

Statnett

Rapport fra systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2020



Innhold

1	Større driftsforstyrrelser	5
1.1	Større nasjonale driftsforstyrrelser	5
1.2	Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene	5
2	Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser	7
2.1	Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2020	7
2.2	Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid	8
3	Koblingsbilder	10
4	Statistikk over driftsstanser	11
4.1	Fordeling av driftsstanser over året	11
4.2	Varighet av driftsstanser	11
4.3	Driftsstanser per kundekategori.....	12
4.4	Årsaker til driftsstanser	12
4.5	Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister	13
4.6	Omprioriterte driftsstanser	14
4.7	Avslag på rapporterte driftsstanser.....	15
5	Frekvenskvalitet	16
5.1	Data for frekvenskvalitet i 2020	16
5.2	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år	16
6	Oversikt over roterende masse	19
6.1	Roterende masse	19
7	Driftsspenninger i transmisjonsnettet	20
7.1	Region Sør.....	20
7.2	Region nord	22
8	Omfanget av systemtjenester og effektreserver	28
8.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	28
8.1.1	Primærreserver (FCR).....	28
8.1.2	Sekundærreserver (aFRR)	29
8.1.3	Tertiærreserver (RKOM).....	29
8.1.4	Produksjonsflytting.....	30
8.1.5	Produksjonsglatting	31
8.1.6	Reaktiv effekt	31
8.1.7	Spesialregulering	32
8.1.8	Systemvern.....	32
8.1.9	Netto kjøp av balanse- og effektkraft.....	32
8.1.10	Omberamning av planlagte driftsstanser.....	33

8.2	Reserver i Norge og Norden.....	33
9	Anmelding og planlegging av produksjon	35
9.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	35
10	Likviditet i reservemarkedene.....	36
10.1	Oversikt over aFRR, RKOM og RK	36
11	Virkemidler i drift.....	37
11.1	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	37
11.1.1	Produksjonstilpasning.....	37
11.1.2	Rekvirering av produksjon og forbruk i marked for regulerkraft, jf. fos 12.4.....	46
11.1.3	Rekvirering av tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjon, jf. fos 12.5.....	46
11.1.4	Tvangsmessig utkobling av forbruk	46
11.1.5	Utløsning av systemvern	47
11.2	Beskrivelse av rekvirering av effekt eller tvangsmessig utkobling av forbruk	49
12	Samlede systemansvarskostnader.....	50
12.1	Sammendrag av systemansvarskostnader	50
12.2	Utviklingen i kostnader over tid (2011-2020).....	51
13	Handelsgrenser og budområder	53
13.1	Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt	53
13.2	Nøkkeltall for handelsgrensene	54
13.3	Oversikt for handelsgrenser	55
13.4	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	60
14	Flaskehalsinntekter og -kostnader.....	61
14.1	Utviklingen av markeds-kostnader ved flaskehals mellom elspotområder	61
14.2	Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene	65
15	Spesialregulering	74
15.1	Oversikt over spesialreguleringer	74
15.2	De viktigste/største spesialreguleringene.....	75
15.3	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	76
16	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	77
16.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	77
16.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	78
17	Videreutvikling av systemdriften	79
17.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2020	79
17.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	82
17.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	82

18	Internasjonal koordinering	84
18.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	84
18.2	Status for nordiske investeringsplaner	86
18.2.1	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	86
18.2.2	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	87
18.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC	88

1 Større driftsforstyrrelser

1.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Det var ingen driftsforstyrrelser med nasjonale konsekvenser i 2020, men totalt sett var mengden ikke levert energi (ILE) forårsaket av feil i regional- eller transmisjonsnettet blant de fem høyeste siste 12 år. Dette skyldes først og fremst flere utfall på sentrale Østlandet høsten 2020 som berørte mange sluttbrukere. Antall feil og ILE forårsaket av hendelser i høyspennings distribusjonsnett var på nivå med gjennomsnittet for de siste 12 år.

Følgende hendelser medførte store konsekvenser i 2020:

- 13. april: Flere utfall i Innlandet fylke som følge av mange trefall i kraftig vind. Totalt medførte hendelsen avbrudd for 43000 sluttbrukere, 100 MW avbrutt effekt og 250 MWh ikke levert energi.
- 19. august: Brann i 420/132/22 kV transformator på Viklandet i Sunndalsøra. Mellom 600 og 700 MW last hos Hydro Sunndalsøra falt ut som følge av spenningsdipp, men ingen andre sluttbrukere fikk avbrudd som følge av hendelsen. Transformatoren måtte skrotes etter hendelsen.
- 28.september: Utfall av 300 kV-ledning som forsyner Equinor sitt anlegg på Kollsnes. Årsaken til utfallet var feil på ledningsvern kombinert med manglende systemvernuttløsning. Hendelsen medførte avbrudd for prosessanlegget på Kollsnes, samt landstrømmen til Martin Linge-plattformen. Avbruddskonsekvenser: Avbrutt effekt på 390 MW og ILE på 970 MWh.
- 28. september: Brann i Equinor sitt anlegg på Melkøya i Hammerfest medførte at anlegget blir liggende ute på ubestemt tid. Utfallet medførte systemvernuttløsning (nettsplitt) på Guolas-snittet etter overlast. Dette medførte i neste omgang vellykket overgang til separatområde i Øst-Finnmark.
- Oslo/Viken opplevde flere driftsforstyrrelser høsten 2020 med store avbruddskonsekvenser:
 - 7. august: Utfall av transformator i Røykås som følge av overstrøm etter innkobling av kondensatorbatteri. To andre transformatorer i stasjonen var på dette tidspunktet utkoblet, noe som medførte overstrøm på gjenværende transformator. Hendelsen medførte avbrudd for 40 000 sluttbrukere, 85 MW avbrutt effekt og ILE på 35 MWh.
 - 13. oktober: Utfall av to transformatorer i Tegneby stasjon som følge av at spenningsregulatorene på transformatorene ikke samarbeidet korrekt. Hendelsen medførte at all last under Tegneby stasjon ble utkoblet, dvs. 75000 sluttbrukere, 180 MW avbrutt effekt og ILE på 220 MWh.
 - 18. oktober: Samleskinnerensk i Halden stasjon etter overslag mot jord i 420 kV GIS-anlegg. Årsaken til utfallet er foreløpig ukjent. Avbruddskonsekvenser: 170 MW avbrutt effekt og 205 MWh ILE.
 - 12. november: Samleskinnerensk på 47 kV-anlegget i Tegneby stasjon som følge av uønsket åpning av skillebryter etter skade på signalkabel. Hendelsen medførte avbrutt effekt på 235 MW og ILE på 320 MWh.

Det har ikke vært hendelser i 2020 som av ENTSO-E kategoriseres som kategori 2 "Extensive incident" eller kategori 3 "Major incident".

1.2 Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene

Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid.

Skagerrak 1-4: Hele forbindelsen har etter 19. november 2019 vært driftet med redusert kapasitet grunnet feil/tekniske begrensninger på SK4. Det har gjennom året vært flere kombinasjoner av driftsforstyrrelser og utetider for de enkelte polene. De viktigste driftsforstyrrelsene og utkoblingene var: 25. mai – 8. juli pol 4 utkoblet for å ta prøver av kabelen. I tillegg falt pol 2 ut den 31. mai og pol 1 den 25. juni, begge pga. kabelfeil. Reparasjonsperiode pågikk til hhv. 1. oktober og 21. september.

NorNed: Kapasiteten på NorNed var redusert fra 8. desember 2019 til 28. februar 2020 grunnet feil på et filter i Nederland. I tillegg har det vært flere langvarige reduksjoner på NorNed grunnet feil i det nederlandske nettet, men det omfattes ikke av dette rapporteringspunktet.

NordLink: Forbindelsen ble satt i drift, med kapasitet gitt til markedet, 9. desember. 13. desember falt NordLink ut grunnet feil i poltransformatoren i Ertsmyra, med utetid ett døgn.

2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

2.1 Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2020

Systemansvarlig presenterer feilstatistikk via [PQ Portal](#) (Power Quality Portal), som er en del av Fosweb, men foreløpig kun tilgjengelig for ansatte hos konsesjonærer og andre personer med tilgangsavtale. På litt sikt er planen å legge ut en åpen versjon av PQ Portal på Statnetts websider. I PQ Portal får man mulighet til å skreddersy statistikker basert på datagrunnlag fra 2009 fram til i dag. Datagrunnlaget oppdateres fortløpende etter hvert som konsesjonærene sender inn nye FASIT-rapporter.

Det ble totalt sendt inn 42800 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2020, fordelt på 25000 planlagte utkoblinger og 17800 driftsforstyrrelser. I 2019 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 40088.

Systemspenning Type hendelse	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV
Planlagt varslet utkobling	8945	13589	37	10
Planlagt ikke varslet utkobling	1370	1418	7	0
Automatisk utkobling*	6124	9872	495	227
Påtvungen utkobling*	727	577	47	6
Utilsiktet utkobling*	15	60	15	0
SUM	17181	25516	601	243
Sum 2019	14541	24699	593	255

Tabell 1 Antall FASIT-rapporter i 2020 fordelt på type hendelse og systemspenning

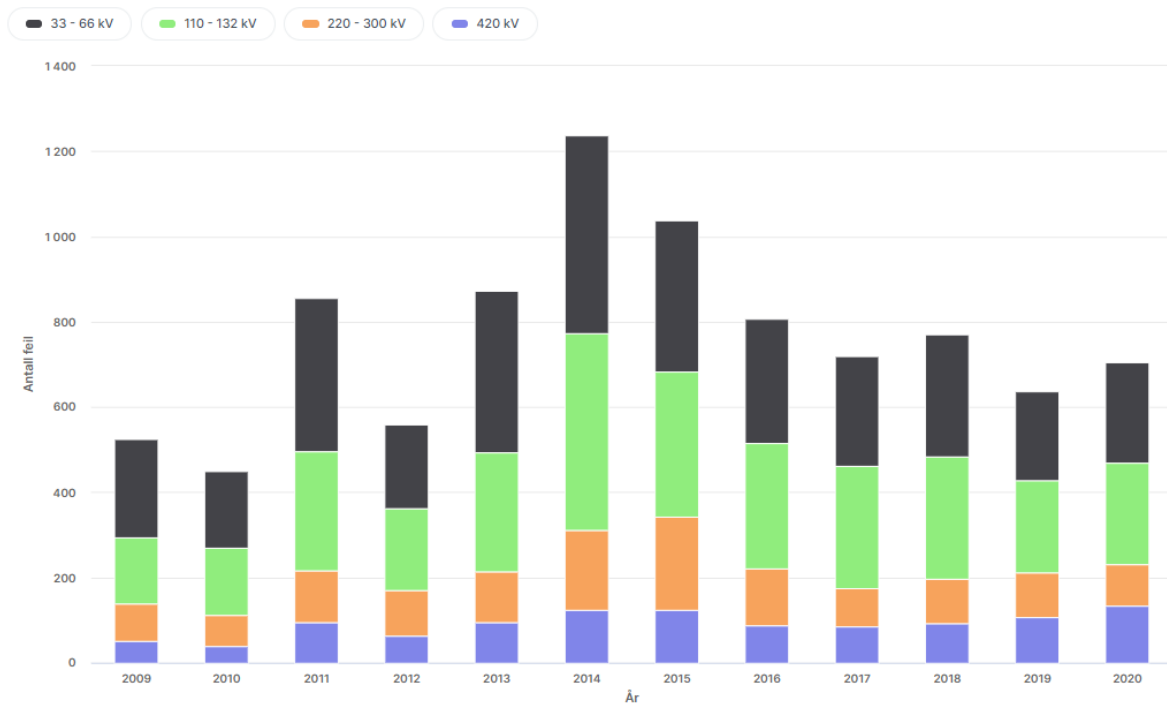
*) Driftsforstyrrelse er definert som "automatisk, påtvungen eller utilisiktet utkobling", se [Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet](#)

Som tabellen viser ble det rapportert vel 2000 flere FASIT-rapporter fra hendelser i lavspenningsnett enn i 2019, som var det første året med slik rapportering. Dette er en økning på 15 %. Dette er et tegn på at rapporteringsgraden fra lavspenningsnett har tatt seg opp, men man antar at det fortsatt er en viss underrapportering. Tilbakemelding fra nettselskap med gode rutiner for lavspennings-registrering tilsier at slike hendelser minimum bør utgjøre halvparten av alle hendelser.

Generelt virker det som stadig flere blir fortrolig med nye krav og retningslinjer som ble stilt fra 2019, da ny FASIT-versjon utviklet i prosjektet "Neste generasjon FASIT" ble tatt i bruk. Utveksling av meldinger mellom ansvarlige og berørte konsesjonærer via FASIThub fungerer nå også langt bedre enn i 2019, noe som først og fremst skyldes at konsesjonærene har blitt vant til det nye systemet, men også at IT-verktøyene knyttet til FASIT forbedres kontinuerlig.

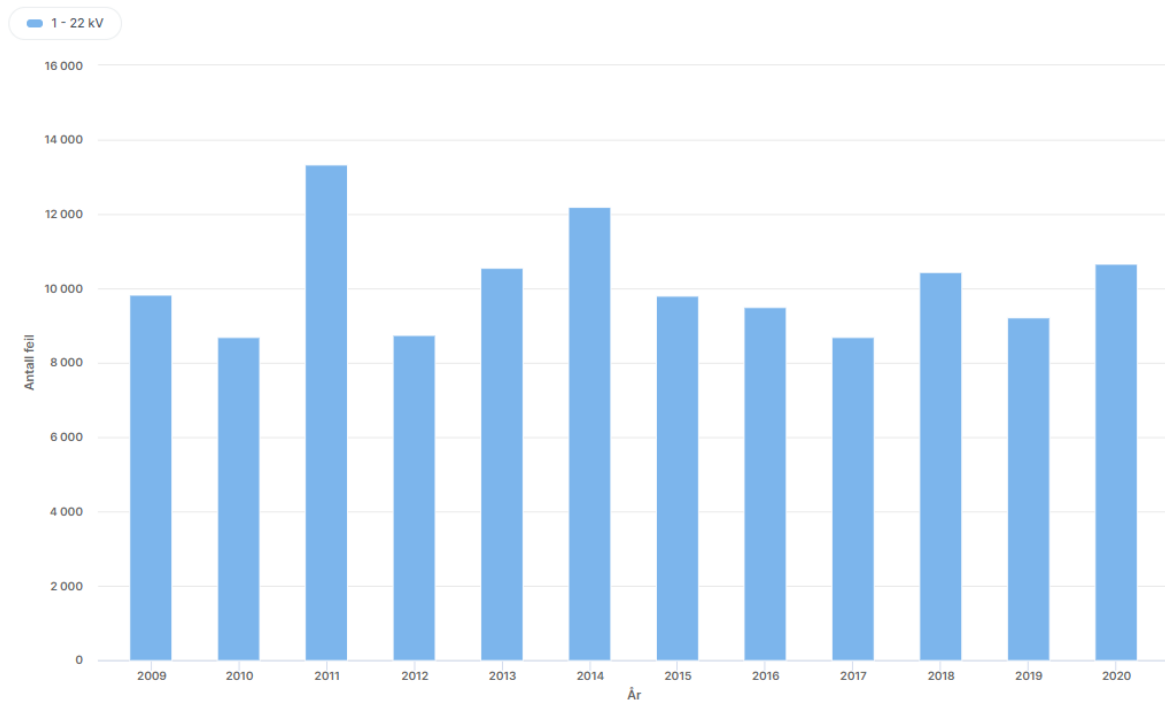
2.2 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

Antall feil under driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet (≥ 33 kV) har hatt en synkende trend etter 2014:



Figur 1 Antall feil under driftsforstyrrelser med systemspenning > 33 kV for årene 2009-2020.

For høyspennings distribusjonsnett har antall feil under driftsforstyrrelser vært relativt stabilt de siste 10-12 årene, med topper i 2011 og 2014.



Figur 2 Antall feil under driftsforstyrrelser med systemspenning 1-22 kV for årene 2009-2020.

2020 var det andre året nytt FASIT-system var benyttet til registrering og rapportering, og de fleste barnesykdommene man opplevde i 2019 er nå historie. Systemansvarlig kan ikke peke på noen bestemte faktorer som har påvirket feilstatistikken i 2020. Det var et nokså normalt år værmessig, uten omfattende stormer som påvirket kraftsystemet ut over mer lokale hendelser.

3 Koblingsbilder

Under vises en oversikt over endringer i 2020 i faste koblingsbilder etter fos § 16.

Skillemoen

Ny 420 kV Balsfjord-Skillemoen har endret impedansforholdene slik at det ved normalkoblingsbilder flyter mindre kraft mot Finnmark fra Finland. Utfall av den "sterkeste" ledningen mellom Skillemoen og Alta vil ved høy last i Finnmark kunne gi overlast på den parallelførte ledningen. For å forhindre dette blir det gjort omkoblinger i Skillemoen og Kvænangen slik at den svake overføringen gir høyere impedans og større kraftflyt fra Finland etter utfall.

Valljord

Økt last i Saltenområdet gir potensiell overlast i flere snitt i Saltenområdet. Det er innført endrede driftskoblinger i Valljord for å forhindre overlast etter utfall i høylast. Industrilasten i Salten Verk legges da på en radial fra Siso.

Holla/Hemne

Økt forbruk i Holla smelteverk har gitt behov for å endre fra samlet masket drift mot Hemne. Hemne og Holla blir nå normalt radielt tilknyttet Snillfjord. I tillegg til oppregulering av kraftproduksjonen i området blir den "svake" ledningen 132 kV Trollheim-Hemne koblet inn etter utfall for å gjenopprette forsyningen etter utfall

Kjelland

Transformatorene i Kjelland stasjon har begrenset overlastkapasitet, og Slettebø stasjon mangelfull dimensjonering for påregnelige kortslutningsstrømmer. Det er innført særskilte rutiner for koblinger i Kjelland stasjon for å håndtere disse begrensningene.

Bærum

I Bærum transformatorstasjon blir det ved høy last lagt om til N-0 drift for å håndtere utfall av 300 kV Hamang-Bærum.

N-0 transformatordrifter

Det etableres N-0 drifter i en rekke transformatorstasjoner ved høy last

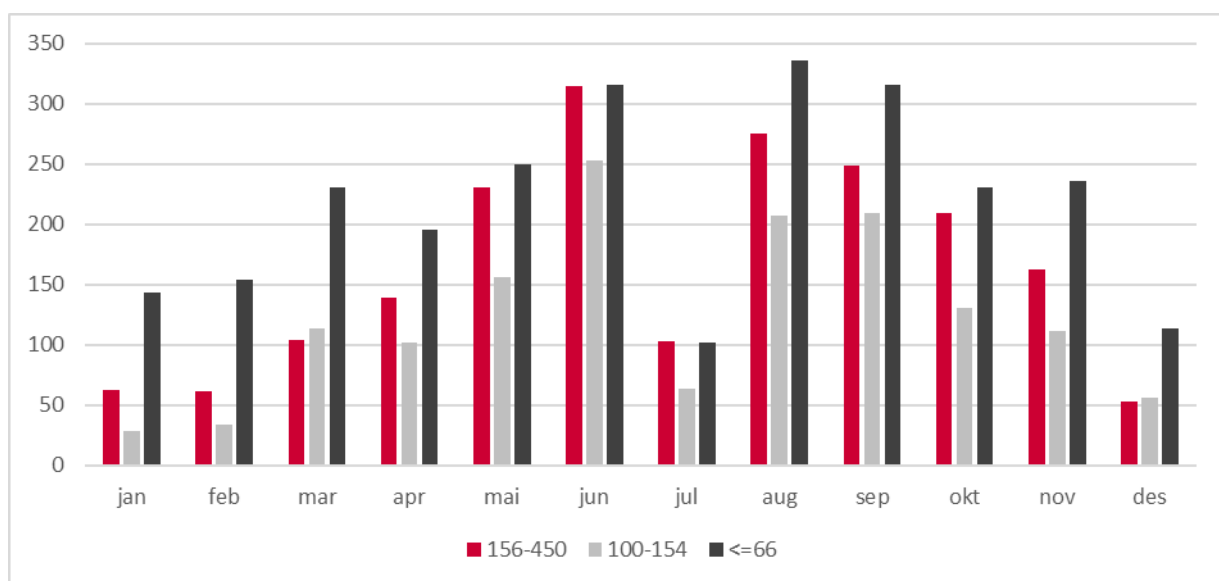
4 Statistikk over driftsstanser

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2020. Om ikke annet er nevnt, omfatter tall og figurer kun gjennomførte driftsstanser med utkobling, dvs. avviste og avlyste driftsstanser er ikke inkludert, og heller ikke rapporterte planer uten utkobling. Statistikken omfatter – som tidligere år – både planlagte og ikke planlagte driftsstanser som definert i fos §17 annet og tredje ledd. I år er imidlertid driftsstanser registrert som utfall holdt utenfor. For kurver med månedsoppløsning er måned referert planlagt oppstart av driftsstansene. Antall er referert antall anleggsdeler, dvs. noe flere enn antall planer, da hver plan kan ha flere anleggsdeler.

For 2020 ble det rapportert rundt 7400 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist eller avlyst, hvor rundt 6050 ble gjennomført.

4.1 Fordeling av driftsstanser over året

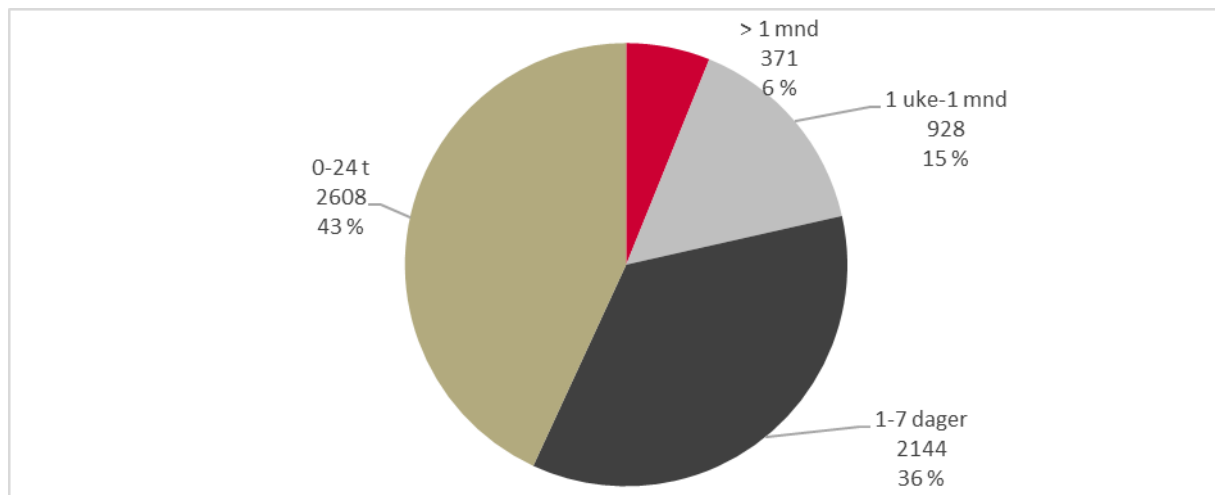
Det er som tidligere år relativt lav aktivitet på vinteren, mens aktiviteten på vår, sommer (med unntak av juli) og høst er høy. I mars og april ble en rekke planlagte driftsstanser avlyst som følge av korona-restriksjoner. De fleste av disse ble gjennomført senere på året. Dette påvirker statistikken noen sammenlignet med tidligere år. Aktiviteten for det laveste spenningsnivået er generelt jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene. Driftsstanser på 66 kV og lavere spenningsnivå omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg (hovedsakelig i stasjoner) og ledninger og stasjoner hos andre konsesjonærer.



Figur 3: Fordeling av antall driftsstanser gjennom året og fordelt på spenningsnivå.

4.2 Varighet av driftsstanser

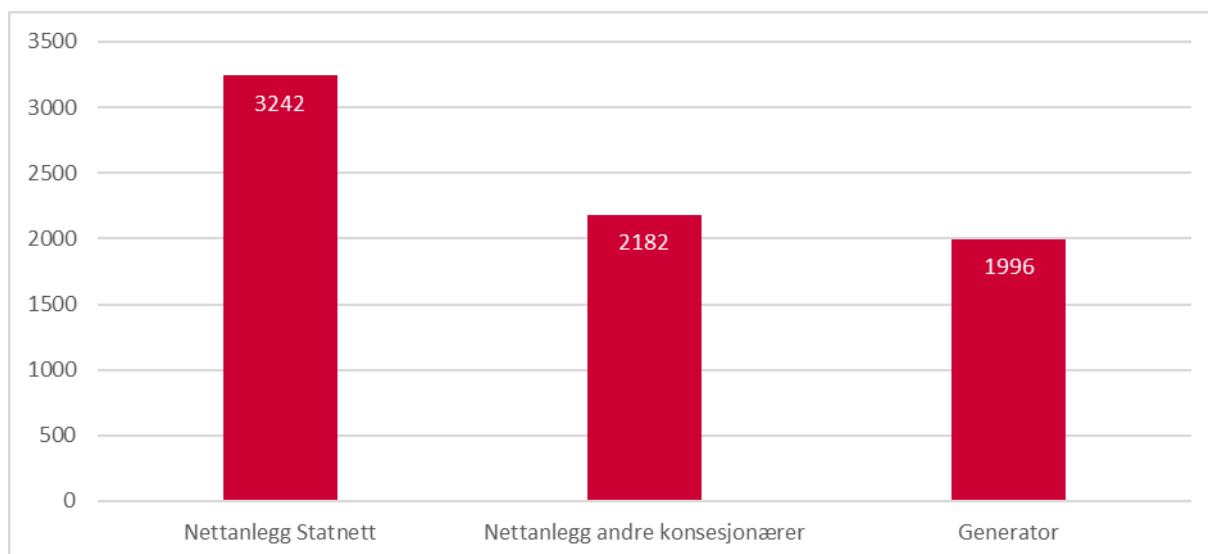
43 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2020 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme komponent (én utkobling med flere arbeider/rapporterte driftsstanser). Rundt hver femte driftsstans hadde en planlagt varighet på mer enn én uke i 2020.



Figur 4: Varighet av driftsstanser

4.3 Driftsstanser per kundekategori

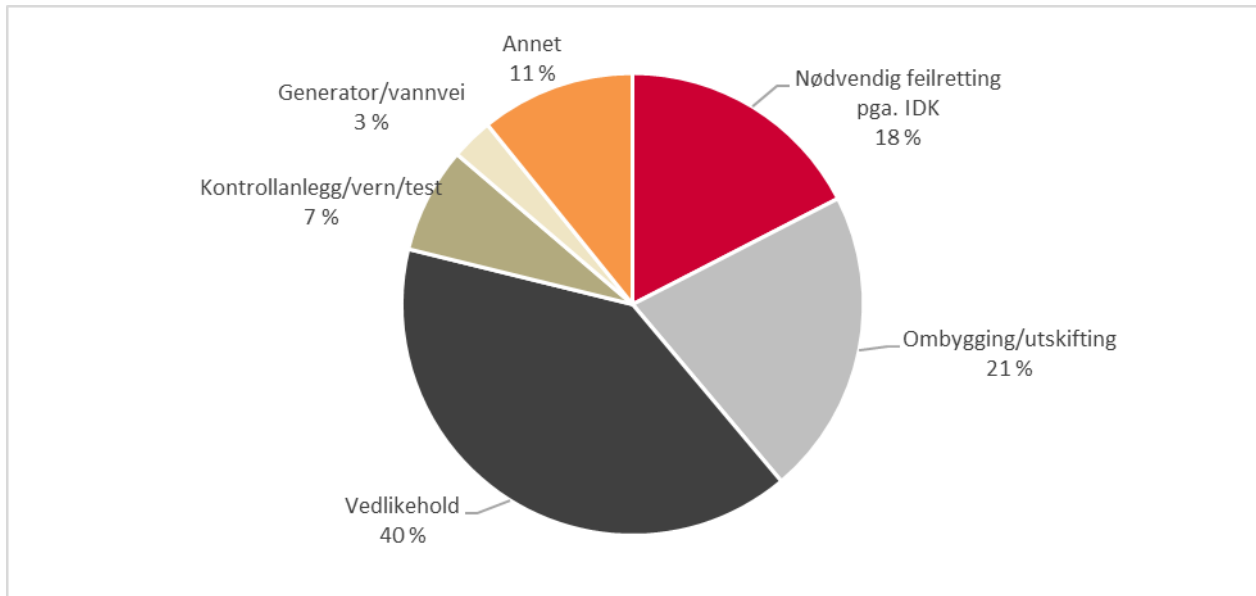
Statnetts planer utgjør nesten 44 % av de rapporterte driftsstansene for 2020. Statnett har mange pågående utbyggingsprosjekter, noe som bidrar til et stort utkoblingsbehov.



Figur 5: Rapporterte driftsstanser fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap.

4.4 Årsaker til driftsstanser

Det er mange ulike årsaker til ønske om driftsstans. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier basert på en rekke underkategorier.



Figur 6: Årsaksfordeling av driftsstanser

4.5 Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

Svært mange planlagte driftsstanser rapporteres til systemansvarlig etter de fastsatte frister. Nesten 4400 driftsstanser ble for 2020 rapportert mindre enn tre måneder før planlagt oppstart, hvorav rundt 2700 mindre enn 3 uker før. Dette er på nivå med året før. Et mindretall av de sent rapporterte driftsstansene kan regnes som uforutsette og forårsaket av nødvendig feilretting.

Følgende frister gjelder for rapportering av driftsstanser.

Årsplan: 1. september

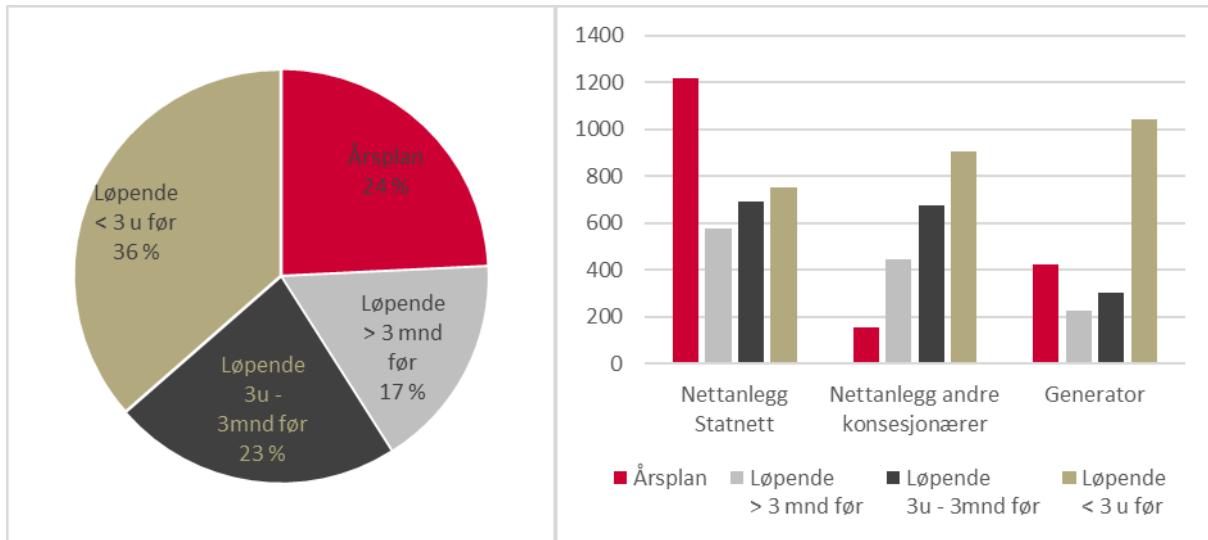
Alle planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende kalenderår, skal rapporteres til systemansvarlig innen 1. september. Dette inkluderer utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett, samt driftsstanser i produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet.

Løpende rapportering av planlagte driftsstanser: 3 måneder før ønsket utkoblingstidspunkt

Dette gjelder planlagte driftsstanser som ikke har krav om rapportering til årsplan, eller som av andre grunner ikke ble rapportert til årsplan. Frist for rapportering av planlagte driftsstanser er 3 måneder før planlagt utkoblingstidspunkt. Planlagte driftsstanser som rapporteres senere enn dette skal begrunnes, og det må forventes at driftsstansen kan bli avvist. Allerede vedtatte driftsstanser vil ha høyere prioritet enn senere rapporterte planer.

Ikke planlagte driftsstanser

Dette gjelder uforutsette hendelser, så som nødvendig feilretting samt driftsforstyrrelser med "varige" feil. Denne typen driftsstanser skal rapporteres snarest mulig og senest 12 timer etter hendelsen som utløste (behov for) driftsstansen.



