

Halvårsrapport fra Landssentralen

1/2017

The bottom right corner of the page features a decorative graphic consisting of four parallel diagonal lines. Two lines are white and two are orange, creating a sense of movement and modern design.

Innhold

1	Sammendrag fra driften	3
2	Energisituasjonen	4
3	Handelsgrenser og flaskehalshåndtering	5
3.1	Elspotområder	5
3.2	Handelsgrenser	5
3.3	Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet	6
3.4	Spesialregulering	7
3.5	Effektkraft	9
4	Forsyningssikkerhet	10
5	Frekvenskvalitet	11
6	Spenningskvalitet	12
7	System- og balansetjenester	13
7.1	Primærreserver	13
7.2	Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)	14
7.3	Tertiærreserver(RKOM)	15
7.4	Kvartersflytting av produksjon	16
7.5	Produksjonsglatting	16
7.6	Energiopsjoner i forbruk	17
8	Annet	17
8.1	Systemtjenester Skagerrak HVDC	17
8.2	Utkopling av fleksibelt forbruk	17
8.3	Produksjonstilpasning	17
9	Versjonslogg	19

Halvårsrapporten fra Landsentralen presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften.

For begreper, definisjoner og informasjon tilknyttet de ulike temaene, se <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/>



Tom Tellefsen

Direktør Systemdrift og markedsoperasjoner

1 Sammendrag fra driften

Det har vært mange driftsstanser, spesielt i siste halvdel av perioden. Mange av disse har medført reduserte handlingskapasiteter, spesialregulering og redusert driftssikkerhet. Blant annet har spenningsoppgraderingen i Midt-Norge redusert kapasiteten ut av NO4 og gitt generelt lavpris i NO4. De første delstrekningene av oppgraderingen er nå ferdigstilt, med 420kV mellom Ogdal og Klæbu. På Sørlandet er det også høy aktivitet, med spenningsoppgradering og ombygging i forbindelse med nye kabelforbindelser. Dette gir tidvis redusert forsyningssikkerhet til Stavanger, samt redusert kapasitet mot Danmark og Nederland.

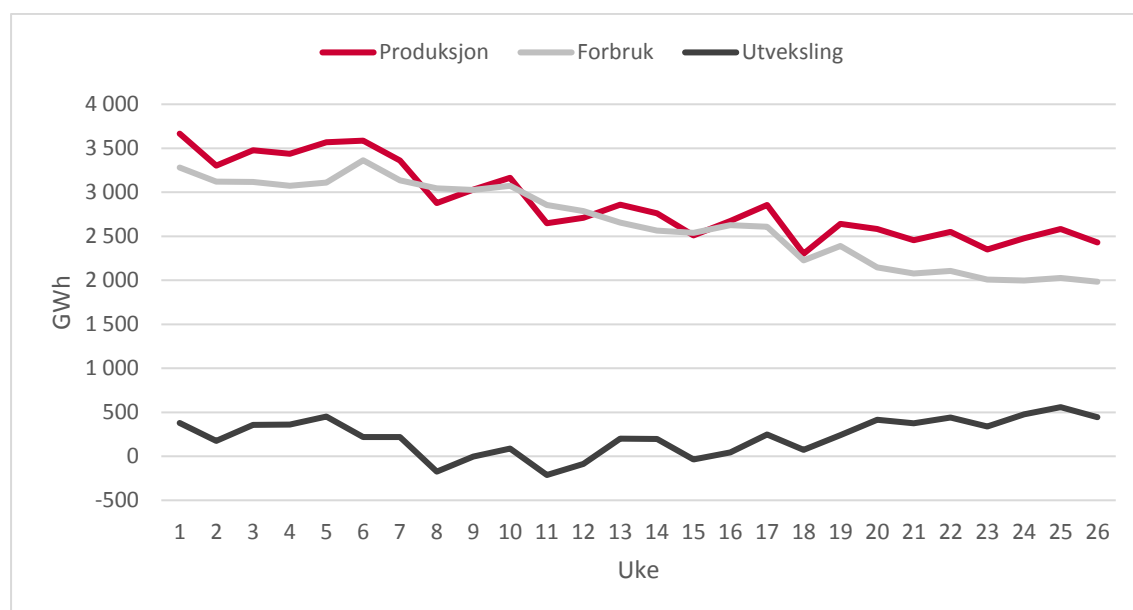
Av større driftsforstyrrelser har det blant annet vært to tilfeller med langvarig redusert forsyningssikkerhet. Feil på en transformator i Frogner reduserte forsyningssikkerheten til deler av Akershus i vinter. I Troms forårsaket et ras mastehavari på 132kV Hungern-Ullsfjord (Troms kraft), og linjen var utilgjengelig fra midten av april til midten av mai. Dette reduserte forsyningssikkerheten til Tromsø, nordlige deler av Troms og Finnmark. Det største forsyningsavbruddet i løpet av 1. halvår kom 15. juni som følge av brann i Mosjøen transformatorstasjon (Helgelandskraft). Dette medførte ca. 2 timers avbrudd for aluminiumsproduksjon og alminnelig forbruk på Mosjøen.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
1.halvår[TWH]	74,6	78,7	68,8	70,0	5,7	8,7
2.halvår[TWH]		70,1		62,3		7,7
Sum		148,8		132,3		16,4

Tabell 1: Samlet norsk produksjon, forbruk og utveksling.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.
1. halvår[MWh]	26 353	8 213	23 246	9 986	5 058	-4 335
2. halvår[MWh]						

Tabell 2: Maks. og min. timesverdier for produksjon, forbruk og utveksling.

