NVE
Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RME RAPPORT

Nr. 3/2020

Driften av kraftsystemet 2019

Thomas Kallevik, Jørgen Tjersland, Lars Eirik Eilifsen, Åsa Grytli Tveten, Hege Sveaas Fadum, Kjersti Ness, og Ragnhild Aker Nordeng

RME Rapport nr. 3/2020

Driften av kraftsystemet 2019

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ragnhild Aker Nordberg

Forfatter: Thomas Kallevik, Jørgen Tjersland, Lars Eirik Eilifsen, Åsa Grytli Tveten, Hege Sveaas Fadum, Kjersti Ness og Ragnhild Aker Nordeng

Forsidefoto: Knut Svendheim

ISBN: 978-82-410-2029-2

ISSN: 2535-8251

Sammendrag: Rapporten om driften av kraftsystemet 2019 er en leveranse som følge av supplerende tildelingsbrev for 2020 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2019.

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

Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstuen

0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: rme@nve.no

Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

Juni, 2020

Forord

Rapporten om Driften av kraftsystemet 2019 er en leveranse som følge av kapittel 5 i *«supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2020 – Reguleringsmyndigheten for energi»* fra Olje- og energidepartementet (OED) til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2019. Rapporten tar for seg temaer som har betydning for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, blant annet energi- og driftssikkerhet, leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser og frekvens- og spenningskvalitet, i tillegg til systemansvarlig sin anskaffelse og bruk av systemtjenester.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF (Statnett) gjennom «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2019», rapporter utarbeidet av NVE/Reguleringsmyndigheten for energi (RME) og oppfølgingsmøter med Statnett som systemansvarlig avholdt i løpet av året.

Selv om behov for og pågående regelverksutvikling og oppfølging i mindre grad blir beskrevet, er mottatt informasjon og rapporten i seg selv er et viktig bidrag til det videre arbeid med oppfølging av regelverket og driften av kraftsystemet. Endringer i regelverk blir beskrevet i driften av kraftsystemet først det året de vedtas eller trer i kraft.

Oslo, juni 2020

Kjetil Lund
Vassdrags- og
energidirektør

Ove Flataker
direktør, Reguleringsmyndigheten
for energi

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2019» er en leveranse som følger av supplerende tildelingsbrev fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE [1]**. Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, blant annet energi- og driftssikkerhet, driftsforstyrrelser, leveringspålitelighet og frekvens- og spenningskvalitet, samt bruken av forskjellige typer systemtjenester og omfanget av disse. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på Statnetts årlige rapportering om driften av kraftsystemet** [2] **og arbeid utført av RME/NVE i 2019.**

Energisikkerhet

2019 var et relativt normalt år for energisikkerheten i det norske kraftsystemet. Fyllingsgraden i de norske magasinene holdt seg i nærheten av medianen gjennom hele året. Norsk kraftproduksjon var lavere i 2019 sammenlignet med 2018, mens kraftforbruket var omtrent det samme. Kraftproduksjonen endte på 134,6 TWh, rundt 12,5 TWh lavere enn fjoråret, og kraftforbruket ble 134,7 TWh. Norge ble derfor nettoimportør av kraft, for første gang siden 2010.

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 2018. Antall timer med avvik er tilnærmet uendret sammenlignet med tidligere.

Nettkomponenter

Statnett arbeider fortsatt med å forbedre rapportering av kraftsystemdata gjennom Fosweb. I løpet av 2019 har de aller fleste fullført sin rapportering. Ved årsskiftet 2019/2020 var det 7 konsesjonærer som fortsatt hadde mangler i sin rapportering. Andelen kvalitetssikring av anleggsdataen har økt betrakting de siste årene. Per årsskiftet 2019/2020 er over 90 prosent av alle de ulike komponenttyper kvalitetssikret.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i 2019 var på 99,99 %, hver sluttbruker opplevde i gjennomsnitt 0,29 varslede og 1,72 ikke-varslede avbrudd[1]. 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 24 uønskede hendelser i 2019. NVE fikk inn færre innrapporterte hendelser i 2019 enn tidligere år. Dette kan skyldes at 2019 har vært et roligere år enn de foregående, men det kan også skyldes at rapporteringsplikten etter kraftberedskapsforskriften ikke er fullt ut overholdt.

[1] På grunn av nytt rapporteringsformat for avbruddsstatistikk i 2019, er verdiene for leveringspålitelighet som er oppgitt i denne rapporten foreløpige. Datagrunnlaget er basert på innrapportert avbruddstatistikk for 2/3 av nettselskapene i Norge, hvor flere store selskaper ikke er representert. Når endelige verdier er klart, blir dette publisert på RMEs nettsider.

Frekvenskvalitet

I 2019 ble det registrert 13 090 minutter med frekvensavvik. Fra 2016 har det vært en nedgang i antall minutter med frekvensavvik, men i 2019 økte dette igjen. Mengden frekvensavvik var likevel innenfor det europeiske måltallet på 15 000 minutter. Et av tiltakene for å redusere mengden, som fremheves av systemansvarlig, er at de nordiske TSOene i løpet av de siste årene jevnlig har økt anskaffelsen av aFRR. Det virker imidlertid som om driverne bak frekvensavviket har hatt større innvirkning i motsatt retning enn bruken av aFRR som virkemiddel for å redusere frekvensavviket. Systemansvarlig har som tiltak å fortsette å øke anskaffelsen av aFRR.

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 414 MNOK i 2019. Kostnaden er rundt gjennomsnittet av de årlige kostnadene de siste ti årene. Sammenlignet med 2018 var utgifter til tertiærreserver, den største reduksjonen i individuelle kostnader. Systemansvarlig forklarer dette med at vinteren i 2019 ikke ble like lang og kald som fjorårets.

I 2019 ble det spesialregulert for totalt 88 MNOK, der planlagte utkoblinger stod for halvparten av kostnadene. Dette er det laveste beløpet for de siste ti årene. Hovedgrunnen til de lave spesialreguleringskostnadene var at det i 2019 var lav eksport, noe som bidrar til mindre spesialregulering både ved intakt nett og utkoblinger. Det var heller ikke noen spesielle hendelser i forbindelse med vær som bidro til å øke bruken av spesialregulering. Det er imidlertid forventet at spesialreguleringskostander i forbindelse med utbyggingsprosjekter vil stige fremover på grunn av flere større prosjekter.

Flaskehalsinntekter

Totale norske flaskehalsinntekter i 2019 var 587 MNOK. Dette er en markant nedgang fra 2018 hvor inntekten endte på 991 MNOK. Ifølge systemansvarlig skyldes nedgangen at det har vært færre flaskehalser mellom norske budområder, og lavere inntekter på NorNed. I 2019 var det høy tilgjengelig kapasitet mellom områder internt i Norge, i tillegg til en normal hydrologisk situasjon. Det var ingen tilfeller der enkelthendelser førte til ekstraordinære flaskehalsinntekter i 2019.

Innhold

Forord i
Sammendrag ii
Liste over tabeller vi
Liste over figurer vii
Liste over sentrale begrep ix
1 Innledning 1
2 Energi- og driftssikkerhet 2
2.1 Ressurssituasjon 2
2.2 Utenlandsforbindelser 3
2.3 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner 4
2.4 Områder med redusert driftssikkerhet (N-1) 5
2.5 Planlagte driftsstanser 9
2.6 Koblingsbilder 12
2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet 12
2.8 Nettkomponenter 13
3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser 18
3.1 Leveringspålitelighet 18
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser 20
3.3 Uønskede hendelser 23
3.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk 25
3.5 Separatområder 25
3.6 Handelsgrenser og tilgjengelighet på utenlandsforbindelser og mellom budområder 26
4 Frekvens- og spenningskvalitet 30
4.1 Frekvens 30
4.2 Roterende masse (inertia) 31
4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet 32
4.4 Nasjonal database for spenningskvalitet 33
5 Systemtjenester og flaskehalsinntekter 34
5.1 Samlede systemansvarskostnader 34
5.2 Systemtjenester og effektreserver 36
5.3 Spesialregulering 42

5.4 Produksjonsflytting og –glatting 43
5.5 Produksjonstilpasning..... 45
5.6 Flaskehalsinntekter 46
6 Nasjonale endringer i rammeverk 49
7 Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn..... 51
7.1 Oppfølgingsmøter med systemansvarlig..... 51
7.2 Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften. 52
7.3 Handel med utlandet 52
7.4 Leveringskvalitet..... 52
7.5 Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg..... 53
Referanser 55
Vedlegg 56
Vedlegg 2: Oversikt over systemvern 63

Liste over tabeller

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2019. 29
Tabell 4: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2009 - 2018. 35
Tabell 5: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2019. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet. 40
Tabell 6: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B i 2019..... 40
Tabell 7: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2019. 41
Tabell 8: Oversikt over stasjonsgruppene med tilfeller med størst mengde produksjonstilpasning. Volum produksjonstilpasning er angitt som installert effekt minus tillatt produksjon..... 46
Tabell 9: Oversikt over nasjonale endringer i rammeverk i 2019. 49
Tabell 10. Antall avvik pr forskriftsparagraf. 53
Tabell 11: Oversikt over installerte systemvern, utkoblingsobjekt og funksjon. Oversikt er basert på [2]. 63

Liste over figurer

Figur 1 Oversikt over installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2019 [9]. 4
Figur 2 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet. 6
Figur 3 Antall timer med redusert driftssikkerhet i transmisjonsnettet for 2019 fordelt på årsak. 6
Figur 4 Antall timer redusert driftssikkerhet for Stavanger. 7
Figur 5 Antall timer redusert driftssikkerhet for Lofoten, Vesterålen og Harstad. 8
Figur 6 Antall timer redusert driftssikkerhet for Finnmark. 9
Figur 7: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser. 10
Figur 8: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene. 10
Figur 9: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2019 fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen. 11
Figur 10: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig. 12
Figur 11: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig. Systemansvarlig har ikke stilt ytterligere funksjonskrav til noen av anleggene utover det som er beskrevet i FIKS. 13
Figur 12 Status kvalitetssikring av kraftsystemdata for Fosweb per årsskiftet 2019/2020. Merk at akse begynner på 90 prosent. 14
Figur 13 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnettet. ... 15
Figur 14 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnettet. 16
Figur 15 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet. 16
Figur 16 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnettet. 17
Figur 17: Leveringspålitelighet for årene 1999-2019 (langvarige avbrudd > 3 minutter). 19
Figur 18: Avbruddsindikatorer for årene 2010-2019. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, > 3 minutter. 20
Figur 19: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1999 - 2019 fordelt på varighet av avbruddet. 20
Figur 20: Antall driftsforstyrrelser 1-22 kV i perioden 2013 - 2019 fordelt på varighet av avbruddet. 21
Figur 21: Årsak til driftsforstyrrelser i 2019 fordelt på underkategorier. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av totalt antall driftsforstyrrelser. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33-420 kV). 22
Figur 22: Andel driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1-420 kV for hvert kvartal i 2019. 23
Figur 23 Grov kategorisering av hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2016-2019. 25
Figur 25 Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil. 26
Figur 25: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2019 28
Figur 26: Tilgjengelighet på likestrømskablene de siste 20 årene. 29
Figur 27: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2019. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet. 31

Figur 28: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2019. 32
Figur 29: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2009 - 2019..... 35
Figur 30: Innkjøp av primærreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2019..... 37
Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver i MWh per uke i 2019. 38
Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner i MW på dagtid fordelt ukesvis for 2019. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B..... 39
Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner for sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2019. Figuren skiller på bilaterale avtaler for forbruk og produksjon. 39
Figur 34: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2019. I begrepet systemvernaktiveringer inngår aktivering, deaktivering og endring av innstillinger. Vedtak om aktivering av systemvern er kategorisert som systemkritiske vedtak. 41
Figur 35: Kostnader (MNOK) og mengde (GWh) spesialregulering for perioden 2009 - 2019. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens arealet representerer mengden spesialregulering. 43
Figur 36: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2019. 44
Figur 37: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2011-2019. Vedtakene er kategorisert som systemkritiske. 45
Figur 38: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2019. 45
Figur 39: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene i Norge. 47
Figur 40: Flakehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak. Figuren er hentet fra [2]..... 48
Figur 42: Figur over antall avvik fordelt på kategori for årene 2015 - 2019. 54

Liste over sentrale begrep

Avbrudd	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].
Driftsforstyrrelse	Automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling [4].
Driftssikkerhet	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.
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
Effektsikkerhet	Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet.
Energisikkerhet	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.)
Feil	Manglende evne til å oppfylle gitte krav på grunn av intern tilstand. En feil er resultatet av en svikt, enten på enheten selv eller fra en mangel tidligere i enhetens levetid (latent feil) [5].
Forsyningssikkerhet	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.
KSU	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.
Konsesjonær	Konsesjonær i denne rapporten viser til selskap som innehar konsesjon for anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi etter energiloven.
Kraftberedskapsforskriften	Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.
Lastfølging (kvartersflytting)	Systemansvarlig kan vedta å fremskynde eller utsette planlagte produksjonsendringer med inntil femten minutter.
Leveringskvalitets-forskriften	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet
Leveringspålitelighet	Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen [3].
Momentan balanse	Likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer [4].
N-1	Kraftsystemet tåler utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.
Primærreserve	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].
Produksjonsglatting	Produsenter som frivillig deltar i produksjonsglatting må på bestilling fra Statnett fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring inntil en halvtime.

Sekundærreserve	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].
Strukturelle ubalanser	Avvik mellom planlagt produksjon, forbruk og utveksling ved timesskift som følge av at kraftmarkedene har timesoppløsning.
Synkronområde	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.
Systemansvarlig	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.
Systemansvarsforskriften	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos).
Tertiærreserve	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].
TSO	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 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 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. RME arbeider kontinuerlig med regelverksutvikling, tilsyn og oppfølging. Forskriftsendringer og pågående arbeid med regelverket blir i hovedsak omtalt i denne rapporten fra det året endringene har tredd i kraft, dvs. fra endringen har en fysisk påvirkning på driften av kraftsystemet.

Rapporten er inndelt som følger:

- Kapittel 2 beskriver energi- og driftssikkerheten i Norge i 2019. Dette inkluderer emner som ressurssituasjonen, områder med redusert driftssikkerhet og planlagte driftsstanser.
- Kapittel 3 presenterer statistikk for leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser. Kapittelet gir også en beskrivelse av uønskede hendelser som har påvirket kraftsystemet i 2019.
- Kapittel 4 omtaler utvikling i frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet, roterende masse i systemet, driftsspenninger i transmisjonsnettet og resultater fra spenningskvalitetsmålinger.
- Kapittel 5 beskriver Statnetts bruk av og betaling for systemtjenester, i tillegg til å gi en oversikt over flaskehalsinntekter.
- Kapittel 6 gir en kort beskrivelse av nasjonale endringer i rammeverk.
- Kapittel 7 gir en oppsummering av RME/NVEs oppfølging av systemansvarlig og tilsynsvirksomhet i 2019.

Deler av rapporten er utarbeidet etter innspill fra andre avdelinger i NVE. Dette er delkapitlene om ressurssituasjonen, oversikt over områder med redusert driftssikkerhet (N-1), separatområder, utenlandsforbindelser, nettkomponenter, uønskede hendelser og tilsyn med beredskap og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg. Resten av rapporten er utarbeidet av RME.

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 produksjonsmiksen, 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 Kraftsituasjonsrapporten[2] som publiseres ukentlig og gjennom kvartalsvis rapport om kraftmarkedsutviklingen[3]. I rapporten om kraftmarkedsutviklingen for fjerde kvartal 2019 gis det følgende oppsummering om ressurssituasjonen i 2019:

> *2019 var et relativt normalt år. Fyllingsgraden i de norske magasinene holdt seg i nærheten av medianen gjennom hele året. Til tross for mindre nedbør enn normalt, var fyllingsgraden ved utgangen av 2019 omtrent den samme som ved inngangen av året. Dette skyldes blant annet mindre vannkraftproduksjon i 2019.*
>
> *Norsk kraftproduksjon var lavere i 2019 enn i 2018. Kraftproduksjonen endte på 134,6 TWh i 2019, rundt 12,5 TWh lavere enn 2018. Kraftforbruket endte på 134,7 TWh, omtrent som i 2018. Norge ble derfor nettoimportør av kraft, for første gang siden 2010. Sverige var det eneste landet i Norden som hadde nettoeksport av kraft i 2019 og som gjorde at Norden som helhet ble nettoeksportør av kraft.*
>
> *Det ble nok et rekordår for vindkraft, både for Norge og Norden. Foreløpige tall viser at Norge produserte 5,5 TWh vindkraft i 2019. Dette er 1,6 TWh (42 prosent) opp fra 2018. Vindkraft utgjorde 4,1 prosent av kraftproduksjonen i Norge, opp fra 2,6 prosent i 2018.*
>
> *I Norden stod vindkraft for 45,2 TWh av den totale kraftproduksjonen i 2019. Dette er 6,7 TWh (17 prosent) opp fra året før. Dette innebærer at vindkraft sto for 11,7 prosent av kraftproduksjonen i Norden, opp fra 9,7 prosent i 2018. Den store økningen i vindkraftproduksjon har sammenheng med utbygging av mange nye vindkraftverk i både Norge og Sverige. I Norge økte vindkraftkapasiteten med rundt 750 MW i 2019, fra 1690 MW i 2018. Vindkraftkapasiteten vil fortsette å øke i 2020.*

---

[2] https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kraftsituasjonsrapporter-historisk/

[3] https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kvartalsrapport-for-kraftmarkedet/

I Norge startet året med en pristopp i januar hvor strømprisene nådde sitt høyeste nivå siden vinteren 2010/2011. Videre inn i året sank prisene noe, og året endte med relativt lave priser for årstiden. Dette var blant annet på grunn av en unormal mild desember, i tillegg til lavt kraftforbruk på grunn av ferietid. I gjennomsnitt var prisene både i Norden og på kontinentet lavere enn året før. Gjennomsnittlig pris for Norge ble 38,3 øre/kWh i 2019.

2.2 Utenlandsforbindelser

Mellom Norge og utlandet er det utenlandsforbindelser med både veksel- og likestrøm. Vekselstrømsforbindelsene til det nordiske synkronområdet går hovedsakelig til Sverige[4], og disse har en samlet eksportkapasitet[5] på 3 695 MW. Mellom Norge og Finland[6] er det en 220 kV utenlandsforbindelse, men denne har ingen handelsgrense. I tillegg er ett aggregat, kraftverket Boris-Gleb i Russland, tilknyttet det nordiske synkronområdet. Fra Boris-Gleb er det kun mulig med import til Norge, med 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 (1 532 MW), og NorNed (723 MW) til Nederland. I tillegg er det to likestrømsforbindelser under bygging. Hver av disse er på 1 400 MW og skal gå til Tyskland og Storbritannia. NordLink mellom Norge og Tyskland har planlagt ferdigstillelse desember 2020, med prøvedrift frem til mars 2021. Planlagt idriftsettelse for NSL mellom Norge og Storbritannia er 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 nettforsterkningsarbeid innenlands kan også føre til kapasitetsreduksjoner på utenlandsforbindelsene.

Kapasitetsgrenser mellom alle budområder gis til døgnmarkedet. 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 CACM[7] jobbes det videre med å

---

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

[5] Maks-NTC (Net Transfer Capacity) - maksimal overføringskapasitet gitt til markedet.

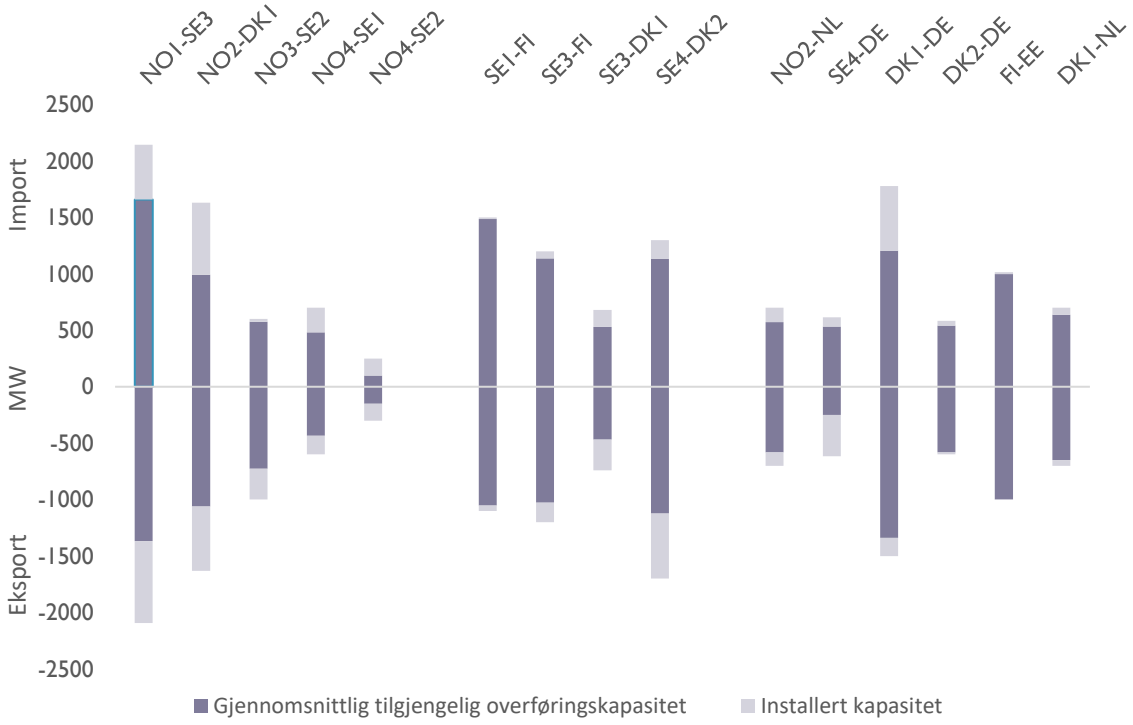
[6] Det er én forbindelse til Finland: Varangerbotn – Ivalo

[7] https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/europeisk-regelverksutvikling/nettkoder/kapasitetsfastsettelse-og-flaskehalshandtering-cacm/

harmonisere det europeiske kraftmarkedet, eksempelvis utvikling av en felles europeisk intradagløsning og regional metode for kapasitetsfastsettelse (flytbasert markedskobling).

