

# Halvårsrapport fra Landssentralen

2/2016

The bottom right corner of the page features a decorative graphic consisting of four parallel diagonal lines. The lines are arranged in a staggered pattern, with the top-most line being white and the three lines below it being orange. They all extend from the bottom edge towards the right edge of the page.

---

## Innhold

Sammendrag fra driften .....	3
Energisituasjonen .....	4
Handelsgrenser og flaskehalshåndtering .....	5
Forsyningssikkerhet.....	9
Frekvenskvalitet.....	10
Spenningskvalitet.....	11
System- og balansetjenester .....	12
Annet .....	16
Versjonslogg.....	17

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

## Sammendrag fra driften

Total norsk kraftproduksjon og -forbruk var henholdsvis 70 TWh og 62 TWh i 1. halvår 2016. Dette gav en netto eksport på ca. 8 TWh.

1. september ble Regionsentral Midt på Sunndalsøra formelt lagt ned, og driften av nettet i hele Nord- og Midt-Norge blir nå utført fra Regionsentral Nord i Alta

Byggingen av den nye linjen mellom Ørskog og Sogndal er nå ferdig etter at siste strekning mellom Sogndal og Moskog ble spenningssatt 7. desember. Dette gir bedre forsyningssikkerhet til Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og det øvrige NO3. Ellers har 2. halvår vært preget av:

- Spenningsoppgraderingen i Midt-Norge har redusert kapasiteten ut av NO4 og har bidratt til at NO4 har vært et lavprisområde.
- Bygging av ny linje mellom Ofoten og Balsfjord har tidvis vært krevende å håndtere og har medført både spesialregulering og redusert forsyningssikkerhet.
- Etter feilen på Sylling-Tegneby 20. juni var forbindelsen utkoblet frem til 13. oktober da en reservekabel ble satt i drift. I denne perioden var det sterkt reduserte handelskapasiteter internt i Sør-Norge og til Sverige. Forbindelsen vil fortsatt ha redusert overføringskapasitet inntil hele forbindelsen er oppgradert høsten 2017.

Større feil og driftsforstyrrelser i 2. halvår:

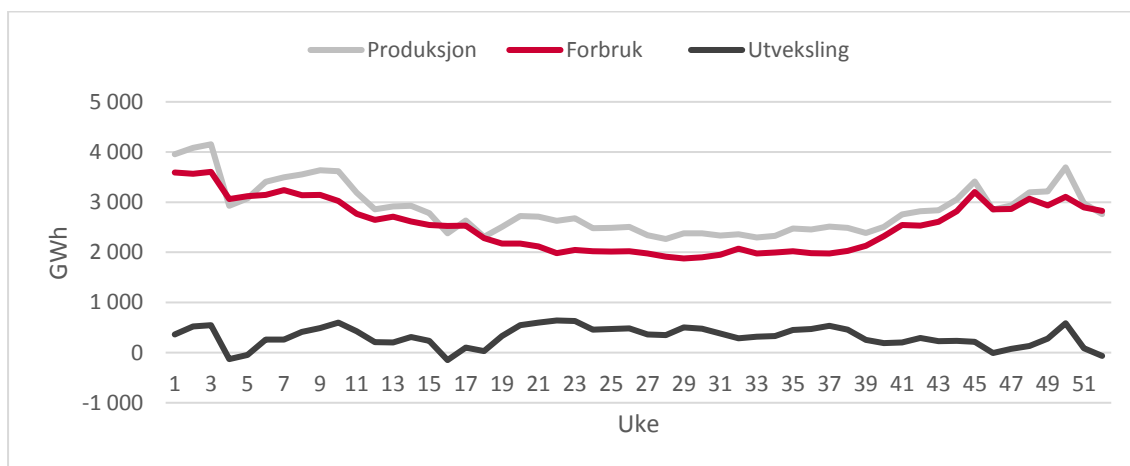
- 420 kV Nore1-Dagali var utkoblet 12. desember til 19. januar etter at det ble oppdaget varmgang i en gjennomføring til SF6-anlegget i Nore1.
- Ekstremværet Urd traff Sør-Norge om ettermiddagen 2. juledag. Det ble registrert 4 forbigående feil i 420- og 300kV nettet, men uten konsekvenser. Mange ble strømløse som følge av feil i underliggende nett.
- 30. desember opplevde store deler av Helgeland forsyningsavbrudd på grunn av feil i 132kV nettet. Driften var gjenopprettet og forbruk innkoblet etter ca. 1 time.

	Produksjon		Forbruk		Utteksling	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
1.halvår[TWh]	78,7	73,5	70,0	67,2	8,7	6,2
2.halvår[TWh]	70,1	69,9	62,3	61,4	7,7	8,5
Sum	148,8	143,4	132,3	128,6	16,4	14,7

Tabell 1: Samlet norsk produksjon, forbruk og utveksling.

	Produksjon		Forbruk		Utteksling	
	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.
1. halvår[MWh]	26 766	7 322	24 485	9 565	5 679	-5 233
2. halvår [MWh]	24 710	7 406	21 765	9 157	5 506	-4 880

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



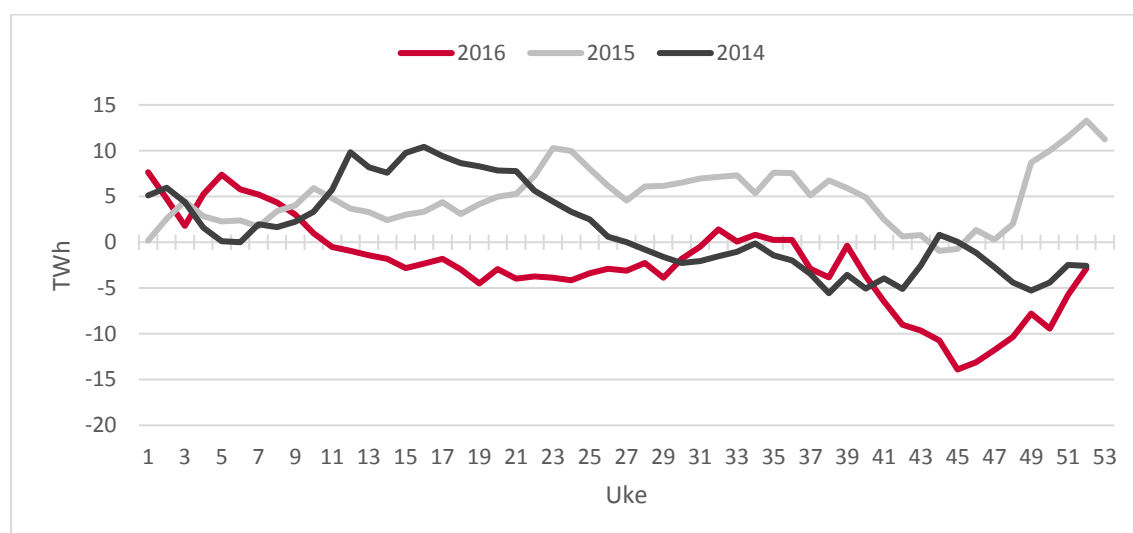
Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

