

Rapport fra systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2021



Innhold

2	Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser	5
2.1	Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2021	5
2.2	Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid	6
6	Planlagte driftsstanser	7
6.1	Statistikk over driftsstanser	7
6.1.1	Fordeling av driftsstanser over året	7
6.1.2	Varighet av driftsstanser	8
6.1.3	Driftsstanser per kundekategori	8
6.1.4	Årsaker til driftsstanser	9
6.1.5	Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister	9
6.1.6	Omprioriterte driftsstanser	10
6.1.7	Avslag på rapporterte driftsstanser	11
6.2	Vurdering av tiltak for å redusere antall planlagte driftsstanser som kommer etter fristen ...	12
7	Frekvenskvalitet	13
7.1	Data for frekvenskvalitet i 2021	13
7.2	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år	14
7.3	Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten	16
8	Roterende masse	17
8.1	Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse	17
8.2	Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene	18
8.3	Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet	19
8.4	Beskrivelse av hendelser hvor det er utløst FFR	20
8.5	Oversikt over hendelser hvor dimensjonerende feil er redusert som en konsekvens av lav roterende masse	20
9	Driftsspenninger i transmisjonsnettet	21
9.1	Region Sør	21
9.1.1	Høye spenninger 2021	21
9.1.2	Lave spenninger 2021	22
9.1.3	Årsak og hendelser	24
9.2	Region Nord	25
9.2.1	Høye spenninger 2021	25
9.2.2	Lave spenninger 2021	27
9.2.3	Årsak og hendelser	29
10	Omfanget av systemtjenester og effektreserver	31
10.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	31
10.1.1	Raske effektreserver (FFR)	31
10.1.2	Primærreserver (FCR)	31
10.1.3	Sekundærreserver (aFRR)	32

10.1.4	Tertiærreserver (RKOM).....	33
10.1.5	Produksjonsflytting.....	34
10.1.6	Produksjonsglatting	35
10.1.7	Reaktiv effekt	35
10.1.8	Spesialregulering	36
10.1.9	Systemvern	36
10.1.10	Netto kjøp av balanse- og effektkraft.....	36
10.1.11	Omberamning av planlagte driftsstanser	36
10.2	Reserver i Norge og Norden.....	37
11	Anmelding og planlegging av produksjon.....	38
11.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	38
12	Likviditet i reservemarkedene	39
12.1	Oversikt over aFRR, FFR, RKOM og RK	39
12.2	Tiltak for å øke likviditeten i markedet	40
13	Virkemidler i drift.....	41
13.1	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	41
13.1.1	Produksjonstilpasning.....	41
13.1.2	Rekvirering av produksjon og forbruk i marked for regulerkraft, jf. fos 12.4.....	42
13.1.3	Rekvirering av tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjon, jf. fos 12.5.....	43
13.1.4	Tvangsmessig utkobling av forbruk.....	43
13.1.5	Utløsning av systemvern	43
13.3	Beskrivelse av rekvirering av effekt eller tvangsmessig utkobling av forbruk	43
14	Balanse og effektkraft.....	44
15	Samlede systemansvarskostnader.....	45
15.1	Sammendrag av systemansvarskostnader	45
15.2	Utviklingen i kostnader over tid (2012-2021).....	46
16	Handelsgrenser og budområder	48
16.1	Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt	48
16.2	Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder	48
16.3	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	48
16.4	Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge.....	49
17	Flaskehalsinntekter og -kostnader.....	50
17.1	Utviklingen av markeds-kostnader ved flaskehals mellom elspotområder	50
17.2	Flaskehalsinntekter og overføringstap på mellomlandsforbindelsene	51
17.2.1	Flaskehalsinntekter på alle forbindelser	51
17.2.2	Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet	53
17.2.3	Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene.....	55

18	Spesialregulering	56
18.1	Oversikt over spesialreguleringer	56
18.2	De viktigste/største spesialreguleringene	56
18.3	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett	57
19	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	58
19.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	58
19.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	59
20	Videreutvikling av systemdriften	60
20.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2021	60
20.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	62
20.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	63
21	Internasjonal koordinering	64
21.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	64
21.2	Status for nordiske investeringsplaner	66
21.2.1	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	66
21.2.2	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	67
21.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC, og etableringen av den nordiske RCCen 68	
21.3.1	Common Grid Model (CGM)	69
21.3.2	Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)	69
21.3.3	Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)	69
21.3.4	Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)	69
21.3.5	Nordisk og europeisk overvåkning av effektbalanse (STA)	70
21.3.6	Informasjonssikkerhet	70
21.3.7	Etablering av RCC	70
21.4	Status for arbeidet med NBM	70
21.5	Status for arbeidet med flytbasert markedskobling	71

2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

2.1 Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2021

Systemansvarlig presenterer feilstatistikk via [PQ Portal](#) (Power Quality Portal), som er en del av Fosweb, men portalen er 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 41350 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2021 (foreløpige tall), fordelt på 25050 planlagte utkoblinger og 16300 driftsforstyrrelser. I 2020 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 43670.

Systemspenning	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV
Type hendelse				
Planlagt varslet utkobling	8833	13457	39	2
Planlagt ikke varslet utkobling	1132	1588	2	
Automatisk utkobling*	6042	8530	415	146
Påtvungen utkobling*	549	457	26	8
Utilsiktet utkobling*	20	67	14	7
Korrekt systemvernuttløsning			13	5
SUM	16576	24099	509	168
Sum 2020	17228	25584	614	245

Tabell 1: Antall FASIT-rapporter i 2021 fordelt på type hendelse og systemspenning

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

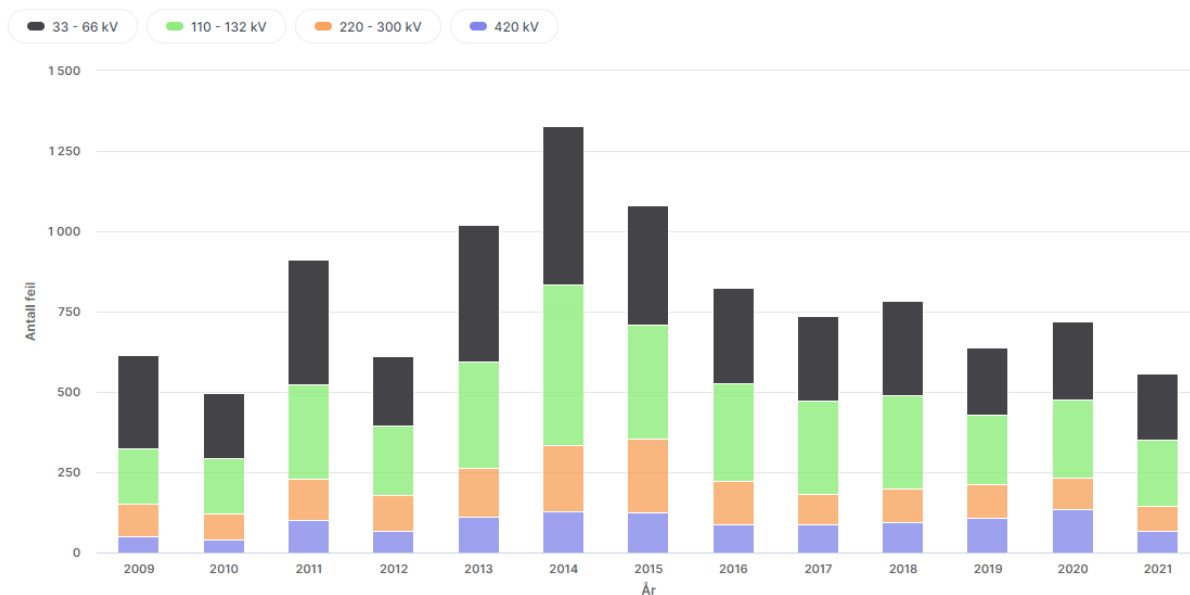
Som Tabell 1 viser var det noe færre FASIT-rapporter i 2021 enn i 2020 på alle spenningsnivå.

Hendelsestypen "korrekt systemvernuttløsning" ble introdusert i 2021, og hensikten er å gi systemansvarlig informasjon om kostnader ved utløsning av systemvern iht. fos §21.

Generelt virker det som stadig flere blir fortrolig med de 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 bedre, 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. Det er fortsatt en del å gå på mht. overholdelse av rapporteringsfrister fra mange konsesjonærer, jf. rapporteringsoversikten i PQ Portal.

