

Halvårsrapport fra Landssentralen

1 & 2 /2018

The bottom right corner of the page features a decorative graphic consisting of several parallel diagonal lines. There are two white lines and two orange lines, all slanted upwards from left to right.

Innhold

1	Sammendrag fra driften	3
2	Energisituasjonen	5
3	Handelsgrenser og flaskehalshåndtering	6
3.1	Elspotområder	6
3.2	Handelsgrenser	6
3.3	Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet	8
3.4	Spesialregulering	9
3.5	Effektkraft	11
4	Forsyningssikkerhet	12
5	Frekvenskvalitet	13
6	Spenningskvalitet	14
7	System- og balansetjenester	14
7.1	Primærreserver	15
7.2	Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)	16
7.3	Tertiærreserver(RKOM)	17
7.4	Kvartersflytting av produksjon	18
7.5	Produksjonsglatting	18
7.6	Energiopsjoner i forbruk	18
8	Annet	19
8.1	Systemtjenester Skagerrak HVDC	19
8.2	Utkopling av fleksibelt forbruk	19
8.3	Produksjonstilpasning	19
9	Versjonslogg	24

1. halvårsrapport for 2018 skulle normalt vært klar i oktober 2018. Grunnet overgang til nytt driftssentralsystem i Statnett ble rapporteringen prioritert ned frem til nytt system var ferdig idriftsatt i desember. Halvårsrapportene for 2018 er derfor samlet i en helårsrapport.

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

For begreper, definisjoner og informasjon tilknyttet de ulike temaene, se <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/>



Tom Tellefsen

Direktør Systemdrift og markedsoperasjoner

1 Sammendrag fra driften

I vinter var handelskapasiteten NO1A-NO1 og NO1-SE3 begrenset grunnet høyt forbruk i NO1, i kombinasjon med redusert kapasitet på 300 kV Flesaker-Tegneby. I ekstra kalde perioder (uke 6 og 9) var det i tillegg behov for utkobling av fleksibelt forbruk i NO1 og nettet i Oslo-området ble driftet med redusert forsyningssikkerhet. Også andre områder har i perioder med kaldt vær og høyt forbruk hatt redusert forsyningssikkerhet grunnet begrenset nettkapasitet, blant annet Stavanger, Bergen og Vesterålen/Lofoten. Det store snøfallet i vinter gav mange driftsforstyrrelser og forsyningsavbrudd i for lokale nettselskap. Spesielt ble Agder Energi og Skagerak Energi hardt rammet.

I sommer skapte varmen også utfordringer for systemdriften, fordi enkelte linjer/komponenter får veldig lav kapasitet ved høye temperaturer. Dette medførte avlysning av planlagte driftsstanser, endrede koblingsbilder og reduserte handelskapasiteter. I Øst-Finnmark var driften preget av stort kraftoverskudd og lav nettkapasitet, som blant annet skyldes stor andel installert vindkraft. Systemansvarlig var nødt til å sende systemkritisk vedtak til aktørene i området med krav om å melde inn tilgjengelige nedreguleringsressurser.

I oktober kom høstflommen, og i kombinasjon med mange driftsstanser var det nødvendig å spesialregulere ned store mengder produksjon, dele nettet i produksjonsradialer og å avlyse enkelte driftsstanser.

I perioden april til november har det vært mange planlagte driftsstanser, spesielt i forbindelse med prosjektet Vestre korridor på Sør-Vestlandet. På Østlandet ble arbeidet med utskifting av 300 kV Flesaker-Tegneby ferdig 30. august og har økt kapasiteten NO1-SE3.

I desember ble nytt driftssentralssystem for Statnett vellykket innført. Det var en krevende overgangsperiode fra gammelt til nytt system og både Statnett og eksterne aktører hadde en frysperiode hvor det ikke var planlagte driftsstanser eller idriftsettelse, hverken i sentral- eller regionalnettet.

Tre driftsforstyrrelser gav langvarige konsekvenser for handelskapasiteter: NorNed var utilgjengelig fra 20. mars til 26. april grunnet kabelfeil og Skagerrak 2 var utilgjengelig fra 6. april til 9. mai pga. feil på en transformator i Kristiansand. Grunnet feil på et filter i Eemshaven var NorNed redusert med ca. 200 MW begge veier, fra 4. juli til 9. august.

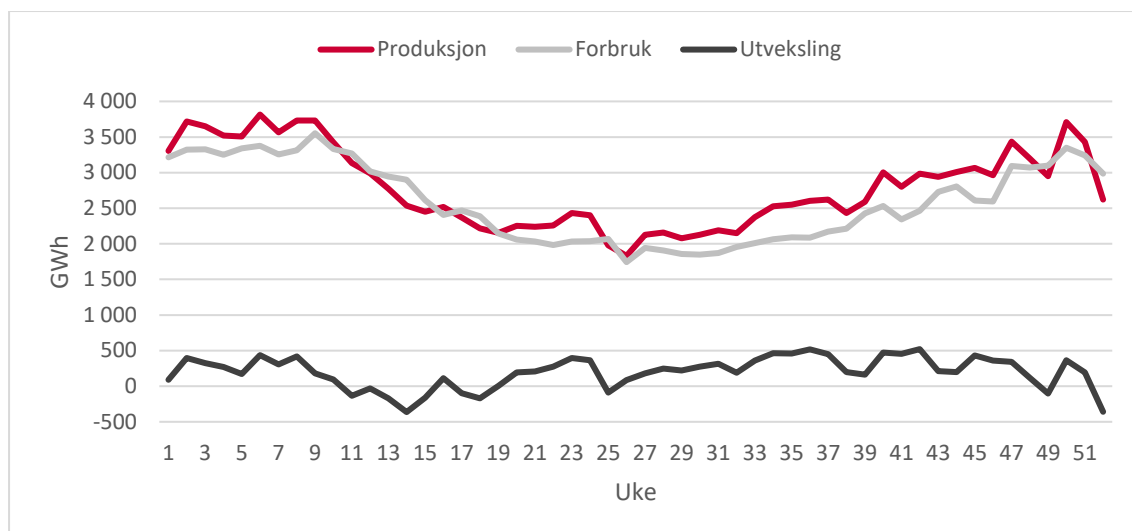
Total norsk kraftproduksjon og -forbruk var henholdsvis 146 TWh og 136 TWh i 2018. Dette gav en netto eksport på ca. 10 TWh, ca. 5 TWh mindre enn i 2017. På slutten av året var det en periode med høyt produksjonsnivå og det ble satt ny rekord for produksjon på timesnivå. Den nye rekorden er på 27 513 MWh og kom 14. desember time 9.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
1.halvår[TWh]	74,5	74,6	71,4	68,8	3,1	5,7
2.halvår[TWh]	71,2	73,6	64,0	64,1	7,1	9,5
Sum	145,7	148,2	135,4	132,9	10,2	15,2

Tabell 1: Samlet norsk produksjon, forbruk og utveksling.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.
1. halvår[MWh]	26 627	6 699	24 108	9 949	5 556	-5 675
2. halvår[MWh]	27 513	6 149	23 780	9 343	5 542	-5 978

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



Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

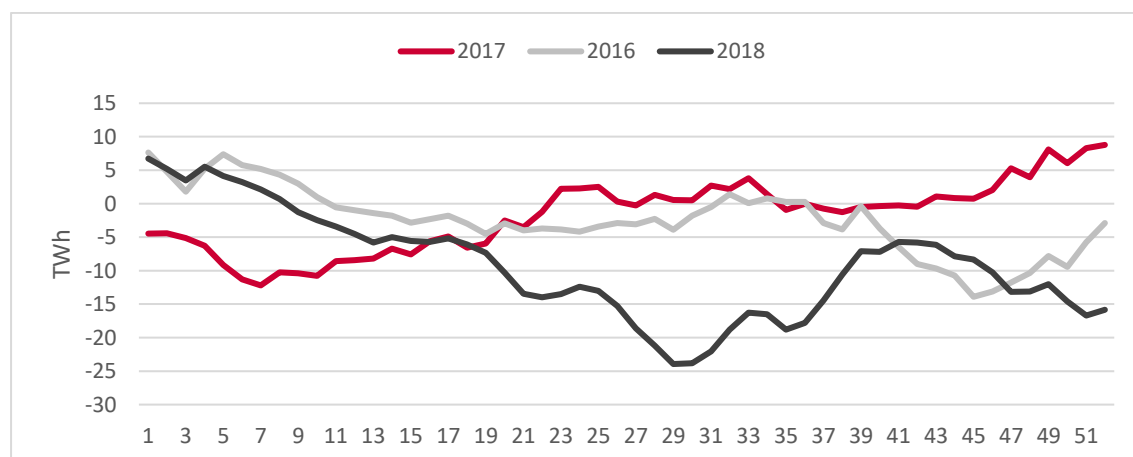
2 Energisituasjonen

Statnett vurderte kraftsituasjonen som normal gjennom hele 2018, selv om en tettere oppfølging/overvåking av energisituasjonen ble iverksatt i midten av juli, grunnet et betydelig underskudd i den hydrologiske balansen. Statnett hadde to møter med NVE, i august og september, for å følge opp kraftsituasjonen.

