

Halvårsrapport fra Landssentralen

1/2016

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	5
Handelsgrenser og flaskehalshåndtering	6
Forsyningssikkerhet.....	10
Frekvenskvalitet.....	11
Spenningskvalitet.....	12
System- og balansetjenester	13
Annet	16
Versjonslogg	18

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 79 TWh og 70 TWh i 1. halvår 2016. Dette gav en netto eksport på ca. 9 TWh, 40% mer enn tilsvarende periode i 2015. Det kalde været i januar gav rekordhøye timesverdier både for produksjon og forbruk: henholdsvis 26 766 MWh/h og 24 485 MWh/h.

Nord for Ofoten var det to perioder med anstrengt drift som følge av kaldt vær eller feil med produksjonsapparatene i området. I begge tilfeller var det lite eller ingen ressurser tilgjengelig for å dekke deler av forbruket ved en eventuell feil i nettet.

Siste halvdel av perioden har vært preget av mange driftsstanser. Disse har medført reduserte kapasiteter, mye spesialregulering og redusert driftssikkerhet. Blant annet:

- 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 krever mye utkoblinger av eksisterende linjer. Dette har tidvis vært krevende å håndtere og det har vært problemområder med over- og underskudd. Dette har medført både spesialregulering og redusert forsyningsikkerhet.

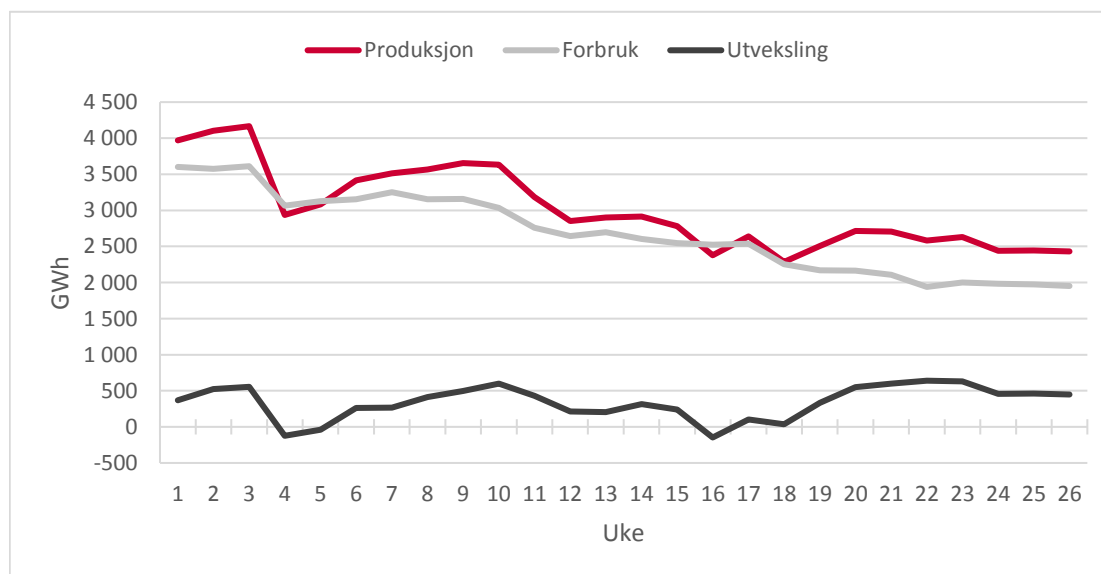
Fra 14. juni tok Regionsentral nord over hele driften fra Regionsentral midt. Region midt var bemannet frem til 1. september for å fungere som en reserve.

	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]		69,9		61,4		8,5
Sum		143,4		128,6		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]						

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



Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

Større feil og driftsforstyrrelser i 1. halvår 2016 var:

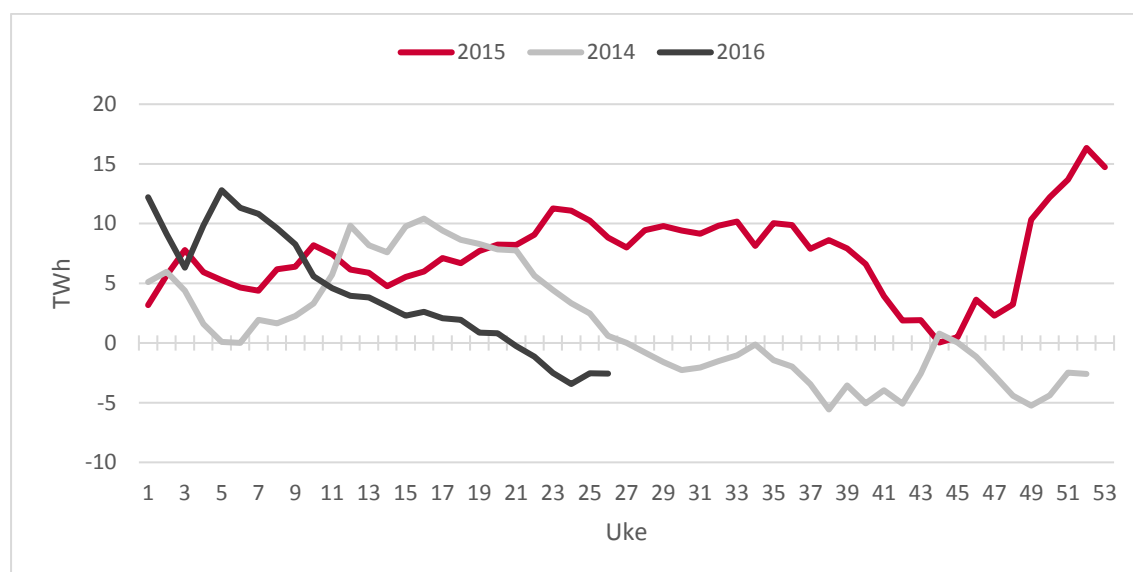
- Ekstremværet Tor 29. – 30. januar. Under stormen var det utfall av ca. 25 linjer i sentral- og regionalnettet én eller flere ganger, og noen av disse gav også forsyningsavbrudd. Mange tusen var uten strøm som følge av feil på lavere spenningsnivå. 300kV Modalen-Refsdal falt ut under uværet og ble liggende ute frem til 28. februar.
- Utfall av Viklandet-Ørskog 2 februar. Forsyningsavbrudd fra Ørskog til Grov og Ålesund, ca. 250 MW i ca. 20 min.
- Brann i Halden stasjon 9. mars. 420kV Hasle-Halden ble koblet ut i forbindelse med slukkingen. Etter ca. 4 timer var brannen slukket og linjen innkoblet.
- Brann i Viklandet T2 20. mars. Forbruket på Hydro ASU og Nyhamna falt samtidig ut men kunne laste opp etter ca. 1 time. I perioden transformatoren var ute gav dette redusert forsyningsikkerhet til ASU og Møre-nettet. Viklandet T2 ble innkoblet 29. april.
- Feil på en jordkniv medførte utkobling av hele Ø. Årdal stasjon 15. juni. Årdalstangen holdt inne i separatdrift mens Ø. Årdal mistet all produksjon og forbruk. Hydro Årdal var helt uten forsyning i ca. 1,5 timer og delvis uten forsyning i ca. 4 timer.
- Utfall av Sylling-Tegneby 20. juni grunnet kabelfeil. Medførte redusert kapasitet NO1-SE3 og avlysning/utsettelse av andre driftsstanser i Sør-Norge. Reservekabel ble installert og idriftsatt 13. oktober. Kapasiteten vil imidlertid fortsatt være redusert inntil hele forbindelsen er fornyet i løpet av høsten 2017.

