

Driften av kraftsystemet 2018

.....

*Ragnhild Aker Nordeng, Jørgen Tjersland, Lars Eirik Eilifsen,
Hege Sveaas Fadum, Toril Naustvoll Gange, Kjersti Ness*



Rapport, bokmål nr 27-2019

Driften av kraftsystemet 2018

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Ragnhild Aker Nordeng
Forfatter: Ragnhild Aker Nordeng, Jørgen Tjersland, Lars Eirik Eilifsen, Hege Sveaas Fadum, Toril Naustvoll Gange, Kjersti Ness

Trykk: NVEs hustrykkeri
Forsidefoto: Stig Storheil
ISBN: 978-82-410-1899-2
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: Rapporten om driften av kraftsystemet 2018 er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2019 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2018.

Emneord: Kraftsystem, systemansvar, energisikkerhet, forsyningssikkerhet, leveringskvalitet, driftsforstyrrelser, frekvenskvalitet, effektreserver, systemvern, spesialregulering, produksjonstilpasning, nettkomponenter, tilsyn

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Epost: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

14.06.2018

Forord

Rapporten om *Driften av kraftsystemet 2018* er en leveranse som følge av kapittel 5.3 i tildelingsbrevet for 2019 fra Olje- og energidepartementet (OED) til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2018. Rapporten tar for seg forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, blant annet energisikkerhet, driftsforstyrrelser, leveringspålitelighet, driftssikkerhet og frekvens- og spenningskvalitet. Det pågår også mange prosjekter på ulike plan for å forbedre forsyningssikkerheten og utnyttelsen av kraftnettet.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF gjennom *Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2018* og rapporter utarbeidet av NVE i 2018, i tillegg til oppfølgingsmøter med Statnett som systemansvarlig avholdt i løpet av året. Mottatt informasjon og rapporten i seg selv er et viktig bidrag til NVEs videre arbeid med regelverksutvikling og oppfølging av driften av kraftsystemet, selv om behov for og pågående regelverksutvikling og oppfølging i mindre grad blir beskrevet. Endringer i regelverk blir beskrevet i driften av kraftsystemet først det året de trer i kraft.

Oslo, juni 2019

Kjetil Lund
Vassdrags- og
energidirektør

Ove Flataker
direktør, Reguleringsmyndigheten
for energi

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2018» er en leveranse som følger av tildelingsbrevet for 2019 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE [1]. Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, blant annet energisikkerhet, driftsforstyrrelser, leveringspålitelighet, driftssikkerhet og frekvens- og spenningskvalitet. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på Statnetts årlige rapportering til NVE om driften av kraftsystemet [2] og arbeid utført av NVE i 2018.

NVEs vurderinger og oppfølging av de tema som tas opp i rapporten er gitt i Kapittel 8.

Energisikkerhet

2018 ble et år med stor variasjon i tilsig og nedbør. Fra en rekordtørr sommer gikk vi rett inn i en høst med historisk mye nedbør. Tørke førte til lav fyllingsgrad sammenlignet med medianen. NVE fulgte situasjonen tett og det var løpende dialog med Statnett og OED. NVE gjennomførte ukentlige prognoser for fyllingsgrad og det ble utført sensitivitetsanalyser for å avdekke eventuelle kritiske feilsituasjoner. NVE vurderte hele tiden situasjonen som håndterbar. Situasjonen bedret seg etter store mengder nedbør i august. For året som helhet kom det 13 TWh mindre nedbør enn normalt, men tilsiget totalt sett endte på normalt nivå på grunn av bresmelting og avrenning fra grunnvann. Norsk kraftproduksjon ble totalt 145,7 TWh. Dette er en nedgang på 3 TWh sammenlignet med fjoråret. Det ble nok en gang satt forbruksrekord i Norge, og det totale kraftforbruket endte på 135,4 TWh i 2018.

Driftssikkerhet

Statnett overvåker spesielt områdene Stavanger, Lofoten/Vesterålen og Finnmark for antall timer med avvik fra N-1. Dette er de samme områdene som i 2017. Antall timer med avvik er tilnærmet uendret sammenlignet med tidligere.

Nettkomponenter

Statnett arbeider fortsatt med å forbedre rapportering av kraftsystemdata gjennom Fosweb. Sammenlignet med 2017 har andelen kvalitetssikret kraftsystemdata økt betraktelig. Som et resultat av dette gjenspeiler kraftsystemdataen per 2018 i høyere grad den faktiske aldersfordelingen på komponenter i nettet.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i 2018 var på 99,98 %, hver sluttbruker opplevde i gjennomsnitt 0,4 varslede og 3,79 ikke-varslede avbrudd. For alle spenningsnivå var omgivelser, for eksempel vegetasjon, snø/is, vind, hovedårsaken til driftsforstyrrelsene.

Uønskede hendelser

Gjennom rapporter fra KBO-enhetene, egne beredskapsvakter og egne tilsyn, har NVE blitt kjent med at det har oppstått 39 uønskede hendelser i 2018. Av disse har 20 medført driftsforstyrrelser med eller uten avbrudd for sluttbrukere. De øvrige 19 medførte, eller risikerte å medføre, redusert forsyningssikkerhet. De fire mest alvorlige hendelsene var i forbindelse med utfordrende vær, teknisk svikt og informasjonssikkerhet.

Frekvenskvalitet

I 2018 ble det registrert 11 471 minutter med frekvensavvik (dvs. frekvens utenfor $50 \pm 0,1$ Hz). Dette er en nedgang fra de to foregående årene. Blant flere pågående tiltak for å bedre frekvenskvaliteten, trekkes prøveordningen med endrede vilkår for deltakelse i RK/RKOM i NO1 frem for 2018. Ordningen innebærer blant annet at det tillates RK-bud i NO1 med kvantum fra 5-9 MW per stasjonsgruppe, i tillegg til at fleksibelt forbruk kan delta i markedet samtidig som det har redusert tariff. Målet er å øke reservevolumet i budområdet, og det har lyktes til nå.

Systemtjenester

Systemtjenester er ytelser som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i kraftsystemet. Systemtjenester anskaffes både gjennom markedsløsninger og ved krav til det enkelte anlegg.

Systemansvarligs kostnader for systemtjenester var 441 MNOK i 2018. Kostnaden er på rundt gjennomsnittet av de årlige kostnadene de siste ti årene. Alle individuelle kostnader for systemtjenester er høyere enn i 2017, som var året med lavest kostnader. Systemansvarlig forklarer økningen med blant annet økte priser på reserver på grunn av en kaldere vinter og en varmere sommer enn fjoråret. I 2018 ble det for første gang anskaffet sekundærreserver gjennom hele året.

Hendelsene som bidro mest til spesialreguleringskostnader i 2018 var flommen på Vestlandet i oktober og de varmeste sommerukene. Sistnevnte førte til svært høy lufttemperatur som gjorde at kapasiteten i store deler av linjenettet ble lavere enn normalt, og dette ble håndtert ved spesialregulering når det var nødvendig. De totale spesialreguleringskostnadene var likevel forholdsvis lave for perioden, men noe høyere enn fjoråret.

Flaskehalsinntekter

Totale norske flaskehalsinntekter i 2018 var 991 MNOK. 2018 var et år med høye kraftpriser i Norge. Høyere priser innenlands gjør at prisforskjellene mot utlandet reduseres, og flaskehalsinntektene på eksportert kraft ble dermed også redusert. Den største reduksjonen i flaskehalsinntekter i forhold til tidligere var på grunn av nærmest lik pris mellom NO1 og SE3 gjennom hele året. Enkelthendelsene som bidro mest til ekstraordinære flaskehalsinntekter var kulden i månedsskiftet mellom februar og mars, og flommen på Vestlandet i oktober.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Liste over tabeller	vii
Liste over figurer	viii
Liste over sentrale begrep	x
1 Innledning	1
2 Energi- og driftssikkerhet	2
2.1 Ressurssituasjon	2
2.2 Utenlandsforbindelser	4
2.3 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner	6
2.4 Områder med redusert driftssikkerhet (N-1)	6
2.5 Planlagte driftsstanser	8
2.6 Koblingsbilder	10
2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet	11
2.8 Nettkomponenter	11
3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser	16
3.1 Leveringspålitelighet	16
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser	20
3.3 Uønskede hendelser	24
3.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk	25
3.5 Separatområder	26
3.6 Handelsgrenser og tilgjengelighet på utenlandsforbindelser og mellom budområder	26
4 Frekvens- og spenningskvalitet	29
4.1 Frekvens	29
4.2 Roterende masse (inertia)	30
4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet	31
4.4 Spenningskvalitetsmålinger	32
5 Systemtjenester	34
5.1 Samlede systemansvarskostnader	34
5.2 Systemtjenester og effektreserver	36
5.3 Spesialregulering	41
5.4 Produksjonsflytting og –glatting	42

5.5	Produksjonstilpasning.....	44
5.6	Flaskehalsinntekter	45
6	Nasjonale endringer i rammeverk	47
7	Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet	49
7.1	Systemansvaret.....	49
7.2	Handel med utlandet	49
7.3	Leveringskvalitet.....	50
7.4	Beredskap og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg	50
8	NVEs vurderinger og oppfølging.....	52
	Referanser	54
	Vedlegg	55
	Vedlegg 1: Beskrivelse av systemtjenester.....	56
	Vedlegg 2: Oversikt over systemvern	62
	Vedlegg 3: Oversikt over separatområder	63

Liste over tabeller

Tabell 1: Ikke levert energi i kWh for 2018 fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer og nettnivå hvor berørt sluttbruker er tilknyttet.	19
Tabell 2: Oppsummering av uønskede hendelser 2018, sortert på kategori.	25
Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2018.	28
Tabell 4: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2008 - 2018.	35
Tabell 5: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.	39
Tabell 6: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B.	39
Tabell 7: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2018.	40
Tabell 8: Oversikt over stasjonsgruppene med tilfeller med størst mengde produksjonstilpasning. Volum produksjonstilpasning er angitt som installert effekt minus tillatt produksjon.	45
Tabell 9: Oversikt over nasjonale endringer i rammeverk i 2018.	47
Tabell 10. Antall avvik pr forskriftsparagraf.	51
Tabell 11: Oversikt over installerte systemvern.	62

Liste over figurer

Figur 1 Viser fyllingsgraden for Norge. Kilde: NVE Kvartalsrapport for kraftmarkedet Fjerde kvartal og året 2018 [9]	3
Figur 2: Nedbørsenergi i Norge 1958-2017. Viser historisk maksimum, gjennomsnitt, minimum og statistisk fordeling for beregnet nedbørsenergi. Røde prikker viser data for 2018. Kilde: NVE Kvartalsrapport for kraftmarkedet Fjerde kvartal og året 2018 [9]	4
Figur 3 Oversikt over installert utviklingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2018 [9]	6
Figur 4 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet.	8
Figur 5: Antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.	9
Figur 6: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.	9
Figur 7: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.	10
Figur 8 Status kvalitetssikring av kraftsystemdata for Fosweb per årsskiftet 2018/2019.	12
Figur 9 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnett	13
Figur 10 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnett.	14
Figur 11 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnett	14
Figur 12 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnett.	15
Figur 13: Leveringspålitelighet for årene 1998-2018 (langvarige avbrudd > 3 minutter).	17
Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2008-2018. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, > 3 minutter.	18
Figur 15: Ikke levert energi (ILE) fordelt på spenningsnivå og hvor driftsforstyrrelsen / ikke varslet avbrudd (IV) eller planlagt utkobling (V) inntraff de siste ti årene. Figuren gjelder for langvarige avbrudd, > 3 minutter.	19
Figur 16: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1998 - 2018 fordelt på varighet av avbruddet.	20
Figur 17: Antall driftsforstyrrelser 1-22 kV i perioden 2013 - 2018 fordelt på varighet av avbruddet.	20
Figur 18: Årsak til driftsforstyrrelser i 2018 fordelt på underkategorier. Mengden ikke levert energi (ILE) og antall driftsforstyrrelser (ant. DF) er delt i høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33-420 kV).	21
Figur 19: Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for om givelser. Figuren viser en oversikt for 1-420 kV for 2018.	22
Figur 20: Mengde ikke levert energi (ILE) på grunn av driftsforstyrrelser de siste ti årene fordelt på årsak, og leveringspålitelighet i perioden inkludert og ekskludert data fra avbrudd på grunn av feil og utkoblinger i lavspenningsnett.	23
Figur 21: Mengde ikke levert energi (ILE) på grunn av driftsforstyrrelser fordelt på årsak i 2018.	23
Figur 22 Antall hendelser fordelt på kategorier for årene 2016-2018	24
Figur 23: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2018.	27
Figur 24: Tilgjengelighet på likestrømskablene de siste 20 årene.	28
Figur 25: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2017. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.	30
Figur 26: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2018.	31
Figur 27: Plassering av måleinstrumenter for kontinuerlig registrering av spenningskvalitet.	32

Figur 28: Antall kortvarige underspenninger per uke i 22 kV-nettet.	33
Figur 29: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2008 - 2018.....	35
Figur 30: Innkjøp av primærreserver (FCR-N) per uke i 2018. Figuren viser innkjøp i MWh. .	36
Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver per uke i 2018.....	37
Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid fordelt ukesvis for 2018. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B.	38
Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2018. Figuren skiller på bilaterale avtaler for forbruk og produksjon.	38
Figur 34: Antall systemvernaktiviseringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2018. I begrepet systemvernaktiviseringer inngår aktivering, deaktivering og endring av innstillinger. Vedtak om aktivering av systemvern er kategorisert som systemkritiske vedtak.	40
Figur 35: Kostnader (MNOK) og mengde (GWh) spesialregulering for perioden 2008 - 2017. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens arealet representerer mengden spesialregulering.	42
Figur 36: Omfang av produksjonsflytting per uke for 2018.	43
Figur 37: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i 2018. Vedtakene er kategorisert som systemkritiske.	43
Figur 38: Omfang av produksjonsglatting per uke for 2018.....	44
Figur 39: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene i Norge.	46
Figur 40: Flakehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak. Figuren er hentet fra [2].....	46

Liste over sentrale begrep

<i>Avbrudd</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min) [3].
<i>Driftsforstyrrelse</i>	Utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet [4].
<i>Driftssikkerhet</i>	Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser siktes det til grenseverdier for frekvens, spenning og termisk overføringskapasitet på kabler og ledninger.
<i>DSB</i>	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
<i>Effektsikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet.
<i>Energisikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å dekke energibruken. Energiknapphet eller svikt i energisikkerhet karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi (vann, gass, kull etc.)
<i>Feil</i>	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon. Feil kan deles inn i varige feil, forbigående feil, gjentakende feil, fellesfeil, primærfeil og systemfeil. Feilårsak klassifiseres som utløsende, bakenforliggende og medvirkende årsak [5].
<i>Forsyningssikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.
<i>KSU</i>	Kraftsystemutredning. Rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge og inkluderer produksjon, forbruk og nett. Det finnes en kraftsystemutredning for transmisjonsnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge.
<i>Konsesjonær</i>	Konsesjonær i denne rapporten viser til selskap som innehar konsesjon for anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi etter energiloven.
<i>Kraftberedskapsforskriften</i>	Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.
<i>Lastfølging</i>	Systemansvarlig kan vedta å fremskynde eller utsette planlagte produksjonsendringer med inntil femten minutter.
<i>(kvartersflytting)</i>	
<i>Leveringskvalitetsforskriften</i>	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet
<i>Leveringspålitelighet</i>	Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen [3].
<i>Momantan balanse</i>	Likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer [4].
<i>N-1</i>	Kraftsystemet tåler utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.
<i>Primærreserve</i>	Primærreserver er automatiske reserver og er de første reservene som benyttes for å håndtere endring i frekvensen. Primærreserver kalles også FCR (Frequency Containment Reserves) [6].

<i>Produksjonsglatting</i>	Produsenter som frivillig deltar i produksjonsglatting må på bestilling fra Statnett fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring inntil en halvtime.
<i>Sekundærreserve</i>	Sekundærreserver er automatiske reserver og er de andre reservene som benyttes ved frekvensavvik. Sekundærreserver skal avløse primærreservene slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Frequency Restoration Reserves Automatic (FRR-A) [7].
<i>Strukturelle ubalanser</i>	Avvik mellom planlagt produksjon, forbruk og utveksling ved timeskift som følge av at kraftmarkedene har timesoppløsning.
<i>Synkronområde</i>	Det nordiske synkronområdet består av kraftnettet i Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark. Området har felles frekvens, og ubalanser i et område påvirker derfor hele synkronområdet.
<i>Systemansvarlig</i>	Statnett er gjennom konsesjon delegert myndigheten til å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte.
<i>Systemansvars-forskriften</i>	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (Fos).
<i>Tertiærreserve</i>	Tertiærreserver (Regulerkraft) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med automatisk primær- eller sekundærregulering, og til å håndterer regionale flaskehalser. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet (RKM) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) [8].
<i>TSO</i>	Transmission system operator. Systemansvarlig nettselskap. I Norge er Statnett SF TSO.

1 Innledning

Det elektriske kraftsystemet er en svært viktig del av infrastrukturen i Norge. Både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner er avhengig av elektrisk kraft og av at det norske kraftsystemet er velfungerende. Norge er knyttet til det nordiske synkronområdet, som omfatter Norge, Sverige, Finland og Danmark, unntatt Jylland. Via likestrømsforbindelser er vi knyttet til Europa og er dermed en del av et større europeisk kraftsystem.

For at kundene skal ha nytte av elektrisk kraft er det ikke tilstrekkelig å kun ha de fysiske anleggene, for eksempel luftlinjer, kabler, transformatorer og brytere, på plass og i god stand. Man er også avhengig av at det hele tiden produseres like mye kraft som det forbrukes, slik at systemet er i balanse. Det vil si at frekvensen holdes rundt 50 Hz. Alt elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet er laget for å fungere med denne frekvensen. I tillegg er det viktig å holde spenningen innenfor gitte grenser for å unngå overbelastning eller feilfunksjon på komponenter.

Statnett SF er systemansvarlig i Norge og har som oppgave å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. Norge er en del av det nordiske synkronområdet, og Statnett må samarbeide med de andre nordiske systemansvarlige om blant annet balansering og flaskehalshåndtering. For å sikre balansen i systemet er det utviklet markedsløsninger som skal bidra til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Statnett SF har fått tildelt dette ansvaret gjennom konsesjon.

Forskriftene om systemansvaret i kraftsystemet, leveringskvalitet i kraftsystemet og sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen gir plikter til systemansvarlig, og alle som eier og driver nett eller er tilknyttet det norske kraftsystemet. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fører tilsyn med at bestemmelsene i forskriftene blir overholdt. NVE arbeider kontinuerlig med regelverksutvikling og oppfølging. Forskriftsendringer og pågående arbeid med regelverket blir i hovedsak omtalt i denne rapporten fra det året endringene har trådt i kraft, dvs. fra endringen har en fysisk påvirkning på driften av kraftsystemet.

Driften av kraftsystemet er bygget opp av to deler. Den første og største delen gir et tilbakeblikk på 2018. I den andre beskriver NVE sine vurderinger og oppfølging av temaene som er diskutert i rapporten. Hovedfokuset i rapporten er året 2018.

Rapporten er inndelt som følger:

- Kapittel 2 beskriver energi- og driftssikkerheten i Norge i 2018. Dette inkluderer emner som ressursituasjonen, områder med redusert driftssikkerhet og planlagte driftsstanser.
- Kapittel 3 presenterer statistikk for leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser. Kapitlet gir også en beskrivelse av uønskede hendelser som har påvirket kraftsystemet i 2018.
- Kapittel 4 omtaler blant annet utvikling i frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet, driftsspenninger i transmisjonsnettet og resultater fra spenningskvalitetsmålinger.
- Kapittel 5 beskriver Statnetts bruk av og betaling for systemtjenester.
- Kapittel 6 gir en kort beskrivelse av nasjonale endringer i rammeverk.
- Kapittel 7 gir en oppsummering av NVEs tilsynsvirksomhet i 2018.
- Kapittel 8 oppsummerer NVEs vurderinger og oppfølging av temaene som er diskutert i rapporten.

2 Energi- og driftssikkerhet

Energisikkerhet er her definert som kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket. Energiknapphet eller svikt i energisikkerheten karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi. Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser siktes det til grenseverdier for frekvens, spenning og termisk overføringskapasitet for komponenter.

Ettersom produksjonen i det norske kraftsystemet er dominert av vannkraft, er energisikkerheten sterkt knyttet til vannressursene, nærmere bestemt utvikling i tilsig til vassdragene og fyllingsgrad i vannmagasinene. Utvekslingskapasiteten mot andre land har også stor betydning for vår energisikkerhet. Etter hvert som vindkraft har blitt en større del av produksjonsmixen, ikke minst i land vi har utvekslingskapasitet med, har utviklingen av vindressurser fått en større betydning for energisikkerheten i Norge. I tillegg har utvikling i elektrisitetsforbruk stor betydning for energibalanse og energisikkerhet.

2.1 Ressurssituasjon

NVE følger utviklingen i ressurssituasjonen (vann, vind og import) gjennom Kraftsituasjonsrapporten¹ som publiseres ukentlig og gjennom kvartalsvise rapporter om kraftmarkedsutviklingen².

I rapporten om kraftmarkedsutviklingen for fjerde kvartal 2018 gis det følgende oppsummering av ressurssituasjonen i 2018 [9]:

2018 ble et år med ekstrem variasjon i tilsig og nedbør. Fra en rekordtørr sommer gikk vi rett inn i en høst med historisk mye nedbør. Over året som helhet kom det 13 TWh mindre nedbør enn normalt, men tilsiget totalt sett endte på normalt nivå. Norsk kraftproduksjon ble totalt 145,7 TWh, noe som er nedgang på 3 TWh sammenlignet med fjoråret.

Det ble nok en gang satt forbruksrekord i Norge i 2018. Det norske kraftforbruket endte på 135,4 TWh. Den økte krafttetterspørselen skyldes kaldt vær på våren, økt elektrifisering og økning i kraftkrevende industri. Spesielt uttaket av strøm til petroleumssektoren har økt.

Den norske kraftprisen endte i snitt på 42 øre/kWh i 2018, noe som er det høyeste kraftprisenivået siden 2010. Det utgjør en økning på 35 prosent sammenliknet med 2017. Økte kull- og gasspriser og en fordobling i kostnaden på CO₂-kvoter økte kostnaden for kraftproduksjon i Europa. Dette påvirket også de norske kraftprisene gjennom mellomlandsforbindelsene.

Den norske nettoeksporten gikk ned 5 TWh sammenlignet med i fjor og endte på 10,3 TWh. Dermed ble 7 prosent av norsk kraftproduksjon eksportert, mens en andel på 93 prosent av produksjonen gikk til å dekke behovet for norske kraftkunder.

¹

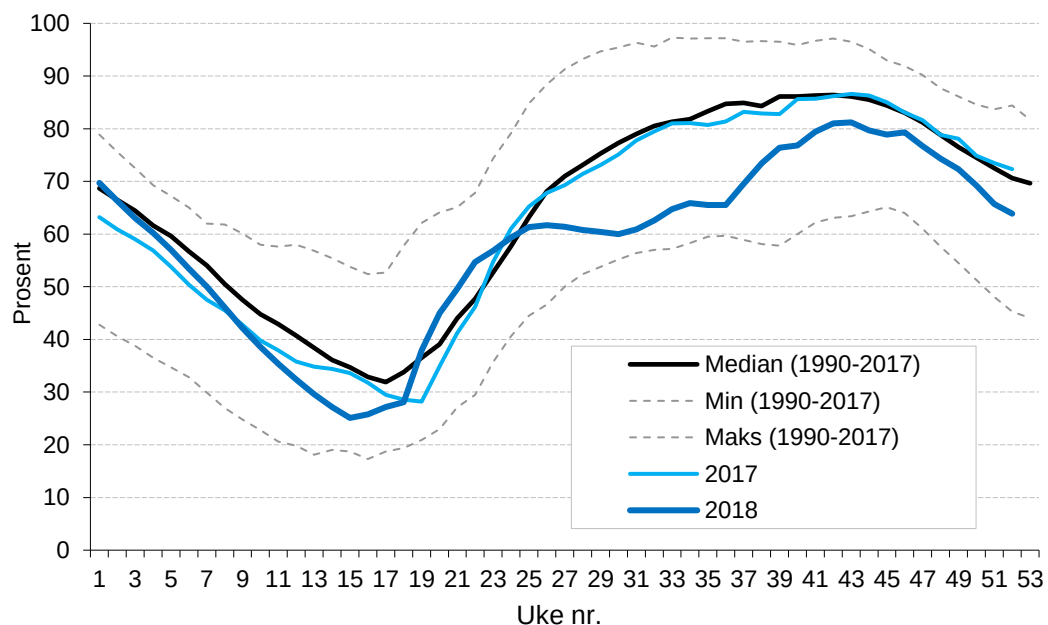
<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kraftsituasjonsrapporter-historisk/>

² <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kvartalsrapport-for-kraftmarkedet/>

2.1.1 Stor variasjon i tilsig og nedbør

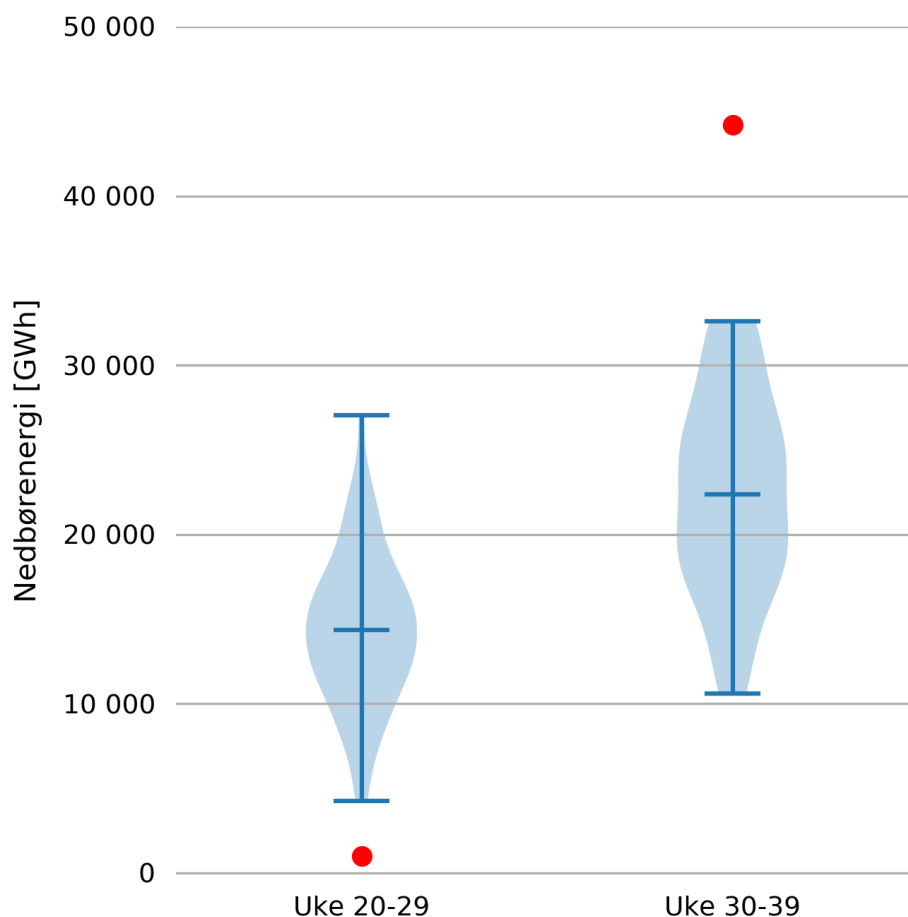
Ved å se på Figur 1 ser man en normal start på året, etterfulgt av en kald mars og april måned (uke 9-18) som førte til en magasinfyllingen omtrent 10 prosentpoeng under normalen. En varm mai måned (uke 18-22) førte til snøsmelting som økte fyllingsgraden. I juni og juli (uke 22-31) førte tørkeperioden til en svært lav økning i fyllingsgraden sammenlignet med normalt. Det er den nest tørreste julemåneden i måleperioden fra 1900. Det førte til særdeles lite tilsig til magasinene. De høye temperaturene medvirket til at det i enkelte uker fordampet mer nedbør enn det regnet. Fyllingsgraden i magasinene hadde en flat og svak negativ utvikling i en periode der de vanligvis øker.