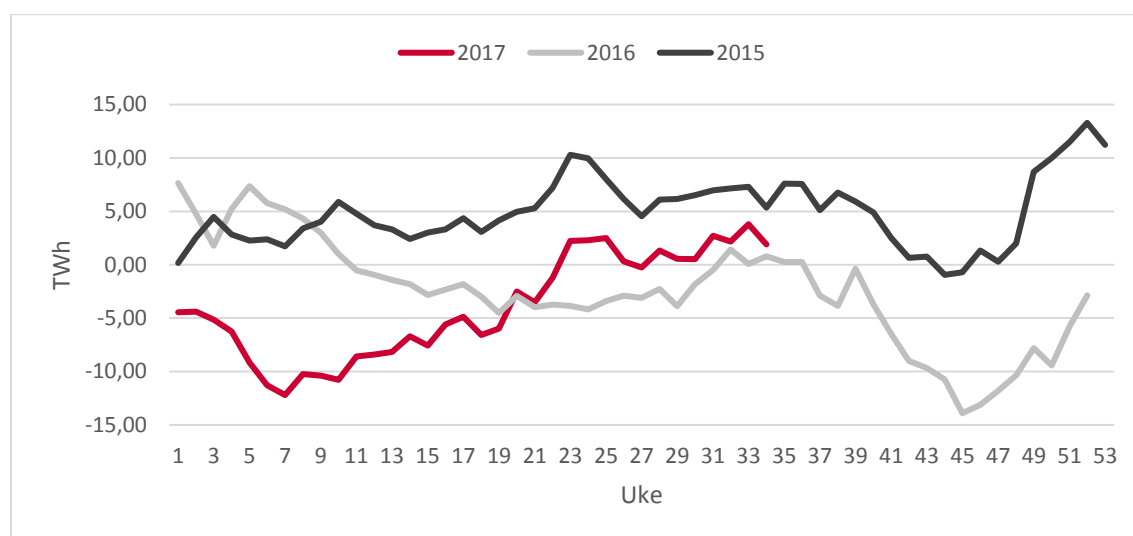


Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

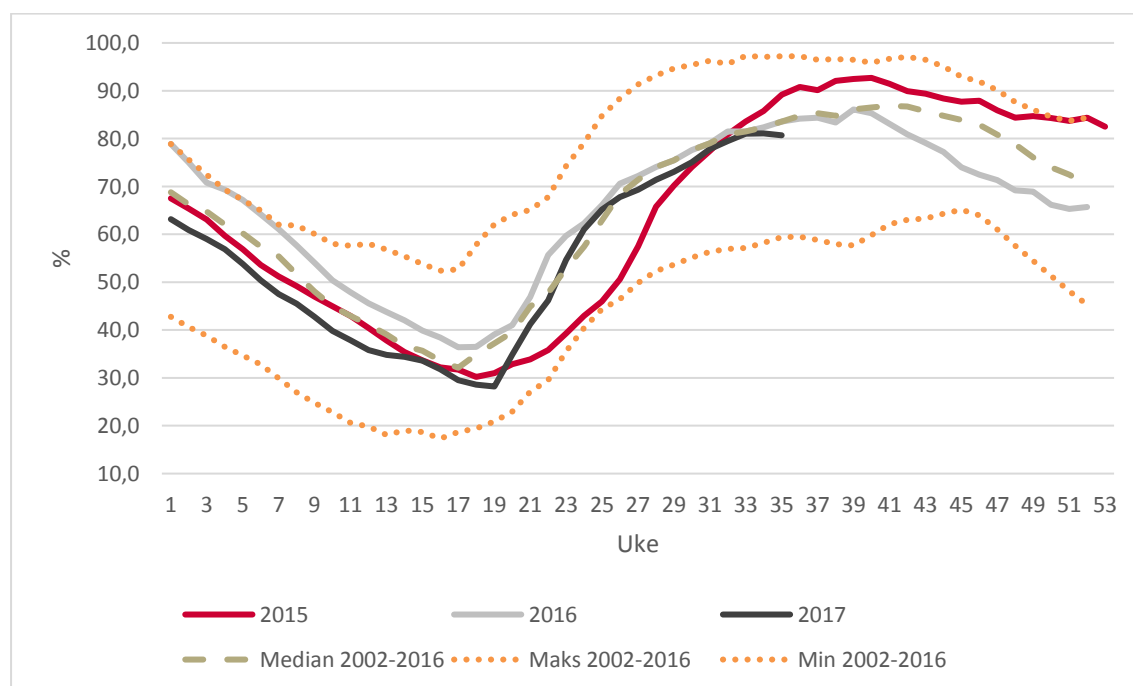
2 Energisituasjonen

Kraftsituasjonen har vært god i store deler av landet gjennom hele 1. halvår 2017. Grunnet lav magasinfylling, lite tilsig og høyt forbruk i området nord for Ofoten, informerte Statnett den 11. mai om at situasjonen ble vurdert som stram i dette området. Dette innebar begrenset fleksibilitet i kraftsystemet, og at en lang periode med lite tilsig eller langvarige feil på overførings- og produksjonsanlegg ville kunne gi driftsmessige utfordringer. Temperaturene i Troms og Finnmark holdt seg under det normale helt frem til midten av uke 23. Fra 9. juni har Statnett vurdert situasjonen i området nord for Ofoten som normal.

1. halvår 2017 har vært mildere enn normalt i landet sett under ett. Det har kommet ca. 5 TWh mer nedbør enn normalt i perioden. Ved inngangen til 1. halvår var magasinfyllingen 65,7 prosent, 4,9 prosentpoeng under medianen (fra måleserien 1990-2015). Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 67,8 prosent, 0,6 prosentpoeng under medianen. Den hydrologiske balansen viste et underskudd i forhold til normalen på ca. 3 TWh ved inngangen til 2017, mens den viste et overskudd på ca. 1 TWh ved utgangen av halvåret.



Figur 2: Hydrologisk balanse i Norge (Kilde: NVE og Syspower).



Figur 3: Magasinfylling i Norge (Kilde: NVE).

3 Handelsgrenser og flaskehalshåndtering

3.1 Elspotområder

Det har ikke vært endringer i elspotområdene eller grensene i denne perioden.

Kapasiteten fra NO1 til NO5 ble økt 20. juni, fra 300 til 500 MW.

3.2 Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for første halvår var 70% av maksimal handelskapasitet for både eksport og import.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: Redusert i januar og februar pga. feil på systemvern. Redusert i juni pga. planlagte driftsstanser på Sørlandet og driftsforstyrrelser på kabelen.
- *NO2-DK1*: Jevnlige redusert fra februar grunnet planlagte utkoblinger av forbindelsen og utkoblinger på Sørlandet.
- *NO1-SE3*: Redusert pga. redusert kapasitet på Sylling-Tegneby ifm. kabelfeilen i juni 2016. Sylling-Tegneby var planlagt utkoblet fra mai ifm. installasjon av ny kabel. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige(Vestkystsnittet).
- *NO2-NO1*: Redusert pga. utkobling av Sylling-Tegneby.
- *NO5-NO1*: Redusert pga. utkobling av Sylling-Tegneby.
- *NO2-NO5*: Redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO3-SE2*: Mange planlagte utkoblinger ifm. spenningsoppgraderingen i Midt-Norge har redusert importkapasiteten. I tillegg var Nea-Klæbu utkoblet i april.
- *NO4-NO3*: Mange planlagte utkoblinger ifm. spenningsoppgraderingen i Midt-Norge.
- *NO4-SE1*: Mange planlagte utkoblinger ifm. spenningsoppgraderingen i Midt-Norge.
- *NO4-SE2*: Mange planlagte utkoblinger ifm. spenningsoppgraderingen i Midt-Norge.
- *NO1A-NO1*: Redusert pga. utkobling av Sylling-Tegneby.
- *NO5-NO3*: Redusert innenfor normalt variasjonsområde. Planlagt driftsstans på Viklandet-Ørskog i mai/juni.

Handels-korridor	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel med maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennom-snitt i perioden	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kapasitet i markedet
NO1-SE3	2145	0 %	52 %	40 %	28 %
NO3-SE2	600	88 %	94 %	37 %	19 %
NO4-SE2	250	0 %	48 %	88 %	78 %
NO4-SE1	700	0 %	54 %	90 %	84 %
NO2-DK1	1532	50 %	83 %	41 %	28 %
NO2-NL	723	66 %	88 %	82 %	76 %
NO2-NO1	3500	0 %	64 %	44 %	7 %
NO2-NO5	500	0 %	46 %	7 %	5 %
NO5-NO1	3900	0 %	41 %	41 %	17 %
NO5-NO3	500	0 %	35 %	0 %	3 %
NO4-NO3	1000	0 %	55 %	92 %	80 %
NO1A-NO1	6850	0 %	63 %	63 %	5 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, eksport¹.

¹ NO1-NO3 er utelatt fordi flyten her blir prognosert av systemansvarlig.

Handels-korridor	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel med maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt i perioden	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kapasitet i markedet
SE3-NO1	2 095	17 %	68 %	20 %	17 %
SE2-NO3	1 000	33 %	69 %	16 %	11 %
SE2-NO4	300	0 %	49 %	4 %	3 %
SE1-NO4	600	0 %	51 %	2 %	3 %
DK1-NO2	1 532	59 %	84 %	24 %	15 %
NL-NO2	723	98 %	99 %	2 %	1 %
NO1-NO2	2 200	0 %	77 %	4 %	0 %
NO5-NO2	600	8 %	67 %	37 %	27 %
NO1-NO5	300	56 %	56 %	0 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	28 %	0 %	11 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	0 %	3 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	2 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, import¹.

3.3 Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

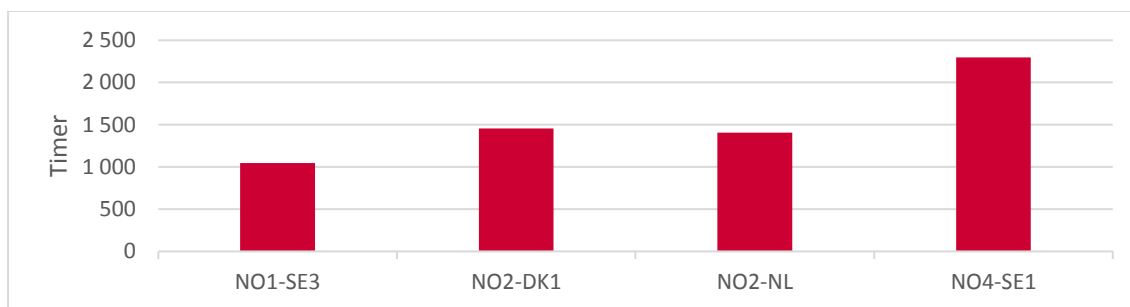
Tabell 5 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene² knyttet til bortfall av overføringskapasitet. Ved bortfall av overføringskapasitet menes her redusert kapasitet som følge av feil eller driftsstanser på norsk eller utenlandsk side. De største kostnadene dette halvåret skyldes redusert eksportkapasitet som følge av feil på Sylling-Tegneby, spenningsoppgradering i Midt-Norge, planlagte driftsstanser på Skagerak. I tillegg var eksportkapasiteten på NorNed redusert i vinter pga. feil på systemvernet tilknyttet kabelen.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017
NO1 – SE3	Driftsstans	73	112	126	250	303	97	96	33
	Feil/utfall	0	0	0	5	0	12	164	34
NO3 – SE2	Driftsstans	14	3	3	10	1	10	9	9
	Feil/utfall	0	2	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Driftsstans	14	11	13	11	5	40	133	54
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	2	0	3
NO4 – SE2 ³	Driftsstans			4	4	2	15	65	23
	Feil/utfall			0	0	0	1	0	1
NO2 – DK1	Driftsstans	20	16	95	96	90	170	55	51
	Feil/utfall	3	5	0	0	0	7	0	5
NO2 – NL	Driftsstans	8	12	47	55	34	71	40	47
	Feil/utfall	168	38	1	147	3	0	4	4
NO1 – NO2	Driftsstans	1	0	10	6	3	2	6	2
	Feil/utfall	0	0	8	9	5	4	41	27
NO1 – NO5	Driftsstans	1	6	1	0	4	6	3	2
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	4	87	14
NO2 – NO5	Driftsstans	0	17	4	0	0	0	1	0
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	9	2	9	6	3	28	165	71
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	1	0	2
NO5 – NO3	Driftsstans								7
	Feil/utfall								0
Sum driftsstans		140	179	312	438	445	439	573	299
Sum feil/utfall		171	45	9	161	8	31	296	90
Sum totalt		311	224	321	599	453	470	869	389

Tabell 5: Markedskostnader ved bortfall av overføringskapasitet(MNOK).