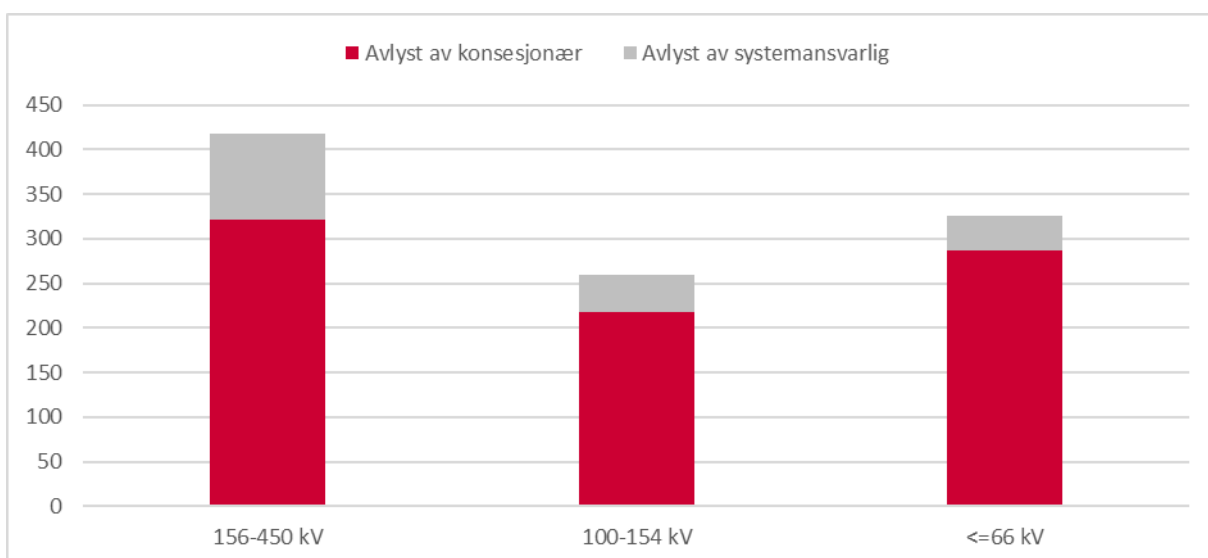
Figur 7: Antall rapporterte driftsstanser mottatt hhv innen og etter angitte frister.

4.6 Omprioriterte driftsstanser

Nær 1000 vedtatte driftsstanser for 2020 ble avlyst, enten av konsesjonær eller av systemansvarlig. Dette er på nivå med året før. Antall avlysninger var noe færre enn året før på de høyeste spenningsnivåene, og noe høyere på de øvrige. Drøyt 80 % av alle avlyste driftsstanser ble registrert som avlyst av konsesjonær.

Konsesjonærene har ulike begrunnelser for avlysning av vedtatte driftsstanser. Ofte skyldes avlysninger værforhold. Flere vedtatte driftsstanser avlyses også som følge av manglende materiell eller manglende personell. I 2020 ble enkelte driftsstanser avlyst som følge av korona-restriksjoner.

Systemansvarlig vil kunne avlyse vedtatte driftsstanser dersom forutsetning for gjennomføring ikke er oppfylt. Overføringsbehovet på gjennomføringstidspunktet kan for eksempel være høyere enn forutsatt. Feil og andre uforutsette hendelser vil også kunne være årsak til avlysning.

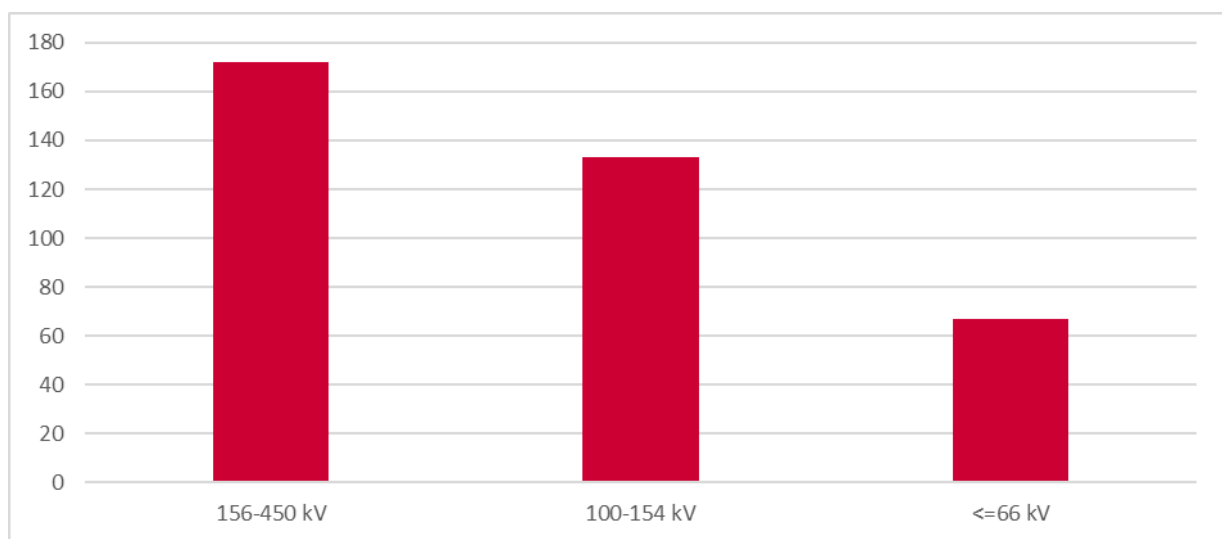


Figur 8: Antall avlyste driftsstanser fordelt på spenningsnivå.

Driftsstanser vil også kunne bli flyttet i forhold til opprinnelig vedtatt utkoblingstidspunkt. Dette regnes også som en omprioritering i henhold til forskrift om systemansvaret. Systemansvarlig har ikke utarbeidet detaljerte oversikter over driftsstanser som flyttes, men nær en tredel av alle driftsstanser ble endret med nytt vedtak en eller flere ganger.

4.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvisning kan være sen rapportering, formalfeil, konflikt med andre driftsstanser, eventuelt at konsesjonær har meldt at planen ikke lenger er ønskelig. Det kan også skyldes begrensninger i rapporteringsverktøyet, der planer avvises og rapporteres på nytt ved behov for endring av driftsstansen. Om lag 370 driftsstanser ble avvist av systemansvarlig i 2020. Dette er rundt 70 flere enn året før.

**Figur 9: Antall rapporterte driftsstanser hvor det er gitt avslag, fordelt på spenningsnivå.**

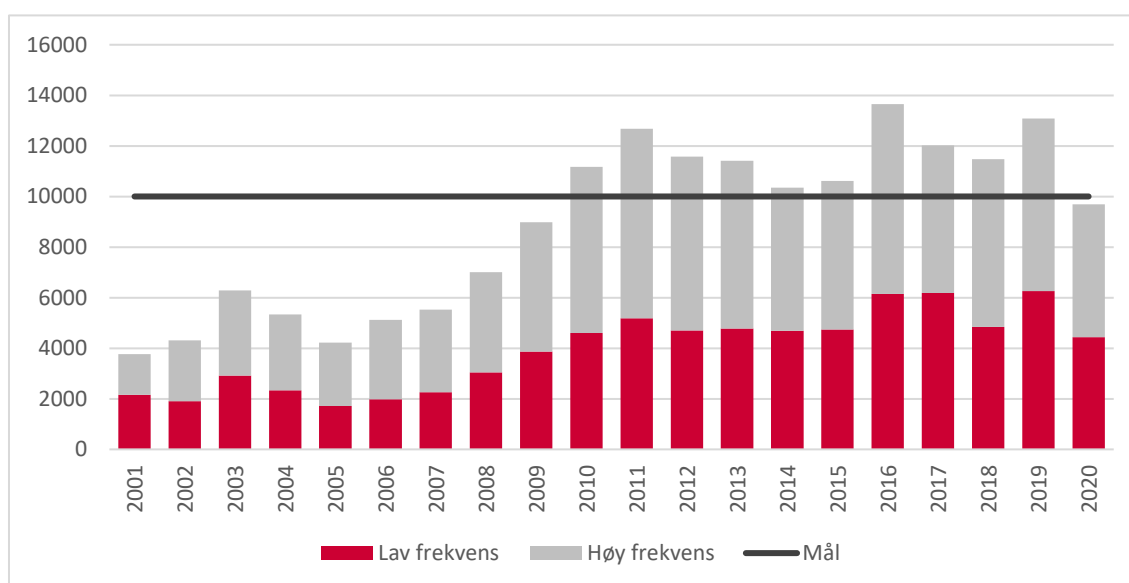
5 Frekvenskvalitet

5.1 Data for frekvenskvalitet i 2020

Data for frekvenskvalitet for 2020 er ennå ikke godkjent. Det vil bli utviklet en egen frekvensårsrapport som gjøres tilgjengelig for RME. Denne rapporten vil ta utgangspunkt i kvartalsrapportene som i dag finnes på Transparency Platform.

5.2 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Etter flere år med negativ utvikling, har det blitt registrert en utflating av frekvensavviket de siste årene. Vi antar at dette har sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, begynner å gi effekt. Det må imidlertid påpekes at det er stor variasjon i verdiene fra år til år. 2020 endte lavere enn det måltallet de nordiske TSO-ene har fastsatt på 10 000 minutter/år for første gang siden 2009. Det må da bemerkes at det i 2020 var en unormal driftssituasjon, med uvanlig mye vann i magasinene i Norge og sterk reduksjon i utvekslingskapasiteten med utlandet i siste halvår.



Figur 10: Akkumulerte verdier per år for frekvensavvik i perioden 2001 til 2020.

De nordiske TSOene har jevnlig økt anskaffelsen av aFRR de siste årene for å forsøke å motvirke den negative utviklingen i frekvenskvaliteten i tidligere år. TSOene jobber også i parallell med andre virkemidler for å støtte opp under bruk av aFRR. Det forventes at en økning i kabelkapasiteten til utlandet fra 2021 vil ytterligere utfordre sannsynligheten for at frekvenskvaliteten vil holde seg under måltallet i årene framover.

De kommende årene med endringer i produksjonsmiksen i Norden, økt nettkapasitet mot andre synkronsystem, økt integrering av det europeiske balansemarkedet og balansering nærmere realtid vil utfordre frekvenskvaliteten ytterligere. Disse endringene i rammebetingelser, sammen med ønske om å legge til rette for en økt integrering av balansetjenestene i Europa, har medført at de nordiske TSO-ene er i ferd med å gjøre endringer i selve konseptet for balanseringen i årene som kommer. Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og flyt i nettet. TSOene vil derfor endre balanseringen i steg til såkalt modernisert ACE basert balansering (mACE).

I 2020 ble et nytt produkt, Fast Frequency Response (FFR), introdusert i Norden for å hindre en for dyp frekvensdipp ved store hendelser, som f.eks. kabelutfall. Gjennom et nasjonalt

demonstrasjonsprosjekt ble markedsløsninger testet. Erfaringene fra 2020 viste at løsningen fungerte etter hensikten, men det er behov for å videreutvikle ordningen og fremskaffe en større likviditet i markedet. Prosjektet er derfor blitt videreført til 2021.

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

I henhold til det kontinentale regelverket skal endringer i flyt mellom kontrollområdene gjøres i løpet av 10 minutter, fra fem minutter før timeskift til fem minutter etter. Selv om man har blitt enige med TSOer på kontinentet om å rampe kablene over noe lengre tid, inntil 20 minutter, medfører dette stor gradient på endringen i utveksling for det nordiske systemet. Det er da krevende å sørge for at produksjonsendringene skjer helt i takt med endringene i kabelflyt. Dagens regelverk for ramping er utformet slik at hver ny kabelforbindelse øker utfordringen for det nordiske synkrone systemet. Det siste tiåret har det blitt idriftsatt flere nye kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkrone systemet uten at rampingrestriksjonene er endret. De nordiske TSOene har derfor nå foreslått nye restriksjoner som begrenser økningen i total ramping for synkronsystemet og spesielt for Sør-Norge.

Økt referansehendelse er dimensjonerende for driftsforstyrrelsesreservene

Design av frekvensstyrte reserver har to styrende mål for frekvenskvalitet – stabil frekvens i normal drift og akseptable frekvensavvik ved momentane ubalanser. Idriftsettelsen av NordLink i 2020 medførte at det nordiske kraftsystemet fikk en økt referansehendelse for effektoverskudd. En referansehendelse er det største momentane ubalansen som kan skje ved en N-1-hendelse. Utfall av NordLink i full eksport gir momentant 1450 MW kraftoverskudd i Norden. For effektunderskudd er utfall av Oskarhamn 3 referansehendelsen, også 1450 MW. Ifm. testing av NordLink ble effektflyten ved en feil endret fra null til maksimal import, før den etter kort tid gikk tilbake til null. Flytendringene skjedde tilnærmet momentant etter endring av settpunkt, ikke ved utfall.

Reservene og nødeffekten over HVDC-forbindelser til andre synkronområder aktiverte korrekt iht. innstillinger og som forventet. Hendelsen bekrefter viktigheten av automatiske reserver med rask aktivering. Frekvensforløpene etter slike feil er for raske for operatørene å agere på manuelt. Trygghet om tilstrekkelig anskaffede reservevolumer med god nok respons er en nødvendighet for å drifte systemet med sikkerhet.

Av avgjørende betydning for de maksimale frekvensavvikene, er treghetsmomentet i systemet – inertia. Da hendelsene inntraff var estimert inertia rundt gjennomsnittlig verdi for sommeren (171 GWs). Dette var prognostisert og var høyt nok til at spesielle tiltak var unødvendig. Det eventuelle tiltaket er å anskaffe Fast Frequency Reserves (FFR), en enda raskere frekvensstyrt reserve enn FCR.

Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet

Økt effektivitet i energimarkedet i form av økt spothandel og markedskobling medfører generelt økte endringer i kraftflyten i nettet. Økt utvekslingskapasitet med kontinentet, har medført større produksjonsendringer mellom dag og natt og raskere endringer av store effektvolumer morgen og kveld. Dette gir seg utslag i at frekvensavvik er konsentrert omkring timeskiftene og spesielt i morgen- og kveldstimene.

Økte ubalanser i driftstimen

Energimarkedet har timesoppløsning. De store endringene i markedet som er beskrevet ovenfor, medfører at det er store effektvolumer som skal endres i produksjon og utveksling, i tillegg til at forbruket endrer seg. Dette har medført økte ubalanser på minuttnivå, særlig omkring timeskiftene. Det er altså for liten korrelasjon mellom endringstakten på produksjon, forbruk og utveksling. Det planlegges nå en overgang til 15 minutters tidsoppløsning, i første omgang i balanse- og intradag-markedet, noe som forventes å forbedre balansen.

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

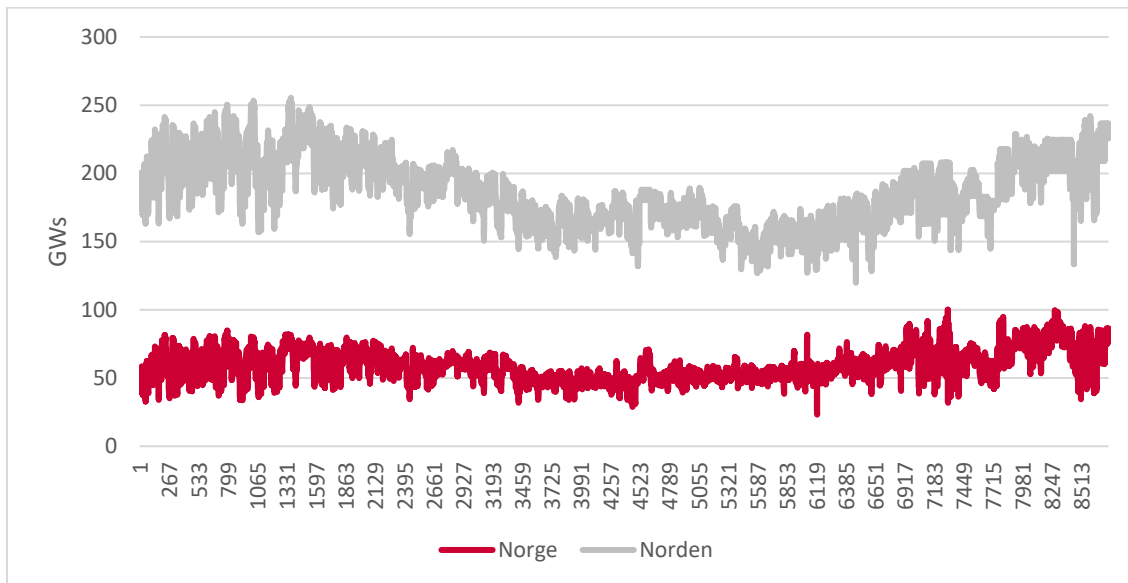
Det nordiske kraftnettet har i utilstrekkelig grad blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen og den generelle markedsintegreringen. Dette har medført et økende antall flaskehals i kraftnettet. Den løpende håndtering av disse flaskehalsene samtidig som totalbalansen skal håndteres, blir stadig mer krevende. Det er en tendens til at antall frekvensavvik i en uke har nær sammenheng med antallet og varigheten på flaskehalsene i nettet. Spesielt er dette tydelig ved mange flaskehals i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.

Økt andel produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

Økt andel av produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne påvirker frekvensen på flere måter. Produksjonen er vanskelig å prognosere eksakt. Eksempelvis kan vindkraft få store endringer i produksjonsnivå i løpet av kort tid (15-30 min), uten at dette er forutsett eller at endringen kommer forskjøvet i tid i forhold til prognoser. Dette forstyrrer planleggingen av balanseringen i driftstimen og i den siste timen før driftstimen. De nordiske TSO-ene har fastsatt en strategi for balanseringen av systemet hvor det søkes å gjøre tilpasninger før driftstimen for å redusere behovet for løpende reguleringer. "Basisfrekvensen" blir da forbedret og volumene av kostbare, automatiske (hurtige) reserver kan reduseres. Dette forventes å forbedre frekvenskvaliteten og redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene for å balansere systemet. Andelen vindkraft i Norge er foreløpig begrenset, men siden balanseringen er internasjonalisert, påvirkes frekvensen av økningen i produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne i våre naboland og etter hvert på kontinentet.

6 Oversikt over roterende masse

6.1 Roterende masse



Figur 11: Roterende masse i Norge og Norden fordelt på timene gjennom året.

7 Driftsspenninger i transmisjonsnett

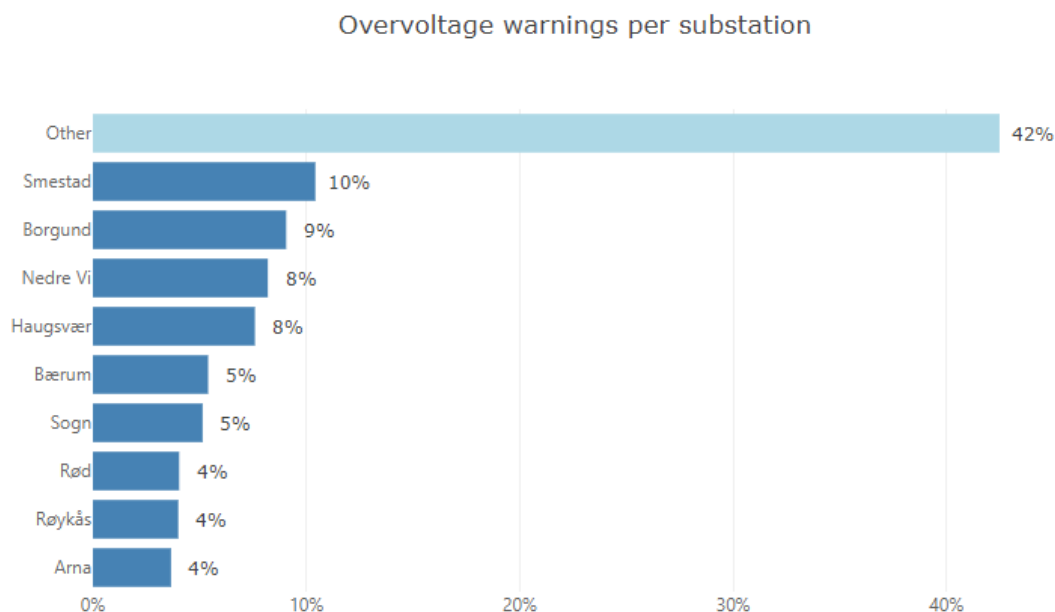
Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) stiller krav til øvre tillatte driftsspenninger i transmisjonsnett (300/420 kV), da drift av nettet med spenninger over normert høyeste driftsspenninger kan forringe holdfastheten for komponenter og medføre kortere levetid. Høye spenninger øker dermed faren for overslag/kortslutning og havari av komponenter i ytterste konsekvens. Overskridelser av disse grensene rapporteres av Statnett.

Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner der Statnett er leder for kobling (Lfk). Det rapporteres på varighet på spenningsalarmer over 305 og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt antall ganger spenningen er over 305 og 425 i mer enn 20 minutter. Videre rapporteres det på varighet på spenningsvarsler over 301 og 421 kV i mer enn 3 minutter. Tillatt målefeil for spenningstransformatorer er 1 %. Ved varsel om høy spenning i en stasjon vil det ofte også være høy spenning i omkringliggende stasjoner.

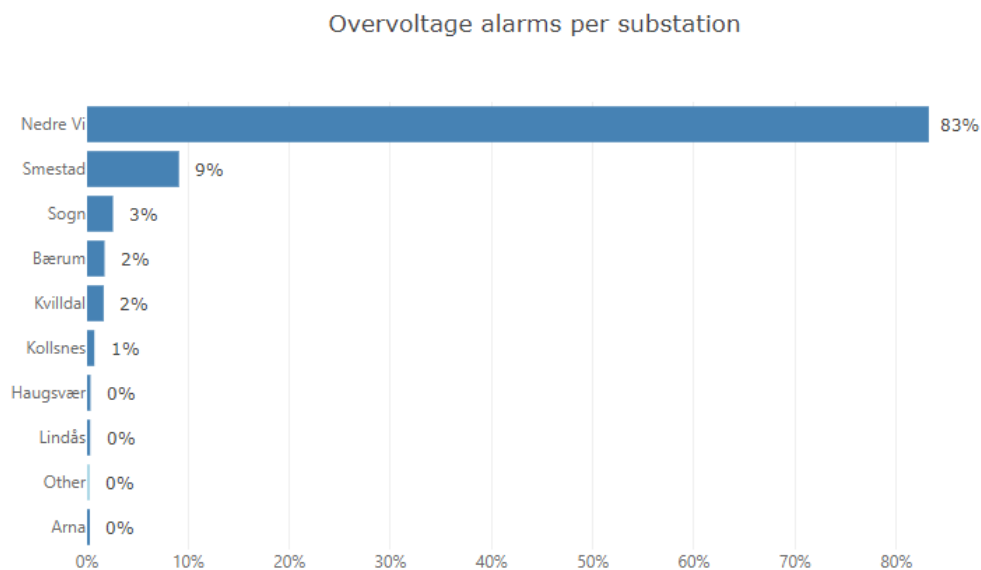
7.1 Region Sør

For sør har det i 2020 totalt vært 975 962 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Det har vært 20 tilfeller der spenningen var over 425 og 305 kV i 2020, i mer enn 20 minutter. Totalt var spenningen over 425 og 305 kV i 12 804 minutter.



Figur 12: Fordeling av spenningsvarsler i region sør.



Figur 13: Fordeling av spenningsalarmer i region sør.

Årsak til overskridelser

- Stasjonene i Oslo-området har vært påvirket av ombygging, revisjoner og feil. Dette har medført utilgjengelige reaktive komponenter og endrede koblingsbilder.
- Borgund stasjon ligger radielt forsynt fra transmisjonsnettet. Ved stans på aggregater i Borgund er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering. Det jobbes også med endring av innstilling i spenningsregulatorerne til aggregatene, for også å bedre spenningen med aggregatene i drift.
- Nedre Vinstra stasjon ligger radielt forsynt fra transmisjonsnettet. Den ene ledningen inn mot stasjonen har vært utkoblet for blant annet temperaturoppgradering i løpet av 2020. Utkobling av denne ledningen har vært spesielt med på å påvirke spenningen i stasjonen i 2020.
- I Bergensområdet har flere utskiftninger av komponenter og revisjoner gitt høye spenninger.

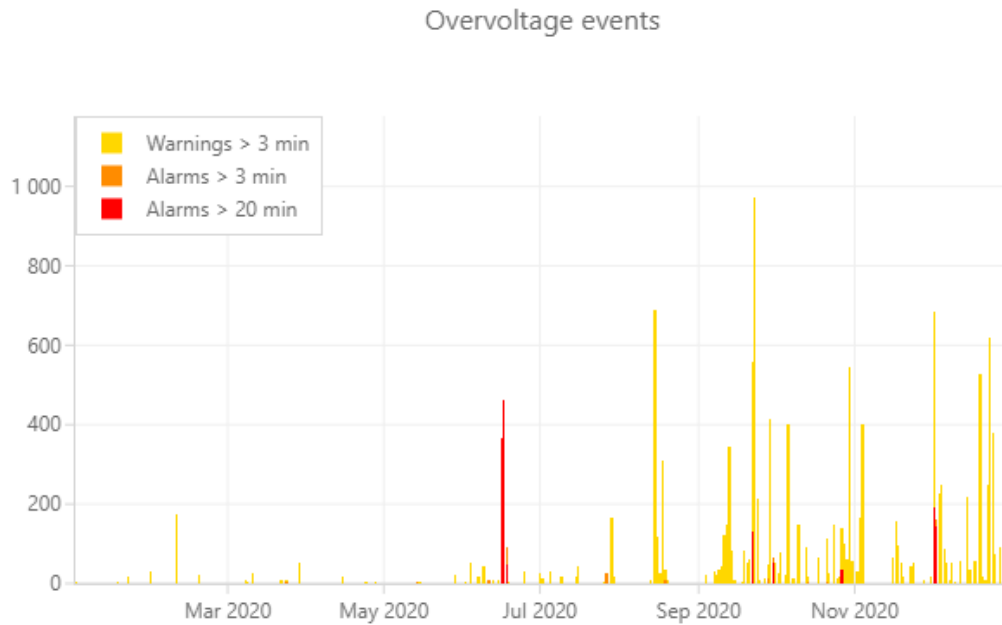
Tiltak

På Østlandet vil prosjekt Stor-Oslo i årene fremover medføre ombygginger av stasjoner og ledninger i området. Det pågående spenningsreguleringsprosjektet vil også fremover medføre endrede innstillinger på produksjonsanlegg, samt reaktive komponenter. I Bergensområdet er det i 2020 utarbeidet en konseptvalgtutredning for Bergen og omland, denne legger føringer for endringer i området i årene fremover. I 2020 ble reaktoren i Litle Sotra skiftet ut, og er nå 90 – 200 MVA. NordLink ble satt i prøvedrift i desember 2020, og vil bidra med spenningsstøtte.

7.2 Region nord

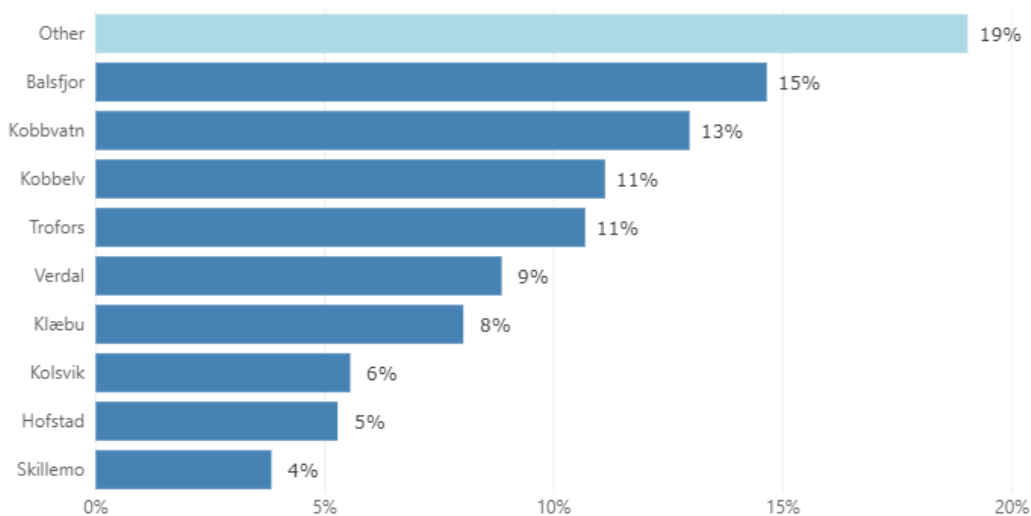
Høye spenninger 2020			
301 kV og 421 kV	Varsler > 3 minutter	443 tilfeller	14 375 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 3 minutter	37 tilfeller	1 581 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 20 minutter	13 tilfeller	1 428 minutter

Data hentet fra Alpaca.



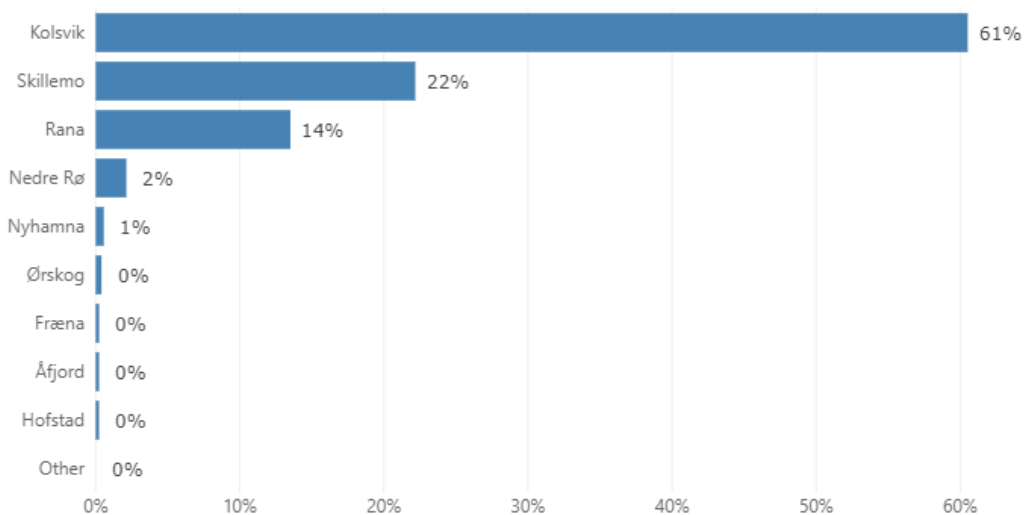
Figur 14: Tilfeller av varsler og alarmer om høy spenning i transmisjonsnettet for 2020.

Overvoltage warnings per substation



Figur 15: Tilfeller av varsler (301- og 421 kV) om høye spenninger per stasjon for 2020.

Overvoltage alarms per substation

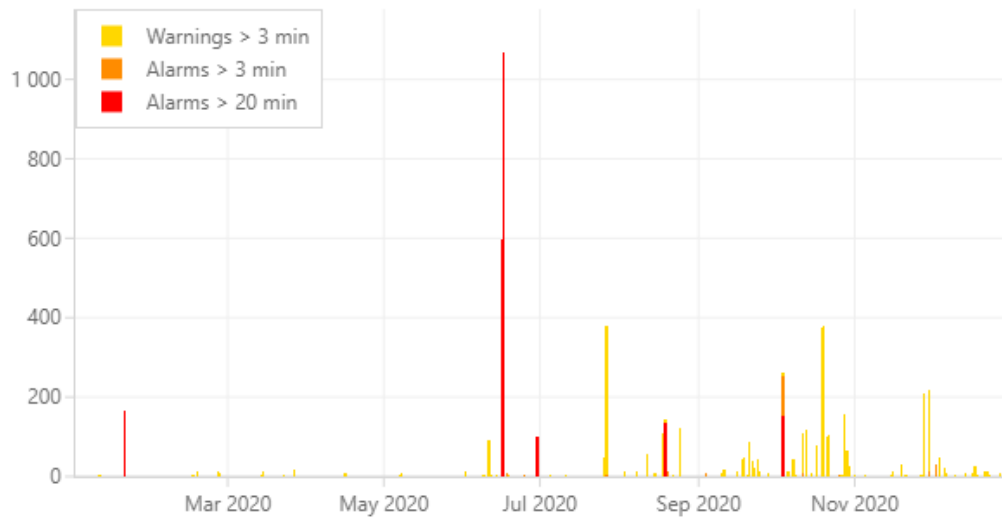


Figur 16: Tilfeller av alarmer (305- og 425 kV) om høye spenninger per stasjon for 2020.