Fra august (uke 31) økte fyllingsgraden betraktelig, og august 2018 var den nest våteste som noensinne er registrert. I september kom det enda kraftigere nedbør, og ble den våteste september målt i energi noensinne. Fra oktober (uke 40) fulgte fyllingsgraden tilnærmet normal utvikling og endte på et nivå 6,5 prosentpoeng under normalen mot slutten av året.



Figur 1 Viser fyllingsgraden for Norge. Kilde: NVE Kvartalsrapport for kraftmarkedet Fjerde kvartal og året 2018 [9]

Figur 2 illustrerer den store variasjonen i tilsig og nedbør fra sommer til høst. Figuren viser historisk maksimum, gjennomsnitt, minimum og statistisk fordeling for beregnet nedbørenergi for perioden 1958 til 2017. De røde prikkene viser beregninger fra 2018. I uke 20-29 var nedbøren på et historisk minimum på 1 TWh. I de ti etterfølgende ukene var energien fra nedbøren beregnet til et historisk maksimum på 44 TWh.



Figur 2: Nedbørsenergi i Norge 1958-2017. Viser historisk maksimum, gjennomsnitt, minimum og statistisk fordeling for beregnet nedbørsenergi. Røde prikker viser data for 2018. Kilde: NVE Kvartalsrapport for kraftmarkedet Fjerde kvartal og året 2018 [9]

2.1.2 Tiltak

Under perioden med lav fyllingsgrad vurderte Statnett kraftsituasjonen som «normal» (grønt nivå), men avveide fortløpende om den skulle endres til «stram» (gult nivå) i hele eller deler av landet. NVE fulgte situasjonen tett og det var løpende dialog med Statnett og OED. NVE gjennomførte ukentlige prognoser for fyllingsgrad og det ble utført sensitivitetsanalyser for å avdekke eventuelle kritiske feilsituasjoner. NVE vurderte hele tiden situasjonen som håndterbar. Situasjonen bedret seg etter store mengder nedbør i august.

2.2 Utenlandsforbindelser

Mellom Norge og utlandet er det utenlandsforbindelser med både veksel- og likestrøm. Vekselstrømsforbindelsene til det nordiske synkronområdet går hovedsakelig til Sverige³ og disse har en samlet eksportkapasitet⁴ på 3695 MW. Mellom Norge og Finland⁵ er det en 220 kV utenlandsforbindelse, men denne har ingen handelsgrense. I tillegg er ett aggregat,

³ Det er forbindelser til Sverige: Halden – Skogseter, Hasle – Borgvik, Eidskog – Charlottenberg, Nea – Järpströmmen, Ofoten – Ritsem, Sildvik – Tornehamn, Nedre Røssåga - Ajaure

⁴ Maks-NTC (Net Transfer Capacity) - maksimal overføringskapasitet gitt til markedet.

⁵ Det er én forbindelse til Finland: Varangerbotn – Ivalo

kraftverket Boris-Gleb i Russland, tilknyttet det nordiske synkronområdet. Fra Boris-Gleb er det kun mulig med import til Norge og denne har en importkapasitet på 56 MW.

Fra Norge er det likestrømsforbindelser til det synkrone kraftsystemet i kontinental-Europa. Disse forbindelsene er Skagerrak 1 – 4 til DK1 (1632 MW), og NorNed (723 MW) til Nederland. I tillegg er det to likestrømsforbindelser under bygging. Hver av disse er på 1400 MW og skal gå til Tyskland og Storbritannia. Planlagt idriftsettelse er hhv. 2020 og 2021.

Utenlandsforbindelsene har stor betydning for kraftsystemet og det er viktig med høy tilgjengelighet for både forsyningssikkerhet og kraftutveksling. Hvis langvarige utfall inntreffer samtidig med en svak hydrologisk balanse, vil dette kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Tilgjengelighet på utenlandsforbindelsene har også betydning for integrering av kraftmarkedene og gjensidig effektiv bruk av ressurser over landegrensene. Det er god samfunnsøkonomi å bruke eksisterende infrastruktur så effektivt som mulig. Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid.

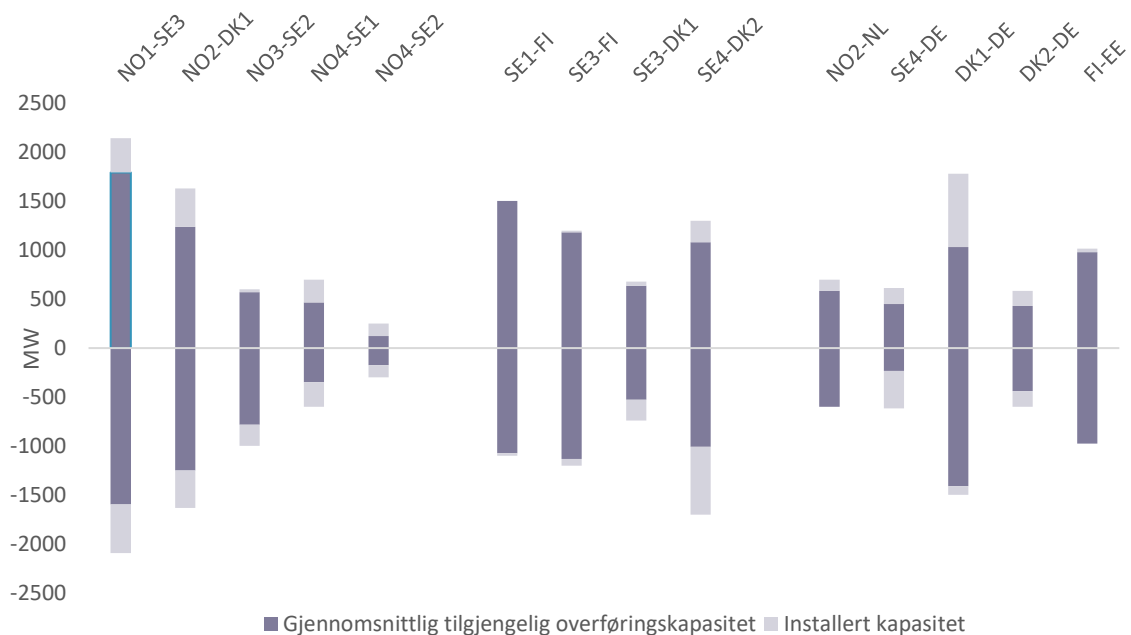
Feil på utenlandsforbindelsene vil normalt ikke medføre avbrudd for sluttbrukere. Tilgjengelig handelskapasitet over kabelforbindelsene til utlandet avhenger først og fremst av tilgjengeligheten på kablene og omformerstasjonene, men planlagte revisjoner eller annet nettførsterkningsarbeid innenlands kan også føre til kapasitetsreduksjoner på utenlandsforbindelsene.

Kapasitetsgrenser mellom alle budområder gis til døgnet markedet. Den felleseuropeiske markedskoplingen ser hele det europeiske systemet under ett og optimaliserer for maksimal velferd innenfor rammene satt av handelsgrensene, og returnerer priser i hvert område og flyt mellom budområdene for hver time. I henhold til nettkoden CACM⁶ jobbes det videre med å harmonisere det europeiske kraftmarkedet, eksempelvis utvikling av en felles europeisk intradagløsning og regional metode for kapasitetsfastsettelse (flytbasert markedskobling).

2.2.1 Installert utvekslingskapasitet

I løpet av 2018 ble de siste av Oslofjord-kablene skiftet ut, og resultatet har vært en økning i kapasitet på den viktigste mellomlandforbindelsen til Norge mellom NO1 (Østlandet) og SE3 (Sverige). Det har også vært en forbedring i den tilgjengelige kapasiteten til handel mellom Jylland og Tyskland. I snitt var det 506 MW mer kapasitet i retning Tyskland i 2018, sammenlignet med 2017. Den forbedrede utnyttelsen av kraftnettet har styrket handelsmulighetene i 2018. Figur 3 viser oversikt over installert utviklingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2018.

⁶ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/europeisk-regelverksutvikling/nettkoder/kapasitetsfastsettelse-og-flaskehalshandtering-cacm/>



Figur 3 Oversikt over installert utviklingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2018 [9]

2.3 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å kontinuerlig utrede og utvikle nødvendige virkemidler for å håndtere perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS)⁷. I tråd med regelverket kan virkemidlene ikke tas i bruk uten vedtak fra NVE.⁸

Virkemidlene som Statnett tidligere har fått godkjent av NVE er ordning med energioptions i forbruk (ENOP) og mulighet for igangsetting av reservekraftverk. Ordningen om SAKS-tiltak har eksistert siden sesongen 2006/2007.

Statnett har ikke søkt NVE om SAKS-tiltak for vintersesongen 2018/2019.

Statnett søkte siste om SAKS-tiltak vintersesongen 2015/2016. Statnett søkte da om energioptions for Midt-Norge. Statnett skal fortløpende vurdere om det er behov for SAKS-tiltak.

2.4 Områder med redusert driftssikkerhet (N-1)

Dagens samfunn stiller høye krav til kraftsystemets driftssikkerhet. Et av virkemidlene for å oppnå dette er å planlegge nye nettanlegg og drifte nettet etter det såkalte N-1-kriteriet. Med N-1 menes at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

⁷ <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/>

⁸ <https://lovdata.no/forskrift/2002-05-07-448/§22a>

Selv om N-1-kriteriet benyttes i planleggingsøyemed i kraftnettet, er det ikke et absolutt krav. Alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan likevel være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i kraftnettet, omfanget av svakere nettløsninger og kostnadene ved å forbedre forsyningssikkerheten.

2.4.1 Utvikling i antall timer med avvik fra N-1

Systemansvarlig registrerer antall timer per år med avvik fra N-1 i utvalgte områder i det norske transmisjonsnettet. Dette er områder som normalt har N-1, men av ulike årsaker avviker fra dette. Registrering av antall timer med avvik vil over tid vise en trend for de ulike områdene.

I rapporteringen definerer systemansvarlig redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer [2]:

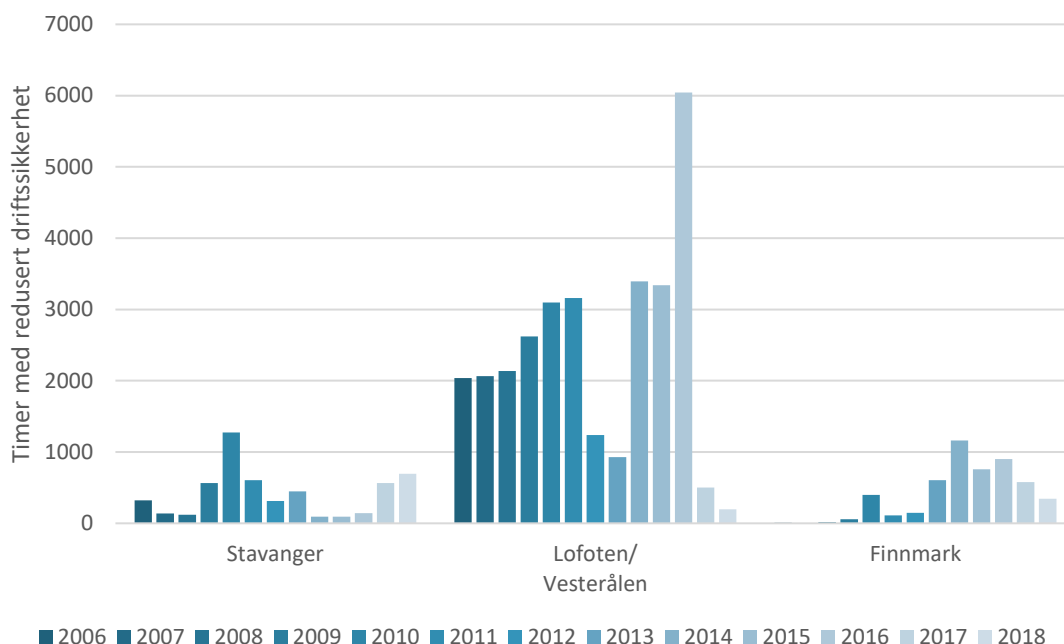
- Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil føre til avbrudd av forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans på grunn av vedlikehold av anleggene.
- Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet på grunn av kaskade- eller følgeutfall.
- Driftssituasjoner der N-1-grensene for snitt overskrides. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunktskomponenter, eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

Overskridelse av N-1 med intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radiell drift. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller reddes ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet.

De etterfølgende figurene viser områder med redusert driftssikkerhet, det vil si områder der N-1-kriteriet normalt skal være oppfylt. Figurene dekker kun linjer i transmisjonsnettet, og ikke til underliggende nett.

Figur 4 viser utviklingen for perioden 2006 – 2018 for antall timer per år hvor N-1-kriteriet ikke er tilfredsstilt. Antall timer er både ved intakt nett og ved utkoblinger.

Figuren viser som i fjor kun data for tre utvalgte områder. Tidligere år ble det vist data for opptil syv ulike områder. Grunnen til reduksjonen i antall utvalgte områder er utbygging av nettet og drift av nye anlegg som har forbedret driftssikkerheten i Nord-Norge, Sunnmøre og Bergensområdet.



Figur 4 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet.

2.4.2 Detaljert beskrivelse av områder med redusert driftssikkerhet

Delkapittelet er underlagt taushetsplikt i henhold til kraftberedskapsforskriften § 6-2 og unntatt offentlighet i henhold til offentlighetsloven § 13 først ledd.

2.4.3 Områder hvor ombygging har bedret driftssikkerheten

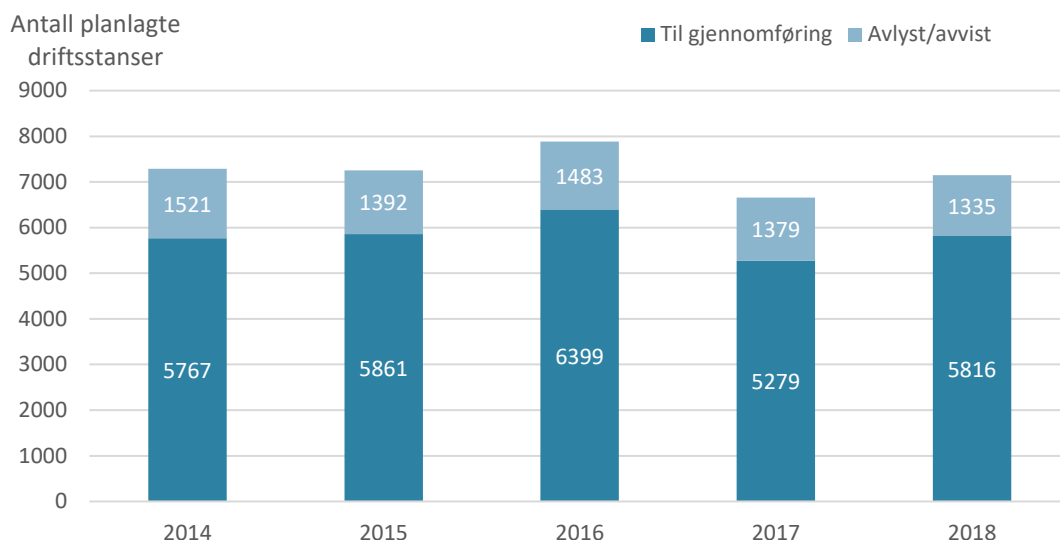
- I forbindelse med kommende HVDC-forbindelser til England og Tyskland er nettet på Sørlandet forsterket gjennom spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV.
- Utskifting av den ødelagte kabelen på 300 kV-forbindelsen mellom Flesaker og Tegneby har økt driftssikkerheten i Øst-Norge og handelskapasiteten mot Sverige.
- Ny forbindelse fra Kvinesdal har forsterket driftssikkerheten inn i til 110 kV nettet i Vest-Agder.

2.5 Planlagte driftsstanser

For å gi alle konsesjonærer mulighet til å ta komponenter ut til revisjon for å gjennomføre nødvendig vedlikehold og minimere konsekvensene av utkoblingene, samordner Statnett som systemansvarlig planlagte driftsstanser i regional- og transmisjonsnett som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer. Driftsstanser som får konsekvenser for andre konsesjonærer kan ikke iverksettes uten godkjenning fra systemansvarlig.

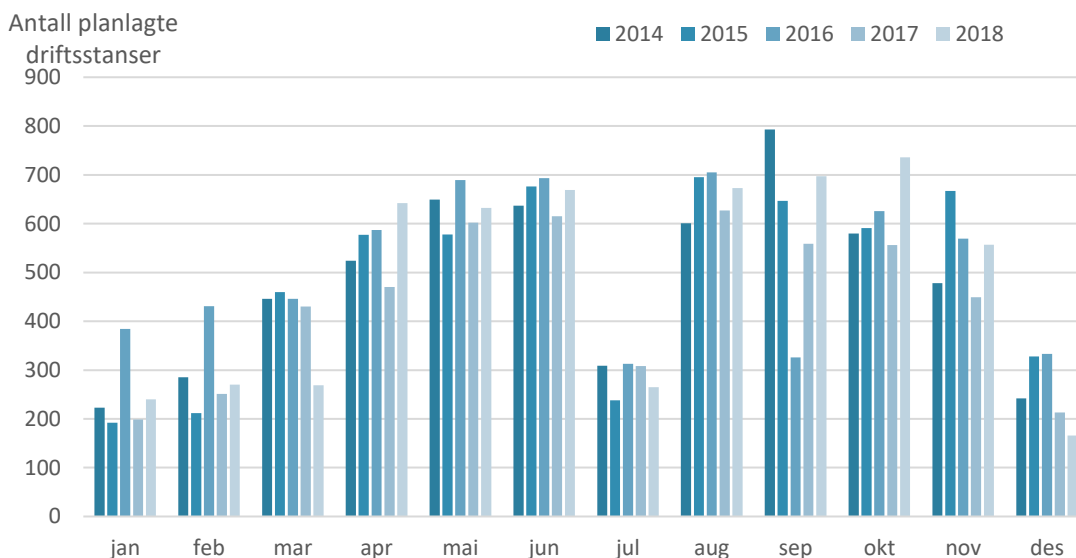
2.5.1 Statistikk for planlagte driftsstanser i 2018

Figur 5 viser antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig de siste fem årene. Sammenligner med tidligere år er utviklingen i antall driftsstanser jevn. Til sammen ble det meldt inn 7151 driftsstanser i 2018. Av disse ble 1335 avlyst eller avvist, mens 5816 ble gjennomført. Antallet refererer til anleggsdel og ikke hver enkelt plan. En plan kan omfatte flere anleggsdeler.



Figur 5: Antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyst/avviste driftsstanser.

Figur 6 viser en fordeling av driftsstanser i 2018 per måned. Fra oversikten ser man at det var betydelig mindre aktivitet på vinterstid og i juli sammenlignet med resten av året. Mest sannsynlig skyldes dette ferieavvikling, men høy lynaktivitet kan også være en årsak. Oversikten er relativt lik som tidligere år. Statnett som systemansvarlig forklarer at aktiviteten var relativt lav til og med mars, trolig på grunn av påske. I desember implementerte Statnett nytt driftssentralsystem og man hadde dermed en frysperiode for driftsstanser. Dette er trolig noe av forklaringen for den lavere aktiviteten i desember.



Figur 6: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.

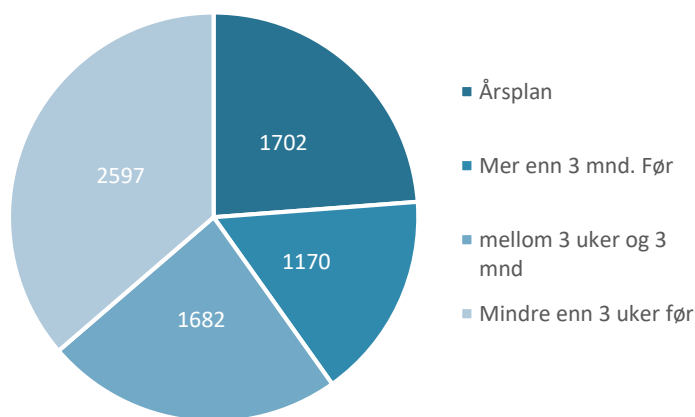
2.5.2 Utvikling av og arbeid med koordinering av planlagte driftsstanser

Nettkonsesjonærer og produsenter skal melde inn sine behov for driftsstanser innen 1. oktober hvert år. Innen 1. januar setter Statnett opp en årsplan for alle kommende driftsstanser. Innmeldinger som kommer etter 1. oktober kan aksepteres, men de må i utgangspunktet meldes inn tre måneder før utkoblingstidspunktet. Innmeldinger som kommer senere enn tre måneder før utkoblingstidspunktet tillates kun ved systemkritiske vedtak, og

konsesjonær må ha en god begrunnelse for hvorfor tremånedersfristen ikke kunne overholdes. Innmelding av driftsstanser tillates kun ved uforutsett nødvendig feilretting. Med implementering av nytt EU-regelverk ble fristen for innmelding av planlagte driftsstanser for 2019 endret til 1. september 2018.

Statnett som systemansvarlig rapporterer at de arbeider med å forbedre verktøy for innmelding og behandling av planlagte driftsstanser, spesielt arbeider de med å videreutvikle innmeldingsløsningen. Dette er for å sikre bedre koordinering og få bedre oversikt over driftsstansene. Statnett forventer at en løsning for dette vil gi store samfunnsøkonomiske gevinster i form av redusert utkoblingstid, økt overføringskapasitet og bedre forsyningssikkerhet.

I 2018 ble 2600 driftsstanser meldt inn mindre enn tre uker før planlagt oppstart. I rapporteringen fra systemansvarlig beskriver de at det kun er et fåtall av disse man anser som uforutsette og forårsaket av feilretting. 330 innmeldte planer ble avvist av systemansvarlig. Figur 7 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristen og antall søknader mottatt etter fristen.



Figur 7: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.

2.6 Koblingsbilder

Som følge av systemansvarsforskriften § 16 kan systemansvarlig fatte vedtak om koblingsbilder i regional- og transmisjonsnett. Systemansvarlig fattet vedtak i endringer for faste koblingsbilder, men i enkelte situasjoner blir også koblingsbilder brukt som et virkemiddel i driften.

I perioder med høyt forbruk eller høy produksjon kan systemansvarlig endre koblingsbildet fra masket til radielt nett. Dette gjøres for å håndtere snittproblemer. I områder med mye produksjon gjør man dette for å kunne frakte mest mulig kraft ut av området, mens det i underskuddsområder brukes for å begrense konsekvensene en feil kan forårsake.

I enkelte situasjoner kan systemansvarlig koble ut enkeltkomponenter eller dele mellom samleskinner i stasjoner i masket nett. Dette er for å endre på impedansforholdene i nettet og dermed hindre overlast før eller etter en feil. Høye temperaturer sommeren 2018 førte til redusert overføringskapasitet i transmisjonsnett. For å håndtere dette og levere nok energi, ble deler av nettet driftet radielt istedenfor masket.

I 2018 gjennomførte Statnett som systemansvarlig seks endringer i faste koblingsbilder som følge av systemansvarsforskriften § 16.

2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet

Etter systemansvarsforskriften § 14 første ledd skal konsesjonær informere systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i regional- og transmisjonsnett når andre konsesjonærer blir berørt av endringen. Hensikten er at systemansvarlig skal ha mulighet til å stille funksjonskrav til anlegget, i de tilfeller det er nødvendig. I tillegg skal områdekonsesjonær informere systemansvarlig om planer for nye eller endringer i eksisterende produksjonsanlegg i eget distribusjonsnett når disse planene kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller transmisjonsnettet. Anleggene kan ikke settes i drift uten vedtak fra systemansvarlig.

I 2018 fattet systemansvarlig vedtak i 111 saker som omhandlet nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg. Alle anleggene er tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet. Systemansvarlig stilte ikke ytterligere funksjonskrav utover det som er beskrevet i systemansvarlig sin veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS).

I 2018 varslet systemansvarlig NVE om 17 tilfeller hvor konsesjonær har satt i drift anlegg uten vedtak fra systemansvarlig. Tilfellene omhandler hovedsakelig idriftsettelser i 2018, men også noen fra tidligere år.

2.8 Nettkomponenter

2.8.1 Fosweb

Fosweb er kontaktpunktet mellom konsesjonærene og systemansvarlig. Fosweb brukes til rapportering av kraftsystemdata, feil/driftsforstyrrelser og driftsstanser. Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å utvide funksjonalitet, øke kvaliteten og effektiviteten av Fosweb.

Systemansvarlig benytter kraftsystemdata som grunnlag for investeringsanalyser, til fastsettelse av overføringsgrenser, koordinering av driftsstanser og oppfølging av anleggenes funksjonalitet i kraftsystemet. I fremtidens kraftsystem ser man et økt behov for mer detaljerte kraftsystemdata. Dette er fordi vi forventer høyere nettutnyttelse og en større grad av automatisert drift av kraftsystemet. Effektive systemer for innrapportering og utveksling av kraftsystemdata har stor nytteverdi for konsesjonærer, nettselskapene og NVE.

I henhold til systemansvarsforskriften 14a skal konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift. Systemansvarlig skal fortløpende rapportere disse videre til NVE.