2.2.1 Installert utvekslingskapasitet

I 2019 har det vært lavere tilgjengelighet på Skagerrak, mellom NO2 og DK1, enn normalt på grunn av kabelfeil. Østre korridor og Oslofjordprosjektet er ferdigstilt, og det har ført til økt tilgjengelighet over Haslesnittet. Figur 1 viser oversikt over installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2019. Oversikten viser kun forbindelser direkte til/fra Norge.



Figur 1 Oversikt over installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2019 [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)[8]. I tråd med regelverket kan virkemidlene ikke tas i bruk uten vedtak fra NVE. [9]

Virkemidlene som Statnett tidligere har fått godkjent av NVE er ordning med energiopsjoner 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 2019/2020.

[8] https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/
[9] https://lovdata.no/forskrift/2002-05-07-448/§22a

Statnett søkte siste om SAKS-tiltak vintersesongen 2015/2016. Statnett søkte da om energiopsjoner 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.

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.

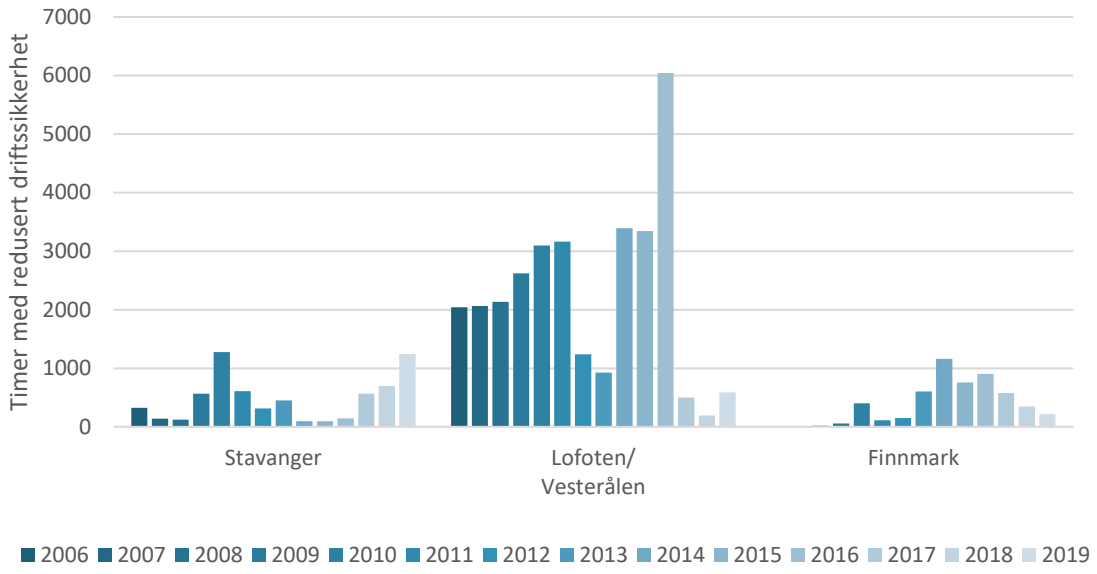
Overskridelse av N-1 med intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radiell drift. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller reddes ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet.

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 2 viser utviklingen for perioden 2006 – 2019 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

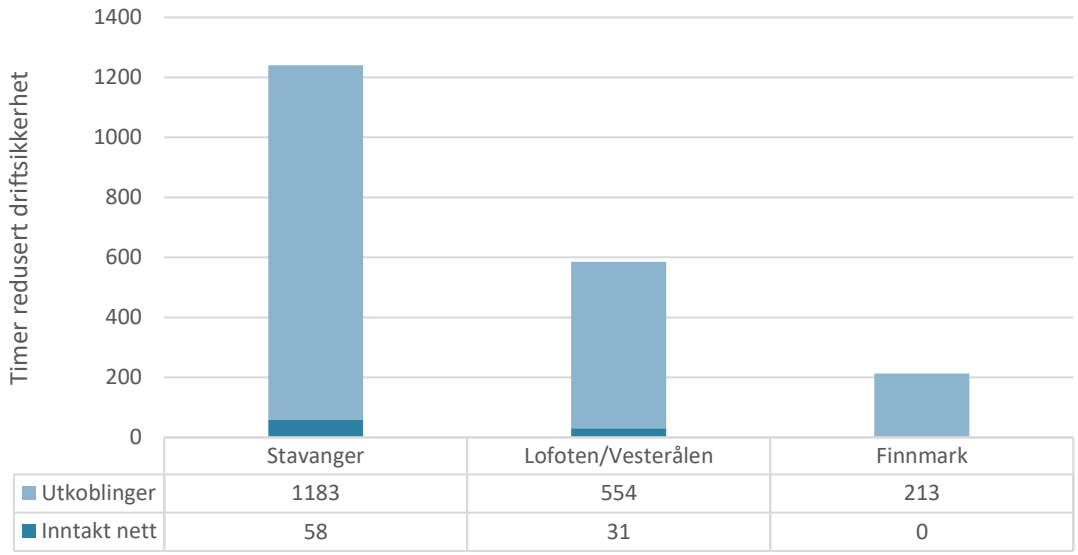
nettet og drift av nye anlegg som har forbedret driftssikkerheten i Nord-Norge, Sunnmøre og Bergensområdet.



Figur 2 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet.

2.4.2 Detaljert beskrivelse av områder med redusert driftssikkerhet

Figur 3 viser timer med redusert driftssikkerhet for 2019 delt opp i timer ved intakt nett og ved utkoblinger. Redusert driftssikkerhet ved intakt nett betyr at nettet ikke driftes etter N-1-prinsippet, selv om det ikke er utkoblinger i nettet på grunn av feil eller revisjoner. Redusert driftssikkerhet ved utkoblinger betyr at nettet ikke driftes etter N-1-prinsippet i perioder med utkoblinger. Disse kan være planlagte eller utkoblinger ved feil.



Figur 3 Antall timer med redusert driftssikkerhet i transmisjonsnettet for 2019 fordelt på årsak.

I rapporteringen til NVE har Statnett som systemansvarlig gitt sin oppsummering av 2019. Denne er gjengitt nedenfor:

- Stavanger har hatt et relativt jevnt antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett de siste årene. Det er registrert 45 timer (2014), 14 timer (2015), 97 timer (2016), 73 timer (2017), 70 timer (2018) og 58 timer i 2019.

- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015-2019 hatt betydelig færre timer med redusert driftssikkerhet med intakt nett sammenlignet med tidligere år. Dette skyldes MVAr-installasjoner som har gitt økt overføringskapasitet i nettet, og idriftsettelse av vindpark på Sortland. Lavere anleggsaktivitet har også medført et relativt beskjedent antall timer med N-0 drift.

- Finnmark har god driftssikkerhet med intakt nett. I 2019 har det vært noe utkoblinger pga. bygging av ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen, men færre timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere.

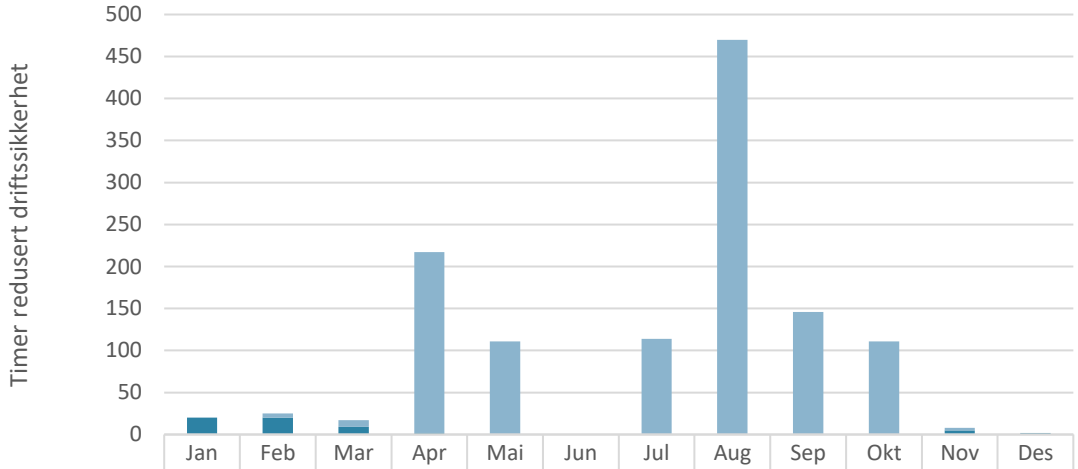
2.4.2.1 Stavanger

Stavanger forsynes fra to 300 kV forbindelser og med maksimalt 200-250 MW lokal produksjon. Overføringskapasitet for N-1 driftssikkerhet er satt til 700 MW. I perioder benyttes en spesiell kobling i 300 kV nettet som skal redusere konsekvensene av verste linjeutfall ved at noe av forbruket frakobles automatisk samtidig med linjeutfallet. Inntil 250 MW alminnelig forsyning frakobles for å hindre at hele Stavanger-området mørklegges ved verste enkeltutfall.

Registreringene for 2019 viser 58 timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er på samme nivå som i 2016, 2017 og 2018.

Figuren under viser antall timer pr. måned i 2019 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overførings-kapasitet (dvs. 700 MW). Figuren viser fordeling med intakt nett og ved planlagte utkoblinger.

For Stavanger-området vil alle utkoblinger av 300 kV linjer (til sammen 5 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 1 183 timer med radiell N-0 drift. Dette er uvanlig mye og skyldes i hovedsak bygging av nye Bjerkreim 300 kV stasjon.



	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Utkoblinger	0	5	8	215	111	0	114	470	146	111	3	0
Inntakt nett	20	20	9	2	0	0	0	0	0	0	5	2

Figur 4 Antall timer redusert driftssikkerhet for Stavanger.

2.4.2.2 Lofoten, Vesterålen og Harstad

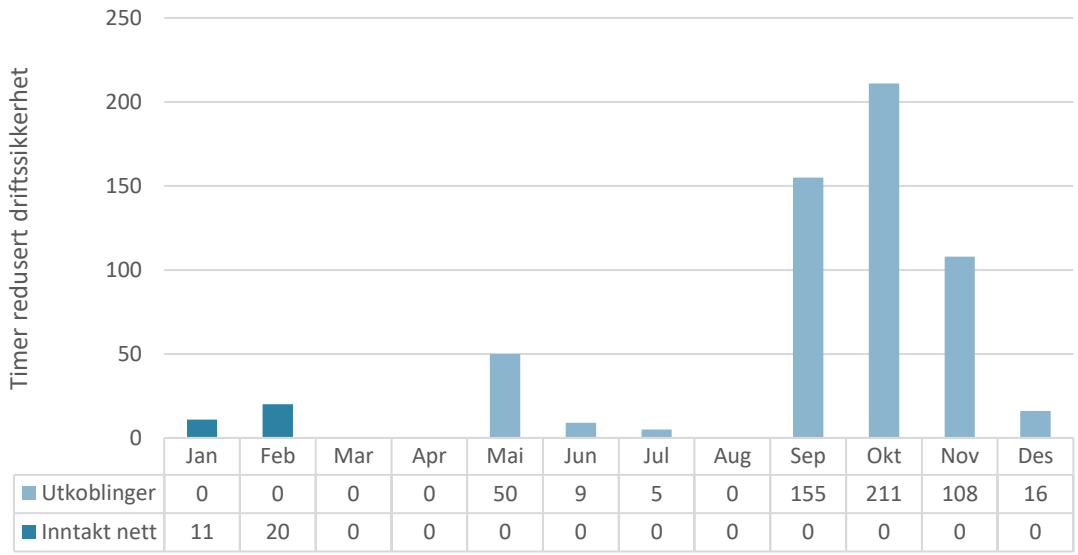
Det er foretatt tilsvarende undersøkelse for 132 kV nettet i Nordland som forsyner Vesterålen, Lofoten og Harstad by. Oversikten viser antall timer der 132 kV linjene har hatt for liten kapasitet til å oppfylle N-1 driftssikkerhet.

Nettet har vært uforandret de siste 5 årene og det er svært lite lokal produksjon. Det ble derimot idriftsatt SVC-anlegg i Sortland i 2015. Dette gir klar bedring av spenningsforhold og grensen for akseptabel driftssikkerhet har økt.

Figuren under viser at det i 2019 med intakt nett har vært 31 timer med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet. Denne forbedringen skyldes blant annet den nye Ånstadblåheia vindpark på Sortland.

Utkobling av 132 kV linjer medførte 554 timer med redusert driftssikkerhet på høsten. Dette er mer enn foregående år, og skyldes ny stasjon i Skjomen og omlegging av alle tre linjeavgangene.

De kommende årene vil det også komme flere omfattende prosjekter som krever utkoblinger i denne regionen.

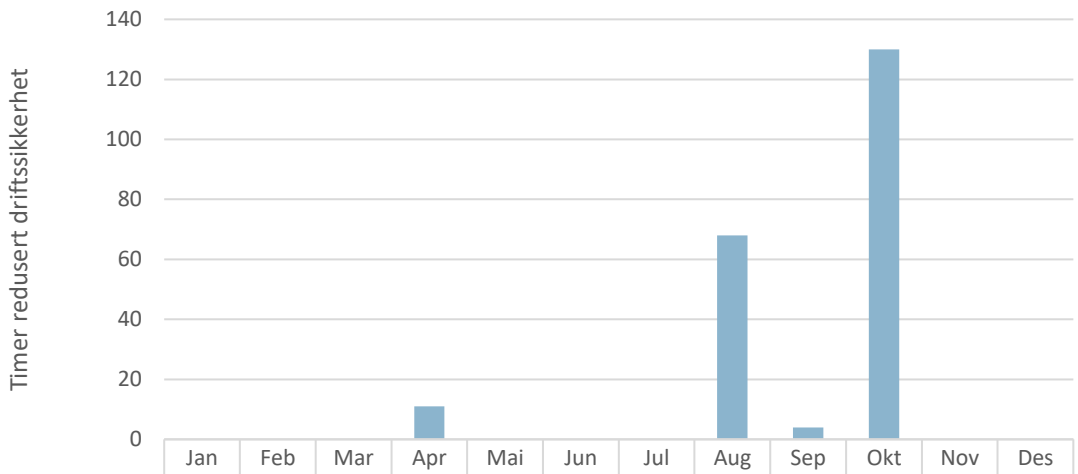


Figur 5 Antall timer redusert driftssikkerhet for Lofoten, Vesterålen og Harstad.

2.4.2.3 Finnmark

I tillegg til Lofoten/Vesterålen/Harstad er det Finnmark som historisk har hatt redusert driftssikkerhet i Nord-Norge. I 2019 ble det med intakt nett ikke registrert høyere overføring fra Troms til Finnmark enn gjeldende N-1 kapasitet. Dette var også situasjonen i 2015-2018.

Det er registrert 213 timer N-0 drift på grunn av planlagte utkoblinger. Dette er mindre enn i de tre siste årene. Det meste skyldes utkoblinger i forbindelse med ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen.



	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Utkoblinger	0	0	0	11	0	0	0	68	4	130	0	0
Inntakt nett	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figur 6 Antall timer redusert driftssikkerhet for Finnmark.

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.

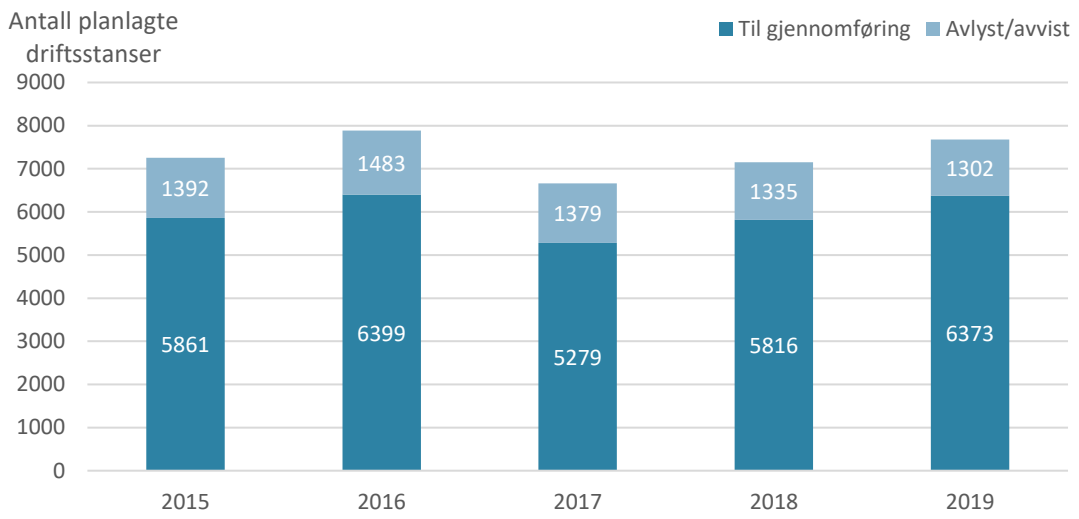
- Ny 300 kV forbindelse fra Steinsland til Haugsvær og Lindås har bedret forsyningssikkerheten til Bergen.

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 systemansvarlig planlagte driftsstanser i regional- og transmisjonsnett som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer. Driftsstanser som får konsekvenser for andre konsesjonærer i kraftsystemet, kan ikke iverksettes uten godkjenning fra systemansvarlig.

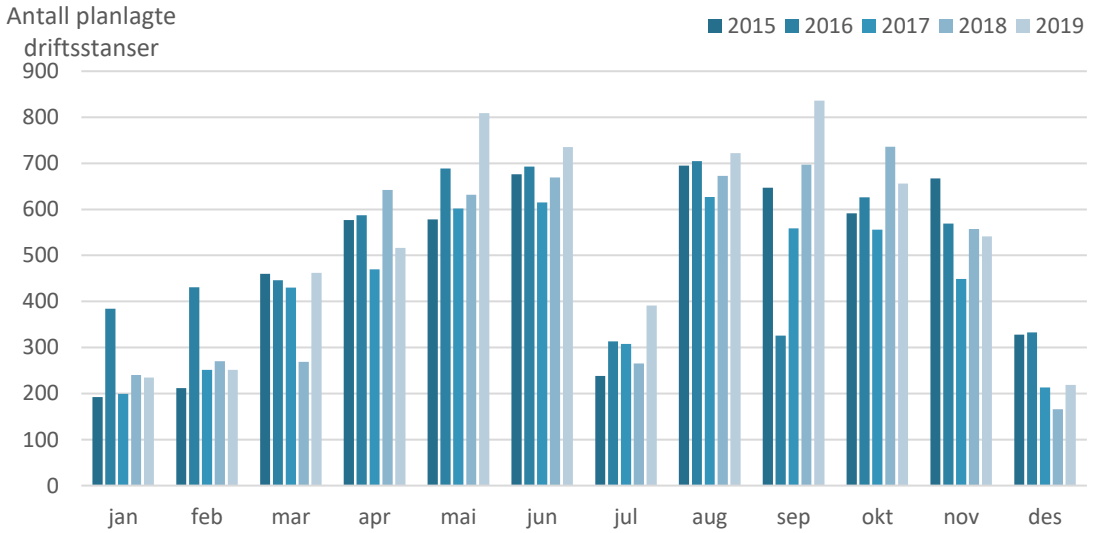
2.5.1 Statistikk for planlagte driftsstanser i 2019

Figur 7 viser antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig de siste fem årene. Sammenligner man med tidligere år er utviklingen i antall driftsstanser jevnt økende. Til sammen ble det meldt inn 7 675 driftsstanser i 2019. Av disse ble 1 302 avlyst eller avvist, mens 6 373 ble gjennomført. Antallet refererer til antall anleggsdeler ikke antall planer. En plan kan omfatte flere anleggsdeler.