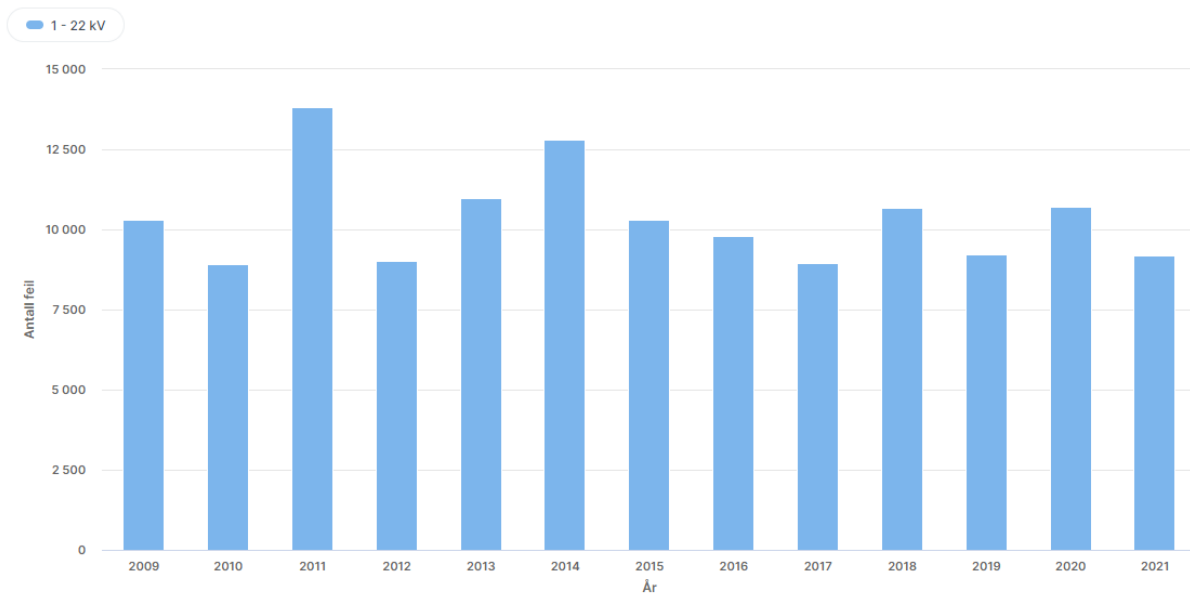
2.2 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

Antall feil under driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet (≥ 33 kV) har hatt en synkende trend etter 2014, og 2021 hadde det laveste antall feil siden 2010.



Figur 1: Antall feil under driftsforstyrrelser med systemspenning > 33 kV for årene 2009-2021

For høyspennings distribusjonsnett har antall feil under driftsforstyrrelser vært relativt stabilt de siste 10-12 årene med antall feil i området 9000-11000, men med topper i 2011 og 2014.



Figur 2: Antall feil under driftsforstyrrelser med systemspenning 1-22 kV for årene 2009-2021

Systemansvarlig kan ikke se at det var noen bestemte faktorer som har påvirket feilstatistikken for 2021. Det var et nokså rolig år værmessig, uten omfattende stormer som påvirket kraftsystemet ut over mer lokale hendelser.

6 Planlagte driftsstanser

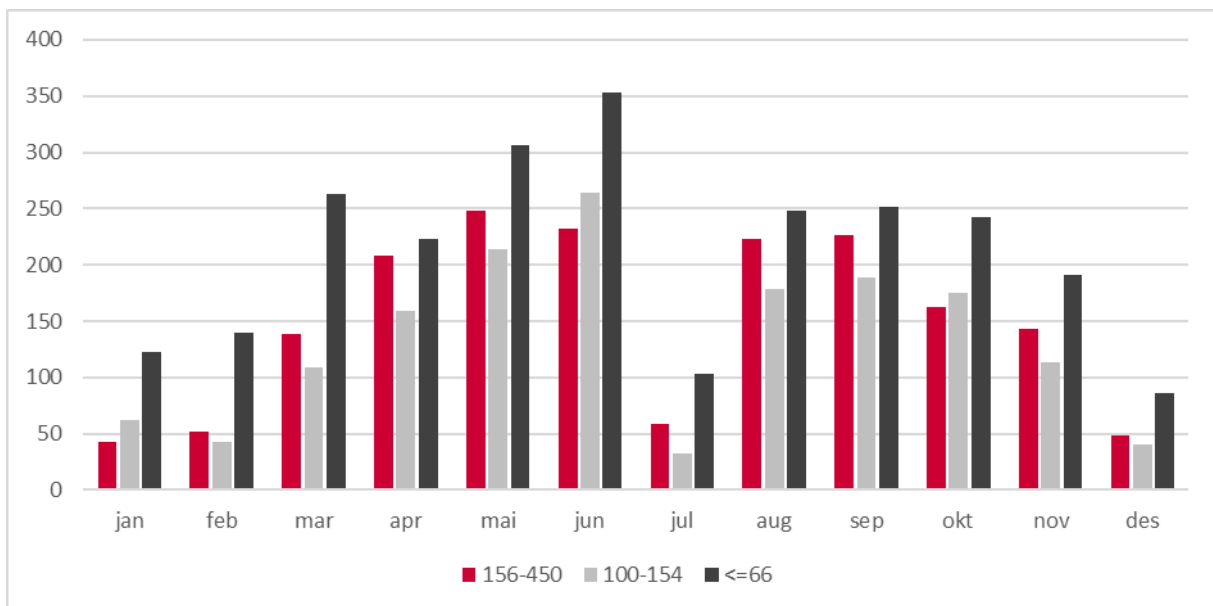
6.1 Statistikk over driftsstanser

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2021. Om ikke annet er nevnt, omfatter tall og figurer gjennomførte driftsstanser med utkobling, dvs. avviste og avlyste driftsstanser er ikke inkludert. Rapporterte driftsstanser uten utkobling samt driftsstanser registrert som utfall, er også holdt utenfor. Statistikken omfatter – som tidligere år – både planlagte og ikke planlagte driftsstanser etter fos §17 annet og tredje ledd. For figurer med månedsoppløsning, er måned referert tidspunkt for planlagt oppstart av driftsstansene. Antall er referert antall anleggsdeler, dvs. noe flere enn antall driftsstanser, da hver driftsstans kan ha flere anleggsdeler. Hver utkobling kan igjen være representert med flere driftsstanser.

For 2021 ble det rapportert i underkant av 7000 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist eller avlyst. Av disse ble rundt 5900 driftsstanser gjennomført, med eller uten endringer. Antall rapporterte driftsstanser var noe færre enn året før, men til gjengjeld ble en større andel gjennomført.

6.1.1 Fordeling av driftsstanser over året

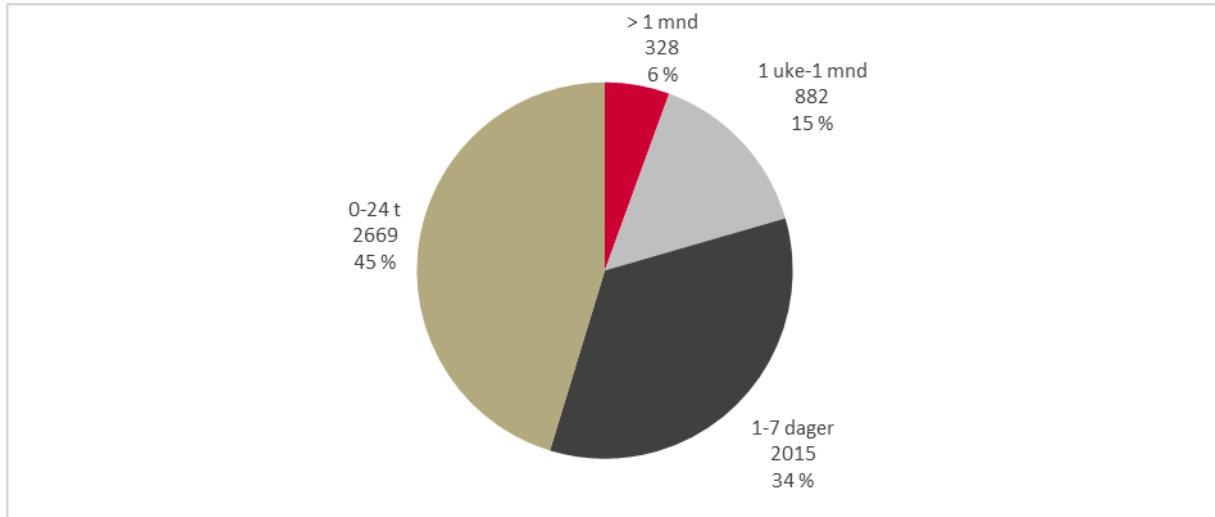
Det er som tidligere år relativt lav aktivitet på vinteren, mens aktiviteten på vår, sommer (med unntak av juli) og høst er høy. Aktiviteten for det laveste spenningsnivået er generelt jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene. Driftsstanser på 66 kV og lavere spenningsnivå omfatter i hovedsak 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 fordelt på spenningsnivå

