

Halvårsrapport fra Landssentralen

2/2017

The bottom right corner of the cover features a decorative graphic consisting of four parallel diagonal lines. Two lines are white and two are orange, creating a sense of movement and depth against the dark grey background.

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	16
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

Arbeidet med spenningsoppgraderingen i Midt-Norge ble avsluttet 28. september da den siste delen av 420 kV forbindelsen fra N. Røssåga til Klæbu ble spennings satt. Dette medførte en økning i handelskapasitet fra NO4 til NO3 med 200 MW. 7. september ble det også idriftsatt en ny 420 kV linje mellom Kvandal og Balsfjord, og det er nå dobbel 420 kV forbindelse fra Ofoten til Balsfjord, noe som har økt forsyningsikkerheten til Troms og Finnmark. På Østlandet fikk 420 kV Sylling-Tegneby nytt kabelsett etter feilen som oppsto i 2016. Denne ble koblet inn 14. september og kabelforbindelsen fikk da full kapasitet. Handelskapasiteten inn til NO1 fra NO2 og NO5, samt NO1 til SE3, vil imidlertid fortsatt være redusert grunnet redusert kapasitet på kablene til 300 kV Flesaker –Tegneby. Disse er planlagt erstattet i løpet av sommeren 2018.

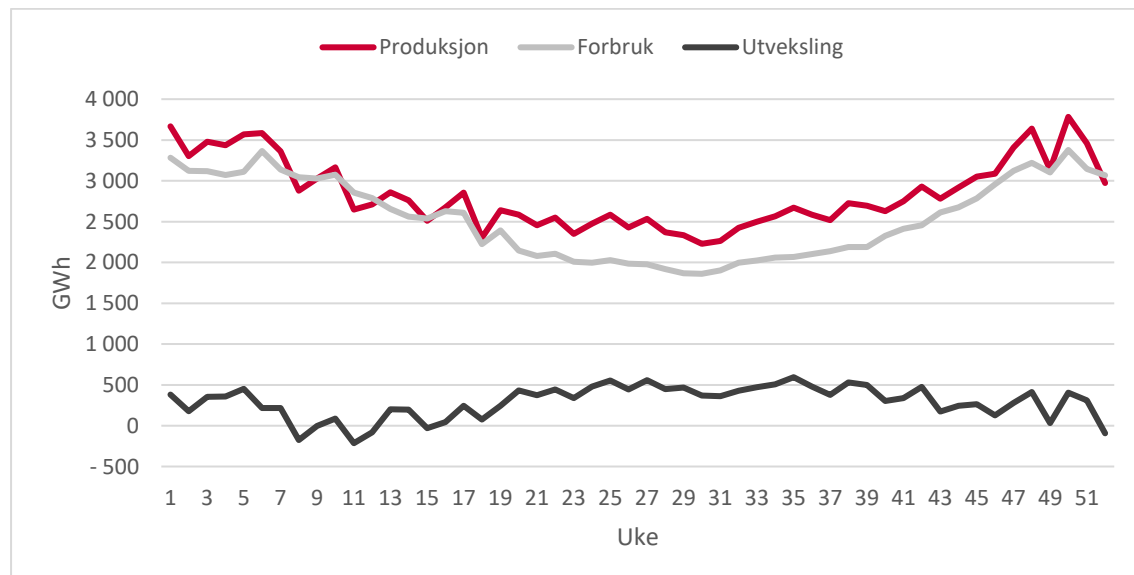
24. juli fikk Skagerrak 2 en kabelfeil og denne var utkoblet for reparasjon frem til 3. november. Mot slutten av året ble systemet satt på prøve av to ekstremvær, Ylva (23.-24. november) og Aina (7.-8. desember). Disse medførte flere linjeutfall og berørte både produksjon og industriforbruk, men det ble ingen langvarige konsekvenser.

	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]	73,6	70,1	64,1	62,3	9,5	7,7
Sum	148,2	148,8	132,9	132,3	15,2	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]	26 479	7 941	22 243	9 457	5 517	-4 452