Energisituasjonen

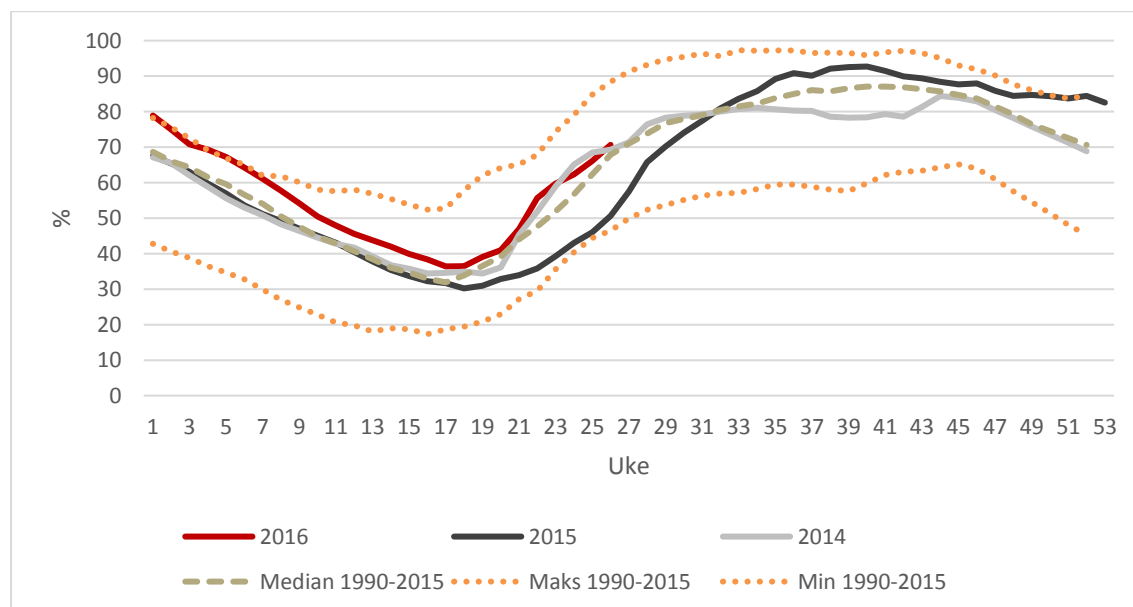
Energisituasjonen har vært god gjennom hele 1. halvår 2016. Perioden har vært mildere enn normalt når en ser hele landet under ett, og det var bare januar som hadde en månedstemperatur som lå under normalen.

Ved inngangen til 1. halvår var magasinfyllingen 82,5 prosent, 12,9 prosentpoeng over medianen (fra måleserien 1990-2015), og snømagasinet lå rundt normalen. Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 70,6 prosent, 2,8 prosentpoeng over medianen.

Den hydrologiske balansen svekket seg cirka 15 TWh gjennom 1. halvår, og viste et underskudd på cirka 3 TWh ved utgangen av halvåret.



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



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

Handelsgrenser og flaskehalshåndtering

Elspotområder

7. mars ble grensen NO3-NO5 flyttet fra 132kV samleskinnen i Åskåra til 132kV Mel-Sogndal. 420kV Høyanger-Sogndal vil også inngå i grensen når denne blir idriftsatt. Samtidig med flyttingen fikk korridoren en kapasitet på +/- 200MW.

Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for første halvår var 81% av maksimal handelskapasitet for eksport. Tilsvarende tall for import var 78%.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- **NO2-NL:** Redusert i forbindelse med utkoblinger av Kvinen-Solhom i mai, samt andre mindre driftsstanser.
- **NO2-DK1:** Redusert i forbindelse med utkobling av pol 1 og pol 2. Ellers redusert grunnet utkobling av Arendal-Solhom og Kvinen-Solhom.
- **NO1-SE3:** Redusert vinterstid pga. stort underskudd i NO1. Redusert pga. utkobling Ådal-Frogner og feil på Sylling-Tegneby i juni. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.
- **NO2-NO5:** Redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- **NO2-NO1:** Redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- **NO5-NO1:** Redusert pga. utkobling av Ringerike-Sylling i mai og Dagali-Ringerike i juni. Redusert pga. feil på Sylling-Tegneby i juni.
- **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 innenfor normalt variasjonsområde og pga. feil på Sylling-Tegneby i 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	14 %	90 %	51 %	29 %
NO3-SE2	600	98 %	99 %	21 %	5 %
NO4-SE2	250	2 %	49 %	70 %	70 %
NO4-SE1	700	0 %	63 %	62 %	40 %
NO2-DK1	1532 ¹	50 %	94 %	53 %	32 %
NO2-NL	723	95 %	98 %	74 %	67 %
NO2-NO1	3500	0 %	97 %	43 %	1 %
NO2-NO5	500	0 %	59 %	3 %	2 %
NO5-NO1	3900	76 %	90 %	57 %	14 %
NO4-NO3	1000	0 %	66 %	88 %	72 %
NO1A-NO1	6850	0 %	91 %	55 %	3 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, eksport².

¹ Fysisk kapasitet er 1632 MW, men 100 MW gis normalt som systemtjenestekapasitet.

² 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	77 %	95 %	7 %	2 %
SE2-NO3	1 000	37 %	79 %	27 %	14 %
SE2-NO4	300	0 %	58 %	11 %	9 %
SE1-NO4	600	0 %	58 %	8 %	4 %
DK1-NO2	1 532 ¹	92 %	98 %	11 %	6 %
NL-NO2	723	99 %	99 %	4 %	2 %
NO1-NO2	2 200	0 %	86 %	0 %	0 %
NO5-NO2	600	0 %	82 %	12 %	6 %
NO1-NO5	300	100 %	100 %	1 %	0 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	-	2 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	0 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, import².

Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

Tabell 5 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene³ 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 ut av NO4 og er en følge av utkoblingene i forbindelse med spenningsoppgraderingen i Midt-Norge.

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016
NO1– SE3	Revisjon	0	73	112	126	250	303	97	18
	Feil/utfall	117	0	0	0	5	0	12	37
NO3 – SE2 ⁴	Revisjon		14	3	3	10	1	10	1
	Feil/utfall		0	2	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Revisjon	116	14	11	13	11	5	40	42
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	2	0
NO4 – SE2 ⁵	Revisjon				4	4	2	15	15
	Feil/utfall				0	0	0	1	0
NO2 – DK1	Revisjon	19	20	16	95	96	90	170	7
	Feil/utfall	1	3	5	0	0	0	7	0
NO2 – NL ⁶	Revisjon	24	8	12	47	55	34	71	3
	Feil/utfall	61	168	38	1	147	3	0	0
NO1 – NO2 ⁷	Revisjon		1	0	10	6	3	2	0
	Feil/utfall		0	0	8	9	5	4	0
NO1 – NO5 ⁷	Revisjon		1	6	1	0	4	6	3
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	4	0
NO2 – NO5 ⁷	Revisjon		0	17	4	0	0	0	1
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3 ⁴	Revisjon		9	2	9	6	3	28	41
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	1	0
Sum		338	311	224	321	599	453	470	168

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

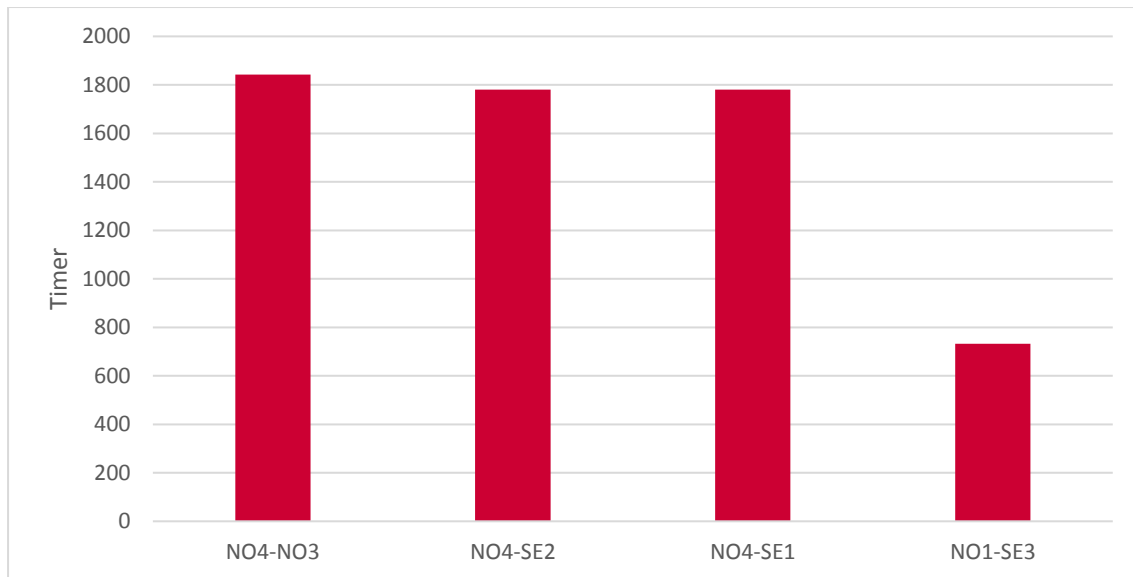
³ Dette gjøres som en forenklet beregning: Kapasitetsreduksjon * prisforskjell (mellom områdene).

⁴ Til og med 3. tertial 2009 ble NO4-SE og NO3-SE rapportert som én forbindelse.

⁵ Til og med 2011 ble NO4-SE1 og NO4-SE2 rapportert som én forbindelse.

⁶ NorNed ble satt i drift i 2008.

⁷ Sør-Norge ble delt i tre prisområder i 2010.



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

Spesialregulering

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1.halvår 2016
Intakt nett, overlast	50	50	75	44	44	38	84	45	19
Intakt nett, spenning	6	8	28	0	2	1	4	2	0
Revisjoner	38	75	32	57	54	43	159	88	18
Feil/utfall	19	18	5	46	19	20	20	29	5
Annet	4	4	2	1	2	2	3	9	6
Sum	117	154	143	147	121	104	270	173	52

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

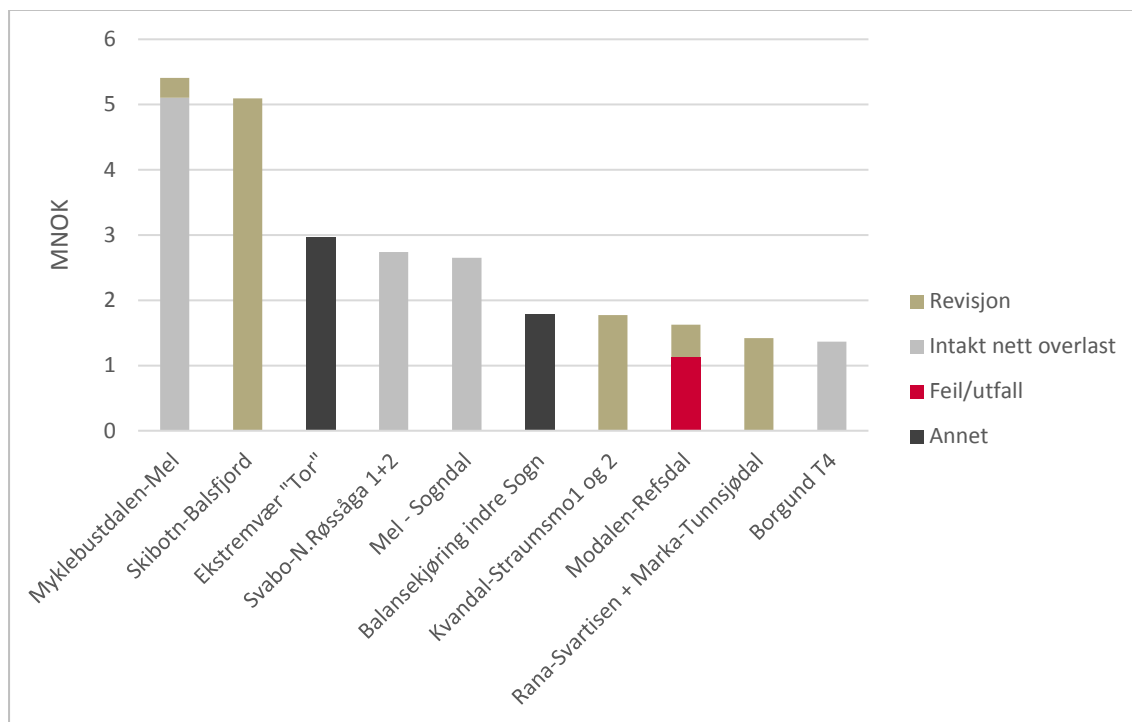
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016
Oppregulering	377	399	542	381	242	366	804	528	126
Nedregulering	566	791	318	638	791	475	1 159	1 000	325
Totalt	943	1 190	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	451

Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år.