6.1.2 Varighet av driftsstanser

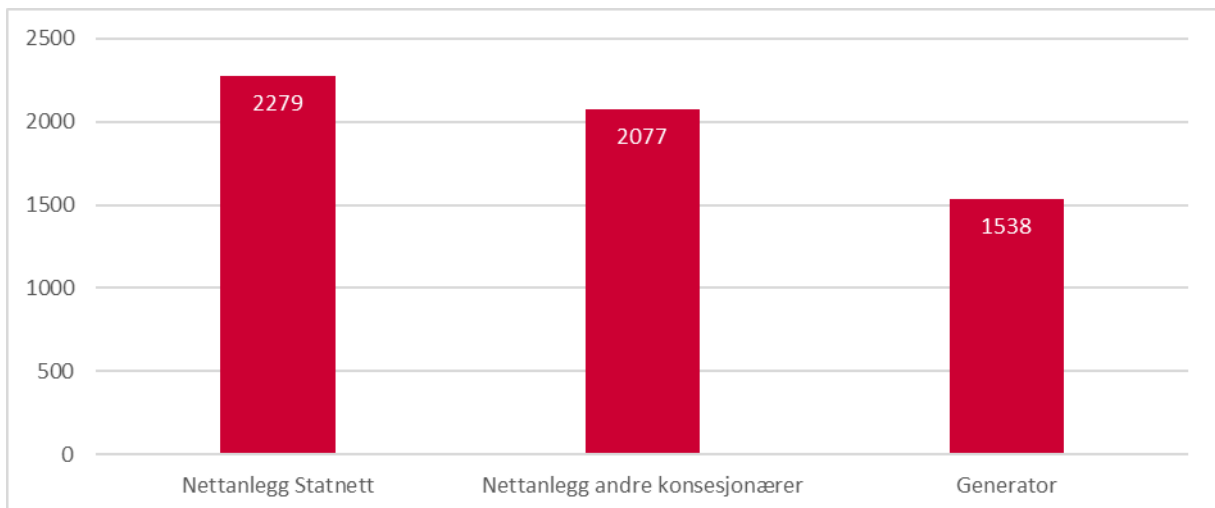
45 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2021 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme komponent. Rundt hver femte driftsstans hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



Figur 4: Varighet av driftsstanser

6.1.3 Driftsstanser per kundekategori

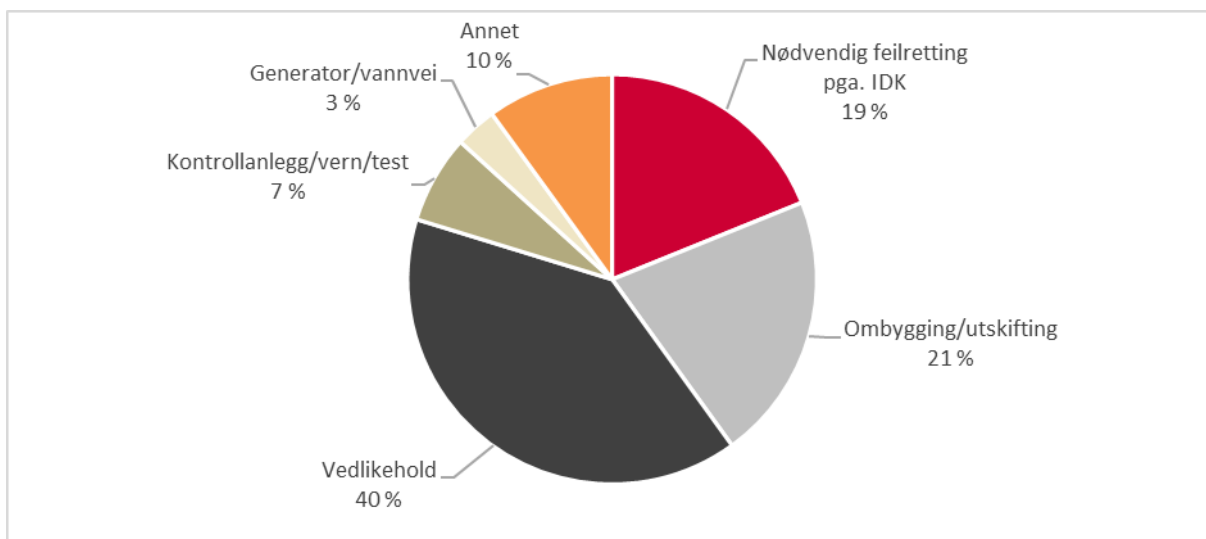
39 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2021 omfattet Statnetts nettanlegg; noe ned fra året før. Antall driftsstanser for øvrige konsesjonærs nettanlegg har imidlertid økt noe, og omfattet 35 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2021. Resterende 26 % gjaldt driftsstanser i produksjonsanlegg; også noe ned fra året før.



Figur 5: Gjennomførte driftsstanser fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap

6.1.4 Årsaker til driftsstanser

Det er mange ulike årsaker bak behovet for driftsstans. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier basert på de årsaker som ble rapportert i forbindelse med driftsstanser for 2021. Fordelingen er relativ lik året før.

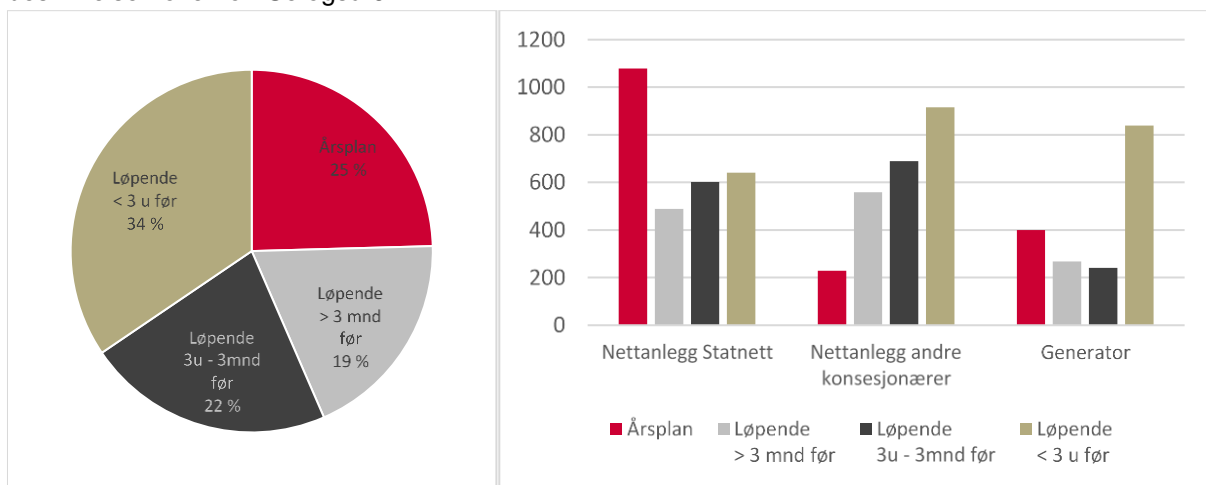


Figur 6: Årsaker til driftsstanser

6.1.5 Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

Krav om rapportering til årsplan gjelder transmisjonsnett, inklusive utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett samt generatorer tilknyttet transmisjonsnettet. Frist for rapportering til årsplan er 1. september året før. Øvrige driftsstanser skal i all hovedsak rapporteres innen tre måneder før planlagt oppstart. Senere rapportering kan aksepteres i visse tilfeller, eksempelvis driftsstanser for produksjonsheter tilknyttet regionalnett, driftsstanser "i skyggen av" allerede vedtatte driftsstanser, samt driftsstanser som er ferdig koordinert mot berørte før rapportering i Fosweb. Driftsstanser som følge av uforutsette hendelser, skal rapporteres så raskt som mulig etter at behovet eller hendelsen er kjent. Mer om frister og forutsetninger for disse er beskrevet i retningslinjene til fos §17, femte ledd.