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

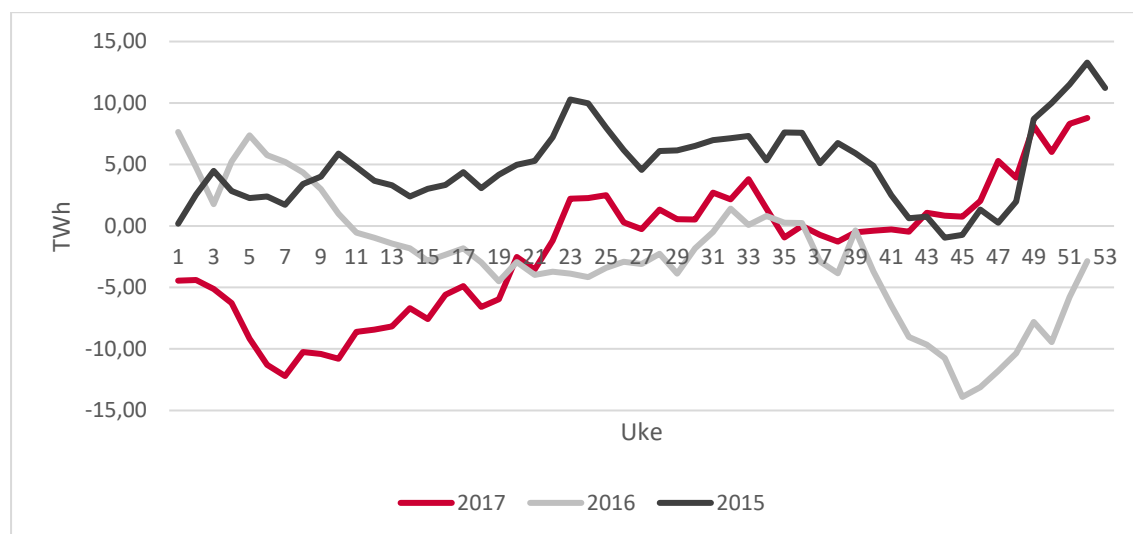


Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

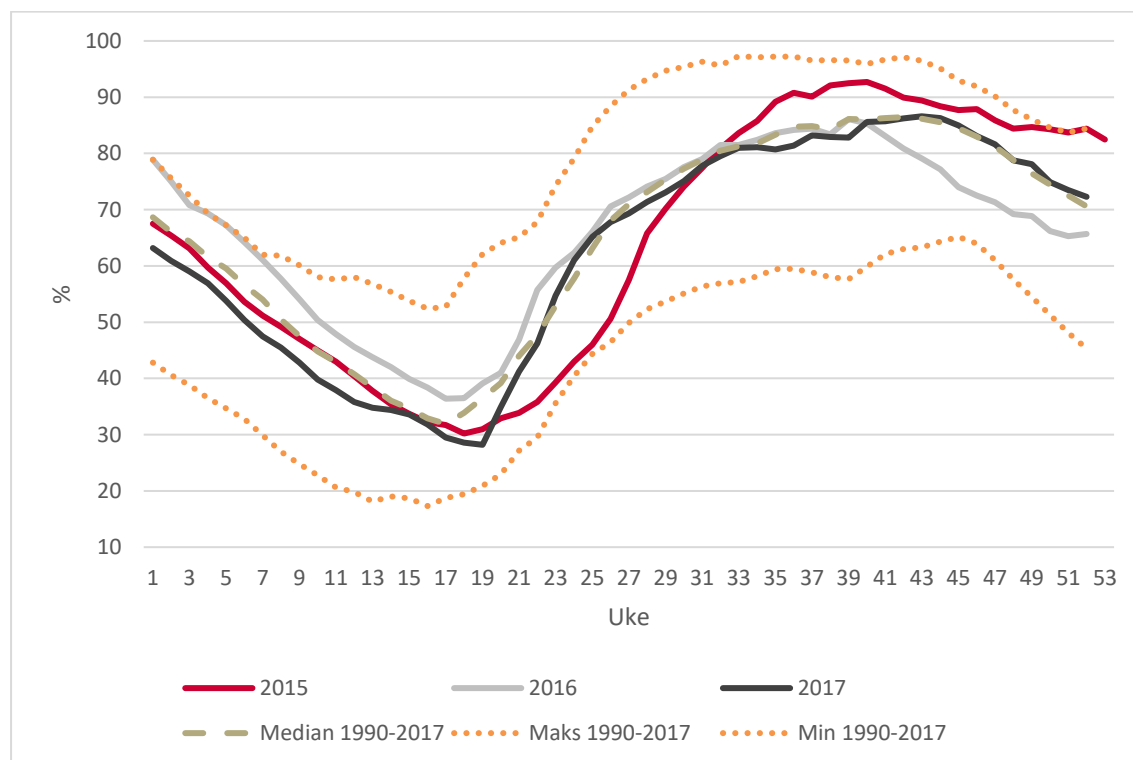
2 Energisituasjonen

Kraftsituasjonen var god gjennom hele 2. halvår 2017. Halvåret var både mildt og nedbørsrikt, når man ser hele landet under ett. Alle månedene i perioden hadde en middeltemperatur som lå på eller over normalen. September var den eneste måneden i 2. halvår som ikke hadde nedbør over det normale. Totalt kom det nedbør tilsvarende 90,3 TWh i løpet av halvåret, 18 TWh over det som er normalt. Tilsiget i perioden var 73,7 TWh, 6 TWh over det som er normalt.

Ved inngangen til 2. halvår var magasinfyllingen 67,8 prosent, 0,6 prosentpoeng under medianen (fra måleserien 1990-2016). Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 72,3 prosent, 1,9 prosentpoeng over medianen. Den hydrologiske balansen styrket seg med ca. 9 TWh i løpet av halvåret, og viste et overskudd på ca. 8 TWh ved utgangen av 2. halvår 2017.



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.

Handelskapasitet fra NO4 til NO3 ble økt 28. september med 200 MW og ny normalkapasitet er nå 900-1200 MW.

3.2 Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for første halvår var 71% av maksimal handelskapasitet for både eksport og import.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: Redusert grunnet flere driftsstanser på Sørlandet i sommer, samt driftsstans på selve forbindelsen i september.
- *NO2-DK1*: Frem til november var det flere planlagte driftsstanser på Sørlandet som reduserte kapasiteten, i tillegg til driftsstanser på selve forbindelsen. Kabelfeil på SK2 fra siste del av juli til oktober.
- *NO1-SE3*: Redusert pga. begrenset kapasitet på Sylling-Tegneby ifm. kabelfeilen i juni 2016. Sylling-Tegneby var utkoblet fra mai til september ifm. installasjon av ny kabel. Har også vært redusert pga. driftsstanser på svensk side. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige (Vestkystsnittet).
- *NO2-NO1*: Redusert pga. utkobling av Sylling-Tegneby og planlagte driftsstanser.
- *NO5-NO1*: Redusert pga. utkobling av Sylling-Tegneby og planlagte driftsstanser.
- *NO2-NO5*: Redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO3-SE2*: Mange planlagte utkoblinger ifm. spenningsoppgraderingen i Midt-Norge har redusert importkapasiteten.
- *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.

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	9 %	64 %	64 %	51 %
NO3-SE2	600	55 %	89 %	50 %	34 %
NO4-SE2	250	0 %	33 %	78 %	48 %
NO4-SE1	700	0 %	72 %	71 %	58 %
NO2-DK1	1532	22 %	77 %	61 %	49 %
NO2-NL	723	90 %	95 %	92 %	86 %
NO2-NO1	3500	0 %	64 %	34 %	3 %
NO2-NO5	500	0 %	62 %	2 %	1 %
NO5-NO1	3900	30 %	77 %	49 %	4 %
NO5-NO3	500	0 %	37 %	0 %	5 %
NO4-NO3	1000	0 %	56 %	87 %	65 %
NO1A-NO1	6850	0 %	68 %	48 %	2 %

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	19 %	57 %	7 %	6 %
SE2-NO3	1 000	41 %	77 %	17 %	5 %
SE2-NO4	300	0 %	44 %	7 %	5 %
SE1-NO4	600	0 %	49 %	5 %	2 %
DK1-NO2	1 532	27 %	76 %	18 %	11 %
NL-NO2	723	97 %	97 %	1 %	0 %
NO1-NO2	2 200	0 %	76 %	3 %	0 %
NO5-NO2	600	0 %	63 %	26 %	15 %
NO1-NO5	300	95 %	98 %	0 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	29 %	0 %	15 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	-	3 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	1 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, import¹.

3.3 Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

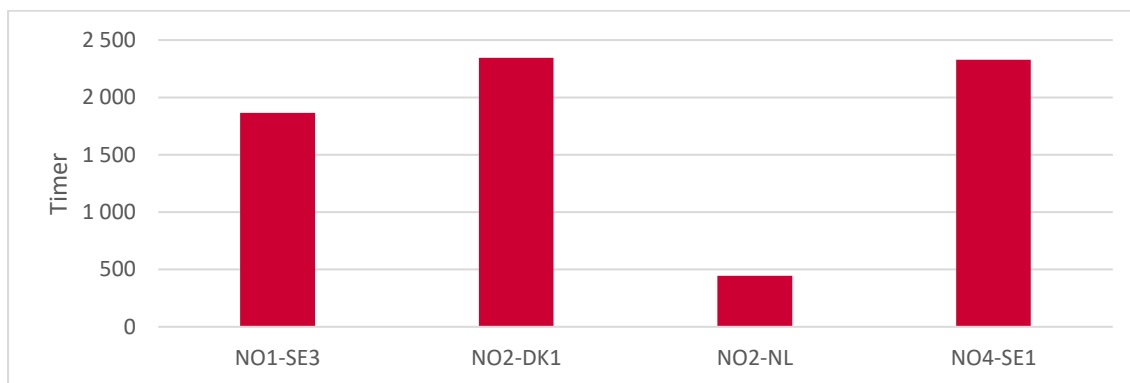
Tabell 5 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene² knyttet til bortfall av overføringskapasitet. Ved bortfall av overføringskapasitet menes her redusert kapasitet som følge av feil eller driftsstanser på norsk eller utenlandsk side. De største kostnadene dette halvåret skyldes redusert eksportkapasitet som følge av planlagte driftsstanser på Østlandet og Sørlandet, spenningsoppgradering i Midt-Norge og kabelfeil på Skagerrak 2.

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017	2/2017
NO1 – SE3	Driftsstans	112	126	250	303	97	96	33	159
	Feil/utfall	0	0	5	0	12	164	34	0
NO3 – SE2	Driftsstans	3	3	10	1	10	9	9	0
	Feil/utfall	2	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Driftsstans	11	13	11	5	40	133	54	64
	Feil/utfall	0	0	0	0	2	0	3	0
NO4 – SE2 ³	Driftsstans		4	4	2	15	65	23	47
	Feil/utfall		0	0	0	1	0	1	0
NO2 – DK1	Driftsstans	16	95	96	90	170	55	51	82
	Feil/utfall	5	0	0	0	7	0	5	15
NO2 – NL	Driftsstans	12	47	55	34	71	40	47	14
	Feil/utfall	38	1	147	3	0	4	4	0
NO1 – NO2	Driftsstans	0	10	6	3	2	6	2	11
	Feil/utfall	0	8	9	5	4	41	27	0
NO1 – NO5	Driftsstans	6	1	0	4	6	3	2	7
	Feil/utfall	0	0	0	0	4	87	14	0
NO2 – NO5	Driftsstans	17	4	0	0	0	1	0	0
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	2	9	6	3	28	165	71	81
	Feil/utfall	0	0	0	0	1	0	2	0
NO5 – NO3	Driftsstans							7	5
	Feil/utfall							0	0
Sum driftsstans		179	312	438	445	439	573	299	470
Sum feil/utfall		45	9	161	8	31	296	90	15
Sum totalt		224	321	599	453	470	869	389	485

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 2. halvår.