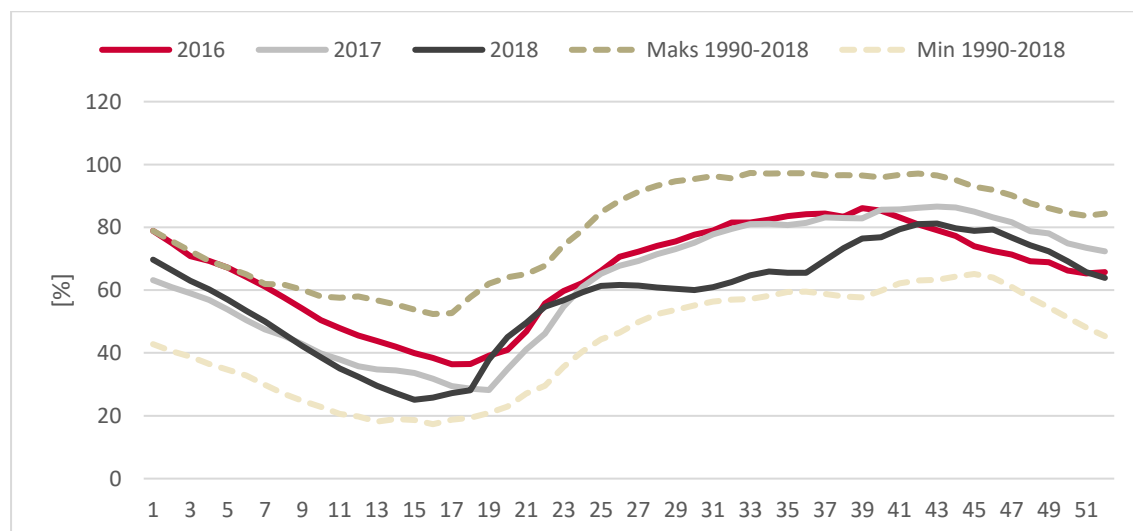
Året 2018 var preget av store variasjoner i både nedbør og temperatur. Dette ga seg utslag i en hydrologisk balanse som varierte stort gjennom året. Året startet med en balanse som viste et overskudd på ca. 9 TWh. Dette endret seg, blant annet på grunn av en ekstremt varm og nedbørsfattig sommer, til et underskudd på ca. 27 TWh ved utgangen av uke 29. Sensommeren og høsten ble meget nedbørsrik og underskuddet ble redusert til rundt 5 TWh ved inngangen til tappesesongen (uke 40). Lite snø på starten av vinteren førte til at den hydrologiske balansen falt tilbake til et underskudd på ca. 16 TWh ved utgangen av 2018.

Totalt falt det nedbør tilsvarende 121 TWh i nedslagsfeltene til de norske kraftverkene i løpet av 2018, noe som tilsvarer ca. 90 prosent av det som er normalt. I første halvår av 2018 kom det 24 TWh mindre nedbør enn normalt, mens det i andre halvår kom 12 TWh mer nedbør enn normalt.

Ved inngangen til 2018 var magasinfyllingen 72,3 prosent, 1,7 prosentpoeng over medianen (fra måleserien 1990-2017). Ved utgangen av året var magasinfyllingen 63,9 prosent, 6,7 prosentpoeng under medianen.



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.

3.2 Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for 2018 var henholdsvis 80% og 76% av maksimal handelskapasitet for eksport og import.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: NorNed var utilgjengelig pga. kabelfeil i mars/april. I sommer var kapasiteten redusert grunnet feil på et filter i Nederland. Ellers redusert pga. planlagte driftsstanser på norsk og nederlandsk side.
- *NO2-DK1*: Planlagt arbeid på samleskinnene i Kristiansand har redusert kapasiteten fra august til november. En eller flere av polene har vært utkoblet pga. planlagt arbeid i perioden februar til november. SK2 var utilgjengelig i april/mai pga. feil på en poltransformator i Kristiansand.
- *NO1-SE3*: Flere driftsstanser på norsk og svensk side reduserte kapasiteten i perioden april til september. Redusert kapasitet pga. feil på effektbryter i 420 kV Tegneby stasjon i september. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige. Ved intakt nett, og høyt forbruk i NO1, ble eksportkapasiteten redusert pga. interne snitt i NO1.
- *NO2-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby. Flere andre i NO2 har også reduserte kapasiteten, spesielt i august og september.
- *NO5-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby. Ellers redusert pga. andre planlagte driftsstanser i NO5 eller NO1.
- *NO2-NO5*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO3-SE2*: Hyppige reduksjoner fra mai til november grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet var Nea-Klæbu utkoblet i juni og november.
- *NO4-NO3*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO4-SE1*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO4-SE2*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO1A-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby.
- *NO5-NO3*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.

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
NO1-SE3	2145	27 %	84 %	42 %	24 %
NO3-SE2	600	84 %	95 %	24 %	12 %
NO4-SE2	250	0 %	49 %	52 %	48 %
NO4-SE1	700	1 %	67 %	42 %	28 %
NO2-DK1	1532	32 %	81 %	46 %	33 %
NO2-NL	723	69 %	81 %	76 %	61 %
NO2-NO1	3500	4 %	81 %	43 %	7 %
NO2-NO5	500	0 %	43 %	12 %	13 %
NO5-NO1	3900	29 %	78 %	54 %	12 %
NO5-NO3	500	6 %	67 %	0 %	2 %
NO4-NO3	1200	0 %	73 %	64 %	37 %
NO1A-NO1	6850	15 %	80 %	53 %	7 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, eksport¹.

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	39 %	76 %	13 %	11 %
SE2-NO3	1 000	45 %	78 %	32 %	16 %
SE2-NO4	300	0 %	58 %	19 %	15 %
SE1-NO4	600	16 %	58 %	17 %	11 %
DK1-NO2	1 532	33 %	82 %	23 %	14 %
NL-NO2	723	77 %	83 %	6 %	5 %
NO1-NO2	2 200	0 %	75 %	4 %	1 %
NO5-NO2	600	2 %	52 %	21 %	16 %
NO1-NO5	600	28 %	88 %	1 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	13 %	0 %	49 %
NO3-NO4	200	0 %	22 %	28 %	9 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	1 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse, import¹.

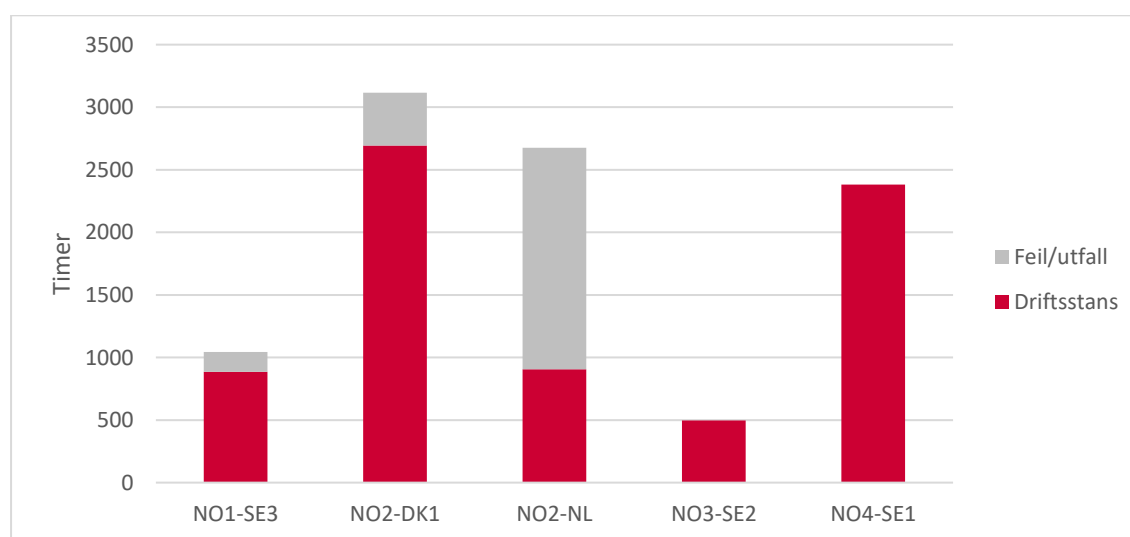
¹ NO1-NO3 er utelatt fordi flyten her blir prognosert av systemansvarlig.

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.