Figuren nedenfor viser at 25 % av alle driftsstanser for 2021 ble rapportert til årsplan. Over halvparten ble rapportert mindre enn tre måneder før, og over en tredel ble rapportert mindre enn tre uker før utkobling. Mange av disse er ikke unntatt kravet om rapportering til årsplan/tre måneder før, jf beskrivelsen ovenfor. Se også 6.2



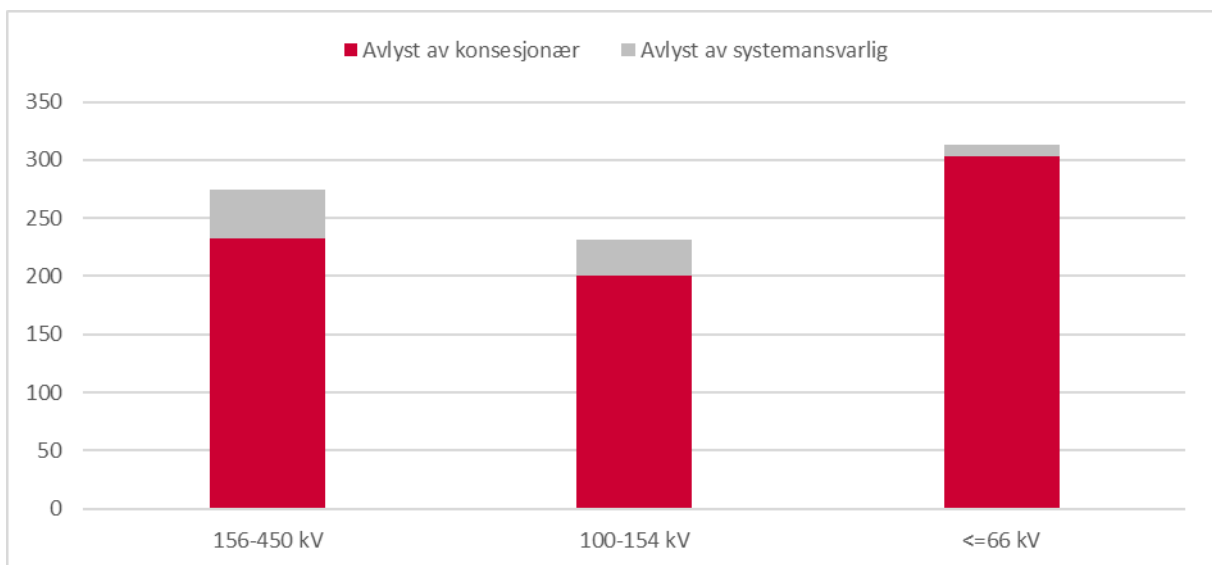
Figur 7: Driftsstanser rapportert hhv. før og etter angitte frister

6.1.6 Omprioriterte driftsstanser

I overkant av 800 vedtatte driftsstanser for 2021 ble avlyst, der om lag 90 % er avlyst av konsesjonær og de øvrige er avlyst av systemansvarlig. Dette utgjør rundt 12 % av alle rapporterte driftsstanser med utkobling. Det er noe færre avlyste driftsstanser enn året før, spesielt for de høyeste spenningsnivåene.

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.

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.

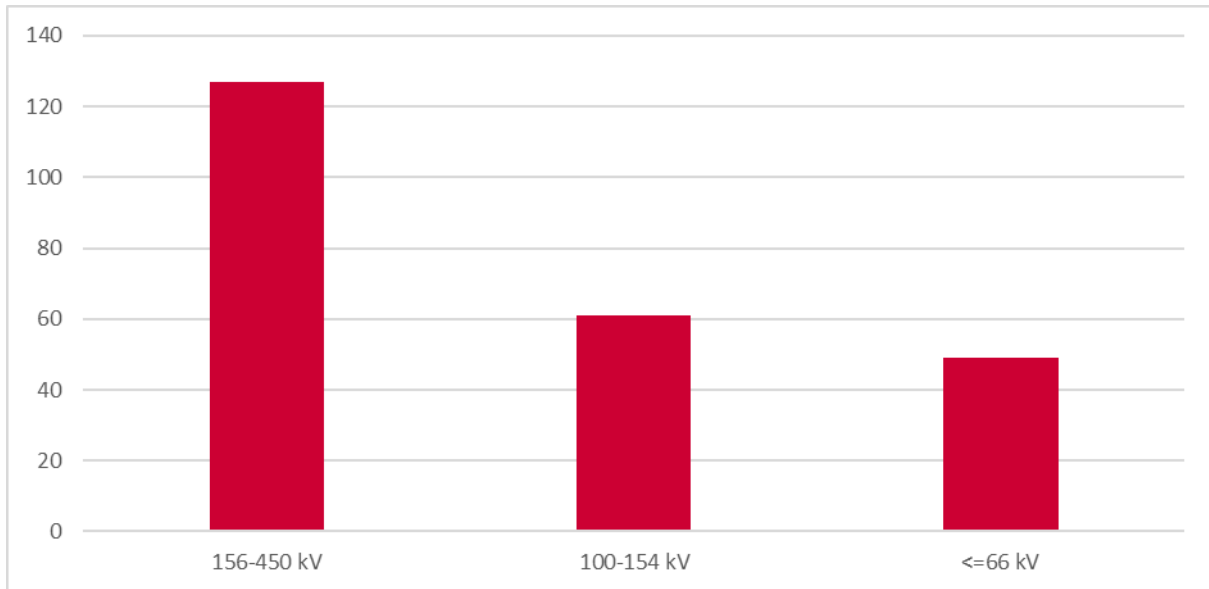


Figur 8: Antall avlyste driftsstanser, fordelt på spenningsnivå.

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 mer enn en tredel av alle driftsstanser ble endret med nytt vedtak en eller flere ganger.

6.1.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvising 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 240 driftsstanser ble avvist av systemansvarlig i 2021. Dette er rundt 130 færre enn året før.



Figur 9: Antall driftsstanser der det er gitt avslag, fordelt på spenningsnivå.

6.2 Vurdering av tiltak for å redusere antall planlagte driftsstanser som kommer etter fristen

Som hovedregel gjelder krav om rapportering av driftsstans til årsplan eller 3 måneder før planlagt utkobling, som beskrevet i kapittel 6.1.5. Da dette kan fravikes i enkelte tilfeller, gir ikke figur 7 et komplett bilde av hvor stor andel som rapporteres i henhold til angitte frister. Det er imidlertid fortsatt mange planlagte driftsstanser som rapporteres for sent. Dette påvirker muligheter for effektiv samordning av utkoblingsbehov, som igjen har konsekvenser for både driftssikkerhet og kapasiteter i markedet.

Systemansvarlig vurderer løpende tiltak for å redusere antall sent rapporterte driftsstanser, både gjennom presisering og tydeliggjøring av regelverk, strengere praksis for håndtering av sent innmeldte driftsstanser, samt gjennom videreutvikling av rapporteringsløsningen i Fosweb.

Gjennom retningslinjene til fos §17 er det forsøkt tydeliggjort hvilke driftsstanser som kan fravike hovedregelen om rapportering til årsplan eller tre måneder før planlagt start. Dette betyr også at en del driftsstanser som tidligere ble regnet som for sent rapportert nå regnes som rapportert i henhold til frist. Samtidig er det innført skjerpede krav og strengere praktisering for de driftsstansene som ikke faller inn under dette, blant annet driftsstanser som påvirker driftssikkerheten eller som har konsekvenser for markedet. Mange driftsstanser avvises i praksis også i forkant av innmelding.

For at konsesjonær selv skal kunne se hvilke driftsstanser som har stor konsekvens og som det er spesielt viktig at rapporteres tidlig, er det ved rapportering i Fosweb synliggjort om driftsstansen medfører krav om markedsmelding, produksjonstilpasning eller gjenopprettingsplan. I Fosweb er det også markert om det er andre utkoblinger på samme anleggsdel, slik at man lettere kan samordne og eventuelt legge seg i skyggen av andre driftsstanser. Det jobbes videre med løsning for rapportering av langsiktige utkoblingsbehov i Fosweb, som antas å legge til rette for bedre koordinerte utkoblingsbehov i tidligfase og derav tidligere rapportering av driftsstanser.

De siste to årene har covid-19 gjort planlegging mer krevende og gjennomføringen av driftsstanser mindre forutsigbar. Det er derfor vanskelig å evaluere virkningen av de tiltak som er innført for å redusere antall sent innmeldte driftsstanser, basert på de siste års statistikk.