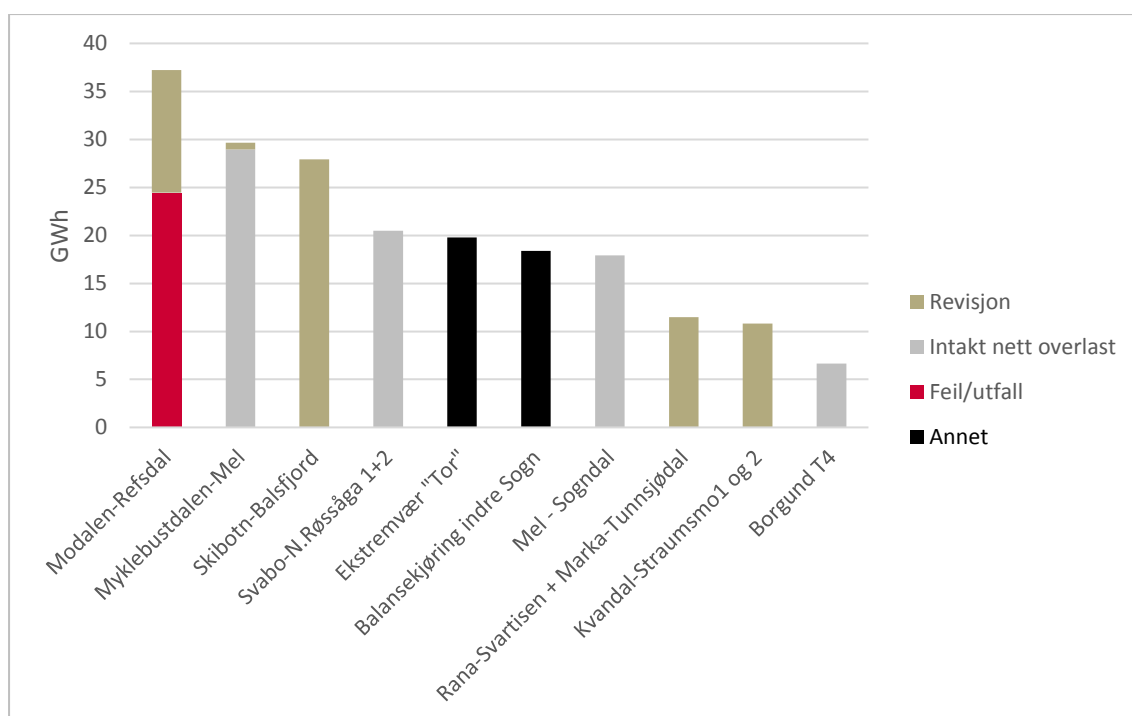
Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

- *Myklebustdalen-Mel*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet mellom Sogndal og Nordfjord. Det var behov for nedregulering fra juni.
- *Skibotn-Balsfjord*: Ved utkobling av linjen oppstår det en flaskehals på gjenværende 132kV-linje ut fra Goulas. Linjen var utkoblet fra slutten av april til midten av juni og det var behov for nedregulering i nettet nord for Goulas.
- *Ekstremvær "Tor"*: Ekstremvær 29.-30. januar gav mange utfall i nettet og store behov for reguleringer.
- *Svabo-N.Røssåga 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet.
- *Mel-Sogndal*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 132kV-nettet mellom Sogndal og Nordfjord. Det var behov for nedregulering fra juni.
- *Balansekjøring Indre Sogn*: Effektutvekslingen til indre Sogn ble begrenset i etterkant av ekstremværet "Tor". Dette for å redusere konsekvensene for Hydro Årdal som var i en kritisk driftssituasjon.

- *Kvandal-Straumsmo 1 og 2*: Ved utkobling av linjene oppstår det en flaskehals på gjenværende linje, 420kV Kvandal-Bardufoss. Linjene var utkoblet fra slutten av juni og gav behov for nedregulering i nettet nord for Kvandal.
- *Modalen-Refsdal*: Linjen fikk utfall under ekstremværet "Tor" og ble først innkoblet ca. 1 måned. Dette gav en flaskehals sørover fra Sogndal med behov for nedregulering.
- *Rana-Svartisen+Marka-Tunnsjødal*: Linjene var utkoblet i slutten av mai og starten av juni. Gav en flaskehals ut av NO4 med behov for nedregulering.
- *Borgund T4*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 66kV nettet i Lærdal. Det var behov for nedregulering fra slutten av mai.



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



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.

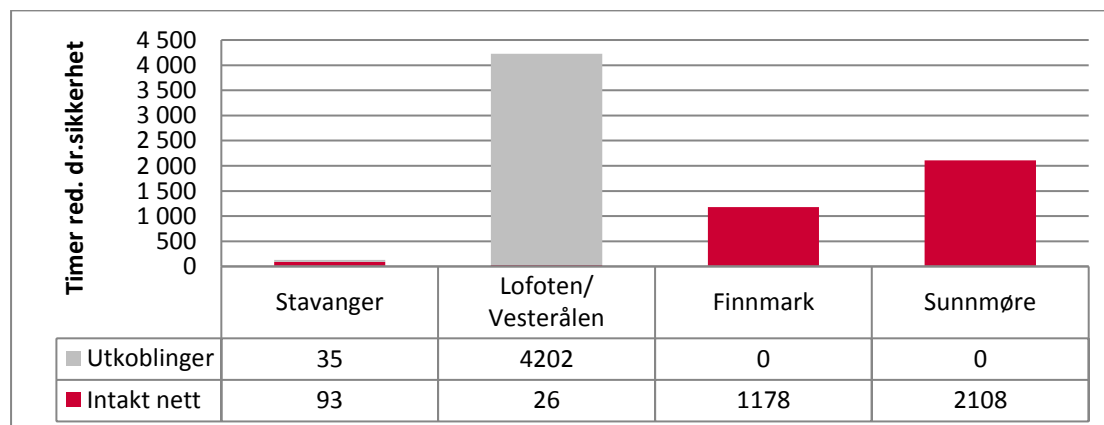
Registreringen for første halvår 2016 viser en markant økning i tid med redusert driftssikkerhet for tre av områdene sammenlignet med tidligere år. Sunnmøre har en moderat økning, mens de andre områdene har mangedoblet antall timer med redusert driftssikkerhet.