² Dette gjøres som en forenklet beregning: Kapasitetsreduksjon * prisforskjell (mellom områdene).

³ Til og med 2011 ble NO4-SE1 og NO4-SE2 rapportert som én forbindelse.



Figur 4: Antall timer flaskehals ved bortfall av overføringskapasitet for elspotkorridorer 1. halvår.

3.4 Spesialregulering

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017
Intakt nett, overlast	50	75	44	44	38	84	45	58	8
Intakt nett, spenning	8	28	0	2	1	4	2	0	2
Driftsstanser	75	32	57	54	43	159	88	70	24
Feil/utfall	18	5	46	19	20	20	29	8	2
Annet	4	2	1	2	2	3	9	9	1
Sum	154	143	147	121	104	270	173	145	37

Tabell 6: Spesialreguleringskostnader(MNOK) per år fordelt på hovedårsakene.

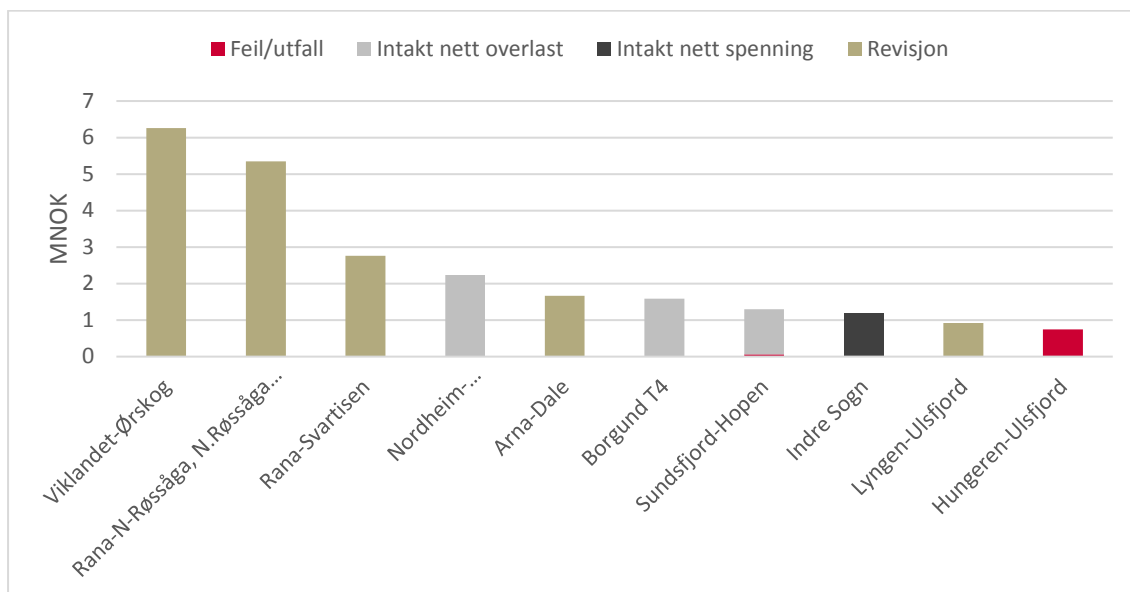
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017
Oppregulering	399	542	381	242	366	804	528	274	50
Nedregulering	791	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	267
Totalt	1 190	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	317

Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år.

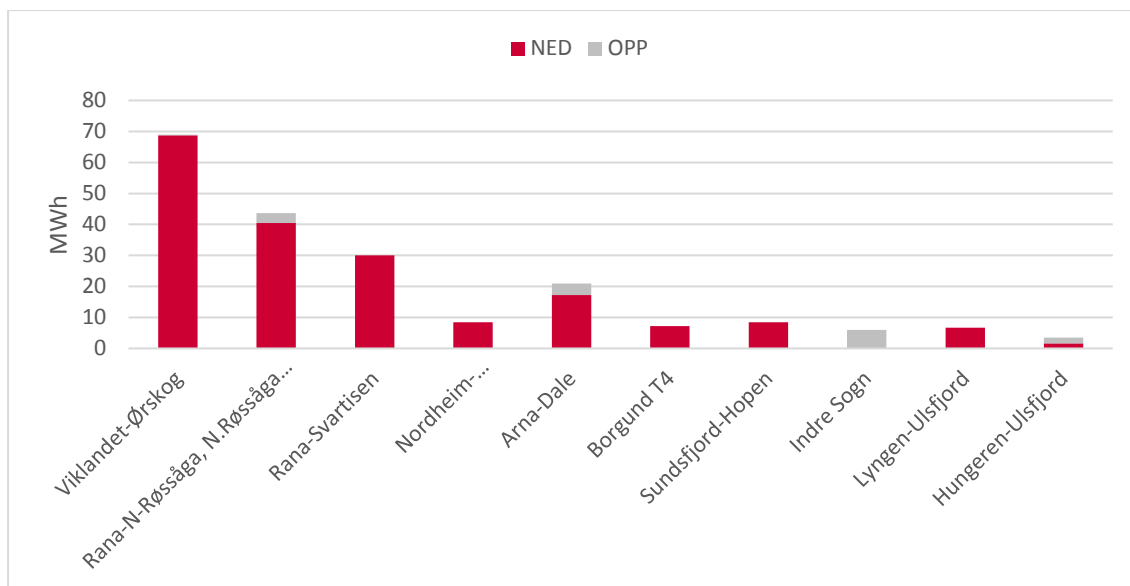
Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevennde spesialreguleringene:

- *Viklandet-Ørskog*: Planlagt driftsstans av Viklandet-Ørskog i siste del av mai og første del av juni. Gav behov for nedregulering i området mellom Modalen og Ørskog pga. flaskehals sørover fra Sogn og Fjordane.
- *Rana-N.Røssåga, N.Røssåga T10 og Eidum-Verdal*: Samtidig planlagt driftsstans fra midten av mars til begynnelsen av april. Gav behov for nedregulering nord for Rana pga. flaskehals fra Norge mot Sverige.
- *Rana-Svartisen*: Planlagt driftsstans i juni. Gav behov for nedregulering nord for Svartisen pga. flaskehals fra Norge mot Sverige.
- *Nordheim-Kristiansund+Trollheim-Ranes-Aura*: Flaskehals ved intakt nett regionalnettet på Nordmøre. Oppstår i perioder med stor samtidig kraftproduksjon på Trollheim og Smøla.
- *Arna-Dale*: Planlagt driftsstans en uke i juni. Gav behov for nedreguleringer pga. flaskehals sørover fra Sogn og Fjordane
- *Borgund T4*: Flaskehals ved intakt nett pga. høg produksjon i 66kV nettet i Lærdal.
- *Sunds fjord-Hopen*: Flaskehals ved intakt nett i regionalnettet i Salten-området. Oppstår i perioder med høy produksjon på Sundsfjord og Glomfjord.
- *Indre Sogn*: Spenningsproblematikk ved intakt nett i Indre Sogn. Oppstår i perioder med lav produksjon og medfører behov for flere innfasede aggregat.