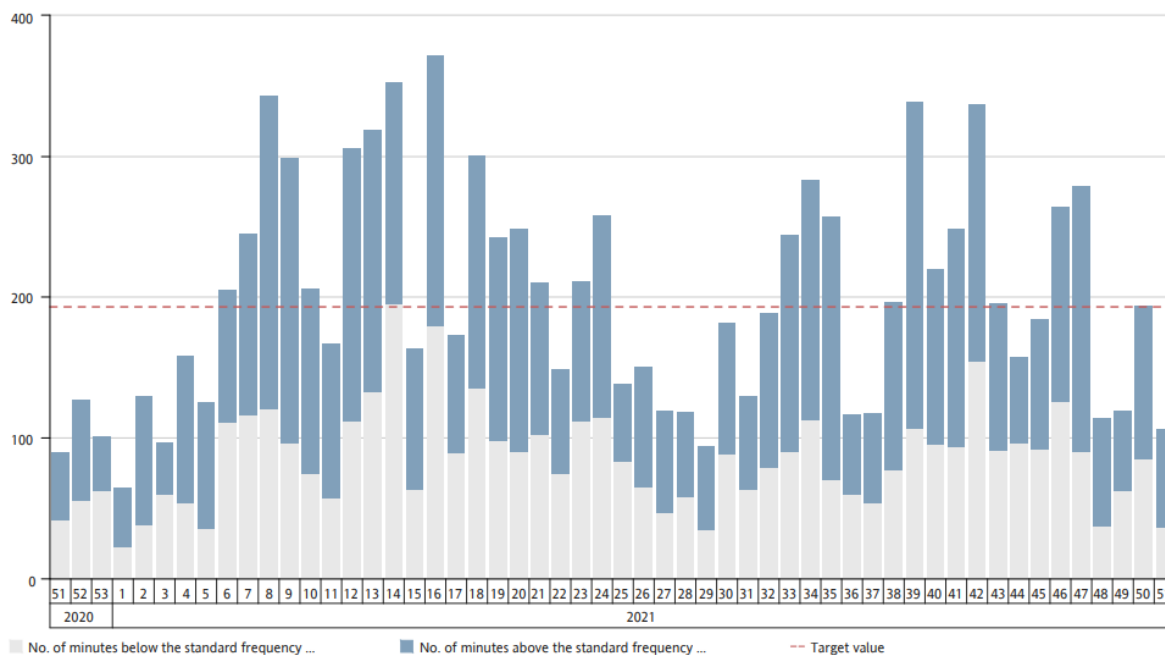
7 Frekvenskvalitet

7.1 Data for frekvenskvalitet i 2021

Frekvensen var utenfor frekvensbåndet i 10 618 minutter i 2021. Dette er 618 minutter over det felles nordiske målet på maksimum 10 000 minutter. Sammenlignet med 9564 minutter i 2020. I 2021 var det flere timer med overfrekvens enn underfrekvens hhv 4520 minutter under 49,9Hz og 6098 minutter over 50,1 Hz. April var måneden med flest minutter utenfor normalt frekvensbånd med 1274 minutter. Time 7 var den timen på døgnet med flest timer utenfor det normale frekvensbåndet. Dette henger sammen med store strukturelle ubalanser knyttet til morgenoppkjøringen. Det lengste frekvensavviket i 2021 fant sted den 5. april i time 5. Frekvensen lå da utenfor frekvensbåndet i 38 minutter. Høye vindkraftproduksjonen sammen med snittproblemer i Sverige, som førte til tilbakekjøp av kraft fra Polen, var begge viktige drivere for dette lange frekvensavviket. Denne natten ble det også satt ny importrekord til Norge med over 6000 MWh/h som følge av store mengder vind i Norden og på Kontinentet

Størsteparten av tiden utenfor det normale frekvensbåndet skyldes ubalanser mellom klart markedsflyt og flyten i driftstimen. Ofte fører disse ubalansene i kombinasjon med flaskehals på viktige snitt til at frekvensen befinner seg utenfor normalbåndet i lengre perioder, uten at det er noen større feil i nordiske nettet. Et eksempel på dette er nedreguleringer i Nord-Norge og Nord-Sverige og oppreguleringer i sør. Denne formen for reguleringer fører ofte til for høy frekvens ettersom snittproblematikken blir prioritert høyere enn frekvensen.

Utfall av forbindelser og større kraftverk påvirker frekvens, men som oftest bare over en kortere periode.

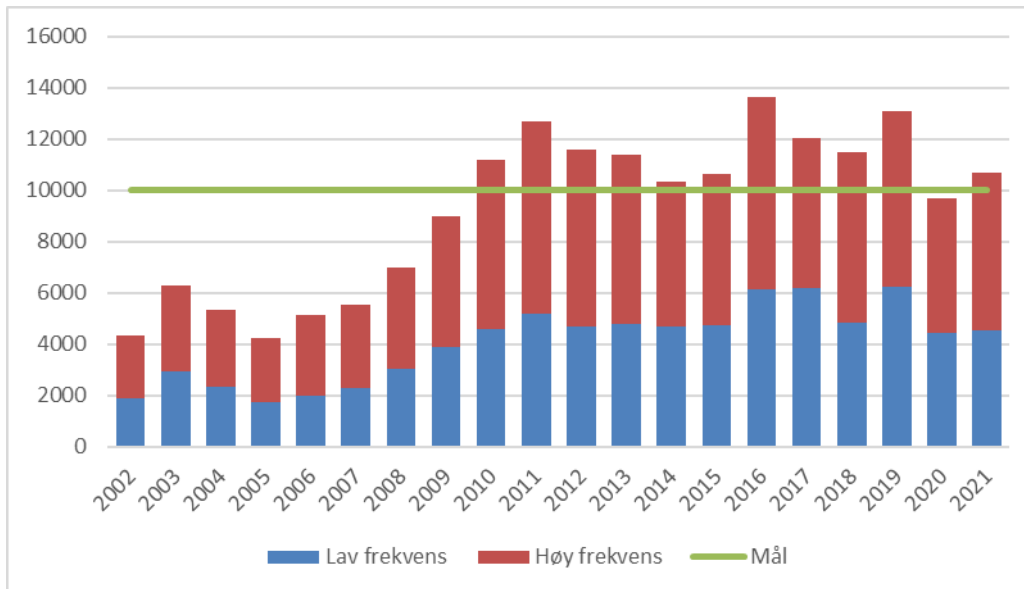


Figur 10: Minutter per uke utenfor normalt frekvensbånd

I figuren over er de grå søylene er antall minutter under 49,9 Hz og de blå søylene er antall minutter over 50,1 Hz. Den røde strippete linjen er en målverdi som viser gjennomsnittlig 192 minutter som tilsvare 10 000 minutter i ett år.

7.2 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Etter flere år med negativ utvikling, har det blitt registrert en utflytning 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. 2021 endte litt høyere enn det måltallet de nordiske TSO-ene har fastsatt på 10 000 minutter/år.



Figur 11: Antall minutter per år utenfor normalt frekvensbånd

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.

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 og videreført i 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 synkronsystemet. Det siste tiåret har det blitt idriftsatt flere nye kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkronsystemet

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. I driftsettelsen 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.

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 kveldstidene.

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 tilstrekkelig grad blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen og den generelle markedsintegrasjonen. 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.

7.3 Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

Endringer 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).

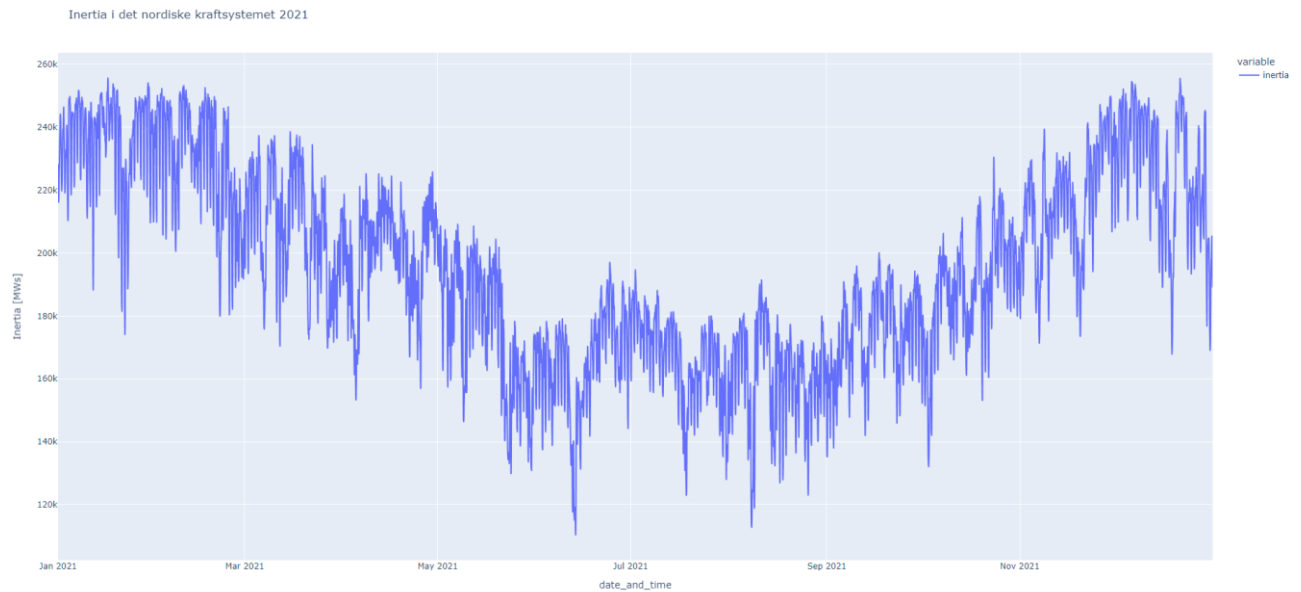
De nordiske TSOene jobber for å forbedre frekvenskvaliteten. Frekvensen er en indikator på robustheten til kraftsystemet, og den er 50,0 hertz ved sikker og stabil drift. Endring i frekvensen indikerer en ubalanse i systemet og økt sårbarhet for hendelser. Ettersom det nordiske synkronområdet har felles frekvens, må løsninger utvikles i fellesskap. Vannkraft- og kjernekraftproduksjon sørger i dag for roterende masse i synkronsystemet. Ved feil i produksjon eller import, motvirker den roterende massen raskt frekvensfall og vi sier at den gir kraftsystemet nødvendig tregthet eller inertia. Stadig oftere forsyner vindkraftproduksjon og import store deler av forbruket. For å ivareta driftssikkerheten også i slike situasjoner, har de nordiske TSOene sett at raske frekvensreserver er et rimelig og effektivt verktøy for å redusere raske frekvensfall ved feil og hindre frekvensstyrt forbruksfrakobling. SMUP 2022-2030 19 Frekvenskvaliteten har ikke vært så god som ønskelig det siste tiåret, blant annet som følge av mer uregulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet. TSOene i Norden har satt i gang flere tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten, blant annet økt anskaffelse av aFRR. Også innføringen av Nordisk Balanseringsmodell (NBM) skal bedre frekvenskvaliteten.