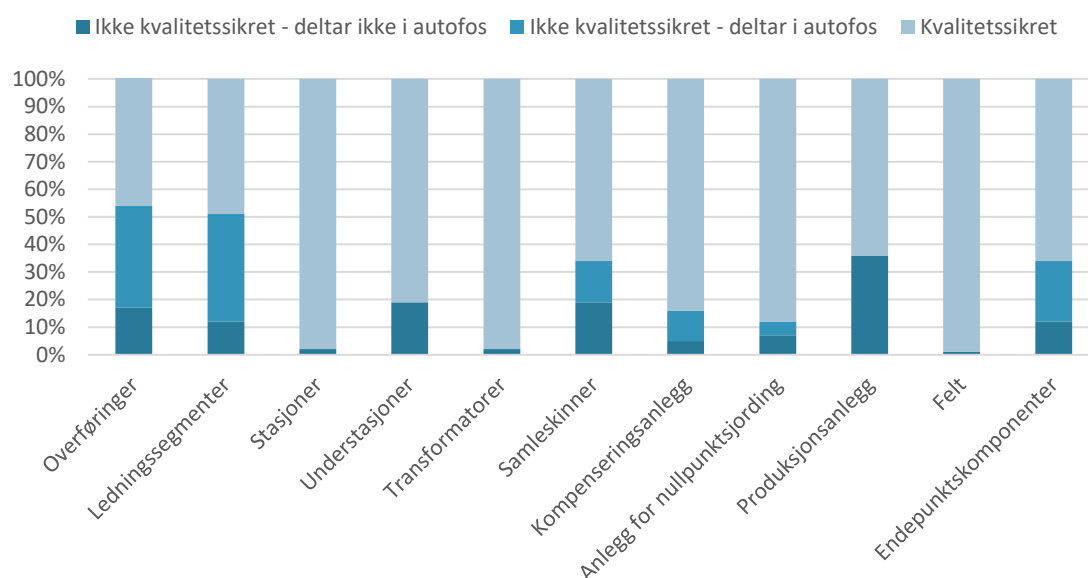
For å heve kvaliteten på kraftsystemdata for eksisterende anlegg, har NVE vedtatt at alle konsesjonærer skal oppdatere, komplettere og bekrefte (kvalitetssikre) anleggsdata for sine eksisterende anlegg. Frist for konsesjonærer å legge til manglende data gikk ut i 2018. I den

sammenheng har NVE fattet vedtak om tvangsmulkt til 16 områdekonsesjonærer og varsel til 170 konsesjoner og eiere av produksjonsanlegg for manglende rapportering.⁹

Statnett jobber med ytterligere forbedringer av Fosweb. Det jobbes blant annet for å automatisere innmeldingen av data kalt Autofos. Selskapene som kobler seg på løsningen kan unngå manuell registrering av samme anleggsdata både i egne databaser og i Fosweb.

2.8.2 Status for innsamling av kraftsystemdata

Sammenlignet med 2017 har andelen kvalitetssikret kraftsystemdata økt betraktelig. Status for arbeidet med kvalitetssikring av eksisterende anlegg ved årsskiftet 2018/2019, fremkommer av Figur 8.



Figur 8 Status kvalitetssikring av kraftsystemdata for Fosweb per årsskiftet 2018/2019.

2.8.3 Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet

Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet (33-420 kV) er hentet fra NVEs database. NVE har krevd innrapportering av denne type data fra konsesjonær siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988. Fra 2007 har konsesjonærene rapportert inn data for idriftsatte anlegg til Statnett. NVE har hatt mindre fokus på innsamling av anleggsdata etter at Statnett tok over dette ansvaret. Gjennom lanseringen av Fosweb har Statnett effektivisert denne rapporteringen og det har blitt gjort kvalitetssikring av anleggsdata. Det er pågående arbeid for å samkjøre NVE og Statnett sine databaser. Dette har økt kvaliteten på dataen, i tillegg er det gjort internt arbeid for kvalitetssikring hos NVE.

2.8.3.1 Kommentar til aldersfordeling

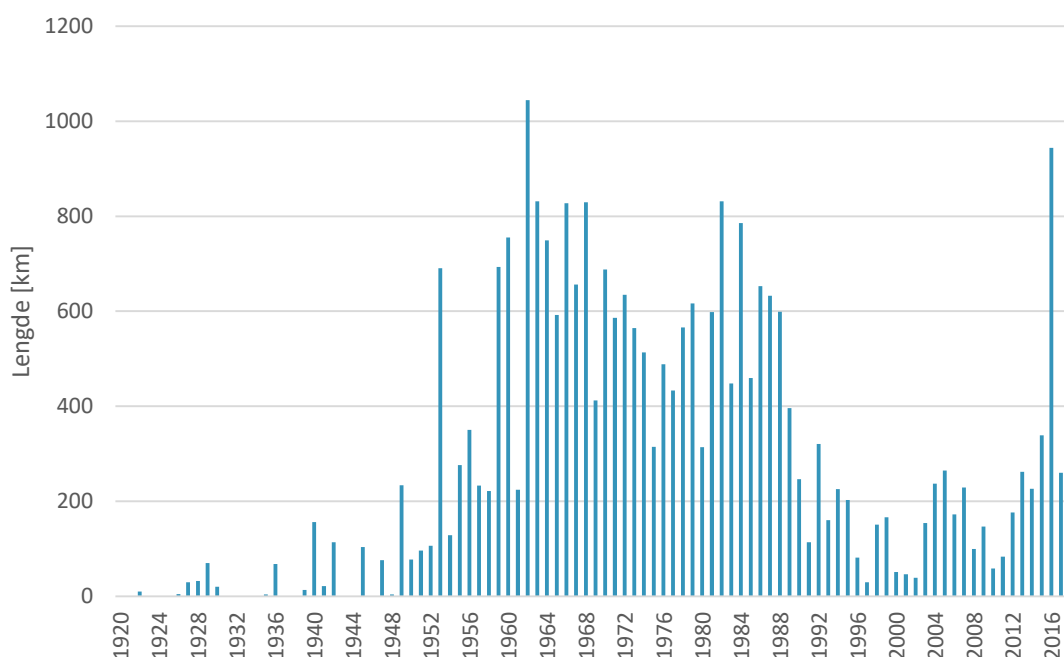
Da Statnett lanserte muligheten for registreringen av anleggsdata via Fosweb, ble Statnett sine eksisterende data for de ulike komponentene lagt som grunnlag. Denne dataen skal kvalitetssikres av de aktuelle konsesjonærene. Status for kvalitetssikring er vist i Figur 8. I påvente av kvalitetssikring vil mange av komponentene få tildelt byggeår 2016. Året 2016 vil

⁹ <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nve-varsler-om-og-vedtar-tvangsmulkt-for-manglende-rapportering-av-anleggsdata/>

derfor være overrepresentert i aldersfordelingen. Dette ser man spesielt for overføringer og ledningssegmenter, hvor det gjenstår en del arbeid med kvalitetssikring.

Endringen i aldersfordeling er derfor ikke kun som følge av utskiftning av eksisterende komponenter, men vil også være avhengig av økt registrering og økt kvalitetssikring gjennom Fosweb og hos NVE.

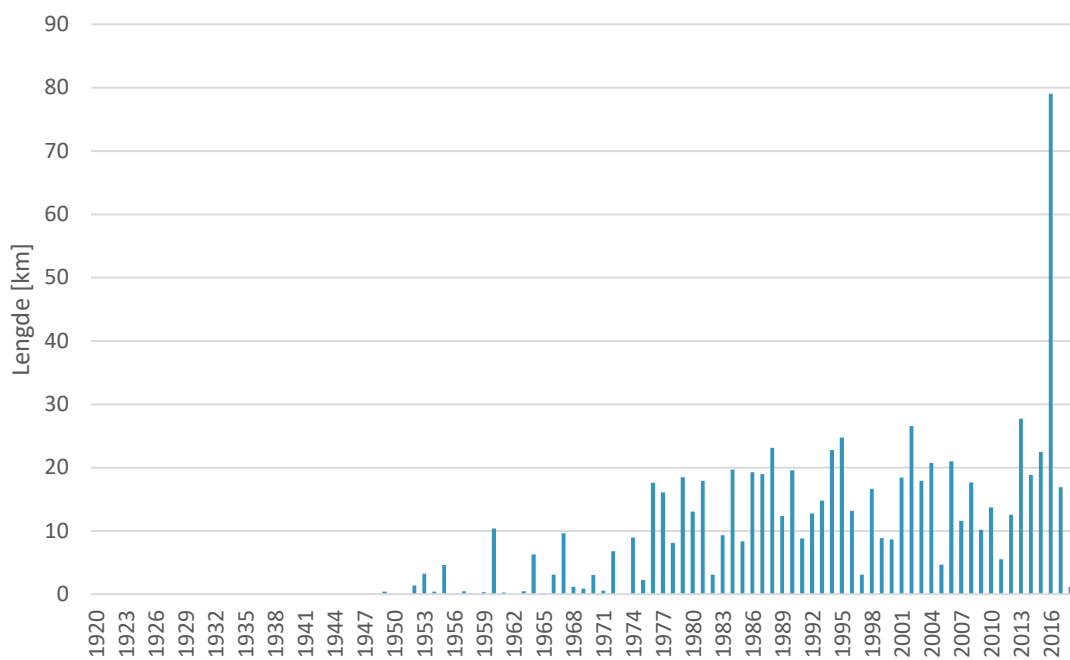
Figurene nedenfor viser at store deler av komponentene ble satt i drift i perioden 1960 – 1990. Selv om mange av komponentene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. NVEs statistikk sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Energilovforskriften¹⁰ setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskaperens overholdelse av bestemmelsen, se Kapittel 7.



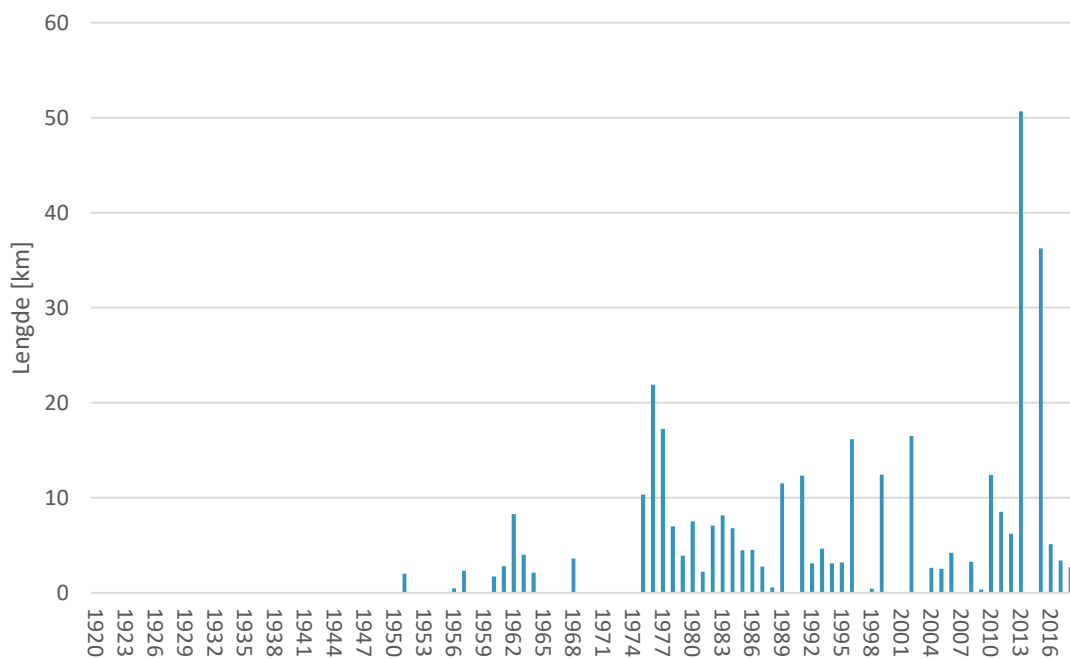
Figur 9 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnettet¹¹

¹⁰ <https://lovdata.no/forskrift/1990-12-07-959/§3-5>

¹¹ Lengde for 2016 som er kvalitetssikret var 344 km.



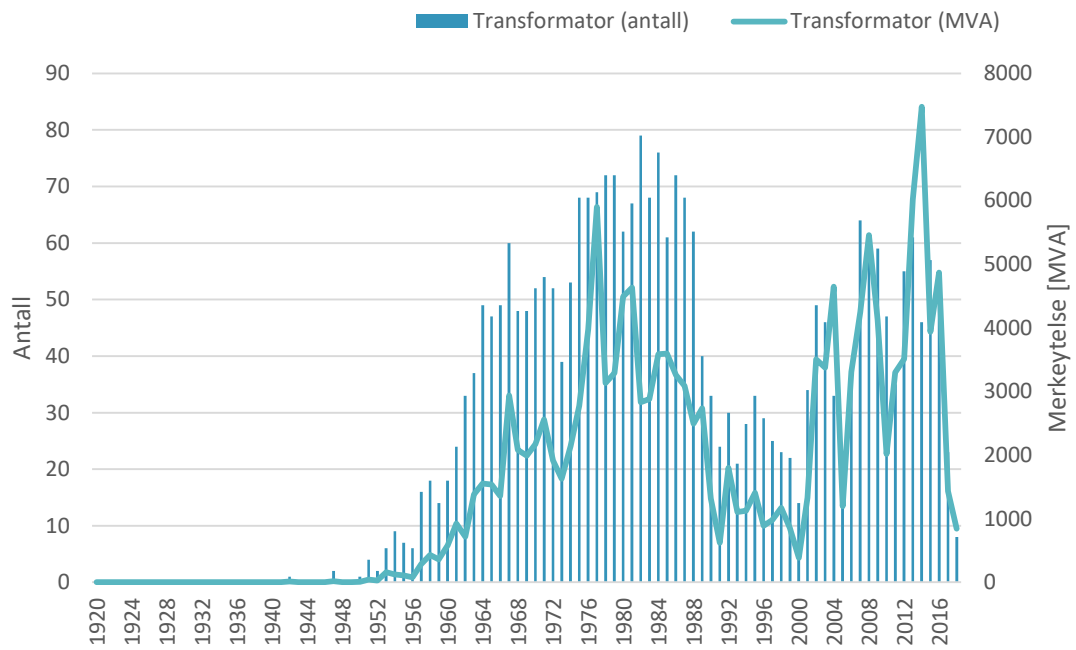
Figur 10 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnett¹²



Figur 11 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnett¹³

¹² Lengde for 2016 som er kvalitetssikret var 30 km.

¹³ Utlandsforbindelser er ikke inkludert



Figur 12 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeyttelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnettet

3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. En driftsforstyrrelse defineres som en automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

En driftsforstyrrelse¹⁴ kan innebære at en anleggsdel i nettet blir spenningsløs når den i utgangspunktet ikke skulle vært det. Dette kan enten skje ved automatisk effektbryterutløsning, sikringsbrudd eller manuell utkobling som er påtvungen eller som følge av ukorrekt betjening.

En driftsforstyrrelse kan inneholde én eller flere feil på ulike komponenter. Driftsforstyrrelser kan medføre avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis. Dette avhenger i stor grad av nettstruktur og hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i. På høyere nettnivå er nettet i stor grad masket, mens lavere nivåer forsynes radielt. Dette medfører at et utfall av en enkeltlinje eller -komponent på høyere spenningsnivå med N-1 ikke gir avbrudd for kunder.

3.1 Leveringspålitelighet

Nettselskapene registrerer og rapporterer årlig avbruddsdata til NVE. Avbruddsdataene gir informasjon om utviklingen i antall og varighet av avbrudd som sluttbrukere opplever. Nettselskapene registrerer alle feil og avbrudd i FASIT-systemet¹⁵. Obligatorisk rapportering av avbrudd som skyldes hendelser i høyspentnettet ble gradvis innført fra 1995.

NVE utarbeider årlig avbruddsstatistikk basert på innrapporterte data fra nettselskapene¹⁶. Det gis med jevne mellomrom også ut statistikk over leveringspåliteligheten i Europa¹⁷, hvor de ulike landenes leveringspålitelighet sammenlignes.

3.1.1 Leveringspålitelighet over tid

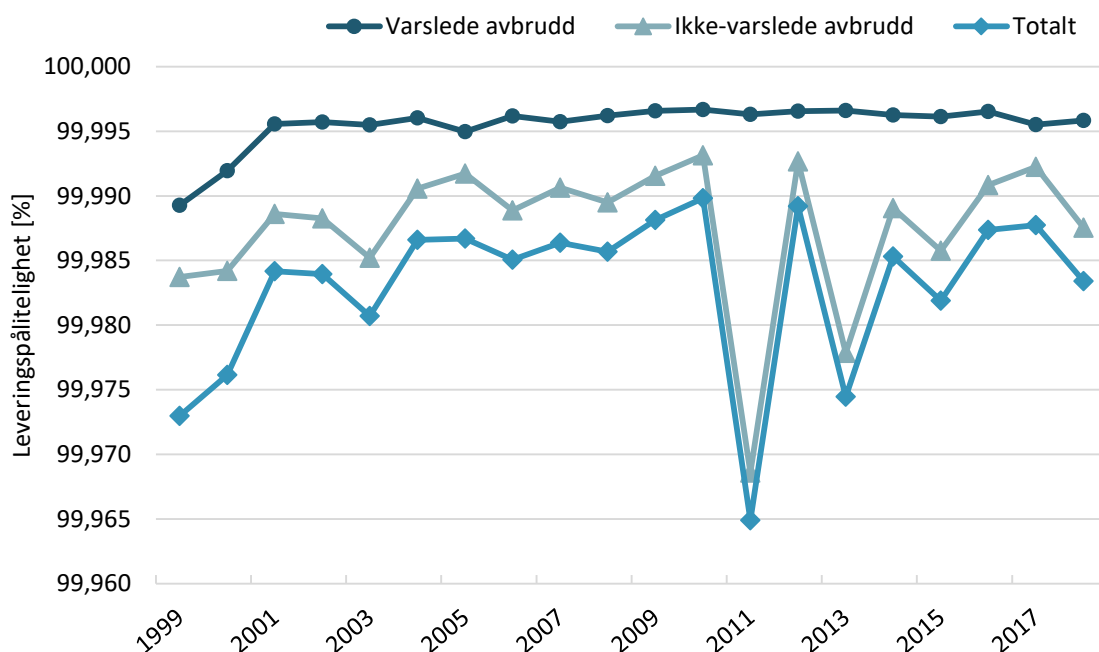
Figur 13 viser utviklingen av leveringspåliteligheten i Norge fra 1998 til 2018. I 2018 var leveringspåliteligheten nasjonalt 99,98 %.

¹⁴ Definisjon av driftsforstyrrelse er gitt i leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 10.

¹⁵ FASIT (Feil og avbruddsstatistikk i totalnettet) er et standardisert registrerings- og rapporteringssystem for feil og avbrudd i kraftsystemet, se www.fasit.no.

¹⁶ Årsrapporter Avbruddsstatistikk, tilgjengelig på www.nve.no - Avbruddsstatistikk

¹⁷ CEER – Benchmarking Report on Electrical Quality of Supply, tilgjengelig på www.nve.no – Avbruddsstatistikk.



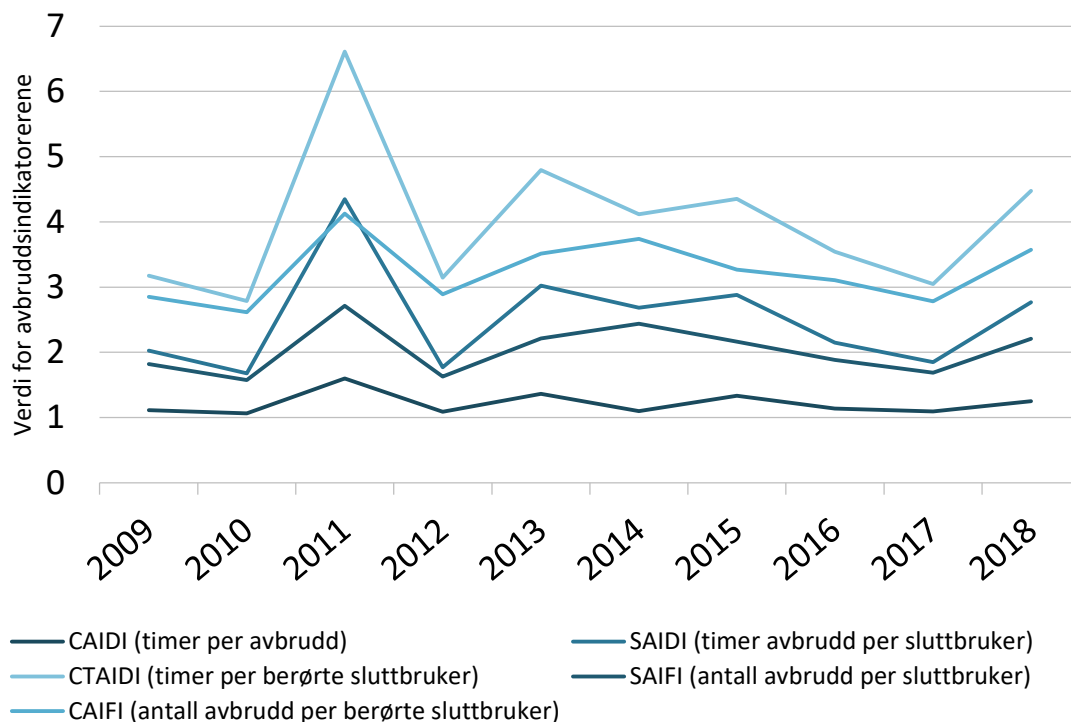
Figur 13: Leveringspålidelighet for årene 1998-2018 (langvarige avbrudd > 3 minutter).

Siden 1998 har leveringspålideligheten nasjonalt vært godt over 99,96 %. Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspålideligheten på landsbasis. Dette kan man se på flere av årene mellom 2011 og 2015. Generelt er det flere faktorer enn uvær og lastforhold som kan påvirke leveringspålideligheten. I 2001 innførte NVE KILE¹⁸-ordningen som gir nettselskapene insentiver til å redusere antall og varighet på avbrudd. Statistikken kan i tillegg påvirkes av hvor nøyaktig avbruddene blir registrert av nettselskapene.

3.1.2 Indikatorer over avbruddshyppighet de siste ti årene

Figur 14 viser utviklingen i antall og varighet av langvarige avbrudd. Avbruddshyppigheten blir beskrevet ved hjelp av avbruddsindikatorer som er standardisert i de fleste europeiske land. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke-varslede avbrudd. Avbruddene deles inn i kortvarige- og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet opp til tre minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn tre minutter.

¹⁸ Kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi.



Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2008-2018. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, > 3 minutter.

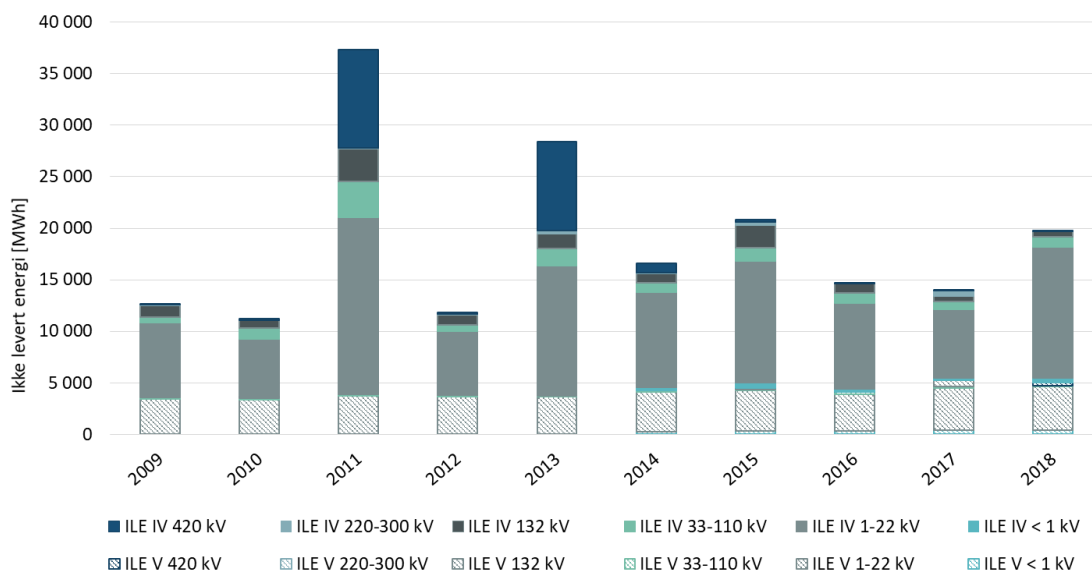
I 2018 opplevde hver sluttbruker nasjonalt i snitt 0,29 varslede langvarige avbrudd og 1,97 ikke-varslede langvarige avbrudd. 62 % av sluttbrukerne opplevde minst ett avbrudd på over tre minutter når man inkluderer varslede og ikke-varslede avbrudd. I tillegg til langvarige avbrudd opplever sluttbrukerne nasjonalt i snitt 1,82 avbrudd på under tre minutter.

Antall avbrudd og varigheten på avbruddene varierer mellom nettselskap, men også internt i ulike områder innenfor samme nettselskap. I Oslo ble 30 % av sluttbrukerne berørt av langvarige avbrudd, mens det samme tallet til sammenligning var 70 % og 75 % i henholdsvis Finnmark og Sogn og Fjordane.

3.1.3 Indikatorer for leveringspålitelighet fordelt på spenningsnivå

De aller fleste utkoblinger i distribusjonsnettene fører til avbrudd hos sluttbrukere, i motsetning til utkoblinger i regional- og transmisjonsnettene. Samtidig kan enkelthendelser i regional- og transmisjonsnettene føre til store mengder ikke-levert energi i forhold til enkelthendelser i distribusjonsnettene. Konsekvensene av enkeltfeil på høye spenningsnivå vil variere med hvor og når de inntreffer.

Figur 15 viser mengde ikke-levert energi fordelt på hvilket spenningsnivå årsaken til avbruddene inntraff. Figuren gir en oversikt over utviklingen fra 2009 til 2018. Store deler av mengden ikke-levert energi skyldes hendelser i det høyspente distribusjonsnettene, unntaket er for 2011 og 2013 hvor uvær og enkelthendelser også ga utfall av 420 kV linjer. I 2018 var det en økning av ikke levert energi sammenlignet med 2016 og 2017. Økningen var hovedsakelig i det høyspente distribusjonsnettene og skyldes ikke-varslede hendelser.



Figur 15: Ikke levert energi (ILE) fordelt på spenningsnivå og hvor driftsforstyrrelsen / ikke varslet avbrudd (IV) eller planlagt utkobling (V) inntraff de siste ti årene. Figuren gjelder for langvarige avbrudd, > 3 minutter.

Tabell 1 viser hvilket nettnivå sluttbrukerne som har opplevd avbrudd er tilknyttet. Tabellen viser også hvilket spenningsnivå feilen oppsto. Tabellen viser at avbrudd for vanlige husholdninger, som er tilknyttet lavspent distribusjonsnett, kommer fra feil som oppstår i det høyspente distribusjonsnettet, det vil si anlegg med spenning fra 1 kV til og med 22 kV. Planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet gjøres hovedsakelig på dagen i normal arbeidstid.

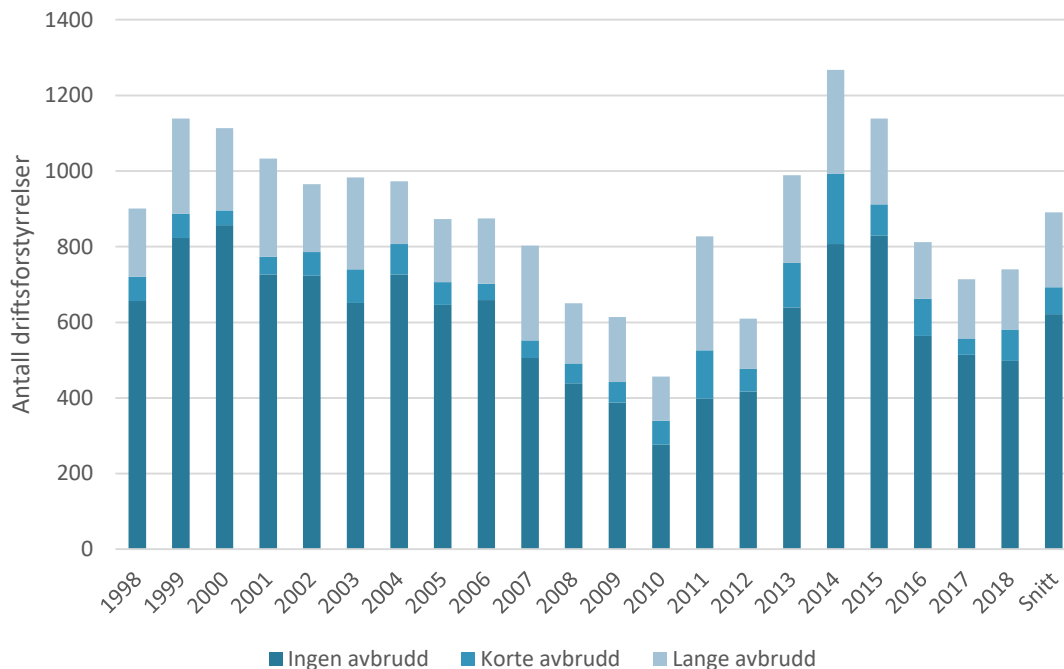
Av tabellen kan man også se at feil i transmisjonsnettet i liten grad ga avbrudd på lavere spenningsnivå.