285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	249 tilfeller	6 124 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	38 tilfeller	2 412 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	12 tilfeller	2 224 minutter

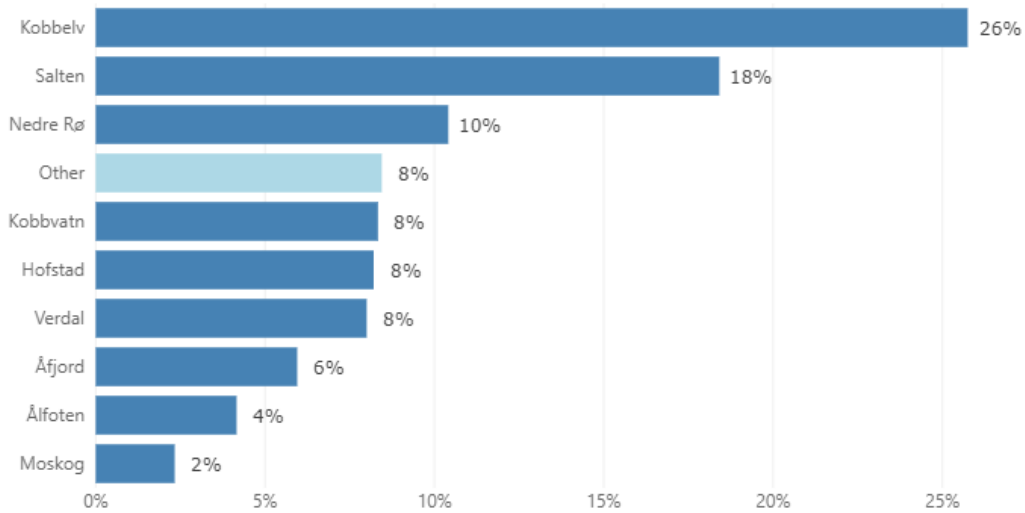
Data hentet fra Alpaca.

Undervoltage events



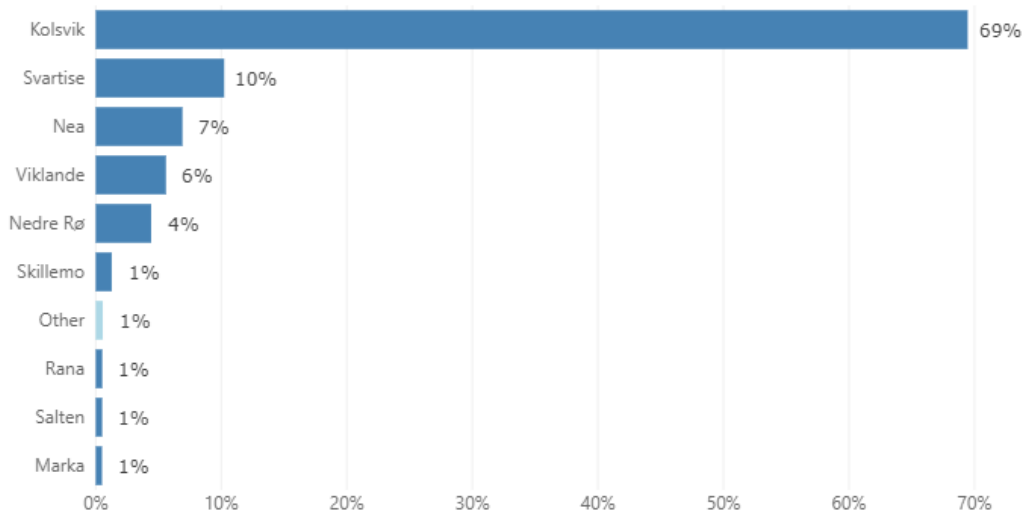
Figur 17: Tilfeller av varsler og alarmer om lav spenning i transmisjonsnettet for 2020.

Undervoltage warnings per substation



Figur 18: Tilfeller av varsler (285- og 405 kV) om lave spenninger per stasjon for 2020.

Undervoltage alarms per substation



Figur 19: Tilfeller av alarmer (280- og 400 kV) om lave spenninger per stasjon for 2020.

Årsak og hendelser

- **Balsfjord:**

De høye spenningene skyldes trolig i perioden fasekompensator i Balsfjord F1 måtte kjøre i et gitt område som resulterte i at reaktive komponenter motarbeidet hverandre. I tillegg har det blitt registrert høye spenninger ved og etter idriftsettelse av 420 Balsfjord-Skillemoen. Spenningsforholdene vil bli bedre når Balsfjord F1 fungerer som den skal, og når Balsfjord reaktor R1 og Skillemoen SVC kommer på drift.
- **Hofstad:**

Spenningen i stasjonen påvirkes svært mye av vindkraftproduksjon i området. Ved høy produksjon forekommer ofte lave spenninger, og ved liten produksjon blir spenningen ofte høy. Vindkraften kan snu fort, så det kan forekomme store spenningsvariasjoner på kort tid. Spenningen påvirkes i tillegg av Hofstad reaktor R1. Parkregulatorene ved vindkraftverkene i området har blitt justert til noe bedre spenningsregulering, men er fortsatt ikke helt i mål.
- **Klæbu:**

Spenningen påvirkes i stor grad av flyten i nettet, og hvor mye produksjon det er i området.
- **Kobbelv/Kobbvatn/Salten:**

Spenningen i Kobbelv, Kobbvatn, og Salten påvirkes mye av produksjonen i området og om Kobbelv- og Siso Kraftverk produserer. Salten Verk trekker mye MVA. Dersom kraftverkene står, spesielt Kobbelv Kraftverk, blir linjestrekket mellom Salten og Ofoten meget svakt pga. store avstander og ofte høy flyt over ledningene.
- **Kolsvik:**

Spenningen i stasjonen påvirkes i stor grad av utkoblede komponenter i området, samt av generatorene ved Kolsvik Kraftverk. Det er ingen reaktiv ytelse i umiddelbar nærhet. De høye og lave spenningene som er rapportert kom i perioden med driftsstans på Kolsvik G1 og G2, og i Marka, samt arbeid med RTU.
- **Nedre Røssåga:**

Spenningen i stasjonen påvirkes i stor grad av flyten i nettet og utkoblede komponenter i området.
- **Rana/Svartisen:**

Spenningen i stasjonene påvirkes i stor grad av stålovnen i Svabo, og om Rana Kraftverk produserer. I 2020 var 420 Rana-Nedre Røssåga utkoblet i flere uker, samtidig med at produksjonen ved Rana-, Svartisen- og Kobbelv kraftverk sto. Dette resulterte i store spenningsvariasjoner og økt flimmer i omkringliggende stasjoner, spesielt ved oppstart av stålovnen. Mottok henvendelser fra flere konsesjonærer som rapporterte om mange kundeklager i denne perioden. Lignende tilfelle med store spenningsvariasjoner oppstod ved en utkobling av 420 Ofoten-Kobbelv. Kraftverkene i området sto også i denne perioden. Tiltak ble utført ved at den ene generatoren i Rana ble spesialregulert opp når stålovnen hadde oppstart, og dette hjalp en del på dempingen i nettet.
- **Skillemoen:**

Etter idriftsettelse av 420 Balsfjord-Skillemoen har det blitt registrert både lave- og høye spenninger i stasjonen. Årsak kan være at linjestrekket produserer en god del reaktiv effekt, samt avhengig av produksjonen i området. I tillegg har det vært manglende reaktiv ytelse i motsatt ende, i Balsfjord, grunnet feil på fasekompensator og at reaktor ikke er satt på drift.
- **Trofors:**

Spenningen i stasjonen påvirkes i stor grad dersom linjer i området er utkoblet, og/eller Kolsvik Kraftverk produserer. Ingen reaktiv støtte i umiddelbar nærhet.

- **Verdal:**

Spenningen i stasjonen påvirkes vesentlig av hvor mye flyt det går mellom Klæbu og Tunnsjødal. Ved høy vindkraftproduksjon kan effektflyten komme godt over 1000 MW, og spenningen blir såpass lav at kondensatorbatterier i Verdal må kobles inn. Vindkraften kan snu fort, så når produksjonen avtar igjen blir spenningen for høy. Verdal SVC har vært utkoblet for rehabilitering siden august 2020. Når SVC-anlegget kommer på drift vil spenningsforholdene bli forbedret.

8 Omfanget av systemtjenester og effektreserver

8.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

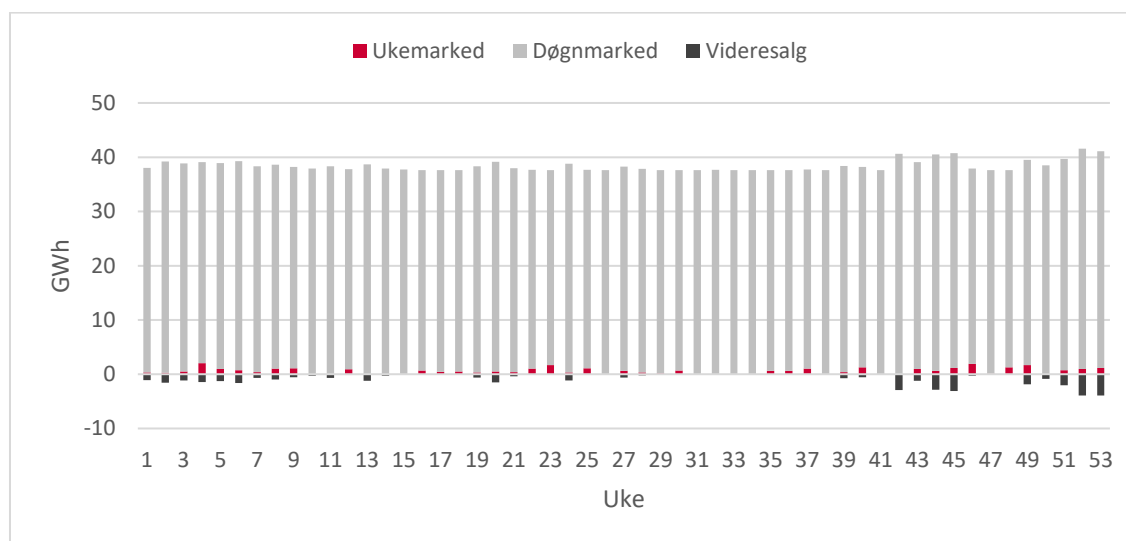
I henhold til forskrift om systemansvar i kraftsystemet (fos) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for, og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig.

8.1.1 Primærreserver (FCR)

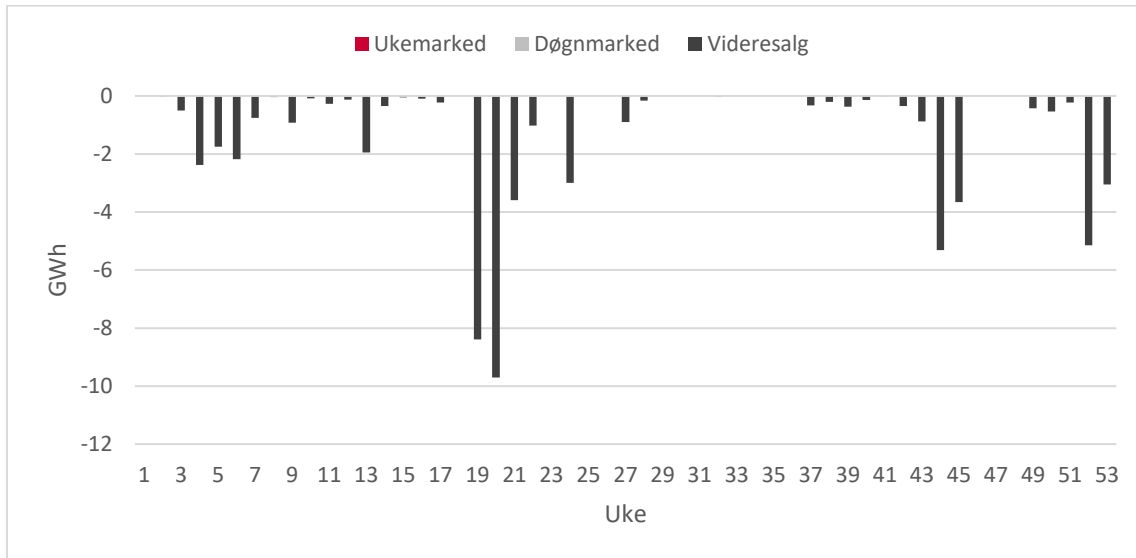
Primærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres i begge retninger for å håndtere den momentane ubalansen mellom produksjon og forbruk. Denne deles inn i FCR-N og FCR-D. FCR-N aktiveres innenfor frekvensområdet 49,90 - 50,10 Hz. FCR-D aktiveres når frekvensen faller under 49,90 Hz og skal være fullt aktivert ved 49,50 Hz.

Statnett som systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver, og disse handles inn i et eget døgn- og ukemarked for primærreserver. Grunnleveranse er primærreserver som aktørene leverer utenfor døgn/ukemarkedet. Det kan også handles primærreserver med de øvrige nordiske land.

Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.



Figur 20: Innkjøp og videresalg av FCR-N per uke.



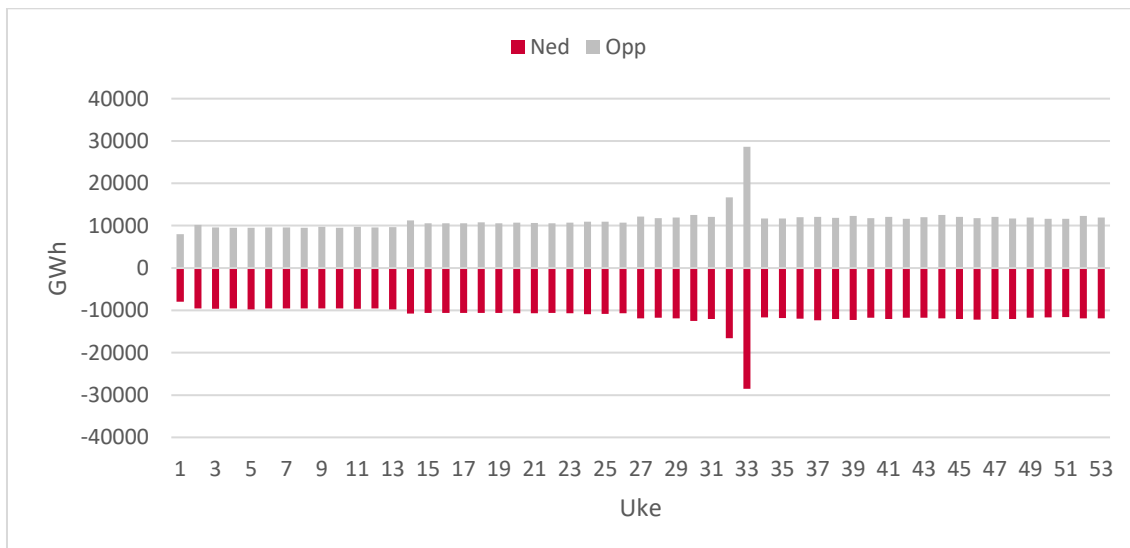
Figur 21: Innkjøp og viderealg av FCR-D per uke.

8.1.2 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres for å bringe frekvensen tilbake til 50,00 Hz og frigjøre de aktiverte primærreservene. Systemansvarlig kjøper inn sekundærreserver i et eget ukemarked.

Se kapittel 12 for kostnadsutvikling og beskrivelse.

Innkjøp av aFRR helg uke 32 og ukedager uke 33 ble ved en inkurie gjennomført med for stort volum.

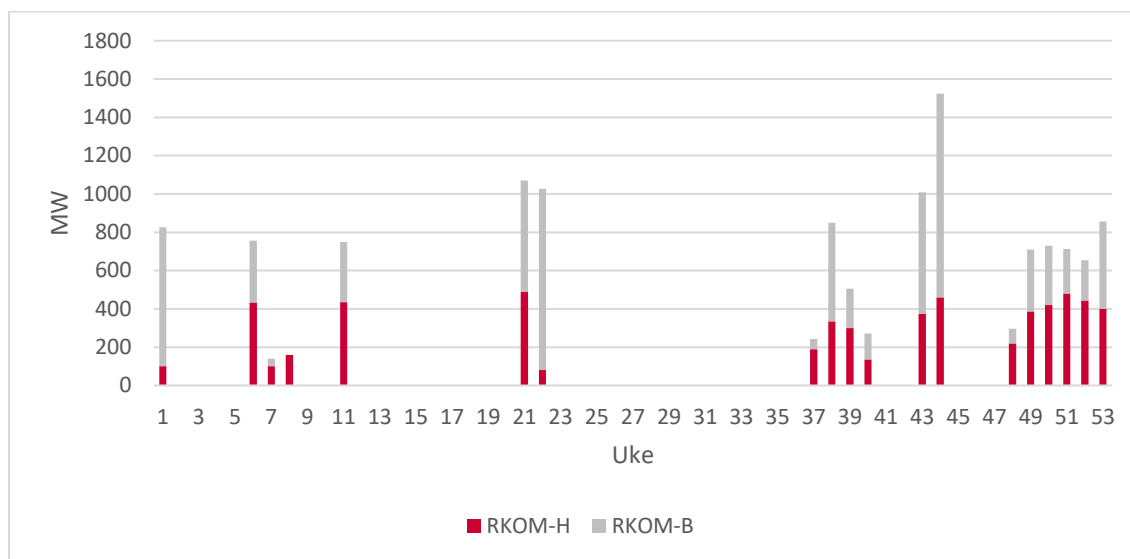


Figur 22: Innkjøp av sekundærreserver per uke.

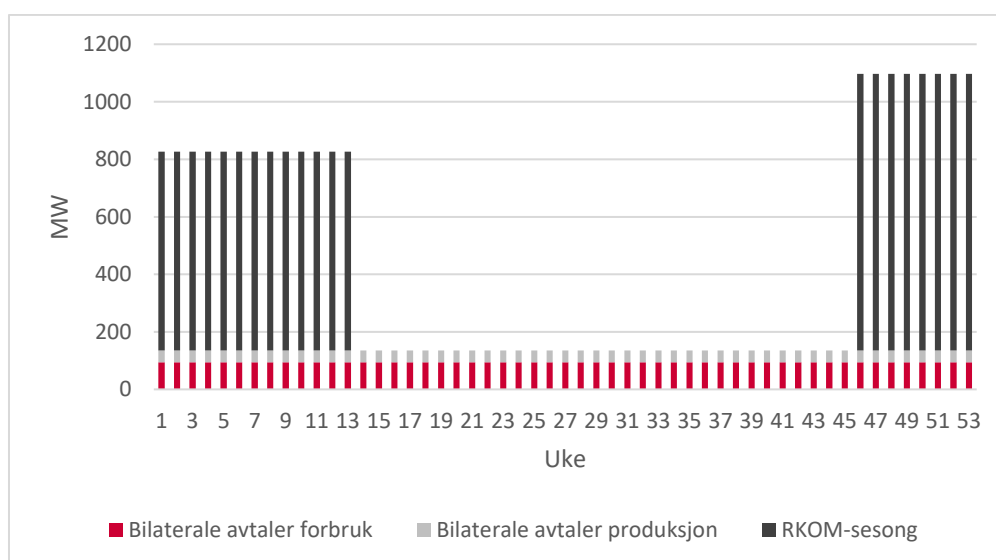
8.1.3 Tertiærreserver (RKOM)

Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft(effektreserve) tilgjengelig i regulerkraftmarkedet for å holde balanse mellom forbruk og produksjon, samt håndtere vanskelige driftssituasjoner. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som

omfattes av bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.



Figur 23: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke.

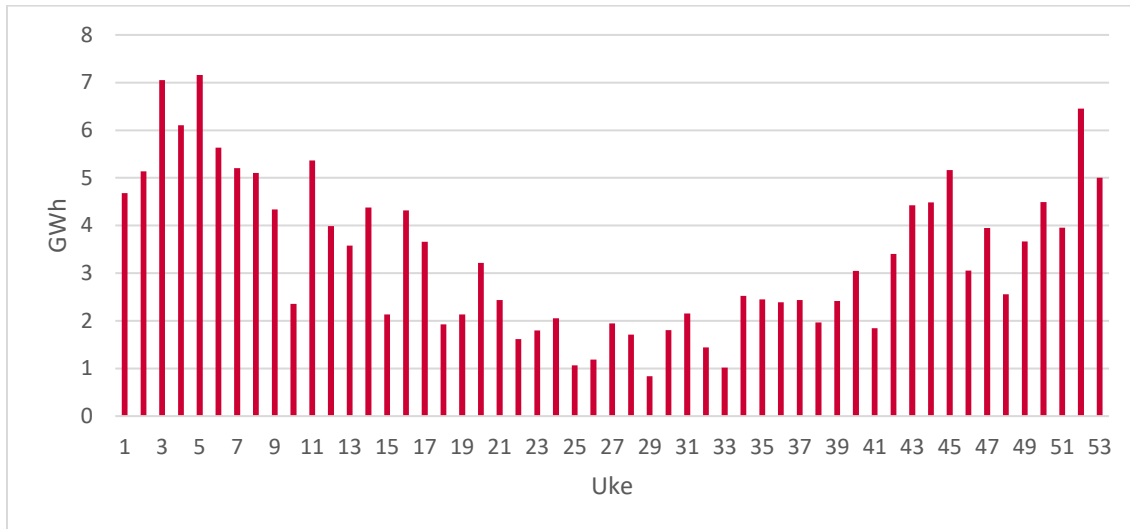


Figur 24: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke.

8.1.4 Produksjonsflytting

Dette innebærer en fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter, med den hensikt å få bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Systemansvarlig betaler produsentene for dette.

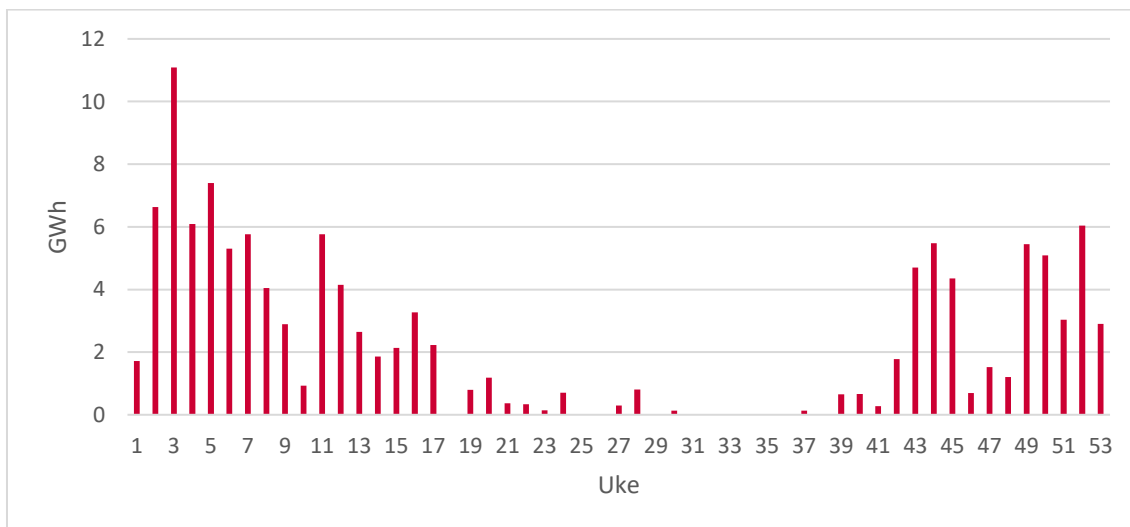
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.



Figur 25: Omfang av produksjonsflytting pr. uke.

8.1.5 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som tilbys konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW pr. elspotområde. Ved produksjonsglatting bestiller Statnett en fordeling av produksjonsendringer over timen som er tilpasset kraftsystemets behov. Formålet er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Dette er ubalanser innenfor driftstimen som skyldes en forutsigbar og ikke ideell tilpasning i planfasen mellom produksjon, forbruk og utveksling som følge av at profilene på endringer i produksjon, forbruk og kraftflyt ut/inn av systemet er ulike.



Figur 26: Omfang av produksjonsglatting pr. uke.

8.1.6 Reaktiv effekt

Reaktiv effekt er en lokal tjeneste knyttet til spenningen i nettet. Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og fjerne reaktiv effekt. Generelt gjelder at det i tunglast i nettet er behov for leveranse av reaktiv effekt mens det i lettlast er behov for å fjerne reaktiv effekt.

Når det gjelder raske endringer i spenningen i nettet pga. plutselige hendelser vil imidlertid produksjonen kunne gi et viktig bidrag til å stabilisere forløpet slik at mer alvorlige hendelser unngås. Det tilstrebes derfor at produksjonsenheter normalt skal ligge med null-leveranse av reaktiv effekt for å kunne både øke og redusere spenningen raskt. Av hensyn til et generelt ønske om enkle løsninger gis det en godtgjørelse for dokumenterte leveranser utover et "dødbånd" omkring null med en fast sats på 25 kr/MVArh. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.

8.1.7 Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedregulering som blir benyttet utenom prisrekkefølge i regulerkraftmarkedet. Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet bli ordinære reguleringer. Bud brukt for å avlaste lokale flaskehalsen innenfor et elspotområde, håndtere feilsituasjoner og andre spesielle årsaker blir spesialreguleringer. Systemansvarlig dekker kostnaden som oppstår ved spesialregulering mens ordinære reguleringer inngår som en del av balanseoppjøret aktørene imellom. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling og kapittel 15 for omfang av spesialreguleringer.

8.1.8 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisionsnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nøddefekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nøddefekt er systemvern som reduserer import/eksporten på HVDC-kabler ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.

Bruk og hensikt med å installere systemvern kan oppsummeres til følgende hovedområder:

- Øke overføringskapasitet i definerte snitt
- Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall
- Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)
- Hindre lokalt nettsammenbrudd

Noen systemvern er installert for å kunne fylle flere av disse rollene.

Systemansvarlig betaler produsenter en årlig godtgjørelse for å ha PFK installert, i tillegg til en ekstra godtgjørelse ved frakobling av aggregater. Forbruk tilkoblet regional- eller transmisionsnettet, som er omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakobling. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett dekkes gjennom KILE-ordningen. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.

8.1.9 Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differansen mellom planlagt handel og målt utveksling over utenlandsforbindelsene. Effektkraft er en avtalt økt eller redusert utveksling mot utlandet. Effektkraft utveksles som et ledd i å håndtere nettproblem i ett av landene, både ved intakt nett og ved feil. Statnett selger og kjøper både balanse- og effektkraft. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.

8.1.10 Omberamming av planlagte driftsstanser

Systemansvarlig definerer hvilke driftsstanser som skal innmeldes og godkjennes av systemansvarlig. Systemansvarlig har som mål å koordinere driftsstanser på en slik måte at alle konsesjonærer gis mulighet til å gjennomføre nødvendig vedlikehold i løpet av året. I henhold til fos skal merkostnader ved omprioritering av godkjente driftsstanser betales av den som har initiert omprioriteringen. Dette kan være systemansvarlig, produsenter eller berørte nettselskap som selv ønsker å omprioritere sine driftsstanser. Se kapittel 12 for kostnadsutvikling.

8.2 Reserver i Norge og Norden

Det nordiske synkronområdet har behov for i hovedsak fire ulike typer reserver; frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N), frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D), sekundærreserve (aFRR) og manuelle reserver (mFRR), også kalt tertiærreserver. De tre førstnevnte blir delt mellom de nordiske land etter ulike fordelingsnøkler, mens de manuelle reservene er bestemt ut fra nasjonale forhold. Hvordan de ulike typene reserver anskaffes, er ulikt fra land til land. Det er ikke krav om reserver per budområde.

Kravet for FCR-N totalt i det nordiske synkronområdet er 600 MW. Dette er fastsatt i den nordiske systemdriftsavtalen. Disse 600 MW fordeles etter sum av årsforbruk og produksjon (Y-2), gjeldende fra 1. januar i det aktuelle året (år Y).

Kravet for FCR-D totalt i det nordiske synkronområdet, er at reserven skal være lik dimensjonerende feil i Norden. Største dimensjonerende feil i Norden er i dag 1450 MW. Fordeling av FCR-D per land fordeles deretter etter samme fordelingsnøkkel som FCR-N. Totalkravet i Norden kan variere noe, f.eks. etter hvilke kjernekraftblokker som produserer. En normal fordeling er gjengitt i tabellen under. Siden siste mulighet til å anskaffe FCR-D i etablerte markedsløsninger er kl. 18, er det innført en frist kl. 16 på å oppdatere dimensjonerende feil i det felles nordiske datasystemet NOIS. Alle TSOer er dermed forpliktet til å sjekke sitt krav daglig etter kl. 16. Både FCR-N og FCR-D utveksles mellom land. I Norge kjøpes det normalt ikke inn FCR-D gjennom en markedsløsning. Etter anskaffelse av FCR-N og grunnleveransen som følger av kravet til 12 % statikk, dekker Norge sitt krav i alle timer. Det er forventet at det vil bli behov for å anskaffe FCR-D i fremtiden.

Sekundærreserver (aFRR) kjøpes kun inn i utvalgte timer gjennom døgnet og uken, hvor det er forventet store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Hvilke timer, og hvor mange timer i døgnet, bestemmes nordisk for et kvartal om gangen. I løpet av 2020 har både antall timer med innkjøp, samt volum i enkelte timer, økt. I morgentimene ble kapasiteten økt fra 300 MW til 400 MW, antallet timer med aFRR på kveld ble økt og i tillegg anskaffes reserver både i morgentimene og kveldstimerne i helgene.

Kravet for mFRR er lik dimensjonerende feil for hvert enkelt land. Den påvirkes altså ikke av andre lands dimensjonerende feil. Det er på mFRR at det er størst ulikheter i hvordan reserven anskaffes og brukes. Det er kun i Norge at reserve anskaffes i et ukemarked, og inngår i det ordinære regulerkraftmarkedet. I de øvrige land er anskaffet reserve øremerket feil og andre alvorlige situasjoner. Dette gjør at Statnett anskaffer noe mer enn det nordiske kravet, for også å kunne dekke vårt krav når noe av reserven allerede er brukt til å dekke ubalanser.

For reserver utenom aFRR, er det ikke mulig å gi et eksakt tall på hva som er kapasiteten. Kapasiteten finnes dersom betalingsviljen er til stede.

	FCR-D	FCR-N	aFRR(morgen/kveld)	mFRR
Norge	542	224	140/105	1200+540
Sverige	573	237	140/105	1450
Danmark (DK2)	41	27	11/11	600
Finland	294	122	80/60	890

Tabell 2: Nordiske krav til reserver.

9 Anmelding og planlegging av produksjon

9.1 Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse

Statnett gjennomfører ukentlig ubalanseanalyser basert på det siste ferdig innrapporterte datagrunnlaget. Både produksjonsbalanser og forbruks- og handelsbalanser analyseres. I løpet av 2020 ble det fra tid til annen avdekket unødvendige ubalanser som kunne ha vært unngått. Disse skyldtes i hovedsak svikt i interne rutiner hos respektiv balanseansvarlig. Ubalansene ble ikke vurdert å ha signifikante konsekvenser for systemdriften. Når slike ubalanser oppdages, tar avregningsansvarlig direkte kontakt med balanseansvarlig og etterspør både redegjørelse for ubalansen og beskrivelse av hvordan balanseansvarlig i fremtiden skal unngå lignende ubalanser. Samtlige balanseansvarlige har redegjort for ubalansene og beskrevet justeringer for å unngå at de gjentar seg.

10 Likviditet i reservemarkedene

10.1 Oversikt over aFRR, RKOM og RK

	aFRR	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	7	5	6	27
Forbruk	0	4	14	6
Produksjon og forbruk	0	1	1	4

Tabell 3: Antall aktører som har deltatt i aFRR, RKOM og RK.

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	28%	57%	97%
Forbruk	72%	43%	3%
	100%	100%	100%
RKOM-H	28%	62%	-
RKOM-B	72%	28%	-
	100%	100%	-

Tabell 4: Fordeling av tilbudt volum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B.

	Antall aktører
NO1	10
NO2	13
NO3	15
NO4	10
NO5	10

Tabell 5: Antall aktører i RK pr. elspotområde.