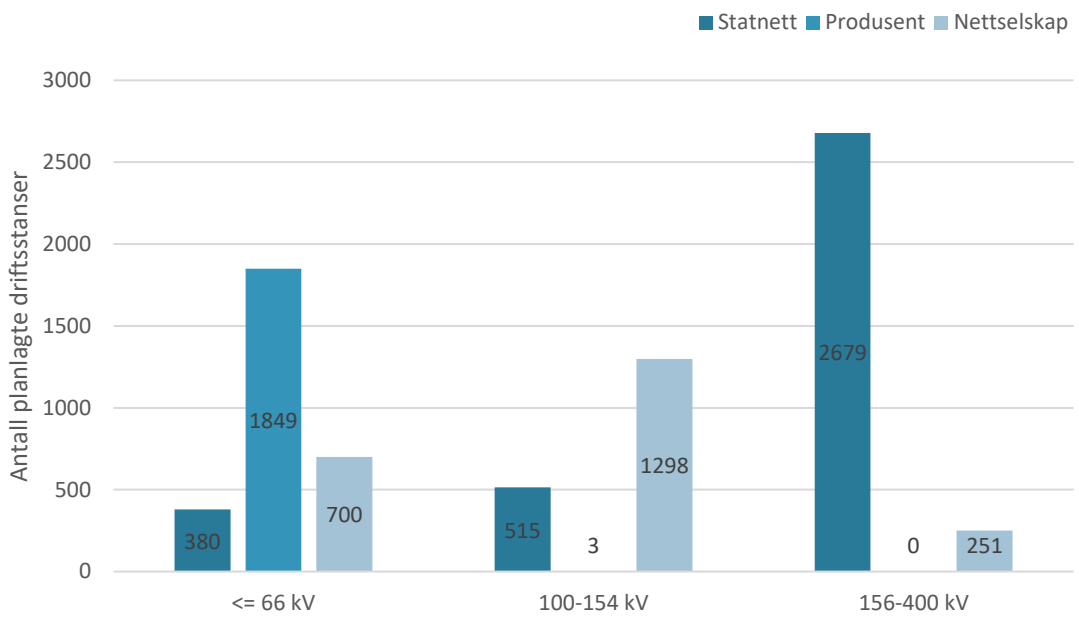
Figur 7: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.

Figur 8 viser en fordeling av driftsstanser i 2019 per måned. Fra oversikten ser man at det var betydelig mindre aktivitet på vinterstid og i juli sammenlignet med resten av året, noe som er gjentagende hvert år. Mest sannsynlig skyldes dette ferieavvikling, men høy lynaktivitet kan også være en årsak. Årsfordelingen i 2019 er relativt lik som tidligere år. Systemansvarlig forklarer i sin rapportering at aktiviteten for de lavere spenningsnivåene er generelt jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene. Driftsstanser på 66 kV og lavere omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg og ledninger og stasjoner hos andre konsesjonærer.



Figur 8: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.

Figur 9 viser en oversikt over planlagte driftsstanser fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen. Oversikten viser at Statnett sto for de fleste driftsstanser på de høyeste spenningsnivåene, men de hadde også noe aktivitet på lavere nivåer. Produsenter initierte driftsstanser i hovedsak på spenningsnivåer under 66 kV.



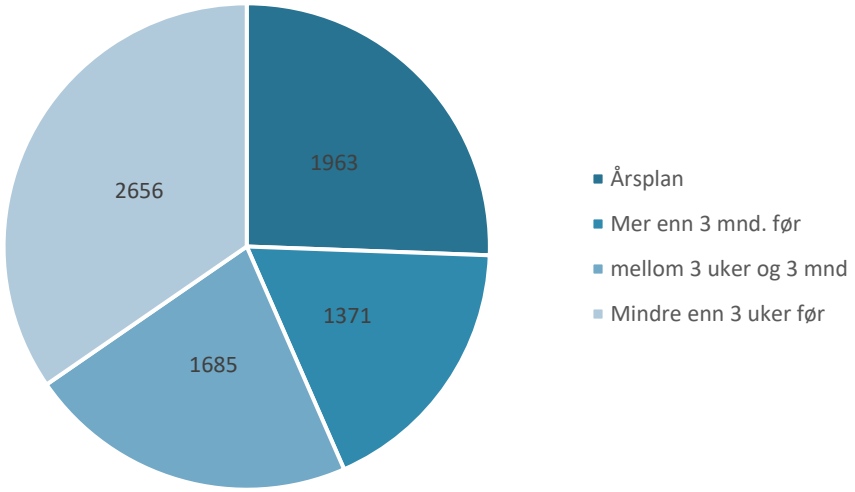
Figur 9: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2019 fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen.

2.5.2 Utvikling av og arbeid med koordinering av planlagte driftsstanser

Behov for driftsstanser i transmisjonsnettet skal rapporteres til systemansvarlig innen 1. september hvert år. Innen 1. januar setter systemansvarlig opp en årsplan for alle kommende driftsstanser. Løpende rapportering av planlagte driftsstanser skal meldes til systemansvarlig minst tre måneder før planlagt utkoblingstidspunkt. 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 sent tillates kun ved uforutsett nødvendig feilretting. Med implementering av nytt EU-regelverk ble fristen for innmelding av planlagte driftsstanser for 2019 i transmisjonsnettet endret fra 1. oktober til 1. september.

På lik linje med 2018 rapporterer systemansvarlig at de arbeider med å forbedre verktøy for innmelding og behandling av planlagte driftsstanser. Systemansvarlig forventer at en løsning for dette vil gi store samfunnsøkonomiske gevinster i form av redusert utkoblingstid, økt overføringskapasitet og bedre forsyningssikkerhet. Systemansvarlig har også en forventning om mer effektiv rapportering og samordning ved at de tydeliggjør gjeldene krav og frister i de nye retningslinjene til systemansvarsforskriften § 17 som vil være gjeldene fra 1. juli 2020.

I 2019 ble 2 656 driftsstanser meldt inn mindre enn tre uker før planlagt oppstart. Dette er omtrent like mange som i 2018. I rapporteringen fra systemansvarlig beskriver de at det kun er et fåtall av disse man anser som uforutsette og forårsaket av feilretting. 301 innmeldte planer ble avvist av systemansvarlig. Figur 10 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristene og antall søknader mottatt etter fristene.



Figur 10: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.

2.6 Koblingsbilder

I henhold til systemansvarsforskriften § 16 kan systemansvarlig fatte vedtak om koblingsbilder i regional- og transmisjonsnettet. Systemansvarlig fatter 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.

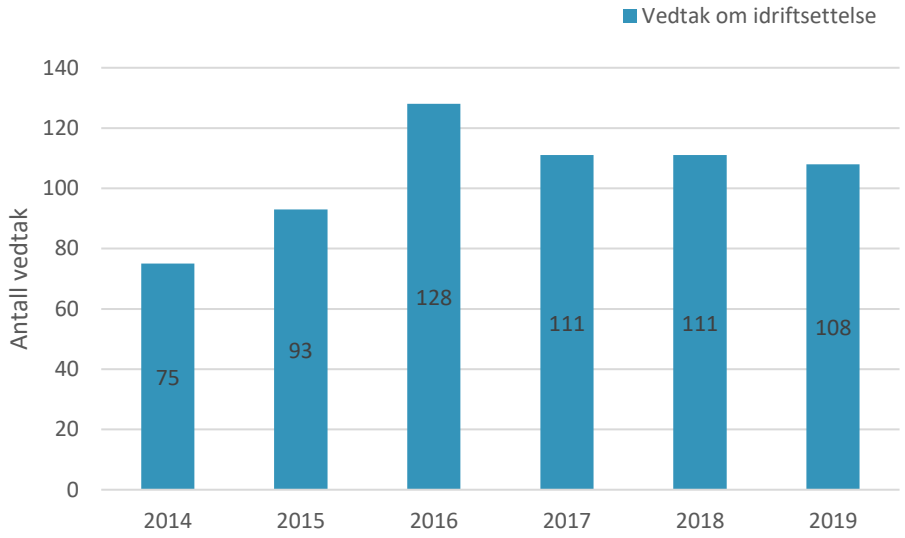
I 2019 etablerte Statnett som systemansvarlig fem nye faste koblingsbilder i henhold til systemansvarsforskriften § 16.

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 områdekonsesjonærene 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.

Figur 11 viser en oversikt over antall saker de seks siste årene der systemansvarlig har fattet vedtak om idriftsettelse. I 2019 fattet systemansvarlig vedtak i 108 saker som omhandlet nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg. Alle anleggene er tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet, i tillegg til produksjonsanlegg i distribusjonsnett når disse kan ha vesentlig

betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller transmisjonsnettet. Systemansvarlig stilte ikke ytterligere funksjonskrav til noen anlegg utover det som er beskrevet i systemansvarlig sin veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) [10].



Figur 11: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig. Systemansvarlig har ikke stilt ytterligere funksjonskrav til noen av anleggene utover det som er beskrevet i FIKS.

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 i Fosweb.

Systemansvarlig benytter kraftsystemdata til fastsettelse av overføringsgrenser, koordinering av driftsstanser og oppfølging av anleggenes funksjonalitet i kraftsystemet. I tillegg brukes dataene som grunnlag for investeringsanalyser i Statnett og i konsesjonsbehandling hos NVE. 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 Energilovforskriften[10] 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 i innrapporteringsløsningen Fosweb. Frist for konsesjonærer å legge til manglende data gikk ut i 2018. I løpet av 2019 har de aller fleste fullført sin rapportering. Ved årsskiftet 2019/2020 var det 7 konsesjonærer som fortsatt hadde mangler i sin rapportering.

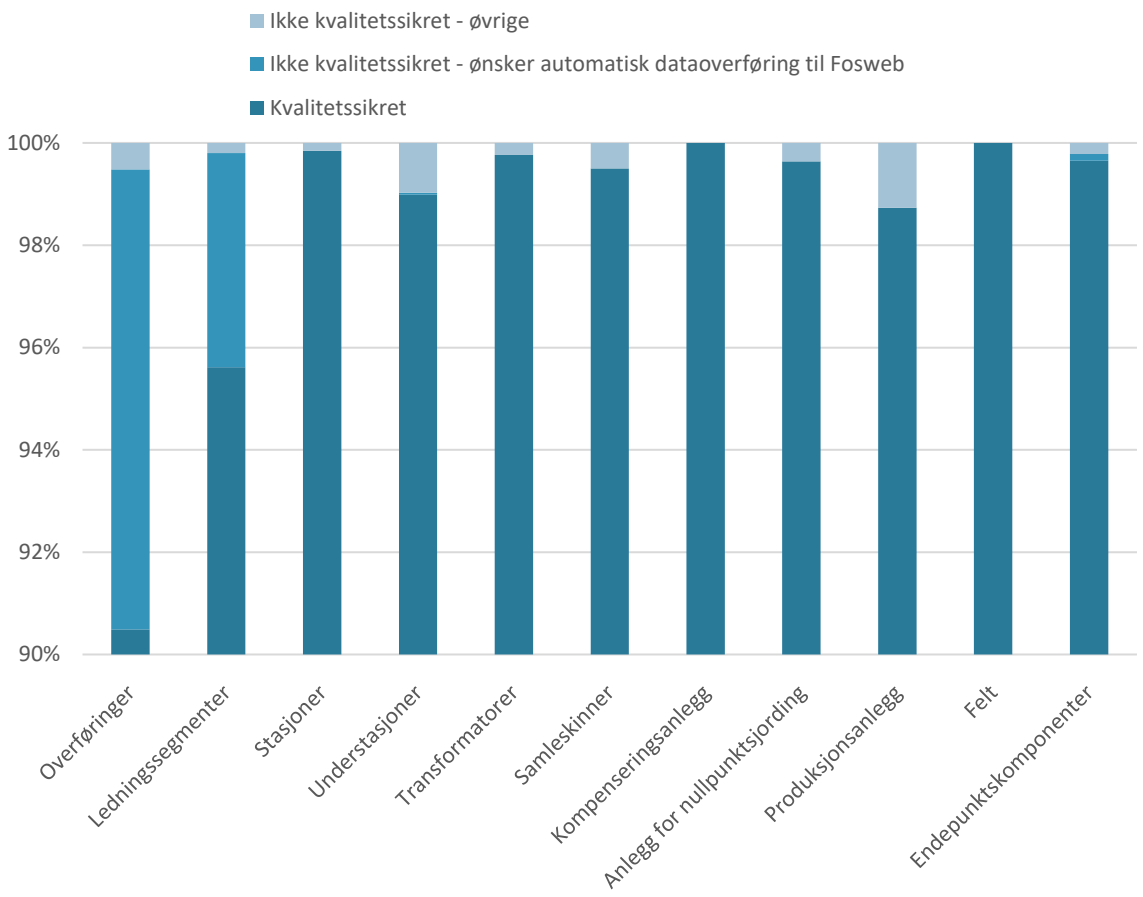
[10] https://lovdata.no/forskrift/1990-12-07-959/§6-1

Statnett jobber med ytterligere forbedringer av Fosweb. Det jobbes blant annet for å automatisere innmeldingen av data, dette kalles 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

Andelen kvalitetssikret kraftsystemdata økt betraktelig mellom 2017 og 2018, og andelen økte ytterligere i 2019. Status for arbeidet med kvalitetssikring av eksisterende anlegg ved årsskiftet 2019/2020, fremkommer av Figur 12.

Per årsskiftet 2019/2020 er det mulig å benytte Autofos for enkelte komponenttyper (stasjon, felt, overføring, ledningssegmenter, brytere og strømtransformator). Det pågår arbeid med å implementere gjenstående komponenttyper.



Figur 12 Status kvalitetssikring av kraftsystemdata for Fosweb per årsskiftet 2019/2020. Merk at akse begynner på 90 prosent.

2.8.3 Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet

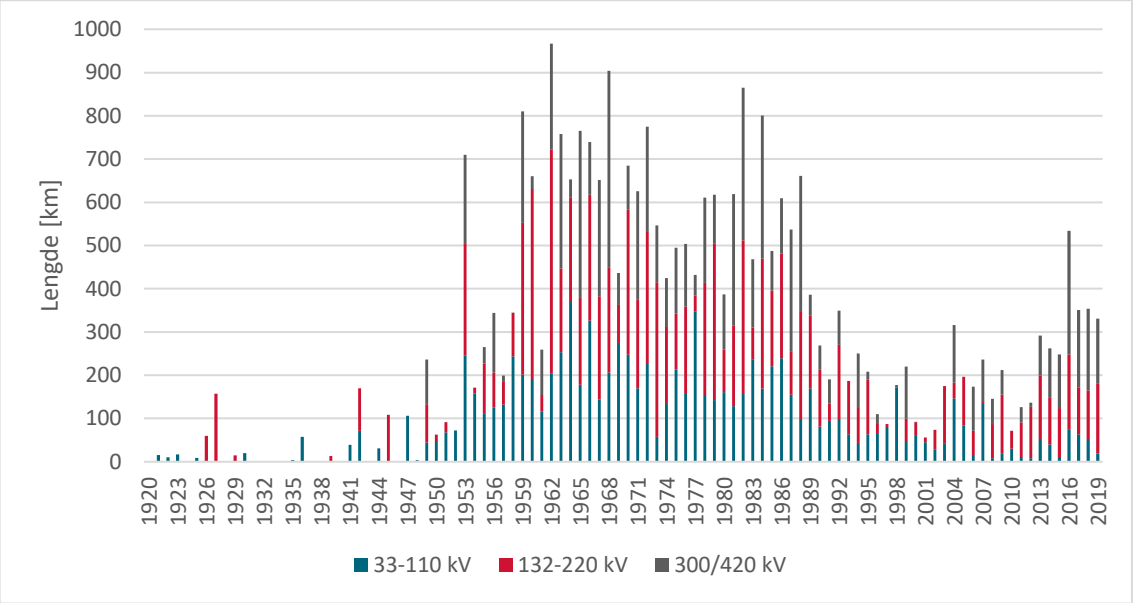
Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet (33-420 kV) er hentet fra NVEs database. NVE har krevd innrapportering av denne type data fra konsesjonær siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988. Fra 2007 har konsesjonærene rapportert inn data for idriftsatte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

systemansvarlig 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

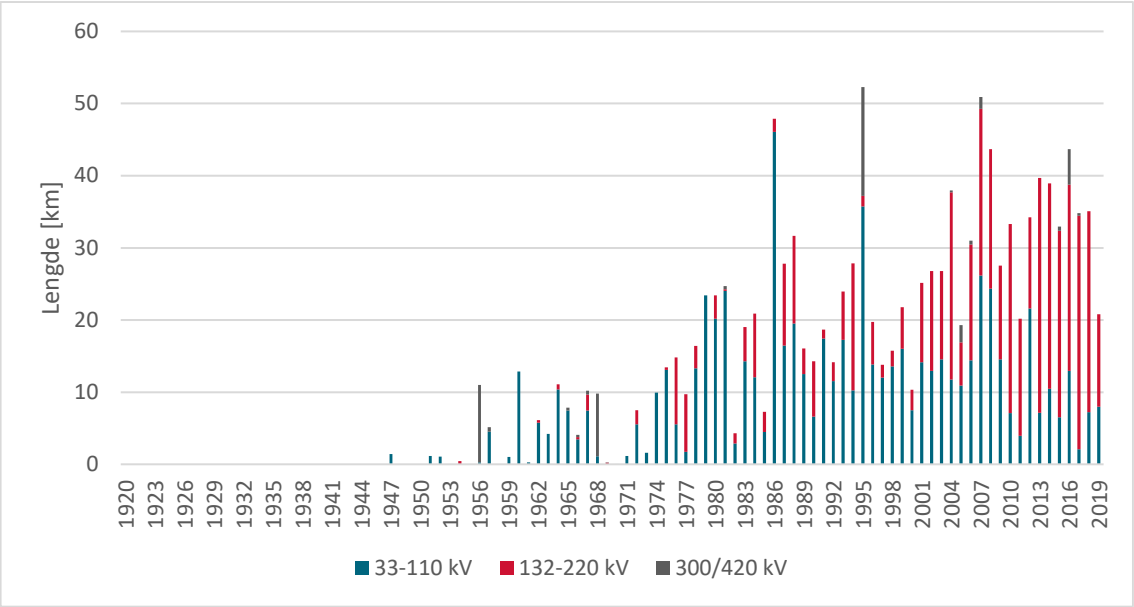
Endringen i aldersfordeling er ikke kun som følge av utskiftning av eksisterende komponenter, men vil også være avhengig av økt registering og økt kvalitetssikring gjennom Fosweb og hos NVE. Andelen kvalitetssikring har økt betrakting de siste årene. Per årsskiftet 2019/2020 er over 90 prosent av alle de ulike komponenttyper kvalitetssikret.

Figurene nedenfor viser også 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. Energilovforskriften[11] setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskapenes overholdelse av bestemmelsen, se Kapittel 7.

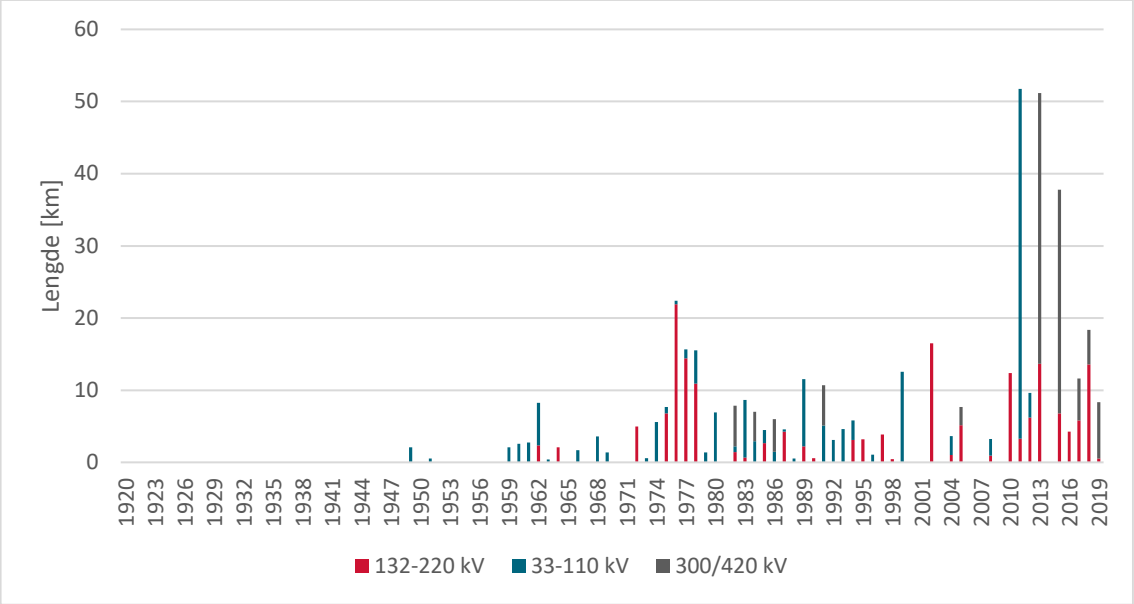


Figur 13 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnettet.

