvis var strømløse som følge av feil på underliggende nett.
- Utfall av Fortun-Leirdøla 12. januar medførte separatdrift i indre Sogn. Det var ca. 50 MW underskudd på linjen før utfall og Ca. 120 MW last falt planmessig ut hos Hydro Årdal på underfrekvensvern. Linjen kom inn 15. januar.
- Uvær 29. januar gav total mørklegging nord for Narvik etter en kombinasjon av flere linjeutfall, bl.a. Ofoten-Kvandal, og feil på vern i Kvandal. Alt forbruk var innkoblet etter ca. 4,5 timer.
- Ekstremværet Ole rammet Midt- og Nord-Norge lørdag 7. februar og førte til flere utfall i 420kV og 132kV-nettet. Blant annet ble Lofoten mørklagt som følge av utfall i 132kV-nettet. De fleste var imidlertid uten strøm som følge av feil på underliggende nett og enkelte forbrukere fikk ikke strømmen tilbake før påfølgende mandag.
- Mastehavari på 132 kV Skjomen-Ballangen 10. februar som følge av snøras, medførte anstrengt drift i området. Linjen kom inn 24. februar etter reparasjon.

- Feil i Mosjøen stasjon 11. februar medførte utfall av hele stasjonen. Ca. 10 000 innbyggere strømløse, samt industriforbruk på Alcoa. Forbruket tilbake etter ca. 1 time.
- 8. april oppstod det en brann i Hasle transformatorstasjon i Østfold. Ingen personer ble skadet som følge av brannen, og forbrukerne i området hadde strømforsyning som normalt. Overføringskapasiteten mot Sverige ble sterkt redusert da brannen gjorde deler av stasjonen utilgjengelig og det var fare for ytterligere utkoblinger. Det var normal kapasitet fra 15. april.
- 14. mai oppsto skogbrann i Birkenes kommune. Det ble da nødvendig å koble ut Brokke-Kristiansand, Arendal-Kristiansand og Lund-Senumstad i forbindelse med slukningsarbeidet. Dette gav ensidig forsyning inn til Arendal og Kristiansand, samt kraftig redusert overføringskapasitet på Skagerakforbindelsen. Linjene kunne kobles neste dag.
- Flere tusen kunder var strømløse 1. juni i Eidsivas nettområde grunnet vind og trefall. Alle feil ble rettet i løpet av dagen og kvelden.
- Utfall av flere linjer i Sunnhordaland kvelden 2. juni grunnet lynaktivitet. Ca. 40 000 kunder strømløse i tillegg til industriforbruket på Håvik og Husnes. Alt forbruk innkoblet etter ca. 3 timer.
- Utfall av 132 kV Skjomen-Narvik mandag 21. september pga. uhell under helikopterflyving. I forbindelse med geologiske undersøkelser heftet en målesonde fra et helikopter seg fast i linjen. Sammen med de øvrige utkoblingene i området medførte dette en ytterligere redusert driftssikkerhet. Linjen kom inn torsdag 24. september.
- Utfall av 132kV Kanstadbotn-Hinnøy tirsdag 29. september pga. mastehavari. På grunn av annet arbeid i området medførte dette ensidig forsyning til Lofoten/Vesterålen. Linjen ble koblet inn mandag 5. oktober.
- Feil i Smestad stasjon 18. november i forbindelse med vedlikeholdsarbeid. Feilen medførte utfall av alle 300kV avganger og forsyningsavbrudd for forbruk i Bærum og Oslo vest, totalt ca. 485 MW. Det meste av forbruket kunne raskt legges inn gjennom omkoblinger i underliggende nett
- Deler av Stavangerområdet var kortvarig uten strømforsyning 1. desember grunnet utfall av Lyse T2, ca. 300MW. Området var ensidig forsynt pga. revisjonsarbeid på Feda-ÅnaSira. Forsyningen ble raskt gjenopprettet etter omkoblinger i nettet og arbeidet på Feda-Åna-Sira ble avbrutt.
- Utfall av Nedre Røssåga-Ajaure 6. desember grunnet mastehavari. Medførte redusert eksportkapasitet fra NO4 inntil linjen ble koblet inn 14. desember.

11.5 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 95,35 % for perioden 1976 – 2015. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2015.

Skagerrak 3: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 86,79 % for perioden 1993 – 2015.