- Stavanger har få timer med N-0, men tallene er høyere enn på samme tid i fjor.
- Lofoten og Vesterålen har N-0 i nesten alle timer i første halvår av 2016. Kanstadbotn-Kvitfossen har vært utkoblet for ombygging i store deler av perioden, og dette gir redusert forsyningssikkerhet i området.
- Finnmark har mange timer med N-0 ved intakt nett, spesielt i januar og februar.
- Sunnmøre har mange timer med N-0 ved intakt nett, men omfanget er noenlunde likt som foregående år.

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 2016 ble det registrert 9 overskridelser av driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger, noe som er færre enn samme periode i fjor. Total varighet på utkoblingene i årets periode var 257 dager, der Naddvik G1 og Hydro Høyanger G4 begge var utkoblet rundt 90 dager. De fleste av overskridelsene gjaldt anlegg på Vestlandet.



Figur 7: Antall timer med redusert driftssikkerhet.

Frekvenskvalitet

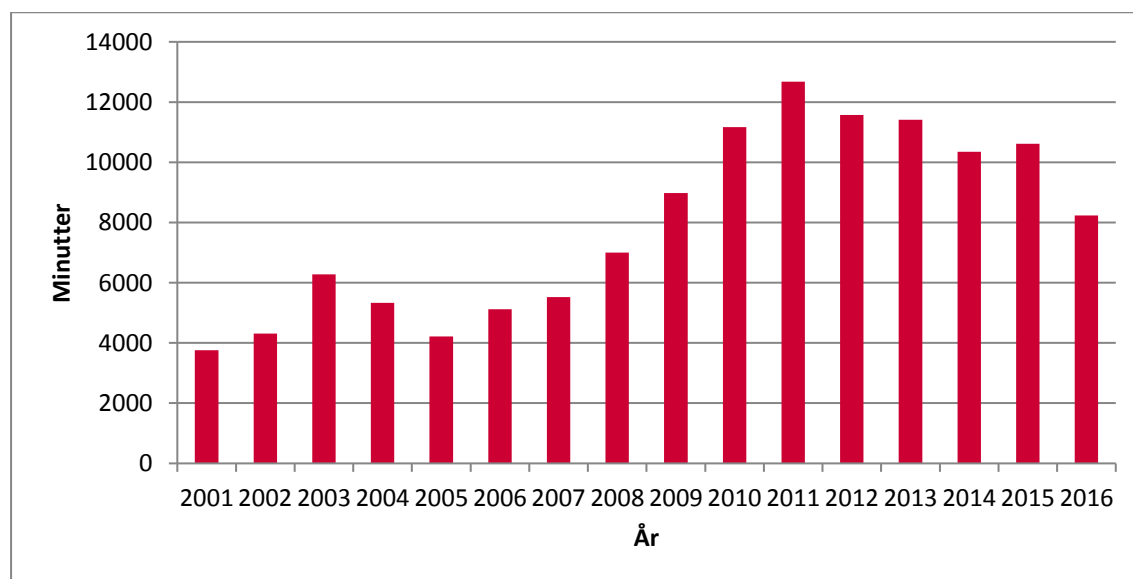
I Norden er kravet at frekvensen skal være innenfor et bånd på 50,00 +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor båndet blir regnet som avvik. Målet er færre enn 10 000 minutter med frekvensavvik per år.

For 1. halvår 2016 totalt er det registrert over 8000 minutter med frekvensavvik, noe som er langt mer enn tidligere. 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:

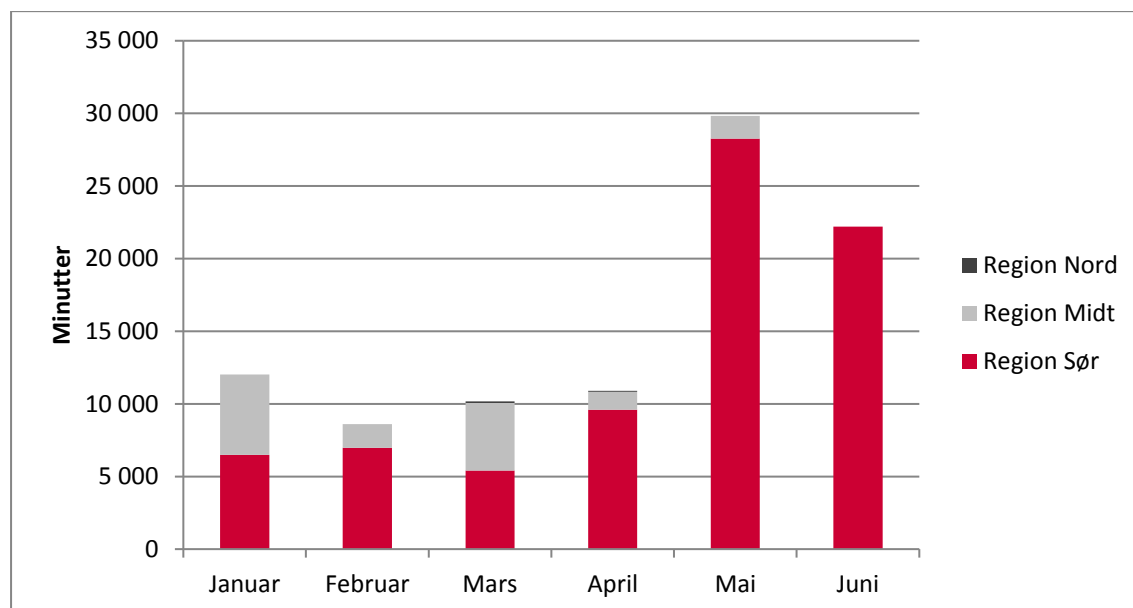
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.
- Økt overføringskapasitet ut/inn av synkronsystemet 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 gjentening 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.
- Revisjoner i SKL-ringen har gitt spenningsproblemer i perioder.
- Langvarig høye spenninger spesielt i Nordland og i området Ørskog – Sykkylven-Ørsta. Skyldes manglende reaktorer, samt at SVC-anlegg i Tunnsjødal er utilgjengelig.
- Høy spenning i Kvandal og Balsfjord i mars grunnet problemer med styring av SVC-anlegget i Kvandal.