[11] https://lovdata.no/forskrift/1990-12-07-959/§3-5

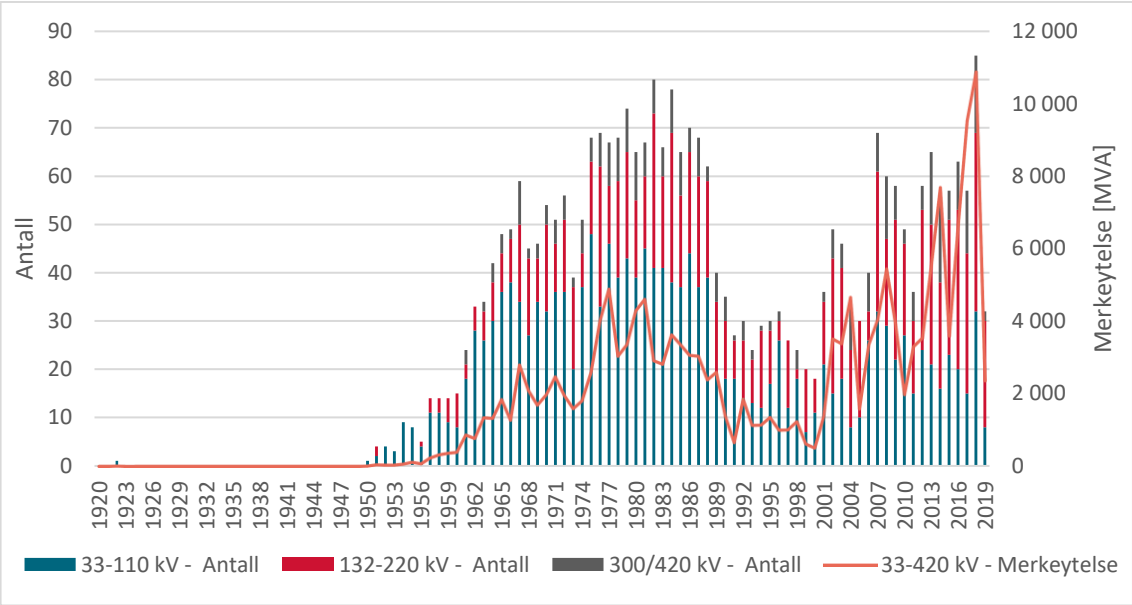


Figur 14 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnettet .



Figur 15 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet[12].

[12] Utlandsforbindelser eller forbindelser til sokkelen er ikke inkludert.



Figur 16 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse 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[13] defineres som en automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

En driftsforstyrrelse 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[14]

Nettselskapene registrerer og rapporterer årlig avbruddsdata til RME. Avbruddsdataene gir informasjon om utviklingen i antall og varighet av avbrudd som sluttbrukere opplever. Nettselskapene registrerer alle feil og avbrudd i FASIT-systemet[15]. Obligatorisk rapportering av avbrudd som skyldes hendelser i høyspentnettet ble gradvis innført fra 1995.

RME utarbeider årlig avbruddsstatistikk basert på innrapporterte data fra nettselskapene[16]. Det gis med jevne mellomrom også ut statistikk over leveringspåliteligheten i Europa[17], hvor de ulike landenes leveringspålitelighet sammenlignes.

3.1.1 Leveringspålitelighet over tid

Figur 17 viser utviklingen av leveringspåliteligheten i Norge fra 1999 til 2019. I 2019 var leveringspåliteligheten nasjonalt 99,991 %, som er det høyeste for perioden. Dette kan blant annet henge sammen med at det var få store hendelser gjennom året.

---

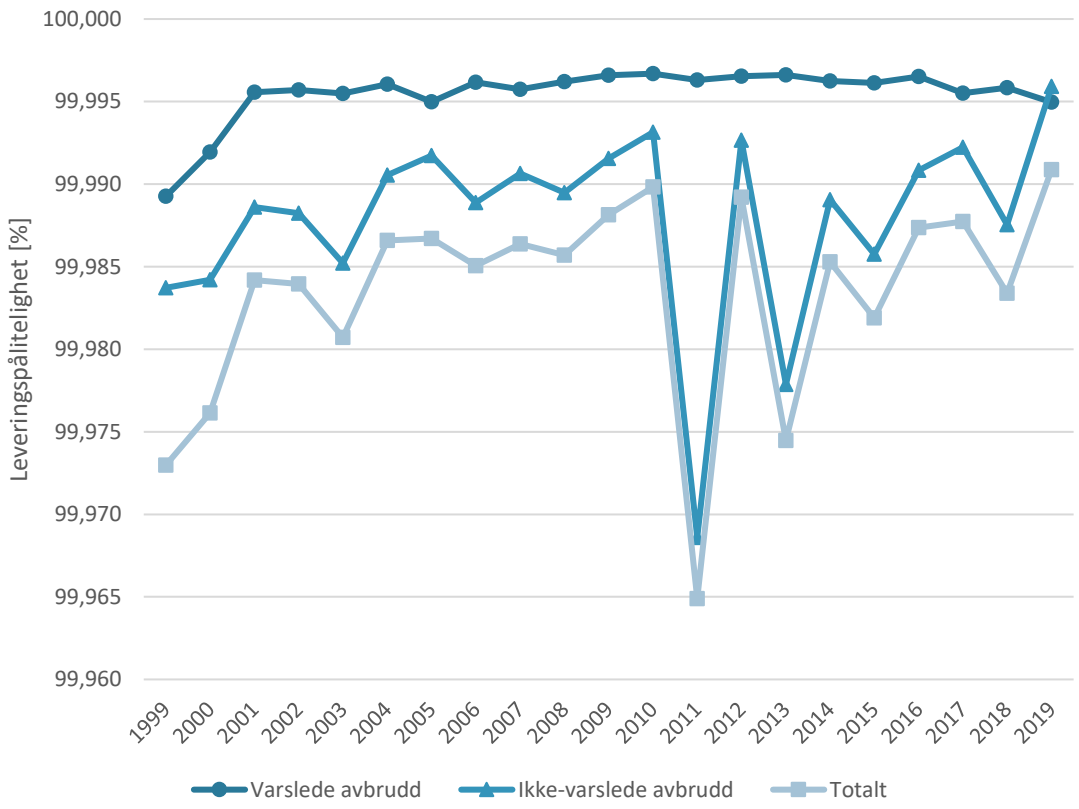
[13] Definisjon av driftsforstyrrelse er gitt i leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 10.

[14] På grunn av nytt rapporteringsformat for avbruddsstatistikk i 2019, er verdiene for leveringspålitelighet som er oppgitt i denne rapporten foreløpige. Datagrunnlaget er basert på innrapportert avbruddstatistikk for 2/3 av nettselskapene i Norge, hvor flere store selskaper ikke er representert. Når endelige verdier er klart, blir dette publisert på RMEs nettsider.

[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 Avbruddstatistikk, tilgjengelig på www.reguleringsmyndigheten.no - Avbruddsstatistikk

[17] CEER – Benchmarking Report on Electrical Quality of Supply, tilgjengelig på www.reguleringsmyndigheten.no – Avbruddsstatistik.



Figur 17: Leveringspålitelighet for årene 1999-2019 (langvarige avbrudd > 3 minutter).[18]

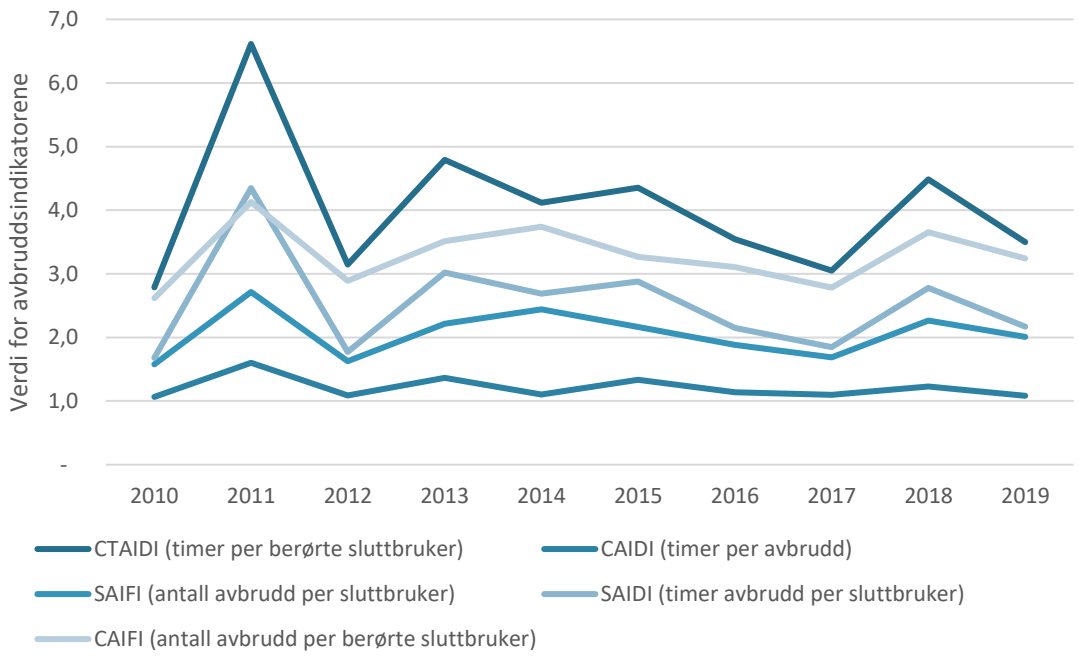
Siden 1999 har leveringspåliteligheten nasjonalt vært godt over 99,96 %. Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspåliteligheten på landsbasis. Dette kan man se på flere av årene mellom 2011 og 2015. Generelt er det flere faktorer enn uvær og lastforhold som kan påvirke leveringspåliteligheten. I 2001 innførte NVE KILE[19]-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 18 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] Tallene for leveringspålitelighet for 2019 er basert på tall fra 2/3 av nettselskapene.

[19] Kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi.

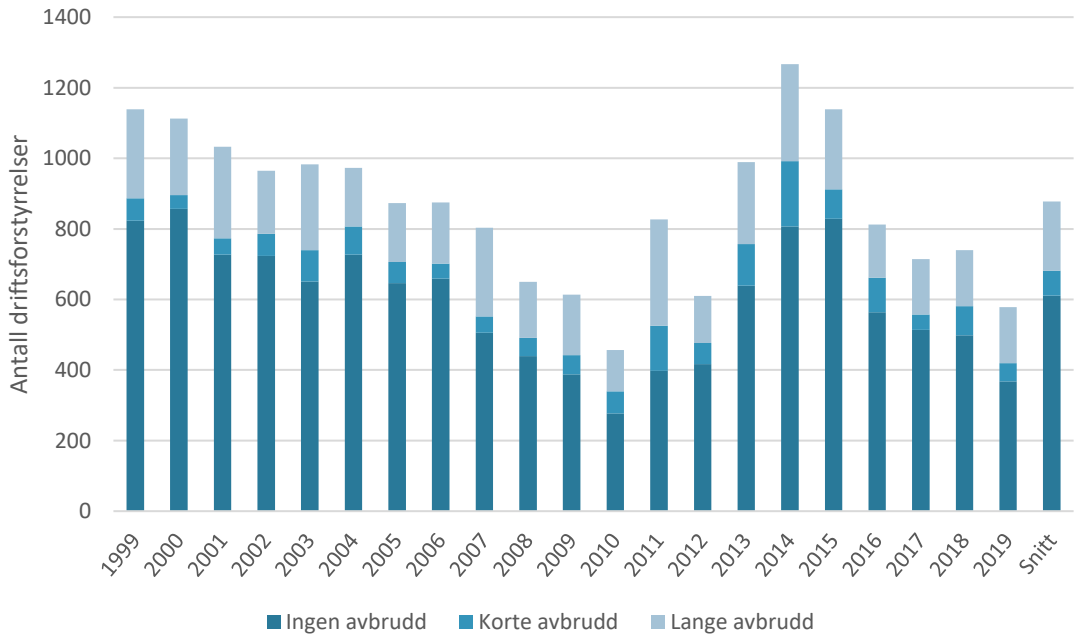


Figur 18: Avbruddsindikatorer for årene 2010-2019. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, > 3 minutter.

I 2019 opplevde hver sluttbruker nasjonalt i snitt 0,29 varslede langvarige avbrudd og 1,72 ikke-varslede langvarige avbrudd.

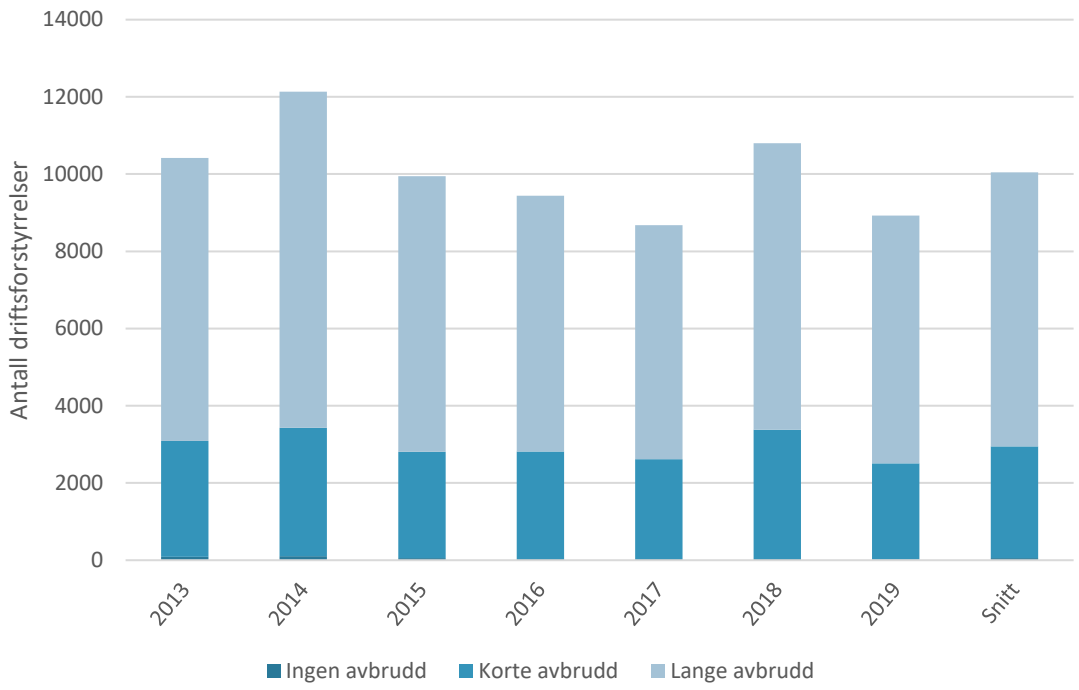
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

Figur 19 viser historisk utvikling for antall driftsforstyrrelser fordelt på varighet på avbrudd i regional- og transmisjonsnettet. I 2019 var det 578 driftsforstyrrelser på disse nettnivåene, hvorav omtrent 36 % medførte avbrudd.



Figur 19: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1999 - 2019 fordelt på varighet av avbruddet.

I 2019 var det 8 922 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnettet. 99,7 % av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd, som vist i Figur 20. Totalt antall avbrudd er lavere enn fjoråret, men på nivå med 2016 og 2017.

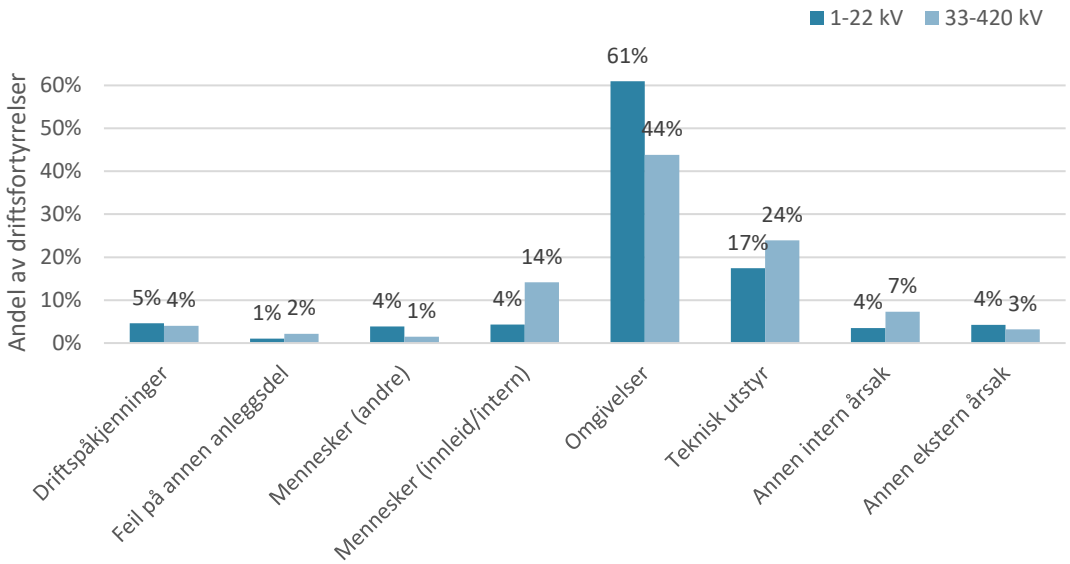


Figur 20: Antall driftsforstyrrelser 1-22 kV i perioden 2013 - 2019 fordelt på varighet av avbruddet.

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. Enkelthendelser i regional- og transmisjonsnettet vil kunne føre til store mengder ikke-levert energi i forhold til enkelthendelser i distribusjonsnettet. Konsekvensene av enkeltfeil på høye spenningsnivå vil variere med hvor og når de inntreffer. 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 21 viser hovedårsak for driftsforstyrrelser i 2019. I FASIT-systemet registreres driftsforstyrrelsers utløsende årsak under kategoriene driftspåkjenninger, feil på annen anleggsdel, mennesker, omgivelser, teknisk utstyr, tidligere feil og andre interne- og eksterne årsaker. Omgivelser var kategorien som førte til flest avbrudd i 2019. 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.

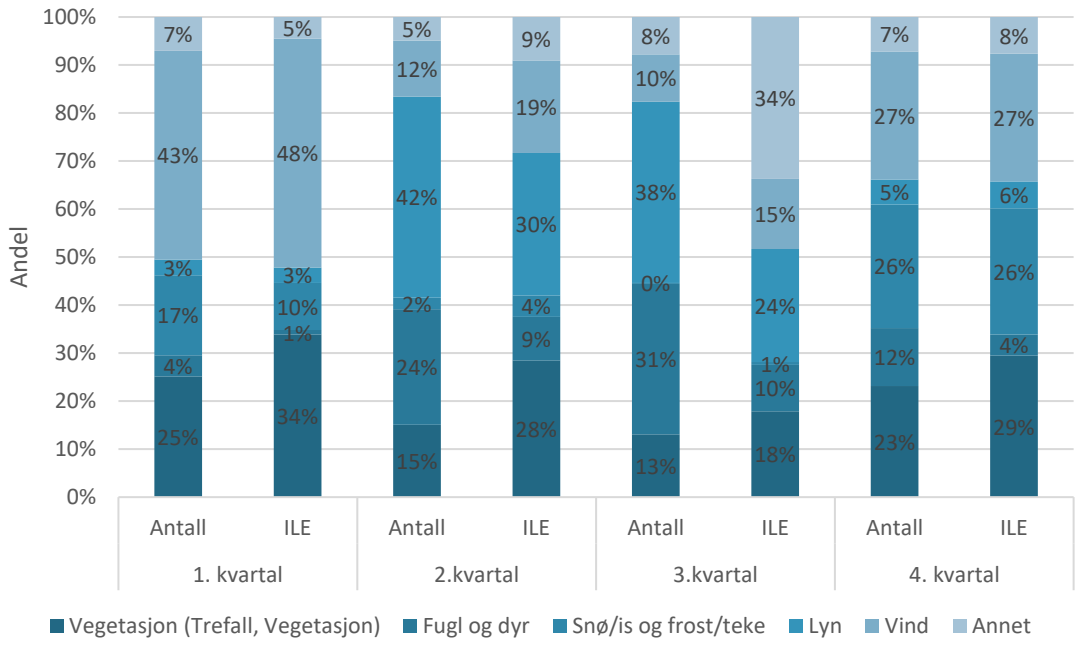


Figur 21: Årsak til driftsforstyrrelser i 2019 fordelt på underkategorier. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av totalt antall driftsforstyrrelser. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33-420 kV).

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 22 er årsakskategorien omgivelser tatt ut og fordelt på underkategorier. Figuren viser en kvartalsvis oversikt over andel driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) for de ulike

kategoriene gjennom 2019. Både driftsforstyrrelser som har og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten.



Figur 22: Andel driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1-420 kV for hvert kvartal i 2019.

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 kobles inn 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.

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.

I 2019 ble det rapportert inn 24 uønskede hendelser. NVE fikk inn færre innrapporterte hendelser i 2019 enn tidligere år. Dette kan skyldes at 2019 har vært et roligere år enn de foregående, men det kan også skyldes at rapporteringsplikten etter kraftberedskapsforskriften § 2-6 ikke er fullt ut overholdt.