3.4 Spesialregulering

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017	2/2017
Intakt nett, overlast	75	44	44	38	84	45	58	8	21
Intakt nett, spenning	28	0	2	1	4	2	0	2	1
Driftsstanser	32	57	54	43	159	88	70	24	40
Feil/utfall	5	46	19	20	20	29	8	2	8
Annet	2	1	2	2	3	9	9	1	3
Sum	143	147	121	104	270	173	145	37	73

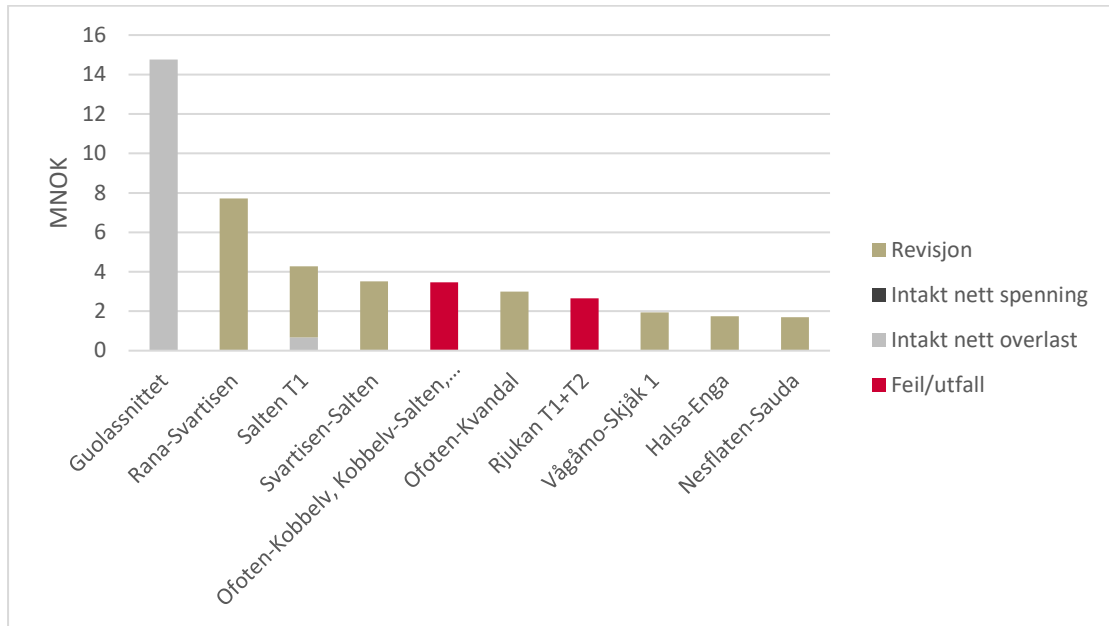
Tabell 6: Spesialreguleringskostnader(MNOK) per år fordelt på hovedårsakene.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017	2/2018
Oppregulering	542	381	242	366	804	528	274	50	75
Nedregulering	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	267	495
Totalt	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	317	570

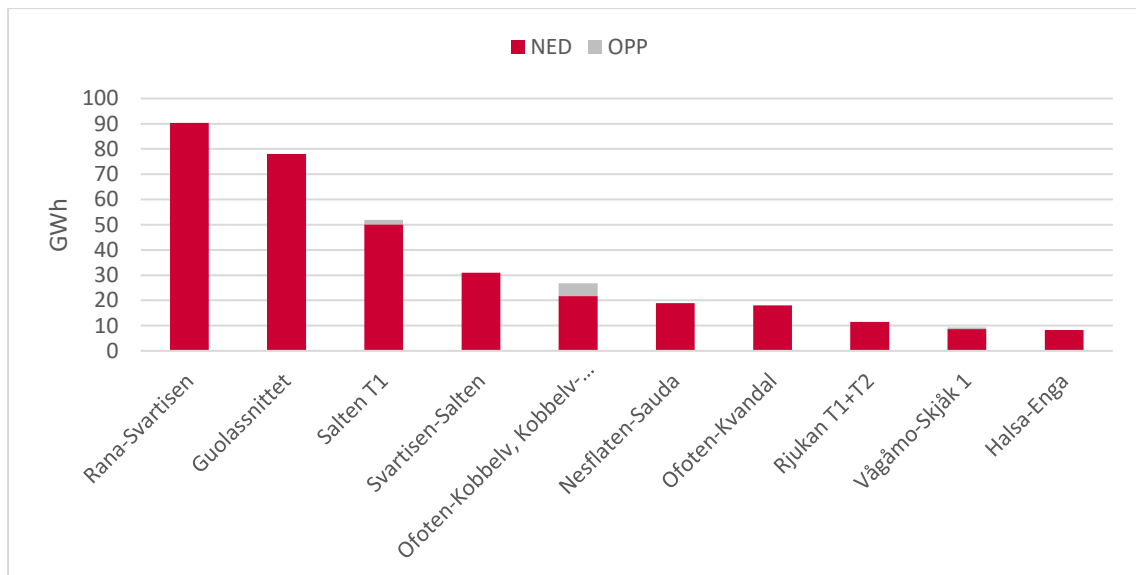
Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år.

Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

- *Guolassnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon nord for Guolas. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Rana-Svartisen*: Planlagt driftsstans i juni og juli. Gav flaskehals både nord og sør for driftsstansen med behov for nedregulering.
- *Salten T1*: Planlagt driftsstans i oktober. Medførte flaskehals i 132kV nettet mellom Bodø og Mo i Rana med behov for nedregulering.
- *Svartisen-Salten*: Planlagt driftsstans fra juli til september. Gav flaskehals både nord og sør for driftsstansen med behov for nedregulering.
- *Ofoten-Kobbelv, Kobbelv-Salten*: Under ekstremværet Ylva var det utfall av flere linjer mellom Rana og Ofoten med behov for regulering, eller utfall av produksjon
- *Ofoten-Kvandal*: Planlagt driftsstans i august og september. Gav flaskehals ut av nettet fra Troms og Finnmark med behov for nedregulering.
- *Rjukan T1+T2*: Utfall av begge transformatorene(420/132kV) i Rjukan 5 dager i oktober. Grunnet høy produksjon i 132kV nettet i området var det behov for nedregulering.
- *Vågåmo-Skjåk 1*: Planlagt driftsstans i oktober. Medfører nedregulering av produksjon innerst i Ottadalen.
- *Halsa-Enga*: Planlagt driftsstans i august og september. Stort kraftoverskudd i 132 kV nettet i Salten gav behov for nedregulering.
- *Nesflaten-Sauda*: Planlagt driftsstans i oktober. Stor kraftproduksjon fra Odda til Suldal gav en flaskehals i 300kV nettet mot Telemark med behov for nedregulering.