## Energisituasjonen

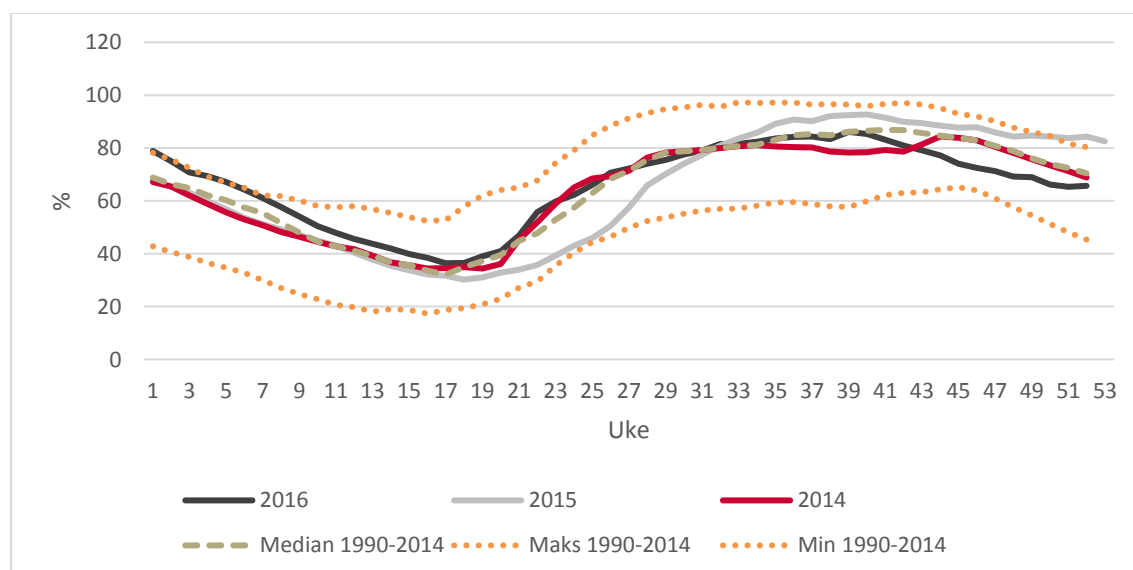
Energisituasjonen har vært definert som god gjennom hele 2. halvår 2016, selv om magasinfyllingen i Midt-Norge gav opphav til økt overvåkning fra midten av oktober til midten av desember. På det meste lå magasinfyllingen i Midt-Norge 18 prosentpoeng under medianen (uke 45). Idriftsettelsen av Sogndal-Ørskog i begynnelsen av desember var forventet å gi, og gav, Midt-Norge økt importkapasitet og forbedret forsyningssikkerhet.

Perioden juli-desember 2016 var mild, og det ble satt ny varmerecord for september. Månedstemperaturen for hele landet ble 3,6 °C over normalen, og måneden ble dermed den varmeste i en serie som går tilbake til 1900. Halvåret var preget av store variasjoner i nedbør. Oktober var en meget nedbørfattige måned (under 50 % av normalen), mens desember var en meget nedbørsrik måned (over 150 % av normalen). Totalt kom det ca. 4 TWh mer nedbør enn normalt i 2. halvår 2016.

Ved inngangen til 2. halvår var magasinfyllingen 70,6 prosent, 2,8 prosentpoeng over medianen (fra måleserien 1990-2015). Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 65,7 prosent, 4,9 prosentpoeng under medianen. Den hydrologiske balansen viste et underskudd på ca. 3 TWh ved utgangen av 2. halvår 2016, samme underskuddet som ved inngangen til halvåret.



Figur 2: Hydrologisk balanse i Norge (Kilde: Markedskraft).



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

# Handelsgrenser og flaskehalshåndtering

## Elspotområder

I forbindelse med idriftsettelsen av den nye linjen mellom Ørskog og Sogndal fikk NO3-NO5 økt kapasitet fra 7. desember. Ny kapasitet er +/- 500MW.

## Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for andre halvår var 66% av maksimal handelskapasitet for eksport. Tilsvarende tall for import var 87%.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: Utkoblet for planlagt driftsstans i september, samt feil på nederlandsk side. Ellers redusert pga. forhold på nederlandsk side.
- *NO2-DK1*: Redusert i forbindelse med flere utkoblinger på Sørlandet. Utkobling av alle poler i august for planlagt driftsstans.
- *NO1-SE3*: Redusert fra slutten av juni til midten av oktober pga. kabelfeil på Sylling-Tegneby. Etter installasjon av reservekabel var det fortsatt reduksjoner ut året. Også redusert pga. planlagte utkoblinger i august. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av begrensninger internt i Sverige.
- *NO2-NO5*: Redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO2-NO1*: Redusert pga feil på Sylling Tegneby.
- *NO5-NO1*: Redusert pga feil på Sylling Tegneby.
- *NO3-SE2*: Redusert grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-NO3*: Hyppig redusert i hele perioden grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE1*: Hyppig redusert i hele perioden grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE2*: Redusert pga. samme årsaker som NO4-SE1 og fordeling mellom NO4-SE1 og NO4-SE2.
- *NO1A-NO1*: Redusert pga feil på Sylling Tegneby.

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 %	45 %	76 %	67 %
NO3-SE2	600	92 %	97 %	31 %	13 %
NO4-SE2	250	0 %	20 %	78 %	47 %
NO4-SE1	700	0 %	50 %	85 %	79 %
NO2-DK1	1532	54 %	88 %	61 %	45 %
NO2-NL	723	37 %	77 %	78 %	68 %
NO2-NO1	3500	0 %	73 %	37 %	15 %
NO2-NO5	500	0 %	43 %	4 %	24 %
NO5-NO1	3900	0 %	61 %	78 %	39 %
NO4-NO3	1000	0 %	48 %	93 %	80 %
NO1A-NO1	6850	0 %	51 %	80 %	17 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, eksport<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> NO1-NO3 og NO5-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	37 %	78 %	5 %	5 %
SE2-NO3	1 000	4 %	68 %	33 %	18 %
SE2-NO4	300	0 %	30 %	7 %	3 %
SE1-NO4	600	0 %	43 %	6 %	4 %
DK1-NO2	1 532	88 %	95 %	13 %	7 %
NL-NO2	723	94 %	95 %	5 %	2 %
NO1-NO2	2 200	0 %	78 %	3 %	0 %
NO5-NO2	600	33 %	81 %	48 %	35 %
NO1-NO5	300	100 %	100 %	0 %	0 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	-	1 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	1 %	0 %

**Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, import<sup>1</sup>.**

#### Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

Tabell 5 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene<sup>2</sup> knyttet til bortfall av overføringskapasitet. Ved bortfall av overføringskapasitet menes her redusert kapasitet som følge av feil eller revisjoner på norsk og utenlandsk side. De største kostnadene dette halvåret skyldes redusert eksportkapasitet som følge av feil på Sylling-Tegneby, spenningsoppgradering i Midt-Norge og planlagte driftstanser på Skagerak og NorNed.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016	2. halvår 2016
NO1 – SE3	Revisjon	73	112	126	250	303	97	18	77
	Feil/utfall	0	0	0	5	0	12	37	127
NO3 – SE2 <sup>3</sup>	Revisjon	14	3	3	10	1	10	1	8
	Feil/utfall	0	2	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Revisjon	14	11	13	11	5	40	42	91
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	2	0	0
NO4 – SE2 <sup>4</sup>	Revisjon			4	4	2	15	15	50
	Feil/utfall			0	0	0	1	0	0
NO2 – DK1	Revisjon	20	16	95	96	90	170	7	48
	Feil/utfall	3	5	0	0	0	7	0	0
NO2 – NL <sup>5</sup>	Revisjon	8	12	47	55	34	71	3	37
	Feil/utfall	168	38	1	147	3	0	0	4
NO1 – NO2 <sup>6</sup>	Revisjon	1	0	10	6	3	2	0	6
	Feil/utfall	0	0	8	9	5	4	0	41
NO1 – NO5 <sup>6</sup>	Revisjon	1	6	1	0	4	6	3	1
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	4	0	87
NO2 – NO5 <sup>6</sup>	Revisjon	0	17	4	0	0	0	1	0
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3 <sup>3</sup>	Revisjon	9	2	9	6	3	28	41	124
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	1	0	0
<b>Sum</b>		<b>311</b>	<b>224</b>	<b>321</b>	<b>599</b>	<b>453</b>	<b>470</b>	<b>168</b>	<b>701</b>

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

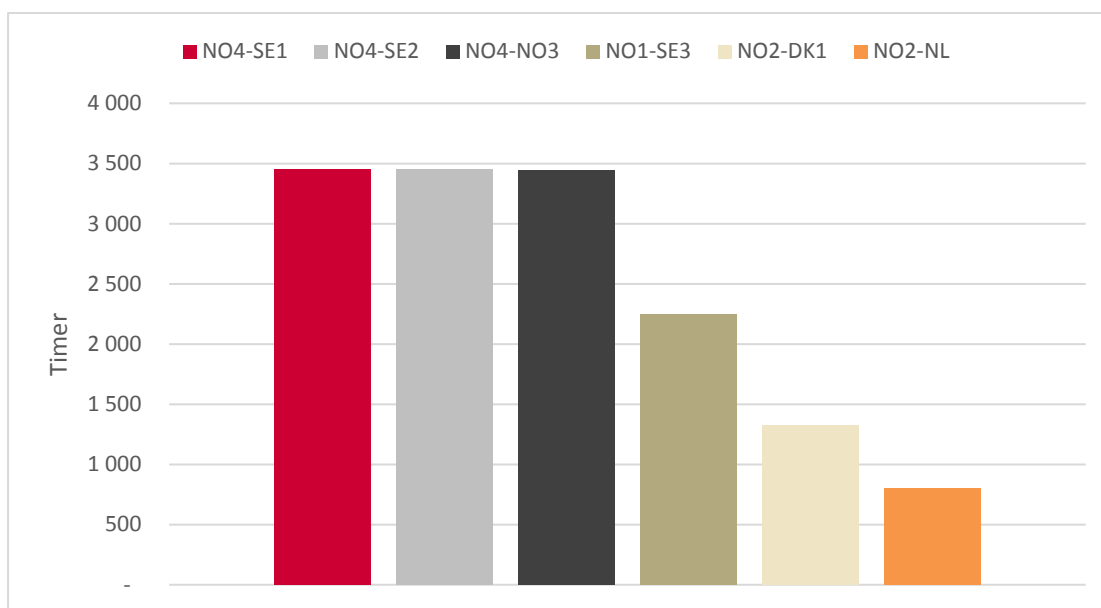
<sup>2</sup> Dette gjøres som en forenklet beregning: Kapasitetsreduksjon \* prisforskjell (mellom områdene).

<sup>3</sup> Til og med 3. tertial 2009 ble NO4-SE og NO3-SE rapportert som én forbindelse.

<sup>4</sup> Til og med 2011 ble NO4-SE1 og NO4-SE2 rapportert som én forbindelse.

<sup>5</sup> NorNed ble satt i drift i 2008.

<sup>6</sup> Sør-Norge ble delt i tre prisområder i 2010.



Figur 4: Antall timer flaskehals ved bortfall av overføringskapasitet for utvalgte elspotkorridorer 2. halvår.

### Spesialregulering

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1.halvår 2016	2.halvår 2016
<b>Intakt nett, overlast</b>	50	75	44	44	38	84	45	19	40
<b>Intakt nett, spenning</b>	8	28	0	2	1	4	2	0	0
<b>Revisjoner</b>	75	32	57	54	43	159	88	18	46
<b>Feil/utfall</b>	18	5	46	19	20	20	29	5	3
<b>Annet</b>	4	2	1	2	2	3	9	6	3
<b>Sum</b>	<b>154</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>121</b>	<b>104</b>	<b>270</b>	<b>173</b>	<b>52</b>	<b>93</b>

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

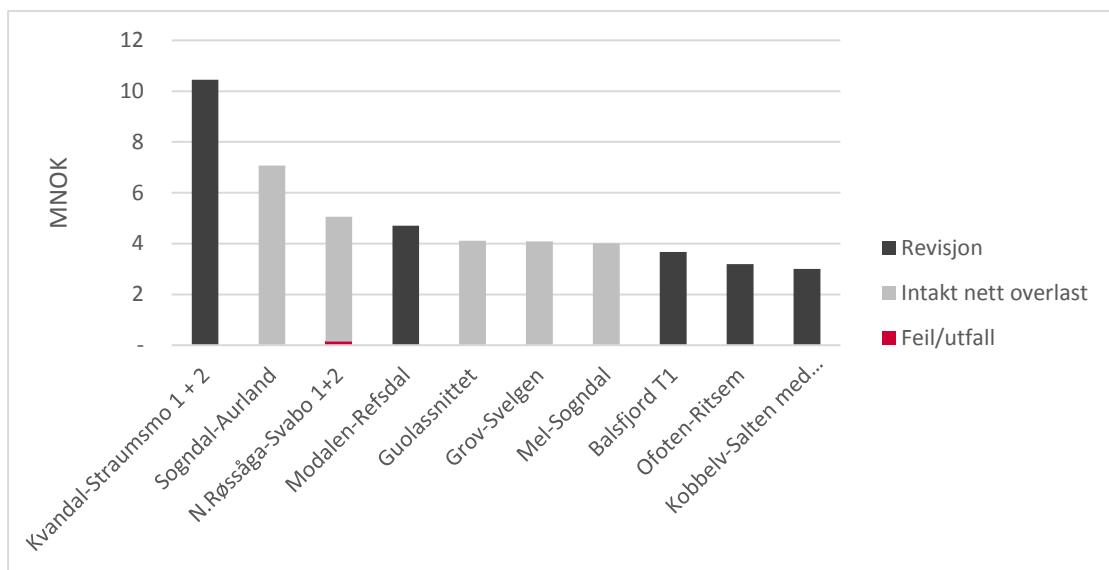
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1.halvår 2016	2.halvår 2016
<b>Oppregulering</b>	399	542	381	242	366	804	528	126	147
<b>Nedregulering</b>	791	318	638	791	475	1 159	1 000	325	813
<b>Totalt</b>	<b>1 190</b>	<b>860</b>	<b>1 019</b>	<b>1 033</b>	<b>841</b>	<b>1 963</b>	<b>1 528</b>	<b>451</b>	<b>960</b>

Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år.