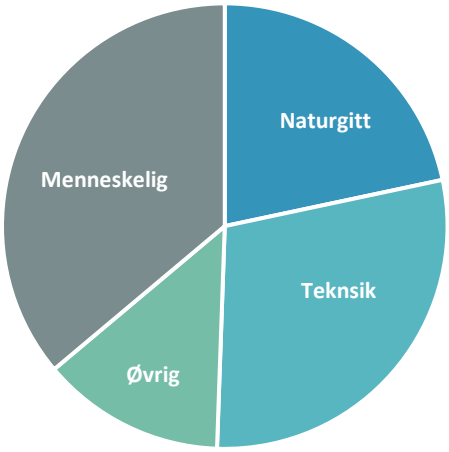
For 2019 vil NVE spesielt trekke frem følgende hendelser:

- En sentral leverandør i kraftbransjen ble erklært konkurs i 2019. Hendelsen var en påminnelse om behovet for å sikre eierskap til digitale data. Dersom dataene ikke er eid av virksomheten, så vil de inngå i konkursboet og kunne bli solgt videre. Denne risikoen kommer i tillegg til risiko for at leverandør bruker virksomhetens data til å forbedre egne tjenester eller til markedsføring. NVE viser til IKT-sjekklisten ved tjenesteutsetting og anskaffelser.
- Snøskred på kraftledningsmast i transmisjonsnettet: Linjen var utkoblet i 20 dager i januar og medførte en mer sårbar forsyningssituasjon. En midlertidig løsning sørget for full forsyning etter 20 dager, men ny permanent mast måtte monteres på sommeren.
- Cyberangrep mot Hydro: Dette var en hendelse som ikke berørte kraftforsyningen, men Hydros øvrige produksjon. NVE ønsker likevel å nevne denne hendelsen, som et eksempel på alvorlige konsekvenser av cyberangrep og viktigheten av å følge kravene i kraftberedskapsforskriften kapittel 6 og 7 om informasjonssikkerhet og beskyttelse av driftskontrollsystem.

Figur 23 viser en grov kategorisering av 180 uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2016-2019. I kategorien menneskelig er godt over halvparten tilsiktede handlinger, som hærverk, innbrudd, og IKT skadevare, men inkluderer også ikke-tilsiktede menneskelige feilhandlinger. I kategorien naturgitt finner vi større feil- og avbruddshendelser på grunn av vind, snø og tordenvær. Den vanligste årsaken til større avbruddshendelser er trefall på kraftledninger på grunn av vind og tung snø. Kategorien teknisk svikt omfatter hendelser både i elektrisitets- og fjernvarmeanlegg. Noe over en tiendedel er øvrige årsakskategorier, disse er ikke spesifisert ytterligere. Denne typen kategorisering av hendelser er en forenklet fremstilling av årsaker til at uønskede hendelser oppstår. Alle uønskede hendelser oppstår på grunn av et samspill av flere faktorer som kan være menneskelige, tekniske og organisatoriske, i tillegg til naturgitte betingelser som værforhold.

I 2019 ble det publisert en tilstandsvurdering av forsyningssikkerhet og beredskap i kraftforsyningen[20].

[20] http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_10.pdf



Figur 23 Grov kategorisering av hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2016-2019.

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.

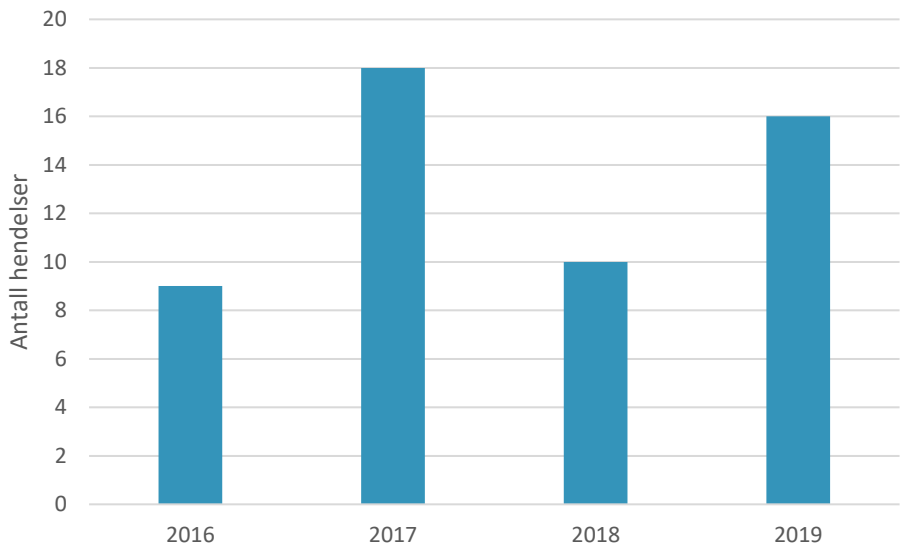
Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et «siste skanse»-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige tilgjengelige løsninger allerede er utnyttet. Dette virkemiddelet er viktig fordi det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå avbrudd.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

I 2019 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 større tilfeller av separatdrift som følge av feiltilstander i 2019, det vil si at separatområdene ikke har vært planlagt på forhånd. Figur 24 viser oversikt over antall tilfeller av separatdrift rapportert av Statnett de siste årene.



Figur 24 Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.

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:

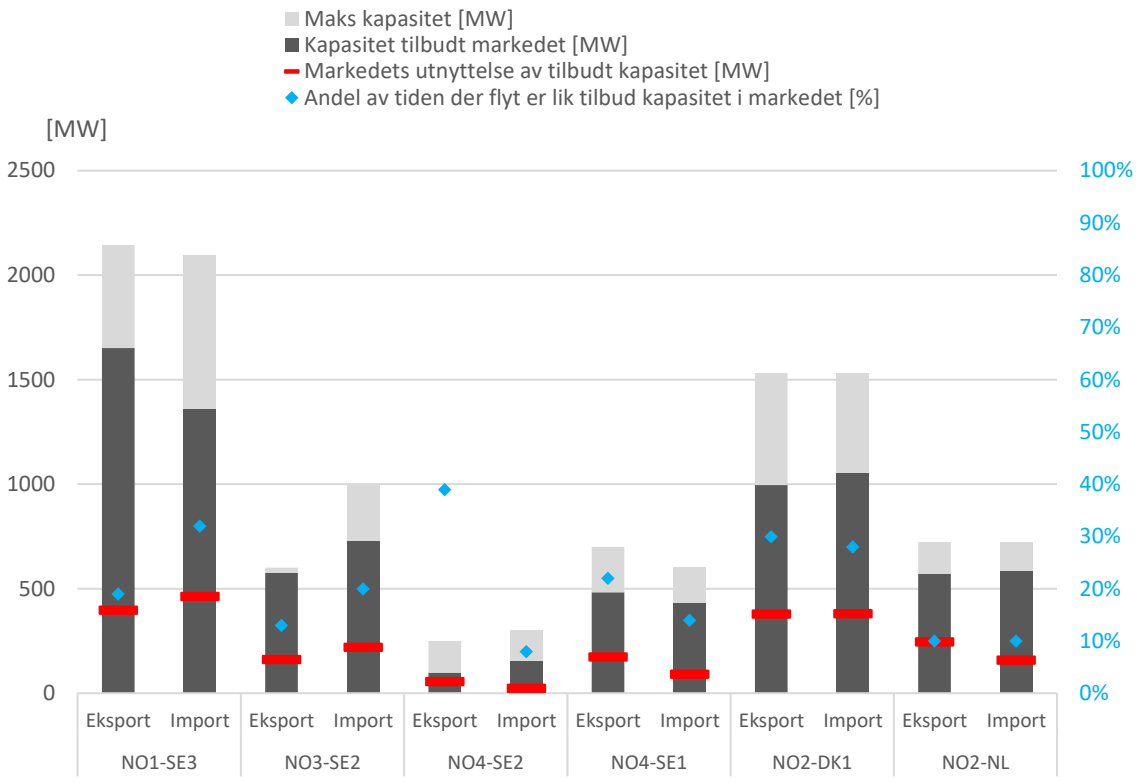
- NO1-SE3: Maksimal overføringskapasitet bestemmes av stabilitetsforhold som oppstår ved spesifikke enkelutfall av forbindelsene tilknyttet Hasle trafostasjon. Systemvern med produksjonsfrakobling benyttes som et virkemiddel for å øke overføringskapasiteten.
- NO2-NO1: Utfall av en Oslofjordsforbindelse 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 2019 er presentert i «*Rapport fra systemansvarlig*» [2].

Under er årsak til reduserte handelsgrenser og tilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2019 listet opp og redegjort for i korte trekk per grense:

- *NO2-NL*: NorNed var utilgjengelig i store deler av februar pga. feil i Feda stasjon. Gjennom året har det vært flere lange perioder med redusert kapasitet grunnet feil på Nederlandsk side. Utkoblet for planlagt vedlikehold i uke 40.
- *NO2-DK1:* Tre lengre perioder med redusert kapasitet pga. kabelfeil på SK4: februar, august og oktober/november. SK4 er nå tilgjengelig, men med redusert kapasitet på forbindelsen. Jevnlig redusert fra mars til oktober pga. planlagt vedlikehold på forbindelsen eller andre forbindelser i NO2.
- *NO1-SE3:* Flere driftsstanser på norsk og svensk side reduserte kapasiteten i perioden april til oktober. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.
- *NO3-SE2*: Importkapasiteten har vært redusert jevnlig fra mars til oktober grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side. Eksportkapasiteten redusert i juni grunnet planlagte driftsstanser i 420 kV nettet i NO3.
- *NO4-SE1*: Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Jevnlig redusert frem til november grunnet planlagte utkoblinger i 420 kV nettet i NO4.
- *NO4-SE2:* Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Redusert i mai og juni grunnet planlagt utkobling på 220 kV forbindelsen mot Sverige. Jevnlig redusert frem til november grunnet planlagte utkoblinger i 420 kV nettet i NO4.
- *NO4-NO3*: Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Redusert i mai og juni grunnet planlagt utkobling på 220 kV forbindelsen mot Sverige og andre linjer i NO4. Ellers redusert pga. planlagte utkoblinger i NO4.
- *NO2-NO1:* Redusert flere perioder gjennom året pga. planlagt driftsstans i 420 kV nettet rundt Kvilldal stasjon.
- *NO5-NO1*: Redusert i juni og august pga. planlagte driftsstanser i 420 kV nettet i NO5.
- *NO2-NO5*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO1A-NO1:* Lite redusert.
- *NO5-NO3:* Redusert pga. planlagte driftsstanser i 420 kV nettet mellom Sogndal og Ørskog. Ellers redusert innenfor normalt variasjonsområde og periodevis låst kapasitet pga. prognosert flyt mot prisretning.

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for likestrøms- og vekselstrømsforbindelsene samlet var omtrent 70,8 % for eksport og 68,5 % for import i 2019. Kapasitetens tilgjengelighet i gjennomsnitt per handelskorridor er gitt i Figur 25 og Tabell 1.

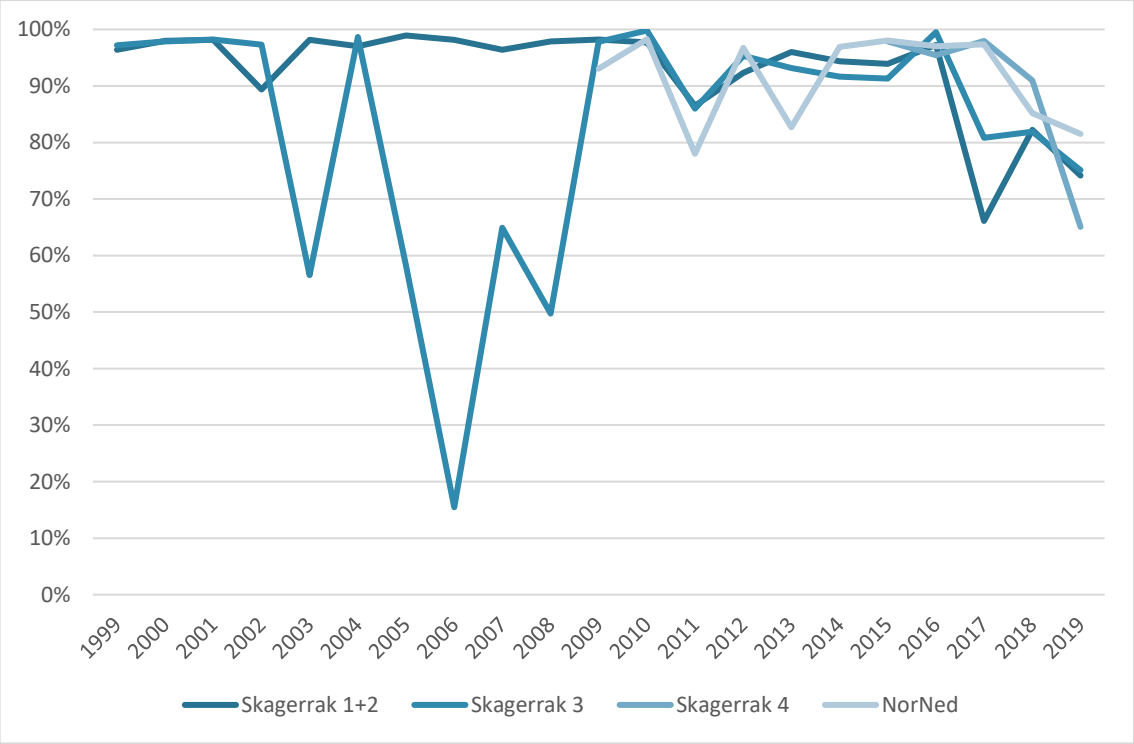


Figur 25: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2019

Tabell 1: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2019.

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	77 %	24 %	2095	65 %	34 %
NO3-SE2	600	96 %	28 %	1000	73 %	30 %
NO4-SE2	250	39 %	57 %	300	51 %	15 %
NO4-SE1	700	69 %	36 %	600	72 %	21 %
NO2-DK1	1532	65 %	38 %	1532	69 %	36 %
NO2-NL	723	79 %	43 %	723	81 %	27 %

Figur 26 viser en oversikt over tilgjengelighet på likestrømskablene fra 1999 til 2019 for Skagerak 1 og 2, Skagerak 3, Skagerak 4 og NorNed.



Figur 26: 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 ± 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 tidsrommet man har frekvensavvik. Frekvensavvik kan blant annet føre til økte mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokker 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. Dette er fortsatt måltallet de opererer med. I SO GL[21] er det fastsatt et øvre tak for frekvensavvik på 15 000 minutter per år.

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 har i 2019 jobbet med å konkretisere modellen og utforme en ny nordisk systemdriftsavtale, som skal legges frem for reguleringsmyndighetene for godkjenning.

Figur 27 viser utviklingen i antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet. Frekvenskvaliteten har hatt en negativ utvikling de siste 15 årene, men ligget relativt stabilt siden 2010. Forholdene som har påvirket dette er nærmere beskrevet i kapittel 10 i «*Rapport*

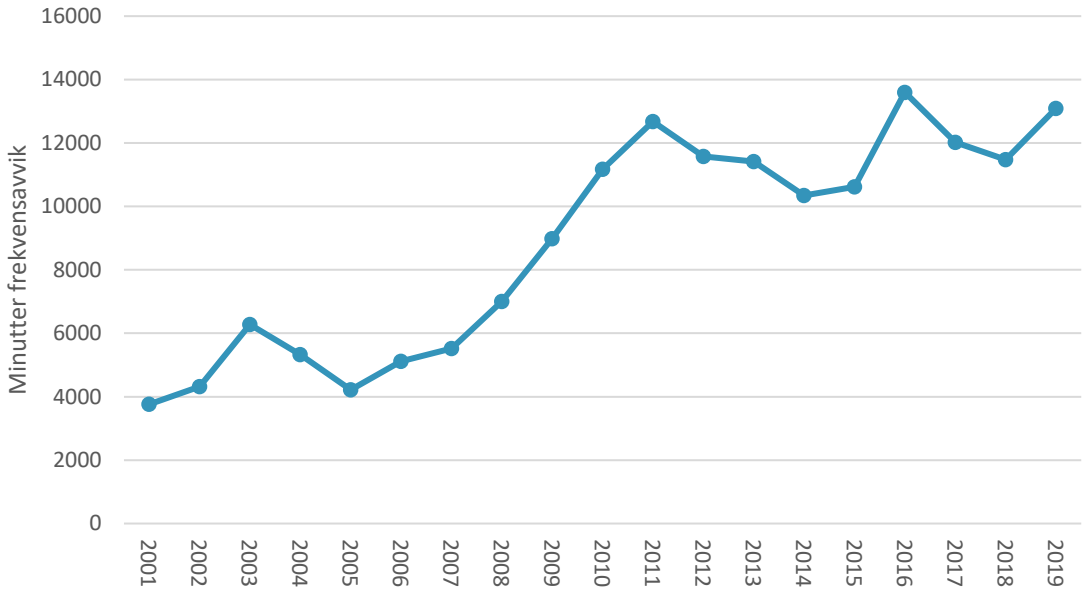
[21] Kommisjonsfordning om etablering av en retningslinje for systemdrift (System Operation Guideline (SO GL). http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN

fra systemansvarlig» [2]. Der er det også en oversikt over gjennomførte og pågående tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten.

I 2019 ble det registrert 13 090 minutter med frekvensavvik. Fra 2016 har det vært en nedgang i antall minutter med frekvensavvik, men i 2019 økte dette igjen. Størrelsen er litt over antallet i 2011, samtidig som det er under toppåret 2016. Et av tiltakene som fremheves av systemansvarlig er at de nordiske TSOene i løpet av de siste årene jevnlig har økt anskaffelsen av aFRR. Det virker imidlertid som om driverne bak frekvensavviket har hatt større innvirkning i motsatt retning enn bruken av aFRR som virkemiddel for å redusere frekvensavviket.

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 fortsette å presse frekvenskvaliteten. Statnett som systemansvarlig rapporterer i tillegg at mange flaskehalser ut av Norge bidrar til at balanseregulering blir mindre effektiv.

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. Det samme har lastvariasjon på Skagerrak-kablene, som er forskjøvet med et kvarter i forhold til timesskift, og NorNed som er forskjøvet med 10 minutter.



Figur 27: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2019. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.

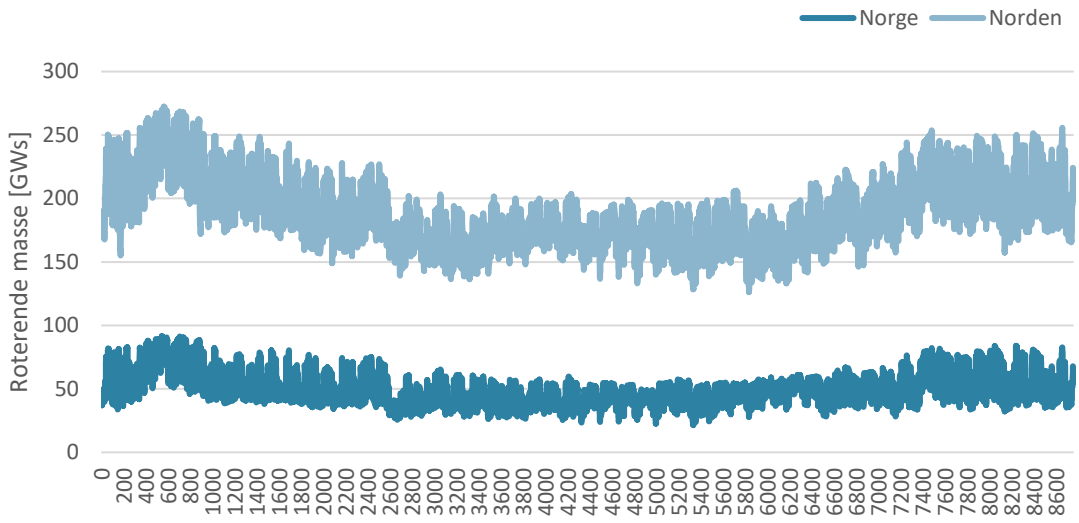
4.2 Roterende masse (inertia)

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 28 viser timesverdier for den totale mengden roterende masse i det nordiske synkronområdet i løpet av 2019. 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 utfall[22]. Laveste mengden roterende masse i Norden var på 126,4 GWs i 2019, mens den i Norge var på 22 GWs.

Figur 28 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 28: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2019.

4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet

Den nominelle spenningen til en nettkomponent er spenningen komponenten er betegnet eller identifisert ved[23]. 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, såkalte overspenninger. 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 begrensninger[24]. Systemansvarlig kan sette krav til nye anlegg eller ved en endring av eksisterende anlegg som er i eller tilknyttet disse nettnivåene. I systemansvarlig sin veileder til funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) [10] er det beskrevet krav til spenninger og varigheter som Statnett som netteier 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 skal kontinuerlig håndtere driftsspenninger opp til 300 kV og 420 kV. Kravene reguleres av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB).

---

[22] Største dimensjonerende utfall er Oskarshamn 3 på 1450 MW.

[23] Leveringskvalitetsforskriften § 1-4(29) / Forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 1-5

[24] Systemansvarsforskriften § 15

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 2019 totalt vært 1 452 520 minutter med spenning over 301 og 421 kV i henholdsvis 300- og 420 kV nettet. Det ble videre registrert 124 tilfeller der spenningen var over 305 kV og 425 kV i mer enn 20 minutter.

I antall minutter har det nesten vært en tredobling siden fjoråret, mens det er i overkant av en firedobling i registrerte hendelser på mer enn 20 minutter. Dette er en betraktelig økning og skyldes i hovedsak større ombygginger og reinvesteringer med tilhørende revisjoner. Ombygginger, blant annet i Vestre Korridor, og endringer i koblingsbilder flere steder i region sør som har gjort reaktive komponenter midlertidig utilgjengelige, nevnes av systemansvarlig som de viktigste årsakene. Flere reaktive komponenter, blant annet en større reaktor, har blitt satt i drift for å bedre spenningsforholdene.