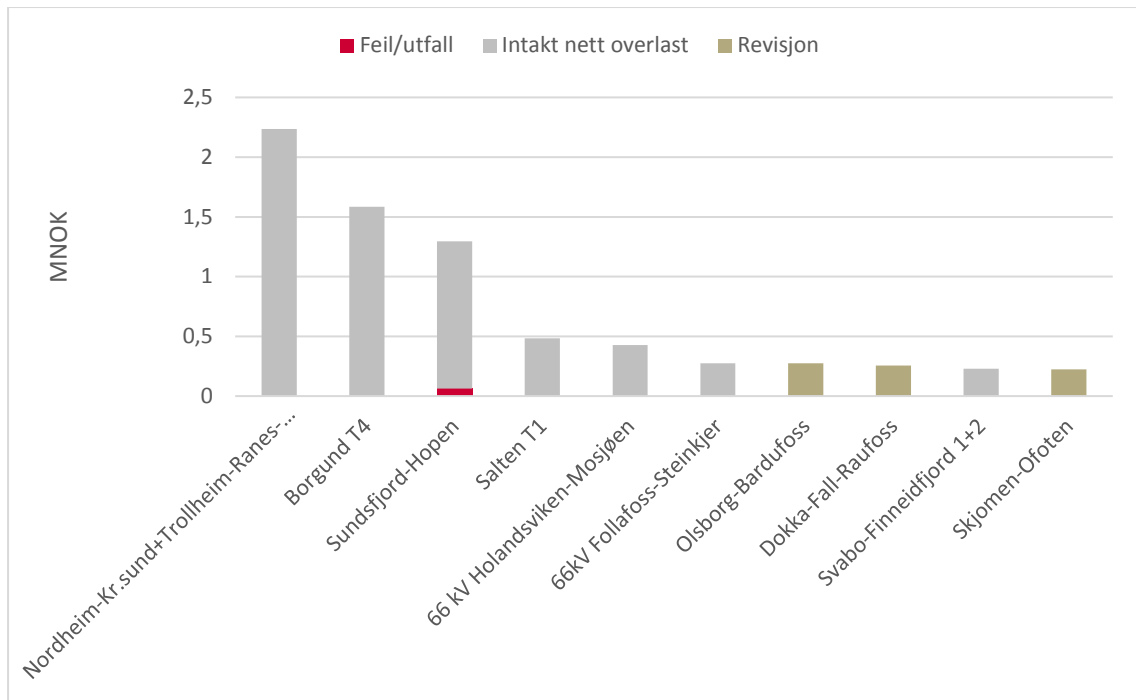
- *Lyngen-Ullsfjord*: Planlagt driftsstans i siste del av juni. Gav flaskehals på gjenværende linjer ut fra Nord-Troms og Finnmark med behov for nedregulering.
- *Hungeren-Ullsfjord*: Mastehavari medførte at linjen var utilgjengelig fra midten av april til midten av mai. Gav flaskehals på gjenværende linjer ut fra Nord-Troms og Finnmark med behov for opp- og nedregulering.



Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer, fordelt på årsak og anleggsdeler.



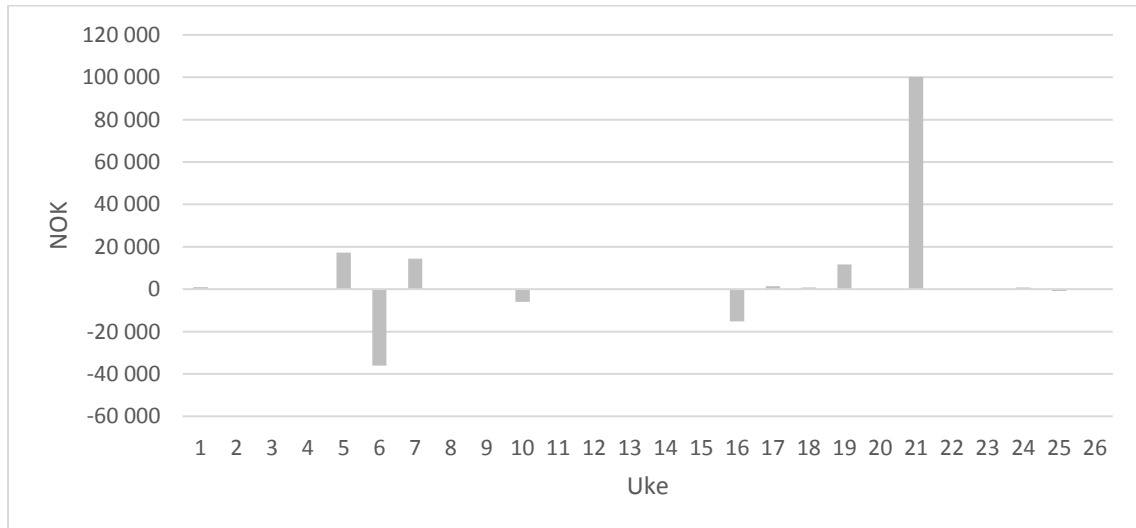
Figur 6: Regulert energi for kostnadskrevende spesialreguleringer.



Figur 7: Kostnadskrevede spesialregulering i regionalnettet.

3.5 Effektkraft

Effektkraft er utveksling av kraft mellom TSO'er for å avhjelpe nettproblemer internt i et land eller ved redusert kapasitet på grenseforbindelse. Det har vært lite effektkraft i denne perioden. Den største kostnaden kom onsdag i uke 21 da Statnett måtte kjøpe tilbake kraft over Skagerrakforbindelsen. Dette var nødvendig fordi Brokke-Kristiansand og Arendal-Kristiansand måtte kobles ut ifm. skogbrann.

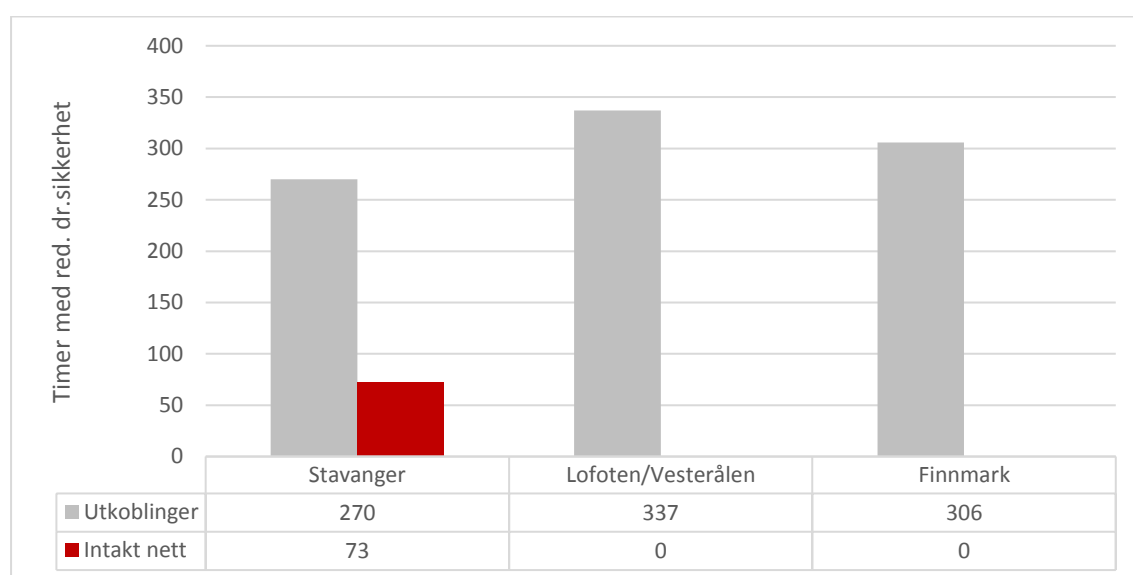


Figur 8: Netto kostnad ved effektkrafthandel mot utlandet.

4 Forsyningssikkerhet

Statnett registrerer antall timer med redusert driftssikkerhet i gitte områder der driften ofte overskrider N-0-kriteriet. Registreringen foregår etter forhåndsdefinerte kriterier og baserer seg på målt effektflyt på ledningene samt registrering av utkoblinger. Registreringen for første halvår 2017 viser nedgang i timer med redusert driftssikkerhet for tre av områdene sammenlignet med tidligere år.

- Stavanger har en mindre økning i timer med redusert driftssikkerhet ift foregående år. Diverse byggeprosjekt har ført til økt n-0 timer i Stavangerområdet.
- Lofoten og Vesterålen og Finnmarks n-0 timer skyldes arbeid med nye overføringer i området.



Figur 9: Antall timer med redusert driftssikkerhet⁴.

Statnett har en driftspolicy som er retningsgivende for hva som tillates av varighet og størrelse på enkeltutfall. Driftspolicyen sier blant annet:

- Ved intakt nett skal et enkeltutfall maksimalt berøre 200MW forbruk og ha varighet på maks. 1 time.
- Ved revisjoner tillates 500MW og varighet opptil 2 timer.