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NO1– SE3	Driftsstans	112	126	251	303	97	96	192	53
	Feil/utfall	0	0	4	0	12	164	34	15
NO3 – SE2	Driftsstans	3	3	10	1	10	9	9	14
	Feil/utfall	2	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Driftsstans	11	13	11	5	40	133	118	45
	Feil/utfall	0	0	0	0	2	0	3	0
NO4 – SE2 ³	Driftsstans		4	4	2	15	65	70	26
	Feil/utfall		0	0	0	1	0	1	0
NO2 – DK1	Driftsstans	16	95	96	90	170	55	133	148
	Feil/utfall	5	0	0	0	7	0	20	5
NO2 – NL	Driftsstans	12	47	55	34	71	40	61	42
	Feil/utfall	38	1	147	3	0	4	4	63
NO1 – NO2	Driftsstans	0	10	6	3	2	6	13	39
	Feil/utfall	0	8	9	5	4	41	27	0
NO1 – NO5	Driftsstans	6	1	0	4	6	3	7	55
	Feil/utfall	0	0	0	0	4	87	14	0
NO2 – NO5	Driftsstans	17	4	0	0	0	1	0	1
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	2	9	6	3	28	165	152	26
	Feil/utfall	0	0	0	0	1	0	2	0
NO5 – NO3	Driftsstans							12	2
	Feil/utfall							0	0
Sum driftsstans		179	312	438	445	439	573	767	451
Sum feil/utfall		45	9	161	8	31	296	105	83
Sum totalt		224	321	599	453	470	869	872	534

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



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

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.

3.4 Spesialregulering

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Intakt nett, overløst	75	44	44	38	84	45	58	29	43
Intakt nett, spenning	28	0	2	1	4	2	0	3	1
Driftsstanser	32	57	54	43	159	88	70	64	65
Feil/utfall	5	46	19	20	20	29	8	10	10
Annet	2	1	2	2	3	9	9	4	2
Sum	143	147	121	104	270	173	145	110	121

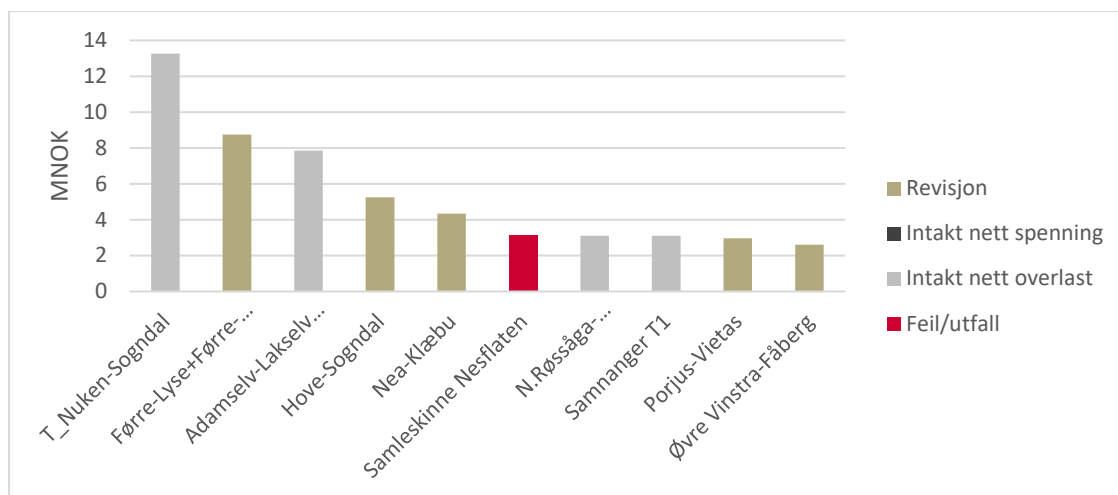
Tabell 6: Spesialreguleringskostnader (MNOK) per år fordelt på hovedårsakene.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Oppregulering	542	381	242	366	804	528	274	125	194
Nedregulering	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	762	677
Totalt	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	887	871

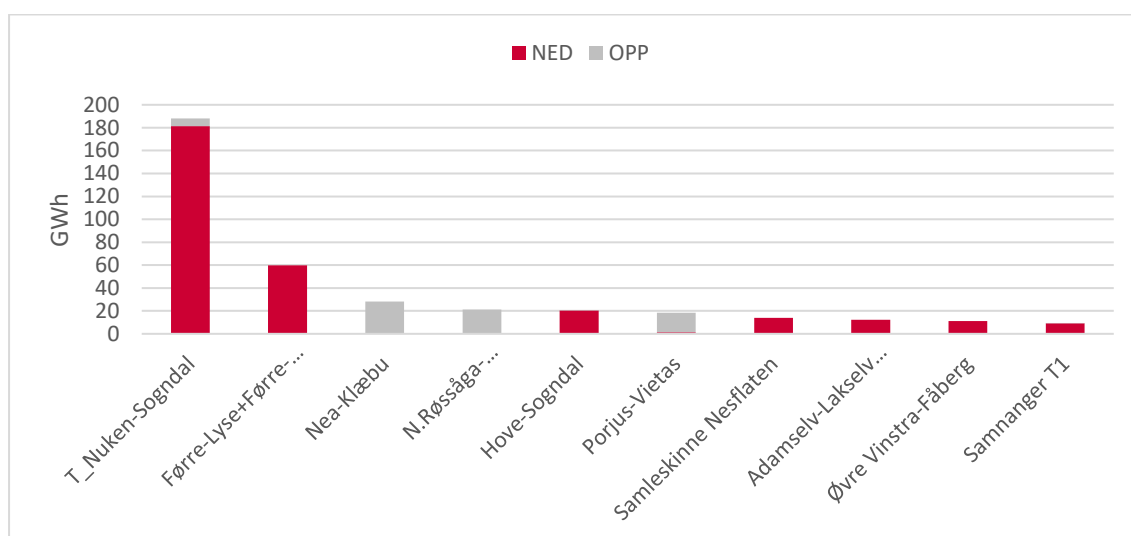
Tabell 7: Spesialreguleringsvolum (GWh) per år.

Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

- *T_Nuken-Sogndal*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i indre Sogn. Det var spesielt behov for nedregulering i perioden juli til september.
- *Førre-Lyse+Førre-Saurdal+Sauda-Saurdal*: Planlagte driftsstanser i august. Gav flaskehals på det gjenværende 300 kV nettet fra Vestlandet mot Østlandet med behov for nedregulering.
- *Adamselv-Lakselv+Varanger T4*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Var spesielt behov for nedregulering i juni og august.
- *Hove-Sogndal*: Planlagt driftsstans i oktober. Grunnet flom var det meget høy kraftproduksjon på Vestlandet og behov for nedregulering.
- *Nea-Klæbu*: Planlagt driftsstans i juni. Gav en flaskehals inn til NO3 og NO4 med behov for oppregulering.
- *Samleskinne Nesflaten*: Nødutkobling av Nesflaten stasjon to dager i november. Medførte innestengt produksjon og separatudrift i Odda.
- *N.Røssåga-T_Finneidfjord1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy eller lav produksjon i 132 kV nettet i Helgeland. Har vært jevnlig behov for nedregulering fra juni.
- *Samnanger T1*: Flaskehals ved intakt nett grunnet høy produksjon i 132 kV nettet i Hardanger. Behov for nedregulering i oktober og november.
- *Porjus-Vietas*: Planlagt driftsstans på svensk side i oktober. Gav flaskehals ut og inn til NO4 med behov for både opp- og nedregulering.
- *Øvre Vinstra-Fåberg*: Planlagt driftsstans i oktober samtidig med høy produksjon i Gudbrandsdalen. Gav en flaskehals på 300 kV nettet mellom Midt-Norge og Østlandet med behov for nedregulering.



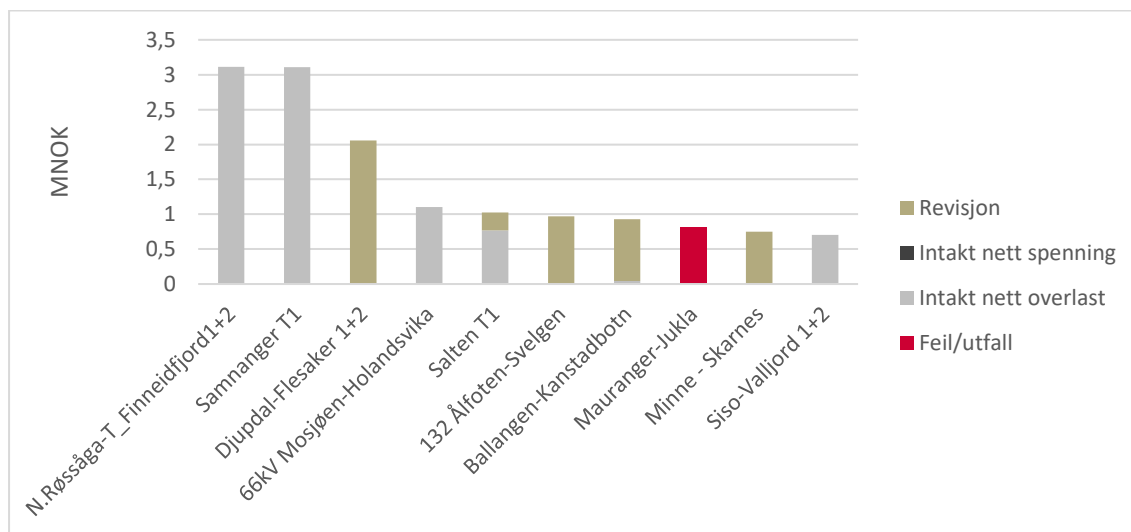
Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer, fordelt på årsak og anleggsdeler.