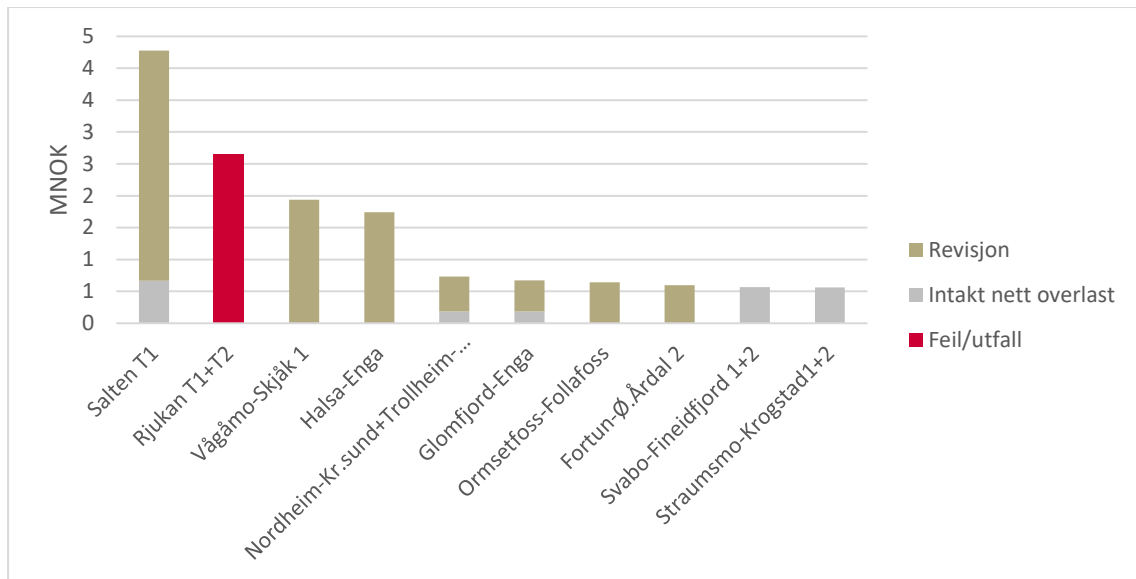
Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer, fordelt på årsak og anleggsdeler.



Figur 6: Regulert energi for kostnadskrevende spesialreguleringer.

1/2017	2/2017
9	23

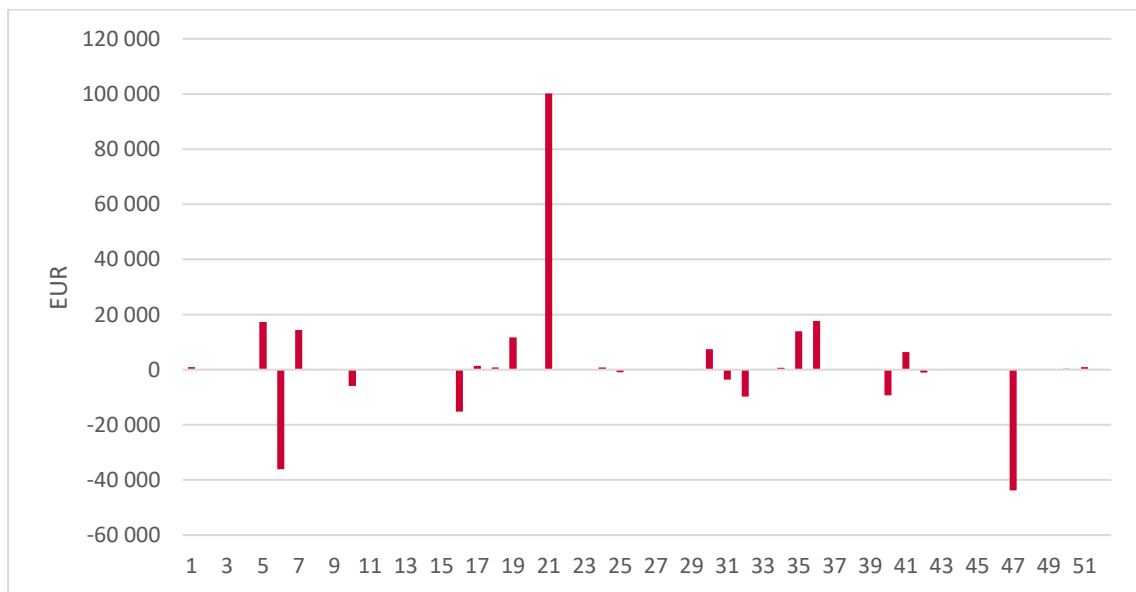
Tabell 8: Kostnad[MNOK] for spesialregulering i regionalnett.



Figur 7: Kostnadskrevende 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.



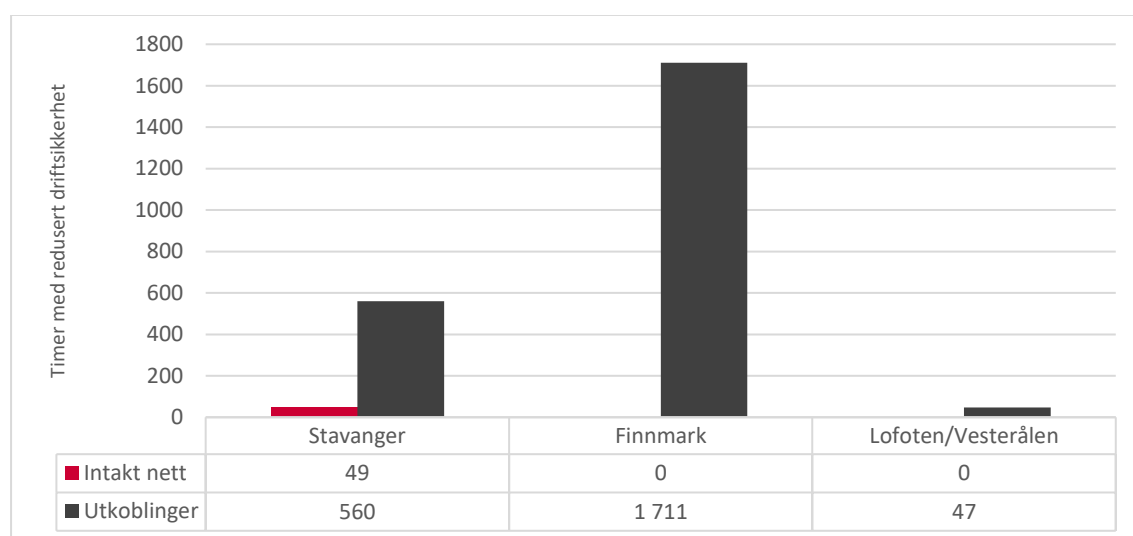
Figur 8: Netto kostnad ved effektkrafthandel mot utlandet.

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 andre halvår 2017 viser nedgang i timer med redusert driftssikkerhet for to av områdene sammenlignet med tidligere år.

- Stavanger har noen færre timer med redusert driftssikkerhet ift. foregående år. Diverse vedlikehold har ført til økt n-0 timer i Stavangerområdet.
- Lofoten og Vesterålen har hatt en økning i antall n-0 timer sammenlignet med tidligere perioder. Dette skyldes blant annet arbeid med ny stasjon i Kvitfossen
- Finnmarks n-0 timer skyldes arbeid med bygging av nye linjer i området.



Figur 9: Antall timer med redusert driftssikkerhet

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.