I region nord var det i 2019 totalt 7 006 minutter med spenningsoverskridelser over 301 og 421 kV. Dette er en halvering fra året før. I region nord har det også blitt satt nye reaktorer i drift i 2019.

4.4 Nasjonal database for spenningskvalitet

I motsetning til frekvens påvirkes spenningen i hovedsak av lokale forhold. Alle nettselskap skal ha én eller flere spenningskvalitetsmålere i eget høyspentnett. Målepunktet skal dekke nettselskapets karakteristiske nettområder. Den kontinuerlige registreringen skal blant annet danne grunnlag for statistikk i nettselskapenes egne anlegg og brukes til informasjonsformål for egne nettkunder.

Krav til rapportering av utvalgte spenningskvalitetsdata ble innført 1. januar 2014. Ved å samle spenningskvalitetsmålingene i en felles database kan nasjonal statistikk og trender for spenningsforstyrrelser som kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger, korttids- og langtidsintensitet av flimmer og total harmonisk forvrengning hentes ut. Spenningskvalitetsdatabasen gjennomgår en modernisering, der hensikten er å tilrettelegge for automatisk innrapportering og gjøre spenningskvalitetsdataene tilgjengelig for konsesjonærene. Dette åpner for at spenningskvalitetsdataene, ved siden av rene statistikkformål, også kan benyttes til feilanalyse og drift ved at konsesjonærene får tilgang til oppdaterte spenningskvalitetsmålinger i andres nett. Endringer i leveringskvalitetsforskriften og systemansvarsforskriften ble vedtatt 1. november 2019 som ledd i å gjennomføre moderniseringen. Dette er ytterligere beskrevet i kapittel 6. Forskriftsendringene innebærer konkret at plikten til å rapportere spenningskvalitetsdata er flyttet fra leveringskvalitetsforskriften til systemansvarsforskriften.

5 Systemtjenester og flaskehalsinntekter

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 2019.

5.1 Samlede systemansvarskostnader

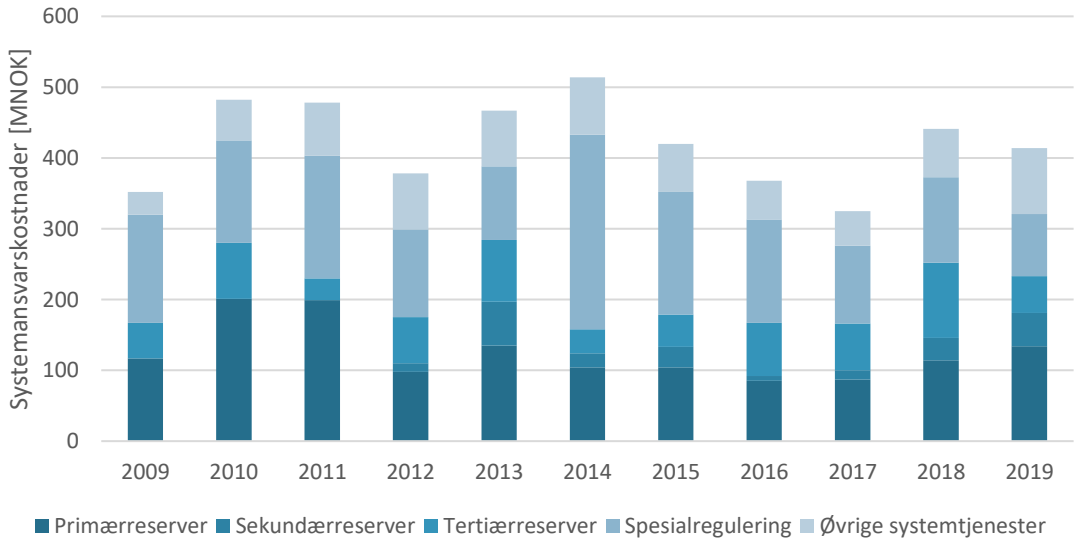
Generelt varierer systemansvarskostnadene med den hydrologiske sitasjonen hvert år, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak.

I Tabell 2 og Figur 29 er det gitt en oversikt over systemansvarskostnader for tjenester systemansvarlig har betalt for per år fra 2009 til 2019. Kostnadene for 2019 er like over gjennomsnittet av perioden med 414 MNOK, og er noe redusert sammenliknet med 2018. Utgifter til tertiærreserver er den største reduksjonen fra 2018. Systemansvarlig forklarer dette med at vinteren 2019 ikke ble like lang og kald som i 2018. Det fremgår også av Tabell 2 at det er noe variasjon fra 2018 for de ulike tjenestene, dette vil bli nærmere beskrevet i kommende delkapitler.

I tillegg til kostnadene i Tabell 2 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 denne utviklingen vil fortsette i årene fremover.

Tabell 2: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2009 - 2018.

ANSKAFFET SYSTEMTJENESTE/ RESERVE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Primærreserver	117	201	199	98	135	104	104	85	87	114	134
Grunnleveranse	22	25	25	24	30	21	21	21	21	19	21
Marked	98	190	200	84	147	103	130	87	105	164	162
Salg	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49
Sekundærreserver				12	62	20	29	7	13	32	47
Tertiærreserver	50	79	31	65	87	34	46	75	66	106	52
Spesialregulering	153	145	173	124	104	275	173	146	110	121	88
Systemvern	4	6	4	9	13	9	13	11	15	16	49
Produksjonsflytting	5	19	10	9	9	5	4	7	7	13	6
Produksjonsglatting							6	10	9	17	14
Energiopsjoner	9	19	48	35	30	28	20	5	-	-	-
Reaktiv effekt	13	17	7	3	6	6	4	6	6	6	7
Omberamming av planlagte revisjoner	1	0	1	1	2	1	1	1	2	8	4
Netto kjøp av balanse- og effekkraft	0	-4	5	22	19	32	20	15	10	8	13
Totalt	**352**	**482**	**478**	**378**	**467**	**514**	**420**	**368**	**325**	**441**	**414**



Figur 29: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2009 - 2019.

5.2 Systemtjenester og effektreserver

Avsnittende under gir en mer detaljert beskrivelse av bruk av og betaling for systemtjenester i 2019. Nærmere beskrivelse av de enkelte systemtjenestene ligger i vedlegg 1.

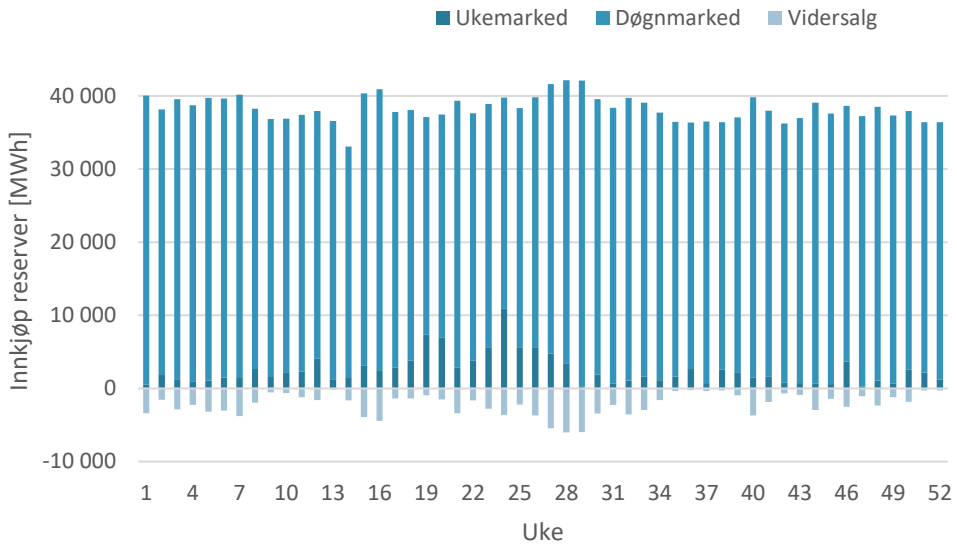
5.2.1 Primærreserver

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 den hydrologiske situasjonen 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 134 MNOK i 2019. Dette er en kostnadsøkning sammenliknet med 2018 og de foregående årene. Denne økningen skyldes lavere eksport og et lavere produksjonsnivå sammenliknet med 2018. Systemansvarlig forklarer at ettersom tilsiget lå et stykke under medianen i første halvdel av sommeren 2019 var det et lavt kjøreønske blant produsentene. Mot slutten av sommeren økte tilsiget, noe som bidro til økt produksjon og eksport. Man lå med andre ord mot hvert av de tidligere nevnte ytterpunktene av den hydrologiske situasjonen, noe som driver kostnadene opp.

I Figur 30 er gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke i 2019 presentert. Systemansvarlig 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 2.

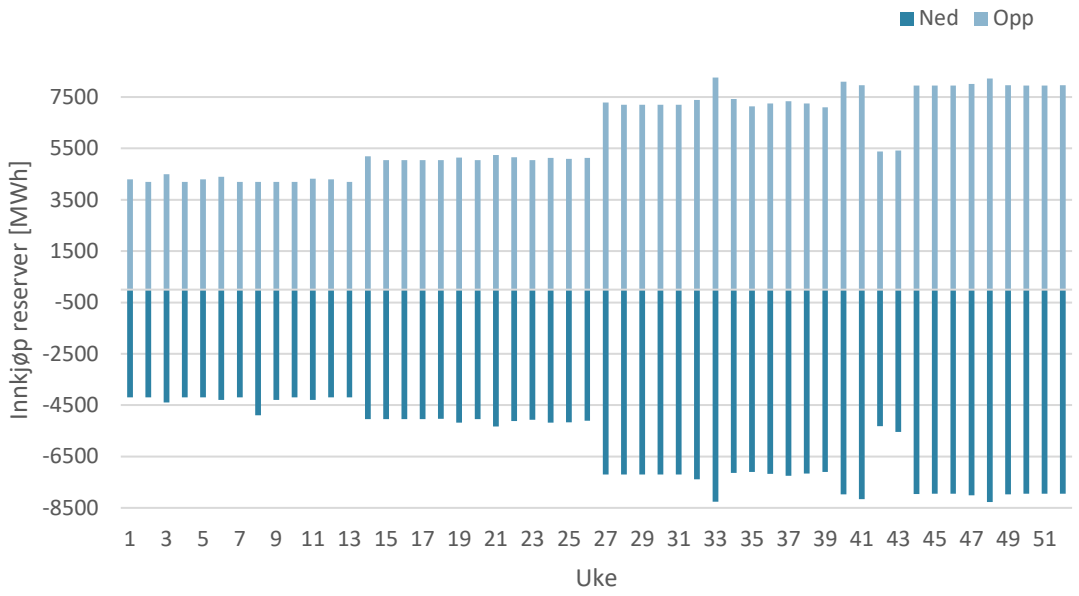


Figur 30: Innkjøp av primærreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2019.

5.2.2 Sekundærreserver

Sekundærreserver (aFRR) 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. I 2018 ble det for første gang anskaffet sekundærreserver gjennom hele året. I 2019 har kostnadene knyttet til sekundærreserver nesten doblet seg sammenliknet med 2018. Denne økningen kan forklares ved at det i 2. halvår ble en økning i innkjøpt volum, både gjennom antall timer og mengde reserver. De Nordiske TSOene ble enige om å øke aFRR kapasiteten fra 2. halvår 2019. Dette ble gjort ved å øke antall timer i døgnet, og uken, med tilgjengelig kapasitet, samt å øke kapasiteten i noen av periodene, særlig morgentimer. Økningen i 2019 og økningen fremover gjøres for å forsøke å bedre frekvenskvaliteten og forberede til nytt nordisk balanseringskonsept. Dette var vært en ventet utvikling da det er et marked som blir brukt mer, og det forventes at bruken, og dermed kostnadene vil øke de kommende årene.

I Figur 31 er innkjøp av sekundærreserver for ukene i 2019 presentert.



Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver i MWh per uke i 2019.

5.2.3 Tertiærreserver

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.

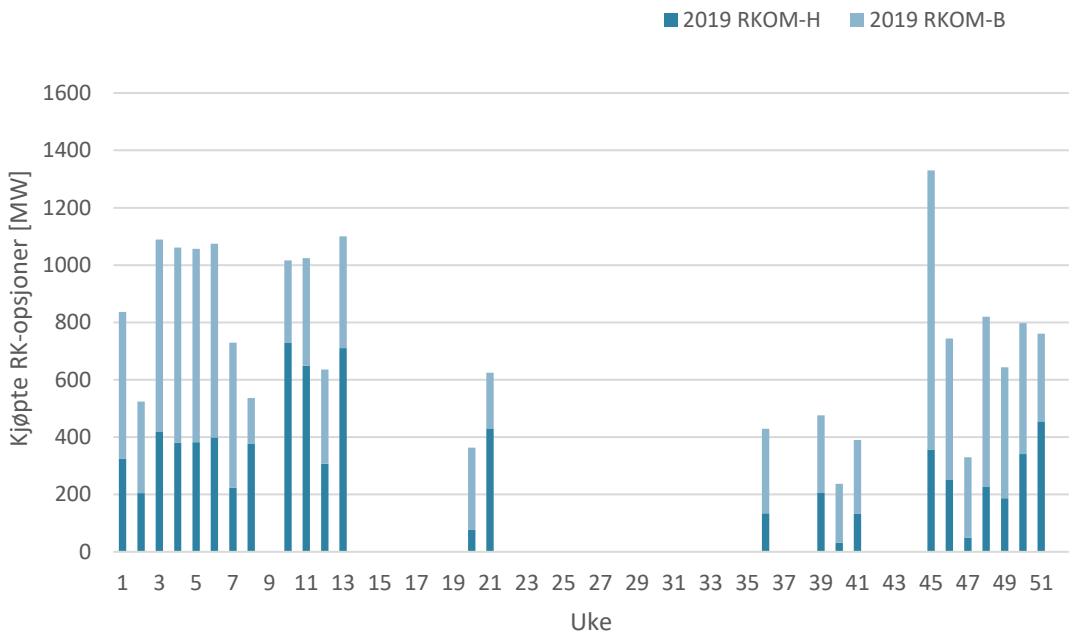
I RK aktiveres tertiærreserver. Aktiverte bud skal levere i henhold til budvolum og være fullt aktiverte innen 15 minutter fra bestillingstidspunktet. Minstevolumet for bud er 10 MW, og både produksjons- og forbruksenheter kan delta i markedet. RKOM er delt inn i to ulike produkter, RKOM-H og RKOM-B. 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 52 MNOK i 2019. Tabell 2 viser at denne kostnaden er redusert fra toppåret 2018, og ligger samtidig lavere enn snittet for perioden.

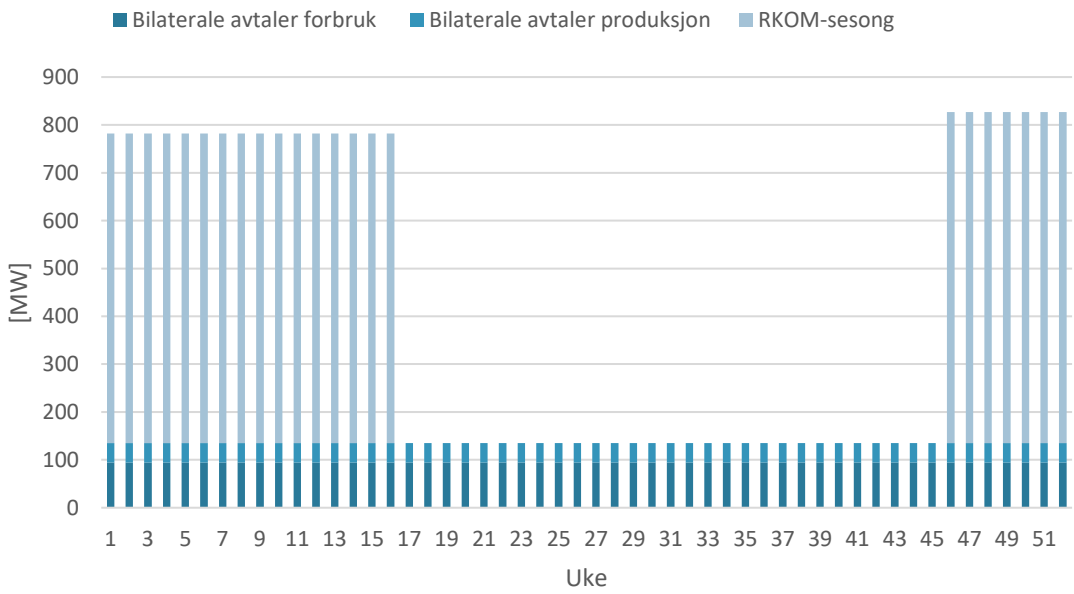
Systemansvarlig forklarer de lave kostnadene ved at 2019 var et varmt og vått år. I tillegg var både kraftproduksjon og kraftforbruk i Norge på omtrent 133 TWh, som vil si at det var ca. like mye eksport som import i Norge i 2019. Sammenlikner man dette med 2018 hadde man 10 TWh netto eksport. Kostnadene knyttet til tertiærreserver påløper som regel mellom mars og november, men de seneste årene har man sett at sesongen for tertiærreserver har blitt forlenget på grunn av økt eksport. De kommende årene vil eksportkapasiteten øke, og man forventer dermed at kostnadene ved sikring av disse reservene vil øke.

5.2.3.1 Innkjøp i RKOM

I Figur 32 og Figur 33 er innkjøp i RKOM på ukes- og sesongbasis presentert for 2019.



Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner i MW på dagtid fordelt ukesvis for 2019. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B.



Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner for sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2019. Figuren skiller på bilaterale avtaler for forbruk og produksjon.

5.2.3.2 Aktører og fordeling av volum i reservemarkedene

Tabell 3 og Tabell 4 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 2018 har det vært lite endring i antall deltagere i reservemarkedene i 2019.

Tabell 3: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2019. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.

AKTØRER	RKOM-SESONG	RKOM-UKE	RK
Produksjon	5	10	27
Forbruk	4	14	5
Produksjon og forbruk	1	1	3

Tabell 4: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B i 2019.

AKTØRER	RKOM-SESONG	RKOM-UKE	RK
PRODUKSJON	28 %	57 %	97 %
FORBRUK	72 %	43 %	3 %
	100 %	**100 %**	**100 %**
RKOM-H	28 %	65 %	-
RKOM-B	72 %	35 %	-
	100 %	**100 %**	-

5.2.4 Systemvern

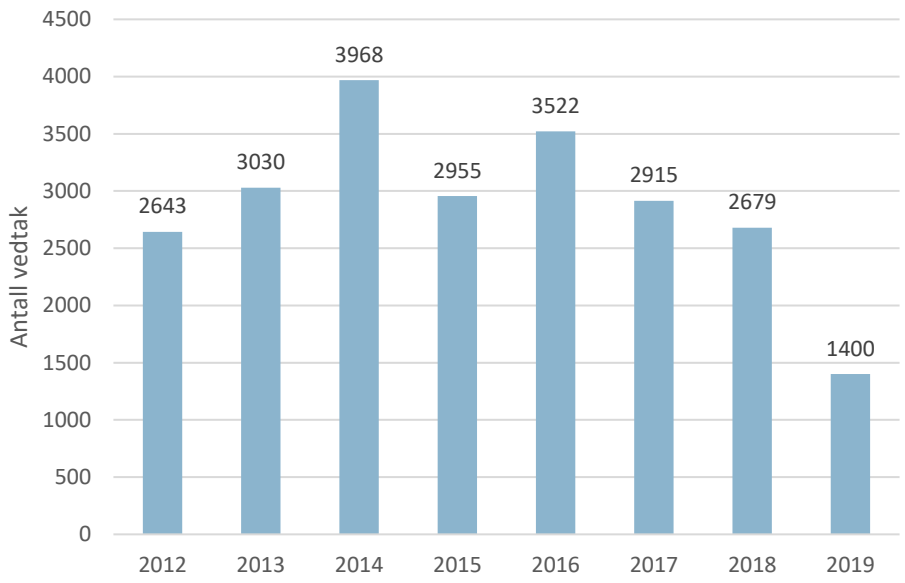
Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og transmisjonsnettet[25]. Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Det vil si systemansvarlig skal dekke kostnader ved installasjon, drift, vedlikehold og avinstallasjon av vern og sambandsløsninger. Hvis utløsning av systemvernet innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnadene for de som kobles ut dekkes. Antall systemvern har de siste årene økt, noe som medfører at kostnadene vil kunne øke i årene som kommer.

Totale kostnader for systemvern i 2019 var 49 MNOK, mot 16 MNNOK i 2018. Systemvernskostnadene i 2019 var på det høyeste nivået gjennom perioden vist i Tabell 2.

Figur 34 viser antall aktiveringer av systemvern systemansvarlig har pålagt konsesjonærene fra 2012 til 2019. I 2019 påla systemansvarlig 1 400 aktiveringer. Dette er en markant nedgang sammenlignet med 2018, og er det laveste antall aktiveringer for perioden.