Mer effektiv ramping på mellomlandsforbindelsene. Rampingrestriksjoner er praktisert i Norden i mange år som et verktøy for å unngå for store ubalanser rundt timeskift. For å ivareta driftssikkerheten vil det fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates. Med gjeldende rampingregler tar det mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Finere tidsoppløsning i energimarkedene legger til rette for å endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen, i stedet for 20 minutter rundt timeskift som i dag. Vi vil dermed kunne øke volumet som kan endres fra en time til den neste uten at ubalansene øker. De nordiske TSOene vil vurdere konsekvensene av innføring av 15 minutters tidsoppløsning med hensyn til rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser i løpet av 2022.

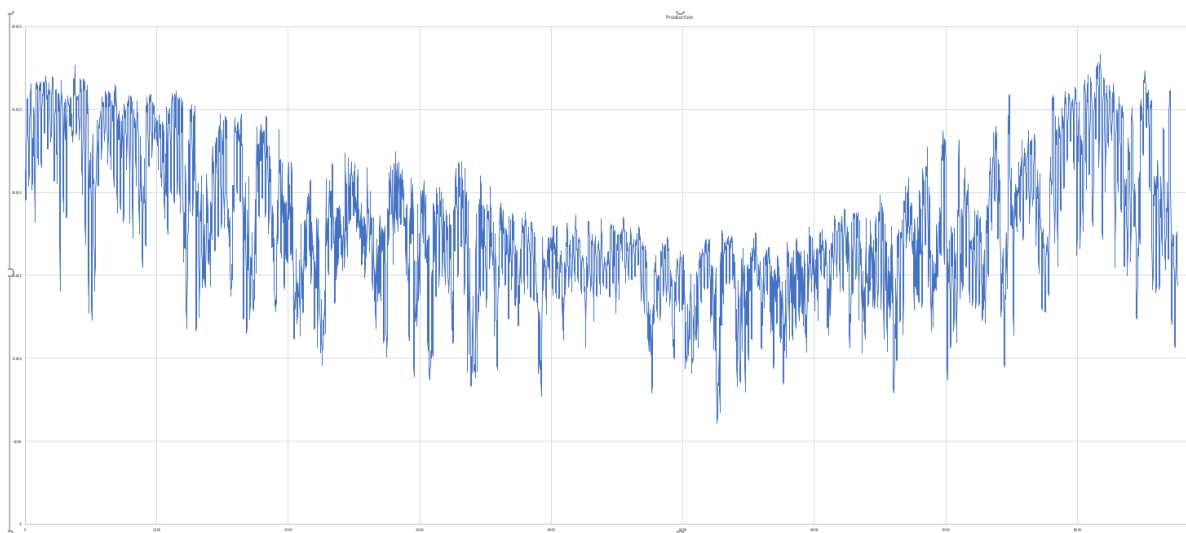
Nye felles nordiske krav til FCR respons skal også bidra til å bedre frekvensen.

8 Roterende masse

8.1 Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse



Figur 12: Inertia i det nordiske synkronområdet 2021



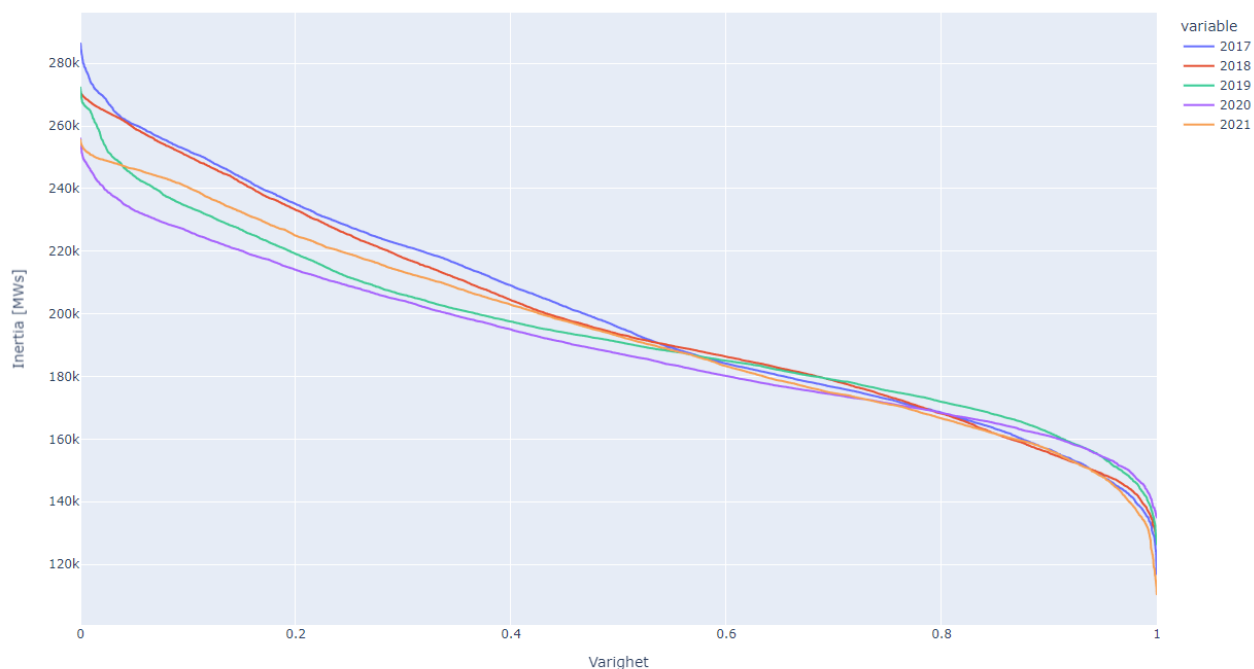
Figur 13: Produksjon i Norge 2021

I 2021 varierte inertia-nivået mellom ca. 110 til 255 GWs. Inertia-nivået er høyere om vinteren sammenliknet med sommeren pga. mer produksjon. På det meste varierte inertia-nivået med 50 GWs over en dag.