Tabell 1: Ikke levert energi i kWh for 2018 fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer og nettnivå hvor berørt sluttbruker er tilknyttet.

SPENNINGSNIVÅ (HVOR FEIL SOM FORÅRSAKET AVBRUDD OPPSTO)	NETTID (HVOR SLUTTBRUKER SOM OPPLEVER AVBRUDD VAR TILKNYTTET)					
	TNETT	RNETT	DNETT HS LUFT	DNETT HS BLANDA	DNETT HS KABEL	DNETT LS
420 kV	322 149	188	-	9	-	2 743
220-300 kV	-	-	-	285	185	10 605
132 kV	-	1 385	23	4 786	18 202	491 797
33-110 kV	-	6 025	146	2 470	3 012	1 104 957
1-22 kV	-	3 594	11 428	397 025	37 823	16 837 449
< 1kV	-	-	100	1 652	508	834 460

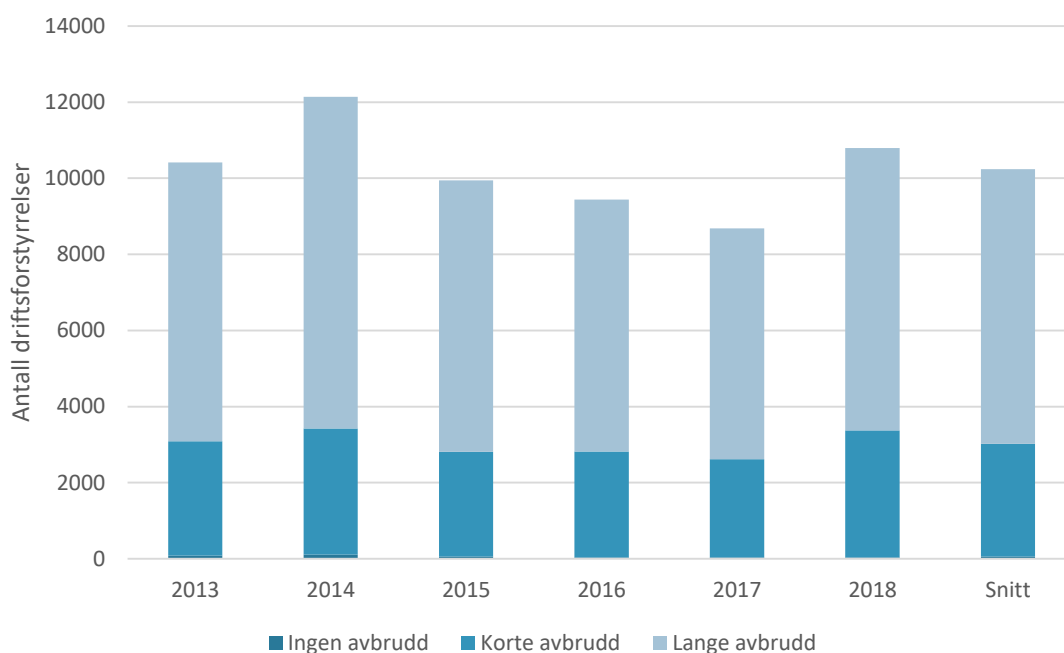
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

Figur 16 viser historisk utvikling for antall driftsforstyrrelser fordelt på varighet på avbrudd i regional- og transmisjonsnett. I 2018 var det 740 driftsforstyrrelser på disse nettnivåene, hvorav omtrent 33 % medførte avbrudd.



Figur 16: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1998 - 2018 fordelt på varighet av avbruddet.

I 2018 var det 10797 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnett. 99,7 % av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd, og dette kan ses i Figur 17. Totalt antall avbrudd er på nivå med snittet de siste årene.

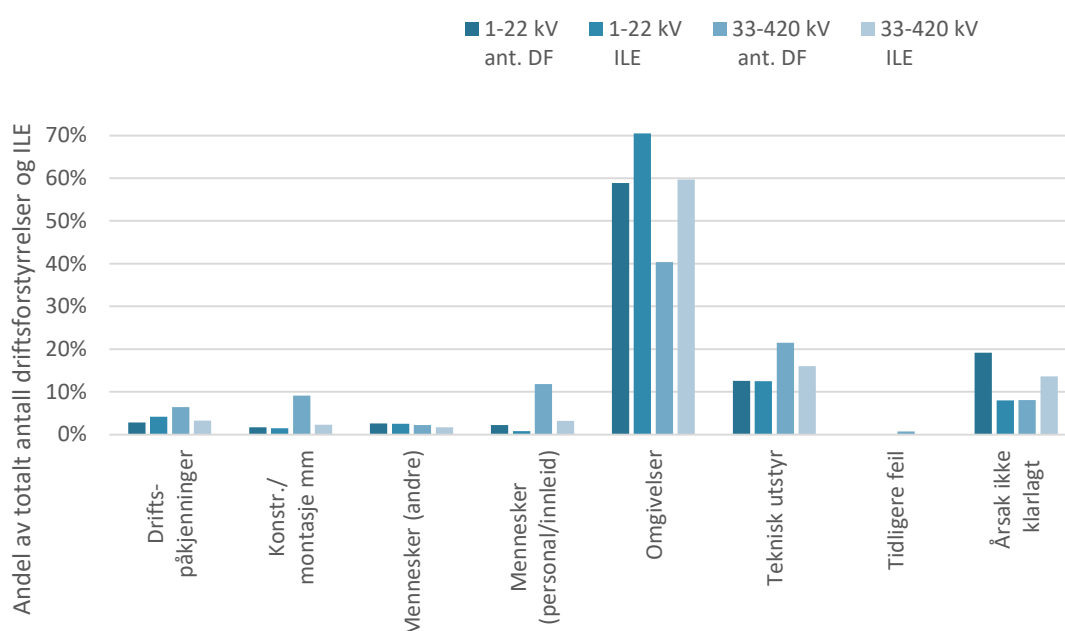


Figur 17: Antall driftsforstyrrelser 1-22 kV i perioden 2013 - 2018 fordelt på varighet av avbruddet.

Antall driftsforstyrrelser og andelen som førte til avbrudd blir færre jo høyere man kommer i spenningsnivå. Dette henger sammen med at regional- og transmisjonsnettet de fleste steder driftes masket, mens det på lavere spenningsnivå i distribusjonsnett driftes radielt. I tillegg vil høyde og størrelse på master og avstanden mellom faser øke med spenningsnivået. Dette reduserer blant annet risiko for trefall på linjene og sammenslag av faser ved kraftig vind.

3.2.1 Driftsforstyrrelser fordelt på årsak

Figur 18 viser hovedårsak for driftsforstyrrelser i 2018. I FASIT-systemet registreres driftsforstyrrelser utløsende årsak under kategoriene driftspåkjenninger, konstruksjon/montasje, mennesker, omgivelser, teknisk utstyr, tidligere feil og årsak ikke klarlagt. Omgivelser var kategorien som førte til flest avbrudd i 2018. Dette gjelder også tidligere år. Norge er et land med mye vær og natur, og trenden vil mest sannsynlig fortsette fremover. Omfanget av driftsforstyrrelser som følge av omgivelser vil derimot variere fra år til år, hovedsakelig på grunn av variasjoner i været.

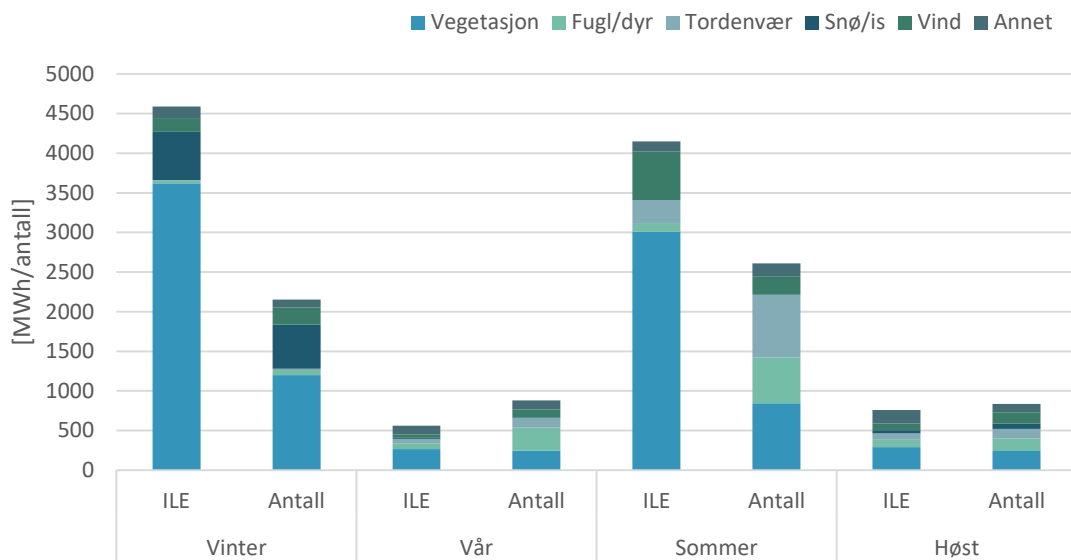


Figur 18: Årsak til driftsforstyrrelser i 2018 fordelt på underkategorier. Mengden ikke levert energi (ILE) og antall driftsforstyrrelser (ant. DF) er delt i høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33-420 kV).

Nettselskap kan i mindre grad påvirke omgivelsene enn de andre kategoriene, men kan for eksempel forsøke å unngå utsatte områder når de planlegger nye anlegg. Der det er vanskelig å redusere årsaken til påvirkning fra omgivelser, kan risikoen reduseres gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner. Slik kan man sørge for at negativ påvirkning på kraftsystemet fra omgivelse får så liten konsekvens som mulig. Dette inkluderer trasérydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap. Driftsforstyrrelser som skyldes teknisk utstyr kan selskapene påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer.

I Figur 19 er omgivelser tatt ut og fordelt på underkategorier. Denne viser antall driftsforstyrrelser og mengde ikke levert energi gjennom vinter-, vår-, sommer- og høstsesongen. Både driftsforstyrrelser som har og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten. Oversikten for de ulike omgivelseskategoriene fordelt over året viser hvor mye enkeltstormer kan påvirke kraftsystemet. Uværene «Helene» og «Knud» førte til avbrudd og ikke levert energi for mange sluttbrukere i september. Dette kan trolig være forklaringen

for den høye mengden ikke levert energi sommeren 2018.

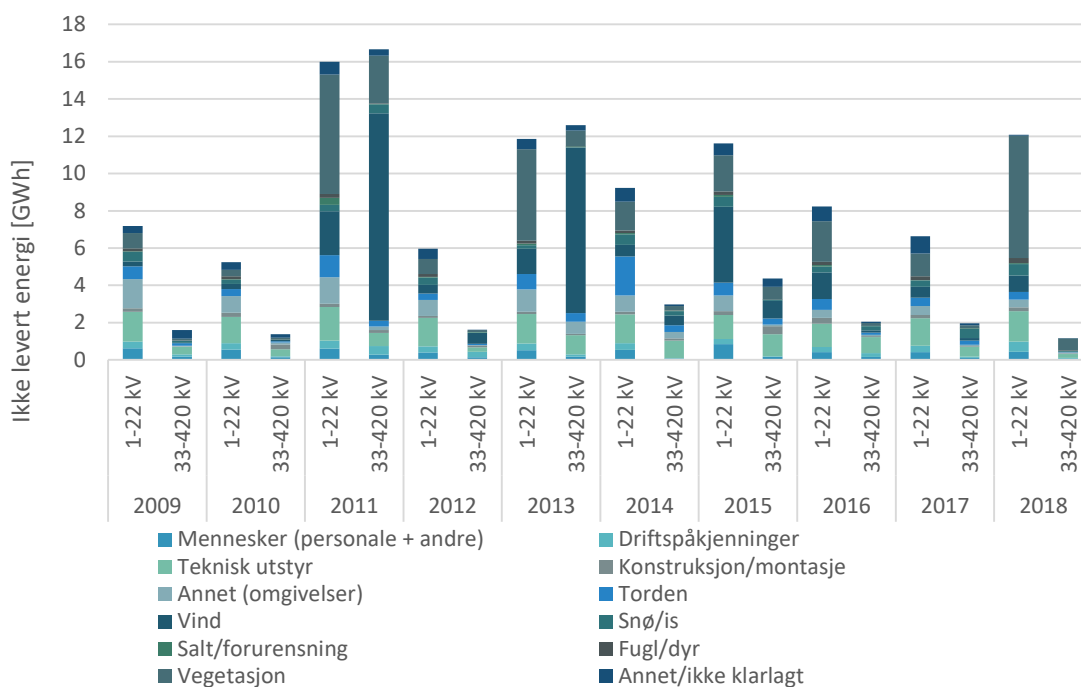


Figur 19: Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for om givelser. Figuren viser en oversikt for 1-420 kV for 2018.

Figuren viser også hvordan forholdet mellom antall avbrudd og mengden ikke levert energi er ulik avhengig av årsaken til driftsforstyrrelsen. Når vegetasjon er årsaken til en driftsforstyrrelse, må mannskap som oftest ut og fjerne denne manuelt. Det vil derfor ta noe tid å gjenopprette ordinær forsyning. Til sammenligning vil det normalt ta kortere tid ved gjenoppretting dersom årsaken er tordenvær eller fugl fordi disse ikke fører til en varig kortslutning. Nettet kan da gjeninnkobles automatisk etter utfall ved en såkalt GIK. Størrelse, fordeling og type last i nettet vil også kunne påvirke forholdet mellom antall driftsforstyrrelser og mengde ikke levert energi.

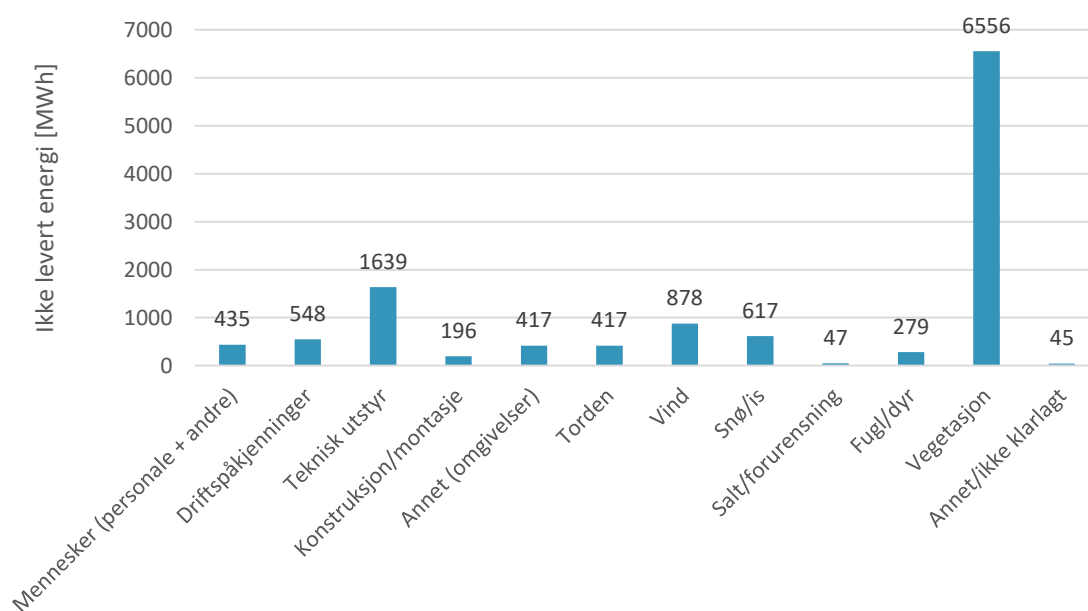
Det er viktig å være klar over at driftsforstyrrelser kan ha en sammensatt årsakssammenheng. For eksempel vil ofte vind og salting eller snø virke sammen og føre til en driftsforstyrrelse. Hvilken som blir valgt til utløsende årsak er derfor ikke nødvendigvis konsekvent på tvers av nettområder. Statistikken påvirkes dermed av hvordan nettselskapene registrerer feil.

I Figur 20 vises utviklingen i årsakene til driftsforstyrrelser fra 2009 til 2018 med sammenstilte stolper og total mengde ikke levert energi disse medførte.



Figur 20: Mengde ikke levert energi (ILE) på grunn av driftsforstyrrelser de siste ti årene fordelt på årsak, og leveringspålitelighet i perioden inkludert og ekskludert data fra avbrudd på grunn av feil og utkoblinger i lavspenningsnettet.

Figur 21 viser kategorifordelingen presentert i Figur 20 spesifikt for 1-22 kV nettet. I 2018 var det en økning i andelen driftsforstyrrelser som følge av vegetasjon sammenlignet med 2017. En mulig forklaring kan være store mengder snøfall i enkelte deler av landet vinteren 2018.



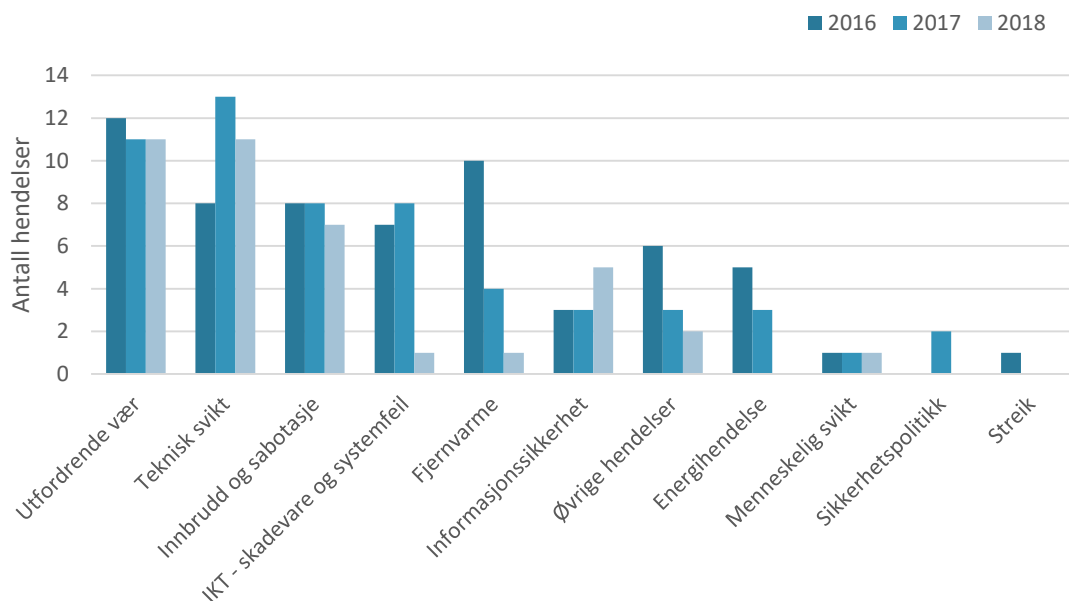
Figur 21: Mengde ikke levert energi (ILE) på grunn av driftsforstyrrelser fordelt på årsak i 2018.

3.3 Uønskede hendelser

Kraftberedskapsforskriften stiller krav om at KBO-enhetene skal rapportere uønskede hendelser uten ugrunnet opphold og senest innen tre uker. Formålet med å rapportere inn hendelser til NVE, er at myndighetene har behov for en oversikt over hendelser som har eller kunne ha redusert forsyningssikkerheten for elektrisitet og fjernvarme. Oversikten gir myndighetene bedre kjennskap til de påkjenningene og det trusselbildet som energisektoren er utsatt for.

Det er viktig at NVE blir kjent med alle relevante uønskede hendelser. I oppsummeringsnotatet med sammenfatning av hendelser i 2018 er det påpekt et behov for å harmonisere nivået for hvilke hendelser som skal rapporteres til NVE. NVE gjennomførte en spørreundersøkelse for å kartlegge enhetenes rutiner for varsling og rapportering til NVE. Respondentene svarte på grunnlag av sin kjennskap til forrige beredskapsforskrift (bfe). Resultatet fra undersøkelsen viste at det har vært uklart for en del KBO-enheter hva som er forskjellen på varsling og rapportering. Resultatene viste også stor spredning blant KBO-enhetenes bruk av kriterier for når de rapporterer en hendelse til NVE. Kraftberedskapsforskriften (kbf) trådte i kraft 1. januar 2019. I den nye forskriften er det gjort et tydeligere skille mellom kravet til varsling under ekstraordinære situasjoner og kravet til rapportering av uønskede hendelser i etterkant.

En oppsummering av hendelser for de siste tre årene (2016-2018) er vist i Figur 22.



Figur 22 Antall hendelser fordelt på kategorier for årene 2016-2018

Utfordrende vær utgjør den største trusselen for forsyningssikkerheten. Nesten like stor trussel er teknisk svikt på anlegg, etterfulgt av menneskelig villete handlinger. Noen hendelser vil gi større konsekvenser enn andre, og NVE har for 2018-hendelsene foretatt en overordnet vurdering av om hendelsene har medført stor, middels eller lav konsekvens.

2018

Gjennom rapporter fra KBO-enhetene, egne beredskapsvakter og egne tilsyn, har NVE blitt kjent med at det har oppstått 39 uønskede hendelser i 2018. Se oversikten i Tabell 2. Av disse har 20 medført driftsforstyrrelser med eller uten avbrudd for sluttbrukere og er derfor

rapporteringspliktig i FASIT. De 20 hendelsene blir inkludert i Statnetts feilstatistikk¹⁹ og eventuelt i NVEs avbruddstatistikk²⁰ for 2018. De øvrige 19 var hendelser som ikke medførte avbrudd eller driftsforstyrrelser, men som på annen måte medførte, eller risikerte å medføre, redusert forsyningssikkerhet.

NVEs evaluering

Flere hendelser utløst av værforhold, teknisk svikt, menneskelige feil eller menneskelige vilde handlinger, evalueres av NVE. Alvorlige hendelser krever oppfølging i form av utvidet rapportering, befaring eller tilsyn, med eventuelle reaksjoner eller pålegg. I tillegg ønsker NVE at evalueringen skal gi erfaringer som er nyttig å dele med bransjen.

I Tabell 2 er det satt opp en inndeling for konsekvens (stor – middels - lav) som viser at NVE har vurdert at noen av hendelsene er å oppfatte som svært, middels eller lite alvorlige med tanke på konsekvens. Denne inndelingen er basert på en kort kvantitativ vurdering av avbruddsmengde og gjenopprettingstid, eller en kort kvalitativ vurdering av andre konsekvenser som driftsevne og skadepotensiale.

Tabell 2: Oppsummering av uønskede hendelser 2018, sortert på kategori.

KATEGORI HENDELSE	ANTALL	KONSEKVENSENTREDNING		
		STOR	MIDDELS	LAV
Utfordrende vær	11	1	5	5
Teknisk svikt	11	1	4	6
Innbrudd og sabotasje	7	-	1	6
Informasjonssikkerhet	5	2	1	2
Øvrige hendelser	2	-	-	2
Fjernvarme	1	-	-	1
IKT - skadevare og systemfeil	1	-	-	1
Menneskelig svikt	1	-	-	1

I 2018 oppsto to uønskede hendelser der NVE har varslet overtredelsesgebyr overfor KBO-enhetene. Evalueringsrapport av to uværshendelser er under utarbeidelse. NVE har tatt 15 av hendelsene til etterretning. Det vil si at NVE har vurdert at KBO-enhetene har håndtert og gjenopprettet situasjonen på en god måte, hatt tilfredsstillende redundans, eller andre gode løsninger. Noen av evalueringene er ikke avsluttet ved årsskiftet og vil fortsette i 2019.

Ytterligere informasjon om hendelsene finnes i egen NVE-publikasjon, faktaark nr. 4/2019.²¹

3.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Systemansvarlig kan ved effektknapphet eller større driftsforstyrrelser i kraftsystemet pålegge nettkonsesjonærer å foreta en kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk i sine forsyningsområder basert på forhåndsdefinerte planer. Dette er hjemlet i systemansvarsforskriften § 13.

¹⁹ Feilstatistikken finnes på Statnetts nettsider: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/arsrapporter-fra-feilanalyse/>

²⁰ Avbruddsstatistikken finnes på NVEs nettsider: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspalitelighet/avbruddsstatistikk/>

²¹ http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_04.pdf

Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et «siste skanse»-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige tilgjengelige løsninger allerede er utnyttet. Dette virkemiddelet er viktig fordi det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå avbrudd. Foreløpig har bruken kun funnet sted ved større driftsforstyrrelser.

I 2018 var det ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk.

3.5 Separatområder

Separatområder oppstår hvis deler av nettet blir koblet fra det øvrige synkronområdet. Det vil oftest oppstå i områder med svak kobling mot omkringliggende nett. Separatdrift kan være planlagt eller oppstå som følge av feil eller uforutsette hendelser. Statnett har registrert ti tilfeller av separatdrift som følge av feiltilstander i 2018. En oversikt over alle hendelsene i 2018 er gitt i vedlegg 3.

3.6 Handelsgrenser og tilgjengelighet på utenlandsforbindelser og mellom budområder

Det nordiske nettet skal driftes slik at driftsforstyrrelser i ett land ikke fører til uakseptable konsekvenser med frekvensfall, termiske belastninger, stabilitet eller spenning andre steder. Virkemidler for å opprettholde overføringskapasiteten er spesialreguleringer, endrede koblingsbilder og endring av handelskapasitet. I Norge brukes det også mye systemvern for å øke overføringsgrensene. Virkemidlene omtales i kapittel 5.

Overføringskapasiteten mellom budområdene innad i Norge og mot Sverige og Finland er i stor grad begrenset av stabilitetsforhold ved flere av korridorene. Noen av de viktigste begrensningene knyttet til stabilitetsforhold er angitt nedenfor:

- NO1-SE3: Maksimal overføringskapasitet bestemmes av stabilitetsforhold som oppstår ved spesifikke enkelutfall av forbindelsene tilknyttet Hasle trafostasjon. Systemvern med produksjonsfrakobling benyttes som et virkemiddel for å øke overføringskapasiteten.
- NO2-NO1: Utfall av en Oslofjordsforbindelse gir stabilitetsforhold som begrenser overføringskapasiteten mellom Sør-Vestlandet og Østlandet.
- NO4-NO3: Ved høy overføring ut av NO3, vil stabilitet være begrensende faktor. Systemvern kan hjelpe til for noen utfall.
- Norge-Finland: Overføring mellom Norge og Finland begrenses av stabilitetsforhold, både for utfall på norsk og finsk side.