Systemansvarlig forklarer at det store flertallet av endringer på systemvern skyldes behov for å øke eksportkapasitet, noe de sikrer ved å aktivere systemvern med produksjonsfrakobling (PFK). Behovet avhenger blant annet av utveksling og tilgjengelig handelskapasitet. I perioder med stabil utveksling er det ikke nødvendig å endre på systemvernstatus, mens i perioder med varierende utveksling må systemvern aktiveres/deaktiveres ofte. I perioder hvor handelskapasiteten er redusert, som følge av planlagte utkoblinger eller feil, vil også behovet for systemvern være mindre, fordi potensiell varierende utveksling vil være lavere. Hvis kapasiteten er redusert mye, vil behovet for systemvern også være fraværende. For 2019 mener systemansvarlig at reduksjonen i antall aktiveringer skyldes at det var lange perioder med redusert kapasitet og det var få perioder med stor varierende utveksling.

[25] Systemansvarsforskriften § 21



Figur 34: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2019. I begrepet systemvernaktiveringer inngår aktivering, deaktivering og endring av innstillinger. Vedtak om aktivering av systemvern er kategorisert som systemkritiske vedtak.

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

Tabell 5 angir antall utløsninger av produksjonsfrakobling (PFK) og belastningsfrakobling (BFK) de siste seks årene. I 2019 ble systemvern i kategorien produksjonsfrakobling utløst ved 3 tilfeller. Dette omfatter 8 aggregat med totalt 620 MW produksjon. Det er registrert 5 frakoplinger av forbruk på totalt 1 730 MW.

Tabell 5: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2019.

	Belastningsfrakobling (BFK)		Produksjonsfrakobling (PFK)		
	Antall utløsninger	**[MW]**	**Antall utløsninger**	**[MW]**	**Antall aggregat**
2011	3	600	4	1 500	6
2012	0	0	4	1 550	10
2013	0	0	7	3 800	17
2014	2	-	4	1 500	11
2015	3	200	11	4 500	28
2016	1	190	4	2 060	12
2017	5	557	8	2 121	17
2018	1	120	15	4 423	35
2019	5	1 730	3	620	8

Systemansvarlig forklarer at kostnadene for systemvern fordeles mellom PFK og BFK. For aktivering av systemvern påløper det ingen utgifter og faktoren påvirker derfor heller ikke kostnadene. Kostnader for BFK oppstår ved en utløsning, det vil si at en feil i nettet kobler ut forbruk. Ved utkobling av sluttbrukere skal systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og

transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnett. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i berørte sluttbrukeres avbruddskostnader[26].

I 2019 var utgiftene for BFK ca. 44 MNOK, mot 4 MNOK i 2018. Den markante økningen i 2019 skyldes at antall utløsninger økte på grunn av feil i nettet. 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 i 2019 for PFK var ca. 5 MNOK og er redusert sammenliknet med 2018. Dette skyldes færre tilfeller der aggregat fikk PFK-utløsning. Godtgjørelsen for PFK er en todelt ordning der en del er en fast årlig godtgjørelse for å delta i ordningen samt godtgjørelse ved frakopling av aggregat.

5.3 Spesialregulering

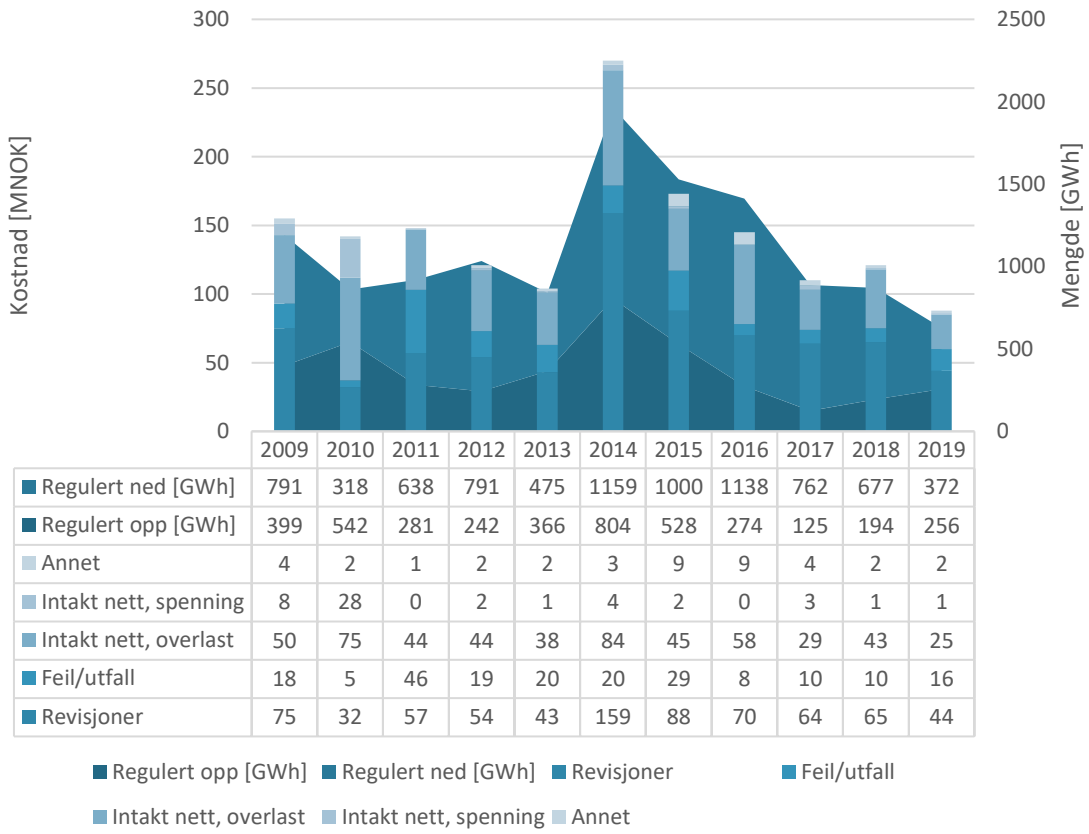
Figur 35 gir en oversikt over mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering i MNOK fordelt på årsak i perioden 2009 – 2019. Årsak til spesialregulering er delt inn i fire hovedtyper: intakt nett, revisjoner, feil/utfall og annet.

Kostnader knyttet til spesialregulering avhenger av flere faktorer, deriblant hydrologiske forhold, prisnivå i døgnmarkedet, 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 2019 ble til sammen 628 GWh spesialregulert for 88 MNOK. Dette er en nedgang fra 2018, og det laveste for perioden. Fra Figur 35 kan man se at planlagte utkoblinger stod for halvparten av kostnadene knyttet til spesialregulering i 2019. Dette er likevel, ifølge systemansvarlig, et relativt lavt beløp. Hovedgrunnen til de lave kostnadene til spesialregulering var at det i 2019 var lav eksport, noe som bidrar til mindre spesialregulering både ved intakt nett og utkoblinger. Det var heller ikke noen spesielle hendelser i forbindelse med vær som bidro til å øke bruken av spesialregulering, slik som det var i 2018.

I 2019 stod utbyggingsprosjektene Vestre korridor (spenningsoppgradering på Sør-Vestlandet), Snilldal-Surna (ny 420kV-linje) og Nedre Vinstra for de høyeste spesialreguleringskostnadene ved utbygging. Det er forventet at spesialreguleringskostander i forbindelse med utbyggingsprosjekter vil stige fremover på grunn av flere utbyggingsprosjekter.

[26] I henhold til kapittel 9 i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Regulert ned [GWh]	791	318	638	791	475	1159	1000	1138	762	677	372
Regulert opp [GWh]	399	542	281	242	366	804	528	274	125	194	256
Annet	4	2	1	2	2	3	9	9	4	2	2
Intakt nett, spenning	8	28	0	2	1	4	2	0	3	1	1
Intakt nett, overlast	50	75	44	44	38	84	45	58	29	43	25
Feil/utfall	18	5	46	19	20	20	29	8	10	10	16
Revisjoner	75	32	57	54	43	159	88	70	64	65	44

Figur 35: Kostnader (MNOK) og mengde (GWh) spesialregulering for perioden 2009 - 2019. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens arealet representerer mengden spesialregulering.

5.4 Produksjonsflytting og –glatting

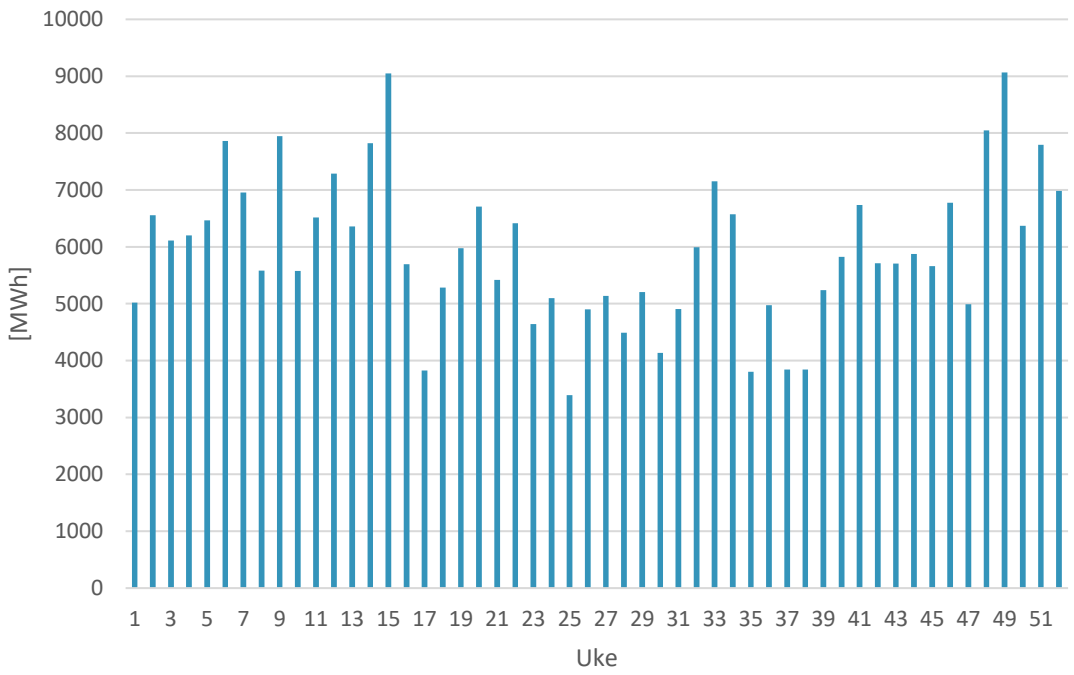
Produksjonsflytting og –glatting benyttes for å utjevne endringer i planlagt produksjon innad i timen eller over timesskift med formål om å redusere strukturelle ubalanser. Produksjonen endres normalt innenfor kvarteret før eller etter timesskiftet. Kostnaden for disse produktene er nesten direkte koblet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

Sammenliknet med 2018 var kostnadene knyttet til produksjonsglatting noe redusert i 2019, mens kostnadene til produksjonsflytting ble halvert i 2019. Systemansvarlig peker på at det var små endringer i volum fra 2018 til 2019, produksjonsflytting ble redusert med ca. 10 %, mens volumet til produksjonsglatting økte med ca. 7 %. Energiprisen var i gjennomsnitt ca. 10 % lavere i 2019 sammenliknet med 2018, som er med på å forklare kostnadsreduksjonen.

5.4.1 Produksjonsflytting

Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2019 er presentert i Figur 36. De årlige kostnadene avhenger av volumet av kvartersflyttet produksjon og daværende pris i energimarkedet. Det samlede kvartersflyttede volumet i 2019 var 309,48 GWh.

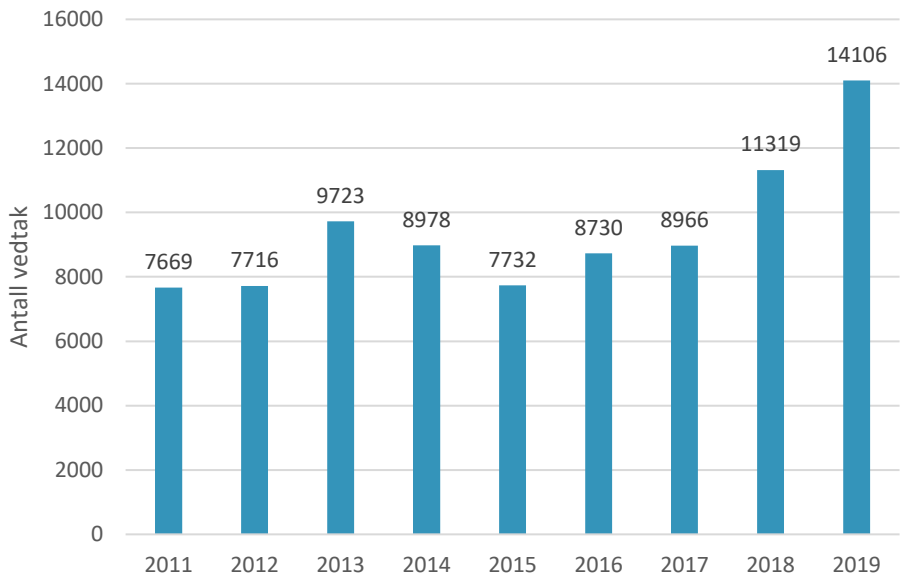
Figur 36 viser omfanget av kvartersflytting av produksjon i 2019. Systemansvarlig betaler produsentene for denne tjenesten, hvor betalingen fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser. Tjenesten og betaling for produksjonsflytting er samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med å betale for tjenesten. I 2019 var den norske andelen av kostnadene for produksjonsflytting på 6 MNOK. Dette er en mer enn halvert sammenlignet med 2018, der andelen var på 13 MNOK.



Figur 36: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2019.

Figur 37 viser utviklingen i antall vedtak systemansvarlig har fattet om produksjonsflytting i perioden 2011 – 2019. Disse er kategorisert som systemkritiske vedtak. I 2019 fattet systemansvarlig til sammen 14 106 vedtak om produksjonsflytting. Sammenlignet med 2018 var dette en markant økning, og det har i løpet av perioden aldri blitt fattet flere vedtak om produksjonsflytting i løpet av et år.

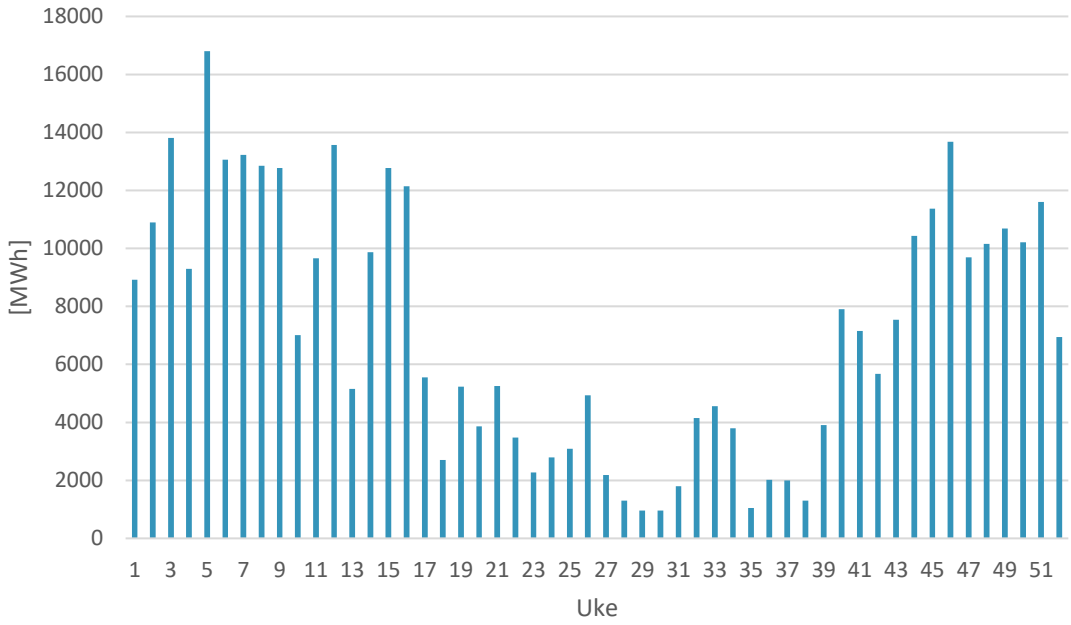
Kostnad for produksjonsflytting henger sammen med volum og energipris. Systemansvarlig rapporterer at både energiprisen og volumet for produksjonsflytting gikk ned i 2019, noe som forklarer reduksjonen i kostnadene sammenliknet med 2018. Antallet flyttinger skjer per stasjonsgruppe og hvor mye en stasjonsgruppe skal kjøre opp eller ned bestemmes av hvor mye en aktør har fått tilslag på i markedet og hvordan aktøren har valgt å fordele produksjonen på sine stasjonsgrupper. Når systemansvarlig vurderer hva som skal flyttes bunner dette i et behov for volum. Hvis volumet må fordeles på flere stasjonsgrupper, så blir det flere flyttinger.



Figur 37: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2011-2019. Vedtakene er kategorisert som systemkritiske.

5.4.2 Produksjonsglatting

Figur 38 viser en oversikt over omfang av produksjonsglatting per uke i 2019. Den samlede kostnaden for produksjonsglatting i løpet av året ble til sammen 14 MNOK, noe som er en nedgang fra 2018, men fortsatt over gjennomsnittet de siste årene. Det samlede omfanget produksjonsglatting i 2019 var 373,99 GWh.



Figur 38: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2019.

5.5 Produksjonstilpasning

Systemansvarlig fattet 214 vedtak om produksjonstilpasning i 2019. Totalt produksjonstilpasset volum i 2019 utgjorde i overkant av 4,27 TWh. Dette er nesten en dobling fra 2018. Ifølge systemansvarlig skyldes dette at var det mange produksjonstilpasninger med

lang varighet og/eller som berørte store produksjonsenheter. 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 markedsadgang uten kompensasjon.

Oversikt over områdene med størst mengde produksjonsbegrensninger er gitt i Tabell 6. Oversikt over de enkelte pålagte produksjonstilpasninger er gitt i «*Rapport fra systemansvarlig*». Systemansvarlig rapporterer at majoriteten av produksjonstilpasningene er som følge av planlagte driftsstanser, og om årsaken til tilpasningen er markedsmakt, separatområder eller på grunn av begrenset kapasitet. Produksjonstilpasning kan også bli fattet ved en feil i nettet.

Tabell 6: Oversikt over stasjonsgruppene med tilfeller med størst mengde produksjonstilpasning. Volum produksjonstilpasning er angitt som installert effekt minus tillatt produksjon.

Stasjonsgruppe	Omfang [MWh]	Varighet [dager]
Lysebotn, Lysebotn2	491 817	186
Nedre Vinstra, Harpefossen	366 152	39
Lysebotn 2	262 515	59
Ulla-Førre	182 094	6
Tyin, Fortun, Naddvik	168 766	15
Ulla Førre, div småkraft	161 843	10
Bjølvo, BKK, Kvam	160 398	37
Røldal, Novle, Svandalsflona	149 028	24
Lysebotn 2, Flørli,	135 374	41
Lysebotn, Lysebotn 2	114 539	16
Andre	2 078 183	
Sum	**4 270 709**	

Systemansvarlig har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet og produsentene, da systemansvarlig 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 6 er antall dager hvor det har vært en begrensning i løpet av produksjonstilpasningen.

5.6 Flaskehalsinntekter

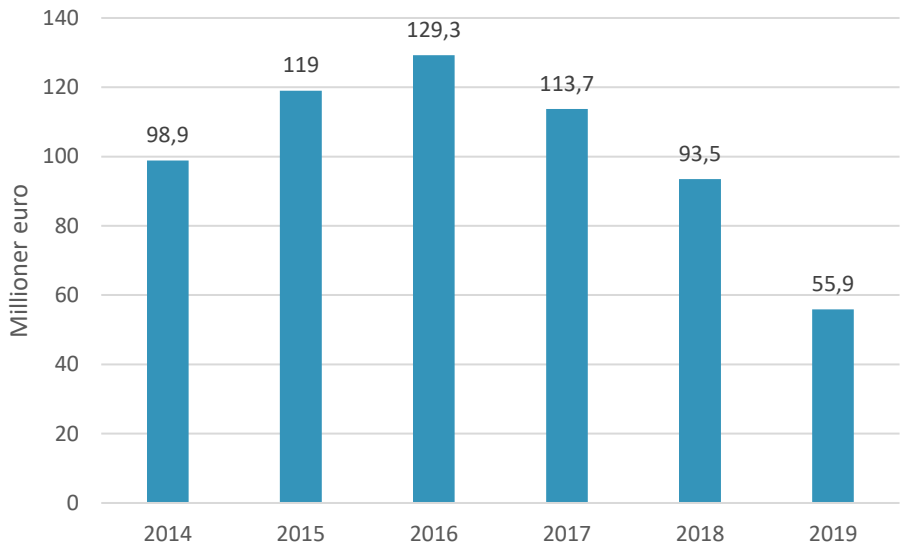
Flaskehalsinntekter avhenger av prisforskjellen mellom budområder og overførte volum. Disse varerier fra time til time, kvartal til kvartal og mellom år. På utenlandsforbindelsene deles flaskehalsinntektene likt mellom Statnett og deres motpart, mens Statnett mottar 100 % av flaskehalsinntektene på grenser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

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 587 MNOK i 2019. Dette er en nedgang fra 2018 hvor inntekten endte på 991 MNOK. Ifølge systemansvarlig skyldes denne nedgangen at det har vært færre flaskehalser mellom norske budområder, og lavere inntekter

på NorNed. Det var i 2019 høy tilgjengelig kapasitet mellom områder internt i Norge, samt en normal hydrologisk situasjon. Det er de senere årene bygd ut mer nett mellom budområdene som vil gi lavere flaskehalsinntekter internt i Norge. Lave inntekter på NorNed skyldes at gasskraftverk har vært konkurransedyktig på grunn av lave gasspriser og høye CO2-priser, og at det har vært redusert tilgjengeligheten på kabelen i perioder.