Figur 6: Regulert energi for kostnadskrevende spesialreguleringer.

2017	2018
32	30

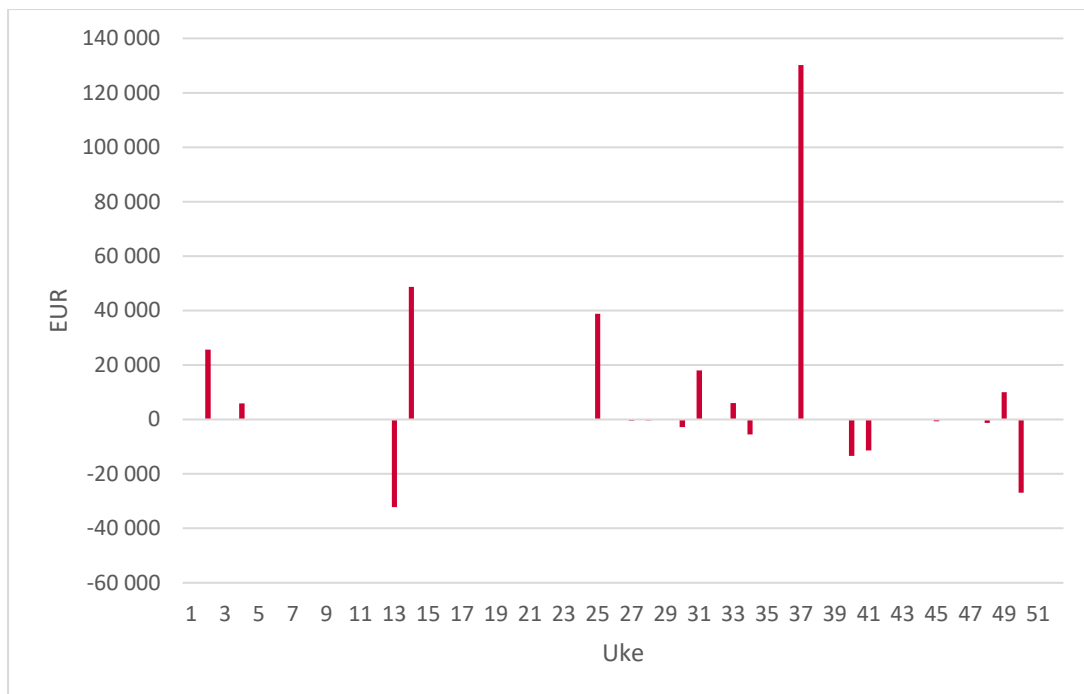
Tabell 8: Kostnad [MNOK] for spesialregulering i regionalnett.



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.



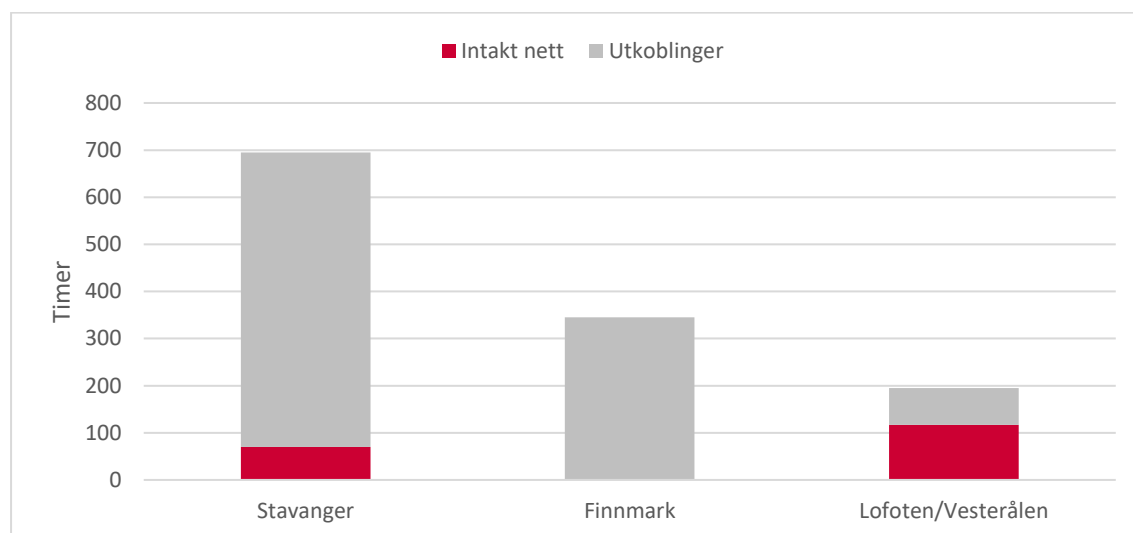
Figur 8: Netto kostnad ved effektkrafthandel mot utlandet.

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.

Kommentarer:

- Stavanger har hatt en svak økning i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett de siste årene. Det er registrert 45 timer (2014), 14 timer (2015), 97 timer (2016), 73 timer (2017) og 70 timer i 2018.
- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015-2018 hatt betydelig færre timer med redusert driftssikkerhet med intakt nett sammenlignet med tidligere år. Dette skyldes MVAR-installasjoner som har gitt økt overføringskapasitet i nettet. Lavere anleggsaktivitet har også medført et relativt beskjedent antall timer med N=0 drift.
- Finnmark har god driftssikkerhet med intakt nett. I 2016, 2017 og 2018 har det vært mange planlagte utkoblinger som har gitt flere timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere.



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.

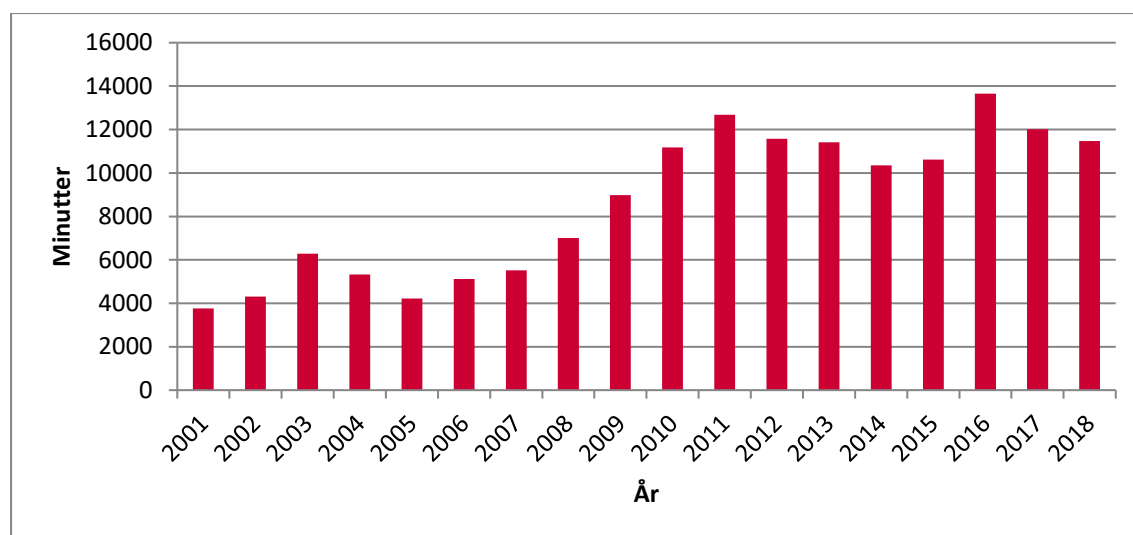
I 2018 registrerte vi 16 overskridelser av driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger. Dette er flere enn vi registrerte for samme periode i fjor. Disse varte til sammen i 103 dager, der utkobling av Feda- Åna- Sira og Spanne- Stord hver hadde varighet på hhv. 28 og 18 dager.