Varighetskurver for reduserte handelsgrenser mellom de ulike budområdene innad i Norge, og til Sverige, Danmark og Nederland i 2018 er presentert i *Rapport fra systemansvarlig* [2]. En vesentlig årsak til reduksjoner i 2018 var planlagte revisjoner og nettforstrekningsarbeid, i tillegg til utfall av nettkomponenter.

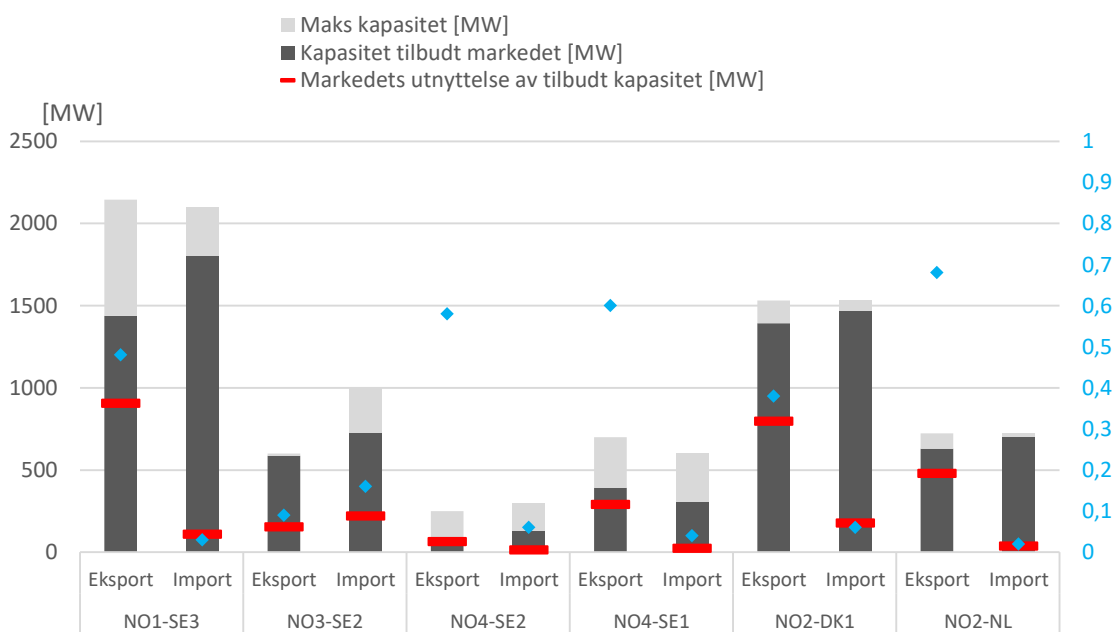
Under er årsak til reduserte handelsgrenser og tilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2018 listet opp og redegjort for i korte trekk per grense:

- 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.

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for likestrøms- og vekselstrømsforbindelsene samlet var omtrent 72,5 % for eksport og 76 % for import i 2018. Kapasitetens tilgjengelighet i gjennomsnitt per handelskorridor er gitt i Figur 23 og Tabell 3.

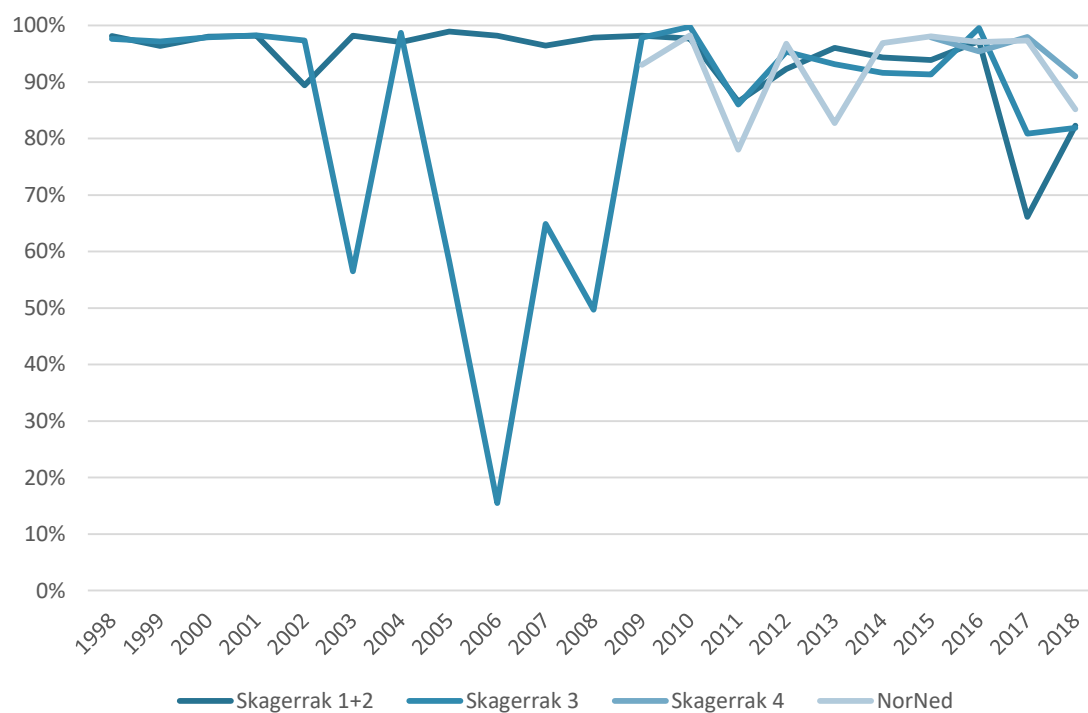


Figur 23: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2018.

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2018.

Handels- korridor	EKSPORT			IMPORT		
	Maks. kap.[MW]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt [%]	Markedets utnyttelse av tilbudt kap. [%]	Maks. kap.[MW]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt [%]	Markedets utnyttelse av tilbudt kap. [%]
NO1-SE3	2145	84 %	42 %	2095	76 %	13 %
NO3-SE2	600	95 %	24 %	1000	78 %	32 %
NO4-SE2	250	49 %	52 %	300	58 %	19 %
NO4-SE1	700	67 %	42 %	600	58 %	17 %
NO2-DK1	1532	81 %	46 %	1532	82 %	23 %
NO2-NL	723	81 %	76 %	723	83 %	6 %

Figur 24 viser en oversikt over tilgjengelighet på likestrømskablene fra 1998 for Skagerak 1 og 2, Skagerak 3, Skagerak 4 og NorNed.



Figur 24: Tilgjengelighet på likestrømskablene de siste 20 årene.

4 Frekvens- og spenningskvalitet

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling av elektrisitet. Det vil si at det alltid må mates inn like mye effekt som det tas ut. Systemets frekvens er et mål for denne balansen. Ved mer produksjon og import enn forbruk og eksport vil frekvensen stige. I motsatt tilfelle vil frekvensen synke. Frekvensen er felles i hele det nordiske synkronområdet, og det kreves et tett samarbeid mellom de nordiske systemansvarlige for å sikre at balanseringen fordeles jevnt i synkronområdet, slik at det til enhver tid er nok reserver til å håndtere ubalansene som kan oppstå.

Spenningskvalitet inngår som en del av begrepet leveringskvalitet, og beskriver anvendeligheten av elektrisitet. Å holde spenninger i nettet innenfor definerte grenser er avgjørende for god leveringskvalitet. Dårlig spenningskvalitet kan føre til redusert overføringskapasitet, økte nettap, redusert levetid på komponenter i kraftsystemet og funksjonsfeil eller havari på tilknyttede apparater.

Spenningskvalitet kan deles i tre grupper avhengig av hvilken endring i spenningen som inntreffer: spenningens frekvens, spenningens effektivverdi og spenningens kurveform. Spenningens effektivverdi og kurveform er, i motsetning til frekvens, lokale parametere som påvirkes av mange ulike forhold. Dette kan blant annet være kortslutninger, lyn, koblinger i nettet og lastendringer.

4.1 Frekvens

I henhold til nordisk systemdriftsavtale skal frekvensen i det nordiske kraftsystemet normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz. Frekvens utenfor det fastsatte intervallet betegnes som et frekvensavvik. Frekvenskvalitet måles ved å registrere antall minutter med avvik. I perioder med avvik brukes reserver som normalt skal brukes ved feil til normal drift. Det er derfor ikke gitt at systemet har nok reserver til å håndtere dimensjonerende feil i dette tidsrommet. Frekvensavvik kan blant annet føre til økte mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokke går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har ønsket funksjonalitet.

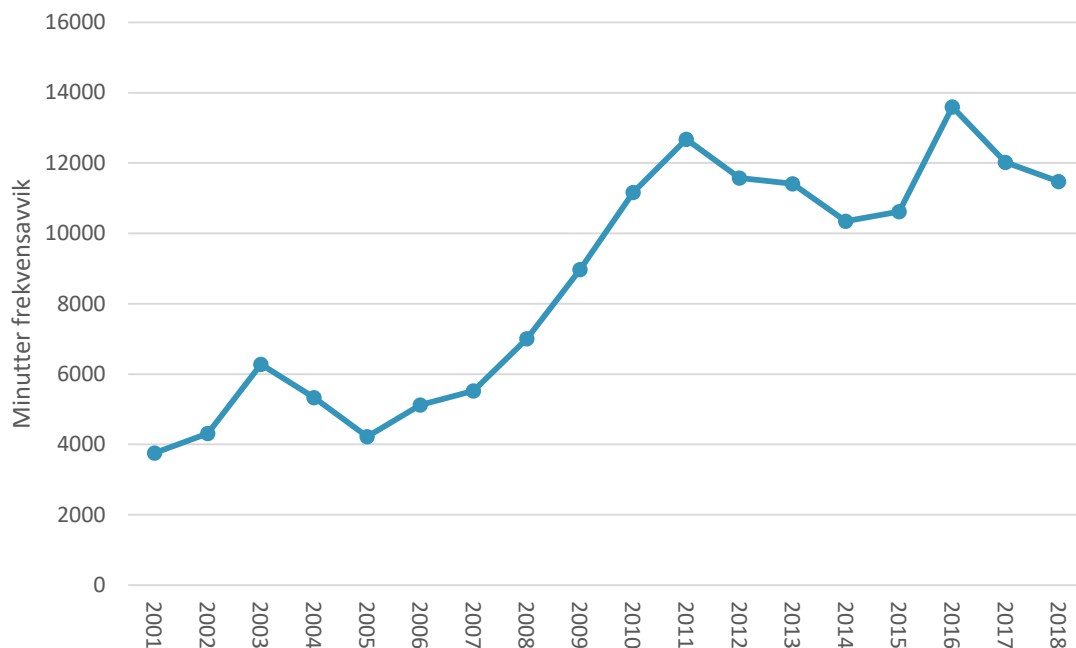
Fra 2014 har de nordiske TSOene operert med et måltall for akseptabel frekvenskvalitet på 10 000 minutter per år knyttet til normaldrift og større hendelser i kraftsystemet. I SO GL²² er det fastsatt et øvre tak for dette på 15 000 minutter per år. I 2018 ble TSOene i det nordiske synkronområdet enige om å fortsette med et måltall for frekvenskvalitet på 10 000 minutter.

I de siste årene har det vært omfattende arbeid blant de nordiske TSOene med en ny modell for balansering av det Nordiske synkronsystemet. Modellen som foreslås innebærer at hver TSO innenfor et synkronområde blir mer ansvarlig for å holde sin egen balanse i henhold til plan, korrigert for eventuelle aktiverte reserver. TSOene i Norden jobber med å konkretisere modellen og utforme en ny Nordisk systemdriftsavtale, som skal legges frem for reguleringsmyndighetene for godkjenning.

Figur 25 viser utviklingen i antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet. I 2018 ble det registrert 11 471 minutter med frekvensavvik. De kommende årene forventes det at endringer i Nordens produksjonsmiks, økt utnyttelse av nettkapasitet, økt integrering av det Europeiske balansemarkedet og balansering nærmere sanntid vil utfordre frekvenskvaliteten

²² Kommisjonsfordning om etablering av en retningslinje for systemdrift (System Operation Guideline (SO GL)). <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

ytterligere. Statnett som systemansvarlig rapporterer i tillegg at mange flaskehalser ut av Norge bidrar til at balansereguleringen blir mindre effektiv [2].



Figur 25: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2017. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.

Av døgnets timer er det mest frekvensavvik i time 1, 23 og 24. Årsaken til dette er overgangen fra et døgn til et annet og skyldes hovedsakelig ny markedsklarering og endrede prognoser. Generelt har også strukturelle ubalanser på grunn av timesskift en innvirkning.

Frekvenskvaliteten har hatt en negativ utvikling de siste 15 årene, men ligget relativt stabil siden 2010. Flere forhold har påvirket dette. Disse er nærmere beskrevet i kapittel 11 i *Rapport fra systemansvarlig* [2]. Der er det også en oversikt over gjennomførte og pågående tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten.

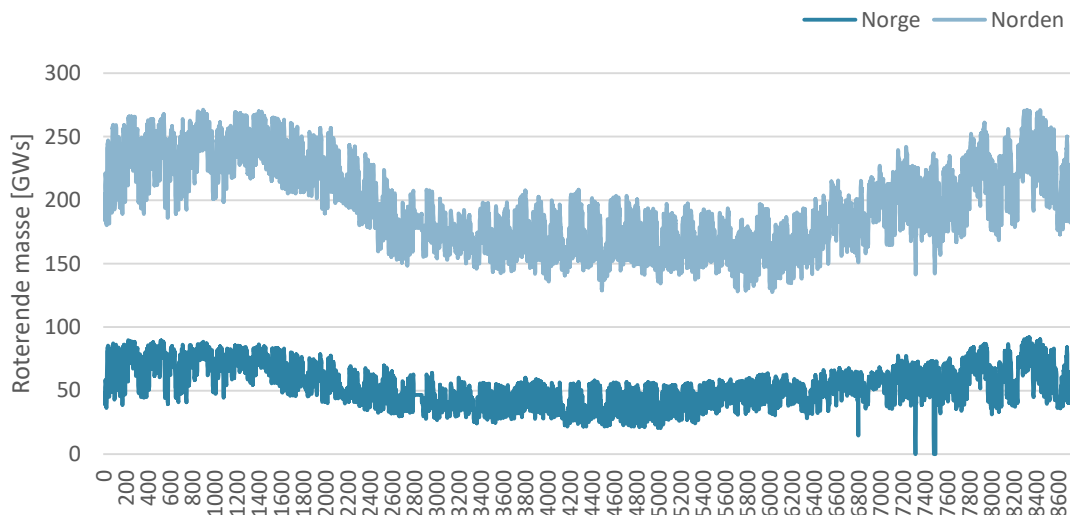
I 2018 ble prøveordningen med endrede vilkår for deltakelse i RK/RKOM i NO1 videreført for å øke reservevolumet i budområdet, og dermed bedre frekvenskvaliteten. Prøveordningen ble gjennomført på samme måte som året før med omtrent tilsvarende volum og antall aktører. Basert på erfaringer fra ordningen endret systemansvarlig vilkårene for deltakelse. Endringen innebærer blant annet at det tillates RK-bud i NO1 med kvantum fra 5-9 MW per stasjonsgruppe, i tillegg til at fleksibelt forbruk kan delta i markedet samtidig som det har redusert tariff. Dette ble gjort for å permanent legge til rette for mer tilgjengelig reservevolum i det området som har høyest forbruk og lavest tilgang på regulerbar produksjon i Norge.

4.2 Roterende masse (inertia)

Roterende masse representerer fysiske objekter sin motstand eller treghet mot endringer i kraftsystemet, og bidrar derfor med å dempe virkningen av store ubalanser. Mer roterende masse fører til at frekvensen endrer seg saktere ved en ubalanse mellom forbruk og produksjon. Roterende masse forbindes som regel med store roterende maskiner, typisk i vannkraftverk i Norge og kjernekraftverk i Europa. På grunn av omformeranlegg mellom vindturbiner og kraftnettet, bidrar ikke vindparker med roterende masse.

Figur 26 viser timesverdier for den totale mengden roterende masse i det nordiske synkronområdet i løpet av 2018. Oversikten viser en fordeling for Norge og Norden som helhet. I det nordiske systemet kreves det omtrent 140 GWs roterende masse for å håndtere største dimensjonerende utfall²³. Laveste mengden roterende masse i Norden var på 127,6 GWs i 2018. De tre dippene i grafen skyldes en feil i datagrunnlaget for Norge og kan ses bort fra.

Figur 26 viser også fordelingen av roterende masse over året. Det er mer roterende masse på vinter- enn på sommerhalvåret. Dette henger sammen med at det er større produksjon og forbruk av kraft om vinteren.



Figur 26: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2018.

4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet

Den nominelle spenningen til en nettkomponent er spenningen komponenten er betegnet eller identifisert ved²⁴. Nominell spenning tilsvarer som oftest det komponenten er dimensjonert til å driftes med over tid. Nettkomponenter skal også tåle høyere spenninger enn driftsspenningen i korte perioder. Hvor store overspenninger en komponent vil tåle avhenger av både varigheten og amplituden på overspenningen. Spenninger utover dette vil kunne føre til skade ved å forringe holdbarheten og dermed gi kortere levetid. I første omgang vil isolasjonsevnen svekkes ved for høy spenning, og i verste fall kan det føre til kortslutning.

For spenningsregulering kan systemansvarlig fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnettet, i tillegg til at produksjonsenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med reaktiv effekt innenfor enhetens tekniske begrensninger²⁵. Systemansvarlig kan sette krav til nye anlegg eller ved en endring av eksisterende anlegg som er i eller tilknyttet disse nettnivåene. I Statnetts veileder til funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) [10] er det beskrevet krav til spenninger og varigheter som Statnett drifter nettet etter, og som de legger til grunn at utstyr må tåle. I 300- og 420 kV nettet er normal driftsspenning henholdsvis 297 kV og 415 kV. Nettet og tilknyttede anlegg

²³ Største dimensjonerende utfall er Oskarshamn 3 på 1450 MW.

²⁴ Leveringskvalitetsforskriften § 1-4(29) / Forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 1-5

²⁵ Systemansvarsforskriften § 15

skal kontinuerlig håndtere driftsspenninger opp til 300 kV og 420 kV. Kravene reguleres av Direktoratet for sikkerhet og beredskap (DSB).

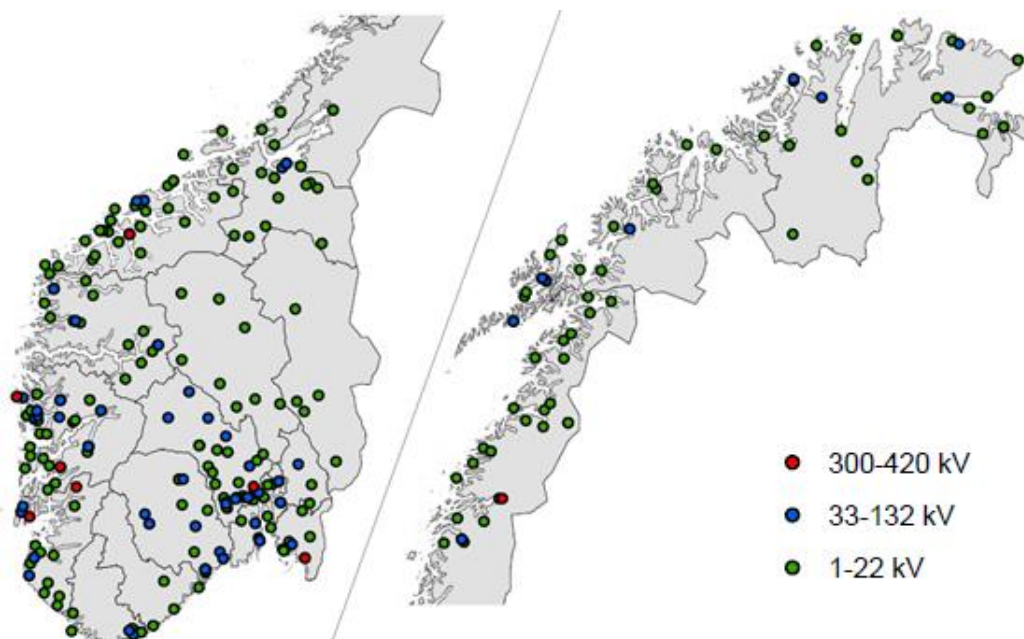
Statnett har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under gitte grenseverdier i stasjonene sine i transmisjonsnettet. Ved spenninger over 301 kV og 421 kV mottar de varsler.

I Region Sør har det i 2018 totalt vært 524 664 minutter med spenning over 301 og 421 kV i henholdsvis 300- og 420 kV nettet. Det ble videre registrert 27 tilfeller der spenningen var over 305 kV og 425 kV i mer enn 20 minutter.

I Region Nord har det i 2018 totalt vært 14 280 minutter med spenningsoverskridelser over 301 og 421 kV. Statnett rapporterer at det hovedsakelig er spenningsreguleringen i Nordland som har vært utfordrende. Dette inntreffer spesielt når det er brudd i transmisjonsnettet mellom nord og sør i kombinasjon med lite produksjon fra større kraftverk.

4.4 Spenningskvalitetsmålinger

I motsetning til frekvens påvirkes spenningen i hovedsak av lokale forhold. Alle nettselskap skal ha én eller flere spenningskvalitetsmålere i eget høyspentnett. Den kontinuerlige registreringen skal blant annet danne grunnlag for statistikk i nettselskapenes egne anlegg og brukes til informasjonsformål for egne nettkunder. Nettselskapene er pålagt å ha ett eller flere målepunkt i sine nettanlegg. Målepunktet skal dekke nettselskapets karakteristiske nettområder²⁶. For 2018 er det rapportert inn spenningskvalitetsdata fra 315 målepunkt. Den geografiske fordelingen er vist i Figur 27.



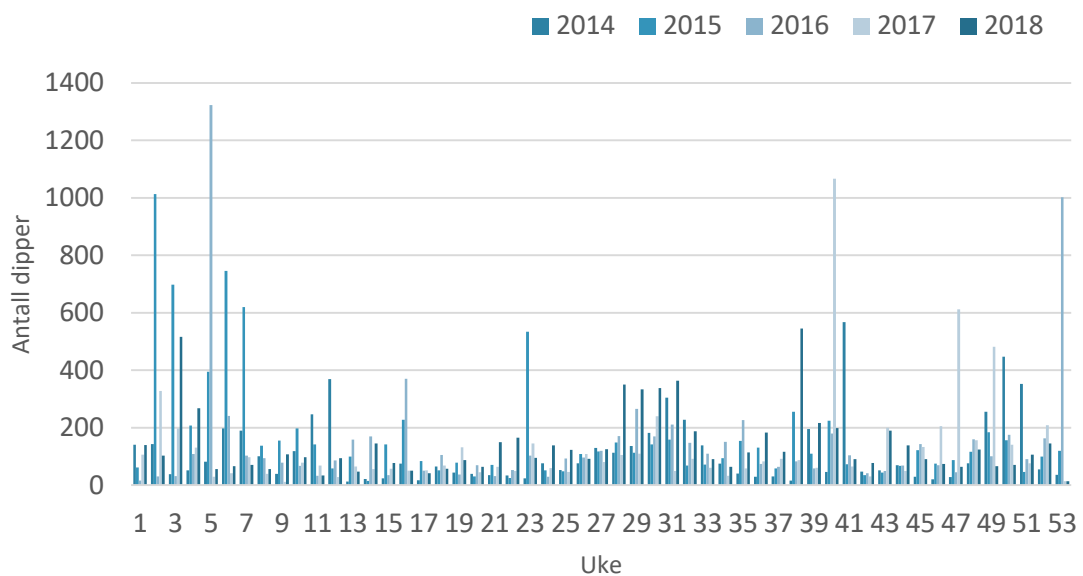
Figur 27: Plassering av måleinstrumenter for kontinuerlig registrering av spenningskvalitet.

Rapportering av utvalgte spenningskvalitetsdata til NVE ble innført 1. januar 2014. Målingene samles i én database, og herfra kan det hentes ut statistikk over kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger, korttids- og langtidsintensitet av flimmer og harmonisk forvrengning (THD).

²⁶ Jf. leveringskvalitetsforskriften § 2A-2

Spenningskvaliteten påvirkes av alle som har apparater tilknyttet nettet, av selskapet som drifter og vedlikeholder nettet, og ikke minst av nettets omgivelser. Særlig værforhold gjør at antall driftsforstyrrelser kan variere mye fra år til år. Tallene som presenteres nedenfor gir et bilde av spenningskvaliteten i nett som omgir målepunkt som selskapene selv har valgt å rapportere fra, og er ikke nødvendigvis representative for spenningskvaliteten i landet generelt. Det kan forekomme feil i måleseriene, eller feilregistreringer i apparatene (falske kortvarige underspenninger) som følge av metning i måletransformatorer i nett med isolert jord. Omtrent 1/3 av de innrapporterte målepunktene er i slike typer nett.

Figur 28 viser antall kortvarige underspenninger rapportert i 22 kV-nettet (høyspent distribusjon). Figuren viser en ukentlig oversikt for de fem siste årene. Antall målepunkt har økt i denne perioden, og det har generelt vært flere aktive målepunkt ved slutten av et rapporteringsår sammenlignet med starten av året. For eksempel kan høy lynaktivitet på sommeren være en forklaring på en økning av antall kortvarige over- og underspenninger.



Figur 28: Antall kortvarige underspenninger per uke i 22 kV-nettet.

5 Systemtjenester

Systemtjenester er ytelser som er nødvendige for å ivareta tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Systemansvarsforskriften definerer hvilke systemtjenester det skal betales for, og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig. Systemtjenester anskaffes både gjennom markedsløsninger og ved krav til det enkelte anlegg.

Energimarkedene sikrer at det er planlagt balanse for hver enkelttime hele året. Kraftproduksjon og flyt på utenlandsforbindelser planlegges og endres etter timesoppløsningen i energimarkedene, mens energiforbruket endres løpende gjennom timene i døgnet. Dette fører til ubalanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling. Denne ubalansen blir ofte kalt strukturelle ubalanser.

For å sikre den momentane balansen mellom forbruk og produksjon, og dermed håndtere endringer i frekvens, er det utviklet ulike reservemarkeder som bidrar til å holde frekvensen på 50 Hz. I tillegg til frekvens skal systemansvarlig håndtere flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet, samt sørge for at spenningen holdes innenfor hva komponenten tåler. Til dette er systemansvarlig gitt en rekke virkemidler for å kunne ivareta driften.

Systemtjenester anskaffes hovedsakelig gjennom markedsløsninger. Det er likevel ikke alle systemtjenester som kan eller bør anskaffes gjennom markedsløsninger. I situasjoner der behovene er svært kritiske, geografisk betinget og/eller tidsbegrenset vil markedsbaserte løsninger ikke være tilstrekkelige, hensiktsmessige eller mulige for å sikre kraftforsyningen. I slike tilfeller kan systemansvarlig stille krav til aktører og fatte systemkritiske vedtak.

De ulike systemtjenestene er nærmere beskrevet i vedlegg 1. Dette kapittelet gir en nærmere beskrivelse av samlede og individuelle systemansvarskostnader og flaskehalsinntekter i 2018.