11 Virkemidler i drift

11.1 Omfang, årsak og konsekvens av vedtak

11.1.1 Produksjonstilpasning

Tabell 6 viser gir en oversikt over produksjonstilpasninger i 2020. Årsak er delt opp i:

- Separatområde: Driftsstansen medfører et separatområde der produksjonen må tilpasse seg forbruket.
- Markedsmakt: Produksjonstilpasning i et område med én balanseansvarlig, én balanseansvarlig med stor markedsrett eller kun én balanseansvarlig som normalt deltar i RK-markedet.
- Begrenset kapasitet: Produksjonstilpasning i område med flere balanseansvarlige, men kapasiteten er begrenset over et lengre tidsrom og lar seg ikke løse ved bruk av markedsområder.

Mengde [MWh] er differanse mellom installert effekt og maks tillatt produksjon. I noen tilfeller beskriver produksjonstilpasningen et minste produksjonsnivå, da er mengden angitt med negativt fortegn.

Dato	Driftsstans	Årsak	Feil/planlagt	Område	Stasjonsgrupper	Omfang [MWh]
11.01	S Hjartdøl 132 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Telemark	Hjartdøla	1 490
14.01	S Saurdal 300 AX/AY Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	- 2 037
15.01	S Saurdal 300 B Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	- 597
21.01-22.01	S Saurdal T9, T7 300 AX/AY	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	20 267
28.01-30.01	S 132 Høgef_TS-T_Berlifoss	Separatområde	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	2 610
29.01	N 66 Adamselv-Hopseidet	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Kjøllefjord	157
03.02	S Sauda T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	881
03.02	S 66 Storebru-Sagefossen	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	SFE	60
04.02	N 132 Skogfoss-T_Melkefoss- Bjørnevatn	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Skogfoss	101
05.02	N 132 Skogfoss-T_Melkefoss- Bjørnevatn	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Skogfoss	140
07.02	S 66 Fåberg-Hunderfossen-1 og 2	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Hunderfossen	362
08.02	S Hjartdøl 132 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Telemark	Hjartdøla	1 004

10.02	S Sauda T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	739
10.02	S 132 Svarthollet-Osmoen	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark, Raskiftet	1 050
11.02-17.02	S 132 Lysebotn-Helmikstøl-3-Tronsholen	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Breiava, Lysebotn, Lysebotn 2	31 117
13.02	M 66 Haugen-Tussa-Bondal	Markedsmakt	Planlagt	Sunnmøre	Tussa-Haugen	406
15.02	S Hjartdøl 132 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Telemark	Hjartdøla	684
24.02	M 66 Følling-Steinkjer	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	NTE	198
26.02-27.02	S Lyse T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2	4 819
27.02	S 132 Dalen-Lysebotn-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2, Jøssang, Flørli	837
01.03-01.07	M 66 Følling-Steinkjer	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	NTE	73 315
02.03	S 66 Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	392
02.03-17.03	S Vågåmo T1, 300 Aura-Vågåmo	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Ø-Otta	68 632
03.03	S 132 Aslaksrud-Jevnaker	Markedsmakt	Planlagt	Hadeland	Hadeland	101
10.03-20.03	M 66 Holandsvika-Drevvatn	Markedsmakt	Planlagt	Helgeland	Helgeland	1 231
12.03-13.03	S 66 Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	1 421
13.03-03.07	S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-2, S 132 Dalen-Lysebotn-1, S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-3, S 132 Flørli-Helmikstøl 1, S 132 Forsand-Tronsholen	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2	537 107
17.03-18.03	M 132 Snilldal-Fillan	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Hitra	3 437
18.03	M 66 Fossegrenda-Stavne-Øvre Leirfoss	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Nea-Nidelva	18
19.03	S 132 Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde	Planlagt	Indre sogn	Naddvik	-
24.03	M 132 Agdenes-Snillfjord-Orkdal	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	NTE	-
27.03	S 66 Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	455
27.03	S 132 Hovatn-Sollidalen-Hekni	Separatområde	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	21
30.03-03.04	N 132 Skei-Sunde	Separatområde	Planlagt	Fjordane	Kjøsnesfjorden	8 802
02.04	S 300 Nesflaten-Røldal	Separatområde	Planlagt	Odda	HER, Oksla, Tysso	3 335

04.04-06.04	S 66 Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	2 359
14.04-30.04	N Tomasgår T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Stranda	div. småkraft	NA
14.04-21.04	S 300 Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Harpefossen	62 211
14.04-19.05	S 110 Honna-Logna	Markedsmakt	Planlagt	Vest-Agder	Øie	16 918
14.04-17.04	M 66 Gillesvåg-Åsen	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	814
15.04-23.04	N 132 Kvandal-Hergot-Sildvik	Separatområde	Planlagt	Narvik	Nygårdsfjellet Vind	6 406
16.04	M 66 Orkdal-Svorkmo	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	KVO	49
20.04	S 132 Lysebotn-Helmikstøl 1-Tronsholen-2	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2	1 346
20.04-24.04	S 300 Stord-Børtveit-Husnes	Markedsmakt	Planlagt	Stord	Midtfjellet	9 912
20.04-22.04	N 132 Båtsfjord-Smelror	Begrenset kapasitet	Planlagt	Øst-Finnmark	Raggovidda, Hamnefjellet	2 201
22.04	S Sima T7 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Sima	1 743
27.04-30.04	S Kjelland T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	4 920
27.04	M 132 Hemne-Snillfjord	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	TEK	-
27.04-28.04	N 132 Båtsfjord-Smelror	Begrenset kapasitet	Planlagt	Øst-Finnmark	Raggovidda, Hamnefjellet	1 465
28.04	S Evanger T5 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Voss	BKK	347
28.04	M 132 Orkdal-Snillfjord-Agdenes	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	TEK, NTE	-
28.04-30.04	S 132 Svarholtet-Osmoen	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark, Raskiftet	10 371
28.04	S 300 Harpefossen-Nedre Vinstra	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	26
28.04	S 132 Kaggefoss-Embretsfoss-Setersberg	Separatområde	Planlagt	Buskerud	BKP-Flesaker	388
28.04	S 132 Nordheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	153
29.04	N 132 Balsfjord-Storsteinnes	Separatområde	Planlagt	Dividalen	Dividalen	116
30.04-05.05	S 66 Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	5 138
04.05-05.05	S Lio T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Midt-Telenark	Tokke, Skafså	2 081
04.05-05.05	S Lysebotn 132 A/B Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2, Breiava	2 272

04.05-05.05	S 132 Furnes-Vang-Heradsbygd	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	1 178
04.05-27.05	S Vågåmo T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Tesseverkene	-
05.05-27.05	S Vågåmo T1 Transformator	Begrenset kapasitet	Planlagt	Gudbrandsdalen	Ø-Otta, Rosten, Skjåk, Nedre Otta	8 250
05.05-06.05	S 132 Vang-Heradsbygd	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	832
06.05-07.05	S 300 Borgund-Øljusjøen	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	9 449
07.05	M Fillan 132 A Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Hitra	965
08.05	S 132 Åmli-Høgef_TS	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	975
11.05	S 132 Kalvedalen-T_Raudalen	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	6
13.05	S 132 Monehagen-Nelaug-Åmli	Separatområde	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	504
19.05-20.05	S 66 Vang-Elverum	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	25
25.05-26.05	S Kjelland T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	1 795
25.05-26.05	N 66 Adamselv-Hopseidet	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Kjøllefjord	310
27.05-12.06	S 132 Bjøredalen-Bolvik-1/2	Begrenset kapasitet	Planlagt	Aust-Agder og Telemark	Brokke, Finndøla, Haukrei, Fjone	142 428
28.05	S Sauda T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	1 053
28.05	S Dale T4 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Voss	BKK, Holmen Voss	228
02.06-19.06	S 300 Tokke-Eidsborg-Vinje	Markedsmakt	Planlagt	Midt-Telenark	Tokke, Skafså	980
02.06-19.06	S 300 Songa-Eidsborg-Vinje	Separatområde	Planlagt	Midt-Telenark	Tokke	128 935
03.06	S 300 Åsen-Oksla	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	2 131
03.06-04.06	S Vågåmo 66 AY Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Tesseverkene	1 371
03.06-04.06	S 66 Vang-Elverum	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	363
03.06-04.06	M 66 Øvre Leirfoss-Stavne-Fossegrenda	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Nea-Nidelva	320
09.06	S 66 Løpet-Osa	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	76
15.06	M 132 Straum-Hofstad	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Bessakerfjellet	109
16.06	S 300 Nesflaten-Kvanndal-Songa	Markedsmakt	Planlagt	Telemark	HER, Tokke	978
16.06-03.07	M 66 Øvre Leirfoss-Stavne-Fossegrenda	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Nea-Nidelva	26 446

18.06-29.06	S 66 Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	10 917
22.06-26.06	S 132 Såheim-Frøystul	Markedsmakt	Planlagt	Telemark	Rjukanverkene	2 070
22.06-26.06	M 132 Ørtvatn-Storforshei-Svabo	Markedsmakt	Planlagt	Helgeland	div. småkraft	NA
22.06	S 110 Honna-Logna	Markedsmakt	Planlagt	Vest-Agder	Øie	26
23.06	S Åsen T3 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	415
25.06	M Hofstad T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Roan	2 782
25.06-27.06	M 132 Straum-Hofstad	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Bessakerfjellet	1 599
29.06-17.07	S 132 Bolvik-Eie-Vrangfoss	Separatområde	Planlagt	Telemark	Eidsfoss	6 698
29.06-03.07	M 132 Fauske-Tjønndalen-Hopen	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	14 816
01.07	N 66 Smørfjord-Havøysund	Markedsmakt	Planlagt	Finnmark	Havøygavlen	1
01.07-02.07	S 66 Vang-Elverum	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	442
06.07-28.07	N 66 Smørfjord-Havøysund	Markedsmakt	Planlagt	Finnmark	Havøygavlen	21 460
06.07-08.07	S 132 Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde	Planlagt	Indre sogn	Naddvik	5 472
07.07-08.07	S Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	1 875
07.07-10.07	S 132 Evanger-Voss	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	BKK, Holmen Voss	5 319
08.07	M Salten T1 Transformator	Begrenset kapasitet	Planlagt	Salten	Sulitjelma, Siso	1 810
16.07-21.07	S 66 Saurdal-Moe	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	2 627
21.07	S 300 Blåfalli-Mauranger-Samnanger	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	2 289
22.07-24.07	S 66 Borgund-Stuvane	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	1 193
23.07	S 132 Dalen-Lysebotn-Helmikstøl-3, S 132 Flørli-Helmikstøl-1-Tronsholen	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2, Breiava	1 861
24.07-28.07	S 66 Mauranger-Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	4 376
27.07-01.08	S 132 Forsand-Tronsholen-1, S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-3	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2, Jøssang	41 639
30.07	M 132 Hegsetfoss-Hersjøen-Eidum	Separatområde	Planlagt	Selbu	Selbu	9

01.08-14.08	S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Tronsolen 3	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2, Breiava	81 738
03.08	M 132 Rana-Svabo-1	Separatområde	Planlagt	Rana	Rana	360
03.08-24.08	N 132 Kvaløy-Håkøybotn	Markedsmakt	Planlagt	Troms	Kvitfjell, Raudfjell	71 167
04.08-20.08	N 132 Kobbkroken-Storvarden	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Raggovidda	17 461
06.08-06.10	S 66 Mauranger-Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	58 957
10.08-14.08	M 132 Fauske-Sjønstå	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	18 531
10.08-21.08	M 132 Sjønstå-Sulitjelma-2	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	23 870
10.08-31.08	S Maurange T3 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	20 268
10.08-13.08	S 300 Hysten-Førre	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	12 357
10.08-18.08	S 300 Blåfalli-Mauranger-Samnanger, Mauranger T3	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	58 519
10.08-18.09	S Saurdal T8 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	18 719
11.08-13.08	N 132 Bjørnevatn-T_Melkefoss-Skogfoss	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Skogfoss	207
12.08-14.08	S Bøylefos T6 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Bøylefoss, Agder-Syd	2 591
14.08	S T_Skarg 66 X Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Holen	0
15.08-29.10	S Lio T2 Transformator	Markedsmakt	Feil	Midt-Telenark	Tokke, Skafså	99 591
17.08-19.08	S 132 Åbjøra K-Åbjøra-1	Separatområde	Planlagt	Valdres	Åbjøra	5 087
19.08	M Haugen T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sunnmøre	Tussa-Haugen, div. småkraft	276
19.08-25.08	S 66 Borgund-Stuvane	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	3 541
19.08	S 132 Vang-Elverum	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	-
19.08	S 300 Vågåmo-Øvre Vinstra-Fåberg	Separatområde	Planlagt	Gudbrandsdalen	Ø-Vinstra	635
24.08-30.08	M 132 Siso-Lakshola	Separatområde	Planlagt	Salten	Siso	4 898
24.08-02.10	M 132 Sjona-Fagervollan	Separatområde	Planlagt	Helgeland	Helgeland	20 800
24.08-26.08	M 132 Snilldal-Fillan	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Hitra	5 824
24.08-27.08	N 132 Ballangen-Bjørkåsen	Separatområde	Planlagt	Ofoten	Nordkraft	550
25.08-26.08	M 132 Bjerka-Nedre Røssåga	Markedsmakt	Planlagt	Helgeland	Røssåga, div. småkraft	1 180

25.08	M Snåsa 66 A Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	NTE	151
31.08-04.09	M 132 Valljord-Sjønstå	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	15 570
01.09	M 132 Selbu-Hersjøen	Separatområde	Planlagt	Selbu	Selbu	120
01.09-09.09	S Samnange T1 Transformator	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo, BKK, Kvam	33 960
01.09	S 300 Blåfalli Vik-Blåfalli	Separatområde	Planlagt	Sunnhordaland	SKL	1 649
01.09	M Hofstad T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Roan	678
02.09	N Skogfoss 132 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Øst-Finnmark	Skogfoss	81
07.09-22.09	M Aura T3 Transformator	Separatområde	Planlagt	Nordmøre	Aura	43 418
07.09	S 300 Borgund-Øljusjøen	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	2 011
08.09	S 300 Refsdal-Hove-Sogndal	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	Vik	646
08.09	S 300 Borgund-Øljusjøen	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	2 062
09.09	S 66 Borgund-Stuvane	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	110
10.09	S 300 Borgund-Øljusjøen-Hemsil1	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	2 554
14.09-23.09	S 132 Samnanger-Norheimsund	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo, BKK, Kvam	38 052
14.09-17.09	S Kjelland T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	4 583
14.09-24.09	S 300 Høyen-Førre	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	39 427
14.09-16.09	M 132Straum-Hofstad	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Bessakerfjellet	1 256
15.09-23.09	S 300 Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Harpefossen	75 243
15.09	S Borgund 66 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	73
15.09-02.10	S Borgund T4 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	16 035
16.09	S Ertsmyra T3 Transformator	Separatområde	Planlagt	Vest-Agder	Tonstad Vindpark	1 390
16.09	N H. Høyen T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	Høyanger	- 920
16.09-01.10	S 66 Borgund-Stuvane	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	8 525
21.09-30.10	S Saurdal T8 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	18 884
21.09-06.10	S Nore 1 T9 Transformator	Separatområde	Planlagt	Numedal	Nore, Uvdal	134 284
21.09-25.09	S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Dalen 1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2	38 932

21.09-02.10	S 420 Dagali-Nore1-Sylling	Separatområde	Planlagt	Numedal	Nore, Uvdal	98 100
21.09-22.09	S Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	1 626
28.09-02.10	S 300 Rendalen-Balbergskaret	Markedsmakt	Planlagt	Østerdalen	Rendalen	10 135
28.09-02.10	S 132 Stokkeland-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2, Jøssang, Breiava	31 339
29.09-01.10	S 66 Saurdal-Moe	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	1 101
29.09-05.10	S 132 Skjøren-Raa-1/2	Markedsmakt	Planlagt	Østfold	N-Glomma	6 345
01.10	S Borgund 66 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	95
01.10	S 132 Abjøra_K-Skrautvål	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	80
05.10-08.10	S 300 Sønnå-Sauda	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	23 247
05.10-15.10	M 132 Sjønstå-Sulitjelma-2	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	39 220
05.10-15.10	S Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	14 523
06.10	S 300 Blåfalli Vik-Blåfalli	Separatområde	Planlagt	Sunnhordaland	SKL	1 473
06.10	M Nea 132 C Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	Nea-Nidelva	318
12.10-15.10	S 420 T_Hol-Usta	Separatområde	Planlagt	Hallingdal	Hallingdal	2 244
13.10	N 132 Håkøybotn-Mestervik	Markedsmakt	Planlagt	Troms	Kvitfjell, Raudfjell	857
13.10	S 420 Hasle-Halden-Loviseholm	Markedsmakt	Planlagt	Østfold	Tistedal	34
14.10	S Saurdal T8 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	57
19.10-22.10	S 66 Saurdal-Moe	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	1 632
22.10	S 132 Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-3	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn, Lysebotn 2	1 311
26.10-27.10	S 132 Hovatn-Sollidalen-Brokke-2, Hekni Sollidalen-Bjørgedalen	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	9 282
28.10	S Saurdal T8 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	138
03.11	S Førre T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	92
09.11-21.11	S 132 Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	17 998
12.11-30.11	S 132 Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn 2	11 808
16.11	S Bjelland 110 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Vest-Agder	Øie	474

17.11	S Førre T1 Transformator, S 66 Hjorteland-Førre-Stølsdal	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	116
17.11-19.11	S 300 Blåfalli-Mauranger-Samnanger, Mauranger T3	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Folgefonn	13 438
18.11-19.11	S Åsen T3 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	3 693
18.11-19.11	S 66 Førre-Stølsdal	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	414
19.11	M 66 Orkdal-Evjen	Markedsmakt	Planlagt	Trøndelag	TEK	- 648
19.11	S Lyse T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2	913
25.11-27.11	S 300 Nesflaten-Songa	Markedsmakt	Planlagt	Telemark	HER, Tokke	6 006
25.11	S Sauda T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	619
02.12	S 132 Monehagen-Nelaug	Separatområde	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	687
09.12	N H. Høyen T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	Høyanger	- 3
10.12-11.12	S 132 Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn 2	848
10.12	S 132 Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Separatområde	Planlagt	Hordaland	BKK	125
14.12-16.12	S 132 Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Flørli, Lysebotn 2	1 493
15.12	S Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Dalane, Svåheia, Egersund	199

Tabell 6: Produksjonstilpasninger.

11.1.2 Rekvirering av produksjon og forbruk i marked for regulerkraft, jf. fos 12.4

I 2020 ble det fattet 2 systemkritiske vedtak om å få rekvirert regulerytelse anmeldt inn i regulerkraftmarkedet.

- 17. mai ble det sendt ut vedtak om at all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk skal anmeldes i regulerkraftmarkedet. Bakgrunnen var at det var for lite anmeldte reserver i regulerkraftmarkedet for mandag 18. mai, 600 MW i time 8-9 og 300 MW i time 10-11. Systemansvarlig fikk inn oppreguleringsressursene, og ingen konsekvenser.
- 30. juli ble aktører bedt om å anmelde alle tilgjengelige nedreguleringsressurser i RK-markedet for kraftverk som er lokalisert i området øst for Lakselv. Vedtaket var begrunnet i stort kraftoverskudd i området og lav nettkapasitet i forbindelse med planlagt driftsstans av 132 kV linja Skaidi-Alta trafo. Krav til minstekvantum på 10 MW og aktiveringstid på 15 minutter kunne fravikes. Vedtaket gjaldt i perioden fra mandag 3. august klokka 07:00 til onsdag 12 august klokka 16:00. Ingen konsekvenser i operativ drift.

11.1.3 Rekvirering av tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjon, jf. fos 12.5

Systemansvarlig har i forbindelse med utarbeidelsen av retningslinjer for fos § 12 femte ledd avdekket at antall vedtak fattet i medhold av fos § 12 femte ledd beklageligvis har blitt feil fremstilt i systemansvarliges tidligere årsrapporter. I disse tidligere årsrapportene har bare omfanget av de systemkritiske vedtakene som har blitt bekreftet skriftlig av systemansvarlig fremkommet. De vedtakene som har blitt bekreftet skriftlig gjelder spesielt inngripende bruk av virkemidlet, for eksempel ved at konsesjonær har måttet bryte manøvreringsreglementet for å etterleve det systemkritiske vedtaket. Systemansvarlig ser alvorlig på manglende rapportering, og har startet arbeidet med å gjennomgå og utbedre interne rutiner for å avverge en slik situasjon i fremtiden. For 2020 er det imidlertid kun mulig å angi et anslag for antall fos § 12 femte ledd-vedtak. Anslaget ligger på 40 – 200 vedtak pr. år.

Det var én hendelse som medførte vedtak etter fos § 12 femte ledd som ble skriftlig bekreftet av systemansvarlig:

- 21. juni fattet systemansvarlig vedtak overfor Trønder Energi Produksjon og NEAS om å tilgjengeliggjøre hhv. Driva kraftverk og Grøa kraftverk for nedregulering. Grunnen for vedtaket var overlast på ledning 132 kV Grøa-Aura. Vedtakene ble fattet selv om systemansvarlig var gjort kjent med at Driva kraftverk var pålagt å produsere for fullt jf. manøvreringsreglementet, samt at Grøa kraftverk hadde et overløp i et omfang som var til fare for utsyr. Systemansvarlig hadde ingen andre virkemidler tilgjengelig enn nedregulering for å hindre overlast på ledningen, og en ytterligere overlast kunne føre til utkobling av linjen. En ev. utkobling ville forsterke konsekvensene fremfor kontrollert nedregulering av et lite volum. Vedtaket gjaldt frem til 14.juli.

11.1.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2020.

11.1.5 Utløsning av systemvern

Dato	Systemvern	Mengde utkoblet [MW]	Kommentar
31.01.2020	Frekvensstyrt BFK Salten Verk	44,5	BFK Elken Salten verk
17.02.2020	Kvilldal-Rjukan-Syilling	200	PFK Kvilldal (G1)
17.02.2020	Ørskog-Sogndal NSP		Nettsplitt i Moskog
28.05.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
10.06.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
16.06.2020	Fåberg-Ulven og Fåberg-Røykås PFK og Nettsplitt		Nettsplitt Fåberg-Øvre Vinstra
16.06.2020	Fåberg-Ulven og Fåberg-Røykås PFK og Nettsplitt		Nettsplitt Fåberg-Øvre Vinstra
02.09.2020	Nettsplitt Sør-Norge		Nettsplitt Eidskog-Charlottenberg
09.09.2020	Ørskog-Sogndal NSP		Nettsplitt Hareidsberget-Sula
12.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
12.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
14.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
15.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
16.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
17.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
18.09.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
28.09.2020	Guolassnittet nettsplitt		
30.09.2020	Hallingdalssnittet 420 kV	398	PFK Sima og Aurland
12.10.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
18.10.2020	Hasle-snittet	0	Ingen PFK

26.10.2020	Lyse		Nødefekt NorNed
19.11.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
29.11.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
30.11.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
08.12.2020	Kvilldal-Rjukan-Sylling	290	PFK Kvilldal G2 (290 MW)
10.12.2020	Ofoten-Ritsem-Vietas-Porjus	810	PFK G1 og G2 i Svartisen med hhv 250 og 310 MW og nettsplitt Varangerbotn. I tillegg falt ca. 250 MW produksjon i Sverige.
12.12.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
19.12.2020	Østnettet	56	PFK Torpa G2 (56 MW)
25.12.2020	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
08.12.2020	Nødefekt SK1234	274	

Oppsummering 2020:	
Antall utløsninger med PFK:	5
Kostnader PFK:	1 216 477 kr
Utkoblet PFK:	1754 MW
Antall BFK hendelser:	1
Utkoblet BFK:	44,5 MW
Kostnader BFK:	2 621 563 kr
Antall nettsplitt:	22 ganger
Antall nødefekthendelser:	2
Nødefekt HVDC:	774 MW

11.2 Beskrivelse av rekvirering av effekt eller tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk, jf. fos 13, i 2020.

For beskrivelse av rekvirering av effekt, jf. fos § 12 femte ledd, se kap. 13.1.3.

12 Samlede systemansvarskostnader

Statnett har i tidligere rapporteringer kun beskrevet utviklingen i kostnader knyttet til kostnader for kjøp av tjenester fra aktørene, angitt i tabell 7. De samlede kostnadene for Statnett som systemansvarlig, kostnader til drift og utvikling, har økt betydelig de seneste årene. Hovedgrunnen til dette er:

- Statnett har brukt mer ressurser til oppfølging av arbeid i ENTSO-E. Dette for å påvirke regelverksutforming og ivareta norske interesser
- Økt ressursbruk knyttet til implementering av det europeiske regelverket, metodeutvikling og omfattende regulatorprosesser
- Økt bemanning på Statnetts sentraler på grunn av endringer i beredskapsforskrift og håndtering av en mer kompleks drift med bl.a. flere utenlandsforbindelser og mer vindkraft
- Store nordiske utviklingsprosjekt for å håndtere og utvikle norsk og nordisk systemdrift. De største er:
 - Nordic balancing model (NBM). Automatisert systemdrift basert på ACE og nye nordiske markedsløsninger. Kobling til Europeiske plattformer, Mari, Picasso etc.
 - Regional coordination center (RSC). Oppbygging av system og rutiner på kontoret i København og hos Statnett knyttet til felles nordisk driftsplanlegging. Kostnader knyttet til ENTSO-Es applikasjoner, plattformer og kommunikasjonsløsninger
- Økte kostnader knyttet til drift av og avskrivninger på nye IT-løsninger

Statnett vil konkretisere kostnadene i svar på RMEs brev datert 17.02.21 "Pålegg om rapportering for at RME skal vurdere om flere kostnader skal holdes utenfor analysen i ny modell for kostnadsnorm".

12.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Primærreserver (FCR), herav	199	98	135	104	104	85	87	114	134	98
• <i>Grunnleveranse</i>	25	24	30	21	21	21	21	19	21	19
• <i>Marked</i>	200	84	147	103	130	97	105	164	162	93
• <i>Salg</i>	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14
Sekundærreserver (aFRR)		12	62	20	29	7	13	32	47	44
Tertiærreserver (mFRR)	31	65	87	34	46	75	66	106	52	38
Spesialregulering	173	124	104	275	173	146	110	121	88	104
Systemvern	4	9	13	9	13	11	15	16	39	3
Produksjonsflytting	10	9	9	5	4	7	7	13	6	3
Produksjonsglatting					6	10	9	17	14	3
Energiopsjoner	48	35	30	28	20	5	-	-	-	-
Reaktiv effekt	7	3	6	6	4	6	6	6	7	9

Omberamning av planlagte driftsstanser	1	1	2	1	1	1	2	8	4	2
FFR										8
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	5	22	19	32	20	15	10	8	13	97
Sum	478	378	467	514	420	368	325	441	399	409

Tabell 7: Systemdriftskostnader og inntekter 2011-2020 (MNOK).

12.2 Utviklingen i kostnader over tid (2011-2020)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens fra 2012 til 2014, mens kostnadsnivået i perioden etterpå var avtagende. Fra 2017 til 2018 steg igjen kostnadene, for deretter å synke noe og flate ut til litt under gjennomsnitt for perioden for både 2019 og 2020. De største endringene fra 2019 til 2020 er knyttet til reduksjon i kostnader knyttet til innkjøp i reserver, samt økte kostnader knyttet til utveksling av balanse- og effektkraft.

Alle systemdriftskostnader er i større eller mindre grad avhengig av tilfeldigheter eller forhold systemansvarlig ikke har kontroll på. Dette kan være hydrologiske forhold som påvirker utvekslingen av energi med utlandet, vintertemperaturen som avgjør forbruksnivået, prisnivået i markedet, planlagte utkoblinger eller store/langvarige feil i nettet som kan medføre høye spesialreguleringskostnader.

Kostnadene for tertiærreserver skyldes at Statnett sikrer tilgang på effektressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er delt i to markeder: RKOM-sesong og RKOM-uke. RKOM-sesong er først og fremst for aktører som trenger forutsigbarhet for å stille reserver. RKOM-uke er for aktører som vil bevare fleksibilitet mellom elspotmarkedet og RKOM og ikke binde effekt for en hel sesong. Kravet til tertiærreserve fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke ubalanser i Norge. Høyt forbruk, høye elspotpriser og høy eksport i vinterperioden gir økte kostnader til tertiærreserver. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november-mars, men sesongen har blitt lenger de seneste årene fordi eksportkapasiteten har økt. Vinteren 2019/2020 var unormalt mild, med mye regn, og god tilgjengelighet på reserver med lite behov for å sikre dette i RKOM. Kostnaden for 2020 er derfor godt under gjennomsnittet for 10-årsperioden. Det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet.

I motsetning til tertiærreserve påløper kostnadene for primærreserve hovedsakelig i sommerhalvåret og er nært knyttet til den hydrologiske situasjonen. Det er i hovedsak magasinverk som leverer primærreserver. 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. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet. I tillegg kommer faktorer som økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon, som kan fortrenge produksjon fra magasinverk. Om økt utvekslingskapasitet øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene. Kostnadene i 2020 ble betydelig lavere enn 2019. Reduksjonen skyldes betydelig høyere eksport og høyere produksjonsnivå i 2020 sammenlignet med 2019, grunnet rekordhøy magasinifilling.

Sekundærreserver er en relativt ny type reserve i Norden. Fra 2014 er det kjøpt reserver i timene med forventet størst endring i utveksling og forbruk. Kostnadene i 2020 var marginalt lavere sammenlignet med 2019. Dette til tross for økt innkjøp når det gjelder volum per time og antall timer. Dette skyldes høyere eksport og høyere produksjonsnivå i 2020 sammenlignet med 2019. Dette genererer lavere kostnader i sekundærmarkedet. Antall timer med sekundærreserve skal øke i årene fremover, og det forventes således at kostnadene også vil øke.

Spesialreguleringskostnadene i 2020 var noe høyere enn i 2019, men likevel langt under gjennomsnittet for 10-års perioden. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. Størstedelen av kostnadene kommer av feil, planlagte utkoblinger eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. I 2020 stod planlagte utkoblinger for halvparten av kostnadene knyttet til spesialreguleringer, og litt under halvparten av kostnadene er knyttet til overlast ved intakt nett. Det var lite kostnader knyttet til feil. Sammenlignet med 2019 gikk kostnadene noe opp, spesielt knyttet til overlast ved intakt nett. 2019 hadde høyere kostnader første halvår, men 2020 hadde betydelig høyere kostnader i Q3 enn i Q3 2019. Dette skyldes i hovedsak større kostnader knyttet til revisjoner og tilhørende flaskehals i Q3 2020, spesielt i NO4 og NO5, samt behov for nedregulering grunnet lav kapasitet på linjer ved varmt vær i kombinasjon med høyt tilsig. Dagens elspotinndeling er også robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering, både ved intakt nett og utkoblinger.

Antall systemvern har økt de siste årene, noe som vil medføre en økning i kostnadene til systemvern fremover. Noen systemvern blir også fjernet fordi investeringer i nettet gjør dem overflødige, men det totale antall systemvern går likevel opp. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av systemvernfunksjon. Kostnadene for systemvern fordeler seg mellom PFK og BFK. For aktivering av BFK/PFK påløper det ingen kostnader. Kostnader for BFK kommer ved utløsning, dvs. at feil i nettet kobler ut forbruk. 2020 har den laveste registrerte kostnaden for 10-årsperioden. Dette skyldes få tilfeller av utløst systemvern, og spesielt forbruksfrakoblinger som kan medføre betydelige kostnader.

For 2020 er kostnadene for produksjonsglatting og produksjonsflytting betydelig lavere enn i 2019. Kostnaden for begge disse produktene er direkte koblet til volumet som blir flyttet/glattet, og energiprisen. Volumet knyttet til produksjonsglatting og produksjonsflyttinger er over halvert fra 2019 til 2020.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i tabell 5. Omfanget av markedsordninger har økt, og økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Dette har medført at den totale ressursbruken i Statnett knyttet til systemansvaret er større enn tidligere. Kommende år skal flere markeder endres slik at innkjøpene blir gjort oftere, med kortere tidshorisont. Dette vil medføre økt ressursbruk til innkjøp av systemtjenester. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer.

13 Handelsgrenser og budområder

13.1 Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt

De endelige tallene er ikke klare ennå. For dette rapporteringspunktet ønsker systemansvarlig å vise til den årlige publikasjonen ETSO-E HVDC Utilisation and Unavailability Statistics. Denne rapporten offentliggjøres hvert år (i mai), og dekker informasjonen som dette rapporteringspunktet omfatter. Systemansvarlig ber derfor RME om å vurdere å ta ut dette rapporteringspunktet i fremtidige årsrapporter.