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:

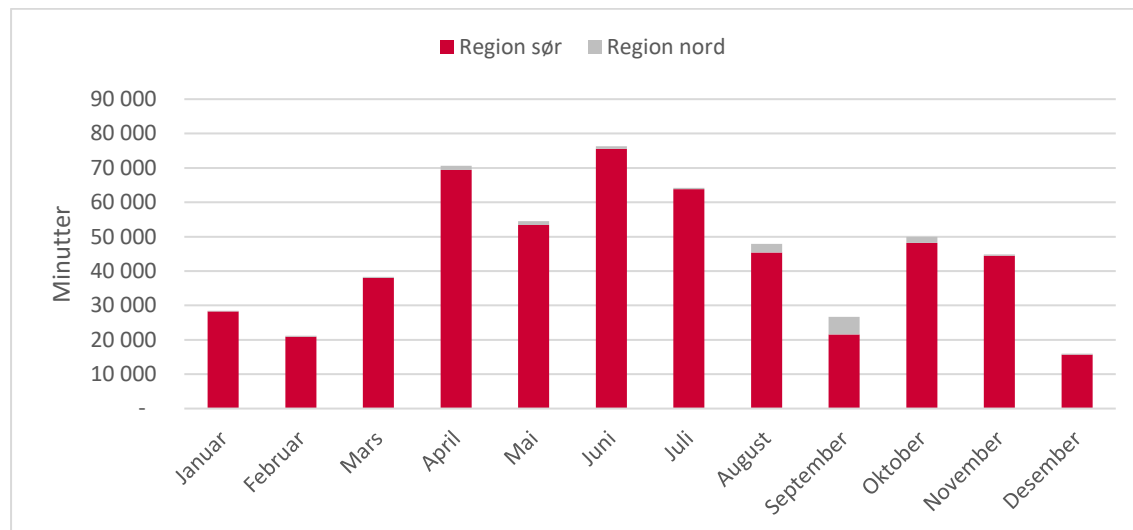
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Feil/avvik i prognoseverktøy for forbruk og/eller produksjon.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.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

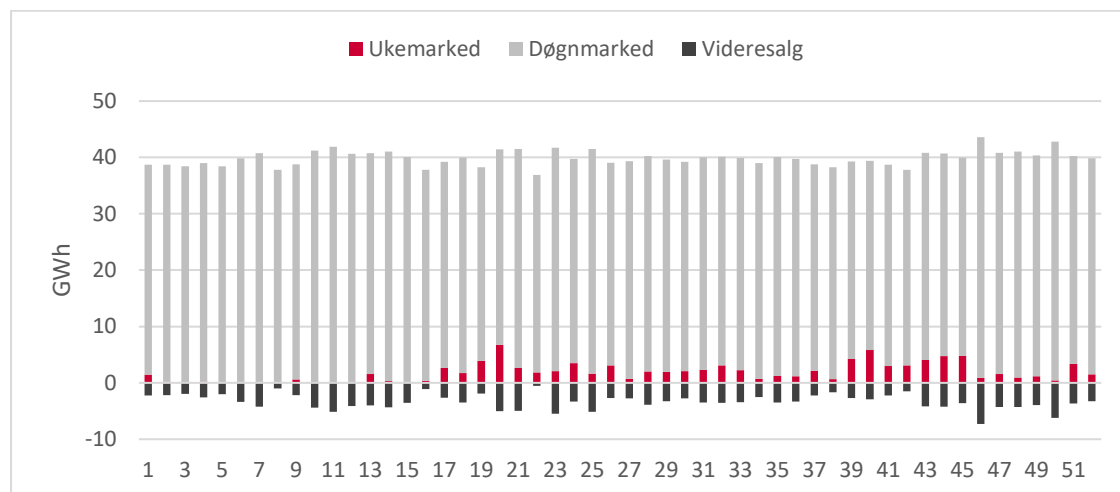
- Nedre Vinstra stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Nedre Vinstra er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering. Stans av aggregater og utkobling av ledningene ut av stasjonen har medført problemer med spenningene.
- Borgund stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Borgund er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering
- Stasjonene i Stor Oslo området har vært påvirket av revisjoner som har medført utilgjengelige reaktive komponenter og endrede koblingsbilder.
- Bærheim, Stokkeland og nærliggende stasjonen har høy spenning pga. KB1 i Stølaheia må være innkoblet ved overskridelse av spenningsnitt 300 Tonstad – Stokkeland + 300 Åna-Sira – Kjelland > 500 MW
- Nordland mellom Salten-Rana: Perioder med brudd i 420 kV nordover eller sørover, og samtidig lite produksjon i de store kraftverkene skaper problemer. Det er 420 kV reaktor i Salten og Svartisen, og SVC-anlegg i Nedre Røssåga som brukes for å avhjelpe de høye spenningene.
- Møre mellom Ørskog-Moskog: Ved lav effektlyt kan spenningen bli høy, samt hvis noen av de reaktive komponentene i Moskog eller Ørsta er utilgjengelige.

7 System- og balansetjenester

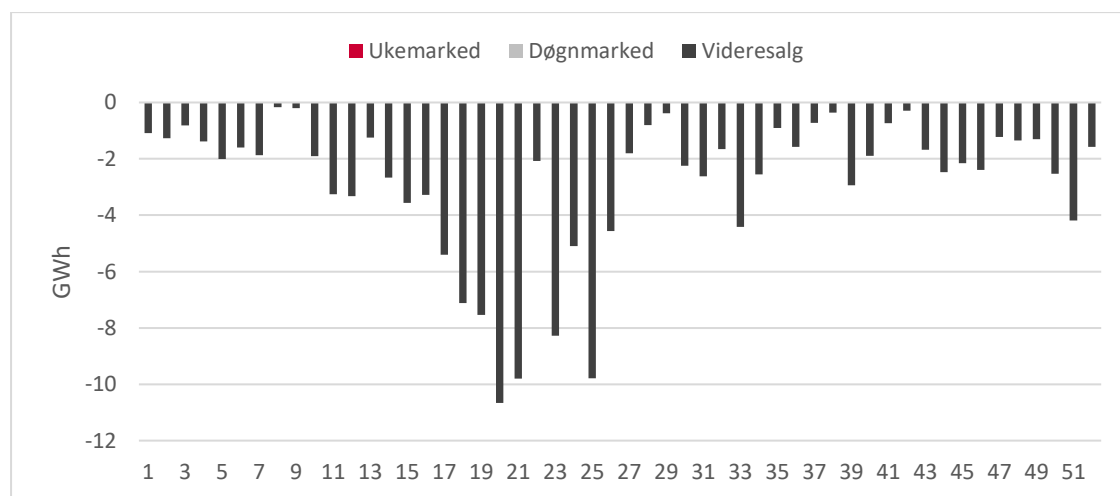
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Primærreserve	201	199	98	135	104	104	85	87	114
Sekundærreserve	-	-	12	62	20	21	7	13	32
Tertiærreserve(RKOM)	79	31	65	87	34	46	75	66	106
Spesialregulering	153	173	124	104	275	173	146	110	121
Reaktiv effekt	13	7	3	6	6	4	6	6	6
Produksjonsflytting kvarter	5	10	9	9	5	4	7	7	13
Produksjonsglatting						6	10	9	17
Systemvern	4	4	9	13	9	13	11	15	16
Sum	342	424	320	416	453	365	347	313	425