5.1 Samlede systemansvarskostnader

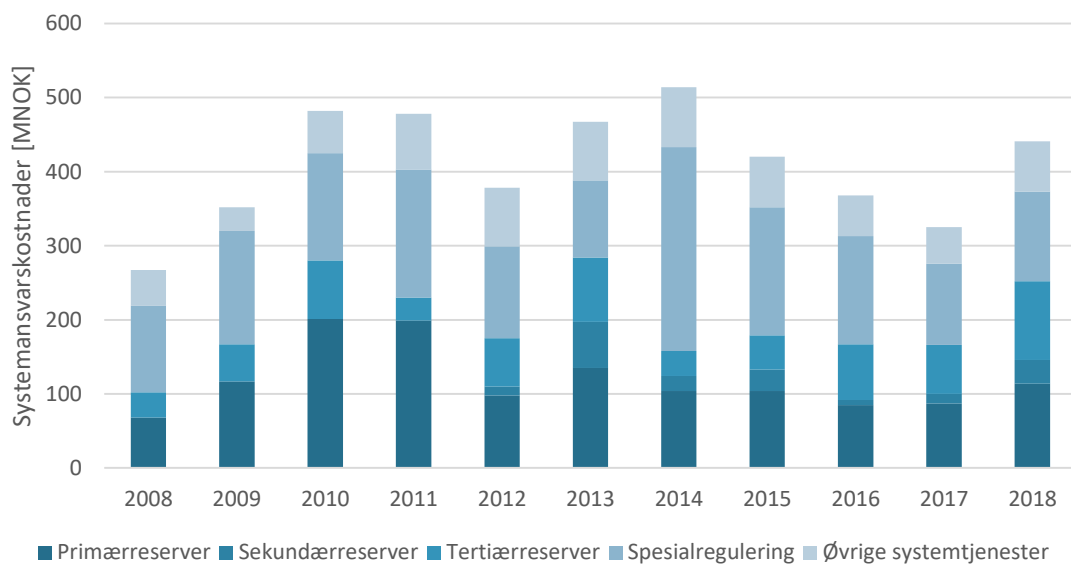
Generelt varierer systemansvarskostnadene med den hydrologiske situasjonen hvert år, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak.

I Tabell 4 og Figur 29 er det gitt en oversikt over systemansvarskostnader for tjenester systemansvarlig har betalt for per år fra 2008 til 2018. Kostnadene for 2018 er på rundt gjennomsnittet av perioden med 441 MNOK, men er over 100 MNOK mer enn fjoråret. Utgifter til samtlige systemtjenester og effektreserver utenom reaktiv effekt har økt i forhold til 2017. Systemansvarlig forklarer dette med at det var en lang og relativt kald vinter i 2018. Anskaffelse av og utgifter til de enkelte systemtjenestene i 2018 er nærmere beskrevet i kommende delkapitler.

I tillegg til kostnadene i Tabell 4 bruker systemansvarlig interne ressurser på utvikling av markedsløsninger og kjøp av systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Utvikling av markedsløsninger har gitt en vesentlig ressursbruk til utvikling av IT-systemer. Omfanget av markedsløsninger har også økt, samtidig som økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Statnett forventer at dette vil fortsette i årene fremover.

Tabell 4: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2008 - 2018

ANSKAFFET SYSTEMTJENESTE/ RESERVE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Primærreserver	68	117	201	199	98	135	104	104	85	87	114
Grunnleveranse	9	22	25	25	24	30	21	21	21	21	19
Marked	66	98	190	200	84	147	103	130	87	105	164
Salg	-7	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70
Sekundærreserver					12	62	20	29	7	13	32
Tertiærreserver	34	50	79	31	65	87	34	46	75	66	106
Spesialregulering	117	153	145	173	124	104	275	173	146	110	121
Systemvern	11	4	6	4	9	13	9	13	11	15	16
Produksjonsflytting	10	5	19	10	9	9	5	4	7	7	13
Produksjonsglatting								6	10	9	17
Energiopsjoner	24	9	19	48	35	30	28	20	5	-	-
Reaktiv effekt	5	13	17	7	3	6	6	4	6	6	6
omberamming av planlagte revisjoner	1	1	0	1	1	2	1	1	1	2	8
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	-3	0	-4	5	22	19	32	20	15	10	8
Totalt	267	352	482	478	378	467	514	420	368	325	441



Figur 29: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2008 - 2018.

5.2 Systemtjenester og effektreserver

Avsnittende under gir en mer detaljert beskrivelse av bruk av og betaling for systemtjenester i 2018. Nærmere beskrivelse av de enkelte systemtjenestene ligger i Vedlegg 1.

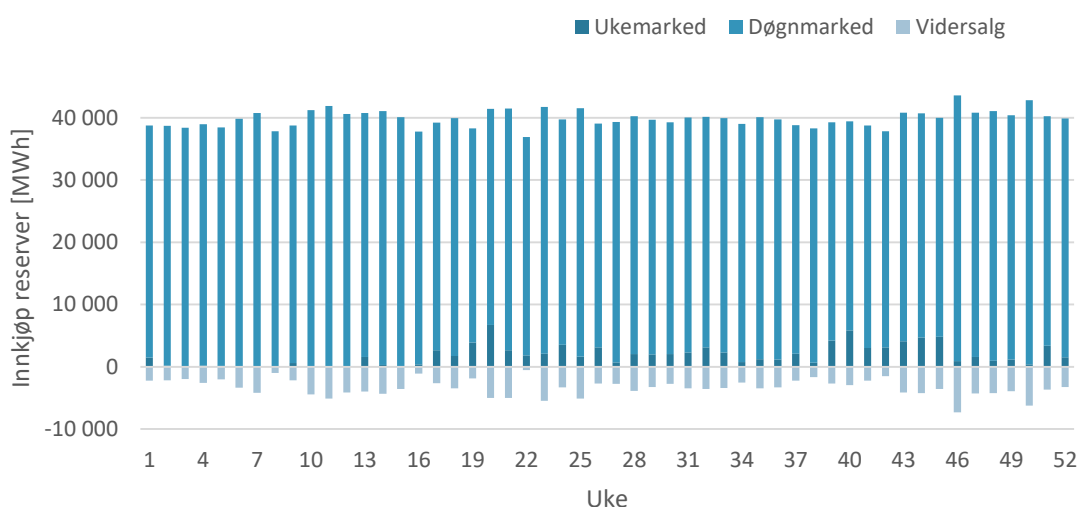
5.2.1 Primærreserver

Primærreserver i det norske kraftsystemet består av kjøp Statnett foretar i markedet for primærreserver i tillegg til grunnleveransen. I Norge er det i hovedsak kraftverk med magasin som leverer primærreserver. Majoriteten av grunnleveransen kommer fra magasinverk gjennom store deler av året, og bidrar dermed med ekstra leveranse av primærreserver som er distribuert i kraftsystemet. I perioder med høy kraftproduksjon og tilhørende høy grunnleveranse blir den totale leveransen av primærreserver betydelig større enn Norges forpliktelser i den nordiske systemdriftsavtalen. Tilsvarende sammenheng gjelder ikke i Norden for øvrig. Det oppstår derfor en skjevfordeling i leveransen av primærreserver mellom de nordiske landene som kan skape driftsutfordringer ved flaskehalser i nettet.

Kostnader for primærreserver er sterkt knyttet til den hydrologiske situasjonen. De to ytterpunktene i denne vil drive prisen for primærreserver opp. Lav produksjon og mye import som følge av tørrår kan gi høye kostnader hvis systemansvarlig må betale for at aggregat i magasinverk holdes roterende i perioder hvor de ellers ville stått. I motsatt tilfelle, det vil si når magasinverkene produserer full effekt på grunn av mye tilsig og/eller høye priser, vil også kostnaden for primærreserver øke fordi leveransen krever ledig effekt på aggregatet.

Kostnaden for primærreserver var 114 MNOK i 2018. Dette er høyere enn de foregående årene, og kan forklares med at 2018 hadde en uvanlig varm sommer som førte til lav magasininfylling og lite tilsig. Hadde det ikke vært for høy produksjon fra magasinverk, ville nok kostnadene blitt større.

I Figur 30 er gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke i 2018 presentert. Statnett gjør innkjøp av primærreserver basert på statistikk fra foregående og inneværende uke, forventet utvikling i forbruk, produksjon og eksport og planlagte revisjoner av generatorer. Systemansvarlig kan også selge primærregulering til andre nordiske TSOer. Inntekten for dette vises i linjen for salg i Tabell 4.

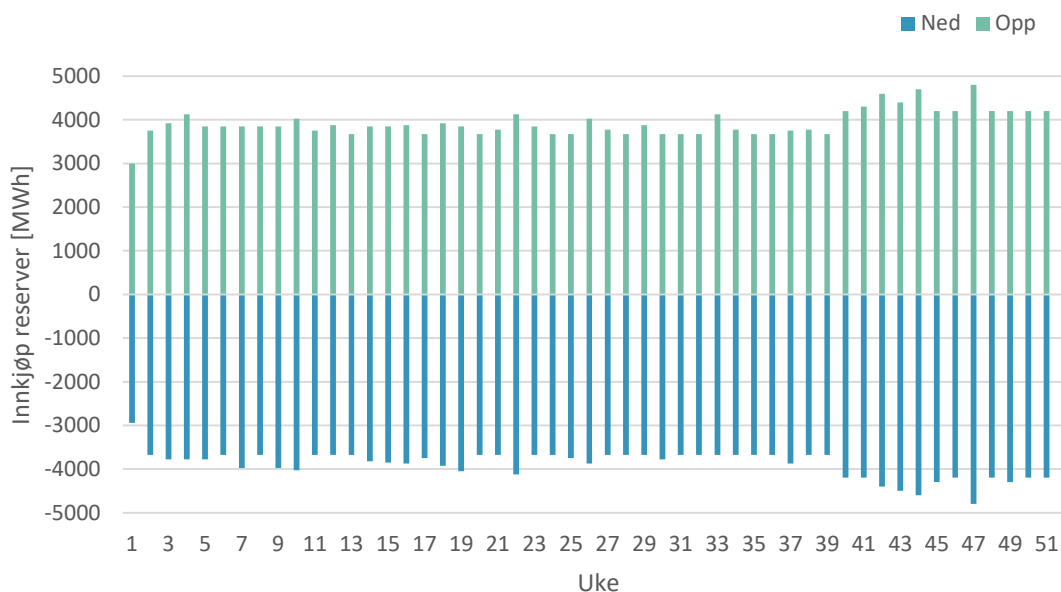


Figur 30: Innkjøp av primærreserver (FCR-N) per uke i 2018. Figuren viser innkjøp i MWh.

5.2.2 Sekundærreserver

Sekundærreserver er en relativt ny type reserve i Norden. Sekundærregulering hadde først en prøveperiode i 2012, og ble så innført for fullt i 2013. For å gjøre innkjøpet av sekundærreserver mer effektivt begynte man i 2014 målrettet å kjøpe inn reserver i de timene hvor det er størst endringer i forbruk og utveksling. Innkjøpet har steget i forhold til de siste årene, men det er fremdeles anskaffet et begrenset volum i et forholdsvis lavt antall timer. Frem til 2018 har det ikke blitt anskaffet reserver på sommeren. I 2018 ble det for første gang anskaffet sekundærreserver gjennom hele året.

I Figur 31 er innkjøp av sekundærreserver for 2018 presentert.



Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver per uke i 2018.

5.2.3 Tertiærreserver

Statnett har som systemansvarlig ansvar for å drive og utvikle regulerkraftmarkedet (RK) i driftstimen for å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet. I RK er det også et opsjonsmarked (RKOM). Dette skal sikre at systemansvarlig alltid har nok tilgjengelige reserver til å håndtere ubalansene som måtte oppstå.

I RK aktiveres tertiærreserver. Aktiverte bud skal levere i henhold til budvolum og være fullt aktiverte innen 15 minutter fra bestillingstidspunktet. Minstevolumet for bud er 10 MW, og både produksjons- og forbruksenheter kan delta i markedet. RKOM er delt inn i to ulike produkter, RKOM-H og RKOM-B. Førstnevnte står for høykvalitet, og er et produkt som kan aktiveres uten begrensninger. Sistnevnte har begrensninger i når og hvordan en ressurs kan benyttes. RKOM er i tillegg delt inn i sesong og uke.

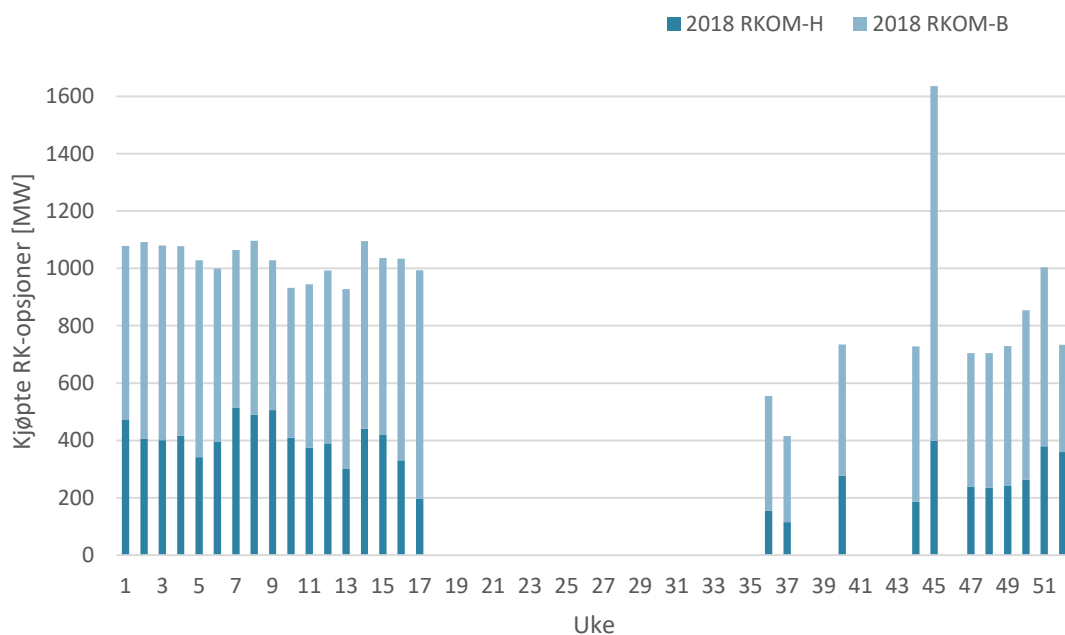
Kostnaden for tertiærreserver var 106 MNOK i 2018. Tabell 4 under punkt 5.1 viser at dette er den høyeste kostnaden for tertiærreserver i perioden, i tillegg til å være kostnaden med størst økning fra 2017.

Systemansvarlig forklarer økningen med at vinteren 2017/2018 var forholdsvis lang og kald. I en normal vinter vil deler av reservekravet for mFRR dekkes av frivillige bud i RK-markedet.

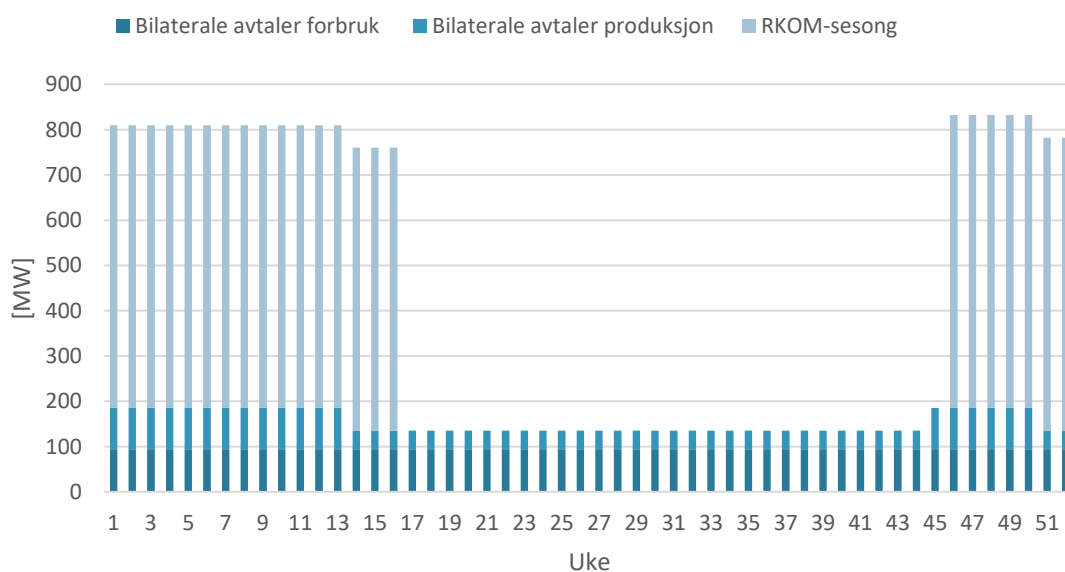
Gjennom vinteren ble hele reservekravet anskaffet gjennom RKOM i alle uker fra uke 1-17. Spesielt i uke 5 (10,7 mill.) og uke 9 (13,6 mill.) ble kostnadene høye fordi det på innkjøpstidspunktet var forventet svært lave temperaturer med høyt forbruk og høye priser i energimarkedene. En annen årsak til kostnadsøkningen er at i vinterseasonen (januar, februar, mars og desember) økte energimarkedsprisene med 32 % fra 2017 til 2018, og med 68 % fra 2016 til 2018. Systemansvarlig forventer at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet.

5.2.3.1 Innkjøp i RKOM

I Figur 32 og Figur 33 er innkjøp i RKOM på ukes- og sesongbasis presentert for 2018.



Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid fordelt ukesvis for 2018. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B.



Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkeds og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2018. Figuren skiller på bilaterale avtaler for forbruk og produksjon.

5.2.3.2 Aktører og fordeling av volum i reservemarkedene

Tabell 5 og Tabell 6 viser en oversikt over henholdsvis antall aktører som har deltatt i RKOM og RK og fordelingen av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B. Sammenlignet med 2017 har det vært lite endring i antall deltagere i reservemarkedene.

Tabell 5: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.

AKTØRER	RKOM-SESONG	RKOM-UKE	RK
Produksjon	3	12	26
Forbruk	5	13	6
Produksjon og forbruk	1	1	4

Tabell 6: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B.

AKTØRER	RKOM-SESONG	RKOM-UKE	RK
PRODUKSJON	8 %	42 %	95 %
FORBRUK	92 %	58 %	5 %
	100 %	100 %	100 %
RKOM-H	8 %	50 %	-
RKOM-B	92 %	50 %	-
	100 %	100 %	-

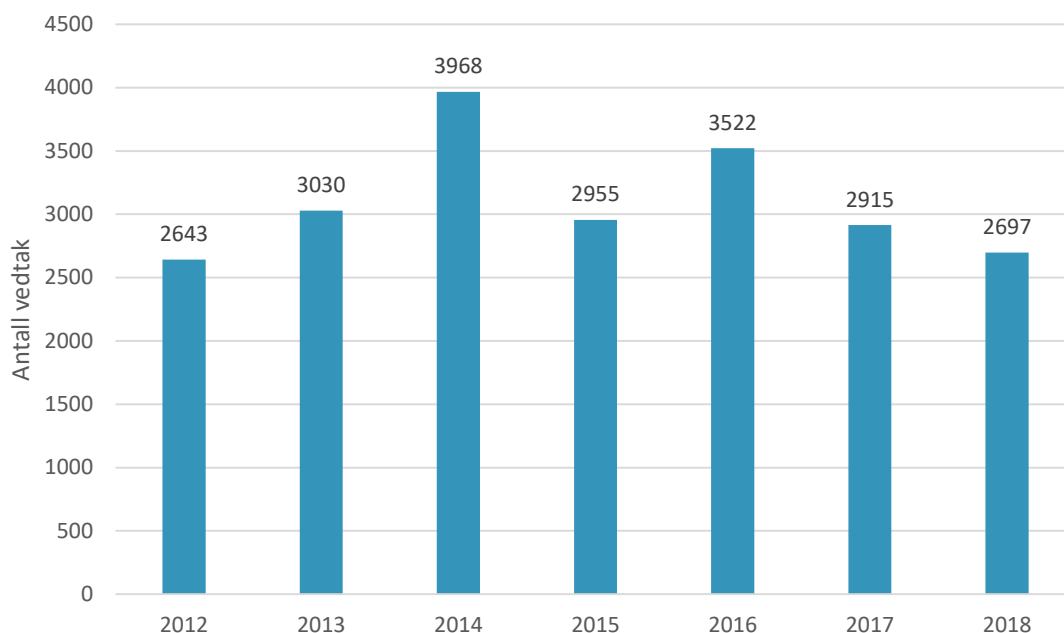
5.2.4 Systemvern

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og transmisjonsnett²⁷. Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Det vil si systemansvarlig skal dekke kostnader ved installasjon, drift, vedlikehold og avinstallasjon av vern og sambandsløsninger. Hvis utløsning av systemvernet innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnadene for de som kobles ut dekkes.

Totale kostnader for systemvern i 2018 var 16 MNOK, mot 15 MNNOK i 2017.

Figur 34 viser antall systemvernaktiveringer systemansvarlig på konsesjonærene fra 2012 til 2018. I 2018 påla systemansvarlig 2697 aktiveringer. Dette er en liten nedgang sammenlignet med 2017.

²⁷ Systemansvarsforskriften § 21



Figur 34: Antall systemvernaktiviseringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2018. I begrepet systemvernaktiviseringer inngår aktivisering, deaktivering og endring av innstillinger. Vedtak om aktivisering av systemvern er kategorisert som systemkritiske vedtak.

Antall systemvernaktiviseringer inkluderer aktivisering, deaktivering og endring av innstillinger, for eksempel på hvor mange generatorer som omfattes av systemvernet. Antall systemvernaktiviseringer vil variere med blant annet mengden hurtige endringer i markedet og utkoblinger av linjer i forbindelse med revisjoner.

Tabell 7 angir antall utløsninger av PFK og BFK de siste seks årene. I 2018 ble systemvern i kategorien produksjonsfrakobling utløst ved 15 tilfeller. Dette omfatter 35 aggregat med totalt 4423 MW produksjon. Det er registrert en frakobling for forbruk på totalt 120 MW.

Tabell 7: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2018.

	Belastningsfrakobling (BFK)		Produksjonsfrakobling (PFK)		
	Antall utløsninger	[MW]	Antall utløsninger	[MW]	Antall aggregat
2011	3	600	4	1500	6
2012	0	0	4	1550	10
2013	0	0	7	3800	17
2014	2	-	4	1500	11
2015	3	200	11	4500	28
2016	1	190	4	2060	12
2017	5	557	8	2121	17
2018	1	120	15	4423	35

Systemansvarlig forklarer at kostnadene for systemvern fordeles mellom PFK og BFK. For aktivisering av systemvern påløper det ingen utgifter og faktoren påvirker derfor heller ikke kostnadene. Kostnader for BFK kommer ved utløsning, det vil si at feil i nettet som kobler ut forbruk. I 2017 var utgifter for BFK ca. 6 MNOK, mot 4 MNOK i 2018. I 2016 var det ingen kostnader for BFK. Systemansvarlig rapporterer at en utfordring, spesielt i forbindelse med belastningsfrakobling, er at fakturering ikke kommer tidsnok til å bli med i regnskapet for det

aktuelle året. Systemansvarlig kan estimere utgiftene, men avviket mellom estimert og reell kostnad kan bli stort. Utgiftene for BFK reflekterer derfor ikke nødvendigvis de reelle kostnadene ved belastningsfrakobling for et år.

Kostnadene for PFK var høyere i 2018 enn i 2017, og systemansvarlig forklarer at dette skyldes at flere aggregat fikk PFK-utløsning. I tillegg er det en årlig godtgjørelse til produsenter med installert PFK. Denne kostnaden har ikke blitt vesentlig endret de siste årene.

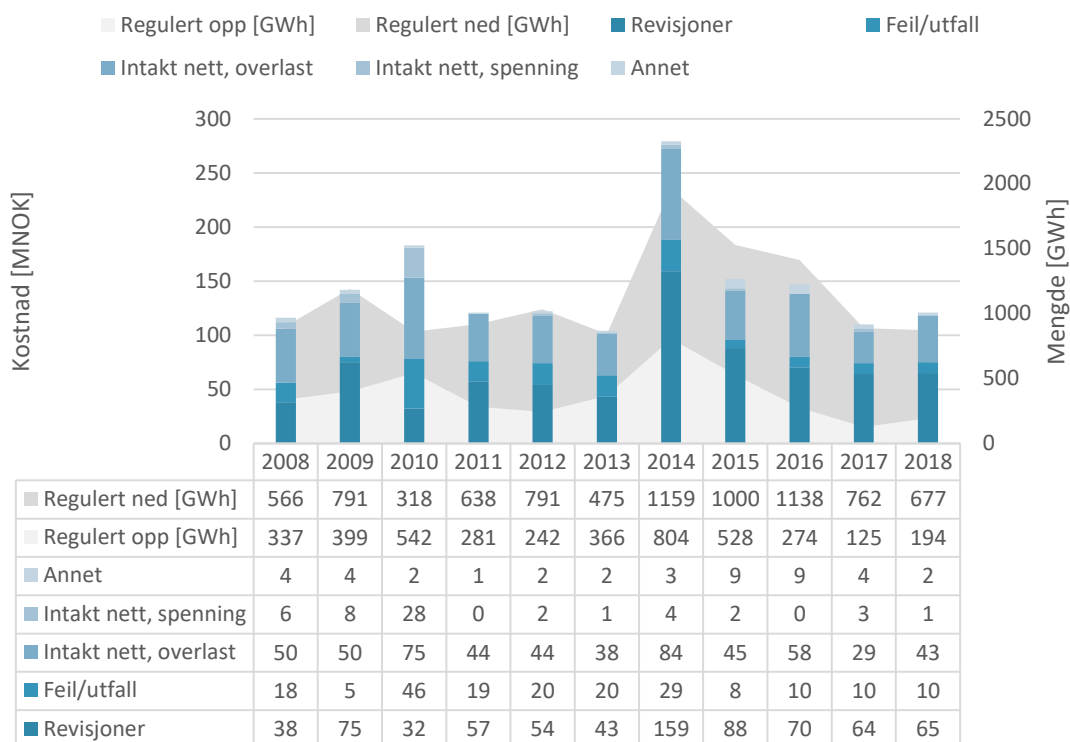
5.3 Spesialregulering

Figur 35 gir en oversikt over mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering i MNOK fordelt på årsak i perioden 2008 – 2018. Årsak til spesialregulering er delt inn i fire hovedtyper: intakt nett, revisjoner, feil/utfall og annet.

Kostnader knyttet til spesialregulering avhenger av flere faktorer, deriblant hydrologiske forhold, prisnivå i døgnet, revisjoner og feil i nettet og på produksjonsanlegg. Et eksempel på førstnevnte er at det vil være høy produksjon i perioder med mye regn og snøsmelting og dermed et stort overføringsbehov i nettet som kan gi regionale flaskehalser.

I 2018 ble til sammen 992 GWh spesialregulert for 121 MNOK. Dette er forholdsvis lavt for perioden, men noe høyere enn fjoråret. Hendelsene som bidro mest til spesialreguleringskostnader i 2018 var høstflommen på Vestlandet og de varmeste sommerukene. Under flommen var det et stort nedreguleringsbehov på grunn av flere regionale flaskehalser som følge av overproduksjon. I de to ukene flommen varte ble det brukt ca. 15 MNOK på å håndtere disse. Systemansvarlig måtte også pålegge produsenter å anmelde nedregulering etter systemansvarsforskriften § 12.4.