Skagerrak 4: Ute for feil to dager i desember grunnet feil på en transformator i Tjele. Ellers kun utilgjengelig noen fåtall timer grunnet kortvarige forstyrrelser.

NorNed: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 87,11 % for perioden 2008 - 2015. Utetid pga. feil har kun vært et fåtall timer i løpet av 2015.

	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

Tabell 17: Årlig tilgjengelighet på kabelforbindelsene til utlandet[%].

12 Endringer i praktisering av systemansvaret

12.1 Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2015

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 2015 ble veilederen endret for følgende bestemmelser (med kort beskrivelse av det vesentlige ved endringen):

Gjeldende fra 1. september 2015:

- § 8 femte ledd (endring for å samsvare med nye krav til kvartersplaner; samt et tillegg om innføringen av ordningen *Produksjonsglatting*)
- § 8 syvende ledd (synliggjøring av sammenhengen mellom produksjonsflytting og krav om kvartersplaner /produksjonsglatting)

Gjeldende fra 18. juni 2015:

- § 14a (presisering av at *Fosweb* benyttes ved innrapportering)

Gjeldende fra 28. mai 2015:

- § 12 femte ledd (presisering av begrepet driftsforstyrrelse)

Gjeldende fra 8. mai 2015:

- § 21 tredje ledd (justering for bedret regelverk-samsvar)

Gjeldende fra 12. mars 2015:

- § 7 tredje ledd (oppdatert begrepsbruk - TUF)
- § 8 tredje ledd (klargjørende endringer, samt mindre strukturelle tilpasninger)
- § 8 åttende ledd (begrepet *balanseansvarlig aktør* til erstatning for produsent)
- § 9 første ledd (mindre tilpasning ved henvisning til dokument)
- § 12 fjerde ledd (ny praktisering som gir objektive kriterier for konsesjonær-utvelgelse)
- § 12 femte ledd (om melding av pris og kvantum ved mulige situasjoner etter mørklegging)

I tillegg til ovenstående kommer ulike rettinger av administrativ karakter. Fra 2016 vil berørte aktører informeres ved endringer i eksisterende praksis eller innføring av ny praksis. Før endring trer i kraft skal planlagte endringer oversendes NVE sammen med eventuelle kommentarer fra aktørene. Dette i henhold til konsesjon fra NVE gjeldende fra 1. januar 2016.

13 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

13.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Bestemmelse	Beskrivelse	Antall ikke-systemkritiske vedtak
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	117
§ 12 første ledd	Planer for å gjenopprette normal drift	1
§ 13 første ledd	Planer for manuell utkobling av forbruk	0
§ 14	Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg	104
§ 17	Planlagte driftsstanser	7230
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 19	Jordstrømskompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og releplanlegging	0
§ 21 første ledd	Systemvern	22
§ 27	Betaling for systemtjenester	70
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	13

Tabell 18: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.

Påklagede saker i 2015:

- 15/00393-6 - Klage på fos § 14 vedtak om idriftsettelse av Oldereid kraftverk (27.04.2015)
- 15/01282-2 - Klage på vedtak - Fos§ 21 - Installasjon og drift av systemvern - BFK på Eni Goliat (24.08.2015)

13.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

FoS §	Antall vedtak i 2015	Kommentar
§ 5 første og annet ledd	2	Endring av grensen NO3-NO1 og NO3-NO5 fra 7.mars 2016.
§ 5 tredje ledd	9254	Antall spesialreguleringer. Bud som er aktivert over flere timer blir regnet som en regulering.
§ 6	210 226	Økningen skyldes innføring av NO1A.
§ 7 annet ledd	Et dokument pr uke med grenser under aktuelle utkoblinger.	
§ 8	7732 flyttinger. 97 vedtak om produksjonstilpasning.	
§ 9 første punktum	1	Vedtak om endret krav til maksimal statikkinnstilling 5.5-31.8.
§ 11	0	
	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: 10-20	Anslag
§ 12 annet til femte ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering:10-20 Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 8 Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: ca. 8	Anslag
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsforstyrrelser: 10	
§ 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.	
§17 tredje og fjerde ledd	Ikke planlagte driftsstanser: 1088 Omprioriteringer: 104	
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 2955	

Tabell 19: Systemkritiske vedtak i 2015.