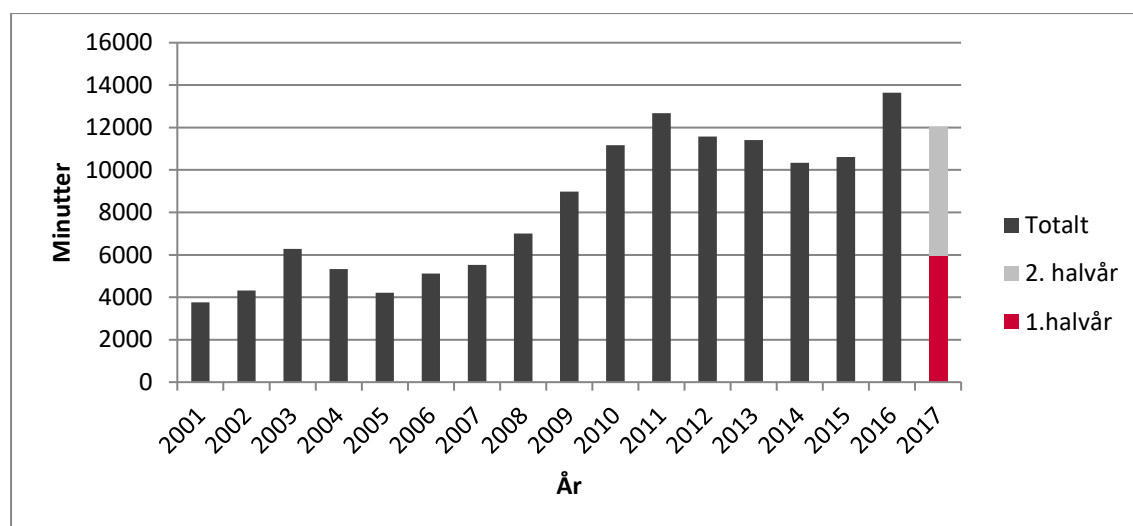
I andre halvår 2017 registrerte vi 7 overskridelser av driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger. Dette er tilsvarende nivå som samme periode i fjor. Disse varte til sammen i 48 dager, der utkobling av Kilbotn, Feda-Åna Sira og Fana- Samnanger hver hadde varighet på 13-14 dager.

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:

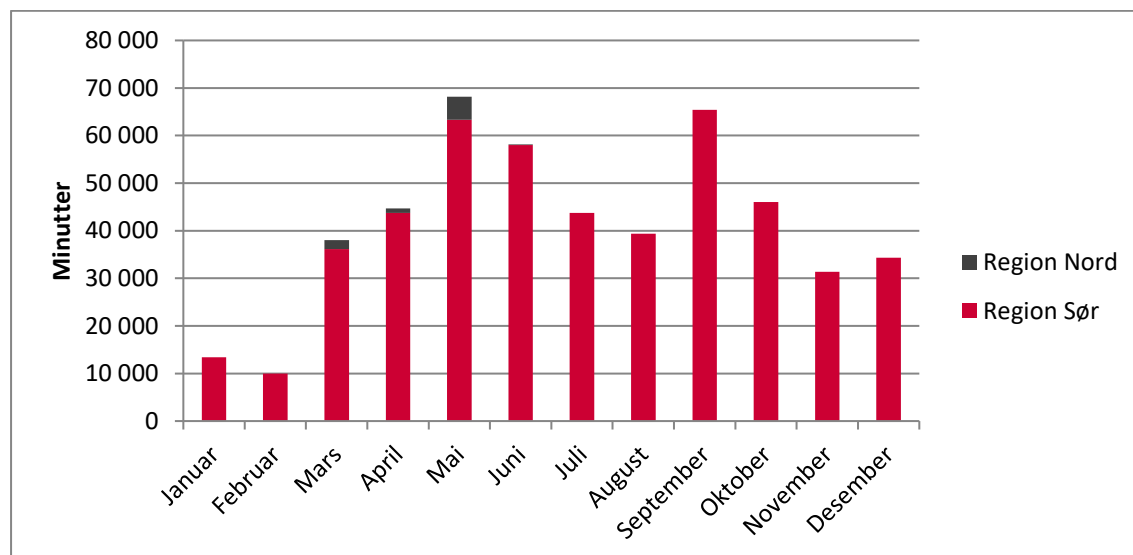
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Feil/avvik i prognoseverktøy for forbruk og/eller produksjon.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.
- Økt overføringskapasitet ut/inn av synkronsystemet gir store endringer i utveksling og produksjon
- Høy utnyttelse av systemet gir flere flaskehals 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.

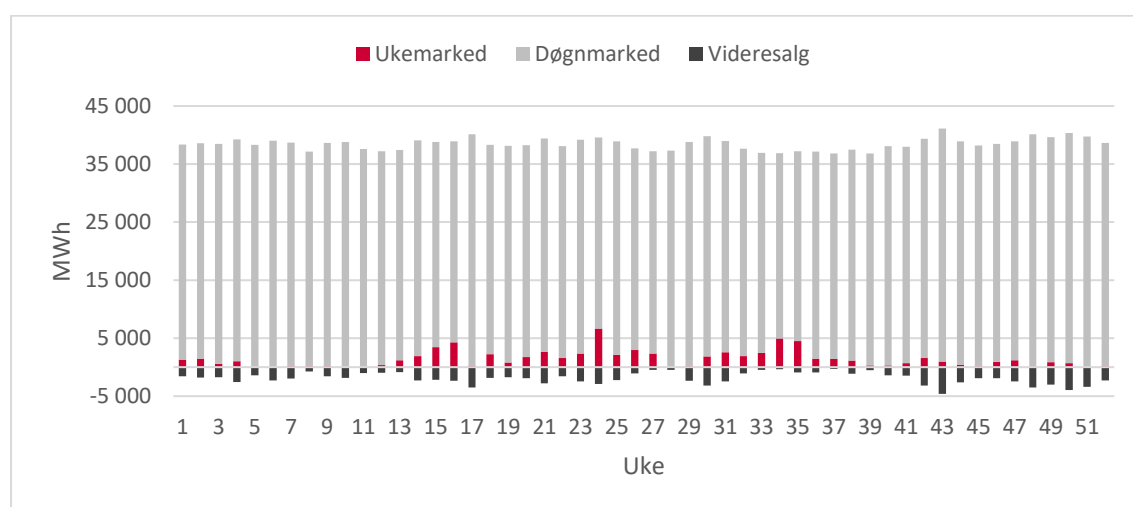
- Borgund ligger radielt mot sentralnettet og ved revisjon/stopp av aggregatene i området er det liten mulighet for spenningsregulering.
- Nedre Vinstra stasjon ligger radielt mot sentralnettet. Ved stans på aggregater i Nedre Vinstra er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering. Stans av aggregater og utkobling av ledningene ut av stasjonen har medført problemer med spenningene.
- Driftsstanser i og rundt Stor-Oslo har medført koblingsbilder som gir utfordringer med spenningen.
- Høy flyt inn mot Rogaland krever at kondensatorbatteri i Stølaheia ligger innkoblet for å overholde N-1. Dette har gitt problemer med spenningen i området.

7 System- og balansetjenester

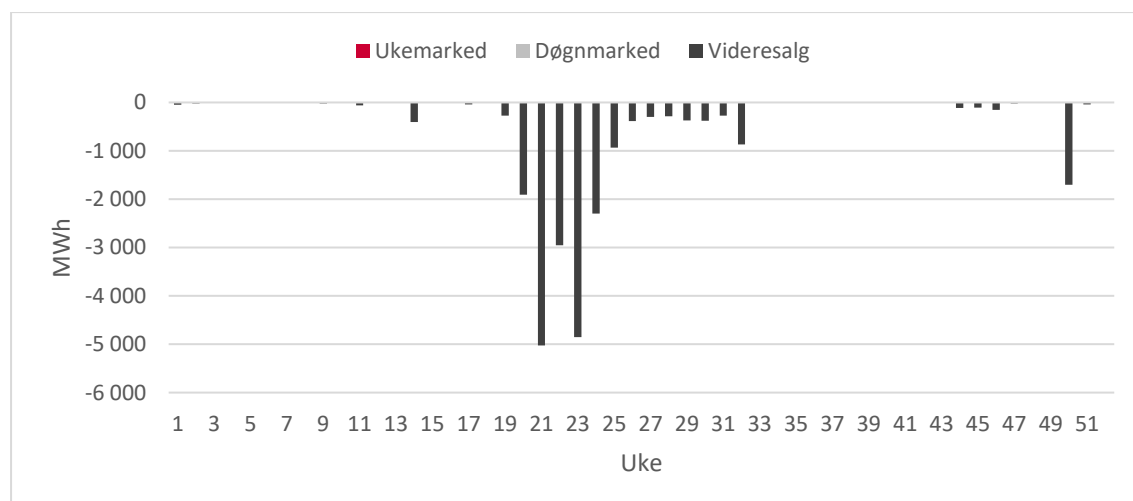
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	1/2017	2/2017
Primærreserve	201	199	98	135	104	104	85	42	45
Sekundærreserve	-	-	12	62	20	21	7	4	9
Tertiærreserve(RKOM)	79	31	65	87	34	46	75	41	25
Spesialregulering	153	173	124	104	275	173	146	39	71
Reaktiv effekt	13	7	3	6	6	4	6	3	3
Produksjonsflytting kvarter	5	10	9	9	5	4	7	5	2
Produksjonsglatting						6	10	4	5
Systemvern	4	4	9	13	9	13	11	5	10
Sum	342	424	320	416	453	365	347	143	170

Tabell 9: Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester(MNOK).