13.2 Nøkkeltall for handelsgrensene

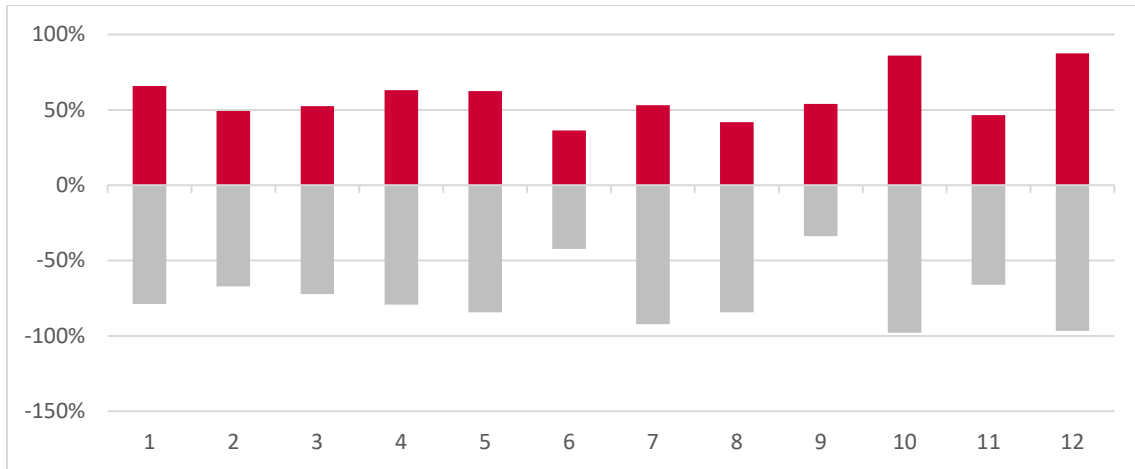
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
NO1-SE3	2145	0 %	59 %	70 %	64 %
NO3-SE2	600	74 %	88 %	54 %	41 %
NO4-SE2	250	0 %	51 %	63 %	60 %
NO4-SE1	700	0 %	67 %	53 %	46 %
NO2-DK1	1632	20 %	72 %	81 %	72 %
NO2-NL	723	55 %	77 %	96 %	93 %
NO2-DE	1444	0 %	29 %	93 %	70 %
NO2-NO1	3500	5 %	81 %	27 %	4 %
NO2-NO5	500	0 %	45 %	4 %	4 %
NO5-NO1	3900	35 %	88 %	49 %	6 %
NO5-NO3	500	1 %	11 %	117 %	63 %
NO4-NO3	1200	0 %	77 %	44 %	20 %
NO1-NO1A	6850	8 %	97%	36 %	0 %

Tabell 8: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, eksport.

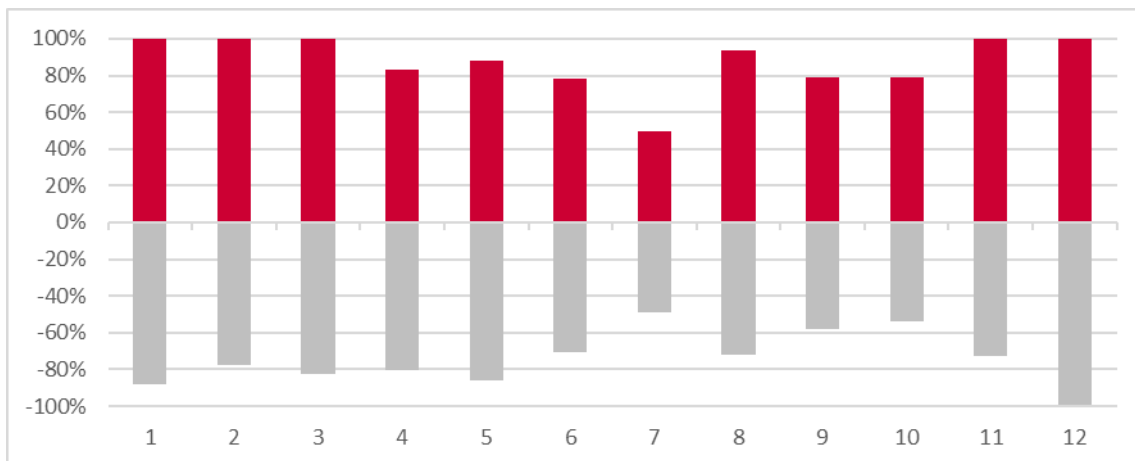
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
SE3-NO1	2095	31 %	75 %	11 %	6 %
SE2-NO3	1000	36 %	75 %	13 %	5 %
SE2-NO4	300	0 %	67 %	13 %	9 %
SE1-NO4	600	54 %	67 %	11 %	3 %
DK1-NO2	1632	0 %	58 %	10 %	5 %
NL-NO2	723	71 %	90 %	2 %	2 %
DE-NO2	1444	0 %	40 %	9 %	6 %
NO1-NO2	2200	0 %	77 %	5 %	2 %
NO5-NO2	600	0 %	65 %	34 %	20 %
NO1-NO5	600	0 %	83 %	0 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	23 %	95 %	64 %
NO3-NO4	200	66 %	83 %	10 %	5 %
NO1-NO1A	5000	100 %	100 %	2 %	0 %

Tabell 9: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, import.

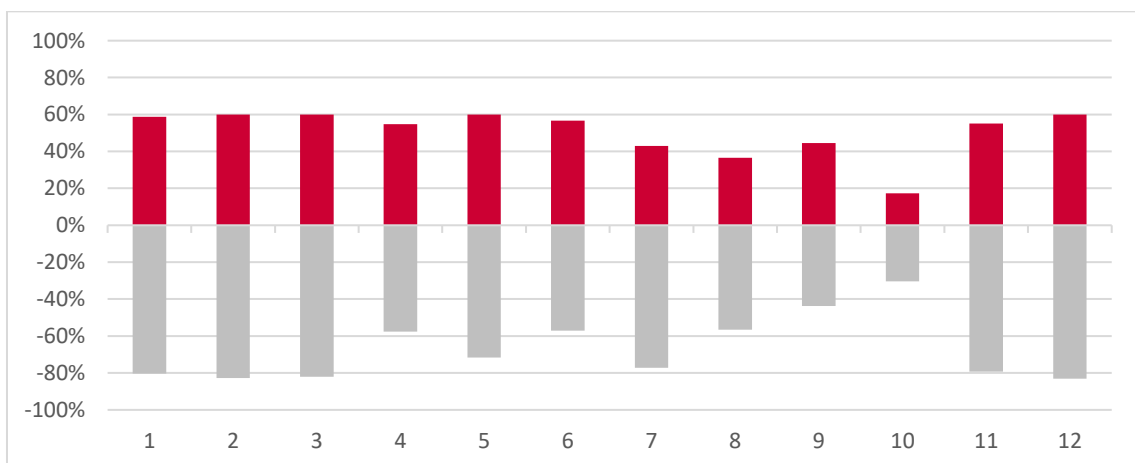
13.3 Oversikt for handelsgrenser



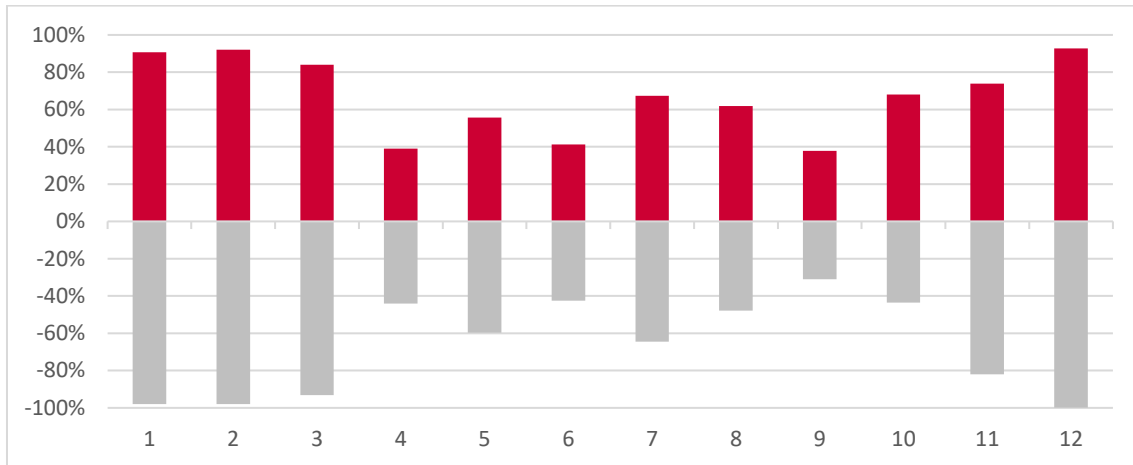
Figur 27: Handelskapasitet per mnd. mellom NO1 og SE3.



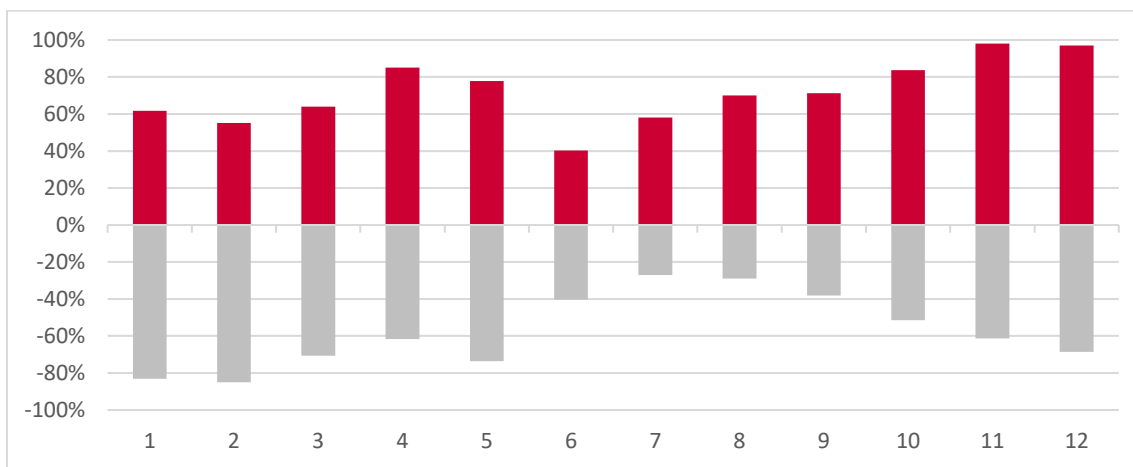
Figur 28: Handelskapasitet per mnd. mellom NO3 og SE2.



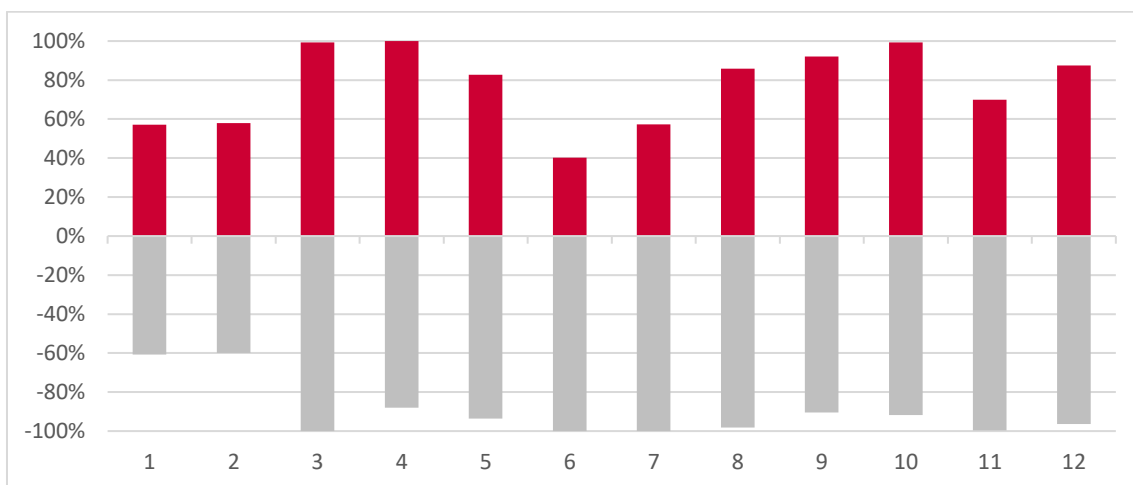
Figur 29: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og SE2.



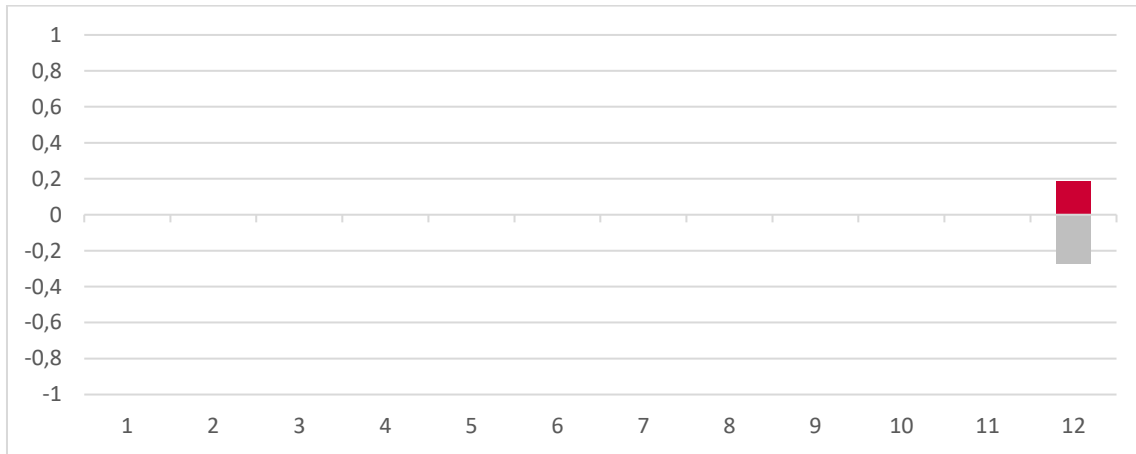
Figur 30: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og SE1.



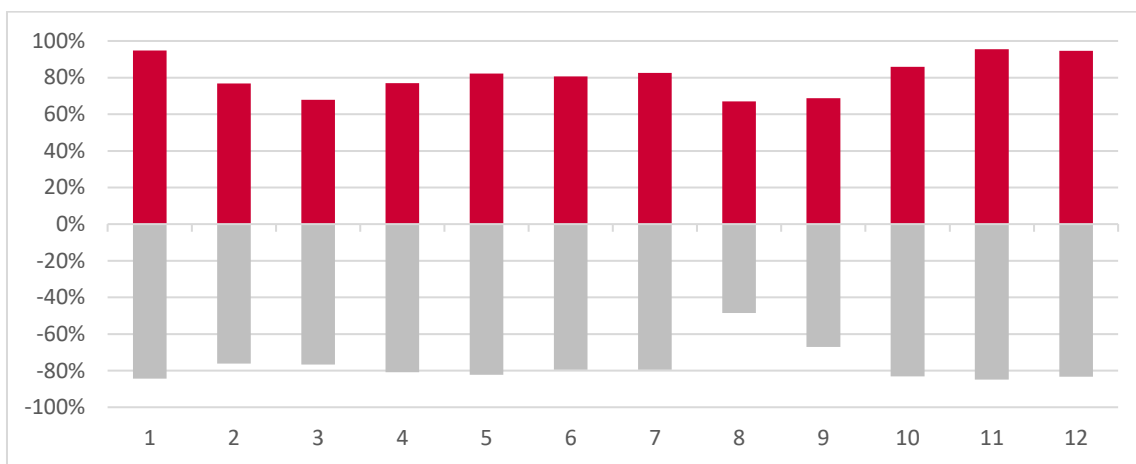
Figur 31: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og DK1.



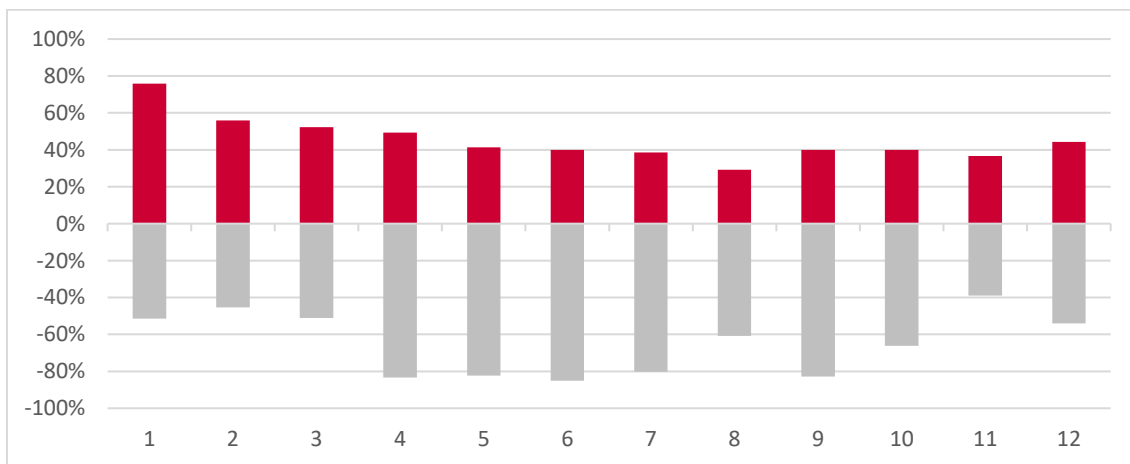
Figur 32: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NL.



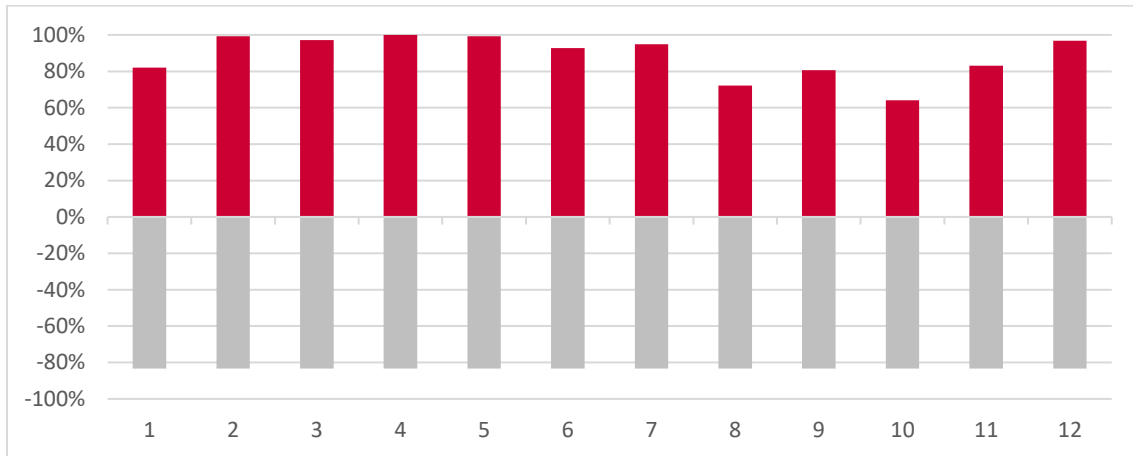
Figur 33: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og DE.



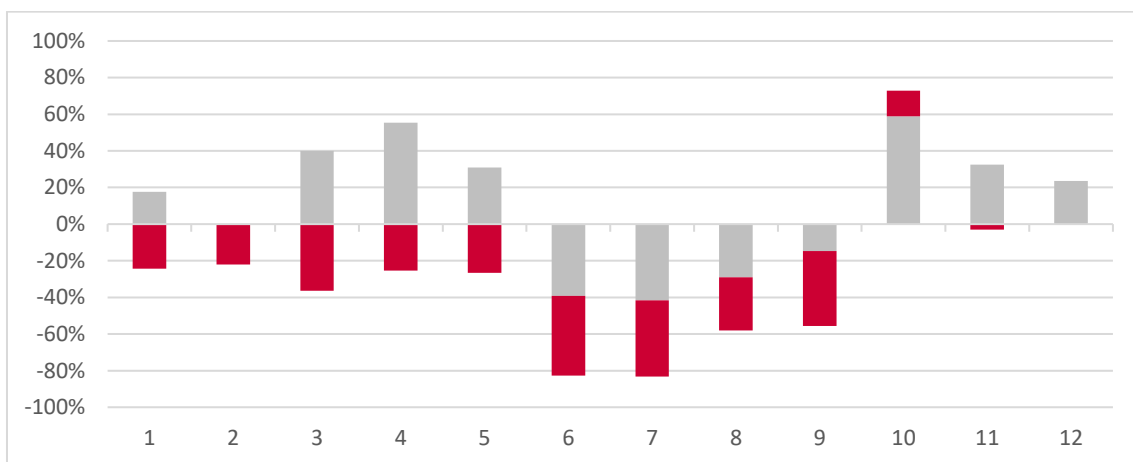
Figur 34 Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO1.



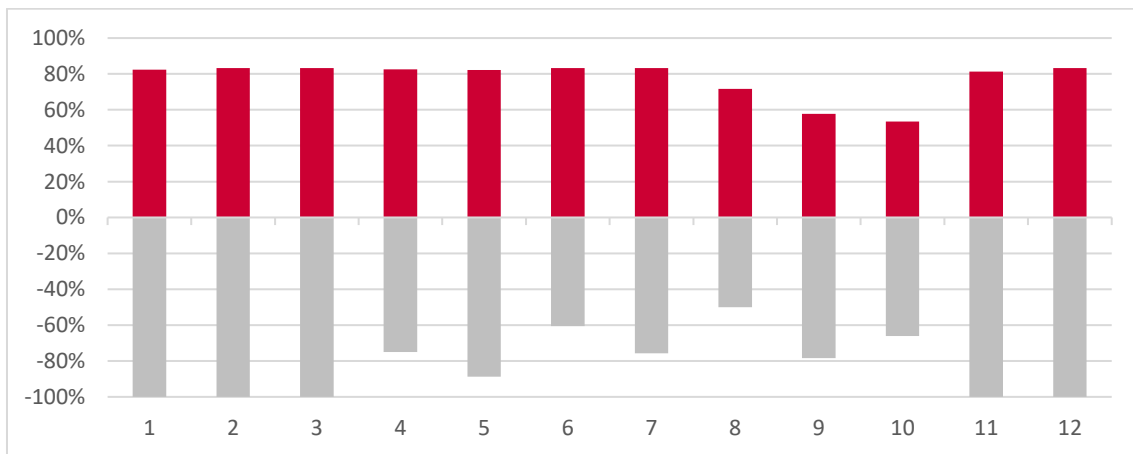
Figur 35: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO5.



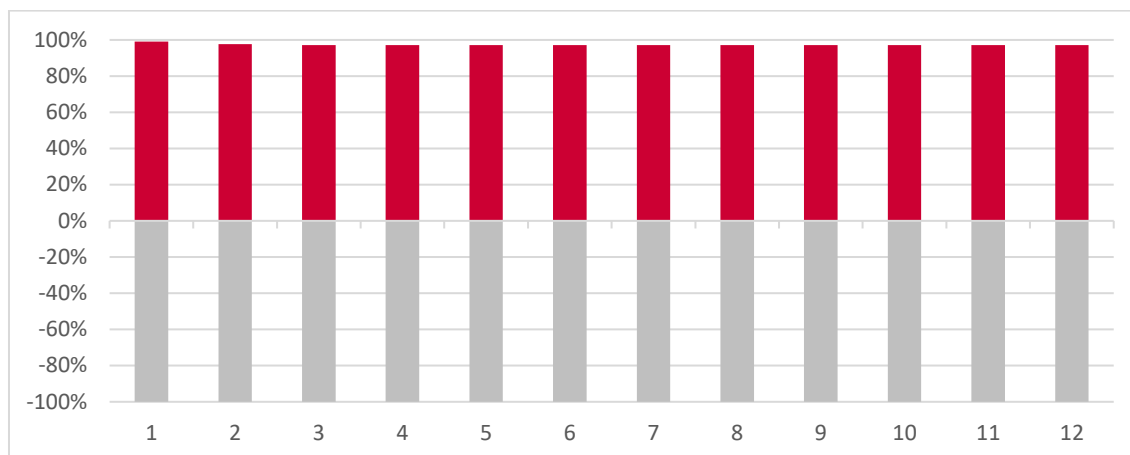
Figur 36: Handelskapasitet per mnd. mellom NO5 og NO1.



Figur 37: Handelskapasitet per mnd. mellom NO5 og NO3.



Figur 38: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og NO3.



Figur 39: Handelskapasitet per mnd. mellom NO1A og NO1.

13.4 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

Gjennom året har handelskapasitetene mot utlandet vært lavere enn normalt, og i perioden har dette bidratt til store prisforskjeller mot utlandet. Dette skyldes bl.a. mange planlagte driftsstanser på norsk og utenlandsk side, i tillegg til mange langvarige feil.

- *NO2-NL*: Kapasiteten på NorNed har vært redusert i flere lange perioder både grunnet feil på filter i Nederland samt feil i det nederlandske nettet.
- *NO2-DK1*: Skagerakforbindelsene har hatt flere lange perioder med svært redusert kapasitet. Kabelfeil pol 2 den 31. mai og pol 1 den 26. juni, med innkobling hhv. 1. oktober og 21. september. Skagerrak pol 4 var utkoblet 25. mai til 8. juli for undersøkelse av landkabelen. Feilen på SK4 har ført til redusert importkapasitet hele året, og redusert eksportkapasitet frem til desember.
- *NO1-SE3*: Kapasitet til Sverige har vært begrenset av flere forhold. Tegneby stasjon ble driftet med redusert kapasitet i periode 20. desember 2019 til 12. mars grunnet varmgang i SF6 anlegget. Oslofjordsforbindelsen Rød-Hasle falt ut den 16. februar grunnet skade fra ankeret til et tankskip kom i drift i sterk vind, og kabelreparasjon pågikk frem til sommeren. Svenska Kraftnät har i perioden januar til desember redusert kapasiteten NO1-SE3 grunnet ombygginger i Skogsåter stasjon og deretter grunnet driftssikkerhet i Sverige. 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*: Kapasiteten har vært redusert jevnlig grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side, bl.a. utkobling av Ofoten-Ritsem (ombygging av Ritsem stasjon) i mai og juni og Salten-Svartisen og Nedre Røssåga-Rana (montering av avstandsholdere) i august til oktober.
- *NO2-DE*: 9. desember var alle tester for NordLink-forbindelsen til Tyskland gjennomført, og forbindelsen ble satt i drift med kapasitet frigitt til markedet. I første omgang ble det gitt 700 MW av totalt 1400 MW i kapasitet til markedet.
- *NO4-SE1*: Kapasiteten har vært redusert jevnlig grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side, bl.a. utkobling av Ofoten-Ritsem (ombygging av Ritsem stasjon) i mai og juni, Salten-Svartisen og Nedre Røssåga-Rana (montering av avstandsholdere) i august til oktober, Ofoten-Kobbelv (omlegging til Kobbvatn stasjon) samt svenske driftsstanser Porsjus-Grundfors og Järpen-Midskog.
- *NO4-SE2*: I hovedsak samme årsaker som forrige punkt.
- *NO4-NO3*: Kapasiteten har vært redusert grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side, bl.a. utkobling av Ofoten-Ritsem (ombygging av Ritsem stasjon) i mai og juni, Salten-Svartisen og Nedre Røssåga-Rana (montering av avstandsholdere) i august til oktober.
- *NO2-NO1*: Redusert flere perioder gjennom året bl.a. grunnet planlagt driftsstans i 420 kV nettet rundt Kvilldal stasjon samt feil på Oslofjordskabelen i forbindelsen Rød-Hasle.
- *NO5-NO1*: Noen reduksjoner NO5-1 grunnet feil/utfall Aurland-Usta i januar samt flere planlagte driftsstanser.
- *NO2-NO5*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser, men planlagte utkoblinger Mauranger-Samnanger og Blåfalli-Mauranger har gitt noen reduksjoner. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO1A-NO1*: Lite redusert.
- *NO5-NO3*: Redusert innefor normalt variasjonsområde og periodevis låst kapasitet pga. prognosert flyt mot prisretning.

14 Flaskehalsinntekter og -kostnader

14.1 Utviklingen av markedskostnader ved flaskehals mellom elspotområder

Markedskostnadene¹ er presentert i Tabell 10. For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller driftsstanser. Fra 2011 er feil/driftsstanser på utenlandsk side tatt med når de påvirker handelsgrensene. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt i denne oversikten.

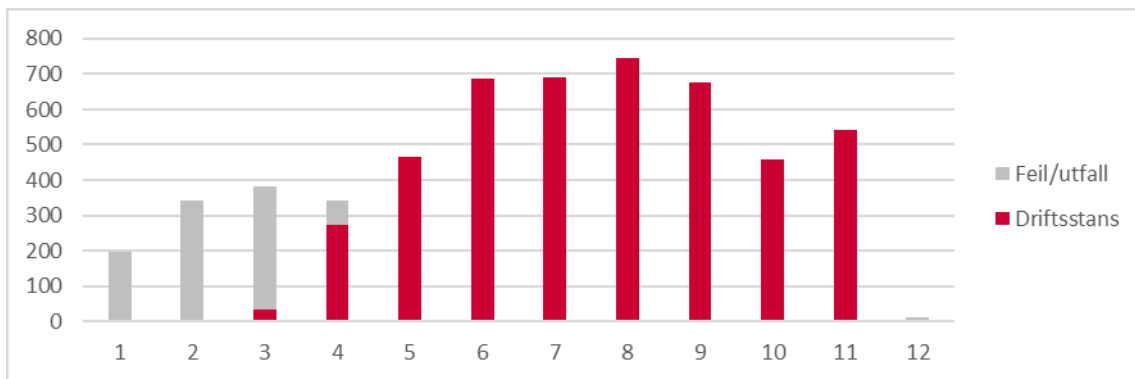
Figur 40 til figur 51 viser antall timer med flaskehals på hver elspotkorridor (import og eksport) ved kapasitetsreduksjon grunnet feil og driftsstans.

Korridor	Årsak	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NO1 – SE3	Driftsstans	112	126	251	303	97	96	192	53	294	1065
	Feil/utfall	0	0	4	0	12	164	34	15	0	113
NO3 – SE2	Driftsstans	3	3	10	1	10	9	9	14	37	85
	Feil/utfall	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0
NO4 – SE1 ²	Driftsstans	11	13	11	5	40	133	118	45	22	165
	Feil/utfall	0	0	0	0	2	0	3	0	19	0
NO4 – SE2	Driftsstans		4	4	2	15	65	70	26	23	68
	Feil/utfall		0	0	0	1	0	1	0	3	0
NO2 – DK1	Driftsstans	16	95	96	90	170	55	133	148	70	50
	Feil/utfall	5	0	0	0	7	0	20	5	189	720
NO2 – NL	Driftsstans	12	47	55	34	71	40	61	42	29	296
	Feil/utfall	38	1	147	3	0	4	4	63	43	70
NO2-DE	Driftsstans										0
	Feil/utfall										40
NO1 – NO2	Driftsstans	0	10	6	3	2	6	13	39	4	3
	Feil/utfall	0	8	9	5	4	41	27	0	0	2
NO1 – NO5	Driftsstans	6	1	0	4	6	3	7	55	0	0
	Feil/utfall	0	0	0	0	4	87	14	0	0	0
NO2 – NO5	Driftsstans	17	4	0	0	0	1	0	1	1	2
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	2	9	6	3	28	165	152	26	5	29
	Feil/utfall	0	0	0	0	1	0	2	0	3	0
NO5-NO3	Driftsstans							12	2	9	0
	Feil/utfall							0	0	0	0
Sum		224	321	599	453	470	869	872	534	753	2708

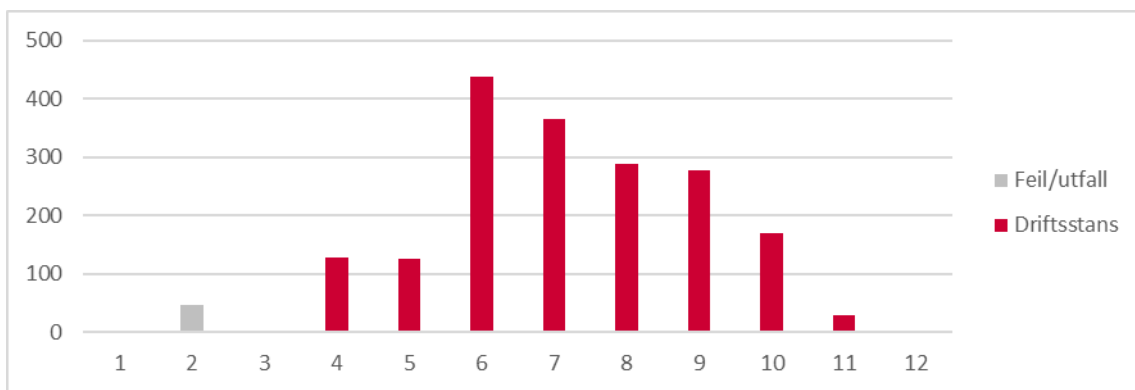
Tabell 10: Markedskostnader (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

¹ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon x prisforskjell (mellom områdene), og dette er en forenkling.