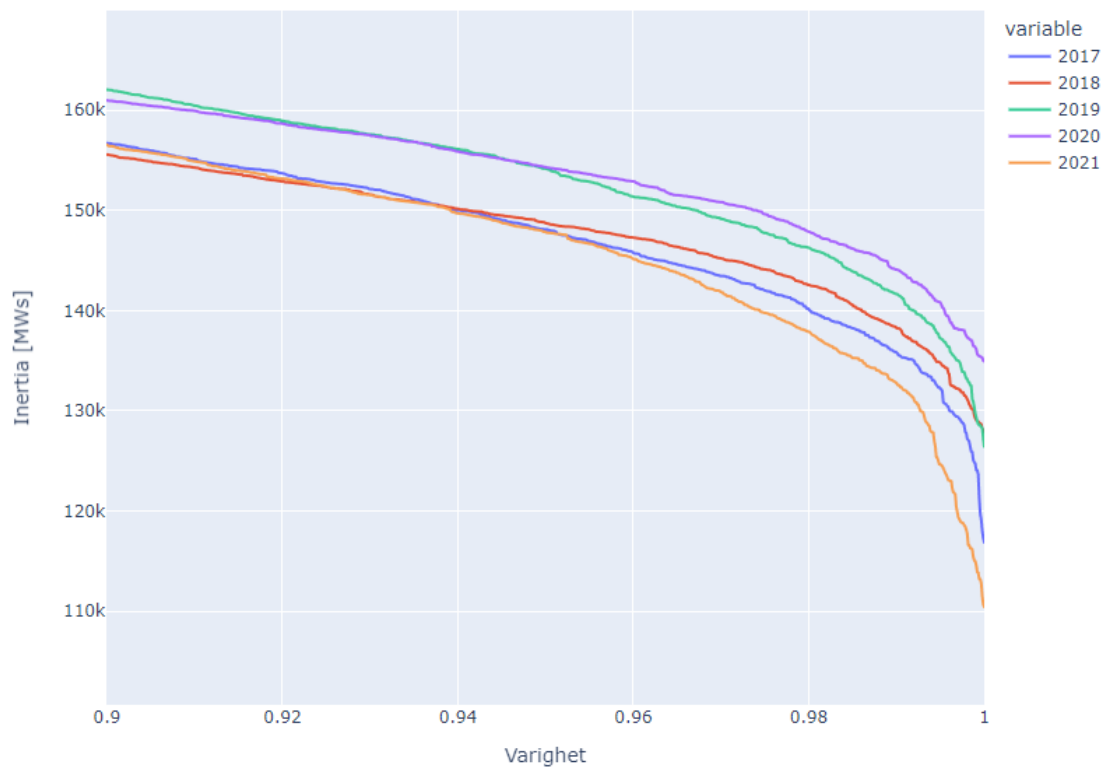
Statnett har per i dag ingen direkte oversikt over inertia-bidraget fra produksjonsenheter til enhver tid. For Norge estimeres inertia-bidraget basert på produksjonen av vannkraft multiplisert med en gjennomsnittsverdi av tilhørende treghetskonstant for vannkraft (3,4).

8.2 Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene

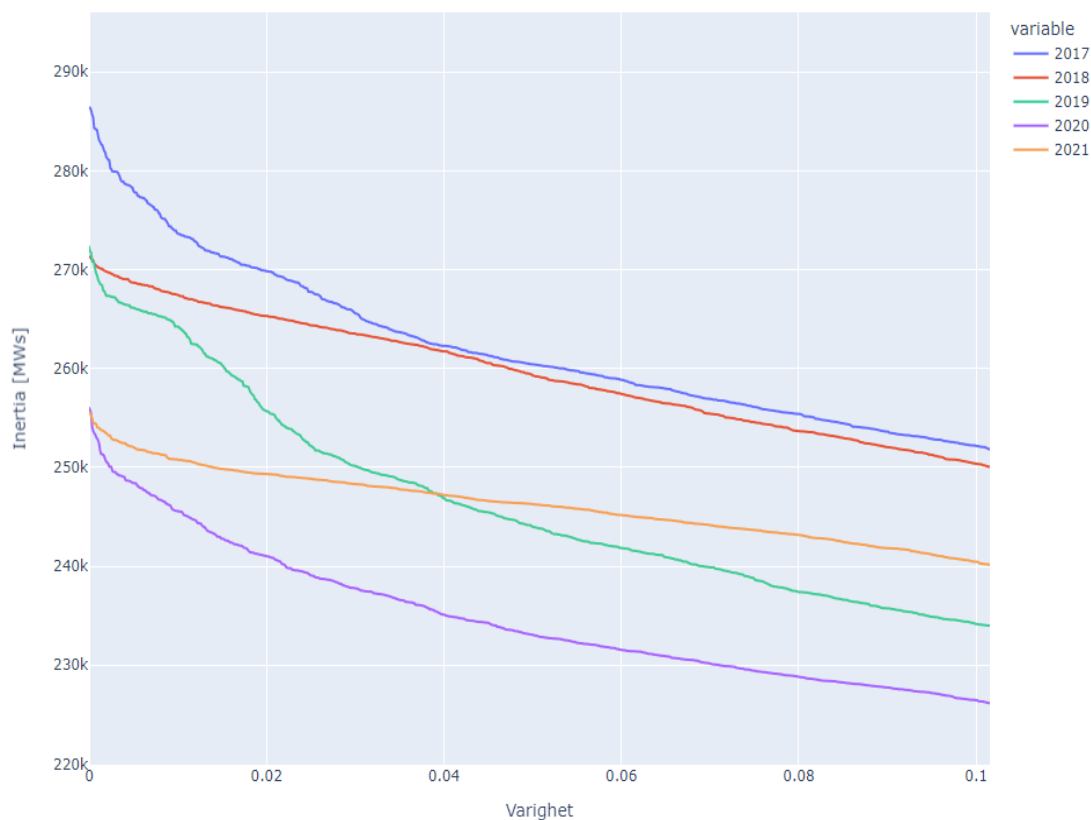
Inertia i det nordiske kraftsystemet 2017-2021



Figur 14: Varighetskurver over inertia i det nordiske synkronområde de siste fem årene.



Figur 15: Utklipp fra varighetskurver som viser de laveste verdiene som ble registrert 10% av tiden for hvert år.



Figur 16: Utklipp fra varighetskurver som viser de høyeste verdiene som ble registrert 10% av tiden for hvert år.

Bemerkninger til varighetskurvene:

- Ca. 90% av tiden de siste 5 årene var inertia-nivået over 155 GWs. 155 GWs er også estimert til å være det nivået hvor behovet for FFR først melder seg.
- Ca. 80 % av tiden de siste 5 årene har inertia-nivået ligget mellom 252 og 155 GWs.
- Det laveste inertia-nivået i 2020 ble estimert til ca. 135 GWs, mens i 2021 ble det observert ca. 110 GWs.

8.3 Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet

Sesongen 2021

I 2021 var minste inertia i systemet på ca. 110 GWs. Det er det laveste inertia-nivået i kraftsystemet siden målingen startet i 2015. Observasjonen ble gjort helgen uke 23 i juni. Dette blir ansett som et svært lavt nivå i nordisk sammenheng. Det ble generelt observert lavt inertia-nivå i 2021, også utover høsten. Det ble armert FFR flere ganger utenfor høysesongen som strekker seg fra mai til og med september. Det er flere faktorer som kan ha påvirket inertia-nivået i Norden denne sesongen. Statnett har vurdert følgende faktorer som mulige bidragsyttere:

- Høye prisnivå og lite vann i NO1, NO2 og NO5 kan ha en innvirkning på tilgjengelig rotasjonsenergi når det produseres mindre ved for eksempel nedkjøring ved lave priser om kvelden og helgene.
- Lavt prisnivå og ok med vann i NO3 og NO4 hjelper lite når begrensinger på overføringslinjer gjør at vi har lavere produksjon og dermed lavere rotasjonsenergi.
- Nye kabler og endret utnytting av kraftsystemet kan også forklare endringene vi ser. Med mye import av vindkraft fra kontinentet reduseres vannkraftproduksjonen og dermed tilgjengelig rotasjonsenergi/inertia.
- At kjernekraftverket Forsmark 3 var ute på revisjon (12.9 til 22.10) har også hatt betydelig innvirkning på inertia-nivået.

Generelle vurderinger

Følgende produksjonstyper bidrar med inertia (i prioritert rekkefølge):

1. Kjernekraft
2. Termisk kraft
3. Regulerbar Vannkraft
4. Elvekraft

Følgende produksjonstyper bidrar ikke direkte med inertia:

- Vindkraft
- Solkraft
- HVDC

Basert på varighetskurvene fra de siste fem årene er det ingen klar trend på utviklingen av inertia-nivået i kraftsystemet. Mye av variasjonen mellom årene er pga. hydrologien for året, været generelt og kraftverk ute på revisjon. De siste to-tre årene har også inverter-basert produksjon, som vindkraft og import over HVDC-kablene, ført til tilfeller med lavere inertia-nivå i nærmeste fremtid. Rundt 2030 og utover vil andre faktorer få ytterligere innflytelse på inertia-nivået. Størst negativ påvirkning på inertia-nivået vil være nedstenging av kjernekraftverk og etablering av mer inverter-basert produksjon.

Faktorer som kan påvirke inertia-nivået og andel roterende masse i det nordiske synkronområdet på kort- og langsikt:

- Det er forventet at andelen inverter-basert produksjon (vind, sol, HVDC, batteri) vil øke i tiden fremover. Dette vil ha negativ innvirkning på inertia-nivået i det nordiske kraftsystemet, da kraftelektronikk ikke tilfører rotasjonsenergi inn i systemet.
- Den planlagte utfasingen av kjernekraftverk i Sverige kommer også til å ha en negativ innvirkning på inertia-nivået. Kjernekraft er den produksjonstypen som bidrar med mest rotasjonsenergi/inertia.
- Ny kjernekraft i Finland vil ha positiv innvirkning på inertia-nivået.
- Kjernekraft ute til revisjon vil føre til perioder med lavere inertia i kraftsystemet.
- Import over HVDC-kablene tilfører ingen inertia til systemet.