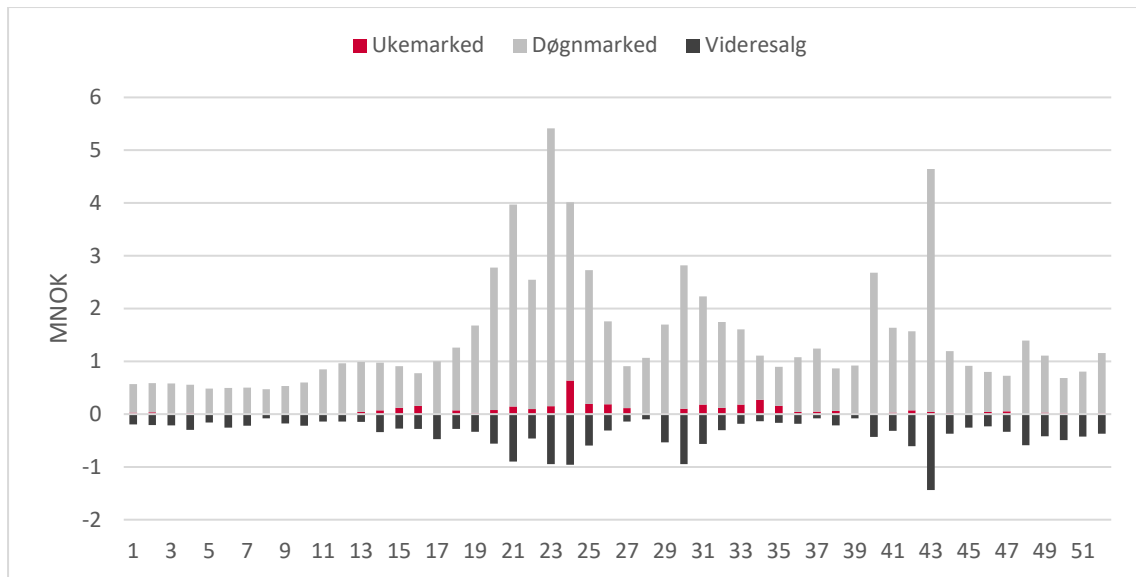
7.1 Primærreserver



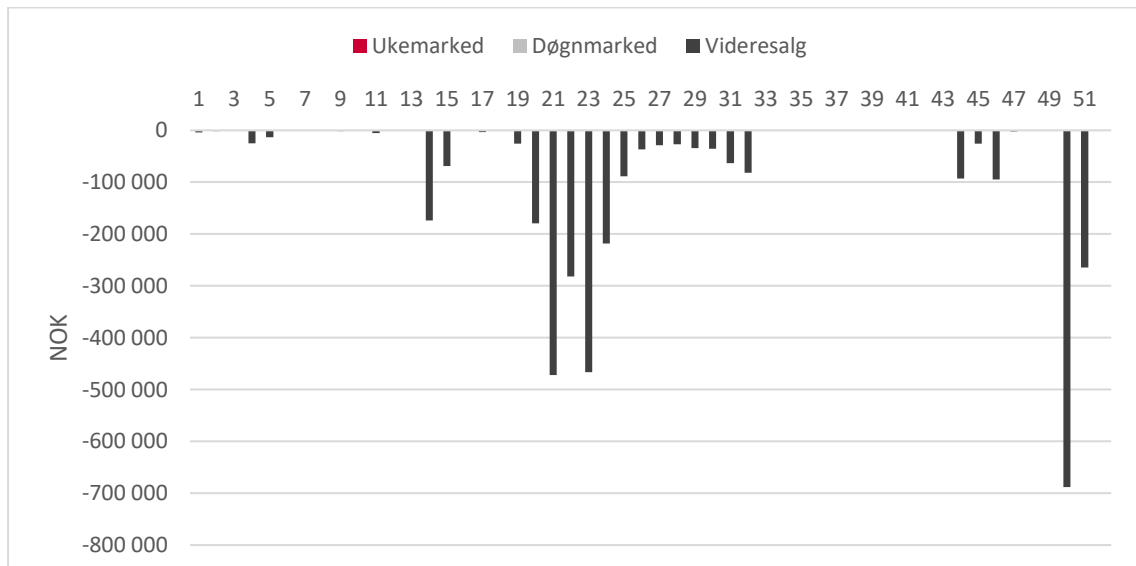
Figur 12: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-N) per uke.



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



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

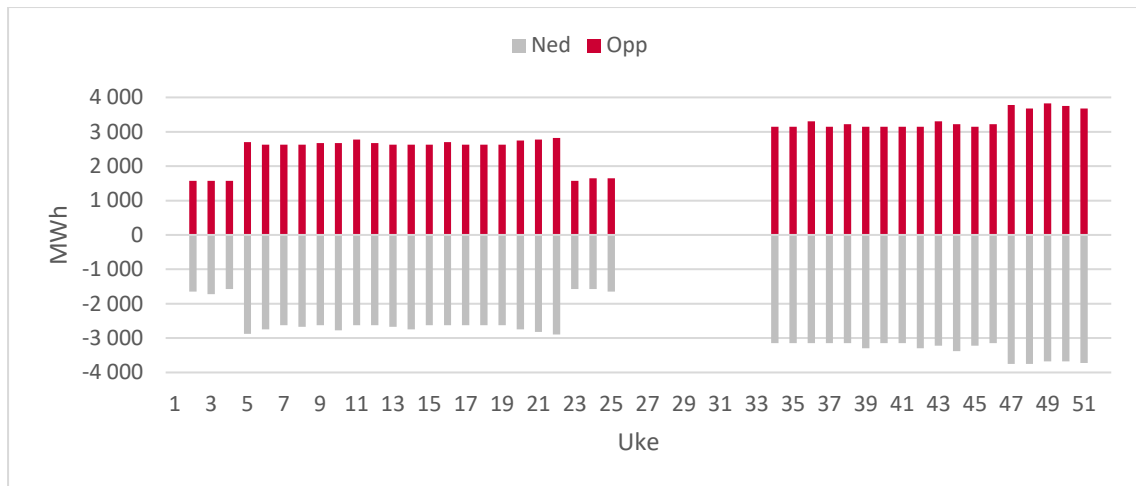


Figur 15: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-D).