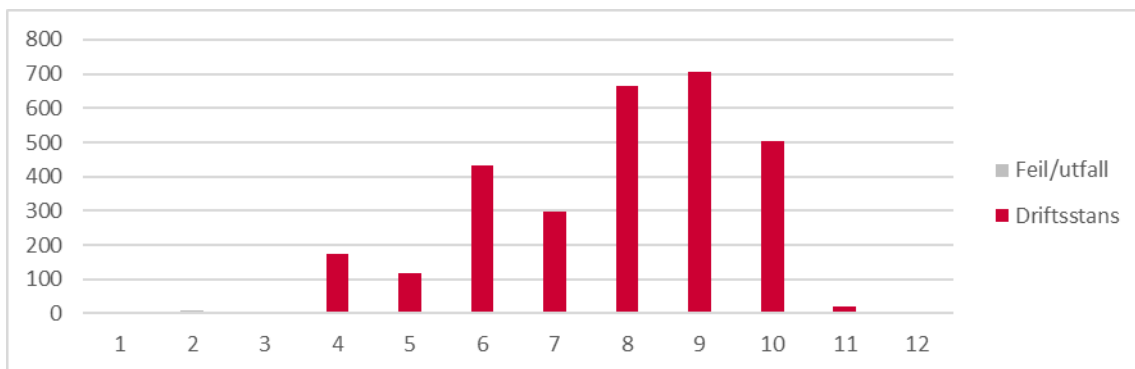
² Flaskehals NO4 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2011.



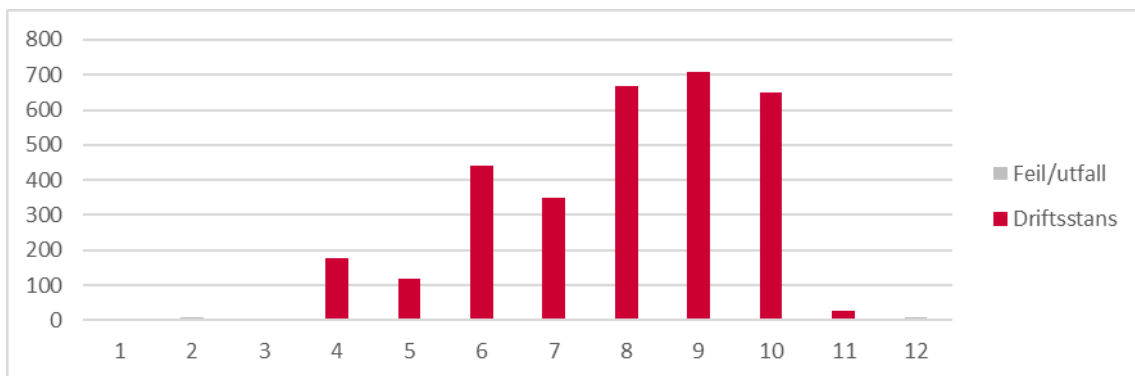
Figur 40: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3 per mnd.



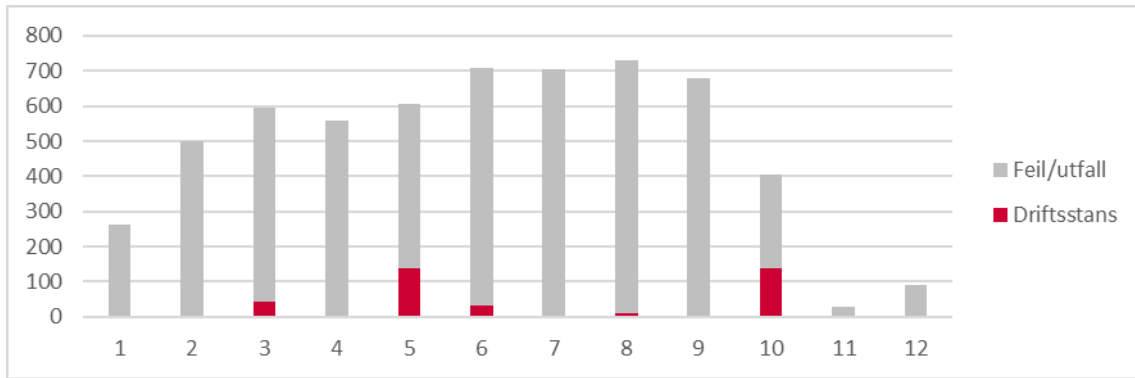
Figur 41: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2 per mnd.



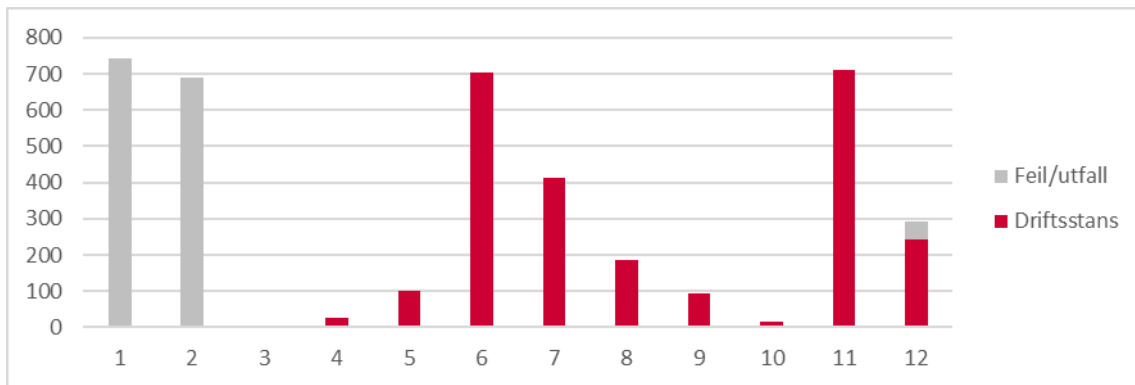
Figur 42: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2 per mnd.



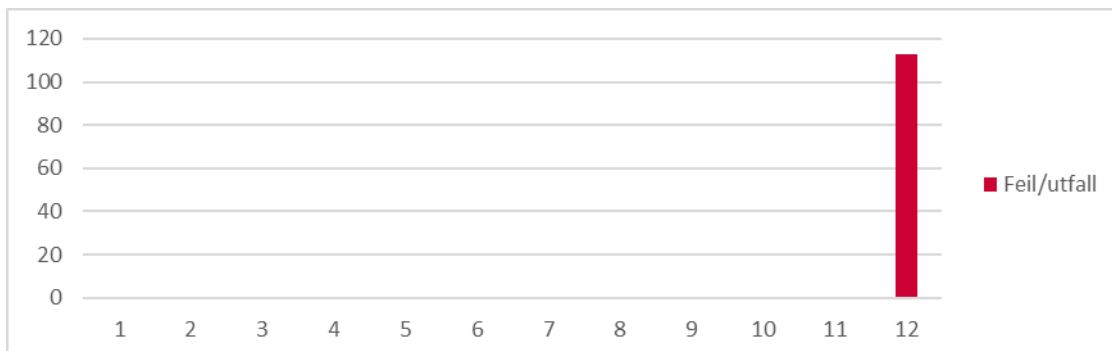
Figur 43: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1 per mnd.



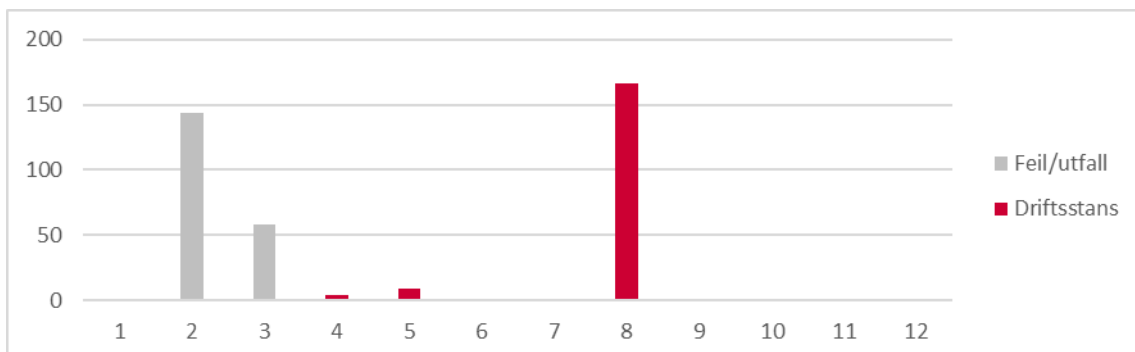
Figur 44: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1 per mnd.



Figur 45: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL per mnd.



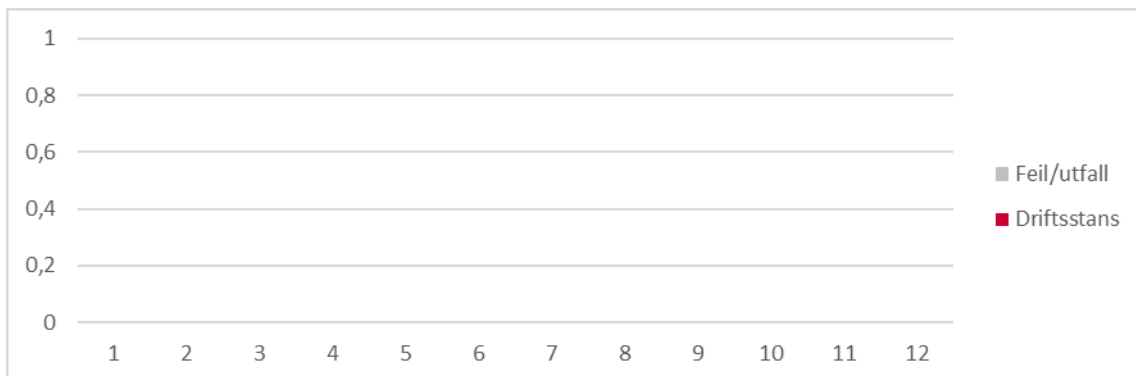
Figur 46: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DE per mnd.



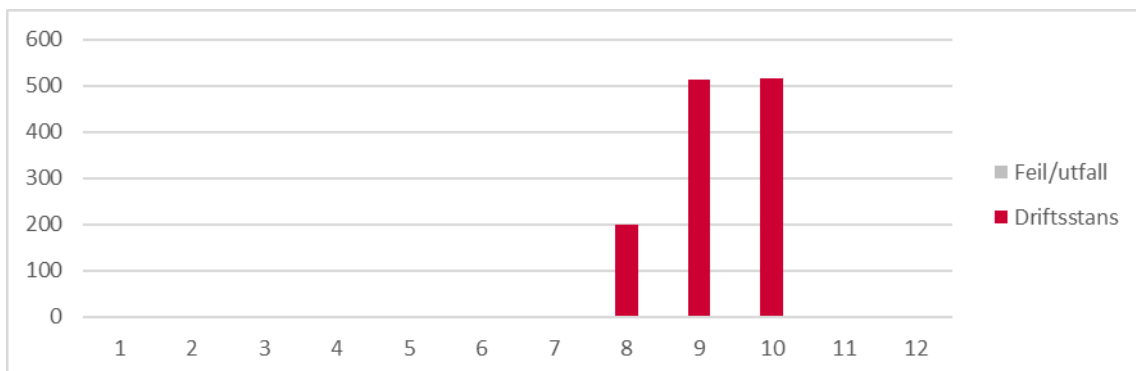
Figur 47: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1 per mnd.



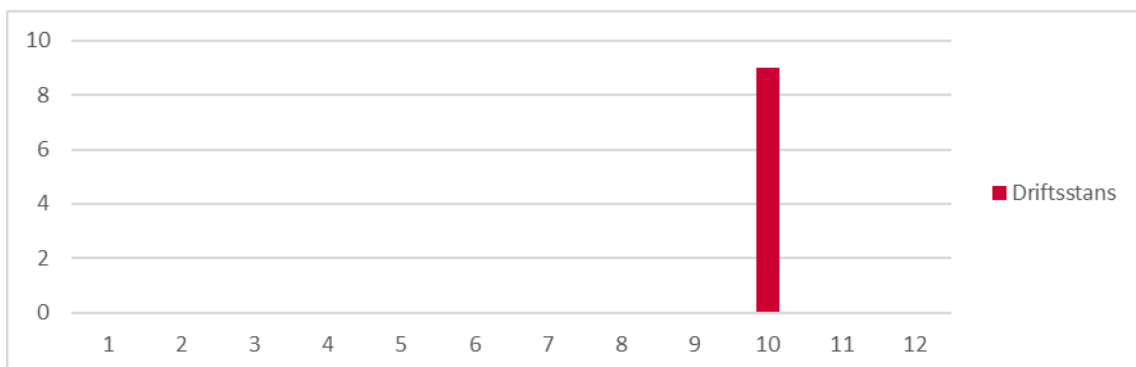
Figur 48: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO1 per mnd.



Figur 49: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO2 per mnd.



Figur 50: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-NO3 per mnd.



Figur 51: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO3 per mnd.

14.2 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Tabell 11 viser Norges andel av handelsinntektene internt og mot andre land på månedsbasis. I dag får Norge 50 % av flaskehalsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av flaskehalsinntektene på forbindelsene internt i Norge. Norges andel passerte i 2015 for første gang en milliard kroner i handelsinntekter.

2020 preges av historisk mye tilsig og en varm vinter i Sør-Norge. Dette medførte svært lave kraftpriser i Norge med dertil store prisforskjeller med våre handelspartnere. Redusert overføringskapasitet ut av Norge bidro også til prisleppet i Norge. I andre halvdel av året økte de europeiske prisene, blant annet som følge av økning i kvoteprisene for CO₂, og bidro til at flaskehalsinntektene ble betydelig høyere enn i første halvdel av året. Mot slutten av året ble det mindre reduksjoner i overføringskapasitetene ut av Norge.

NordLink kabelen ble satt i drift 9. desember 2020. Kabelen har en maksimumskapasitet på 1400 MW. Ved oppstart var kapasiteten satt til 700 MW og økte til 1400 MW i januar 2021. NordLink genererte flaskehalsinntekter på om lag 2,6 millioner euro for Norges andel i desember.

Handelsinntektene internt i Norge mellom prisområdene var relativt lave i 2020.

De største flaskehalsinntektene i 2020 kom mot Danmark. Flaskehalsinntektene ble 84,2 millioner euro for Norges andel, og har aldri vært høyere. Det er nær innpå det dobbelte av forrige rekordår i 2008. Skagerrak 4 kabelen ble ferdigstilt ved utgangen av 2014, og 2020 er derfor ikke direkte sammenlignbart med 2008. I tillegg til flaskehalsinntektene over Skagerrak 4 kabelen, inkluderer disse en andel av flaskehalsinntekten som oppstår ved grensen mellom Jylland og Tyskland (DK1-DE). Disse inntekten utgjorde 4,0 millioner euro i 2020. Avtalen med inntekter fra den dansk-tyske grensen gjelder frem til utgangen av 2029. Videre salg av systemtjenester med 100 MW over Skagerrak 4 kabelen utløp ved utgangen av 2019. Skagerrakkablene hadde 64,7 % samlet tilgjengelighet i 2020. Lav tilgjengelighet skyldes feil på dansk side med Skagerrak 4 kabelen, samt sjøkabelfeil i dansk sektor med både Skagerrak 1 og 2 kablene i deler av året.

Flaskehalsinntektene mot Sverige i 2020 var høyere enn tidligere år og utgjorde 78,6 millioner euro. Samlet tilgjengelighet for samtlige AC-forbindelser til Sverige var 64,2 % og 72,9 % i henholdsvis eksport- og importretningen. Svenska Kraftnät bygde om Skogsäter stasjon i 2020. Dette medførte flere og til dels langvarige kapasitetsbegrensninger, og disse begrensningene førte til at feil og arbeider på norsk side fikk mindre betydning for overføringskapasiteten. Svenska Kraftnät innførte etter avslutningen av arbeidet i Skogsäter også tidvis importbegrensninger grunnet termiske forhold, for å sikre eget nett.

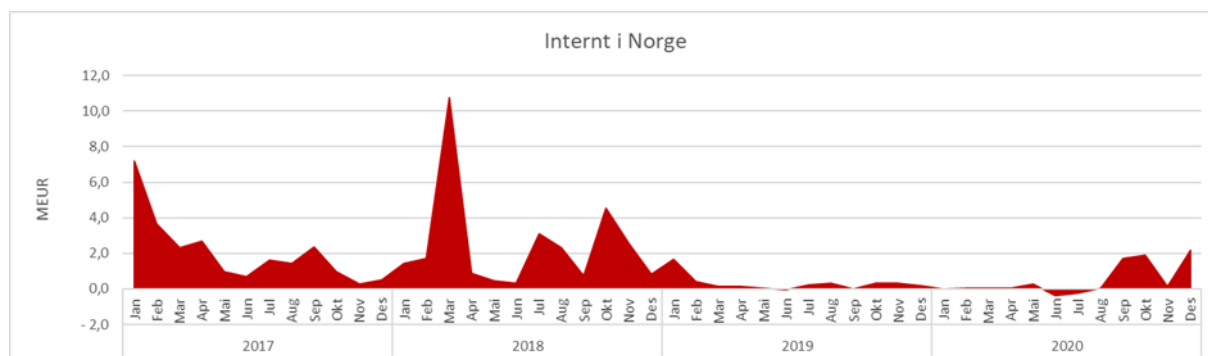
Flaskehalsinntektene på NorNed kabelen mot Nederland ble høye i 2020 og utgjorde 56,6 millioner euro for Norges andel. Dette er en tangering av forrige rekordår i 2015. Overføringskapasiteten var redusert i lange perioder med mellom 300 og 400 MW grunnet feil i AC nettet i Nederland og en feil i kontrollanlegget i Nederland. Gjennomsnittlig overføringskapasitet på NorNed kabelen ble 83,6 %.

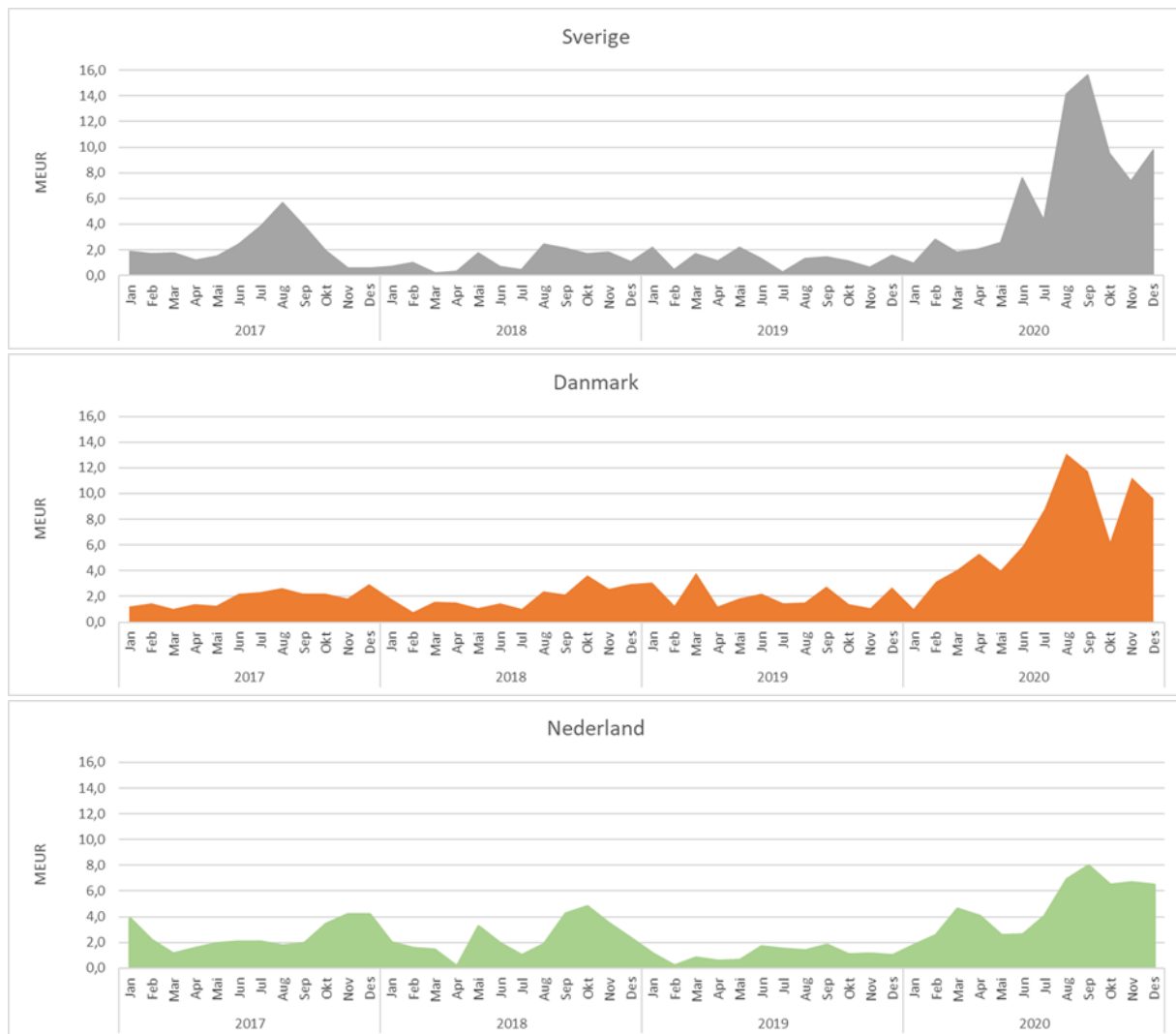
		NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE
2014	Jan	0,1	0,0	3,5	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	3,3	
	Feb	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	1,3	3,3	
	Mar	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	1,3	3,3	
	Apr	0,7	0,8	0,6	0,0	0,1	0,0	2,5	0,2	0,1	0,0	0,7	3,7	
	Mai	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,2	0,1	0,0	3,1	4,8	
	Jun	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	4,7	0,1	0,3	0,1	4,3	4,5	
	Jul	0,0	0,4	0,1	0,0	0,1	0,0	2,0	0,0	0,1	0,0	1,4	2,0	
	Aug	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	1,5	0,3	0,3	0,1	1,2	1,4	
	Sep	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	1,1	2,6	
	Okt	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,4	0,3	0,1	1,2	4,0	
	Nov	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	0,3	0,1	1,4	4,1	
	Des	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	2,2	4,0	
2015	Jan	0,5	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	0,1	0,1	0,0	3,5	3,2	
	Feb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	1,8	4,2	
	Mar	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	2,2	3,6	
	Apr	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,0	1,7	4,1	
	Mai	0,0	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,6	0,3	0,2	0,1	1,2	4,1	
	Jun	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	1,0	0,1	0,1	0,1	3,4	6,3	
	Jul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	3,3	8,5	
	Aug	0,5	0,0	0,4	0,3	0,7	0,0	2,4	0,2	0,1	0,1	4,9	6,5	
	Sep	0,0	1,1	0,0	0,0	0,3	0,0	4,1	0,3	0,2	0,1	4,4	5,1	
	Okt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,1	0,0	0,2	0,1	2,9	5,0	
	Nov	0,5	0,0	0,8	0,0	0,6	0,0	0,5	0,1	0,2	0,1	1,7	3,3	
	Des	0,5	0,1	0,5	0,1	0,7	0,0	1,3	0,2	0,3	0,0	1,2	4,2	
2016	Jan	8,4	-0,2	12,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,8	1,5	
	Feb	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	1,3	1,5	
	Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	1,1	1,2	
	Apr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,8	1,0	
	Mai	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1	0,8	0,1	0,2	0,1	1,3	1,2	
	Jun	0,0	0,6	0,3	0,0	1,2	-0,8	4,6	0,6	0,7	0,2	2,8	2,2	
	Jul	0,0	1,0	1,4	0,4	0,5	-1,0	1,8	0,1	0,5	0,1	2,5	1,6	
	Aug	0,0	0,7	1,0	0,3	1,2	-1,1	2,0	0,3	0,4	0,1	2,4	1,8	
	Sep	0,2	0,1	3,6	0,9	1,2	-0,4	1,9	0,2	0,6	0,1	3,2	1,4	
	Okt	1,6	0,1	3,0	0,0	2,7	-0,2	1,2	0,1	0,8	0,1	2,1	1,4	
	Nov	4,4	0,3	4,1	0,0	3,2	-0,1	0,7	0,3	0,9	0,0	2,5	1,3	
	Des	3,3	0,0	4,3	0,0	1,9	-0,1	0,7	0,4	0,8	0,2	4,2	2,4	
2017	Jan	1,7	0,1	2,8	0,1	2,4	0,1	0,3	0,4	1,0	0,3	2,2	3,7	
	Feb	0,2	-0,2	0,8	0,1	2,5	0,3	0,5	0,1	0,8	0,3	2,1	2,1	
	Mar	0,1	-0,1	0,1	0,0	2,1	0,1	0,4	0,2	1,0	0,2	1,8	1,1	
	Apr	0,7	0,0	0,0	0,1	1,9	0,0	0,4	0,0	0,5	0,3	2,3	1,5	
	Mai	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0	-0,3	0,8	0,1	0,5	0,2	2,1	1,8	
	Jun	0,0	0,1	0,2	0,0	0,4	-0,1	1,6	0,4	0,4	0,1	2,9	2,0	
	Jul	0,0	0,1	0,0	0,0	1,3	0,2	1,4	0,7	1,6	0,0	3,1	2,0	
	Aug	0,1	0,0	0,2	0,0	1,0	0,1	2,5	1,0	2,0	0,2	3,1	1,7	
	Sep	0,0	0,0	0,1	0,0	2,1	0,2	2,5	0,4	0,9	0,1	3,0	1,9	
	Okt	0,4	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	1,6	0,1	0,2	0,0	3,2	3,3	
	Nov	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	2,8	4,0	
	Des	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	4,1	4,0	
2018	Jan	0,3	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	1,8	1,2	
	Feb	0,1	0,0	0,1	0,0	1,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,1	0,8	1,5	
	Mar	5,6	0,0	4,0	0,1	0,0	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	1,6	1,4	
	Apr	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	1,5	0,1	
	Mai	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,8	0,5	0,5	0,0	1,1	3,2	
	Jun	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	0,1	0,1	1,5	1,9	
	Jul	0,7	0,0	1,5	0,0	0,8	0,1	0,0	0,1	0,3	0,1	1,0	1,0	

	Aug	0,4	0,0	1,3	0,0	0,4	0,1	1,3	0,4	0,6	0,1	2,4	1,8	
	Sep	0,0	-0,1	0,2	0,0	0,4	0,2	1,6	0,2	0,3	0,1	2,2	4,2	
	Okt	0,0	0,0	3,8	0,2	0,2	0,4	1,3	0,3	0,0	0,1	3,6	4,8	
	Nov	0,0	0,0	1,9	0,2	0,4	0,0	1,4	0,1	0,2	0,1	2,6	3,4	
	Des	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4	-0,1	0,4	0,3	0,3	0,1	3,0	2,1	
2019	Jan	0,6	0,1	0,7	0,0	0,8	-0,7	0,7	0,9	0,2	0,3	3,1	1,1	
	Feb	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	1,3	0,2	
	Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	0,4	0,4	0,0	3,8	0,8	
	Apr	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,3	0,3	0,0	1,2	0,5	
	Mai	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,7	0,7	0,0	1,8	0,6	
	Jun	0,2	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,2	0,2	0,0	2,2	1,7	
	Jul	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,5	1,5	
	Aug	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1	0,9	0,1	0,2	0,1	1,5	1,4	
	Sep	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	-0,1	1,1	0,2	0,1	0,0	2,7	1,8	
	Okt	0,1	0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1	1,4	1,0	
	Nov	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,1	0,0	1,1	1,1	
	Des	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	1,3	0,2	0,1	0,0	2,7	1,0	
2020	Jan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,0	1,0	1,8	
	Feb	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	2,2	0,3	0,3	0,1	3,1	2,6	
	Mar	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	4,1	4,6	
	Apr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,0	0,1	0,0	0,0	5,3	4,1	
	Mai	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,4	0,1	0,0	0,0	4,0	2,5	
	Jun	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	5,6	1,1	0,6	0,3	5,9	2,6	
	Jul	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,2	2,9	0,2	0,9	0,3	8,8	4,1	
	Aug	0,0	-0,5	0,4	0,0	0,4	-0,1	10,1	2,3	1,4	0,4	13,1	6,9	
	Sep	0,0	0,1	0,2	0,0	1,5	0,0	9,7	2,8	2,2	0,9	11,7	8,0	
	Okt	0,0	-0,1	1,0	0,2	0,9	-0,1	5,9	1,3	2,3	0,1	6,2	6,4	
	Nov	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,7	0,3	0,3	0,1	11,2	6,6	
	Des	0,0	0,4	1,1	0,1	0,7	-0,2	7,5	0,9	1,2	0,3	9,6	6,5	2,6

Tabell 11: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR].

Figur 52 viser Norges andel av flaskehalsinntektene internt i Norge, over forbindelsene mot Sverige, og Skagerrak-forbindelsene mot Danmark, NorNed-kabelen til Nederland og NordLink kabelen til Tyskland, på månedsbasis.



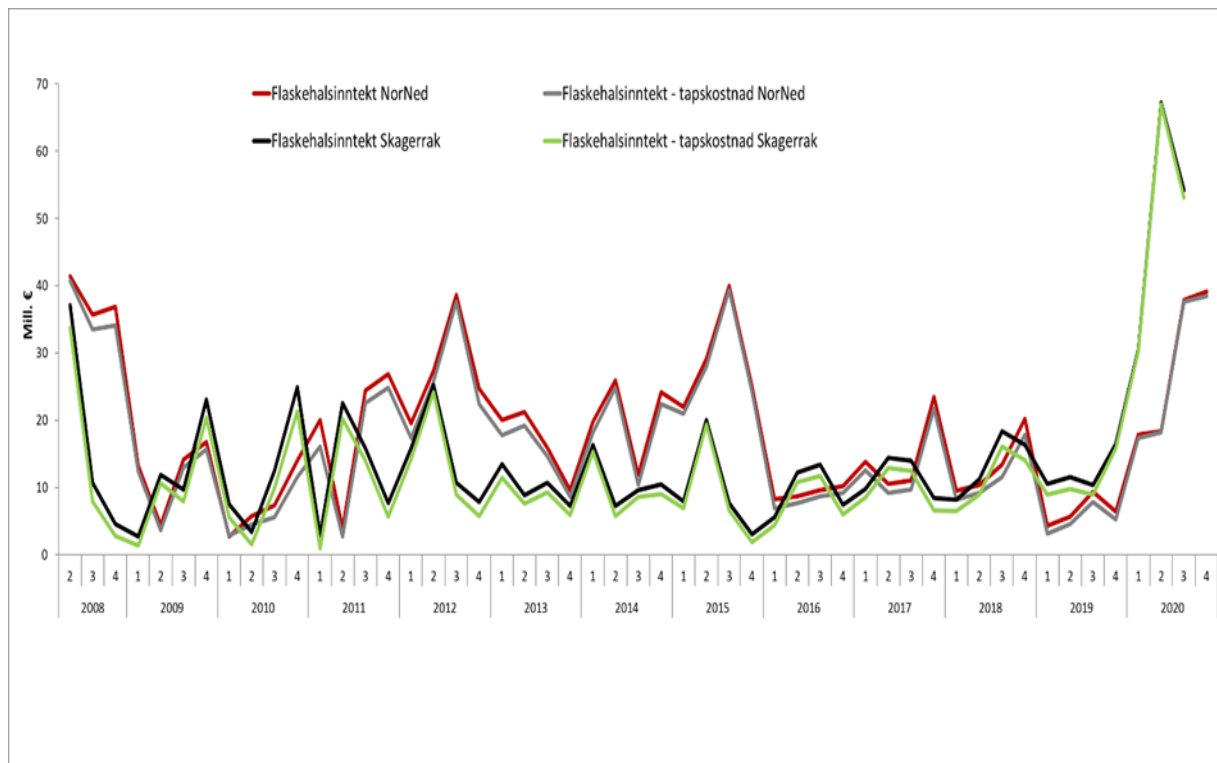


Figur 52: Norges andel av flaskehalsinntektene [MEUR].

Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet

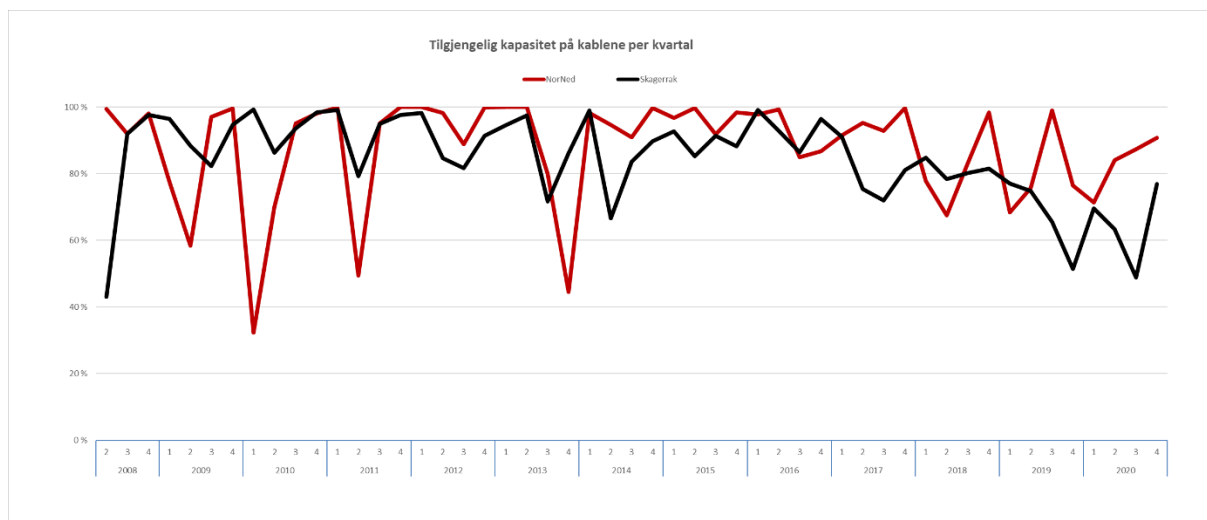
Figur 53 viser de totale flaskehalsinntektene for likestrømsforbindelsene, per kvartal, med tilhørende tapskostnader i forbindelse med overføringstap. Tapskostnadene er avhengig av prisnivå i eksporterende land. Dette resulterer i at forholdet mellom flaskehalsinntekt og tapskostnad kan variere betydelig. Tapskostnadene i 2020 er svært lave og skyldes de lave prisene i Norge. Verdiene rapportert under er totale flaskehalsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Flaskehalsinntektene for begge kablene deles likt mellom de to relevante TSOene. Flaskehalsinntekten er beregnet ut fra planlagt flyt på kabelen og prisforskjell i de to spotmarkedene.

Inntekten generert over kablene varierer mye fra kvartal til kvartal. Dette skyldes prisforskjeller, samt varierende kraftoverføring over forbindelsene. I 2020 er flaskehalsinntektene rekordhøye grunnet hydrologisk overskudd i Norge med dertil hørende store prisforskjeller i markedene.



Figur 53: Flaskehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak.

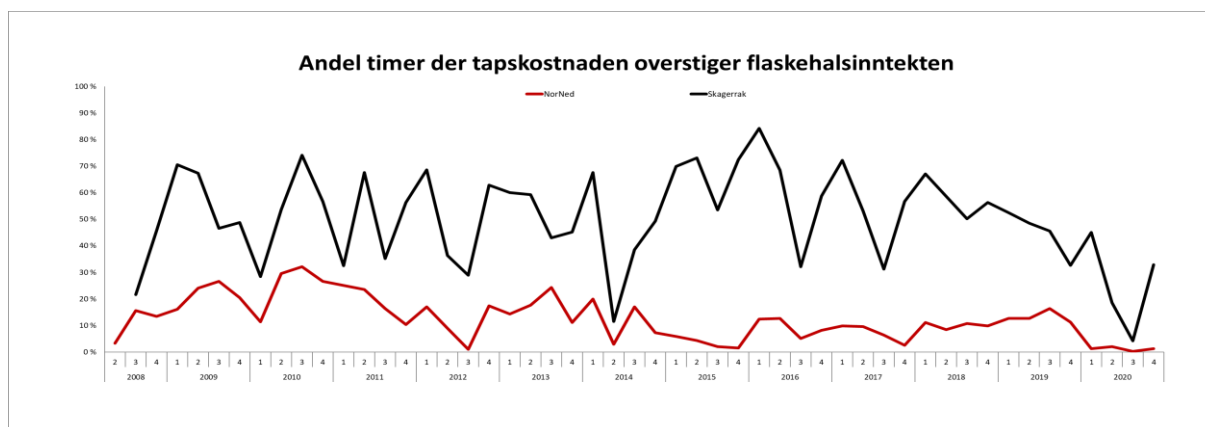
Figur 54 viser tilgjengelighet på kablene. Feil og revisjoner er de viktigste årsakene til redusert kapasitet. I de senere årene skyldes store deler av den reduserte tilgjengeligheten årsaker på den andre siden av forbindelsen, hvor Statnett ikke er operatør. I 2020 var tilgjengeligheten for Skagerrak og NorNed forbindelsene henholdsvis 64,7 % og 83,6 % i gjennomsnitt over hele året.



Figur 54: Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak.

Figur 55 viser andelen timer der tapskostnaden som resultat av at kraftflyten overgår flaskehalsinntekten. Det er her lagt til grunn at tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende landet. De reelle kostnadene ved å sikre dekning for tapene kan være noe høyere. I

2020 overgår tapskostnaden flaskehalsinntekten i 25 % av timene på Skagerrak og 1 % av timene på NorNed. Skagerrak kablene har jevnt over større andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntektene. Årsaken til at andel timer hvor tapskostnaden er høyere enn flaskehalsinntektene og stiger i Q4 2020 er at det er et større antall timer hvor prisdifferansen mellom NO2 og DK er lik null. Dette kan blant annet forklares med økt kapasitet over forbindelsen som gir flere timer med lavere prisforskjell mellom områdene. I november 2015 ble implisitt tapshåndtering introdusert på NorNed. For Skagerrak kablene planlegges det for implisitt auksjon fra første kvartal 2021.



Figur 55: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten.

Tabell 12 og tabell 13 viser de totale flaskehalsinntektene generert på likestrømsforbindelsene på kvartalsbasis, med tilhørende kostnader i forbindelse med overføringstap. Verdiene rapportert under er totale flaskehalsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Flaskehalsinntektene for begge kablene deles likt mellom de to relevante TSO-ene.

NorNed	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2009	48,6	4,8	10 %	43,7
1. kvartal	13,2	1,3	10 %	11,9
2. kvartal	4,4	0,7	17 %	3,6
3. kvartal	14,2	1,2	9 %	13,0
4. kvartal	16,8	1,5	9 %	15,3
2010	29,9	6,0	20 %	23,9
1. kvartal	2,8	0,5	19 %	2,2
2. kvartal	5,7	1,2	21 %	4,5
3. kvartal	7,4	1,8	25 %	5,6
4. kvartal	14,0	2,4	17 %	11,6
2011	75,3	7,9	10 %	67,5
1. kvartal	20,0	2,8	14 %	17,2
2. kvartal	4,0	1,2	29 %	2,8
3. kvartal	24,4	1,9	8 %	22,5
4. kvartal	26,9	2,0	7 %	24,9
2012	110,3	6,7	6 %	103,6
1. kvartal	19,6	2,1	11 %	17,5
2. kvartal	27,3	1,6	6 %	25,8
3. kvartal	38,7	1,0	3 %	37,7

4. kvartal	24,7	2,1	8 %	22,6
2013	67,1	6,5	10 %	60,6
1. kvartal	20,1	2,3	12 %	17,8
2. kvartal	21,3	2,1	10 %	19,2
3. kvartal	16,2	1,3	8 %	14,9
4. kvartal	9,6	0,8	8 %	8,8
2014	81,8	5,9	7 %	75,9
1. kvartal	19,8	1,6	8 %	18,2
2. kvartal	26,0	1,1	4 %	24,8
3. kvartal	11,9	1,5	13 %	10,4
4. kvartal	24,2	1,7	7 %	22,5
2015	116,5	4,5	4 %	112,0
1. kvartal	22,0	1,5	7 %	20,5
2. kvartal	29,2	1,2	4 %	28,0
3. kvartal	40,0	0,6	2 %	39,4
4. kvartal	25,4	1,2	5 %	24,2
2016	36,6	4,0	11 %	32,6
1. kvartal	8,2	1,0	12 %	7,2
2. kvartal	8,7	1,1	12 %	7,7
3. kvartal	9,6	0,9	9 %	8,7
4. kvartal	10,0	1,0	10 %	9,0
2017	58,9	5,6	9 %	53,4
1. kvartal	13,9	1,1	8 %	12,7
2. kvartal	10,5	1,3	13 %	9,2
3. kvartal	11,0	1,3	12 %	9,7
4. kvartal	23,5	1,8	8 %	21,8
2018	55,1	6,7	12 %	48,4
1. kvartal	9,8	1,3	13 %	8,5
2. kvartal	10,6	1,2	11%	9,4
3. kvartal	14,1	1,8	13 %	12,3
4. kvartal	20,6	2,4	12%	18,2
2019	25,8	4,9	19 %	20,9
1. kvartal	4,4	1,2	27 %	3,2
2. kvartal	5,6	1,1	19 %	4,6
3. kvartal	9,3	1,5	16 %	7,8
4. kvartal	6,4	1,2	18 %	5,3
2020	113,2	1,5	1,4 %	111,7
1. kvartal	17,8	0,4	2,5 %	17,4
2. kvartal	18,4	0,2	1,1 %	18,2
3. kvartal	37,9	0,2	0,6 %	37,6
4. kvartal	39,1	0,7	1,7 %	38,5

Tabell 12: Flaskehalsinntekter og overføringstap på NorNed [MEUR].

Skagerrak	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av Flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2009	28,6	6,1	21 %	22,5
1. kvartal	4,4	1,8	40 %	2,7
2. kvartal	2,8	1,4	49 %	1,4
3. kvartal	11,9	1,3	11 %	10,6
4. kvartal	9,5	1,7	18 %	7,8
2010	44,7	9,0	20 %	35,6
1. kvartal	21,3	2,6	12 %	18,7
2. kvartal	7,5	2,0	26 %	5,5
3. kvartal	3,4	1,8	54 %	1,6
4. kvartal	12,5	2,6	21 %	9,9
2011	68,1	9,7	14 %	58,4
1. kvartal	26,8	3,6	14 %	23,2
2. kvartal	2,9	2,0	67 %	1,0
3. kvartal	22,5	2,3	10 %	20,2
4. kvartal	15,8	1,8	11 %	14,0
2012	60,1	6,5	11 %	53,6
1. kvartal	7,7	2,0	26 %	5,7
2. kvartal	15,8	1,6	10 %	14,2
3. kvartal	25,3	1,1	4 %	24,2
4. kvartal	11,3	1,8	16 %	9,6
2013	40,6	6,9	17 %	33,8
1. kvartal	8,0	2,1	27 %	5,8
2. kvartal	13,5	2,0	15 %	11,5
3. kvartal	8,9	1,3	14 %	7,6
4. kvartal	10,3	1,4	14 %	8,9
2014	40,4	4,9	12 %	35,5
1. kvartal	7,3	1,4	19 %	5,9
2. kvartal	16,3	1,0	6 %	15,3
3. kvartal	7,3	1,1	15 %	6,2
4. kvartal	9,4	1,0	11 %	8,4
2015	46,0	4,2	9 %	41,8
1. kvartal	10,3	1,4	13 %	9,0
2. kvartal	7,9	1,0	13 %	6,9
3. kvartal	20,1	0,7	4 %	19,3
4. kvartal	7,7	1,1	14 %	6,6
2016	34,3	5,5	16 %	28,8
1. kvartal	3,1	1,2	39 %	1,9
2. kvartal	5,6	1,2	21 %	4,4
3. kvartal	12,2	1,4	12 %	10,8
4. kvartal	13,4	1,7	12 %	11,8
2017	45,8	5,7	12 %	40,1
1. kvartal	7,6	1,4	19 %	6,1
2. kvartal	9,8	1,3	13 %	8,5
3. kvartal	14,5	1,5	10 %	12,9
4. kvartal	14,0	1,5	11 %	12,5
2018	46,2	8,0	17 %	38,2
1. kvartal	8,4	1,8	21 %	6,6
2. kvartal	8,2	1,7	21 %	6,5

3. kvartal	11,2	2,3	21 %	8,9
4. kvartal	18,3	2,2	12 %	16,1
2019	48,9	7,1	15 %	41,8
1. kvartal	16,4	2,3	14 %	14,1
2. kvartal	10,6	1,6	15 %	9,0
3. kvartal	11,5	1,7	15 %	9,8
4. kvartal	10,4	1,5	14 %	9,0
2020	168,4	2,3	1,4 %	166,1
1. kvartal	16,5	0,7	4,1 %	15,9
2. kvartal	30,5	0,3	0,9 %	30,2
3. kvartal	67,2	0,3	0,4 %	66,9
4. kvartal	54,2	1,1	2,0 %	53,1

Tabell 13: Flaskehalsinntekter og overføringstap på Skagerrak [MEUR].

Tabell 14 viser Statnetts inntekter fra utveksling av systemtjenester og flaskehalsinntekter per kvartal.

Skagerrak	Systemtjenester (mill. €)	Inntekter Jylland-Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)
2015	6,9	2,8	9,7
1. kvartal	1,5	0,7	2,2
2. kvartal	1,5	0,8	2,3
3. kvartal	1,7	0,8	2,5
4. kvartal	1,7	0,5	2,2
2016	6,9	0,9	7,8
1. kvartal	1,6	0,0	1,7
2. kvartal	1,7	0,4	2,1
3. kvartal	1,7	0,2	1,9
4. kvartal	1,3	0,3	1,6
2017	6,7	2,9	9,6
1. kvartal	1,7	0,6	2,3
2. kvartal	1,7	0,7	2,4
3. kvartal	1,5	0,4	1,9
4. kvartal	1,7	1,3	3,0
2018	6,9	2,6	9,5
1. kvartal	1,7	0,7	2,4
2. kvartal	1,7	0,4	2,1
3. kvartal	1,8	0,5	2,3
4. kvartal	1,8	0,9	2,7
2019	7,7	1,4	9,1
1. kvartal	1,9	0,6	2,4
2. kvartal	1,9	0,5	2,4
3. kvartal	2,0	0,2	2,2
4. kvartal	1,9	0,2	2,1
2020	0,0	4,0	4,0
1. kvartal	0,0	0,8	0,8
2. kvartal	0,0	0,5	0,5
3. kvartal	0,0	0,7	0,7
4. kvartal	0,0	2,0	2,0

Tabell 14: Statnetts inntekter fra systemtjenester Skagerrak og Jylland-Tyskland [MEUR].

15 Spesialregulering

15.1 Oversikt over spesialreguleringer

Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

- Intakt nett overlast: Reguleringer for å unngå overlast eller overskride N-1 ved intakt nett.
- Intakt nett spenning: Reguleringer for å ha tilfredsstillende spenning ved intakt nett.
- Revisjoner: Reguleringer ved planlagte driftsstanser.
- Feil/utfall: Reguleringer etter feil/utfall i nettet.
- Annet: Reguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.

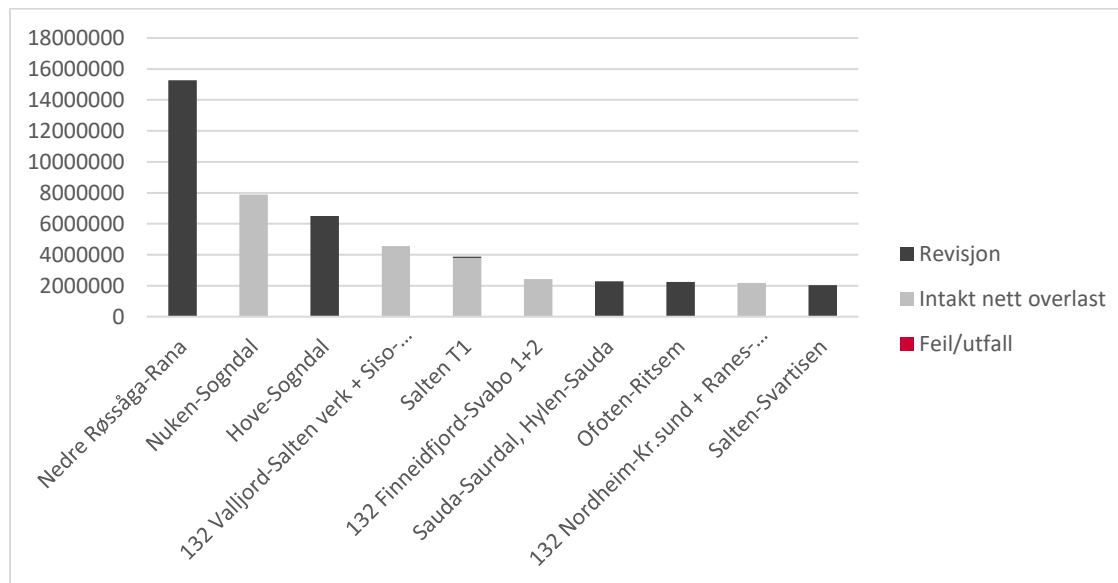
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Intakt nett, overlast	44	44	38	84	45	58	29	43	25	42
Intakt nett, spenning	-	2	1	4	2	0	3	1	1	1
Revisjoner	57	54	43	159	88	70	64	65	44	51
Feil/utfall	46	19	20	20	29	8	10	10	16	7
Annet	1	2	2	3	9	9	4	2	2	2
Totalt	147	121	104	270	173	145	110	121	88	103

Tabell 15: Spesialreguleringskostnader (MNOK) fordelt på hovedtypene.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Regulert opp	381	242	366	804	528	274	125	194	256	162
Regulert ned	638	791	475	1 159	1 000	1 138	762	677	372	1067
Totalt	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	887	871	628	1229

Tabell 16: Mengde (GWh) spesialregulering.

15.2 De viktigste/største spesialreguleringene



Figur 56: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene.

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene:

- Nedre Røssåga-Rana: Planlagt driftsstans i perioden 22.9 – 22.10 for utskifting av avstandsholdere på ledningen ga behov for mye nedregulering. Det var grunnet hydrologiske forhold stort kjøreønske fra aktørene i NO4 og nedreguleringen var ofte til negative priser.
- T_Nuken-Sogndal: Flaskehals ved intakt nett som oppstår i perioder med høy produksjon i Indre Sogn.
- Hove-Sogndal: Planlagt driftsstans i perioden 7.9 – 28.9. Utkoblingen gir utfordringer med flere andre snitt som følge av utkoblingen. I kombinasjon med stort kjøreønske fra aktørene ga dette behov for mye nedregulering med til sammen høye spesialreguleringskostnader.
- Siso-Valljord1+2: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved både lav eller høy produksjon i 132 kV nettet under Salten. Det har hovedsakelig vært behov for oppregulering etter at nye maksimale overføringskapasiteter er vedtatt for linjene i området.
- Salten T1: Behov for reguleringer både ved intakt nett (perioder), planlagte driftsstanser og feil/utfall. Størst andel behov for nedregulering i Siso og Saltennettet.
- Finneidfjord-Svabo1+2: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy eller lav produksjon i 132 kV nettet i Helgeland. Det har vært flere perioder med behov for nedregulering gjennom året.
- Sauda-Saurdal, Hylen-Sauda: Hylen-Sauda er under ombygging for omlegging til 420 kV. I kombinasjon med planlagte driftsstanser på Sauda-Saurdal skaper det utfordringer for flere andre snitt som kommer som følge av disse utkoblingene, særlig snittet Nesflaten-Sauda + Mauranger-Blåfalli.
- Ofoten-Ritsem: Ombygging i Ritsem førte til flere planlagte driftsstanser førte til høye spesialreguleringskostnader.
- Nordheim-Kristiansund+Trollheim-Ranes-Aura: Flaskehals ved intakt nett. Oppstår i perioder med høy produksjon på Smøla og Trollheim. Det har vært flere perioder med behov for nedregulering gjennom året, men behovet for nedregulering ble redusert i 2. halvdel av året da Trollheim kraftverk hadde en langvarig planlagt driftsstans.
- Salten-Svartisen: Planlagt driftsstans i perioden 4.8 - 24.8 for utskifting av avstandsholdere på ledningen ga behov for mye nedregulering. Det var grunnet hydrologiske forhold stort kjøreønske fra aktørene i NO4 og nedreguleringen var enkelte ganger til negative priser.

15.3 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

Etter avklaring med RME i møte 12.2.2021 rapporteres det ingen eksplisitte kostnader som direkte kan knyttes til oppgradering og bygging av regional- og sentralnettet. Dette grunnet at mange av disse reguleringene skjer i kombinasjon med eller i skyggen av andre planlagte driftsstanser i eksisterende kraftsystem. I oversikten over de 10 største spesialreguleringene i forrige delkapittel er oppgraderingen av Hylen-Sauda med som en av de største kostnadene. Hylen-Sauda er under ombygging for omlegging til 420 kV. I kombinasjon med planlagte driftsstanser på Sauda-Saurdal skaper det utfordringer for flere andre snitt som kommer som følge av disse utkoblingene, særlig snittet Nesflaten-Sauda + Mauranger-Blåfalli.

Det vil fortsatt være behov for mange driftsstanser i forbindelse med oppgradering av kraftnettet også de kommende årene. Det antas at de største spesialreguleringskostnadene vil komme i forbindelse med avslutningen av oppgradering av Vestre korridor og den nye linjen mellom Balsfjord og Hammerfest.

16 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

16.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Bestemmelse	Beskrivelse	Antall ikke-systemkritiske vedtak
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	676
§ 12 første ledd	Planer for å gjenopprette normal drift	0
§ 13 første ledd	Planer for manuell utkobling av forbruk	0
§ 14	Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg	137
§ 17	Planlagte driftsstanser	3718
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 19	Jordstrømskompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og releplanlegging	0
§ 21 første ledd	Systemvern	19
§ 27	Betaling for systemtjenester	61
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	7
§ 27	Betaling for omprioritering av driftsstanser	6

Tabell 17: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.

16.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

Fos §	Antall vedtak	Kommentar
§ 5 første og annet ledd	0	
§ 5 tredje ledd	7475	Antall spesialreguleringer. Bud som er aktivert over flere timer blir regnet som en regulering.
§ 7 annet ledd	Et dokument pr uke med grenser under aktuelle utkoblinger.	
§ 8	Ca. 14 000 flyttinger. 197 vedtak om prod.tilpasninger.	Tallet inkluderer både normale vedtak (mer enn 3 måneder før tilpasningen skal skje) og systemkritiske vedtak.
§ 9 første punktum	0	
§ 11	0	
§ 12 annet til femte ledd	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 95	Anslag
	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering: ca. 1	Anslag
	Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 2	
	Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: 1	
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsforstyrrelser: 0	
§ 15	Antall ganger produsenter har fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt: 22	
§ 16	Fastsettelse av koblingsbildet er en kontinuerlig vurdering, og ikke noe som kan tallfestes.	
§ 17 tredje og fjerde ledd	Vedtak om godkjent driftsstans: 3160	
	Avslag på søknad om driftsstans: 166	Tallene for vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt) er en del lavere enn i fjorårets rapport. Det skyldes at tallene for i fjor var noe over-/feilestimert. Med justert metodikk har totalt antall vedtak økt fra 691 til 757
	Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 869	
	Omprioritering: (avlysning): 730	
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 1666	

Tabell 18: Systemkritiske vedtak.

17 Videreutvikling av systemdriften

17.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2020

De nordiske TSO-ene ble i 2007 enige om en rekke tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten. Flere av disse tiltakene er implementert, en felles nordisk frist for innsendelse av produksjonsplaner og bud til regulerkraftmarkedet (45 minutter før driftstimen), en felles nordisk rampingrestriksjon på HVDC-kabler, et forbedret felles nordisk IT-system for planhåndtering og felles nordisk budliste og krav til kvarterstilpasning av produksjonsplaner. Det er også gjort andre tiltak som beskrives nedenfor.

eFleks - Pilot for testing av 1 MW bud elektronisk bestilling i NO1

Statnett har behov for økt reservevolum i NO1, samt å modne markedsaktører, Statnett og nettselskap på mer automatiserte verdikjeder og mindre budkvantum i mFRR.

I piloten eFleks inviterte vi nye og eksisterende markedsaktører til å teste nye teknologier og metoder i mFRR-markedet (regulerkraftmarkedet). Innovasjon hadde høyere prioritet enn mengden nytt reservevolum de kunne tilby. I piloten senket vi minste budkvantum i mFRR fra 5 til 1 MW, samt satte krav til at aktørene skulle benytte seg av elektronisk budbestilling. Ellers måtte aktørene som deltok følge vanlige mFRR-markedsvilkår.

Piloten pågikk fra 2019 – 2020, hvor selve testingen og deltagelsen i mFRR-markedet foregikk i to perioder, hhv. mai og oktober 2020. Se figur under.



Figur 57 Tidslinje pilot eFleks.

Tibber og Entelios, sistnevnte i samarbeid med Siemens og Enfo, utviklet sine respektive løsninger for å svare automatisk på elektroniske bestillinger fra Statnett. Resultatet ble automatiske verdikjeder på leverandørsiden, som koblet ut 1 MW panelovner og elbiler (Tibber) og rundt 1 MW sentraldriftsanlegg/ventilasjon i kontorbygg og kjøpesenter og 4 MW el-kjeler (Entelios, Siemens og Enfo). Tibber og Entelios var balanseansvarlige for sine respektive porteføljer.

I prosjektet ble det gjennomført 12 aktiveringer av 1 MW-times bud i markedet. Etter det Statnett vet, er dette første gang i det norske mFRR-markedet at forbruk har blitt koblet ut automatisk på bestilling fra Statnett. Av disse aktiveringene, gikk 6 som planlagt, 3 hadde reduserte leveranser og 3 klarte ikke å levere.

Mye læring er blitt gjort i prosjektet, og evalueringsrapporten publiseres snart. I denne omtales de ulike fasene; forberedelse av ressursene for mFRR-deltagelse, aktørenes integrasjon opp mot Statnetts løsning for elektronisk bestilling, testing og verifisering i markedet og markedsdeltagelse, samt oppsummering av læringen og noen utvalgte tema for videre arbeid. Rapporten legger vekt på

pilotaktørenes erfaringer. Slik håper vi å tilgjengeliggjøre historien om hvordan nye aktører kan bli fleksibilitetsleverandører.

Statnetts læring fra piloten er særlig knyttet til hva vi kan forvente oss når nye aktører skal integrere sine løsninger opp mot våre, og spesielt elektronisk bestilling av aktivering av reserver. Dette tas direkte inn i pågående utviklingsarbeid. Videre har vi fått ny kompetanse om nye teknologier og verdikjeder for disse, noe som er nyttig både for systemdrifts- og nettutviklingssiden i Statnett. Vi ser at teknologi og nye typer aktører tilfører markedet nye verdikjeder og heldigitale løsninger. Dette medfører både nye muligheter og en bedre utnyttelse av fleksibilitetspotensiale, men også nye typer utfordringer. For å belyse litt ny problematikk, har vi hatt diskusjoner med pilotpartnerne om digital sikkerhet i slike løsninger. Statnett har utviklet krav til bruk av skytjenester, og disse har vi brukt som underlag for diskusjon med pilotpartnere. Til sist har vi gjennom prosjektet gjennomført møter for informasjon og erfaringsoverføring fra piloten med de berørte nettselskaper; Glitre og Elvia.

Fast frequency reserves (FFR)

Frekvensstabiliteten i kraftsystemet er avhengig av roterende masse i synkrone maskiner som er tilkoblet kraftnettet. Størstedelen av den roterende massen finnes i vannkraftverk og termiske kraftverk, og en mindre andel finnes i kraftforbruk. Vindkraft bidrar ikke med roterende masse, da generatorene ikke er synkront koblede til kraftnettet.

I 2020 ble et nytt produkt, Fast Frequency Response (FFR), introdusert i Norden for å hindre en for dyp frekvensdipp ved store hendelser, som f.eks. kabelutfall. FFR er en reserve som aktiveres svært raskt. Behovet for FFR er størst i situasjoner med lav last og produksjon, kombinert med høy andel vindkraft og import. Slike situasjoner forekommer først og fremst i sommerhalvåret, og aller mest i hydrologiske tørrår. Med økende overføringskapasitet ut av det nordiske synkrone systemet og økende andel vindkraftproduksjon i Norden øker utfordringene for systemstabiliteten.

Statnett gjennomførte i 2020 et demonstrasjonsprosjekt for å prøve ut tekniske krav, markedsvilkår og driftsrutiner. På sikt er målet å utvikle et forslag til en varig markedsløsning. Demonstrasjonsprosjektet ga verdifulle erfaringer, men var ikke tilstrekkelig for å søke om å etablere FFR som en permanent markedsløsning iht. fos § 28. Det lave tilbudet på FFR i 2020, samt behovet for å høste mer erfaring med markeddesign og tekniske krav, gjør at Statnett ønsket å videreføre demonstrasjonsprosjektet for 2021-sesongen.

Fritak fra krav om maksimal statikkinnstilling på 12 %

Fritak fra krav om maksimal statikkinnstilling er et tiltak for redusering av den totale grunnleveransen av FCR i Norge, og med dette nå to effekter:

- i. Bedre kontroll på effektflyten i systemet
- ii. Skape bedre forutsetninger for et reelt FCR-D marked (i Norge).

Tiltaket gjennomføres som en del av en større pakke rundt videreutvikling av krav til FCR i Norge/Norden. Det har blitt gjennomført to piloter, vinter 2015/2016 respektive 2016/2017, sammen med initiering av generelt fritak om krav til 12 % statikk (to trinn, 2017 respektive 2019). Erfaringer fra piloten ble rapportert i årsrapporteringen for 2019 til RME.

For anlegg som ønsker fritak fra vedtak om 12 % statikk og som ligger i områder som er utsatte for separatudrift, kreves en funksjonalitet for automatisk detektering av separatudrift og overgang til stabil regulering (FCR-I).

Foreløpig så har åpningen om fritak fra krav om statikk resultert i begrenset antall anlegg som benytter muligheten. Dette skyldes i all hovedsak fysiske begrensninger i anleggene, dels fjernstyringsmuligheter og innstillingsområder (statikk, dødbånd, FCR-I), men vi kan ikke utelukke at aktører ikke er godt nok kjent med mulighetene for unntak.

Den store effekten med reduksjon i grunnleveranse forventes å komme i samband med implementering av nye tekniske krav og vilkår for deltakelse i FCR-N og –D marked. For å muliggjøre overgang til nye, felles nordiske tekniske krav kreves også implementering av den nye løsningen for regulering i separatudrift (FCR-I). Se videre info om FCR-utvikling lenger ned samt tidligere presentert prosess/road map for utvikling FCR.

Sekundærreserver (aFRR) i Norge og Norden

I 2013 ble aFRR (automatisk sekundærregulering) implementert som nordisk ordning. Så langt har man tilstrebet å effektivisere anskaffelsen av reserve ved å kjøpe reserven selektivt i timer med forventet spesielt stor virkning på frekvenskvaliteten. De nordiske TSOene er enige om å gradvis trappe opp mengden aFRR i systemet. Vi vil prioritere å først sikre at vi har aFRR i alle timer, før vi deretter vil vurdere å øke volumene med aFRR. Det er oppnådd enighet mellom TSOene om implementering av felles nordiske markedsløsninger for hhv. kapasitet og aktivering. aFRR er viktig mht. å sikre god frekvenskvalitet, og er en fundamental del av automatiseringen av balanseringsprosessen. Overgangen til en automatisert balansering basert på ACE vil kreve en betydelig utvikling av reguleringsevnen først og fremst for aFRR, men også for mFRR.

De nordiske regulatorene har stilt krav om at implementeringen av et nordisk aFRR-kapasitetsmarked må avvende resultater fra parallellkjøringen av ny metode for kapasitetsfastsettelse i energimarkedene (flytbasert kapasitetsfastsettelse). Basert på tidslinjen for testing av ny metode for kapasitetsfastsettelse, forventer de nordiske TSOene at et nordisk aFRR-kapasitetsmarked kan implementeres tidligst Q4 2021.