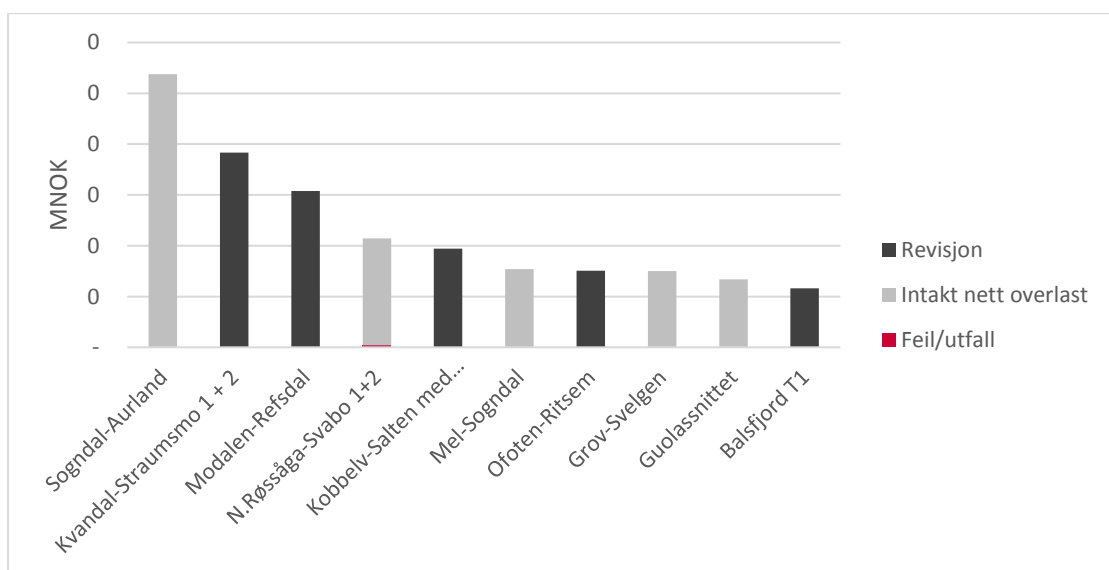
Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

- *Kvandal-Straumsmo 1 og 2*: Ved utkobling av linjene oppstår det en flaskehals på gjenværende linje, 420kV Kvandal-Bardufoss. Linjene var utkoblet fra juni til august og gav behov for nedregulering i nettet nord for Kvandal.
- *Sogndal-Aurland*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i Sogn og Fjordane. Det var spesielt behov for nedregulering i juni og juli.
- *N. Røssåga-Svabo 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det har vært jevnlig behov for regulering gjennom hele året.

- *Modalen-Refsdal*: Linjen var utkoblet for planlagt driftsstans i juli. Dette medførte en flaskehals på Sogndal-Aurland med behov for nedregulering.
- *Guolassnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon nord for Guolas. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Grov-Svelgen*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet rundt for Nordfjord. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Mel-Sogndal*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet mellom Sogndal og Nordfjord. Det var spesielt behov for nedregulering i juni og juli.
- *Balsfjord T1*: Planlagt driftsstans i juni og juli gav en flaskehals i 132kV-nettet sør for Balsfjord med behov for nedregulering.
- *Ofoten-Ritsem*: Linjen var utkoblet siste halvdel av august. Dette gav en flaskehals ut av området nord for Nedre Røssåga med behov for nedregulering
- *Kobbelv-Salten med forbiolooping Kvandal-Ritsem*: Linjen var utkoblet i september samtidig med arbeid i Ofoten på linjen mot Kvandal og Ritsem. Dette gav en flaskehals i området nord for Kobbelv med behov for nedregulering.



**Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer, fordelt på årsak og anleggsdel.**



**Figur 6: Regulert volum for kostnadskrevende spesialreguleringer.**



## Forsyningssikkerhet

Statnett registrerer antall timer med redusert driftssikkerhet i fire 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.

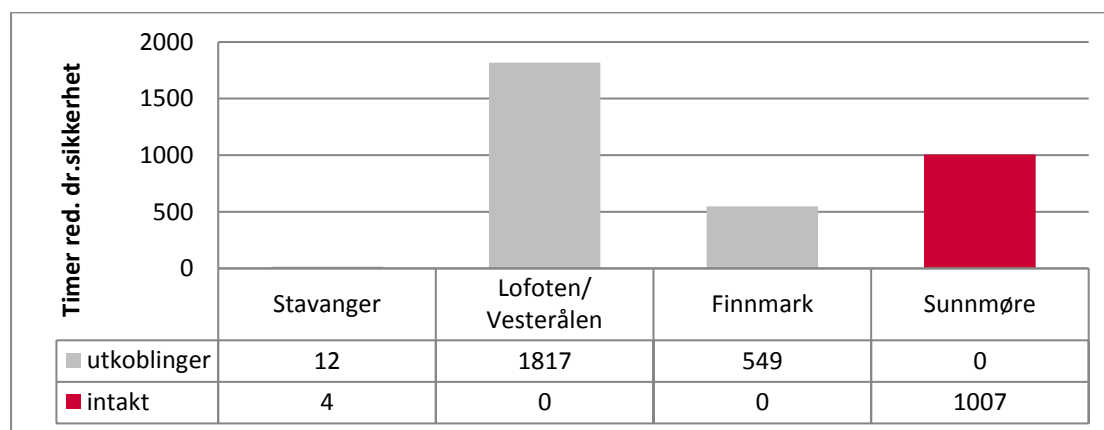
Registreringen for andre halvår 2016 viser nedgang i antall timer for alle områdene sammenlignet med første halvår.

- Stavanger har svært få timer med N-0. Det har vært få utkoblinger i sentralnettet i området, og det var mildt vær i desember.
- Lofoten/Vesterålen hadde N-0 i alle timene i august og september. Dette skyldes utkobling av ledningen Kanstadbotn-Kvitfossen i forbindelse med ombygging.
- Finnmark har hatt et moderat antall timer med N-0. Etter at systemvernet nettsplitt Varangerbotn ble installert er ringdrift mot Finland normalkobling. Dette gir færre timer med N-0 i Finnmark. Samtidig har det vært en del utkoblinger som har gitt N-0.
- Sunnmøre har et relativt lavt antall timer med N-0. Etter idriftsetting av Ørskog-Sogndal er antallet timer med N-0 redusert.

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 200 MW forbruk og ha varighet på maksimalt 1 time
- Ved revisjoner tillates 500 MW og varighet opptil 2 timer

I andre halvår 2016 registrerte vi 7 overskridelser av driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger med en samlet varighet på 106 dager. Dette er lavt sammenlignet med tidligere år. Overskridelsene var hovedsakelig på Vestlandet og i Nord-Norge. De to overskridelsene med lengst varighet påvirket Sunnhordland og Hammerfest.



Figur 7: Antall timer med redusert driftssikkerhet.