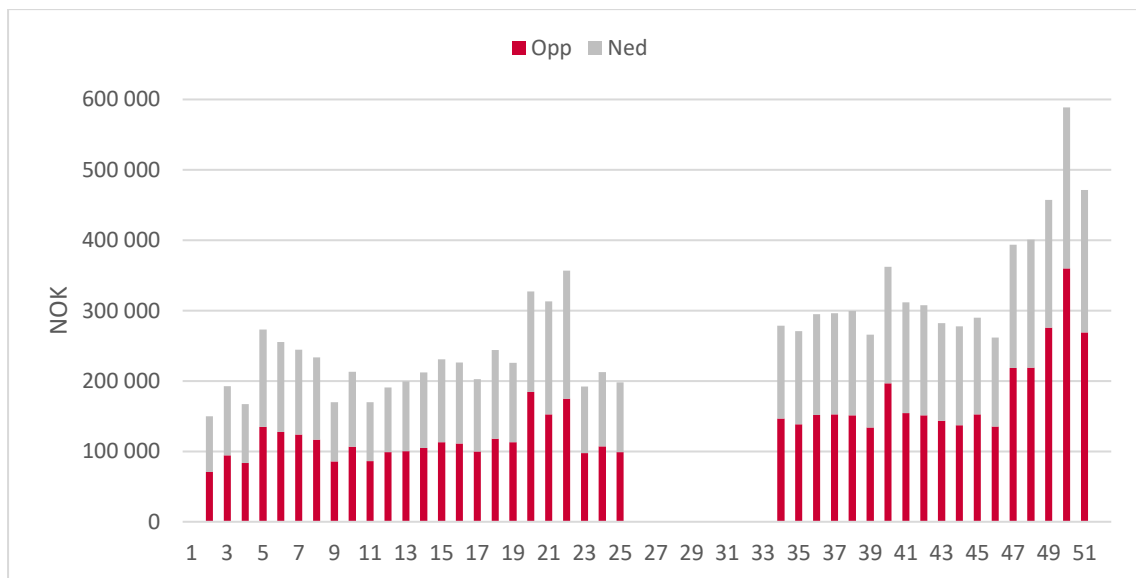
7.2 Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)

I 2017 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.
- Uke 34-43: time 6-8 og time 17-20.
- Uke 44-46: time 6-8 og time 19-22.
- Uke 47-51: time 6-8 og time 17-21.



Figur 16: Innkjøp av aFRR per uke.

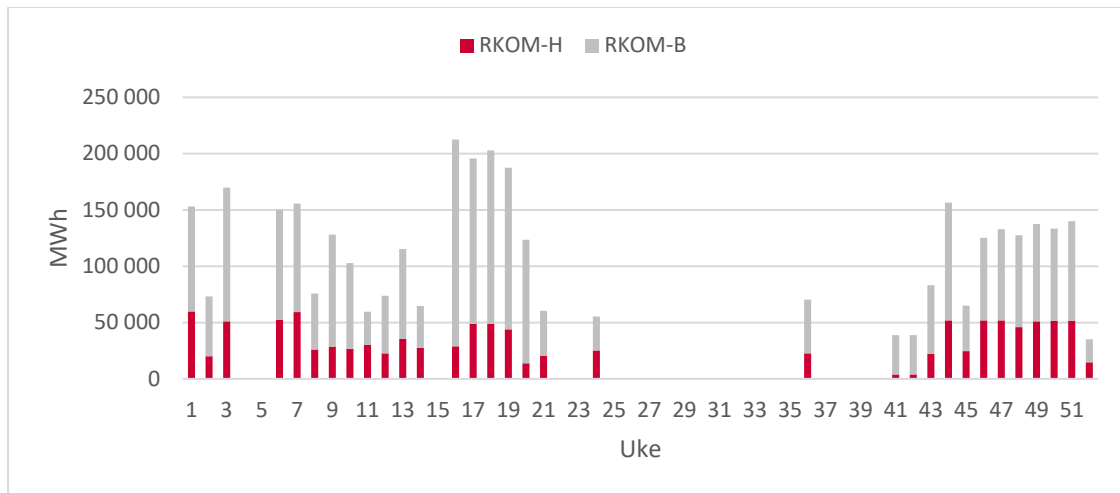


Figur 17: Kostnad per uke for innkjøp av aFRR.

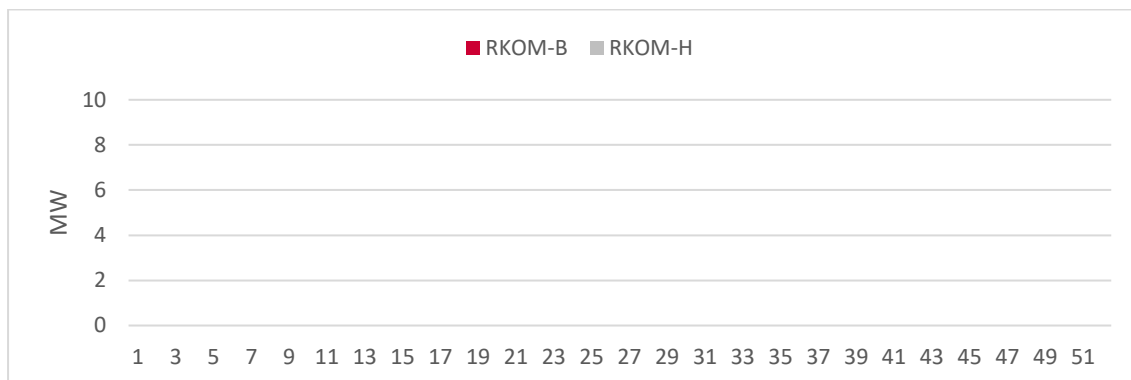
7.3 Tertiærreserver(RKOM)

Sesong	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Effektvolum (MW)	499	634	634	871	749	521	543	625

Tabell 10: 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	2/2017
Volum (GWh)	181	258	290	233	228	245	221	209	243	142	106

Tabell 11: Volum av kvartersflytting av produksjon.

7.5 Produksjonsglatting

	2015	2016	1/2017	2/2017
Volum (GWh)	117	264	156	141

Tabell 12: Volum produksjonsglatting.

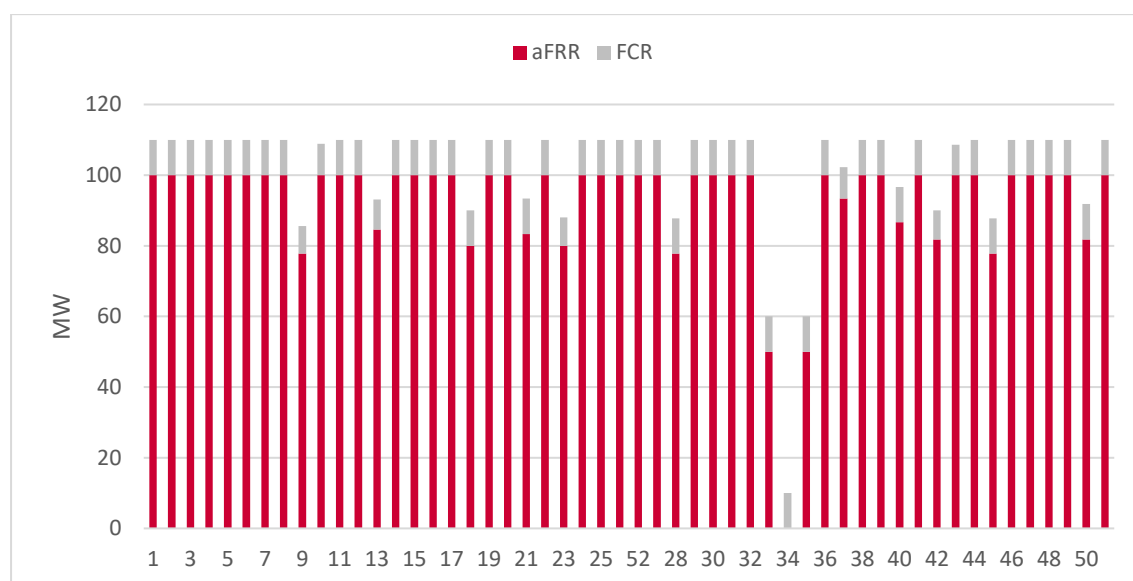
7.6 Energiopsjoner i forbruk

	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 13: 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
23. -24. november	Ekstremværet Ylva	Nord for Ofoten