Nesten hvert eneste år forekommer det enkelthendelser eller perioder som fører til ekstraordinære flaskehalsinntekter, men i 2019 var det ingen slike tilfeller. Det er å forvente at flaskehalsinntektene i Norge er lave ved et normalt hydrologisk år, samt ved ingen signifikante enkelthendelser. Det er verdt å nevne at inntektene kan bli store selv ved et normalt hydrologisk år om det oppstår flaskehalser i for eksempel noen få timer mellom to områder med stor overføringskapasitet. Danmark stod for de største inntektene mot utlandet, på grunn av store prisforskjeller. På grunn av lav tilgjengelighet på Skagerrak-kablene kunne man ikke hente ut det fulle potensialet i denne forskjellen. Inntektene mot Sverige ligger på samme nivå som i 2018.

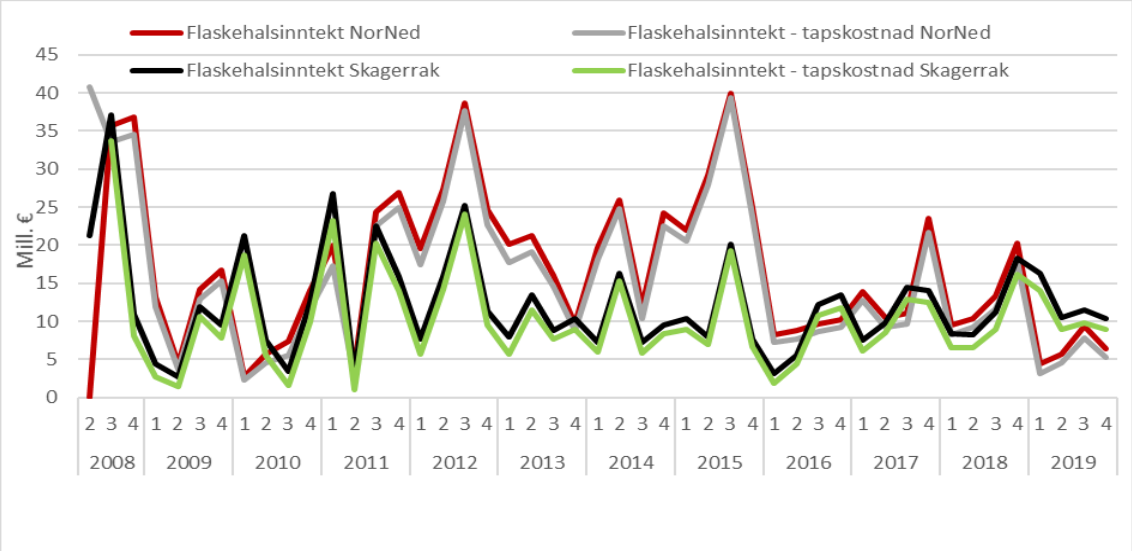
Figur 39 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste fem årene. Generelt var 2019 et normalt hydrologisk år, noe som gir god kapasitet mellom budområder i Norge. Det var heller ingen spesielle hendelser som gjorde at man fikk store forskjeller i pris mellom områder. Dette i kombinasjon med lav tilgjengelighet på Skagerrak-kablene og NorNed-kabelen, i tillegg til mindre prisforskjeller på NorNed gjorde at man fikk lave flaskehalsinntekter.



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 2019. Siden flaskehalsinntekter avhenger av prisforskjellen mellom budområder og tapskostnaden avhenger av prisnivået, kan forholdet mellom dem variere betydelig.



Figur 40: Flakehalsinntekter 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 2019. Hensikten med kapittelet er å gi en oversikt over aktiviteten det aktuelle året.

Tabell 7 gir en oversikt over pågående regelverksutvikling i 2019. Oversikten er begrenset til de tema som er mest relevante for driften av kraftsystemet. Høringer er ikke inkludert i oversikten.

Tabell 7: Oversikt over nasjonale endringer i rammeverk i 2019.

DATO	TEMA	ENDRING
01.01.2019	Leveringskvalitet	Forskriftsendring trer i kraft
01.01.2019	Kraftrasjonering	Forskriftsendring trer i kraft
01.01.2019	Kraftberedskap	Forskriftsendring trer i kraft
20.06.2019	Retningslinjer	Retningslinjer fos §§ 5, 6, 8a, 21 og enf § 6-1 godkjennes med forbehold
01.07.2019	Systemansvar	Forskriftsendring trer i kraft
01.11.2019	Implementering av EUs tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen	Lovendringer trer i kraft Forskriftsendringer trer i kraft To nye forskrifter trer i kraft
01.11.2019	Systemansvar og leveringskvalitet	Forskriftsendring vedtas

Forskriftsendring i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

1. januar 2019 ble det gjennomført endringer i leveringskvalitetsforskriften. Endringene har som hensikt å forbedre rapporteringen 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. Endringene trådte i kraft samtidig som nettselskapene tok i bruk nytt program for å registrere og rapportere avbrudd.

Forskriftsendring i forskrift om kraftrasjonering

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

Forskriftsendring i forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen

1. januar 2019 ble det gjennomført endringer i kraftberedskapsforskriften, blant annet innen IKT-sikkerhet. Som følge av den digitale utviklingen i energisektoren og samfunnet ellers 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.

Godkjenning av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

20. juni 2019 ble Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 5, 6, 8a, 21 og energilovforskriften § 6-1 godkjent. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at enkelte

deler endres og sendes på ny godkjenning 1. april 2020. Retningslinjene trådte i kraft 1. juli 2019.

Forskriftsendring i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

1. juli 2019 ble det gjennomført 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. Ved denne endringen gjaldt kravet om retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 5, 6, 8a, 21 og energilovforskriften § 6-1.

Implementering av EUS tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen

Tredje energimarkedspakke ble innført i norsk rett ved endringer i naturgassloven og energiloven den 1. november 2019. Det ble i tillegg gjennomført endringer i en rekke forskrifter under energiloven. Samtidig ble det innført en forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) og forskrift om energiklagenemnda.

Endringene sikrer gjennomføring av tredje energimarkedspakke, blant annet ved at det opprettes en uavhengig reguleringsmyndighet (RME) og en egen Energiklagenemd.

Vedtatt forskriftsendring i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet og forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

1. november 2019 ble det vedtatt endringer i systemansvarsforskriften og leveringskvalitetsforskriften. Et av formålene med endringene var å tilpasse systemansvarsforskriften slik at det skal utarbeide retningslinjer for hele forskriften. Endringen hadde også som formål å flytte ansvaret for den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen fra RME til systemansvarlig. Endringene trer i kraft 1. juli 2020.

7 Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn

I forbindelse med driften av kraftsystemet er det 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.

7.1 Oppfølgingsmøter med systemansvarlig

I 2019 ble det gjennomført fire oppfølgingsmøter med systemansvarlig 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. Referatene fra oppfølgingsmøtene publiseres fortløpende på reguleringsmyndigheten.no[27].

7.1.1 Driftsplanlegging og operativ drift

Temaer som tas opp under oppfølgingsmøtene om driftsplanlegging og operativ drift er

- orientering om forhold i drift og utøvelsen av systemansvaret
- orientering om planlagt drift
- frekvenskvalitet
- status – energi, effekt og kapasitet i nettet
- nordisk og europeisk arbeid

I møtet er det et spesielt fokus på bruken av systemansvarsvirkemidler, utøvelsen av systemansvaret og hvordan ulike hendelser, utfordringer og trender håndteres i drift.

Det blir i tillegg tatt opp problemstillinger som knyttes driftsplanlegging og operativ drift, som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. I 2019 var noen av disse sakene behov for kommunikasjon med produksjonsanlegg gjennom hele døgnet, endring av rutiner for rapportering av utilgjengelige bud i RK og mer avansert systemdrift.

7.1.2 Systemdrifts- og markedsutvikling

På oppfølgingsmøtene om systemdrifts- og markedsutvikling fokuseres det på utviklingen av tiltak vedrørende systemdrift og marked fram i tid. Møtene inkluderer blant annet en overordnet statusoppdatering av fremdriften i prosjekter i Statnetts tiltaksplan og systemdrifts- og markedsutviklingsplan.

I tillegg tar oppfølgingsmøtene opp spesifikke problemstillinger relevant for systemdrifts- og markedsutvikling som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. I 2019 inkluderte dette blant annet følgende problemstillinger:

- Innføringen av flytbasert kapasitetsberegning.
- Regler for rampinghastighet på HVDC forbindelser.
- Status for arbeidet med felles nettmodell.
- Arbeidet med dimensjoneringsmetodikk for FRR.

[27] https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/systemansvar/oppfolging-av-systemansvaret/

- Fremdrift og tidsplan for nordisk balansemodell, herunder etableringen av et nordisk kapasitetsmarked for aFRR og innføring av 15 minutters tidspoppløsing.
- Godkjennelser av vilkår og metoder iht. tredje energimarkedspakke.

7.2 Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften

I 2019 gjennomførte RME seks stedlige tilsyn med aktørenes plikter etter systemansvaret[28]. Temaene som tas opp under tilsynene er hovedsakelig bestemmelser som omhandler rapportering til systemansvarlig, som gjenopprettingsplaner, planer for tvangsmessig utkobling av forbruk og feilanalyse og statistikk. Det ble til sammen funnet to avvik og fem anmerkninger.

RME har i tillegg enkeltsaker om aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften. I 2019 behandlet RME åtte saker hvor konsesjonær har satt i drift anlegg uten vedtak fra systemansvarlig etter systemansvarsforskriften § 14. Tilfellene omhandler hovedsakelig idriftsettelser i 2019, men også noen fra tidligere år. Dette er en reduksjon sammenlignet med 2018.

7.3 Handel med utlandet

Statnett har konsesjon for handel med utlandet og RME fører tilsyn med at vilkårene etterleves[29].

RME har hatt fem møter i forbindelse med nye mellomlandsforbindelser, hvorav et av de har vært med OED. Her rapporterer Statnett om utviklingen av prosjektene NordLink og NSL. For NSL ble det rapportert om status for bygging, IT-implementering, handelssystemer etc. I tillegg har systemdriftsavtalen vært diskutert, samt usikkerheter knyttet til Brexit og kapasitetsberegningsregion. For NordLink har spesifikke temaer vært status for bygging og IT-implementering. Utfordringer knyttet til kapasitetsfastsettelse og interne flaskehalser i Tyskland har vært diskutert.

RME har hatt tre møter for oppfølging av eksisterende forbindelser. Statnett rapporterte på tilgjengelig kapasitet, driftsstanser, flaskehalsinntekter m.m. for de eksisterende utlandsforbindelsene. Særskilte tema i 2019 var vedtak om å innføre implisitt tapsfunksjonalitet på Skagerrak, utvikling av markedskoblingen og kostnadsdeling etc.

7.4 Leveringskvalitet

I 2019 gjennomførte RME seks stedlig tilsyn om leveringskvalitet[30]. Det ble til sammen funnet 27 avvik og ni anmerkninger. Tilsyn med leveringskvalitet omfattet hele forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Temaene som inkluderes i dette arbeidet omfatter blant

---

[28] Tilsynene ble gjennomført samtidig som tilsyn med leveringskvalitet. Selskapene som det ble ført tilsyn med er: Agder Energi AS, Hålogaland Kraft Nett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Finnås Kraftlag SA, Helgeland Kraft Nett AS og Troms Kraft Nett AS.

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

[30] Tilsynene ble gjennomført samtidig som tilsyn med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften. Selskapene som det ble ført tilsyn med er: Agder Energi AS, Hålogaland Kraft Nett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Finnås Kraftlag SA, Helgeland Kraft Nett AS og Troms Kraft Nett AS.

annet spenningskvalitet, leveringspålitelighet, registrering og rapportering av avbrudd, kundehåndtering.

I 2020 har RME gjennomført kontroll av innrapporterte avbrudds- og spenningskvalitetsdata for 2019.

I 2019 fattet RME vedtak i fire klagesaker på spenningskvalitet og en klage på leveringspålitelighet.

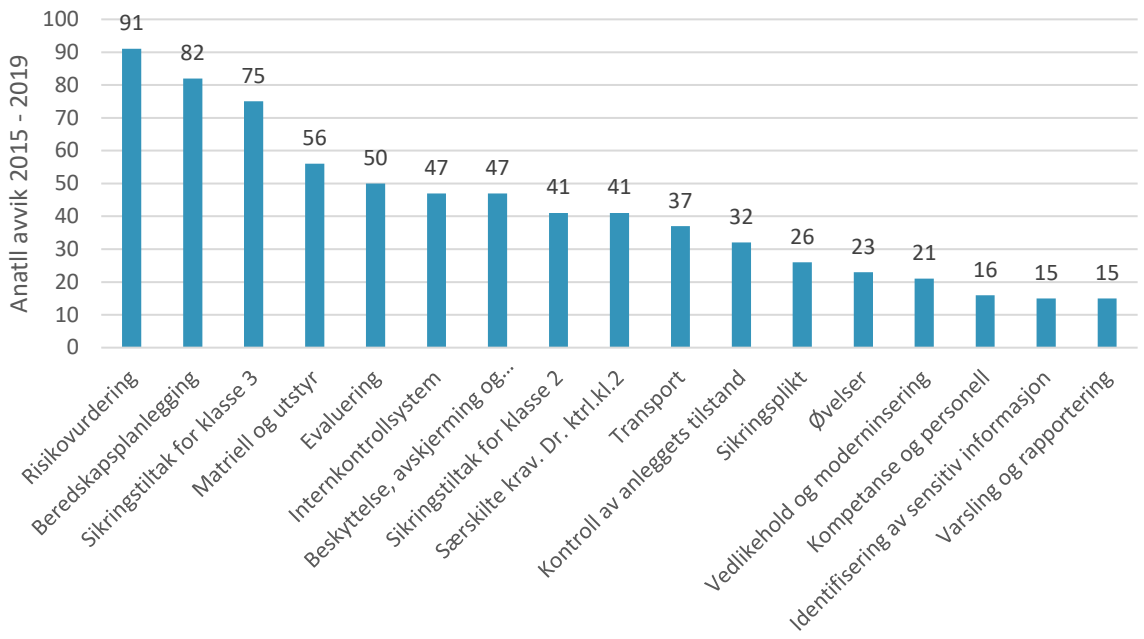
7.5 Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg

I 2019 ble det gjennomført 50 revisjoner. Tabell 8 viser en oversikt over hvilke avvik som ble registrert er listet opp nedenfor. I tillegg ble det gitt ca. 110 anmerkninger.

Tabell 8. Antall avvik pr forskriftsparagraf.

RELEVANT BESTEMMELSE I FORSKRIFT		ANTALL AVVIK
kbf § 2-3	Risikovurdering	12
kbf § 2-4	Beredskapsplanlegging	13
kbf § 2-5	Varsling	1
kbf § 2-6	Rapportering	1
kbf § 2-7	Øvelser	3
kbf § 2-9	Evaluering	11
kbf § 2-10	Internkontrollsystem	14
kbf § 4-1	Reparasjonsberedskap	1
kbf § 4-4	Materiell og utstyr	4
kbf § 4-5	Transport	2
Kbf § 4-7	Samband	1
kbf § 5-1	Sikringsplikt	4
kbf § 5-3	Sikring av klassifiserte anlegg	1
kbf § 5-5	Sikringstiltak av klasse 2	8
kbf § 5-6	Sikringstiltak av klasse 3	41
kbf § 6-1	Identifisering av sensitiv informasjon	7
kbf § 6-3	Beskyttelse, avskjerming og tilgangskontroll	10
kbf § 7-5	Sikkerhetskopier	1
kbf § 7-14	Digitale informasjonssystemer	4
kbf § 3-5 a	Bryterfunksjonalitet	1
Kbf kapittel 7	Kontroll ved endringer i driftskontrollsystemet	7
enf § 3-5 a	Energilovforskriften, drift vedlikehold og modernisering	21
Rasjonering	Rasjoneringsforskriften	5

Figur 41 viser resultater fra tilsyn for årene 2015-2019. De 18 vanligste avvikene som er med i figuren utgjør ca. 90 % av alle avvikene. Resultater fra totalt 246 tilsyn i denne perioden ga til sammen 797 avvik.



Figur 41: Figur over antall avvik fordelt på kategori for årene 2015 - 2019.

Fra tilsynene erfarer NVE blant annet at det bør være bedre helhetstenkning i beredskapsarbeidet, en risikovurdering skal for eksempel munne ut i kontrete tiltak, og beredskapsplanen skal beskrive håndtering av restrisiko som ikke kan forebygges.

NVE ser i tillegg at klassifisering av anlegg ikke alltid er tilfredsstillende sikret og at man i enkelte tilfeller finner utilstrekkelig reparasjonsberedskap for anlegg, for eksempel at viktig komponenter ikke er på lager. NVE har også erfart at kraftsensitiv informasjon ikke alltid er godt nok beskyttet.

I 2019 er det i tillegg funnet noen avvik på noen av de nye bestemmelsene i kraftberedskapsforskriften, innen digitale informasjonssystemer og bryterfunksjonalitet for AMS. Siden dette er nye bestemmelser er det ikke mulig å sammenlikne hyppigheten av dem fra 2015 slik som i figuren ovenfor.

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 2019,» Statnett SF, 2020.

[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] Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 3, gyldig fra 1. januar 2018,» 2+18.

[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] Statnett SF, «Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer. Nye krav til kvartersplaner gjeldende fre 1.9.2015.,» www.statnett.no.

[12] Statnett SF, «Lastfølging,» http://statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/Lastfolging/ [11.5.2016].

[13] Statnett SF, «Produksjonsglatting; Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon. Gjeldende fre 02.04.2019.,» www.statnett.no.

[14] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015,» 2016.

[15] Energinet.dk, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, «Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Nordisk systemdriftsavtale),» (Nyhetssak), 2019, https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2019/de-systemansvarlige-nettselskapene-i-norden-har-inngatt-ny-systemdriftsavtale/.

Vedlegg

Vedlegg 1:
Systemtjenester – beskrivelse av de ulike systemtjenestene

Vedlegg 2:
Systemvern – oversikt over utkoblingsobjekt og funksjon for systemvern

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 ± 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 feil[31] 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 systemdriftsavtale[32]. 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 separatdrift. 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 vanligvis er 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 [15]. 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 (aFRR)

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 ble innført i Norden fra 2013.

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 at det er 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-B (begrensinger) hvor det kan være begrensinger i når eller hvor lenge reguleringsressursene er tilgjengelige, og RKOM-H (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 regulerkraftmarkedet[33]. 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 flaskehalser som skyldes produksjonsoverskudd, 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 revisjoner, spenningsproblemer og feilhåndtering i forbindelse med inn- og utkobling av linjer eller 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 systemansvarlig[34].

  Systemansvarliges krav til kvartersplaner er beskrevet i [11]. 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 timesskift. Dette kravet gjelder for all fleksibel kraftproduksjon og i sum produksjon per budområde.

[33] Systemansvarsforskriften § 5

[34] Systemansvarsforskriften § 8, femte ledd

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 [12].

- **Produksjonsglatting**

  Sommeren 2015 innførte Statnett muligheten for leverandører å tilby produksjonsglatting. Leverandører må ha døgnbemannet 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 [13].

  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 [14].

  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.

  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 [14].

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. Dette gjøres ved at utvalgte kraftstasjoner automatisk kan kobles ut ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet, slik at overføringsgrensene kan 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 forbrukskunder 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 løsning[35]. 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.

- **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 verninnstillingene 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 driftsforstyrrelser[36]. 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

Tabell 9: Oversikt over installerte systemvern, utkoblingsobjekt og funksjon. Oversikt er basert på [2].

	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	
	Hydro Karmøy	Avgrense og kontrollere utkobling ved feil.
	Frogner	Øke forsyningssikkerheten til 66 kV under Frogner.
PFK	Kvaløya	Hindre overlast ut fra Kvaløya etter etablering av vindkraft.
	Svartisen	Øke eksportkapasiteten ut av området.
	Kobbelv	
	Storheia	
	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	
	Usta	Øke kapasiteten ut fra 300 kV nettet i Hallingdal.
	Nes	
	Sulldal	Øke kapasiteten ut fra 300 kV nettet mellom Nesflaten, Tokke og Flesaker.
	Torpa	Øke kapasiteten ut fra 132 kV Østnettet.
	Lomen	
	Nedre Vinstra	Øke kapasitet på 300 kV Gudbrandsdalen.
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.
	Øvre Vinstra-Flåberg	Øke kapasitet på 300 kV Gudbrandsdalen.
	132 kV Guolassnittet	Hindrer overlast ved overskudd
Nødeffekt HVDC	Skagerak 3 og 4	Øke eksport- og importkapasiteten til området.
	NorNed	

NVE
Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

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

www.reguleringsmyndigheten.no