## Frekvenskvalitet

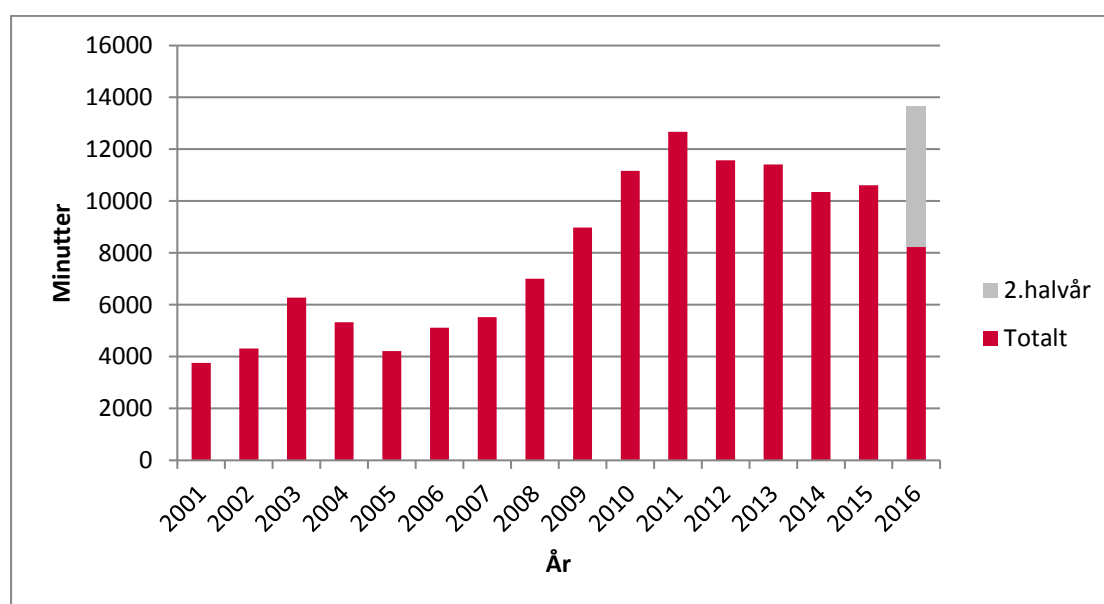
I Norden er kravet at frekvensen skal være innenfor et bånd på 50,00 +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor båndet blir regnet som avvik. Målet er færre enn 10 000 minutter med frekvensavvik per år.

I 2016 ble det registrert over 13 600 minutter med frekvensavvik, som er det høyeste antall noen gang. Det var først og fremst 1. halvår som var dårligere enn normalt. Det antas at årsaken er en kombinasjon av:

- Ingen FRR-A i synkronsystemet 1. halvår 2016.
- Mye vindkraft i systemet, med tilhørende stor variasjon i produksjonsnivå.
- Mange flaskehals forhindret bruk av de raskeste reguleringsressursene i Norge og Nord-Sverige.

Generelt skyldes frekvensavvik en eller flere av følgende årsaker:

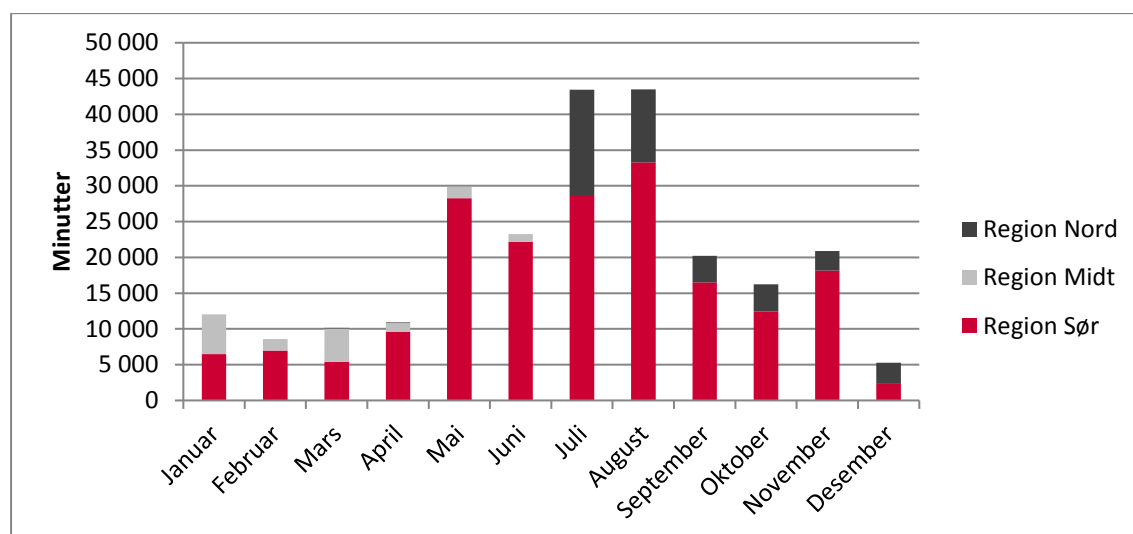
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.
- Økt overføringskapasitet ut/inn av synkronsystemet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



Figur 8: Antall minutter med frekvensavvik.

## Spenningskvalitet

Figur 9 viser antall minutter med høy spenning for 2016, dvs. spenning over 301/421 kV.



Figur 9: Antall minutter med spenningsoverskridelse.

Kommentarer:

- Borgund ligger på tamp og ved revisjon/stopp av aggregatene i området er det liten mulighet for spenningsregulering.
- Problemer med gjentenning i reaktorbrytere i Holen og Kristiansand har medført at disse har vært utilgjengelige siden midten av februar. Utskifting av reaktorbrytere til nye kompositt brytere andre steder i nettet har også reduserte spenningsregulerings mulighetene.
- Feil og revisjoner i og rundt Stor - Oslo har medført koblingsbilder som har gitt utfordringer med spenningen.
- Behov for deling av drift i Refsdal, Hove eller Sogndal pga. snitt har gitt utfordringer med spenningen i disse stasjonene.
- Revisjoner i SKL-ringen har gitt spenningsproblemer i perioder.
- Ombygging av systemvern for NorNed, har medført behov for delt drift i Feda og Lyse.
- SVC-anlegget i Tunnsjødal har vært utilgjengelig pga ombygging.
- Utkoblinger som deler nettet i Nordland, med Svartisen på tamp, gir høye spenninger.