I første halvår 2017 registrerte vi 3 overskridelser av driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger. Dette er mindre enn i samme periode i fjor. Disse varte til sammen i 25 dager, der utkobling av Spanne – Stord varte 17 dager.

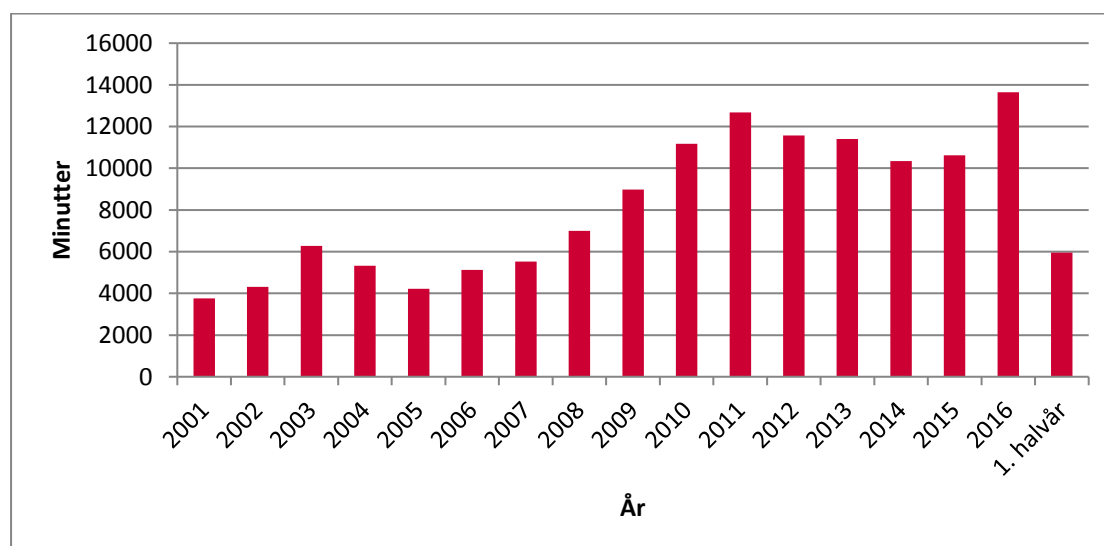
⁴ Sunnmøre er fjernet fra statistikken etter idriftsettelse av Sogndal-Ørskog.

5 Frekvenskvalitet

I Norden er kravet at frekvensen skal være innenfor et bånd på 50,00 +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor båndet blir regnet som avvik. Målet er færre enn 10 000 minutter med frekvensavvik per år.

Generelt skyldes frekvensavvik en eller flere av følgende årsaker:

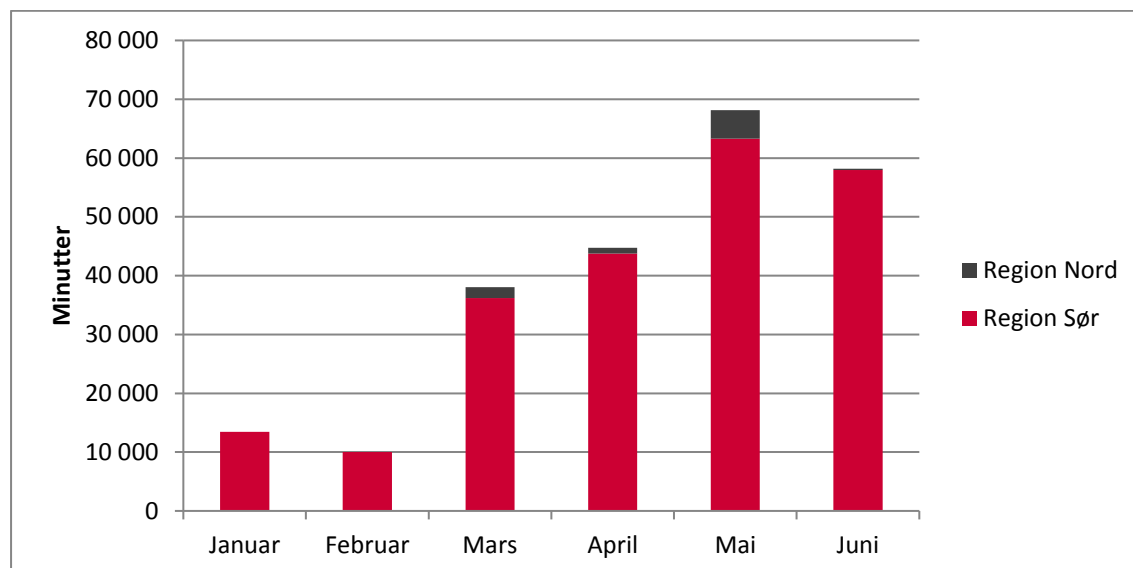
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Feil/avvik i prognoseverktøy for forbruk og/eller produksjon.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.
- Økt overføringskapasitet ut/inn av synkronsystemet gir store endringer i utveksling og produksjon
- Høy utnyttelse av systemet gir flere flaskehalsar og mindre muligheter til å benytte de raskeste reguleringsressursene.



Figur 10: Antall minutter med frekvensavvik.

6 Spenningskvalitet

Figur 10 viser antall minutter med høy spenning, dvs. spenning over 301/421 kV.



Figur 11: Antall minutter med spenningsoverskridelse.

Kulepunkter:

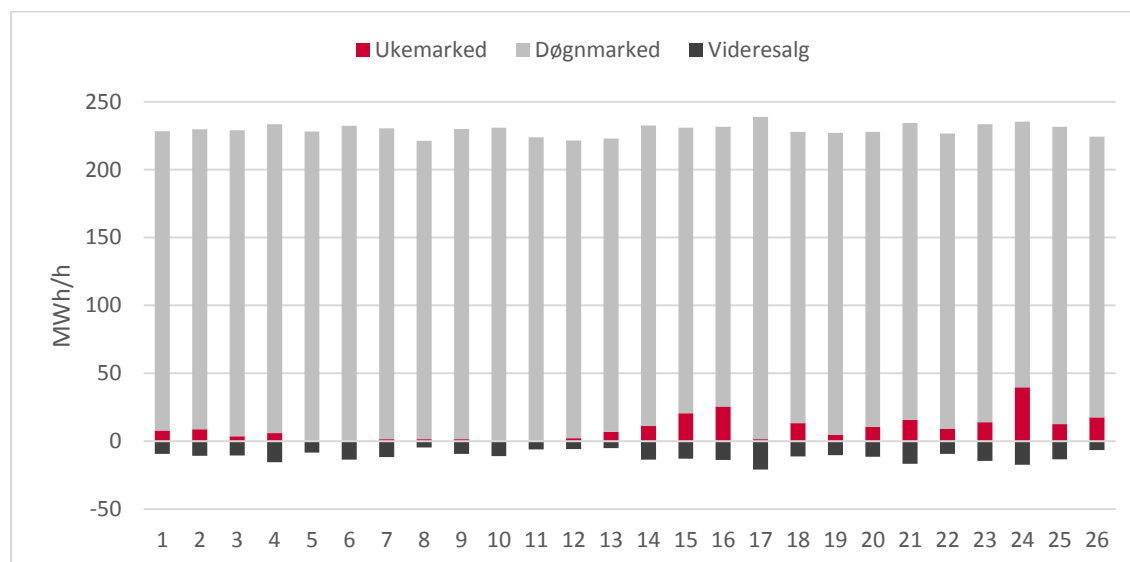
- Borgund ligger på tamp og ved revisjon/stopp av aggregatene i området er det liten mulighet for spenningsregulering.
- Nedre Vinstra (overtatt fra Eidsiva Vannkraft 01.01.17, i forbindelse med 3. elmarkedspakke): revisjon på ledninger ut fra stasjonen, samt lengre revisjon på aggregat pga. ras i tilløpstunnel, har medført utfordringer i spenningsreguleringen.
- Reaktorbrytere:
 - Prosjekt med utskifting av reaktorbrytere til nye kompositt brytere har gitt reduserte muligheter for spenningsregulering. Reaktorbryter i Kristiansand utilgjengelig pga. problemer med gjentening.
- Revisjoner i forbindelse med Vestre korridor har gitt spenningsproblemer i perioder, både pga. utkoblede anleggsdeler og midlertidige koblingsbilder som følge av snittoverskridelser.
- Revisjoner i SKL-ringen har gitt spenningsproblemer i perioder.
- Revisjoner i og rundt Stor-Oslo har medført koblingsbilder som har gitt utfordringer med spenningen.
- Spenningsnitt i Rogaland har gitt problemer med spenningen i området. Snitt 300 Tonstad – Stokkeland + 300 Åna-Sira – Kjelland krever at kondensatorbatteri i Stølaheia ligger innkoblet med last over 500 MW. Stasjonene i området, som tidligere har tilhørt Lyse, ble overtatt 01.01.17. Disse er dermed nye i rapporteringen.