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

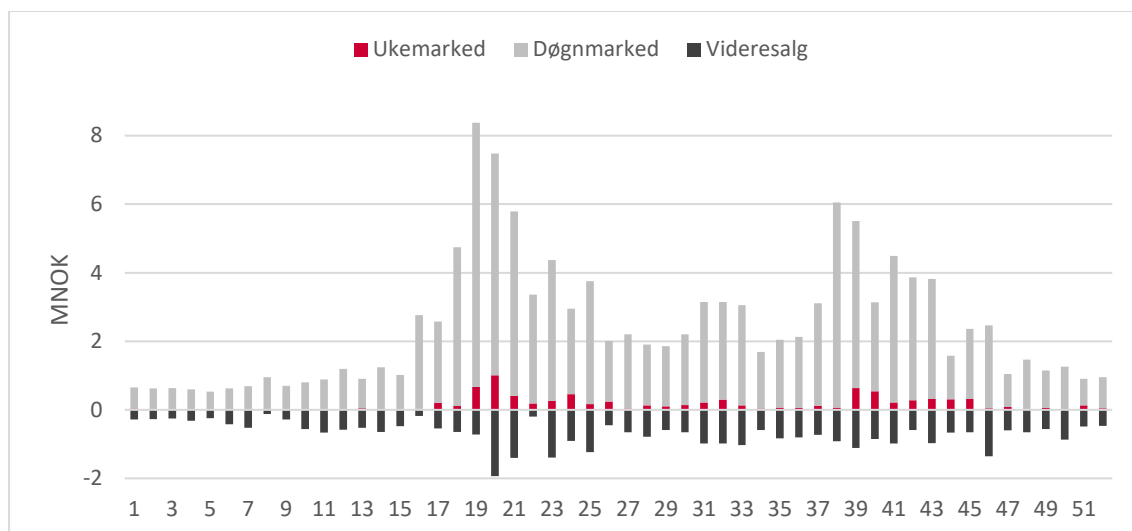
7.1 Primærreserver



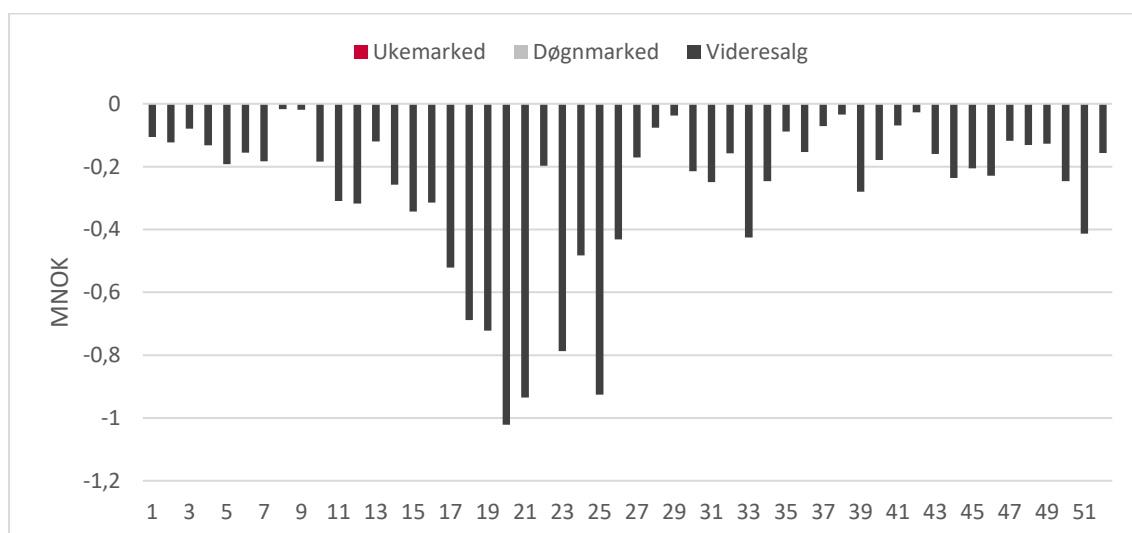
Figur 12: Innkjøp og videresalg av primærreserver(FCR-N) per uke.



Figur 13: Innkjøp og videresalg av primærreserver(FCR-D) per uke.

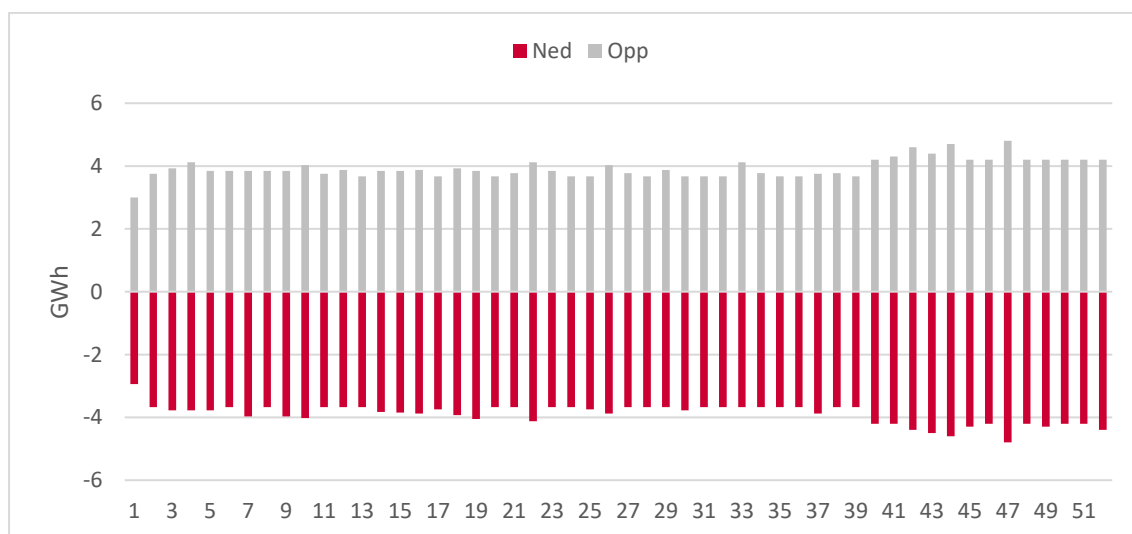


Figur 14: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-N).

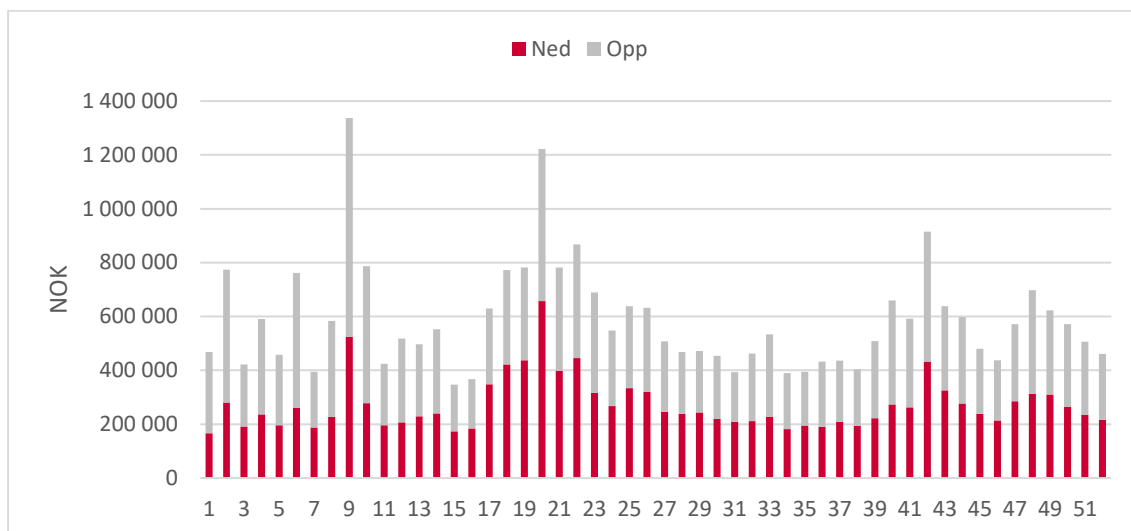


Figur 15: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-D).

7.2 Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, aFRR)



Figur 16: Innkjøp av aFRR per uke.

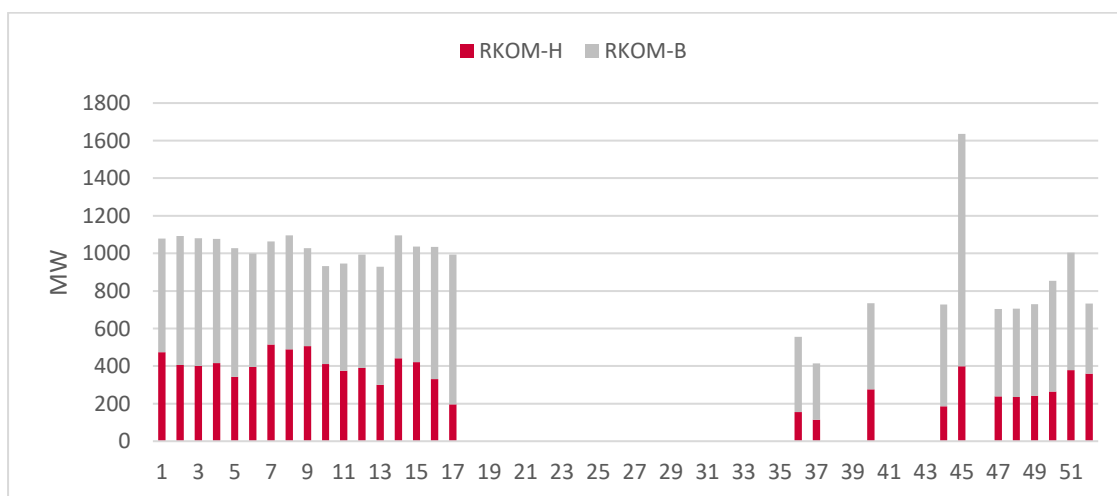


Figur 17: Kostnad per uke for innkjøp av aFRR.