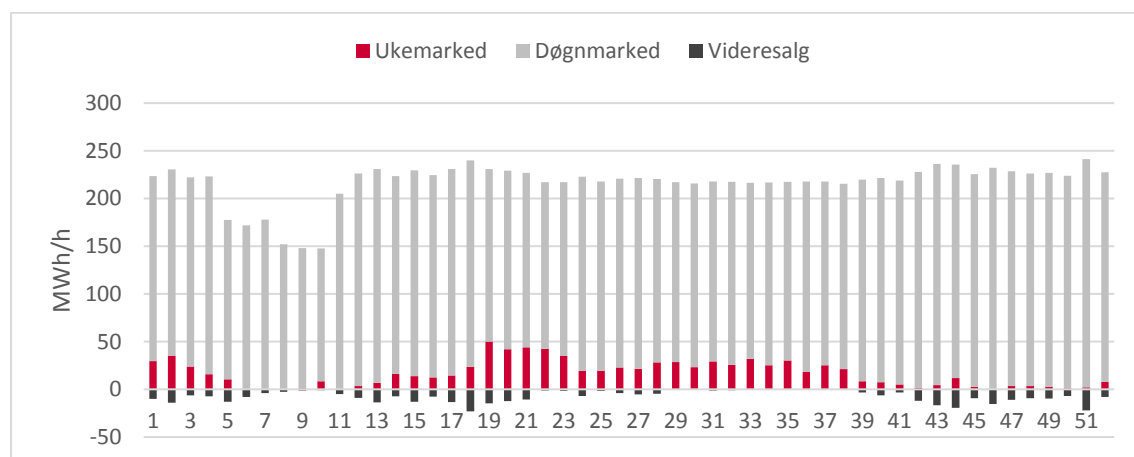
## System- og balansetjenester

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016	2. halvår 2016
<b>Primærreserve</b>	201	199	98	135	104	104	44	41
<b>Sekundærreserver</b>	-	-	12	62	20	21	0	7
<b>Tertiærreserve(RKOM)</b>	79	31	65	87	34	46	58	17
<b>Spesialregulering</b>	153	173	124	104	275	173	82	64
<b>Reaktiv effekt</b>	13	7	3	6	6	4	6	0
<b>Produksjonsflytting kvarter</b>	5	10	9	9	5	4	4	3
<b>Produksjonsglatting</b>							6	4
<b>Systemvern</b>	4	4	9	13	9	13	5	6
<b>Sum</b>	<b>342</b>	<b>424</b>	<b>320</b>	<b>416</b>	<b>453</b>	<b>365</b>	<b>205</b>	<b>142</b>

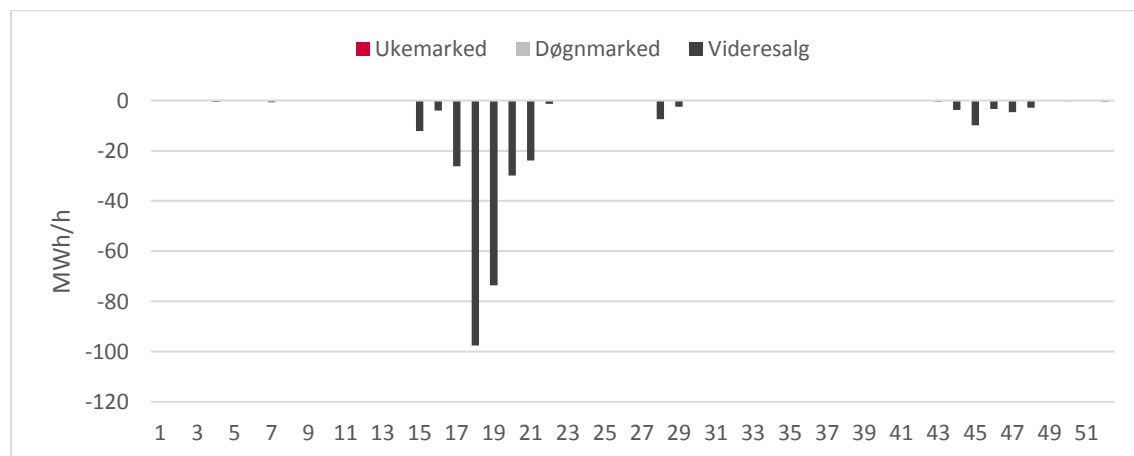
Tabell 8: Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester(MNOK).

### Primærreserver

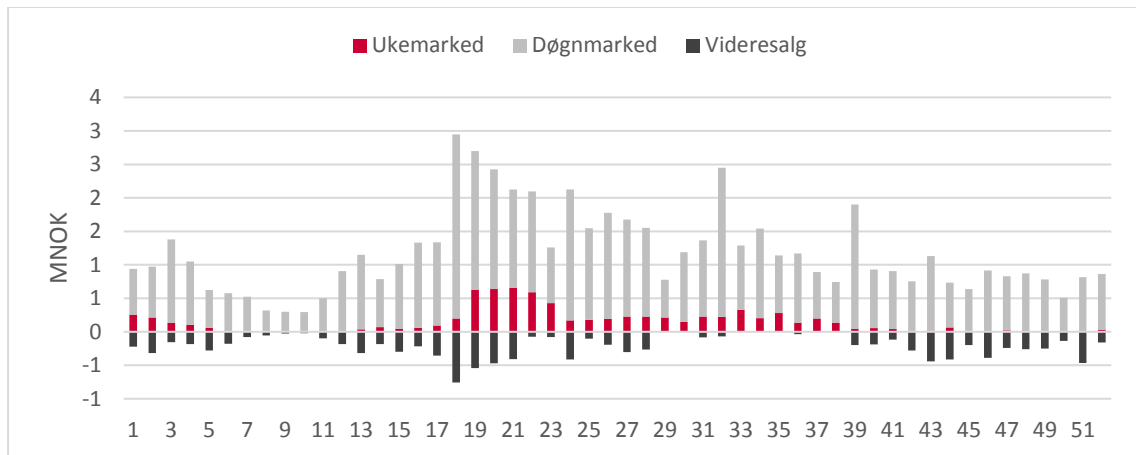
I perioden 1. februar til 15. mars reduserte systemansvarlig innkjøpene av FCR-N. Dette ble gjort som et midlertidig tiltak for å se om dette ville redusere den store andelen av primærreserver i Sør-Norge.



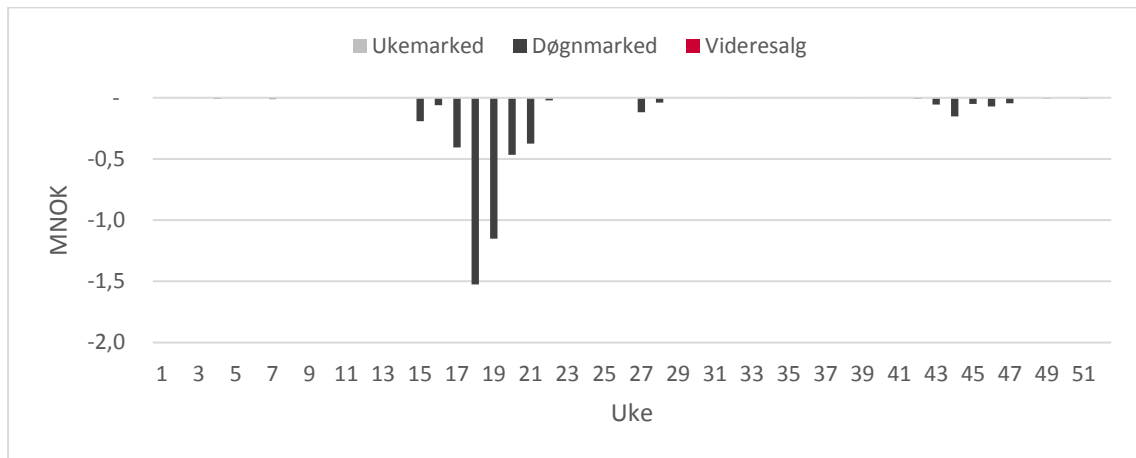
Figur 10: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-N) per uke.



Figur 11: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-D) per uke.