7 System- og balansetjenester

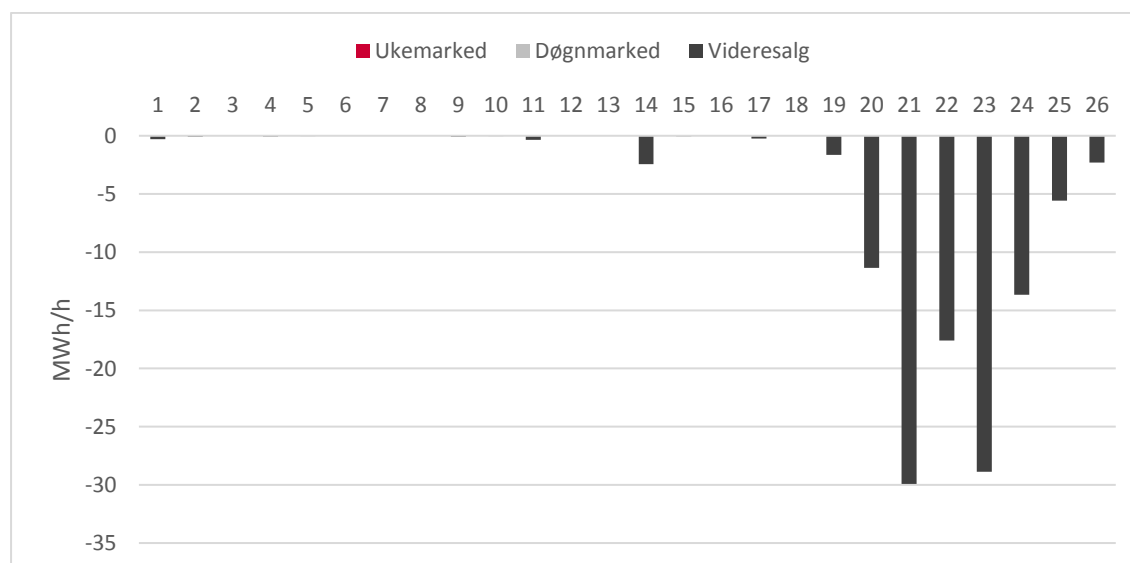
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Primærreserve	201	199	98	135	104	104	85	42
Sekundærreserve	-	-	12	62	20	21	7	4
Tertiærreserve(RKOM)	79	31	65	87	34	46	75	41
Spesialregulering	153	173	124	104	275	173	146	39
Reaktiv effekt	13	7	3	6	6	4	6	3
Produksjonsflytting kvarter	5	10	9	9	5	4	7	5
Produksjonsglattung						6	10	4
Systemvern	4	4	9	13	9	13	11	5
Sum	342	424	320	416	453	365	347	143

Tabell 8: Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester(MNOK).

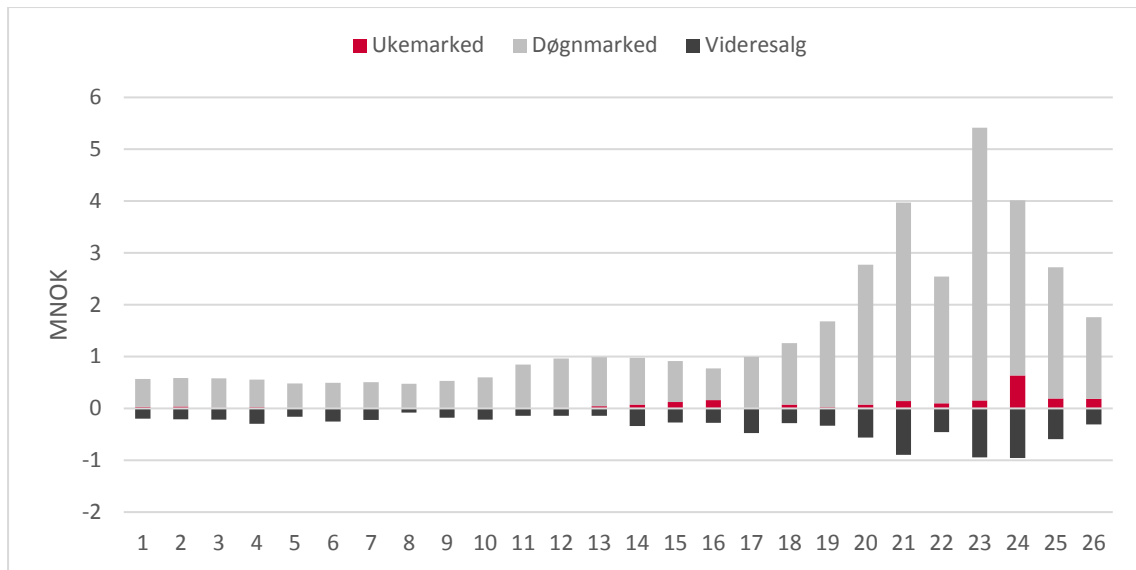
7.1 Primærreserver



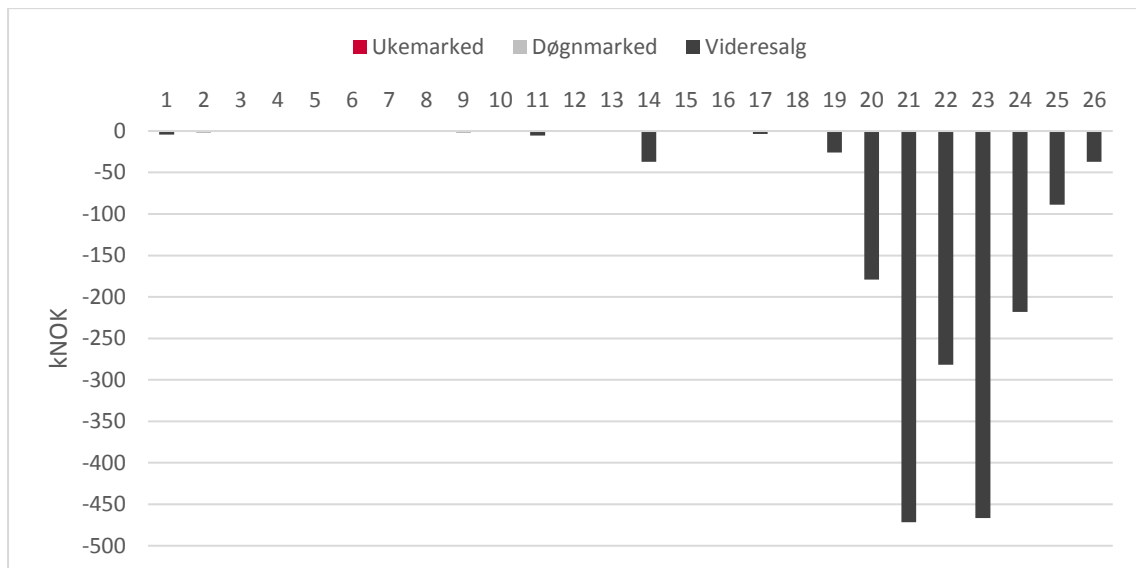
Figur 12: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-N) per uke.



Figur 13: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-D) per uke.



Figur 14: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-N).