Status for øvrige nordiske prosjekt om utfordringer relatert til frekvensavvik

Det har i noe tid vært jobbet med virkemidler for å dempe frekvensoscillasjonene i systemet. Frekvensoscillasjonene er årsak til en betydelig del av de registrerte frekvensavvik. Arbeidet inngår i en større gjennomgang av framtidig frekvensregulering i Norden.

Siden 2015 har de nordiske TSO-ene arbeidet sammen med bransjen for å etablere nye, felles tekniske krav og prekvalifiseringsprosesser for FCR. Dette som et ledd i arbeide med å forbedre frekvenskvaliteten i systemet, men også for å sikre en FCR som møter kravene til morgendagens system i forhold til type ubalanser og dynamiske utfordringer som må håndteres. Nye krav kommer bl.a. til å påvirke innstillinger i enkelte produksjonsanlegg, tilgjengelig FCR-kapasitet i enkelte land, og økt overvåkning av reserver. Forslag skal til nye tekniske spesifikasjoner for FCR skal ferdigstilles ila 2021, og deretter testes i en pilot. Vi forventer at overgangsperioden fra gammel til ny spesifikasjon vil starte fra midten av 2022.

Videre har de nordiske TSOene startet et større arbeid for å vurdere rampingrestriksjonene på HVDC-forbindelser ut av det nordiske synkronsystemet. Dette arbeidet vil ha en delleveranse til de nordiske NRAene i juli 2020 iht. til den europeiske forordningen for systemdrift. TSOene vil jobbe videre med å revidere metoden, hvor det legges vekt på en effektivisering innenfor mulige rammebetingelser som samtidig ivaretar driftssikkerheten. NRAer og andre interessenter vil trekkes med i dette arbeidet

underveis. En neste fase blir å vurdere konsekvenser av overgang til 15 minutters oppløsning i balansemarkedene.

17.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Systemansvarligs oppdaterte tiltaksplan fra desember '20 gir en adekvat oppsummering av hva som er blitt gjennomført ila året knyttet til digitalisering/automatisering av balanseringsprosessen. Det gis derfor en kort beskrivelse av tiltakene under. Dette arbeidet blir i all hovedsak gjennomført innenfor rammen til det nordiske balanseringsprogrammet (Nordic Balancing Model, NBM):

Utvikle bedre prognoser for kortsiktig ubalanse, forbruk og vindkraft

Arbeid pågår i NBM med å ta frem en ubalanseprognose, og første versjon er satt i drift.

Utvikle budfiltrering for flaskehalshåndtering

Prototype er utviklet og testet. Arbeid med en "produksjonsversjon" har påbegynt. Tiltaket gjennomføres i henhold til roadmap for NBM. Planen er at en løsning for budfiltreringen skal være operativ i slutten av 2022, sammen med øvrige elementer som er knyttet til automatisering av mFRR-prosessen.

Utvikle optimal budutvelgelse (AOF) (for mFRR- prosessen)

Den nordiske optimaliseringsfunksjonen, som velger hvilke bud som skal aktiveres i et mFRR-aktiveringsmarked, har ila året blitt utviklet og gjort klart til integrasjonstester. Utviklingsarbeidet med AOFen og omkringliggende systemer er i gang og skal være ferdig til Q4 2021. Da skal systemet kunne gi anbefaling om budaktivering til operatørene. Systemet skal tas i bruk når NBM går inn i skarp drift i Q4 2022, og være i prøvedrift frem til innføringene av 15 minutters tidsoppløsning i markedene i 2023.

Innføre elektronisk bestilling av mFRR (regulerkraft) og produksjonsflytting

Elektronisk bestilling av mFRR og produksjonsflytting bidrar til en mer robust og sikker kommunikasjon mellom systemoperatør og balanseansvarlige aktører. Elektronisk bestilling er også en forutsetning for å automatisere prosesser for balansering.

I løpet av året har det blitt ferdigstilt løsning for å støtte tjenesteutsetting av eBestill. Det er også utviklet støtte hos Statnett for å kunne unnta stasjonsgrupper for eBestill. Dette er laget for å kunne foreta en gradvis innføring pr. aktør. Statkrafts løsning for eBestill er i delvis drift og flere andre aktører er i test med sine løsninger. Systemansvarlig har i høringsforslag til nye retningslinjer for praktisering av systemansvaret foreslått at det innføres krav om elektronisk bestilling av mFRR og produksjonsflytting fra 1. juli 2021. Endelig forslag til nye retningslinjer skal sendes til RME innen 1. april 2021 for behandling.

Det har i tillegg blitt publisert en [implementasjonsguide](#) for introduksjonen av et aktiveringsmarked for mFRR basert på den nye AOFen. Denne spesifiserer bl.a. detaljer knyttet til bud og budformater, samt funksjonalitet for å overvåke tilgjengelighet for elektronisk aktivering av bud.

17.3 Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data

Statnetts arbeid med videreutvikling av Fosweb skjer kontinuerlig og i samarbeid med aktørene i kraftbransjen. Dette gjennomføres med referansegrupper for de ulike prosjekt/produkt eller ved

Fosweb webinar-/dialogmøter vi holder for bransjen. Her presenterer systemansvarlig hva som til enhver tid er utviklet og hva som planlegges de neste 6-12 måneder.

Generell Fosweb

- Selvbetjening av kontaktinformasjon i Fosweb (samle kontaktinfo i Fosweb på tvers av alle applikasjoner)

Kraftsystemdata (energilovsforskriften § 6-1, systemansvarsforskriften § 7, systemansvarsforskriften § 20)

- Tilgangsstyring på anlegg og detaljskjema (KSU-ansvarlig, områdekonsesjonær, KBO)
- Innsyn for prod.anlegg data i eget distribusjonsnett (områdekonsesjonær)
- Globalt søk (alle anlegg i systemet)
- Forbedring av visninger i Fosweb (statusbar, overføringsvisninger og etc.)
- Utlegging av detaljskjema i Fosweb
- Løsning for innmelding av fos § 7 avtale
- GIS integrasjon (automatisk setting av fylke, kommune, områdekonsesjonær og KSU-område)
- Autofos
 - Selvbetjening av ID fra eget system
 - Ferdig implementasjon av mottaksmekanisme for alle nettanlegg (mangler mottaksmekanisme for produksjonsanlegg)
 - Ferdig implementasjon av mottaksmekanisme for dokumenter og vedlegg
 - Ferdig med CIM-mapping av alle nettanlegg (mangler ferdigstilling av CIM-mapping for produksjonsanlegg)

Kraftsystemfunksjonalitet (systemansvarsforskriften § 14)

- Løsning for innmelding av fos § 14 søknad og innsyn av egne fos § 14 vedtak i Fosweb (Jan 2021)

Driftsstans/Tvangsmessig utkobling av forbruk og gjenopprettingsplaner (systemansvarsforskriften § 12, § 13 og § 17)

- Selvbetjening av Mitt område (sette behovseier, kontaktinformasjon og etc.)
- Kart- og gantvisning av driftsstanser
- Behovseier for epostvarsel ved innmelding og endringer på en driftsstans
- Visning av relaterte driftsstanser ved registrering av driftsstans
- Løsning for innmelding av tvangsmessig utkobling av forbruk og gjenopprettingsplaner
- Planlagt/ikke-planlagt driftsstans og koordinering med andre konsesjonærer i henhold til nye retningslinjer for fos§17 Tvangsmessig utkobling av forbruk og gjenopprettingsplaner (TUF og GO-planer)

PQ-portal (systemansvarsforskriften § 22 og § 22b)Løsning for innsyn på sanntid og historiske leveringskvalitetsdata i eget og hele transmisjonsnettet i Fosweb (leveringspåliteligheten, spenningskvaliteten og forskriftsbrudd)

- Løsning for innsyn spenningskvalitetsdata i Fosweb (samles inn kontinuerlig og automatisk til NASDAT (Nasjonal spenningskvalitetsdatabase)
- Løsning for innsyn i oppdatert feilstatistikk i Fosweb (samles inn via nasjonale FASIThub'en)

18 Internasjonal koordinering

18.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

Internasjonal koordinering

Et effektivt kraftmarked er sentralt for utøvelsen av systemansvaret. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål. En effektiv utøvelse av systemansvaret er derfor tett knyttet til utviklingen i Norden og Europa.

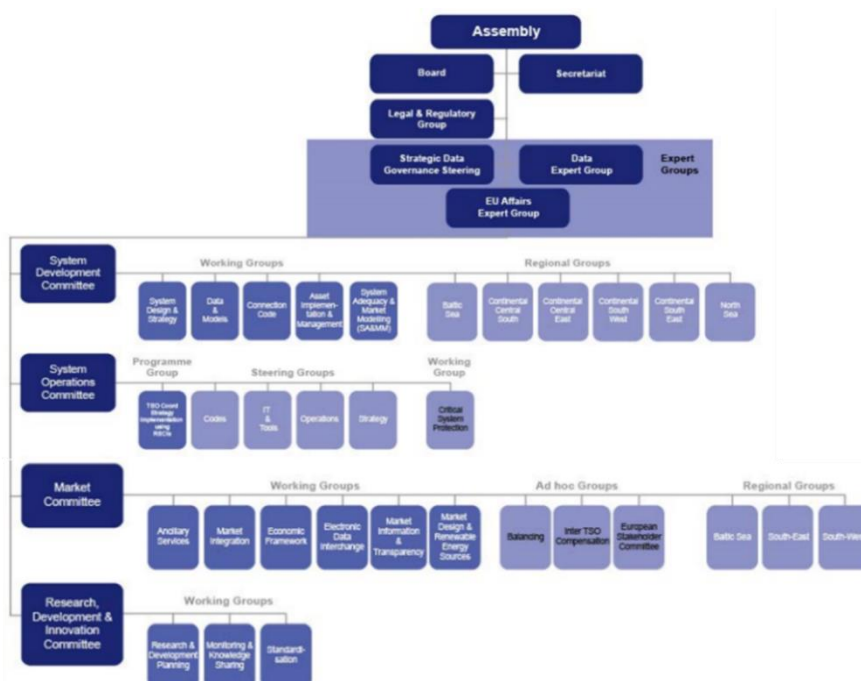
Det europeiske energisystemet inne i en omfattende omstilling der tempo går stadig raskere. Elektrifiseringen gjør samfunnet mer avhengig av kraftsystemet og i EU tar stadig nye steg mot målet om mer effektiv energibruk, økt fornybar kraftproduksjon og reduserte klimagassutslipp. EUs økte miljø- og klimaambisjoner gjennom Clean Energy Package (CEP) og Green Deal forsterker utviklingen.

For TSOene vil EUs offshorestrategi være av særlig betydning for utviklingen av havvind. Strategien legger bl.a. til rette for at nettutviklingen offshore går fra radielle forbindelser og mellomlandsforbindelser til mer masket nett. Det er viktig at fremtidige løsninger effektivt integreres med det europeiske kraftmarkedet og at systemdriften hensyntas for hele kraftsystemet. Utviklingen skaper nye utfordringer for TSOene, og for å ivareta forsyningsikkerheten og øke utnyttelsen av kraftsystemet må de systemansvarlige nettselskapene øke samhandlingen og stadig utvikle og ta i bruk nye verktøy.

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) har omfattende lovpålagte oppgaver, blant annet i utviklingen og implementeringen av vedtatt regelverk. Gjennom tredjepakke er Statnett fullverdig medlem av ENTSO-E. Gjennomføring av lovpålagte oppgaver er et omfattende område som vil kreve mye ressurser av TSOene og regulatorene fremover.

Organisasjonen er dermed Statnetts viktigste europeiske arena for å ivareta nordiske og norske interesser. Statnett var i 2020 representert i Assembly og komiteene. Statnett deltar i utvalgte arbeidsgrupper for å sikre at ENTSO-E kan levere på oppgavene og i ivareta norske interesser.



Utvikling av regelverket

Mye av det som Statnett nå utvikler og implementerer innenfor system- og markedsutvikling har bakgrunn i europeiske regelverk. Det konkrete arbeidet skjer gjennom utvikling og implementering av metoder, handelsløsninger/plattformer samt direkte krav i regelverket, såkalte Terms, Conditions and Methodologies (TCM). Der det skal utvikles metoder eller løsninger er det i all hovedsak ENTSO-E og TSOene som legger frem forslag som ACER eller regulatorene skal godkjenne. Etter dette er det regelverk.

Forslagene kan ha ulike former og formål, eksempelvis metode for budområdestudier, krav til felles spot- og intradagmarked, hvordan 70% kapasitetskravet skal oppfylles, utvikling av felles nettmodell, plattform for utveksling av balanseenergi, opprettelse av Regional Coordination Center (RCC) med tilhørende oppgaver, definisjon av system operation regions (SOR), bruk av flaskehalsinntekter, vilkår for deltagelse og inntektsfordeling i kapasitetsmarkeder, datautveksling osv.

Mye av implementeringsarbeidet skjer regionalt i Norden. Prosjekter slik som nordisk arbeid med flytbasert markedskobling, finere tidsoppløsning, nordisk arbeide med oppdatering av systemdriftsavtalen og felles nettmodeller (Common Grid Model) er viktige prosjekter for systemansvarlig.

I lys av europeisk regelverk utarbeides det en rekke store europeiske IT-plattformer for handel og utveksling av balanseringsressurser. TSOene og ENTSO-E trenger god koordinering av dette ressurskrevende arbeidet. Statnett er videre opptatt av at den europeiske utviklingen må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta regionale hensyn. Mange viktige beslutninger om utvikling av det nordiske synkronsystemet vil fremdeles måtte skje regionalt. Samarbeid i Norden for å sikre felles interesser er derfor viktig.

Videre deltar vi i arbeid med å lage Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), samt europeiske og regionale forsyningssikkerhetsanalyser. Effektive markedsløsninger gjennom markedskobling for spothandel og et effektivt intradagmarked er viktig for en god norsk ressursutnyttelse. Statnett deltar derfor i utforming, videreutvikling og implementering av felles-europeiske løsninger på dette. I tillegg pågår det en rekke andre initiativ der det forventes at Statnett og TSOene er med og bruker ressurser. Eksempelvis ser man at mer og mer ressurser går med til rapportering av data og generell informasjon til europeiske myndigheter.

Vi benytter Brusselkontoret som en base for monitorering og påvirkning.

Regionalt driftssamarbeid

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon og flere mellomlandsforbindelser skaper et behov for bedre koordinering i Norge, Norden og Europa. For å møte utfordringene med et endret kraftsystem har TSOene etablert Regional Security Coordinators (RSC). En nordisk RSC er etablert i København.

For å styrke det regionale driftssamarbeidet skal det opprettes regionale selskap, de såkalte RCCene. RCCene som er en videreføring av RSCene skal levere ett sett med tjenester til TSOene forut for driften. Dette er regulert i europeisk regelverk.

Statnett deltar i både nordisk RSC og etableringen av nordisk RCC.

Beregningene som skal gjøres i dagens RSC, og den fremtidige RCCen, blir sentrale i driftsplanleggingen fremover. De nasjonale, regional og europeiske nettmodellene som nå blir utviklet,

vil blant annet være grunnlaget for kapasitetsfastsettelsen (day ahead og intradag) både ved innføringen av flytbasert markedskopling (Norcap) og for den automatiske balanseringen gjennom den nordiske balanseringsmodellen (NBM).

18.2 Status for nordiske investeringsplaner

De nordiske TSOer publiserer hvert andre år en nordisk nettutviklingsplan. For detaljer rundt de enkelte planer og prosjekt vises til Nordic Grid Development Plan, Ten Year Network Development Plan, de nasjonale nettutviklingsplaner samt den enkelte TSOs hjemmesider. En grov oversikt over nordiske investeringsplaner og status for disse vises i kapittel 21.2.1 og 21.2.1.

18.2.1 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

Basert på besluttede planer vil utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkrone systemet i 2021 passere 10.000 MW. Status for nye forbindelser ut av Norden er:

Realiserte etter 2014:

- **Estlink 2:** HVDC-forbindelsen Estlink mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. I februar 2014 idriftsatte Fingrid og Elering (estlandsk TSO) Estlink 2 (kapasitet 650 MW). Samlet kapasitet Finland-Estland: 1000 MW.
- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet. Eies 50/50 av Svk/LitGrid. Ble satt i drift februar 2016.
- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet og TenneT. Idriftsatt september 2019.
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Eies 50/50 av Statnett og tysk systemoperatør TenneT. Idriftsatt 9 desember 2020.
- **Kriegers Flak:** Deler av vindparkene og installasjonene knyttet til offshore vindpark Kriegers Flak på 600 MW ble idriftsatt 15 desember 2020. Dette inkluderer en 400 MW-AC-forbindelse fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland. I tillegg til vindparken på Kriegers Flak, tilknyttet også vindparkene Baltic 1 og 2 (336 MW). Resterende deler av Kriegers Flak skal idriftsettes 2021.
- **Jylland-Tyskland (Østkysten):** Kapasiteten Jylland-Tyskland (Østkyst) ble i 2012 oppgradert til 1500 MW i nordgående retning og 1780 MW i sydgående retning. I løpet av 2020 er forbindelsen spenningsoppgradert (220→400 kV), noe som bidrar til å øke den teoretiske kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.

Under bygging:

- **North Sea Link:** 400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth). Eies 50/50 av Statnett og National Grid. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbesluttet mars 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2021.
- **Viking Link:** Energinet og National Grid har startet byggingen av en 1400 MW kabel mellom Danmark og England (770 km). Prosjektet planlegges idriftsatt desember 2023.

Konsesjonssøkte

- **NorthConnect:** En gruppe bestående av Vattenfall, ECO, Lyse og Agder Energi planlegger en ny 1400 MW forbindelse mellom Sima (Norge) og Peterhead (Skottland). Forbindelsen er

konsesjonssøkt, og planlegges idriftsatt i 2024.

- **Hansa Power Bridge:** Svenska Kraftnät og tysk TSO (50Hertz Transmission) undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland. Den konsesjonssøkte forbindelsen er på 700 MW og planlegges idriftsatt i 2026.
- **Jylland-Tyskland (Vestkysten):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen planlegges realisert i løpet av 2023.

Under utredning

- **Danske energiøyer:** Det danske Folketinget besluttet i 2020 bygging av 2 offshore vindhub'er i Nordsjøen og i Østersjøen med til sammen 5 GW offshore vindkraft. Øyene planlegges tilknyttet Danmark, men også andre land. Dansk og belgisk TSO har inngått intensjonsavtale om forbindelse mot Belgia, men også andre land vil kunne være aktuelle. Energiøyene planlegges etablert innen 2030.
- **Danmark-Polen.** Energinet og polsk TSO (PSE) utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for ny 600 MW forbindelse Sjælland-Polen. Etter dansk vedtak om energiøy Bornholm vil det være sannsynlig at eventuell forbindelse Danmark-Polen vil bli en hybridløsning med denne energiøyen.
- **Danmark-Tyskland.** Energinet og tysk TSO (50Hertz Transmission) utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for økt kapasitet Sjælland-Tyskland (Kontek2).
- **Hansa Power Bridge 2:** Svenska Kraftnät og tysk TSO (50Hertz Transmission) utreder muligheten for ytterligere en kabel (700 MW) Sverige-Tyskland.
- **LaSgo Link.** I den europeiske nettutviklingsplanen utredes muligheten for en ny link Sverige-Gotland-Latvia (700/500 MW). Prosjektet er et såkalt tredjepartsprosjekt (non-TSO).
- **Danmark-England.** I den europeiske nettutviklingsplanen utredes muligheten for en ny link Danmark-England (1400 MW). Prosjektet er et såkalt tredjepartsprosjekt (non-TSO).

18.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla tidligere Nordel forsterkning av 5 prioriterte nordiske overføringsnett.

Status for de 5 prioriterte snitt er:

- **Nea – Järpströmmen:** 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Midt-Sverige til erstatning for eksisterende 300kV-ledning. Viktig for forsyningssikkerheten i Midt-Norge. Idriftsatt i 2009.
- **Storebælt:** 600 MW HVDC-forbindelse mellom Vest-Danmark og Øst-Danmark, som knytter sammen det synkrone nordiske og kontinentale system. Idriftsatt i 2010.
- **Fennoskan 2:** 800 MW HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige (link nummer to). Viktig både som følge av kjernekraftutbygging i Finland samt økt overføringsbehov Sverige-Finland (til dels store prisforskjeller). Idriftsatt januar 2012.
- **Skagerrak 4:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Kabelen har en kapasitet på 700 MW og ble idriftsatt desember 2014.

- **Sødra lenken** (SydVest-linken): 1200 MW HVDC(AC)-forbindelse mellom Midt- og Sør-Sverige. Nordre del (AC) ble idriftsatt 2015, mens søndre del (DC) har hatt større forsinkelser. Planlagt idriftsettelse av denne er oktober 2020. Forbindelsen var tidligere planlagt med en gren mot Norge, men denne ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige internordiske mellomlandsforbindelser

- **Ny AC-forbindelse Sverige-Finland.** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette har Fingrid og Svenska Kraftnät konsesjonssøkt en 3dje AC-forbindelse i nord (SE1-FI), noe som vil øke kapasiteten med ca.800 MW. Ledningen er konsesjonssøkt og planlegges idriftsatt 2025.
- **Reinvestering FennoSkan 1 (Kvarken).** Svenska Kraftnät og Fingrid har startet vurderinger rundt en eventuell reinvestering av FennoSkan 1. FennoSkan 1 er på 500 MW og ble bygget i 1989. En eventuell reinvestering vurderes lengre nord enn dagens forbindelse (SE2-FI).
- **Reinvestering Sverige-Danmark.** SvK og Energinet har skiftet ut Øresundskablene mellom Sjælland og SE4. Kablene ble opprinnelig lagt i 1973, mens nye kabler ble idriftsatt i 2020. I tillegg har SvK og Energinet startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen (Jylland-SE3).
- **Nordisk Nettutviklingsplan 2019:** Gjennom planen har de nordiske TSOer utredet 5 korridorer der en har vurdert fremtidig forsterkningsbehov. De fem korridorer er: Norge-Danmark, Norge-Sverige (NO1-SE3), Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark. Nordisk Nettutviklingsplan 2019 ble offentliggjort august 2019.

18.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC

Alle TSOer er ifølge Network Codes pålagt å inngå regionale samarbeid gjennom "Regional Security Coordinator" (RSC). De fire nordiske landene inngikk den 7. januar 2016 en avtale om at TSOene i det nordiske synkronsystemet, danner et eget RSC-kontor med lokasjon i København. Kontoret ble dannet som et "Joint Office", og innebærer delt eierskap mellom de fire TSOene Svenska Kraftnät, Energinet.DK, Fingrid og Statnett.

Det nordiske RSC-kontoret (NRSC) har fra 1. desember 2017 vært et aktivt kontor med medarbeidere fra hver TSO, og konsulenter med ulike roller. Kontoret skal fungere som en støtte for den nordiske systemdriften, mens TSO-ene er ansvarlig for forsyningssikkerheten i sitt tilhørende nett. NRSC skal utføre seks definerte oppgaver; lage en nordisk nettmodell (Common Grid Model), koordinere sikkerhetsanalyser, koordinere kapasitetsfastsettelsen i elspot- og intradaymarkedene, analysere effektilstrekkeligheten på ukesbasis, koordinere utkoblinger og koordinert håndtering av kritiske driftssituasjoner. Tre Statnett-ansatte fortsatte i 100%-stillinger ved kontoret i 2020, både som operatører og som utviklere for tjenesten de er involvert i.

I 2020 har både RSC og TSOene prioritert prosjektet NorCap, som har som mandat å levere sammenstilling av individual grid models, kalkulerer flytbaserte markedskapasiteter og kjøring av sikkerhetsanalyser i etterkant av mottatte produksjonsplaner fra markedsaktører. Prosjektet ledes fra NRSC, og nødvendig kompetanse er allokert fra alle TSOene for å bidra til utviklingen.

RSCens hovedfokus i 2020 har vært NorCap-prosjektet og leveranser slik at man kan starte External Parallell Run. Mer informasjon under underpunkt CCC 3 – Capacity Calculation Coordination: Flowbased Market Coupling.

Tjenestene RSC leverer har ulik kompleksitet, omfang og krav til datadeling. I 2020 har Statnett prioritert arbeid med å forbedre datakvalitet for egne datasett som kreves for CGM og CCC. Arbeid med CSA har blitt prioritert ned som følge av dette.

Driftssatte tjenester:

STA – Short Term Adequacy

Tjenesten sammenstiller nordiske prognoser for kapasitet, produksjon og last, og skal varsle om fare for effektbrist i Norden. Tjenesten ble satt i drift i 2019, og Statnett sender daglige oppdaterte prognoser for 7 dager frem. Ved avdekket fare for effektbrist skal RSC være koordinator mellom de nordiske TSOene for å avtale tiltak som kan bedre situasjonen. Det har hittil kun vært Statnett, Energinet.DK og Fingrid som har levert data til tjenesten, men i desember startet SvK å dele data automatisk med RSC.

Arbeid pågår hos RSC for å delta i den europeiske STA-prosessen ved å integrere nordiske STA-data mot det pan-europeiske verktøyet, utviklet av ENTSO-E.

OPC – Outage Planning Coordination

Tjenesten utgjør et ukentlig koordineringsmøte av utkoblinger som påvirker andre lands elspotkapasitet. RSCs rolle i denne koordineringen er å legge til rette for ukentlig avsjekk av planene som ligger inne i det eksisterende planverktøyet NOIS, og verifisering at disse planene er oppdaterte. Det ukentlige OPC-møtet har funnet sted hver uke siden juli 2018. Den nordiske koordineringen av årsplan inngår også i OPC-tjenesten.

CCC 1a – Capacity Calculation Coordination: Sending av CNTC kapasiteter til NordPool

RSC har sendt kapasiteter på vegne av de nordiske TSOene til NordPool siden 28. august 2018. Kapasitetene koordineres og sendes via Nordic Outage Information System (NOIS). Dette vil endres når CCC-tjenesten videreutvikles med flytbasert markedskobling, og når flere børser kan delta i kapasitetsfastsettelsen (Multiple NEMOs).

D-2 CGM og CGMA – Two days ahead Common Grid Model og Common Grid Model Alignment

For å lage D-2 Individual Grid Model må ulike prognoser justeres nordisk for å få simulert antatt flyt inn og ut av budområder, da dette er dagen før markedresultater er tilgjengelig. Alignment-prosessen har kjørt fra Statnetts side siden november 2018, og Statnett har produsert D-2 IGM siden da. Fokuset nordisk har i 2020 vært kvalitetsheving av data fra TSOene. Spesielt viktig er det for RSC å få riktige verdier på HVDC-data som samsvarer mellom TSOene, noe som har vist seg å være utfordrende.

Kvaliteten på D-2-leveransen samt D-1 blir ivaretatt og fasilisert av RSC-initiativene "Quality Plus" for datakvaliteten og CGM Superior for vurdering av bruk mot prosessene som NorCap er mest avhengige av, siden D-2 CGM er kritisk leveranse til kalkulering av flytbasert markedskobling.

D-1 CGM – Day Ahead Common Grid Model

D-1 CGM skal være grunnlaget for sikkerhetsanalysen CSA. Statnett har levert D-1 IGM daglig siden november 2017, og har stabil og god leveranse gjennom 2020. Modellen skal benyttes i CSA, og det er avdekket mangler i datagrunnlag omkring systemvern og temperaturavhengige grenser som gjør at implementering av den nordiske prosessen ikke kommer videre før dette er tilstrekkelig på plass. Norden og Statnett har prioritert dette arbeidet lavere enn CCC (klargjøring til External Parallel Run) og begrenset kapasitet hos Statnett til å jobbe med disse problemstillingene har gjort at det i 2020 har vært lite fremdrift.

Tjenester under utvikling:

D-2 CGM og D-1 CGM – Common Grid Model

For CGM-tjenesten skal RSC tilgjengeliggjøre CGM til TSOene. RSC har gjort dette manuelt vet et par tilfeller, men det er ikke satt opp som en automatisert tjeneste i 2020.

CCC 3 – Capacity Calculation Coordination: Flowbased Market Coupling

CCC leveres i Norden gjennom RSC-prosjektet NorCap. NorCap har i oppdrag å anskaffe et verktøy som utfører flytbasert kapasitetskalkulering basert på D-2 CGM. Verktøyet skal også kalkulere NTC-kapasiteter for day ahead (CCC 2), og utføre sikkerhetsanalyser på D-1 (CSA).

Hovedleveransen er likevel kapasitetsfastsettelsen for day ahead, og verktøyet leveres til NRSC i tre delleveranser fra leverandøren GE Grid Solutions. I 2020 jobbet man med første delleveranse. Etter første delleveransen kommer på plass, vil NRSC starte intern parallellkjøring der resultatene av beregningen hele tiden overvåkes med hva som ble reell flyt. Arbeidet er forsinket og antatt oppstart for Internal Parallell Run er Q1 2021. Etter delleveranse to (Major Release 2), vil NRSC igangsette ekstern parallellkjøring, som involverer alle eksterne aktører og publisering av relevant informasjon, med KPI-rapportering til regulator. External Parallell run skal vare i minst et år.

CCC 2 - Capacity Calculation Coordination: CNTC calculation based on CGM

Arbeidet avhenger av nytt verktøy, som kan kjøre kapasitetskalkuleringer på Common Grid Model. Denne delleveransen vil ruller ut parallelt med CCC 3 (over).

CSA – Coordinated Security Analysis

Om det skjer et utfall i nettet som har påvirkning på nabolands komponenters flyt og den nye flyten overskrider nettets driftsgrenser, skal dette på forhånd identifiseres og studeres. Denne sikkerhetskoordineringen skal utføres på D-1 nettmodell, og avbøtende tiltak skal koordineres der markedet ikke løser overskridelsen ved intradaghandel. I første omgang, frem til NorCap leverer siste del av sin tredelte leveranse, skal kun resultatene presenteres og undersøkes. Statnett har i løpet av 2020 deltatt med semi-automatisk forsendelse av tilleggsdata til tjenesten ettersom det gjenstår utvikling for automatisk innsending av alle tilleggsdata til RSC. RSC har utviklet en applikasjon for visning og aksept av RSCs resultater.

Det er planlagt med at overgang til automatisert kjøring og oppfølging daglig i kontrollrommene vil skje H1 2021.

Year ahead (Y-1) CGM, Week ahead (W-1) CGM, Intraday (ID) CGM og Observed State CGM

Disse tidshorisontene har hittil vært lavere prioritert i det nordiske prosjektet, da fokus har vært på å få D-2 og D-1 CGM på tilfredsstillende kvalitet for å kunne brukes videre til CCC og CSA. Arbeidet med ID, Y-1 og W-1 CGM har planlagt oppstart i løpet av 2021. Statnett ser stor verdi i å utvikle W-1 for internt bruk og interne analyser, spesielt i forbindelse med ukeplanleggingen av driften og har begynt forberedelser for å kunne produsere IGM for flere dager frem mot D-2.

ID CGM skal benyttes som input til CCC-prosessen og til løpende CSA-analyser, som hver time skal kunne gi varsel om evt. overskridelser av driftsgrenser i døgnets resterende timer. Det er betydelig risiko for at arbeidet med ID IGM fra Statnett blir forsinket.

Observed state CGM er tatt ut av scope for NorCap-prosjektet og utviklingen er planlagt med oppstart i 2023.

Informasjonssikkerhet:

ENTSO-E, TSOer og RSCer arbeider med å oppfylle krav som stilles i MVS Security Plan for å kunne utveksle data over ENTSO-E sin datautvekslingsplattform, OPDE. Firmaet BDO gjennomførte en tredjeparts revisjon (Type 1) av Statnett opp mot MVS Security Plan. Samme firma vil gjøre en oppfølging (Type 2) H1 2021. Statnett er involvert i ENTSO-E sitt arbeid med å etablere en "Generic Security Plan" som har som mål å erstatte den gjeldende sikkerhetsplanen. I tillegg arbeider ENTSO-E med nye avtaleverk knyttet til de ulike tjenestene basert på CGM, på europeisk nivå.

Status på revisjonsarbeidet i Europa er at man er forsinket, som rapportert fra ENTSO-E:

Analyses of the current Audit Process status showing the following alarming results:

- Ca. **60 %** of all 52 Parties (TSOs, RSCs, Entso-E) sent **2020 annual self-assessment report** to ASC/NSC so far
- Only **44 %** of all Parties will probably deliver **Audit Type 1 Report by end of February 2021** to ASC/NSC
- **Half of Parties** who did not provide Audit Type 1 Report on time did **not send any delay notification** to ASC/NSC