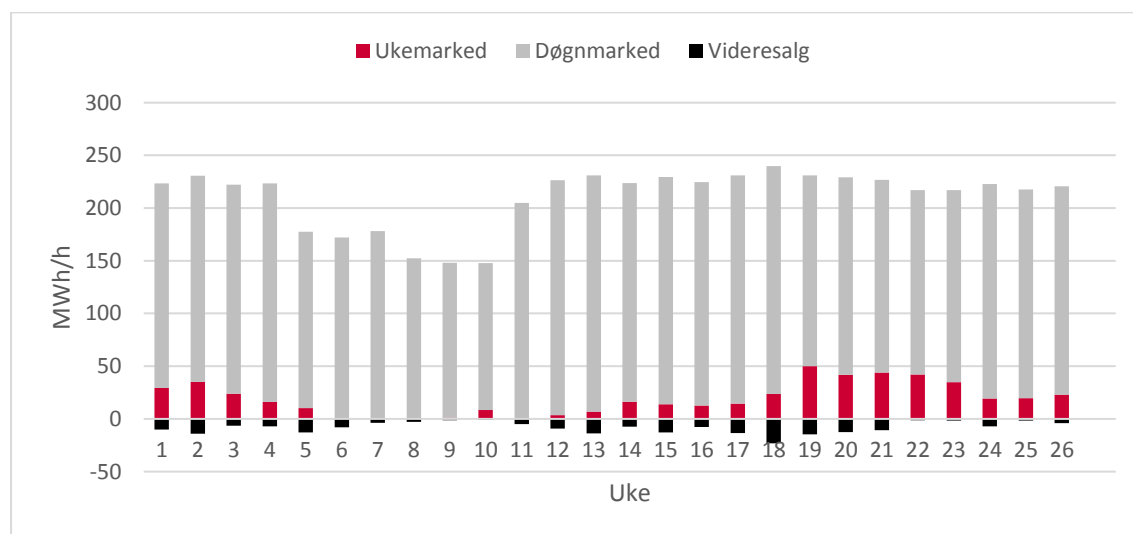
System- og balansetjenester

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Primærreserve	117	201	199	98	135	104	104	44
Sekundærreserve	-	-	-	12	62	20	21	0
Tertiærreserve(RKOM)	50	79	31	65	87	34	46	58
Spesialregulering	153	145	173	124	104	275	173	82
Reaktiv effekt	13	17	7	3	6	6	4	6
Produksjonsflytting kvarter	5	19	10	9	9	5	4	4
Produksjonsglatting								6
Systemvern	4	6	4	9	13	9	13	5
Sum	342	467	424	320	416	453	365	205

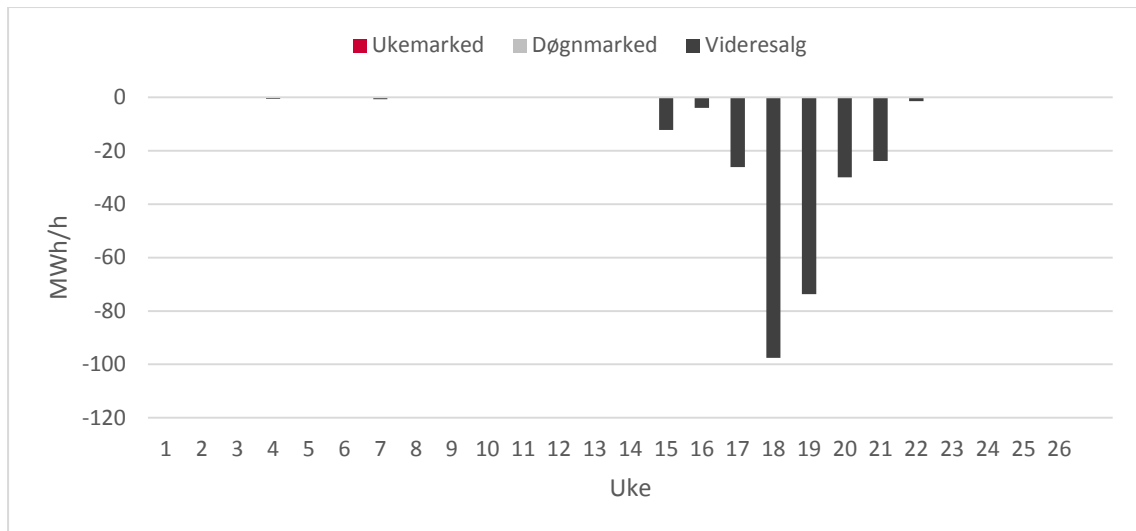
Tabell 8: Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester(MNOK).

Primærreserver

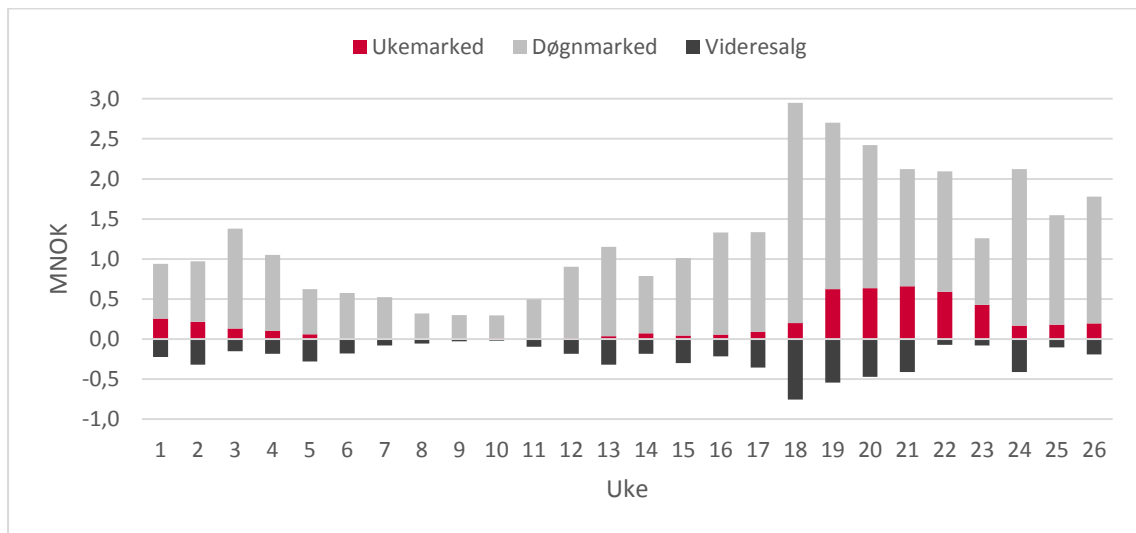
I perioden 1. februar til 15. mars reduserte systemansvarlig innkjøpene av FCR-N. Dette ble gjort som et midlertidig tiltak for å se om dette ville redusere den store andelen av primærreserver i Sør-Norge.