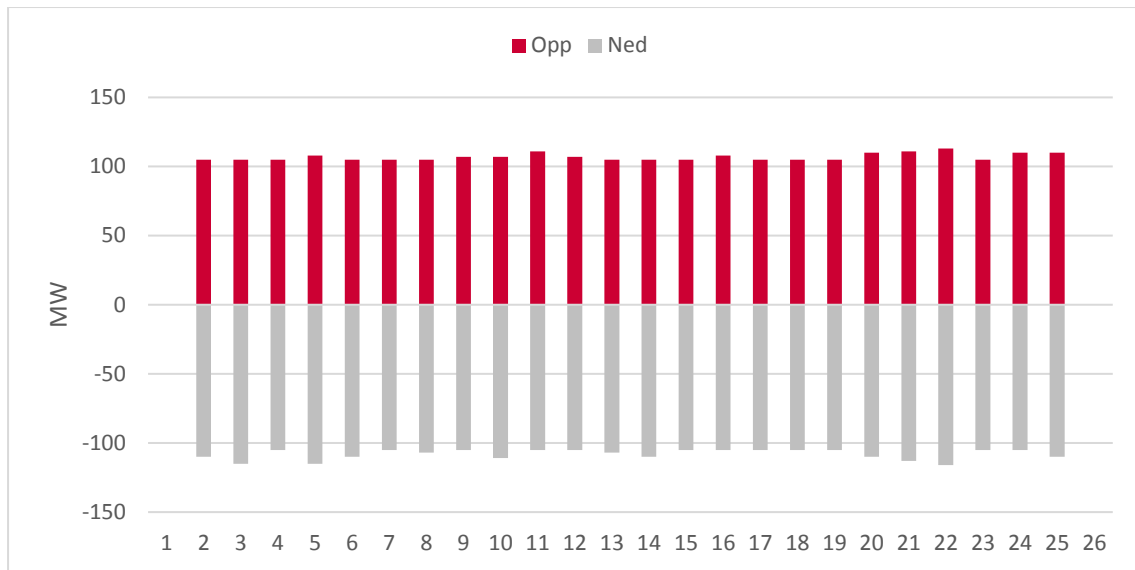


Figur 15: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-D).

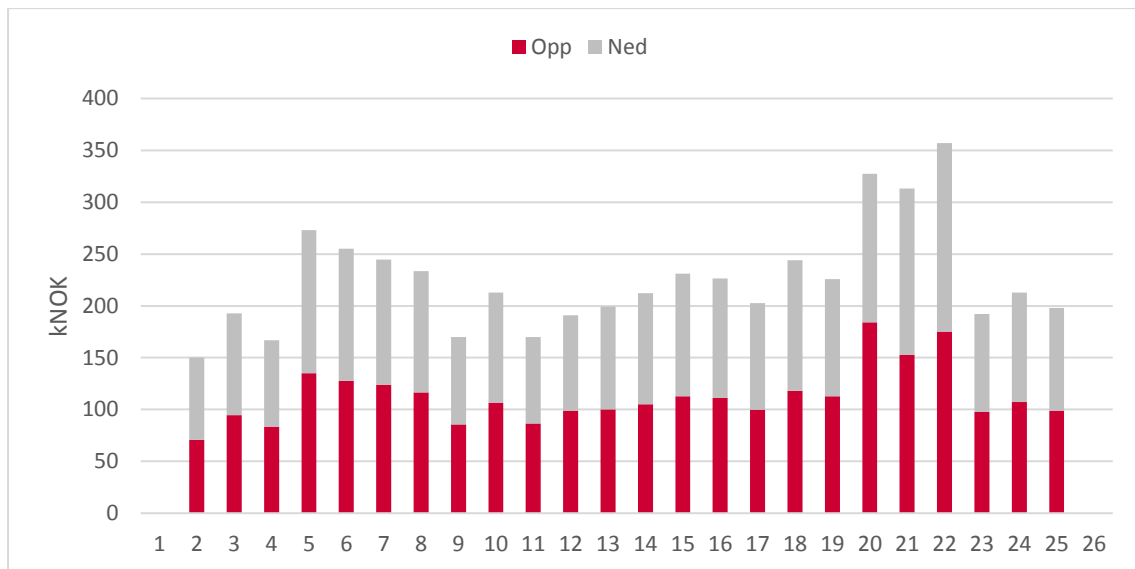
7.2 Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)

I 1. halvår ble det gjort innkjøp av aFRR i følgende timer:

- Uke 2-4: time 6-8.
- Uke 5-8; time 6-8 og time 17-18.
- Uke 9-13: time 6-8 og time 18-19.
- Uke 14-22: time 6-8 og time 23-24.
- Uke 23-25: time 6-8.



Figur 16: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av aFRR per uke.

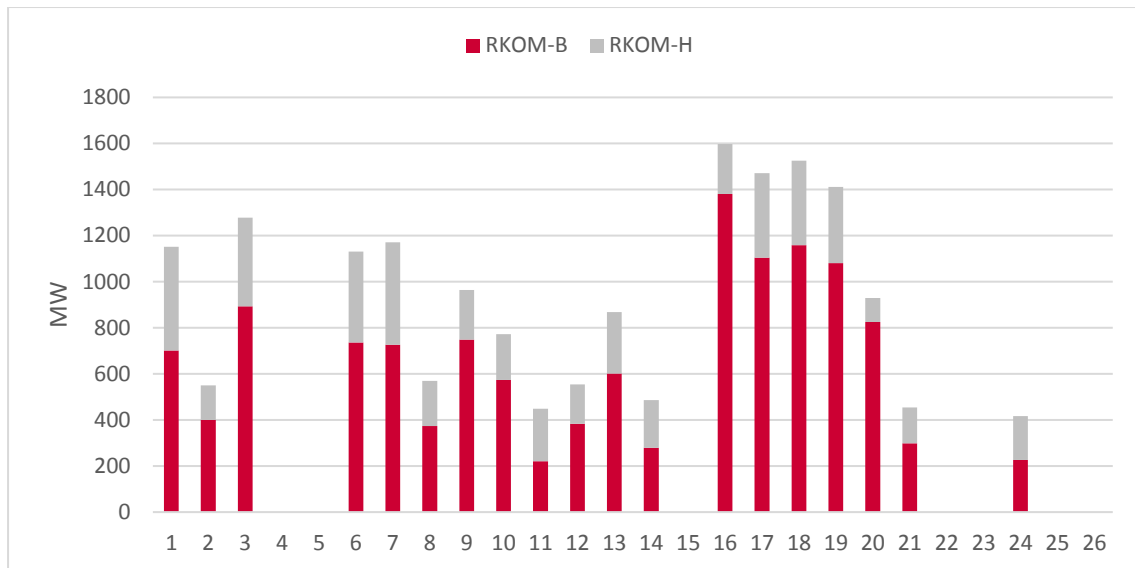


Figur 17: Kostnad per uke for innkjøp av aFRR.

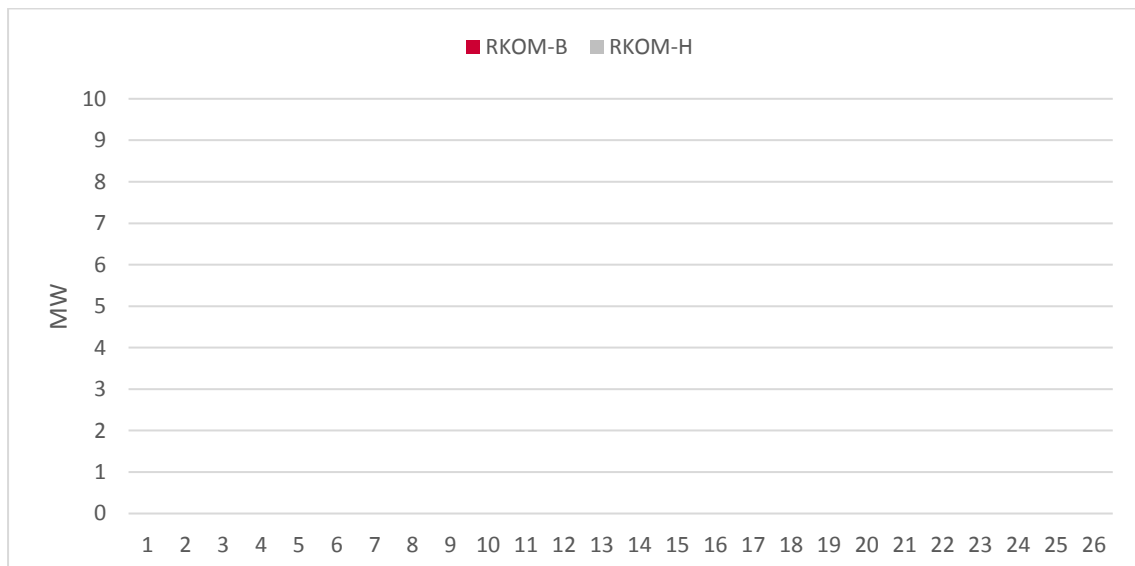
7.3 Tertiærreserver(RKOM)

Sesong	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Effektvolum (MW)	499	634	634	871	749	521	543

Tabell 9: Innkjøpt effektvolum i RKOM sesongmarkedet.



Figur 18: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet - dag.



Figur 19: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet - natt.

7.4 Kvartersflytting av produksjon

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017
Volum (GWh)	181	258	290	233	228	245	221	209	243	142

Tabell 10: Volum av kvartersflytting av produksjon.