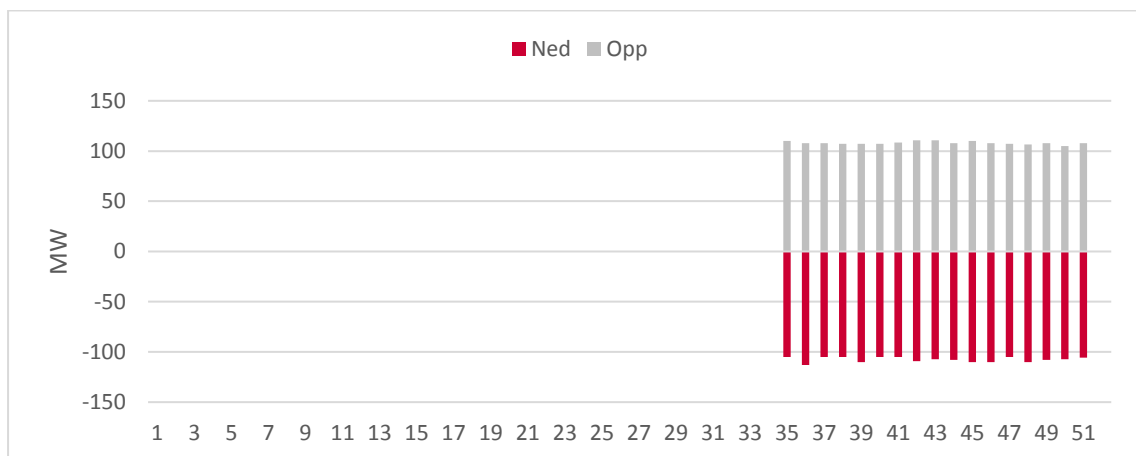
Figur 12: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-N).



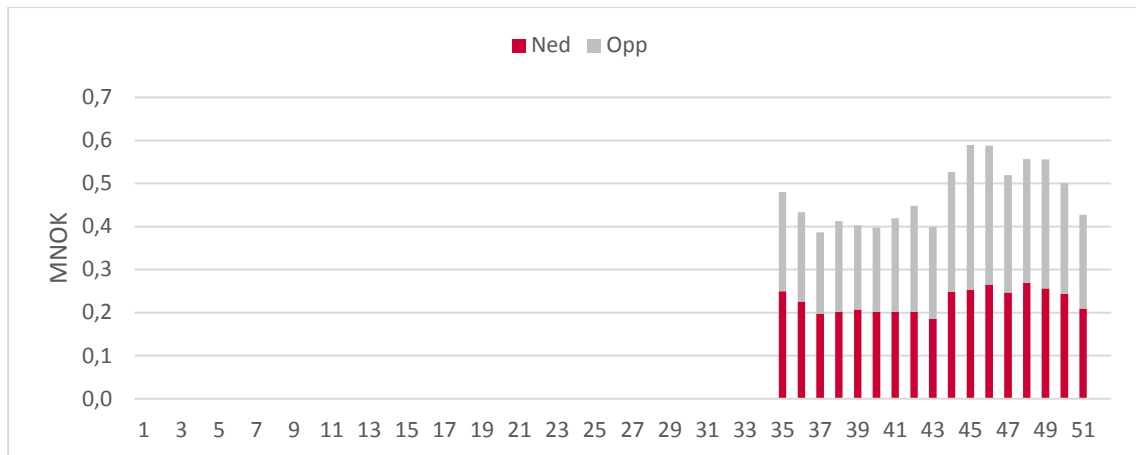
Figur 13: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-D).

### Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)

Det var ikke innkjøp av FRR-A til det nordiske systemet 1. halvår 2016. Det er ikke leveranse av aFRR gjennom hele døgnet. De nordiske TSOene bestemmer i fellesskap hvilke perioder gjennom uken og døgnet som skal ha leveranse. Dette halvåret har aFRR vært levert fra uke 35 på hverdager, 3 timer på morgen og 4 timer på ettermiddag/kveld.



Figur 14: Gjennomsnittlig innkjøp av aFRR i leveranseperiodene.



Figur 15: Kostnad per uke for innkjøp av aFRR.

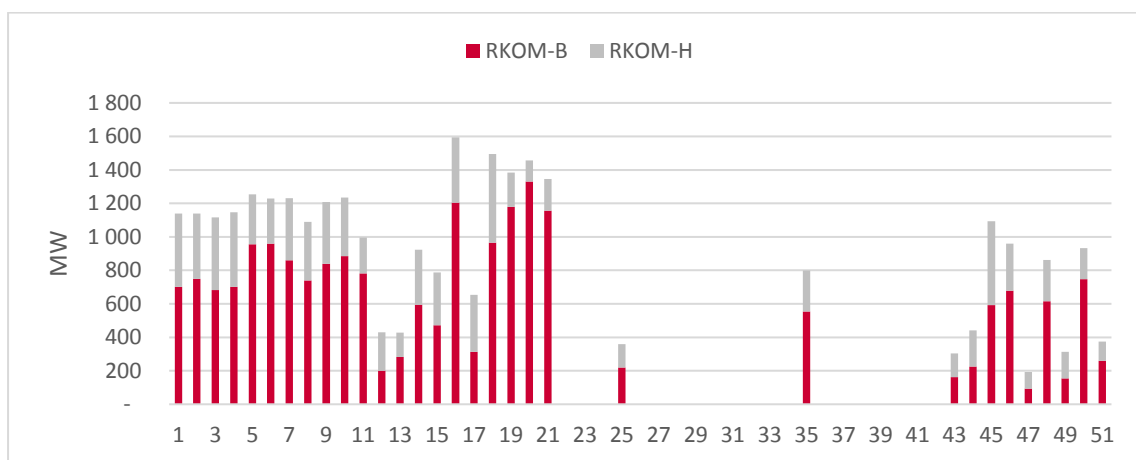
### Tertiærreserver(RKOM)

Fra høsten 2014 ble RKOM delt opp i følgende produkter:

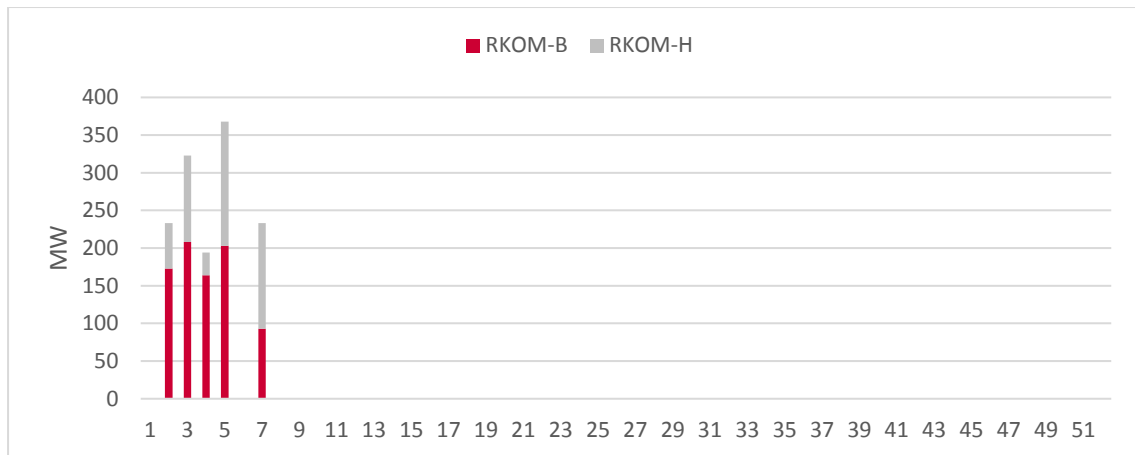
- RKOM-H: Ingen begrensninger i varighet eller hviletid.
- RKOM-B: Begrensning i varighet og hviletid.