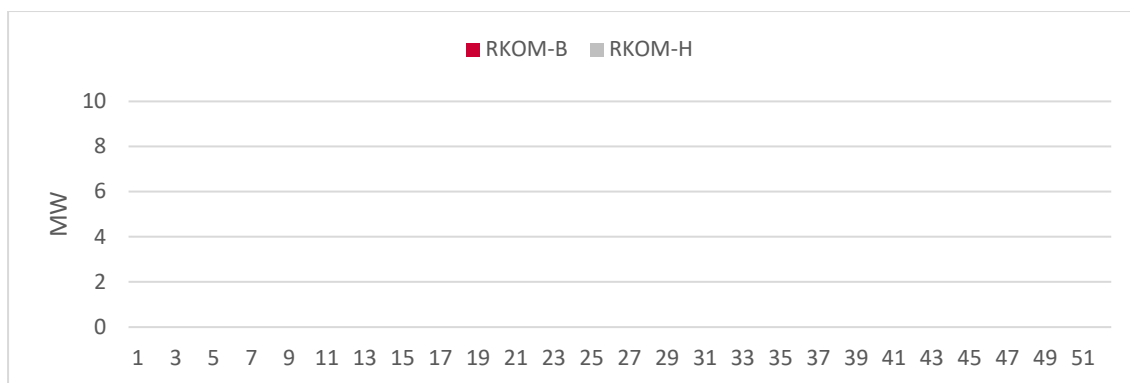
7.3 Tertiærreserver (RKOM)

Sesong	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019
Effektvolum (MW)	634	871	749	521	543	625	647

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	2017	2018
Volum (GWh)	181	258	290	233	228	245	221	209	243	248	282

Tabell 11: Volum av kvartersflytting av produksjon.

7.5 Produksjonsglatting

	2015	2016	2017	2018
Volum (GWh)	117	264	297	387

Tabell 12: Volum produksjonsglatting.

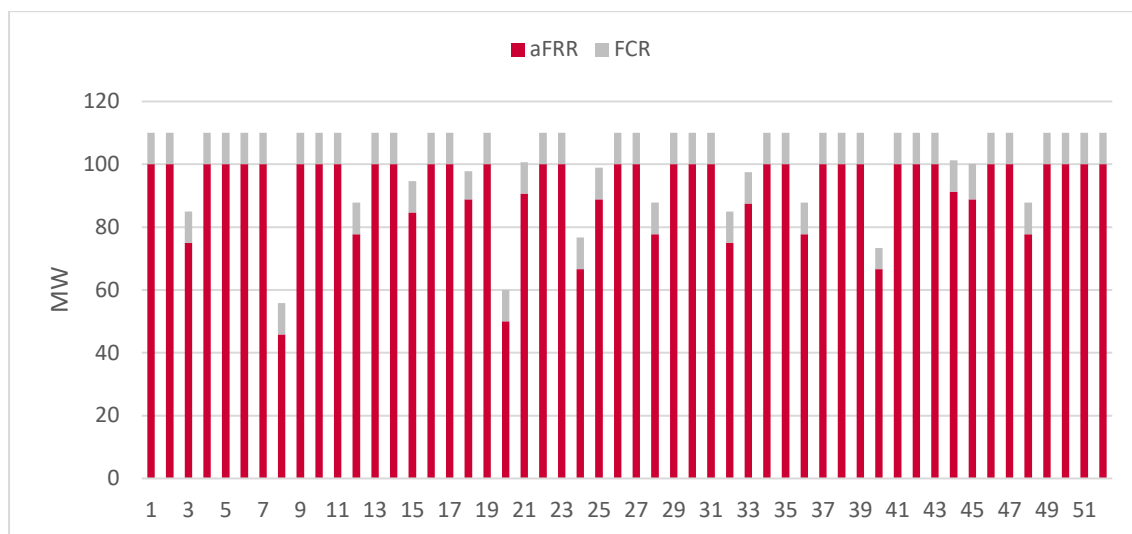
7.6 Energiopsjoner i forbruk

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kostnad (MNOK)	9	19	48	35	30	28	21	5	0	0
Effektvolum (MW)	129	164	600	532	442	449	392	89	0	0
Energivolum (GWh)	198	61	1100	500	555	507	418	30	0	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 Utkopling av fleksibelt forbruk

Dato	Årsak	Berørt nettområde
05.02	Nettbegrensninger og forventet høyt forbruk.	NO1
26.02-02.03	Nettbegrensninger og høyt forbruk.	NO1

Tabell 14: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

8.3 Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstans	Område	Stasjonsgrupper
02.01-05.01	Agdenes-Snillfjord, Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
08.01-11.01	Kollsnes-Lindås, Matre-Frøyset, Lindås-Mongstad	Mongstad	Mongstad
08.01-12.01	Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
15.01-16.01	Straum-Bratli	Roan	Bessakerfjellet
16.01-29.01	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
17.01-19.01	Snillfjord-Malnes	Hitra	Hitra
18.01	S Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla-Førre
01.02-13.02	Fosdalen-Bratli	Roan	Bessakerfjellet
05.02-09.03	S 66 Hydro Høyanger-Vadheim	Høyanger	Årøy, Småkraft-F4
05.02-07.02	Hydro Høyanger T1	Høyanger	Høyanger
06.02	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
07.02-08.02	Hydro Høyanger T2	Høyanger	Høyanger
13.02	Nore 1 T9	Uvdal	Uvdal, Nore1
13.02-14.02	Sima T7	Eidfjord	Sima

20.02	Børtveit-Midtfjellet	Stord	Midtfjellet
21.02	Hydro Høyanger T1	Høyanger	Høyanger
06.03	Blåfalli 3-Blåfalli	Kvinnherad	SKL
06.03-08.03	Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla-Førre
06.03	Myster-Dale	Masfjorden	BKK
07.03-08.03	Hydro Høyanger T1	Høyanger	Høyanger
08.03-13.03	Kvilldal 420 B	Suldal	Ulla-Førre
13.03-14.03	Kjelland T1	Eigersund	Eigersund, Svåheia, Dalane
13.03-16.05	T_Sundsbarbm-Sundsbarbm	Seljord	Sundsbarbm
14.03	Åsen-Oksla	Odda	Oksla, Tysso
15.03	Hydro Høyanger T2	Høyanger	Høyanger
15.03-16.03	Kjelland T2	Eigersund	Eigersund, Svåheia, Dalane
19.03-23.03	Osterøy-Jordal	Masfjorden	BKK
22.03	Nesflaten-Kvanndal-T_Kjela	Suldal	HER, Tokke
22.03	Førre 66 A, Førre-Hjorteland	Suldal	Ulla-Førre
01.04-01.10	Snillfjord-Malnes-Fillan	Hitra	Hitra
03.04-06.04	Kolsvik-Namsskogan	Bindal	Kolsvik, Helgeland
03.04-02.05	Røldal-Novle	Odda	HER
03.04-11.04	Rendalen-Balbergskaret	Rendalen	Rendalen
04.04	Bardufoss-Straumsmo 2	Bardufoss	Innset/Straumsmo
09.04-12.04	Bardufoss-Straumsmo 2	Bardufoss	Innset/Straumsmo
09.04-18.04	Matre-Padøy-Osterøy-Seim	Masfjorden	BKK
09.04	Lyse-Tjørhom	Sirdal	Sira-Kvina
09.04-18.04	Vågåmo-Skjåk 1-Øyberget	Ottadalen	Skjåk, Ø. Otta
13.04-15.05	Straum-Bratli	Roan	Bessakerfjellet
16.04-17.04	Monehagen-Bøylefoss	Froland	Agder-Syd, Bøylefoss
16.04-18.04	Sandane-Reed-Drageset, Reed-Skei, Reed T11, Reed T1	Gloppen	Diverse småkraftverk
16.04	Borgund 300 A	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal
16.04-09.05	Borgund T4	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal
16.04-30.04	Kjøpsvik-Sørfjord	Sørfjord	Sørfjord
23.04-27.04	Lio T2	Tokke	Skafså, Skagerak-mini-NO2
23.04-04.05	Modalen-Refsdal-Hove	Vik	Vik
23.04-02.05	Nesflaten-Røldal-Åsen	Odda	HER, Oksla, Tysso
24.04	Borgund-Stuvane	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal
24.04-25.04	Svarholtet-Osa	Åmot	Hedmark
24.04-25.04	Holla-Hemne	Hemne	TEK
25.04-26.04	Grytten-Bø	Rauma	Diverse småkraftverk
30.04-16.05	Tjodan-Lyse	Forsand	Tjodan
02.05-29.05	Dale T4	Voss	BKK, Holmen Voss
03.05	Åsen T3	Odda	Oksla, Tysso