7.5 Produksjonsglatting

	2015	2016	1/2017
Volum (GWh)	117	264	156

Tabell 11: Volum produksjonsglatting.

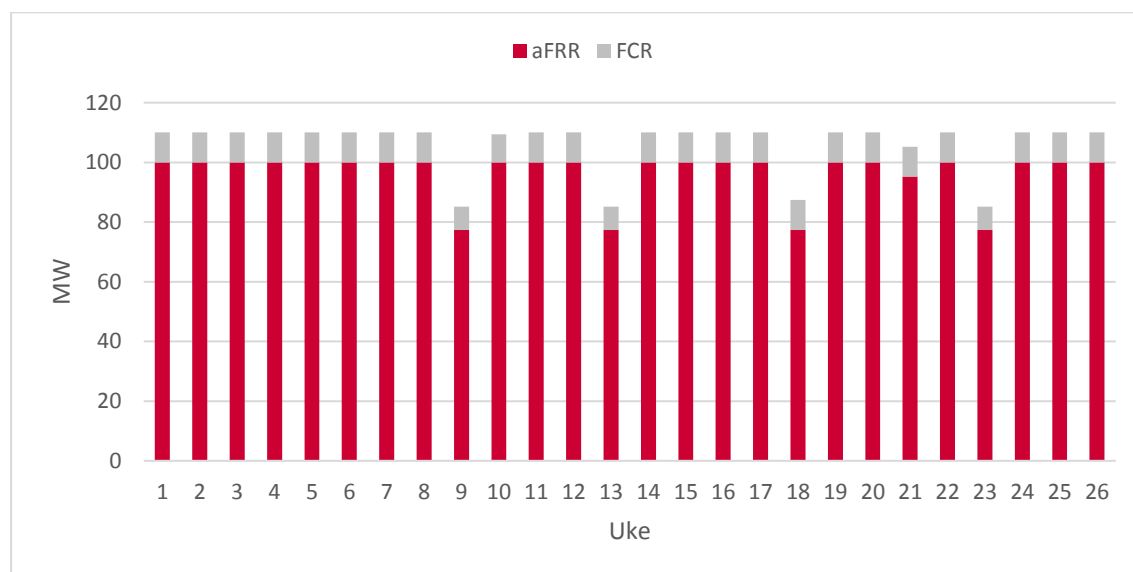
7.6 Energiopsjoner i forbruk

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kostnad (MNOK)	9	19	48	35	30	28	21	5	0
Effektvolum (MW)	129	164	600	532	442	449	392	89	0
Energivolum (GWh)	198	61	1100	500	555	507	418	30	0

Tabell 12: Kostnader og kvantum for kjøpte energiopsjoner fordelt på sesong.

8 Annet

8.1 Systemtjenester Skagerrak HVDC



Figur 20: Gjennomsnittlig kapasitet på systemtjenester til Skagerrakforbindelsen.

8.2 Utkobling av fleksibelt forbruk

Dato	Årsak	Berørt nettområde
Ingen utkoblinger 1. halvår.		

Tabell 13: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

8.3 Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstans/årsak	Berørt område	Berørte stasjonsgrupper
03.01-10.02	Lio T1	Tokke	Tokke
17.01-18.01	Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla Førre
07.02	Tjodan-Lyse	Forsand	Tjodan
13.02-05.04	Harpefos T1	Gudbrandsdalen	Harpefossen
23.02	Maurange T3	Kvinnherad	Folgefonn
02.03	Høgeli-Mjavatn-2	Åmli	Agder-Syd
09.03-10.03	Jostedal-Leirdøla	Luster	Jostedal
09.03	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	Nedre Vinstra
13.03-17.03	Forsand-Jøssang-Dalen	Jørpeland	Jøssang
13.03-29.03	Nedre Røssåga-Rana, Nedre Røssåga T10	Hemnes	Røssåga

15.03	Mauranger RT1 og T3	Kvinnherad	Følgefonn
20.03-03.04	Siso-Lakshola	Sørfold	Siso
20.03-24.03	Jostedal-Leirdøla	Luster	Jostedal
21.03	Voss T3	Voss	BKK
27.03-29.03	Gausbu T1	Tokke	Skafså
27.03-07.04	Kolsvik-Namskogan	Bindal	Kolsvik
27.03-28.04	Svarholtet-Osa	Åmot	Hedmark
28.03	Skree T1	Fyresdal	Skafså
28.03-30.03	Maurange RT1 og T3	Kvinnherad	Følgefonn
28.03-05.04	Skogfoss-Bjørnevattn	Sør-Varanger	Skogfoss
28.03	H. Høyen T1	Høyanger	Høyanger
03.04-07.04	Holla-Hemne	Hemne	Tek
04.04	Tessa-Vågåmo-Dombås-1, Vågåmo-Otta	Ottadalen	Tesseverkene
06.04-19.04	Harpefos T1	Gudbrandsdalen	Harpefossen
16.04	Skjomen-Ballangen	Narvik	Skjomen
18.04-21.04	Matre-Myster	Masfjorden	BKK
18.04-19.04	Granvin-Ulvik	Ulvik	BKK
18.04	Nesflaten-Røldal	Odda	Oksla, Tysso
18.04-19.04	Vågåmo T2	Ottadalen	Tesseverkene
18.04-26.04	Refsdal-Hove-Sogndal	Vik	Vik
18.04-19.04	Fillan A	Hitra	Hitra
19.04-21.04	Røldal-Novle, Åsen-Røldal, Nesflaten-Røldal	Odda	HER, Oksla, Tysso
20.04-29.04	Skjomen-Ofoten	Narvik	Skjomen
20.04-21.04	Balsfjord-Storsteinnes	Dividalen	Dividalen
23.04	Ofoten-Skjomen-Ballangen	Narvik	Skjomen
24.04-28.04	Sunde-Myklebustdalen-Mel	Jølster	Kjøsnesfjorden
25.04-26.04	Kjøllefjord-Futelv	Lebesby	Kjøllefjord
27.04-02.06	Ofoten P1	Narvik	Skjomen
03.05-09.05	Ofoten-Båtsvann	Narvik	Skjomen
08.05-12.05	Evanger-Voss	Voss	BKK
08.05-11.05	Lio T2	Tokke	Tokke
08.05-16.05	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen
19.05	Transport av transformator til Saurdal	Suldal	Ulla Førre
20.05	Transport av transformator til Saurdal	Suldal	Ulla Førre
20.05-21.05	Grytten-GryttenKraftverk	Rauma	Grytten
22.05-23.05	Lio T2	Tokke	Tokke
22.05-23.05	Nesflaten-Røldal	Odda	HER, Oksla, Tysso
23.05-24.05	Leirdøla T2	Luster	Leirdøla
23.05	Leirdøla-Fortun	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik
29.05-09.06	Skjerka-T_Smeland	Åseral	Øie
29.05	Mosjøen-Holandsvika-Drevvatn	Vefsn	Helgeland
29.05-30.05	Dokka-Torpa	Valdres	Dokka
29.05-01.06	Bardufoss-Bardufoss Krv	Bardufoss	Innset/Straumsmo
29.05-30.05	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Masfjorden	BKK
31.05-16.06	Lysebotn-Moen_LK-1	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli

01.06	Mosjøen-Holandsvika-Drevvatn	Vefsn	Helgeland
06.06-09.06	Granvin-Ulvik	Ulvik	BKK
06.06-08.06	Grytten CX	Rauma	Grytten
07.06	Kjøpsvik-Sørfjord	Sørfjorden	Sørfjord
12.06-16.06	Kulia-Grødal, Skjerka-T_Håverstad-2	Marnadal	Øie
13.06-15.06	Monehagen-Bøylefoss	Åmli	Åmli
18.06-19.06	Fillan-Barmvatnet	Hitra	Hitra
19.06	T_Engene-Rygene	Grimstad	Agder-Syd
19.06-22.06	Kjela T1	Vinje	Tokke
20.06	Monehagen-Nelaug	Åmli	Åmli
20.06	Lomen-Slidre-Ylja	Valdres	Valdres
20.06	Leirdøla-Fortun	Luster	Tyin, Fortun, Naddvik
21.06	Haugen-T2	Ørsta	Tussa-Haugen
27.06-28.06	Kristiansand-Steinsfoss	Vennesla	Agder-Syd
28.06-29.06	Kristiansand-Steinsfoss	Vennesla	Agder-Syd

Tabell 14: Tilfeller med produksjonstilpasning.

9 Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
24.10.2017	Ny	