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 16: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet - dag.



Figur 17: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet - natt.

#### Kvartersflytting av produksjon

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016	2. halvår 2016
<b>Volum (GWh)</b>	181	258	290	233	228	245	221	209	129	114

Tabell 10: Volum av kvartersflytting av produksjon.

#### Produksjonsglatting

	2015	1. halvår 2016	2. halvår 2016
<b>Volum (GWh)</b>	117	153	111

Tabell 11: Volum produksjonsglatting.

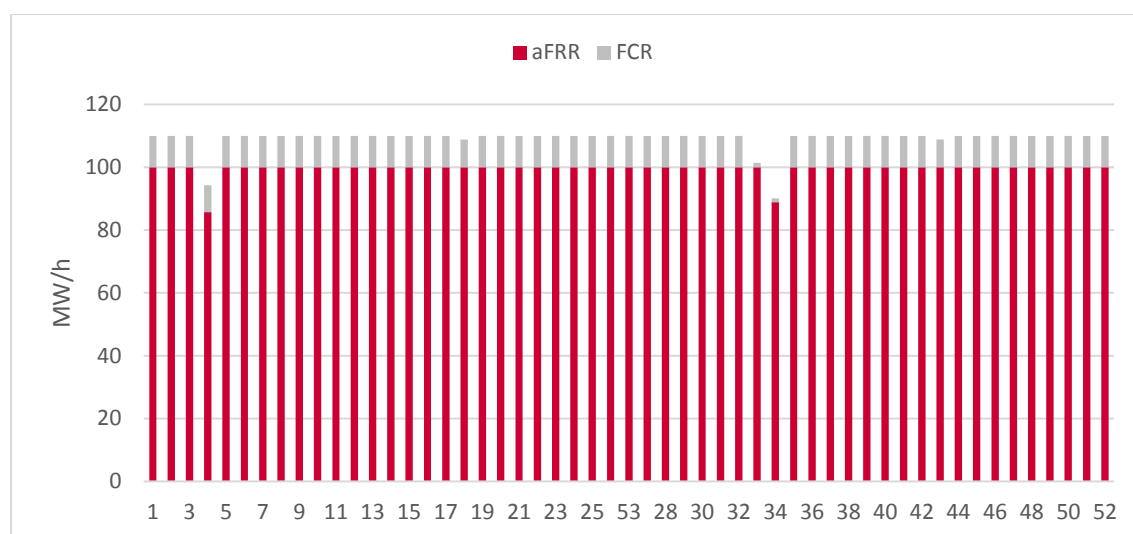
#### Energiopsjoner i forbruk

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

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

## Annet

### Systemtjenester Skagerrak HVDC



Figur 18: Gjennomsnittlig kapasitet på systemtjenester til Skagerrakforbindelsen.

### Utkobling av fleksibelt forbruk

Dato	Årsak	Berørt nettområde
Ingen utkoblinger 2 halvår.		

Tabell 13: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

### Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstansårsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper
11.07-12.07	Kristiansand T2	Vest-Agder	Øie
01.08-19.08	Aurland 1-Aurland 2- Aurland 3	Aurland	Aurland
01.08-02.08	Flørli-Helmikstol-1	Rogaland	Flørli
09.08-12.08	Iveland-Kristiansand	Iveland	Agder-Syd
09.08-13.09	Oksla T2	Odda	Oksla, Tysso
15.08-29.08	Skjerka-T_Håverstad 1, Skjerka-T_Håverstad 2, Skjerka-T_Smeland og T_Smeland-Logna	Vest-Agder	Øie
16.08-17.08	Dokka-Torpa	Valdres	Dokka
17.08-18.08	Monehagen-Bøylefoss	Froland	Agder-Syd, Bøylefoss
22.08-25.08	Bardufoss-T_Krogstad- 1, N 132 T_Krogstad- Straumsmo-1	Bardufoss	Innset/Straumsmo
22.08-09.09	Eie-Vrangfoss	Midt-Telemark	Tokke, Vrangfoss-MTE
29.08	Mauranger T3	Kvinnherad	Folgefonn
29.08-02.09	Fåberg-Balbergskaret	Rendalen	Rendalen
29.08-01.09	Bardufoss-Krogstad- Straumsmo 2	Bardufoss	Innset/Straumsmo
29.08-09.09	Ballangen-Kjøpsvik	Tysfjord	Sørfjord
31.08	Tokke-Vinje	Vinje	Vinje
05.09-29.09	Slidre-Ylja	Vang	Valdres



05.09-09.09	Kristiansand T2	Vest-Agder	Øie
05.09-08.09	Lyse-T_Tjørhom-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
06.09-09.09	Samnanger-Norheimsund	Kvam	Bjølvo
12.09-16.09	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Kvam	Bjølvo
19.09-23.09	Bjørgedalen-Bolvik 1&2	Vest-Telemark	Fjone, Finndøla
19.09-30.09	Leirdøla-Fortun	Indre Sogn	Tyin, Fortun, Naddvik
20.09-23.09	Øljusjøen-Hemsil 1	Lærdal	Borgund
21.09	Abjøra-Skrautvål	Valdres	Valdres
22.09-23.09	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
22.09	132 Hyggjande-Slidre	Valdres	Valdres
03.10	Kvandal-Hergot-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
04.10	Åsen T3	Odda	Tysso
06.10	Tokke-Vinje	Vest-Telemark	Tokke, Skafså
10.10-12.10	Kulia-Grødal & S 110 Skjerka-T_Håverstad-2	Vest-Agder	Øie
12.10	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Harpefossen
13.10	Kvandal-Hergot-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
17.10-29.10	T_Kjela-Kjela	Vinje	Tokke
17.10-18.10	T_Vemundsbotn-Myster	Hordaland	BKK
18.10-27.10	Øvre Årdal-Årdalstangen	Indre Sogn	Naddvik
18.10-19.10	Voss T3	Hordaland	
18.10-20.10	Myster-Dale	Hordaland	BKK
20.10	Åsen-Røldal	Odda	Oksla, Tysso
24.10-28.10	Mongstad-Frøyset	Mongstad	Mongstad
26.10-27.10	Tokke-Rød	Seljord	Sundsborn
14.11	Bolvik-Vrangfoss	Midt-Telemark	Vrangfoss-MTE
17.11	Bolvik-Vrangfoss	Midt-Telemark	Vrangfoss-MTE
04.12-20.12	Mongstad-Frøyset	Mongstad	Mongstad
23.11-24.11	Lyse-T_Tjørhom	Sirdal	Sira-Kvina
12.12	Øljusjøen-Hemsil 1 & 2	Lærdal	Borgund

**Tabell 14: Tilfeller med produksjonstilpasning.**

## Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
04.04.2017	Ny	