Svært høy lufttemperatur i sommer gjorde at overføringskapasiteten i store deler av linjenettet ble lavere enn normalt, og dette ble håndtert ved spesialregulering. I enkelte områder ble kapasiteten periodevis redusert med hele 75 %, men dette fikk ingen alvorlige konsekvenser for systemdriften. Året generelt hadde svært få feil og utfall. Dette trakk spesialreguleringskostnadene ned i 2018, noe det også gjorde foregående år.



Figur 35: Kostnader (MNOK) og mengde (GWh) spesialregulering for perioden 2008 - 2017. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens arealet representerer mengden spesialregulering.

5.4 Produksjonsflytting og –glatting

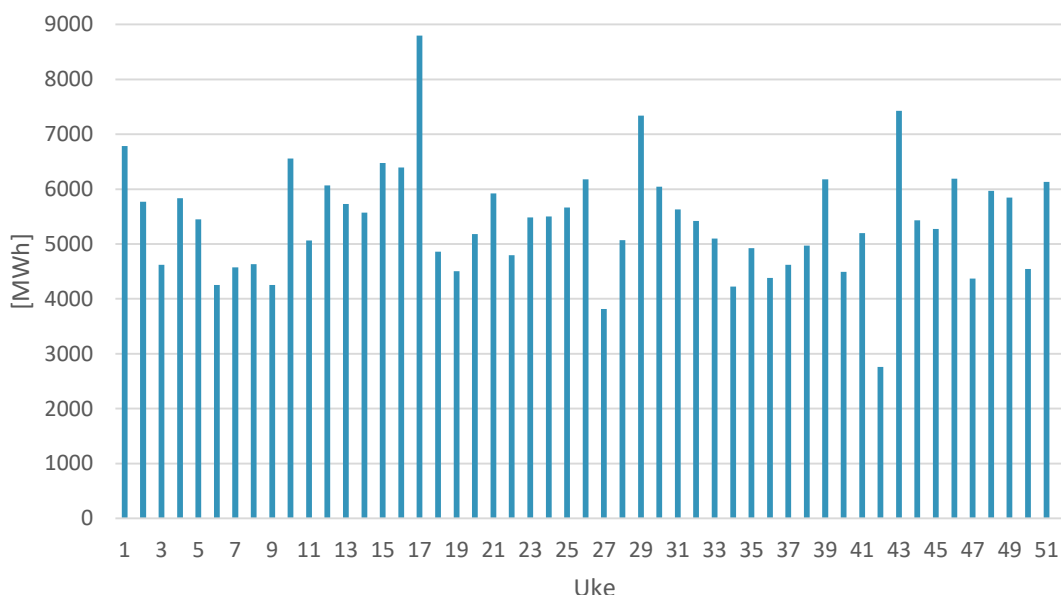
Produksjonsflytting og –glatting benyttes for å utjevne endringer i planlagt produksjon innad i timen eller over timesskift med formål om å redusere strukturelle ubalanser. Produksjonen endres normalt innenfor kvarteret før eller etter timesskiftet. Kostnaden for disse produktene er nesten direkte koblet til energiprisen og til volumet som blir flyttet eller glattet.

Sammenlignet med 2017 var kostnadene knyttet til produksjonsflytting og –glatting i 2018 nesten doblet, mens energiprisen i gjennomsnitt i 2018 var 50 % høyere enn i 2017. Systemansvarlig viser til at volumet for produksjonsflytting og -glatting økte med henholdsvis 14 % og 32 %, der det økte volumet skyldes større endringer i produksjon og utveksling innenfor døgnet. Dette kan også relateres til at 2017 var et år med hovedsakelig eksport, mens den tørre sommeren og den hydrologiske balansen i 2018 medførte mer volatil utveksling med mye import om nettene.

5.4.1 Produksjonsflytting

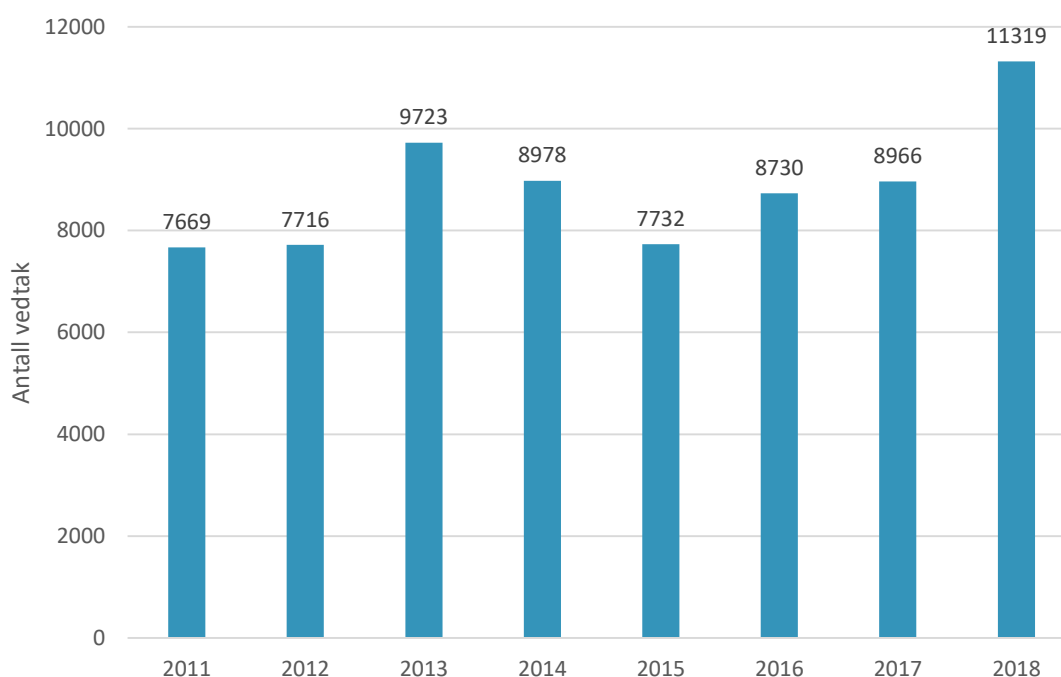
Figur 36 viser omfanget av produksjonsflytting i 2018. Systemansvarlig betaler produsentene for denne tjenesten, hvor betalingen fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser. Tjenesten og betaling for produksjonsflytting er samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med å betale for tjenesten. I 2018 var den norske andelen av kostnadene for produksjonsflytting på 13 MNOK. Dette er en økning sammenlignet med 2017, der andelen var på 7 MNOK.

Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2018 er presentert i Figur 36. De årlige kostnadene avhenger av volumet av kvartersflyttet produksjon og daværende pris i energimarkedet. Det samlede kvartersflyttede volumet i 2018 var 387,4 GWh.



Figur 36: Omfang av produksjonsflytting per uke for 2018.

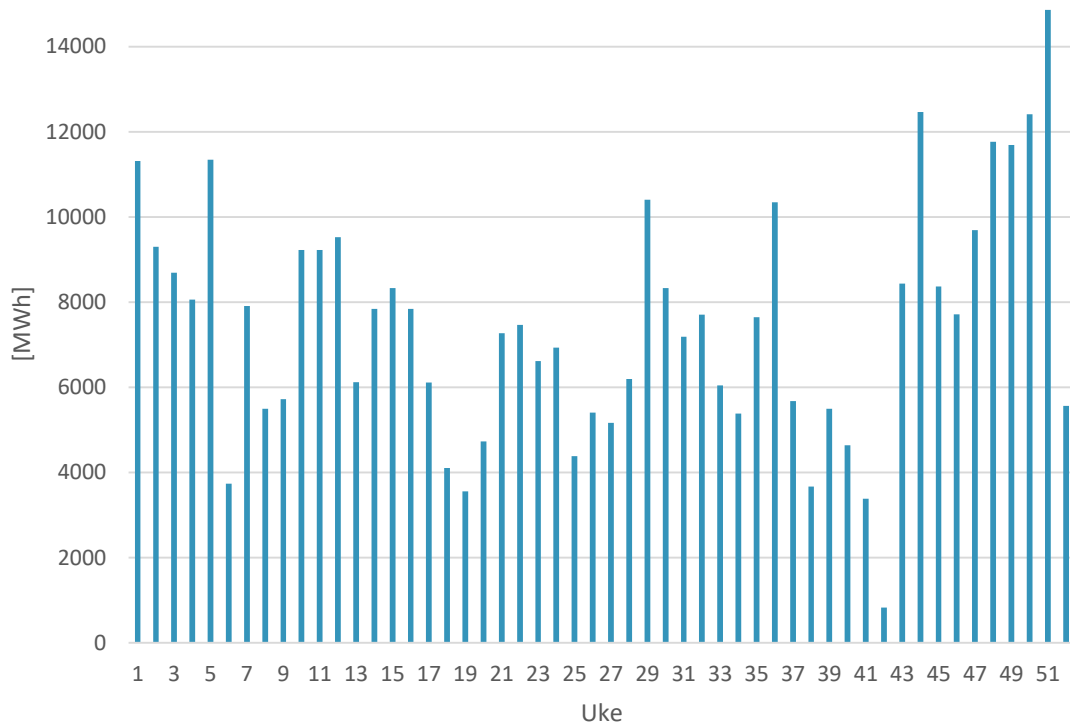
Figur 37 viser utviklingen i antall vedtak systemansvarlig har fattet om produksjonsflytting i perioden 2011 – 2018. Disse er kategorisert som systemkritiske vedtak. I 2018 fattet systemansvarlig til sammen 11 319 vedtak om produksjonsflytting. Sammenlignet med 2017 var dette en markant økning, og det har aldri blitt fattet flere vedtak om produksjonsflytting i løpet av et år sammenlignet med de siste syv årene.



Figur 37: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i 2018. Vedtakene er kategorisert som systemkritiske.

5.4.2 Produksjonsglatting

Figur 38 viser en oversikt over omfang av produksjonsglatting per uke i 2018. Den samlede mengden produksjonsglatting i løpet av året ble til sammen 17 MNOK, som også er nesten dobbelt så mye som året før.



Figur 38: Omfang av produksjonsglatting per uke for 2018.

5.5 Produksjonstilpasning

Systemansvarlig fattet 184 vedtak om produksjonstilpasning i 2018. Totalt produksjonstilpasset volum i 2018 utgjorde i overkant av 2,22 TWh. Produksjonstilpasning kan innebære en øvre begrensning i tillatt produksjon, eller produsentene kan bli pålagt å produsere minimum et gitt volum. Redusert produksjonsvolum er ikke automatisk å anse som tapt produksjon, da det ikke er gitt at kraftverket har måttet slippe vann forbi turbinene eller at kraftverkene ville produsert full effekt under produksjonstilpasningen. Volumet viser mengden produksjon som potensielt ikke kunne produseres i perioden under tilpasningen. Produksjonstilpasning behøver ikke å ha en kostnad for produsentene, men er like fullt en innskrenkning i produsentenes handlerom uten kompensasjon. Oversikt over områdene med størst mengde produksjonsbegrensninger er gitt i Tabell 8. Oversikt over de enkelte pålagte produksjonstilpasninger er gitt i [2]. Systemansvarlig rapporterer at majoriteten av produksjonstilpasningene er som følge av planlagte driftsstanser, og årsaken til tilpasninger er enten markedsmakt eller separatområder.

Tabell 8: Oversikt over stasjonsgruppene med tilfeller med størst mengde produksjonstilpasning. Volum produksjonstilpasning er angitt som installert effekt minus tillatt produksjon.

STASJONSGRUPPE	OMFANG [MWh]	VARIGHET [DAGER]
Sundsbarm	169 629	64
Ulla-Førre	157 769	5
HER, Oksla Tysso	137 063	10
Harpefossen	131 250	78
Lysbotn, Flørli, Jørrang, Breiava	123 600	25
Hitra	109 988	183
HER, Oksla, Tysso	95 083	9
Ulla-Førre	65 483	4
Naddvik	63 782	25
Tellenes	59 352	15
Andre	1 112 586	
Sum	2 225 585	

Statnett har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet og produsentene, da Statnett ikke har grunnlagt for å vite hvor mye som ville blitt produsert dersom produksjonstilpasningen ikke ble pålagt. Tilpasningen vil typisk gjelde kun visse timer av døgnet og mengden vil også variere gjennom perioden. Varighet i Tabell 8 er antall dager hvor det har vært en begrensning i løpet av produksjonstilpasningen.

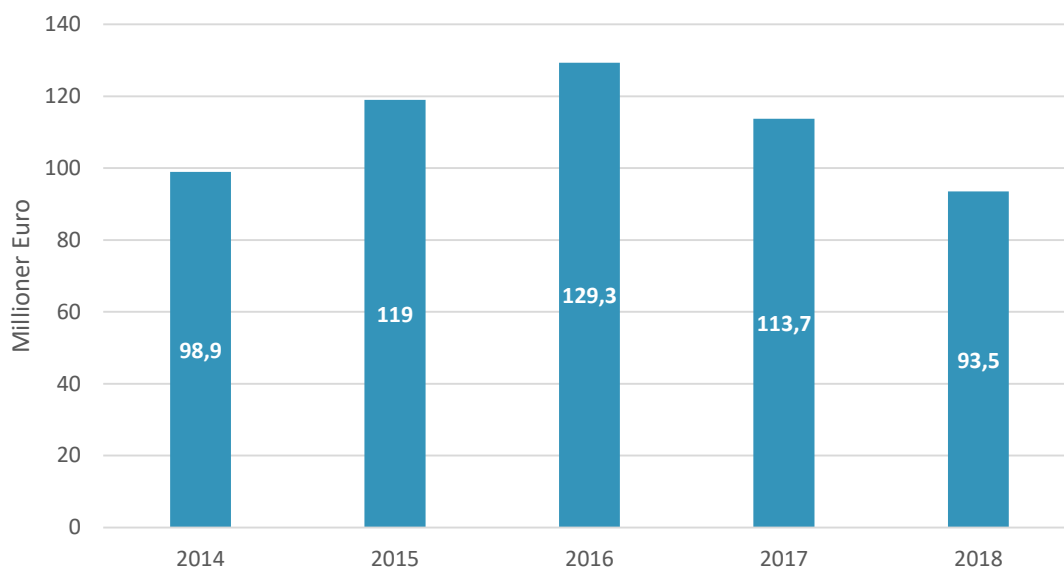
5.6 Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekter avhenger av prisforskjellen mellom budområder og overførte volum. Disse varierer fra time til time, kvartal til kvartal og mellom år. På utenlandsforbindelsene deles flaskehalsinntektene likt mellom Statnett og deres motpart, mens Statnett mottar 100 % av flaskehalsinntektene på interne grenser. Flaskehalsinntekter inngår i Statnetts inntektsgrunnlag. Inntektene er dermed med på å redusere transmisjonsnettstariffen.

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 991 MNOK i 2018. Dette er lavere enn i 2017 og kan delvis forklares med mindre prisforskjell i utvekslingen mot Sverige, særlig mellom NO1-SE3. For likestrømsforbindelsene ligger flaskehalsinntektene på tilnærmet samme nivå som i 2017.

Nesten hvert eneste år forekommer det enkelthendelser eller perioder som fører til ekstraordinære flaskehalsinntekter. I 2018 var det to slike tilfeller. Dette var det kulden i månedsskiftet mellom februar og mars, og flommen i oktober. Begge disse førte til en økning i innenlands flaskehalsinntekter. Førstnevnte ga store prisforskjeller og dermed høye inntekter på flyten i NO1-NO5 og NO2-NO5. Høy produksjon i forbindelse med flommen i oktober kombinert med planlagte utkoblinger i nettet førte til et par dagers priskollaps i NO5. Dette resulterte i at NO1-NO5 fikk om lag 100 ganger så stor flaskehalsinntekt per dag i forhold til normalen. Store deler av Vestlandet ble lagt om til radiell drift for å få ut så mye kraft som mulig.

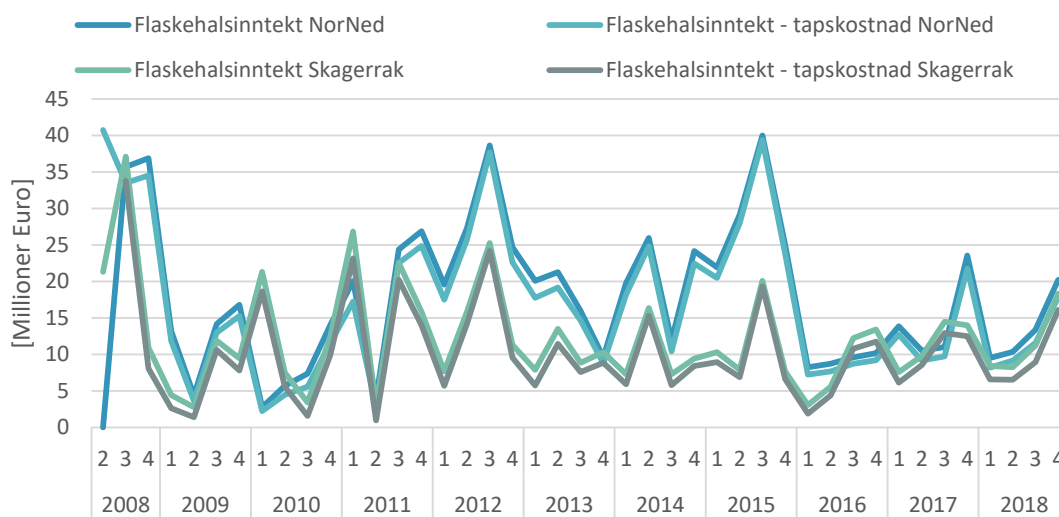
Figur 39 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste fem årene. Generelt var 2018 et år med høye priser i Norge. Høyere priser i Norge gjør at prisforskjellene mot utlandet reduseres. Flaskehalsinntektene på eksportert kraft blir dermed også redusert, og den største reduksjonen er som nevnt mellom NO1 og SE3.



Figur 39: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene i Norge.

5.6.1 Overføringstap

På begge likestrømsforbindelsene er energitapet omkring 4 % og tapskostnadene kjøpes i hovedsak i det eksporterende landet. Tapskostnaden avhenger dermed av energiprisen. Figur 40 viser en oversikt over flaskehalsinntektene og tapskostnadene på NorNed og Skagerrak i perioden 2008 til 2018. Siden flaskehalsinntekter avhenger av prisforskjellen mellom budområder og tapskostnaden avhenger av prisnivået, kan forholdet mellom dem variere betydelig.



Figur 40: Flaskehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak. Figuren er hentet fra [2].

6 Nasjonale endringer i rammeverk

Dette kapittelet gir en oversikt over nasjonale endringer i rammeverk i løpet av 2018. Hensikten med kapittelet er å gi en oversikt over aktiviteten det aktuelle året.

Tabell 9 gir en oversikt over pågående regelverksutvikling i 2018. Oversikten er begrenset til de tema som er mest relevante for driften av kraftsystemet. Høringer er ikke inkludert i oversikten.

Tabell 9: Oversikt over nasjonale endringer i rammeverk i 2018.

DATO	TEMA	ENDRING
01.01.2018	Leveringskvalitet	Forskriftsendring ikrafttrer
11.01.2018	Forskrift om kraftrasjonering	Forskriftsendring vedtas
01.06.2018	Systemansvar	Forskriftsendring vedtas
01.11.2018	Kraftberedskap	Forskriftsendring vedtas
29.11.2018	Retningslinjer	Retningslinjer for § 22 godkjennes med forbehold

Forskriftsendring i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

1. januar 2018 ble det gjennomført endringer i leveringskvalitetsforskriften. Flere av endringene har som hensikt å forbedre rapporteringen til NVE i forbindelse med avbrudd i kraftsystemet. Det er blant annet satt tidsfrister for informasjonsutveksling mellom nettselskapene når et avbrudd er forårsaket av et annet nettselskap enn det som er berørt. I tillegg ble kraftprodusentenes rettigheter styrket ved innføring av en ny bestemmelse som sikrer at kraftproduksjon også skal kunne levere kraft ut på nettet etter et avbrudd uten ugrunnet opphold.

Vedtatt forskriftsendring i forskrift om kraftrasjonering

NVE vedtok endringer i kraftrasjoneringsforskriften som trådte i kraft 1. januar 2019. Endringene gikk i stor grad ut på å forskriftsfeste eksisterende krav til innhold i rasjoneringsplaner hos nettselskaper. Tidligere har dette vært pålagt nettselskaper gjennom vedtak. Forskriften fastsetter nå at alle områdekonsesjonærer som forsyner andre enn seg selv og også er KBO-enhet, skal ha planer for kraftrasjonering. I tillegg er det fastsatt momenter som disse planene skal inneholde.

Vedtatt forskriftsendring i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

I mai 2018 vedtok NVE flere endringer i systemansvarsforskriften. Hovedformålet med endringen var å innføre en ny bestemmelse om retningslinjer. Med endringen ble systemansvarlig pålagt å utarbeide retningslinjer for hvordan ansvaret og virkemidlene de har fått i forskriften skal utøves. Hensikten er blant annet å øke forutsigbarheten for aktørene ved både enkeltvedtak og systemkritiske vedtak.

Vedtatt forskriftsendring i forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen

1. november 2018 ble det vedtatt flere endringer i kraftberedskapsforskriften, blant annet viktige endringer innen IKT-sikkerhet. Som følge av den digitale utviklingen i energisektoren og samfunnet for øvrig er det endringer innen energisystemets risiko- og sårbarhetsbilde. Forskriftsendringen er gjennomført for å tilpasse regelverket til denne utviklingen. I tillegg har

forskriften endret navn fra beredskapsforskriften til kraftberedskapsforskriften. Endringen trådte i kraft 1. januar 2019.

Godkjenning av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

29. november 2018 godkjente NVE Statnetts retningslinjer for § 22 i systemansvarsforskriften om feilanalyse og statistikk. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at en feilhenviing til forskriften ble endret. Retningslinjene trådte i kraft 1. januar 2019.

7 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet

NVEs hjemmelsgrunnlag til å gjennomføre tilsyn er gitt i energiloven § 10-1 og energilovforskriften §§ 9-2 og 9-3. I forbindelse med driften av kraftsystemet er det først og fremst tilsyn med bestemmelsene om beredskap, drift og vedlikehold, rasjonering, leveringskvalitet og systemansvar som er de mest relevante. Nedenfor skisseres kort noen erfaringer fra tilsyn innenfor nevnte områder. Ytterligere informasjon kan finnes i NVE rapport nr. 21-2019 «Årsrapport 2018: Norges vassdrags- og energidirektorat» [11].

7.1 Systemansvaret

Tilsyn med Statnetts utøvelse av systemansvaret omfatter bestemmelsene i energiloven § 6-1, energilovforskriften § 6-1, konsesjon for å utøve systemansvaret og systemansvarsforskriften. NVE fører tilsyn med systemansvarlig med hjemmel i systemansvarsforskriften § 25.

I 2018 ble avvik fra revisjon med Statnett som systemansvarlig i 2011 lukket.

I 2018 hadde NVE fire oppfølgingsmøter fordelt på to tema der Statnett gjorde rede for henholdsvis systemdrifts- og markedsutvikling, og driftsplanlegging og operativ drift. De to møteseriene har ulikt fokus hvor førstnevnte i hovedsak har et utviklingsperspektiv, mens sistnevnte fortrinnsvis omfatter operativ drift. Temaer som tas opp under oppfølgingsmøtene er håndtering av flaskehalser og nettkapasitet, energi- og effektknapphet i Norge og Norden, driftsforhold av betydning, driftsforstyrrelser, viktige endringer i driftskoblinger, systemtjenester og systemvern, systemansvarskostnader og flaskehalsinntekter. Referatene fra oppfølgingsmøtene publiseres fortløpende på nve.no²⁸.

Det generelle inntrykket er at Statnett har god kontroll og god oversikt når det gjelder utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet, men NVE vurderer det som viktig å fortsette med tilsyn av Statnetts utøvelse av systemansvaret.

7.2 Handel med utlandet

Statnett har konsesjon for handel med utlandet og NVE fører tilsyn med at vilkårene etterleves²⁹.

I 2018 hadde NVE to ordinære oppfølgingsmøter med Statnett som utlandskonsesjonær. Statnett rapporterte på tilgjengelig kapasitet, driftsstanser, flaskehalsinntekter m.m. for de eksisterende utlandsforbindelsene. Særskilte tema i 2018 var at Statnett og Energinet søkte om å innføre implisitt tapsfunksjonalitet på Skagerrak, og denne prosessen vil bli ferdigstilt i 2019. I tillegg rapporterte Statnett om utviklingen av arbeidet med markedskoblingen hvor blant annet et større arbeid med kostnadsfordeling og omkategorisering av kostnader tilbake fra 2017 ble gjort. I 2017 varslet Energitilsynet i Danmark oppsigelse av avtale om utveksling av reserver over en av Skagerrakforbindelsene (SK4). Denne ble anket til Elklagenemda i Danmark og beslutningen fra Elklagenemda i 2018 gikk ut på at den bilaterale avtalen fikk løpe ut 2019. Utover utvikling av felles europeiske plattformer for utveksling av balanseenergi, som

²⁸ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/systemansvar/oppfolging-av-systemansvaret/>

²⁹ Energiloven (LOV-1990-06-29-50) kapittel 10 og i energilovforskriften (FOR-1990-12-07-959) §§ 9-2 og 9-3

iht. krav i europeisk regelverk skal være i drift fra slutten av 2021, er det ikke planlagt videre utveksling av reserver på Skagerrak når denne avtalen løper ut.

7.3 Leveringskvalitet

Tilsyn med leveringskvalitet omfatter hele forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet og § 22 om feilanalyse og statistikk i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. Temaene som inkluderes i dette arbeidet omfatter dermed spenningskvalitet, leveringspålitelighet, registrering og rapportering av avbrudd, kundeservice og feilanalyse og statistikk.

I 2018 gjennomførte NVE stedlig revisjon med seks nettselskap³⁰. Kriterier for utvelgelse av selskap var blant annet rapportering av feil i lavspenningsnett. Det ble til sammen funnet 38 avvik og 39 anmerkninger.

I 2019 gjennomførte NVE kontroll av innrapporterte avbrudds- og spenningskvalitetsdata for 2018.

NVE fattet vedtak i tre klagesaker på spenningskvalitet og i en uenighetssak om ansvarlig konsesjonær for avbrudd.

7.4 Beredskap og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg

I 2018 gjennomførte beredskapsseksjonen 45 kontroller. Av disse var 44 revisjoner, hvorav åtte av disse også inneholdt inspeksjon. Én spørreundersøkelse til flere KBO-enheter ble også gjennomført. Kontrollene fordelte seg på følgende tema, der det tema med høyest antall kontroller er øverst på lista:

- Generelt vedlikehold og beredskapstilsyn
- Sikringstiltak transformatorstasjoner
- Driftskontrollsystem og IKT-sikkerhet
- Informasjonssikkerhet
- Vedlikehold og beredskapstilsyn fjernvarme
- Samarbeid med andre tilsynsmyndigheter
- Reparasjonsberedskap vannkraft
- Beskyttelse mot naturgitte hendelser (lynoverspenning/jording)
- Tilsyn etter bestemmelser i kraftrasjoneringsforskriften (foretas i sammenheng med andre typer tilsyn)
- Reparasjonsberedskap gassisolerte (GIS)-anlegg
- Reparasjonsberedskap krafttransformatorer
- Skriftlig kontroll sikring av anlegg i klasse 3
- Sikringstiltak driftssentraler
- Driftskontroll og AMS
- Vedlikehold og beredskapstilsyn vindkraft

Totalt ble det registrert 253 funn (150 avvik og 103 anmerkninger). Tabell 10 nedenfor viser avvik per forskrift og paragraf.