Tabell 14: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

8.3 Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstans/årsak	Berørt område	Berørte stasjonsgrupper
03.07-04.07	Sjona-Fagervollan	Rana	Helgeland
06.07-08.07	Vemorktoppen-Vemork	Tinn	Rjukanverkene
06.07-05.09	Harpefos T1	Gudbrandsdalen	Harpefossen
07.07	Rana-Svabo-3	Rana	Rana
12.07	Lio T2	Tokke	Skafså, Skagerrak-mini-NO2
12.07	Skogfoss-T_Melkefoss	Sør-Varanger	Skogfoss
17.07-19.07	Nordheim-Smøla	Smøla	Smøla
21.07-31.07	Rana-Svabo-3	Rana	Rana
24.07-27.07	Ofoten-Båtsvann	Narvik	Skjomen
24.07-25.07	Skjomen-Ofoten	Narvik	Skjomen
24.07	Ofoten T1	Narvik	Skjomen
24.07	T_Engene-Rygene	Grimstad	Agder-Syd
25.07-28.07	Dalen-Lysebotn-1,	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli
31.07-13.09	Saurdal-Moe	Suldal	Suldal
01.08-21.08	Flørli-Helmikstol-1	Forsand	Flørli
07.08-14.08	Vemorktoppen-Vemork	Tinn	Rjukanverkene
08.08-09.08	Øvre Vinstra-Fåberg, Øvre Vinstra-Vågåmo	Gudbrandsdalen	Øvre Vinstra

08.08-11.08	Aurland 1-Aurland 2- Aurland 2	Aurland	Aurland
10.08	Grana-Brattset	Rennebu	KVO
14.08-17.08	Skjerka-Logna	Marnadal	Øie
14.08-22.08	Brandhol-Rensvik	Smøla	Smøla
14.08-31.08	Nesflaten-Kvanndal	Suldal	HER
14.08-31.08	Kolsvik-Namskogan	Bindal	Kolsvik
14.08	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
15.08	Govddesåga-Glomfjord- Sundsford	Gildeskål	Sundsford
17.08	Dokka-Torpa	Valdres	Dokka
18.08	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
21.08	Krossen-T_Aukland	Vennesla	Agder-Syd
21.08-25.08	Strand-Rørvik	Vikna	Ytre Vikna
21.08-25.08	Trollheim T2	Surnadal	Trollheim, Svorka
21.08-23.08	T_Oftedal-Finså	Tonstad	Øie
21.08-24.08	Kongsvinger-Skarnes	Kongsvinger	Hedmark
22.08-25.08	Hol1-Hol2-Usta	Hol	Hallingdal
28.08-31.08	Åsen-Oksla,	Odda	Oksla, Tysso
28.08-07.09	Nore 1-Uvdal 2, Uvdal 1-Uvdal 2	Uvdal	Uvdal
29.08-30.08	Sønnå-Sauda	Sauda	Saudefaldene
04.09-19.09	Ofoten T1	Narvik	Skjomen
04.09-08.09	Mår-Moflåt	Tinn	Rjukanverkene
04.09-07.09	Nore 1 T9	Uvdal	Uvdal, Nore1
04.09	Samnange T1	Samnanger	BKK, Kvam
04.09-06.09	Hemsil 1-Hemsil 2	Hemsedal	Hallingdal,
04.09-15.09	Samnanger- Norheimsund	Samnanger	Bjølvo, BKK
04.09-12.09	Skrautvål-Heggenes	Valdres	Valdres
05.09	Moflåt T1	Tinn	Rjukanverkene
05.09	Blåfalli 3-Blåfalli	Kvinnherad	SKL
06.09	Høyanger T2	Høyanger	Høyanger
11.09-17.09	Kjøpsvik-Pæsa- Bolevatn	Salten	SKSKS Nord-Salten
18.09-29.09	Matre-Frøyset	Mongstad	Mongstad
18.09-23.09	Øvre Årdal- Årdalstangen	Indre Sogn	Naddvik
18.09-29.09	Norheimsund-Øystese- Bjølvo	Samnanger	Bjølvo
18.09-21.09	Mår-Såheim-2	Tinn	Rjukanverkene
18.09	Lyse-Tonstad	Tonstad	Sira-Kvina
18.09-21.09	Ofoten-Kobbelv-Salten	Sørfold	Kobbelv
19.09	Selbu-Slind	Selbu	Selbu
21.09	Svartisen 420 A	Svartisen	Svartisen
25.09-20.10	Vågåmo-Osbu,	Ottadalen	Ø-Otta, Skjåk
25.09-28.09	Voss-Granvin	Ulvik	BKK
25.09-02.10	Sogndal-Leirdøla	Luster	Jostedal, Leirdøla
26.09	Bjerka T1	Hemnes	Bjerka
26.09-28.09	Smeland-Honna-Logna	Marnadal	Øie
26.09-11.10	Leirdøla-Fortun,	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik
28.09	Nesflaten-Kvanndal	Suldal	HER, Tokke
28.09	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
28.09	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
02.10-31.10	Åsen 66 B	Odda	Tysso

04.10-06.10	Matre-Myster	Masfjorden	BKK
06.10-07.10	T_Kongsvinger-Skarnes	Kongsvinger	Hedmark
10.10-12.10	Såheim 132 B	Tinn	Rjukanverkene
10.10	Narvik-Skjomen-Ofoten	Narvik	Skjomen
11.10	Faslefos T2	Valdres	Valdres
12.10-20.10	Myster-Dale	Masfjorden	BKK
12.10	Åsen 66 A/B	Odda	Tysso, Oksla
12.10-13.10	Ofoten 132 A	Narvik	Skjomen
13.10-14.10	Rjukan T1/T2	Tinn	Rjukanverkene, Mår
16.10	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
16.10-20.10	Skjerka-T_Håverstad-2,	Marnadal	Øie
16.10-27.10	Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
17.10-18.10	Jukla-Eidesfoss	Jondal	Nordkraft-F4, Stølsdalselva
17.10-19.10	Nesna-Sjona-Langvatn	Rana	Helgeland
23.10-03.11	Seim-Padøy-Madøy,	Masfjorden	BKK
23.10	Sauda T1	Sauda	Saudefaldene
23.10-24.10	Oksla-Åsen-Røldal	Odda	Oksla, Tysso
23.10-25.10	Stoen-Leksvik	Mosvik	NTE
24.10-26.10	Arlifoss-Grønvollfoss	Notodden	Hjartdøla
25.10	Sønnå-Sauda	Sauda	Saudefaldene
25.10	Sulitjelma RT1	Sulitjelma	Sulitjelma
30.10-09.11	Lysebotn-Moen_LK-1	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli
30.10-02.11	Fosse-Kaldestad	Vaksdal	BKK
31.10	Driva-Lønset	Sunndalen	Vassli
02.11-30.11	Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
06.11-17.11	Mongstad-Frøyset	Mongstad	Mongstad
07.11-09.11	Svartholtet-Osa	Åmot	Hedmark
08.11-09.11	Blåfalli	Sauda	Saudefaldene
13.11-24.11	Sokna-Sagberget	Melhus	TEK
14.11-15.11	Ofoten-Båtsvann	Narvik	Skjomen
15.11	Gresslifoss-Hegsetfoss	Tydal	Nea-Nidelva, Hynna
15.11	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
20.11-23.11	Kvanndal-T_Kjela-Songa	Suldal	Tokke
24.11-25.11	Fosdalen-Bratli	Roan	Bessakerfjellet
01.12	Songa-Vemorktoppen-Flesaker	Tinn	Rjukanverkene
04.12-22.12	Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
05.12	Harpefossen-Nedre Vinstra	Gudbrandsdalen	N-Vinstra, Harpefossen
12.12	Lille Sotra-Kollsnes	Mongstad	Mongstad
19.12	Stølsdal-Førre-Hjorteland	Suldal	Ulla Førre

Tabell 15: Tilfeller med produksjonstilpasning.

9 Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
23.08.2018	Ny	