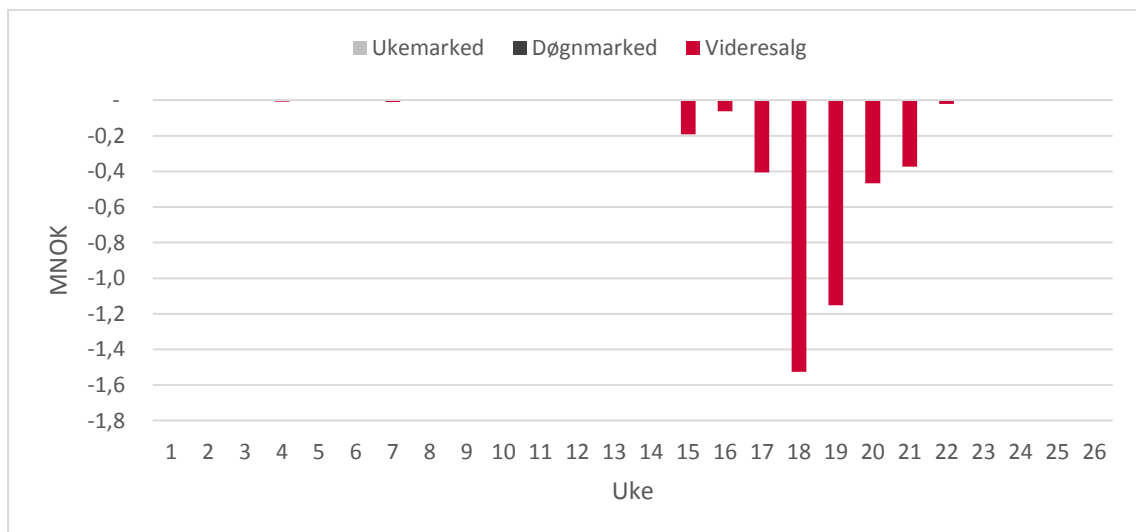
Figur 10: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-N) per uke.



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, FRR-A)

Det var ikke innkjøp av FRR-A til det nordiske systemet 1. halvår 2016.

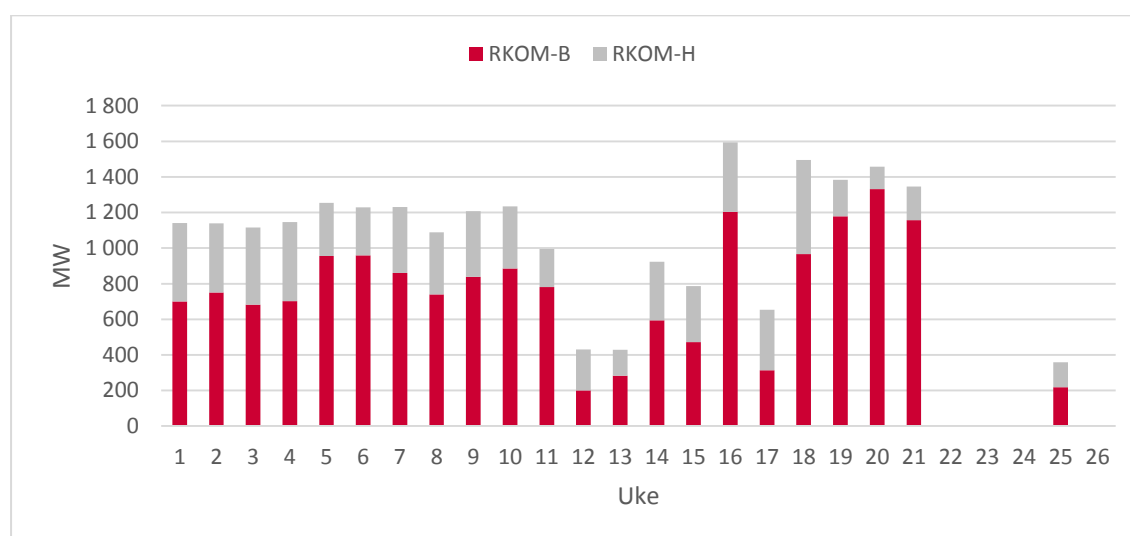
Tertiærreserver(RKOM)

Fra høsten 2014 ble RKOM delt opp i følgende produkter:

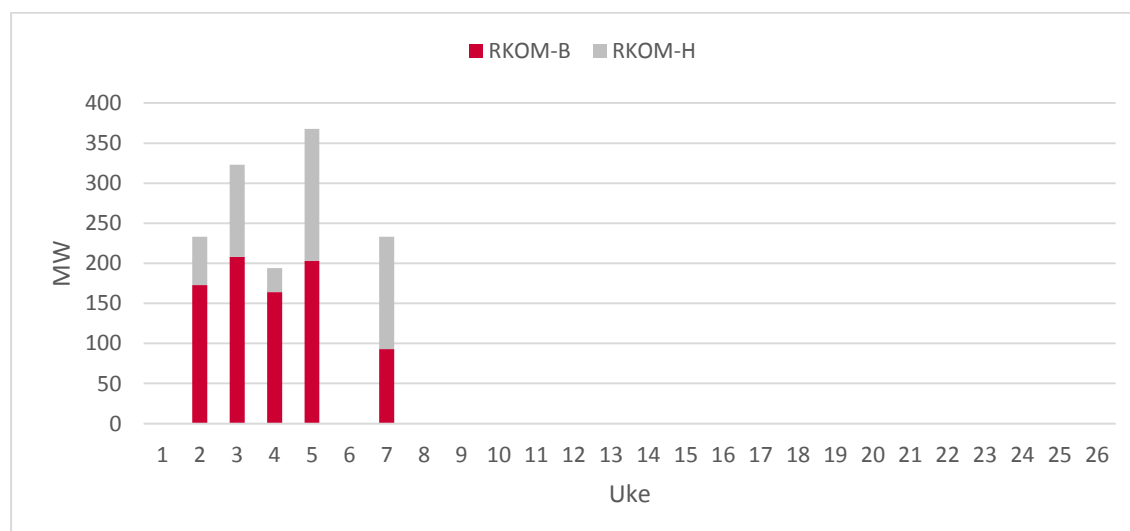
- RKOM-H: Ingen begrensninger i varighet eller hviletid.
- RKOM-B: Begrensning i varighet og hviletid.