³⁰ Alta kraftlag SA, Drangedal Everk KF, Hallingdal Kraftnett AS, Hemsedal Energi KF, Kragerød Energi AS, Krødsherad Everk KF, Lyse Elnett AS og Uvdal Kraftforsyning SA.

Tabell 10. Antall avvik pr forskriftsparagraf

RELEVANT BESTEMMELSE I FORSKRIFT		ANTALL AVVIK
bfe § 2-4	Risiko og sårbarhetsanalyse	20
bfe § 2-5	Beredskapsplanlegging	12
bfe § 2-6	Varsling og rapportering	7
bfe § 2-7	Øvelser	2
bfe § 2-9	Evaluering	14
bfe § 2-10	Internkontrollsystem	13
bfe § 4-2	Kompetanse og personell	1
bfe § 4-4	Materiell og utstyr	6
bfe § 4-5	Transport	2
bfe § 5-1	Sikringsplikt	2
bfe § 5-3	Sikring av klassifiserte anlegg	1
bfe § 5-5	Sikringstiltak av klasse 2	33
bfe § 5-6	Sikringstiltak av klasse 3	4
bfe § 5-9	Meldeplikt om sikringstiltak	1
bfe § 6-3	Beskyttelse, avskjerming og tilgangskontroll	11
bfe § 7-5	Kontroll ved endringer i driftskontrollsystemet	1
bfe § 7-14	Særskilte krav til driftskontrollsystem klasse 2	3
enf § 3-5 a	Energilovforskriften drift, vedlikehold og modernisering	7
Rasjonering	Kraftrasjoneringsforskriften	9

8 NVEs vurderinger og oppfølging

I dette kapitlet følger en samling av NVEs vurderinger og oppfølging av de tema som er tatt opp i rapporten.

Energisikkerhet

Etter NVEs vurderinger er energisikkerheten god i Norge. Det er overskudd på kraftbalansen i år med normale temperaturer og nedbørsmengder. Tilgangen på energi varierer naturlig i takt med nedbørsmengde fra år til år, mens forbruket av kraft i stor grad er forbundet med temperatur. Norges energiforsyning er derfor sårbar for en kombinasjon av tørre og kalde år med dårlig energitilgang og høyt kraftforbruk.

2018 ble et år med stor variasjon i tilsig og nedbør. Fra en rekordtørr sommer gikk vi rett inn i en høst med historisk mye nedbør. Under perioden med lav fyllingsgrad i vannmagasinene fulgte NVE situasjonen tett og det var løpende dialog med Statnett og OED. NVE gjennomførte ukentlige prognoser for fyllingsgrad og det ble utført sensitivitetsanalyser for å avdekke eventuelle kritiske feilsituasjoner. NVE vurderte hele tiden situasjonen som håndterbar.

Nettkomponenter og idriftsettelse av anlegg

Frist for konsesjonærer å kvalitetssikre data om anleggene sine gikk ut i 2018. NVE har i den sammenheng fattet vedtak og varsel for de aktuelle konsesjonærer som ikke har oppfylt kravene om kvalitetssikring av kraftsystemdata. Den økte kvalitetssikringen har bidrag til et mer riktig bilde av den faktiske aldersfordelingene til komponenter i systemet.

NVE ser stor verdi i arbeidet som nå gjøres med effektiviseringen av innrapportering til systemansvarlig, og verifisering av anleggsdataene. Det er av viktig for driften av kraftsystemet og utnyttelsen av nettinvesteringer at komponentdata er riktige og oppdaterte. NVE vil følge med på arbeidet til Statnett med å fremskaffe oversikt over aktuelle driftsdata.

Siden 2014 har NVE fulgt nøye med på og fattet vedtak i saker der konsesjonærer har satt i drift anlegg i regional- og transmisjonsnettet, når tiltaket berører andre konsesjonærer, uten vedtak fra systemansvarlig. Erfaringen fra oppfølgingen er at det er få konsesjonærer som gjentar overtredelsen. NVE vil fortsette oppfølgingen i tiden fremover.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

NVE mener leveringspåliteligheten i Norge fortsatt er god. Samtidig er det forskjeller både mellom og internt i nettselskapenes områder. I dag er rapporteringen basert på aggregerte data fra hvert selskap, så de interne forskjellene fremkommer ikke i avbruddsstatistikken.

Uønskede hendelser

NVE kjenner til 39 uønskede hendelser i 2018. De fire mest alvorlige hendelsene var i forbindelse med utfordrende vær, teknisk svikt og informasjonssikkerhet. I to av hendelsene har NVE varslet overtredelsesgebyr overfor KBO-enhetene. Av de andre har NVE tatt 15 av hendelsene til etterretning. Det vil si at NVE har vurdert at KBO-enhetene har håndtert og gjenopprettet situasjonen på en god måte, hatt tilfredsstillende redundans, eller andre gode løsninger.

Frekvenskvalitet

Statnett forventer at utfordringene med frekvenskvalitet vil fortsette fremover. Utfordringene har blant annet sammenheng med større mengde uregulerbar kraft, bedre utnyttelse av det nordiske nettet med drift opp mot maksimal overføringskapasitet, økte ubalanser i driftstimen og integrasjon med det europeiske balansemarkedet. Systemansvarlig har i mange år jobbet med flere tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten. NVE følger med på og blir jevnlig orientert om virkningen av disse.

Systemtjenester

NVE observerer at kostnadene for systemtjenester var høyere i 2018 enn 2017 og forklares med en kaldere vinter og varmere sommer i store deler av landet. NVE legger til grunn at Statnett i sin utøvelse av systemansvarlig til enhver tid vurderer bruk av virkemidler ut i fra det som gir den samlet sett mest optimale utnyttelsen av tilgjengelige ressurser, og som samtidig ivaretar driftssikkerheten.

Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet, «Tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2019,» Olje- og energidepartementet, 2019.
- [2] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2018,» Statnett SF, 2019.
- [3] NVE, «Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet».
- [4] NVE, «Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet».
- [5] NVE, EBLKompetanse, Statnett, Sintef Energiforskning, «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet,» Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", 2001.
- [6] Statnett SF, «Primærreserver - FCR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>, [09.11.2018].
- [7] Statnett SF, «aFRR - sekundærreserve,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>, [10.12.2018].
- [8] Statnett SF, «Tertiærreserve,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>, [31.10.2018].
- [9] NVE, «Kraftsituasjonen, Fjerde kvartal og året 2018,» <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201900767/2643677>, [01.03.2019].
- [10] Statnett SF, «Veileder; Funksjonskrav i kraftsystemet,» (FIKS), 2012.
- [11] NVE, «Årsrapport 2018 Norges vassdrags- og energidirektorat,» NVE, 2019.
- [12] Statnett SF, «Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer. Nye krav til kvartersplaner gjeldende fra 1.9.2015,» www.statnett.no.
- [13] Statnett SF, «Lastfølging,» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/Lastfolging/> [11.5.2016].
- [14] Statnett SF, «Produksjonsglatting; Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon. Gjeldende fra 02.04.2019,» www.statnett.no.
- [15] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015,» 2016.
- [16] Energinet.dk, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, «Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Nordisk systemdriftsavtale),» 2006, https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_Swedish_official_signed_version.pdf.

Vedlegg

Vedlegg 1:

Systemtjenester – beskrivelse av de ulike systemtjenestene

Vedlegg 2:

Systemvern – oversikt over utkoblingsobjekt og funksjon for systemvern

Vedlegg 3:

Oversikt over separatområder i 2017

Vedlegg 1: Beskrivelse av systemtjenester

Primærreserver

Primærreserver er de første effektreservene som aktiveres når frekvensen endres som følge av ubalanser i systemet. Primærreserver kalles også FCR (Frequency Containment Reserves). Primærreguleringen foregår automatisk ved at kraftverk med turbinregulatorer hurtig regulerer opp eller ned produksjonen ved endring i frekvens. Det er to typer primærreserver. Normaldriftsreservene (FCR-N) aktiveres innenfor normalfrekvensbåndet ($50 \pm 0,1$ Hz) i kraftsystemet. Faller frekvensen under 49,9 Hz aktiveres driftsforstyrrelsesreservene (FCR-D) i kraftsystemet, og ved 49,5 Hz skal disse være fullt aktivert.

Det skal i utgangspunktet være nok FCR-D, slik at dimensjonerende feil³¹ i kraftsystemet ikke fører til at frekvensen faller under 49,5 Hz. Ved en økende andel av tiden hvor frekvensen befinner seg i området 49,5 - 49,9 Hz, vil eksisterende FCR-D være bundet opp. Ved en ny feil i kraftsystemet vil det dermed ikke lenger være tilstrekkelig FCR-D til å håndtere denne. Minimumskrav til mengde primærreserver for å håndtere dimensjonerende feil i de ulike nordiske landene er gitt i henhold til nordisk systemdriftsavtale³². Det handles primærreserver mellom landene i Norden.

Markedet for primærreservene består av et døgnmarked og et ukesmarked [6]. I tillegg er det krav til at alle kraftverk over 10 MVA som ikke deltar i den markedsbaserte leveransen av primærreserve må levere en minimumsleveranse ved en generell statikkinnstilling, som kalles grunnleveransen. Statikkinnstillingen bestemmer hvor mye pådraget på turbinen automatisk endres ved et gitt frekvensavvik. Aktørene som ikke deltar i døgn- eller ukesmarkedet får betalt en vedtatt sats for leveransen. Bakgrunnen for å fastsette et generelt krav til statikkinnstillinger er å sikre en geografisk fordeling av primærreserver i ulike deler av landet. Dette er spesielt viktig dersom områder kan falle i separatudrift. Markedet for primærreserver ble innført i 2008. Samtidig ble det generelle kravet til statikkinnstilling i Norge endret fra 6 % til 12 % [2]. Med en lavere statikkinnstilling vil en liten endring i frekvens føre til en større endring i kraftverkets produksjon, og endringen vil bidra mer i gjenopprettelsen av balansen i systemet. Med en høyere generell statikkinnstilling blir endringen i pådrag mindre, og resultatet er at primærreservene utligner en mindre del av frekvensavviket. Sekundær- og tertiærreserver må da stå for en større del av gjenopprettelsen av nominell frekvens.

Behovet for innkjøp av primærreserver er normalt høyere på sommeren enn vinteren. Mange store kraftverk som vanligvis bidrar med regulerytelse er oftere ute til revisjon om sommeren enn ellers i året, fordi det er vanligvis lavere priser om sommeren enn om vinteren. Også i perioder med høye kraftpriser kan det være færre som ønsker å levere primærreserve, da dette krever at man holder igjen noe av produksjonskapasiteten for å kunne levere denne tjenesten.

Kostnaden for primærreserver er størst i sommerhalvåret og påvirkes av den hydrologiske situasjonen. Tørrår med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. I dette tilfellet må systemansvarlig betale for å ha

³¹ Dimensjonerende feil er den feilen som medfører utfall av en hovedkomponent (produksjon, ledning, transformator, samleskinne, forbruk, etc.) og som har størst konsekvens på kraftsystemet av alle feilhendelser som har blitt tatt hensyn til [16]. Normalt er dimensjonerende utfall i Norge 1200 MW.

tilstrekkelig ledig kapasitet til å kunne regulere opp. Økt import og uregulerbar kraftproduksjon fra vindturbiner og elvekraftverk kan også gi økte kostnader for å sikre nok regulerytelse.

Sekundærreserver

Sekundærreserver er automatiske reserver som skal avløse primærreservene ved å bringe frekvensen tilbake til normal verdi, slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) [7] og Load Frequency Reserves (LFC). Systemet med automatiske sekundærreserver innført i Norden som en midlertidig ordning fra 2013. Det gjenstår fremdeles arbeid for å få på plass en permanent velfungerende nordisk markedsløsning for sekundærreserver.

Tertiærreserver (Regulerkraft)

Tertiærreserver (Regulerkraft) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med automatisk primær- eller sekundærregulering, og til å håndtere regionale flaskehalser. Tertiærreserver kalles også Manual Frequency Restoration Reserves (FRR-M) [8].

Norden har siden 2000 hatt et felles regulerkraftmarked. Gjennom nordisk systemdriftavtale er de ulike nordiske TSOene pliktig til å ha nok tilgjengelig regulerkraft til å kunne håndtere en dimensjonerende feil i sitt nettområde. Fra vinteren 2014 / 2015 justerte Statnett ned sitt krav til reguleringsreserve fra 2 000 MW til 1 700 MW. 1 200 MW av disse er minimumsmengden for å kunne håndtere dimensjonerende feil, og Statnett anskaffer i tillegg reguleringsreserver på 500 MW for å dekke ubalanser innad i Norge [8].

Både produksjon og forbruk kan anmelde pris for å regulere opp eller ned produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet. Budene blir samlet i en felles nordisk budliste. Gitt at reguleringsbud er anvendelige, og ikke er utilgjengelige på grunn av en flaskehals i nettet, blir i hovedsak de rimeligste budene aktivert først.

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

Det vil ikke alltid være tilstrekkelig mengde produksjon og forbruk som anmelder regulerkraft i regulerkraftmarkedet. Dette kan være situasjoner med høy eksport til utlandet, høyt forbruk innenlands og høye elspotpriser hvor produsenter vurderer det mer lønnsomt å produsere kraft enn å holde tilbake produksjonskapasitet for å tilby denne inn som oppreguleringsressurser i regulerkraftmarkedet.

For at det skal være nok tilgjengelig regulerkraft til å balansere kraftsystemet, sikrer Statnett tilgang på reguleringsressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og gjennom bilaterale avtaler [8].

I RKOM får produsenter og forbrukere betalt for å garantere at de deltar i RKM. RKOM er delt i to ulike produkter, RKOM-med begrensinger hvor det kan være begrensinger i når eller hvor lenge reguleringsressursene er tilgjengelige, og RKOM-høykvalitet, som ikke skal ha begrensinger på når opsjonene kan aktiveres.

RKOM er også delt i et RKOM-sesongmarked, hvor aktørene som ønsker forutsigbarhet tilbyr opsjon på å delta i RKM gjennom hele vintersesjonen (vanligvis uke 45 til 16), og et RKOM-ukemarked hvor aktørene tilbyr opsjon for å delta i regulerkraftmarkedet på ukesbasis.

RKOM benyttes for å sikre tilstrekkelig mengde regulerkraft i regulerkraftmarkedet. Kostnadene for tertiærreserver avhenger av forbruk, elspotpriser og eksport/import, spesielt i vinterhalvåret. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november – mars, men sesongen har blitt lengre de siste årene fordi eksportkapasiteten har økt.

Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlisten som blir benyttet utenom prisrekkefølge. Flaskehalser i regional og transmisjonsnettet som ikke håndteres ved bruk av budområder, skal systemansvarlig normalt håndtere ved bruk av regulerkraftmarkedet³³. Systemansvarlig dekker merkostnaden som oppstår ved spesialregulering, mens ordinære reguleringer inngår som del av balanseoppgjøret aktørene mellom.

Størstedelen av spesialreguleringskostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et begrenset tidsrom. Historisk er det derfor store variasjoner fra år til år for samlet og områdevis bruk av spesialregulering.

Spesialregulering benyttes for eksempel ved overskuddsflaskehalser, dvs. når produksjonsønsket i et område er større enn den fysiske eksportkapasiteten ut av området. I slike tilfeller nedregulerer Statnett anmeldt produksjon slik at faktisk produksjon tilsvarer summen av forbruk og eksportkapasitet. Tilsvarende benyttes spesialregulering når forbruket overstiger summen av anmeldt produksjon og importkapasitet. I tillegg blir det brukt noe spesialregulering som følge av spenningsproblemer, feilhåndtering i forbindelse med inn- og utkobling av linjer og lignende.

Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder gir behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. Størstedelen av kostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. En mindre del av kostnadene skyldes frekvensregulering: store og raskt regulerbare enheter benyttes utenfor prisrekkefølge for å sikre den momentane kraftbalansen. Behovet for slike tiltak har vært økende de senere år.

Endring av produksjon gjennom driftstimen eller over timesskift

Energimarkedene sikrer at det er planlagt balanse for hver time samlet sett. Produksjon og flyt på mellomlandsforbindelser planlegges og endres etter timesoppløsningen i energimarkedene, mens energiforbruket endres løpende gjennom timene i døgnet. Dette fører til ubalanse mellom produksjon, utveksling og forbruk innad i timen og gir strukturelle ubalanser i kraftsystemet. Systemansvarlig har derfor virkemidler for å utjevne endring i produksjon innad i timesskift eller over timesskift for å sikre balanse.

▪ Kvartersjustering

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen endres i mindre sprang og angis med kvartersverdier dersom ønsket produksjonsendring er over en grense fastsatt av systemansvarlig³⁴.

Systemansvarliges krav til kvartersplaner er beskrevet i [12]. Statnett har satt krav til at dersom summen av produksjonsendring over et timesskift er større enn 200 MW, må produsenten fordele produksjonsendringen symmetrisk i flere like trinn på hver side av

³³ Systemansvarsforskriften § 5

³⁴ Systemansvarsforskriften § 8, femte ledd

timesskift. Dette kravet gjelder for all fleksibel kraftproduksjon og i sum produksjon per budområde.

Dersom produksjonsendringen er mellom 200 MW og 400 MW skal 1/3 av produksjonen kjøres opp eller ned et kvarter før timesskift, 1/3 ved timesskift, og 1/3 et kvarter etter timesskift. Hvis produksjonsendringen er større eller lik 400 MW skal produksjonsendringen deles opp i fire deler, hvor 1/4 av endringen skal gjøres 30 og 15 minutter før og etter timesskift.

Kravene til kvartersjustering ble endret sommeren 2015, i forbindelse med at Statnett innførte mulighet for produsentene å tilby produksjonsglatting. Gjeldende krav til kvartersjustering tilsvarer nå kravene til kvartersplaner som ble innført i Sverige og Finland fra 2013.

- **Kvartersflytting**

Et annet virkemiddel for å utjevne strukturelle ubalanser er kvartersflytting. I forskrift om systemansvaret i kraftsystemet er systemansvarlig gitt muligheten til å framskynde eller utsette planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter.

Det vil si at systemansvarlig under drift bestiller fremskynding av produksjon et kvarter frem i tid eller at den skal utsettes med et kvarter. Dersom systemansvarlig ønsker at en produsent skal flytte produksjonen frem i tid, informerer Statnetts Landsentral aktøren om dette minimum 30 minutter før planlagt produksjonsendring [13].

- **Produksjonsglatting**

Sommeren 2015 innførte Statnett muligheten for leverandører å tilby produksjonsglatting. Leverandører må ha bemannet driftssentral og være i stand til å håndtere bestillinger fra Statnett på kveld. For å delta må leverandøren i tillegg ha fleksibel kraftproduksjon og jevnlig ha produksjonsendringer over 200 MW per timesskift per budområde. Systemansvarliges krav for ordningen er beskrevet i [14].

Ved produksjonsglatting blir produsentene som er med på ordningen fritatt for kravene ved kvartersjustering, men må i stedet sende inn sine planlagte produksjonsplaner kvelden før neste driftsdøgn. Statnett gjør så en analyse av behovet i systemet påfølgende dag for flytting eller justering av produksjonen, og sender en bestilling til produsentene for justeringer av produksjonsplanene i kvartersintervaller. Justeringene i produksjon vil da ikke nødvendigvis være symmetriske rundt timesskift, men tilpasset forventet endringer i produksjon, eller flyt over likestrømskablene [15].

Bakgrunnen for Statnetts innføring av produksjonsglatting var behovet for å justere kravene til produksjonsplaner ved store produksjonsendringer, for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC-kablene. Samtidig undersøker Statnett modeller for innføring av kontinuerlig ramping av HVDC-kablene for å redusere de strukturelle ubalansene i systemet.

Statnett rapporterer at produksjonsglatting har fungert etter hensikten ved at de strukturelle ubalansene har blitt redusert, men at man også har oppdaget noen svakheter. Statnett anser produksjonsglattingen som en midlertidig ordning inntil den kan avløses av en mer markedsbasert ordning. Kvartersoppløsning i noen eller alle energimarkedene kan være slike løsninger [15].

Systemvern

Systemvern er en samlebetegnelse på automatiske tiltak som styres av bestemte hendelser i nettet. Systemvern kan grovt sett deles i fire hovedgrupper: produksjonsfrakobling (PFK), belastningsfrakobling (BFK), nettsplitting og nødeffekt på HVDC-forbindelsene.

Systemvern er enten hendelses- eller frekvensstyrte. Førstnevnte responderer på bestemte hendelser i nettet, for eksempel utfall eller overlast av bestemte komponenter, mens sistnevnte responderer på lav frekvens i synkronområdet. Disse løser ut ved ulike grader av underfrekvens. Systemansvarlig anser alle systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens til å være hendelsesstyrt.

- **Produksjonsfrakobling** benyttes for å øke overføringskapasiteten i definerte snitt. Ved at utvalgte kraftstasjoner automatisk kan kobles ut ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet, kan overføringsgrensene settes høyere enn det som ville vært tilfelle uten systemvernet.
- **Belastningsfrakobling** benyttes i tre tilfeller: (1) For å redusere konsekvensene av feil. I områder med begrenset nettkapasitet ved utfall av enkeltkomponenter benyttes belastningsfrakobling for å redusere konsekvensene av en feil i nettet. Denne typen systemvern reduserer de lokale konsekvensene ved en driftsforstyrrelse. (2) For å redusere konsekvensene av uønsket lav frekvens. Alle de nordiske landene bidrar med frekvensstyrt belastningsfrakobling for å hindre nettsammenbrudd ved mer omfattende feil enn det som er normalt å dimensjonere nettet for. 30 % av norsk forbruk er tilknyttet frekvensstyrt belastningsfrakobling. Første utkoblingstrinn er ved frekvens på 48,7 Hz. (3) For å øke overføringsgrenser i definerte snitt. Det er i hovedsak industrikunder som har installert slike systemvern. I de tilfeller det ikke er større forbrukerkunder i området kan deler av alminnelig forsyning være midlertidig tilknyttet et slikt vern.

Statnett har interne kriterier som sier at de ikke skal basere seg på bruk av BFK når de planlegger nytt nett. Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere i distribusjonsnettet er kun tillatt som midlertidig løsning³⁵. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til NVE sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet. Hendelsesstyrte systemvern som kobler ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett er i dag etablert i Bergensområdet og i Akershus. Systemvernet i Bergensområdet vil avvikles når den planlagte forbindelsen Modalen – Mongstad – Kollsnes settes i drift. Systemvernet i Akershus vil avvikles når Frogner stasjon er ferdig bygget om og dimensjonert for de aktuelle kortslutningsstrømmer.

- **Nettsplittingsvern** benyttes for å dele opp nettet ved kritisk overlast. Dette gjelder i hovedsak ved utfall av linjer. Nettsplittingsvern gjør at overføringskapasiteten i nettet kan settes høyere enn ellers.
- **Nødeffekt på HVDC-forbindelsene** er systemvern som reduserer overføring på utlandskabler ved overlast eller utfall på spesifikke linjer.

Innenfor de fire hovedkategoriene er det noen systemvern som nesten alltid står på, og noen der status er avhengig av lastflyten i nettet. Behovet varierer sterkt fra årstid til årstid og år til år, avhengig av om det aktuelle området har eksport eller import. For systemvern som løser ut

³⁵ Systemansvarsforskriften § 21

ved utfall er det viktig at verninstillingene er riktig i forhold til den gjeldende kraftflyt. Dette skyldes at et vern som er designet for å øke eksporten ut av et område vil gjøre situasjonen verre dersom utløsning skjer i en importsituasjon. Systemvern som skal beskytte mot overlast kan i større grad alltid være aktivert, fordi de ikke vil bli utløst uten overlast. Vernfunksjonen vil dermed alltid avlaste systemet og redusere overlasten.

Produksjonstilpasning

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i nettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser³⁶. Dette kalles produksjonstilpasning. I april 2014 utvidet Statnett sin praksis og produksjonstilpasning benyttes nå i områder med begrenset kapasitet i lengre tidsrom, i tillegg til ved separatområder eller områder med flaskehalsbegrensninger der det kun er én produsent eller der det kun er én produsent som vanligvis deltar i regulerkraftmarkedet.

Produsentene blir ikke kompensert for tapt produksjon når de er pålagt produksjonstilpasning.

³⁶ Systemansvarforskriften § 8 åttende ledd.

Vedlegg 2: Oversikt over systemvern

Systemvern – oversikt over utkoblingsobjekt og funksjon. Oversikten er basert på [2].

Tabell 11: Oversikt over installerte systemvern

	Utkoblingsobjekt	Funksjon
BFK	Melkøya	Øke forsyningssikkerheten ved stort underskudd nord for Mestervik.
	Goliat	
	Hydro Sunndalsøra	Øke importkapasiteten inn til Midt-Norge.
	Hydro Årdal	Overgang til separatområde ved feil.
	Nyhamna	Øke forsyningssikkerheten til Møre og Romsdal.
	Kollsnes	Øke forsyningssikkerheten til Bergen.
	Lille Sotra	
	Fana	
	Jordal	Avgrense og kontrollere utkobling ved feil.
	Hydro Karmøy	
	Frogner	Øke forsyningssikkerheten til 66 kV under Frogner.
PFK	Svartisen	Øke eksportkapasiteten ut av området.
	Kobbelv	
	Roan	
	Tyin	Øke kapasiteten ut fra Nord-Vestlandet.
	Matre/Haugsdal	Øke kapasiteten ut av BKK 132 kV.
	Høyanger	Øke driftssikkerheten til 12 kV i Høyanger.
	Tonstad	Øke importkapasiteten til området.
	Kvilldal	Øke handelskapasiteten mellom budområdene.
	Tokke	
	Vinje	
	Songa	
	Oksla	
	Sima	
	Aurland	Øke kapasiteten ut fra 300 kV nettet i Hallingdal.
	Usta	
	Nes	Øke kapasiteten ut fra 300 kV nettet mellom Nesflaten, Tokke og Flesaker.
	Sulldal	
	Torpa	Øke kapasiteten ut fra 132 kV Østnettet.
	Lomen	
Nettsplitt	132 kV Sildvik-Tornehamn	Øke eksportkapasiteten ut av området.
	Rana T5	
	420 kV Kobbelv-Salten	
	Varangerbotn T4	
	420 kV Ørskog-Sogndal	Øke forsyningssikkerheten.
	132 kV Giskemo-Sogndal	
	Hasle T6 (400/320)	Øke forsyningssikkerheten i Sør-Norge.
	132 kV Eidskog	
	300 kV Vågåmo	
	300 kV Tegneby	Øke importkapasiteten til Sør-Norge
	132 kV Vågåmo	Øke forsyningssikkerheten lokalt.
	132 kV Guolassnippet	Hindrer overlast ved overskudd
Nødefekt HVDC	Skagerak 3 og 4	Øke eksport- og importkapasiteten til området.
	NorNed	

Vedlegg 3: Oversikt over separatområder

Vedlegget er underlagt taushetsplikt i henhold til kraftberedskapsforskriften § 6-2 og unntatt offentlighet i henhold til offentlighetsloven § 13 først ledd.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

.....

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no