07.05-26.07	Førre 66 A, Førre-Hjorteland	Suldal	Ulla-Førre
08.05-09.05	Borgund-Øljustjøen-Hemsil 1	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal
09.05	M 132 Nordheim-Smøla	Smøla	Smøla
22.05-23.05	Nesflaten-Kvanndal-T_Kjela	Suldal	HER
22.05	Lyse-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
22.05-23.05	Nelaug-Monehagen-Bøylefoss	Froland	Agder-Syd, Bøylefoss
22.05-06.06	Dale T11, Dale 300	Hordaland	BKK
22.05-24.05	T_Kongsvinger-Skarnes	Kongsvinger	Hedmark
22.05-25.05	Songa-Kjela	Suldal	Tokke
23.05	S Lyse T2	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang
29.05-13.06	Feda-ÅnaSira-Kjelland 1	Lund	Tellenes
30.05	Stokkeland-Ullandhaug-3	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
31.05-01.06	Jostedal-Leirdøla	Luster	Jostedal
02.06-03.06	Monehagen-Nelaug	Froland	Agder-Syd
04.06-08.06	Øvre Vinstra T1	Vinstra	Ø-Vinstra
04.06	Vågamo-Rosten	Sel	Rosten
05.06	Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla-Førre
06.06	Grytten-Syltebø-Brandhol	Neset	Nordmøre, Småkraft-F7
11.06-15.06	Stokkeland-Ullandhaug-3	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
14.06-15.06	Iveland-Kristiansand	Iveland	Agder-Syd
18.06	Heradsbygd-Svarholtet	Åmot	Hedmark
18.06-29.06	Samnanger-Norheimsund	Samnanger	Bjølvo, BKK
19.06-29.06	Fauske-Sjonstad	Salten	Sulitjelma
19.06-20.06	S Maurange T3	Kvinnherad	Følgefonn
20.06-21.06	Nea T3	Tydal	Nea-Nidelv
22.06	Feda-ÅnaSira-Kjelland 1	Lund	Tellenes
27.06-29.06	M 132 Bjerka-Nedre Røssåga	Hemnes	Leirelva, Røssåga
03.07	Fosse-Kaldestad	Vaksdal	BKK
04.07	Høyanger T2	Høyanger	Høyanger
06.07	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen
17.07-18.07	Rana 132 A	Rana	Rana
18.07	Vrangfoss-Kåsa-T_Ulefoss	Telemark	Skag-mini-ekst-NO2
19.07	Rana 132 B	Rana	Rana
20.07-21.07	Tjodan-Lyse	Forsand/Lysebotn	Tjodan
25.07	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Samnanger	Bjølvo
31.07	Balbergskaret-Vang	Østerdalen	Rendalen
01.08	Osterøy-Jordal	Nordhordaland	BKK
06.08-09.08	Fillan-Hitra	Hitra	Hitra
06.08-10.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Nordhordaland	BKK
06.08	Mørre-Hubakken	Nordtrøndelag	Bessakerfjellet

06.08-08.08	Mongstad-Sandøy-Frøyset	Nordhordaland	BKK
10.08-16.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Nordhordaland	BKK
13.08-15.08	Valljord-Sjønstå	Salten	Sulitjelma
14.08	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
15.08-16.08	Austadvika-Sira	Flekkefjord	Øie
15.08	Voss T3	Voss	BKK
18.08-19.08	Mår-Moflåt	Rjukan	Rjukanverkene
18.08	Refsdal-Hove-Sogndal	Sogn	Vik
21.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Nordhordaland	BKK
21.08-23.08	Brår-Tveiten	Kongsberg	Vittingfoss
23.08-25.08	M 132 Enga-Glomfjord	Salten	SKSKS Salten, Sundsfjord, Svartisen
27.08-31.08	Saurdal 300 B/AX	Suldal	Ulla-Førre
27.08-30.08	T_Sira-Konstadli	Vest Agder	Øie
28.08	Lyse-Tonstad	Sirdal	Sira Kvina
03.09-14.09	Førre stasjon	Ryfylke	Ulla-Førre
03.09-14.09	Brandhol-Syltebø-Grytten	Romsdal	Småkraft F7, Nordmøre
03.09-14.09	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
03.09-07.09	Århus-Skotfoss-Moflata	Skien	Skotfoss
03.09-06.09	Samnanger T1	Hardanger	Bjølvo, Kvam
03.09-07.09	Samnanger-Frøland-Grønsdal	Midthordaland	BKK
06.09	Litjossen-Ulset-Savalen	Østerdalen	KVO
07.09	S 132 Bolvik-Eie-Vrangfoss	Midt-Telemark	Vrangfoss-MTE
10.09-14.09	Borgund-Øljusjøen-Hemsil 1-Hemsil 2	Lærdal, Hemsedal	Borgund, Kvemma, Vindedal, Hallingdal
10.09-14.09	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell-vind
10.09-17.09	S 132 Lysebotn-Tronsholen 3	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang
11.09	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Hardanger	Bjølvo
11.09	H. Høyanger T2	Høyanger	Høyanger
11.09-12.09	Sima T1	Hardanger	Sima
11.09-14.09	Dale T11	Nordhordaland	BKK
13.09-14.09	Laudal-Grødal	Vest Agder	Øie
14.09	Lyse-Hylen-Sauda	Suldal	Ulla-Førre
17.09-20.09	S 132 Skeiene-Ullandhaug-2	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang
17.09-20.09	S 132 Evanger-Voss	Voss	Holmen Voss, IHK-F4
17.09-21.09	Tussa 66 A	Sunnmøre	Tussa-Haugen
17.09	Driva-T_Grøa-Driva	Sunnalsøra	Driva
18.09-20.09	Leirosen 132 A	Helgeland	Helgeland
18.09-20.09	Eidum-T_Funna-Meråker	Meråker	NTE
19.09-25.09	Granvin T2	Hardanger	BKK
20.09	Slidre-Ylja	Valdres	Valdres
21.09	Osterøy-Jordal	Nordhordaland	BKK
21.09	Dokka-Torpa	Valdres	Dokka

25.09-27.09	Lyse-T_Tjørhom-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
27.09	Smøla T1	Smøla	Smøla
27.09-28.09	Vegusdal-Vassfossen 2, Senumstad-Vassfossen 1	Aust-Agder	Vassfossen
28.09	Smøla T2	Smøla	Smøla
01.10-02.10	Lyse-T_Tjørhom-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
01.10-26.10	Øvre Årdal-Årdalstangen	Indre Sogn	Naddvik
01.10-04.10	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen
01.10	Dale T1	Hordaland	BKK
01.10-15.10	Bogna-Følling	Nord-Trøndelag	NTE
02.10	Sima T7	Hardanger	Sima
04.10	Holandsvika-Drevvatn	Helgeland	Helgeland
04.10	Saurdal 300 B	Suldal	Ulla-Førre
08.10	Sandane-Øksenelvane	Sandane	Småkraft
08.10-12.10	Rendalen-Balbergskaret	Østerdalen	Rendalen
09.10-10.10	Stokkeland-Tronsholen-1	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
09.10	Granvin T2	Hardanger	BKK
12.10	Haugen-Bondal	Sunnmøre	Tussa-Haugen
15.10	Snillfjord-Jøsnøya	Nordtrøndelag	Hitra
15.10-19.10	Storvarden-Kobbkroken	Varanger	Raggovidda
15.10-16.10	Balbergskaret-Vang	Østerdalen	Rendalen
16.10	Ofoten T1	Narvik	Skjomen
22.10-25.10	Stokkeland-Tronsholen-1	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
25.10	Dale T11	Nordhordaland	BKK
30.10	Sundsfjord stasjon	Salten	Sundsfjord
31.10-05.11	Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla-Førre
05.11-10.11	Kvilldal stasjon	Suldal	Ulla-Førre
05.11-30.11	Forsand-Tronsholen-1	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
05.11-06.11	Årdalstangen-Naddvik	Indre Sogn	Naddvik
05.11-08.11	Åsen-Oksla	Odda	Oksla, Tysso
06.11-08.11	Førre 66 A	Suldal	Ulla-Førre
09.11	Norheimsund-Øystese- Bjølvo	Hardanger	Bjølvo
10.11-27.11	Kvilldal 420 A	Suldal	Ulla-Førre
12.11-06.12	Røldal-Novle	Røldal	HER
12.11-14.11	Nedre Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen
12.11-21.11	Saurdal T8	Suldal	Ulla-Førre
12.11-15.11	Harpefossen T1	Gudbrandsdalen	Harpefossen
20.11	Sogndal-Leirdøla-Fortun	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal
21.11	Dokka-Torpa	Valdres	Dokka
22.11-08.02	Harpefossen T1	Gudbrandsdalen	Harpefossen

26.11-06.12	Nesflaten-Røldal-Åsen	Odda	HER, Oksla, Tysso
26.11-28.11	Tunnsjødal T3	Nord-Trøndelag	NTE, KØN
27.11-29.11	Refsdal-Hove-Sogndal	Sogn	Vik
27.11-30.11	Kvilldal 420 A/B	Suldal	Ulla-Førre
29.11	Sogndal-Leirdøla	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal
04.12-07.12	Forsand-Jøssang	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava
04.12	Sogndal-Leirdøla	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal
04.12-20.12	Voss-Granvin	Hardanger	BKK
11.12	Dalen-Jøssang	Rogaland	Lysebotn, Flørli
13.12	Sogndal-Leirdøla	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal

Tabell 15: Tilfeller med produksjonstilpasning.

9 Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
08.05.2019	Ny	