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

Tabell 9: Innkjøpt effektvolum i RKOM sesongmarkedet.



Figur 14: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet – dag.



Figur 15: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet – natt.

Kvartersflytting av produksjon

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	1. halvår 2016
Volum (GWh)	209	181	258	290	233	228	245	221	209	129

Tabell 10: Volum av kvartersflytting av produksjon.

Produksjonsglatting

	2015	1. halvår 2016
Volum (GWh)	117	153

Tabell 11: Volum produksjonsglatting.

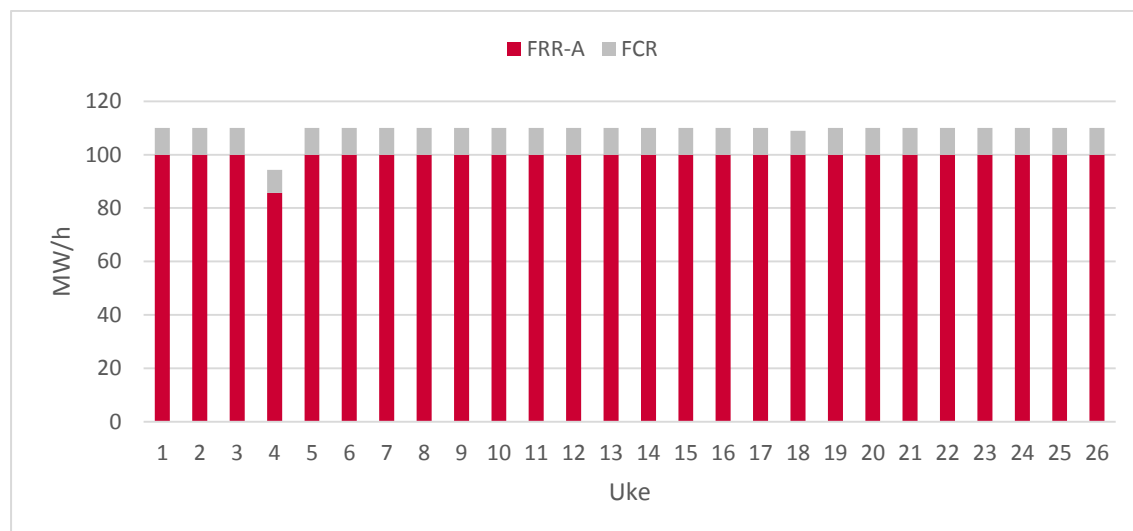
Energiopsjoner i forbruk

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

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

Annet

Systemtjenester Skagerrak HVDC



Figur 16: Gjennomsnittlig kapasitet på systemtjenester til Skagerrakforbindelsen.

Utkobling av fleksibelt forbruk

Dato	Årsak	Berørt nettområde
14.01-22.01	Kaldt vær og feil på produksjonsenheter.	Nord for Ofoten.
24.02-01.03	Kaldt vær.	Nord for Kvandal.

Tabell 13: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstans/årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper
10.01-13.01	Rendalen-Balbergskaret-Vang	Østerdalen	Rendalen
26.01-27.01	Hydro Høyanger T1	Høyanger	Høyanger
26.01	Fåberg-Balbergskaret-Vang	Østerdalen	Rendalen
27.01-28.01	Lysebotn-Helmikstøl 2 og 3	Rogaland	Lysebotn
01.02	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
01.02-05.02	Valljord-Sjønstå	Salten	Sulitjelma
10.02	Tokke-Eidsborg-Vinje	Vinje	Tokke
29.02-12.03	Rendalen-Balbergskaret-Vang	Østerdalen	Rendalen
01.03	Leirdøla T2	Luster	Leirdøla
02.03	Abjøra K-Heggenes	Valdres	Valdres
07.03-18.03	Mongstad-Seim	BKK	BKK
16.03-17.03	Slidre-Ylja	Valdres	Valdres
17.03	Samnange T1	Samnanger	BKK
04.04-18.05	Evanger-Voss	Hordaland	BKK
04.04-03.06	Evanger T4	Hordaland	BKK
11.04-15.04	Myklebustdalen-Mel-Sogndal	Sogn og Fjordane	SFE
12.04	Flørli 132 A	Rogaland	Flørli
14.04	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
17.04	Monehagen-Nelaug	Åmli	Agder-Syd
18.04-21.04	Dokka-Torpa	Nordre-Land	Dokka
25.04-13.05	Balsfjord-Storsteinnes	Målselv og Balsfjord	Dividalen
26.04-27.04	Kristiansand T2	Vest-Agder	Øie
25.04-29.04	Modalen-Steinsland	Steinsland	Bkk
03.05	Rendalen-Balbergskaret	Rendalen	Rendalen
04.05	Kristian T2	Vest-Agder	Øie
09.05-13.05	Såheim-Årlifoss	Tinn	Rjukanverkene
09.05-05.09	Slidre-Ylja	Valdres	Valdres
10.05	Sauda T1	Sauda	Saudefaldene
12.05-13.05	Nordheim-Smøla	Smøla	Smøla
18.05	Ofoten-Båtsvann	Narvik	Skjomen
23.05-27.05	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
23.05-27.05	Tokke-Eidsborg-Vinje og Lio T1	Tokke	Tokke
26.05	Marka-Grytåga	Vefsn	Helgeland
30.05-03.06	Bjørnevatn-T_Melkefoss	Sør-Varanger	Skofoss
02.06-17.06	Nesflaten-Kvanndal-T_Kjela		HER, Tokke
03.06	Evanger-Voss	Hordaland	BKK
07.06-10.06	Tokke-Rød	Seljord	Sundsbarne
13.06-01.07	Kristiansand-Steinsfoss	Vennesla	Agder-Syd
15.06-17.06	Forsand-Tronsholen-1	Rogaland	Lysebotn, Flørli
20.06	Monehagen-Nelaug-Åmli	Åmli	Agder-Syd
20.06-08.07	Voss-Granvin	Hordaland	BKK
21.06	Åmli-Høgefoss	Åmli	Agder-Syd
21.06-22.06	Øyberget-Framruste	Skjåk	Ø-Otta
23.06-07.07	Ofoten T1	Narvik	Skjomen
27.06-28.06	Laudal-Grødal	Vest-Agder	Øie
04.07-06.07	Bjelland-Kristiansand-Hallandsbru	Vest-Agder	Øie

Tabell 14: Tilfeller med produksjonstilpasning.

Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
06.12.2016	Ny	
04.04.2016	Oppdatert	Korrigert feil i tabell 5.