Det er igangsatt et arbeid på nordisk nivå for å se på utfordringer knyttet til den økte andelen inverter-basert produksjon i det nordiske kraftsystemet.

8.4 Beskrivelse av hendelser hvor det er utløst FFR

Tidspunkt	Hendelse	Laveste frekvens [Hz]
23.08.2021 kl. 02:24:56	Utfall svensk kjernekraft, Forsmark 2	49,67
17.07.2021 kl. 15:13:43	Utfall Skagerak 4, import	49,65
04.07.2021 kl. 08:13:49	Utfall Ofoten-Ritsem-Vietas	49,57

8.5 Oversikt over hendelser hvor dimensjonerende feil er redusert som en konsekvens av lav roterende masse

Det var ingen hendelser der dimensjonerende feil ble redusert som en konsekvens av lav roterende masse. FFR ble benyttet heller enn å redusere dimensjonerende feil.

9 Driftsspenninger i transmisjonsnettet

DSB stiller krav til nedre og øvre driftsspenninger i transmisjonsnettet (300/420 kV). Spenningsgrenser for kontinuerlig spenning er gitt av den internasjonale standarden: NEK IEC 60038 (IEC standard voltages). Statnetts elektriske komponenter skal ikke belastes ut over det komponenter er konstruert for å tåle. Dette for å unngå svekkelse av levetid, havarier, skade på liv, helse, samt materielle verdier. Overskridelser av disse grensene rapporteres av Statnett.

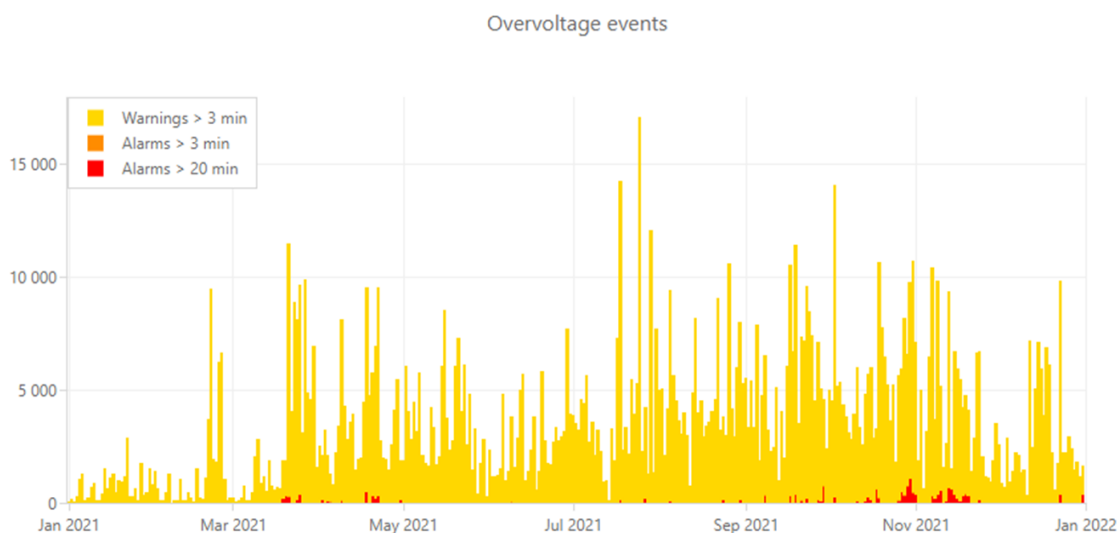
Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 300- og 420 kV-transmisjonsnettstasjoner der Statnett er LfK. Det rapporteres på varighet og antall tilfeller på spenningsalarmer under 280- og 400 kV, og over 305- og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt varighet og antall tilfeller der spenningen er under 280- og 400 kV, og over 305- og 425 kV i mer enn 20 minutter. Videre rapporteres det på varighet og antall tilfeller på spenningsvarsler under 285- og 405 kV, og over 301- og 421 kV i mer enn 3 minutter. Tillatt målefeil for spenningstransformatorer er 1 %. Ved varsel om lav eller høy spenning i en stasjon vil dette også ofte være tilfeller i omkringliggende stasjoner.

9.1 Region Sør

9.1.1 Høye spenninger 2021

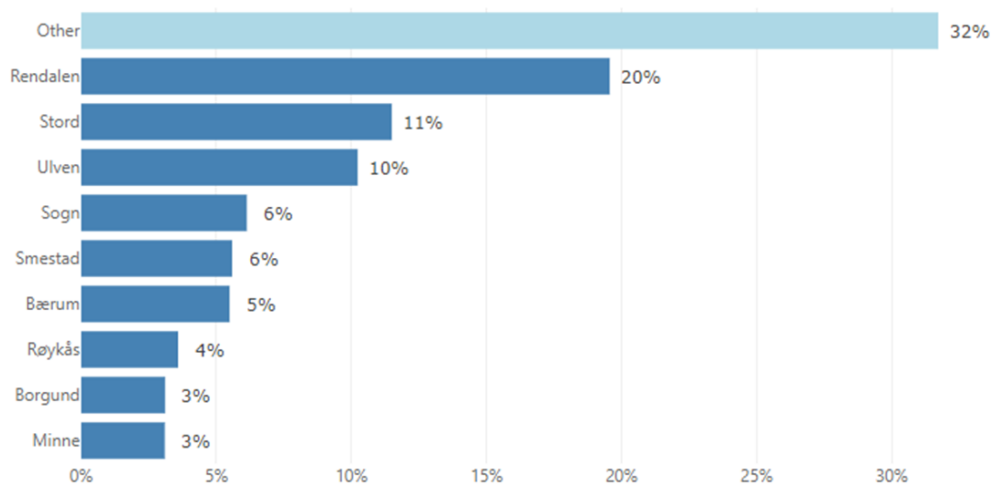
Høye spenninger 2021			
301 kV og 421 kV	Varsler > 3 minutter	8435 tilfeller	1 321 513 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 3 minutter	222 tilfeller	17 979 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 20 minutter	129 tilfeller	17 164 minutter

Tabell 2: Hendelser med høy spenning i transmisjonsnettet Region Sør



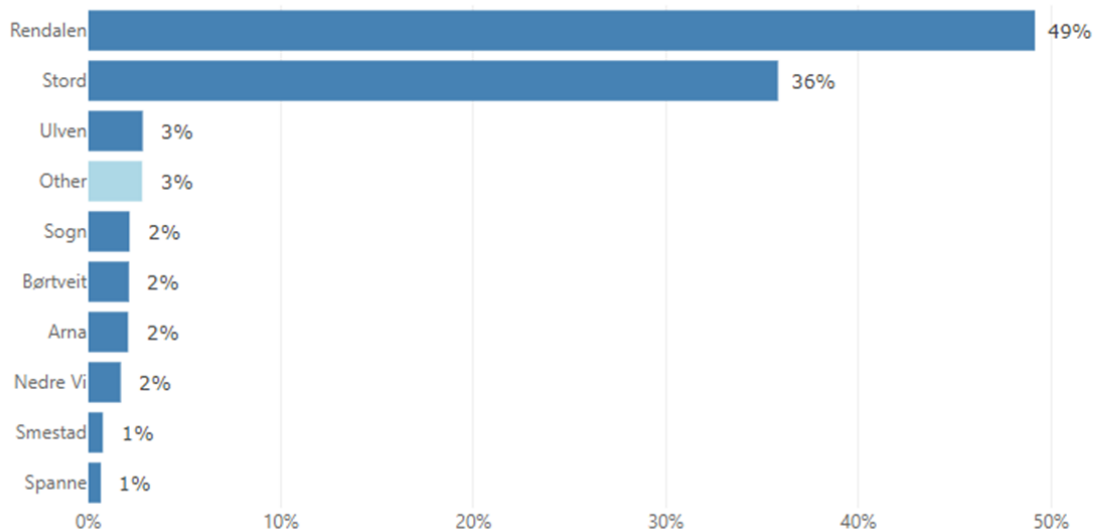
Figur 17: Tilfeller av varsler og alarmer om høy spenning i transmisjonsnettet for 2021 i region sør

Overvoltage warnings per substation



Figur 18: Tilfeller av varsler (301- og 421 kV) om høye spenninger per stasjon for 2021 i region sør

Overvoltage alarms per substation



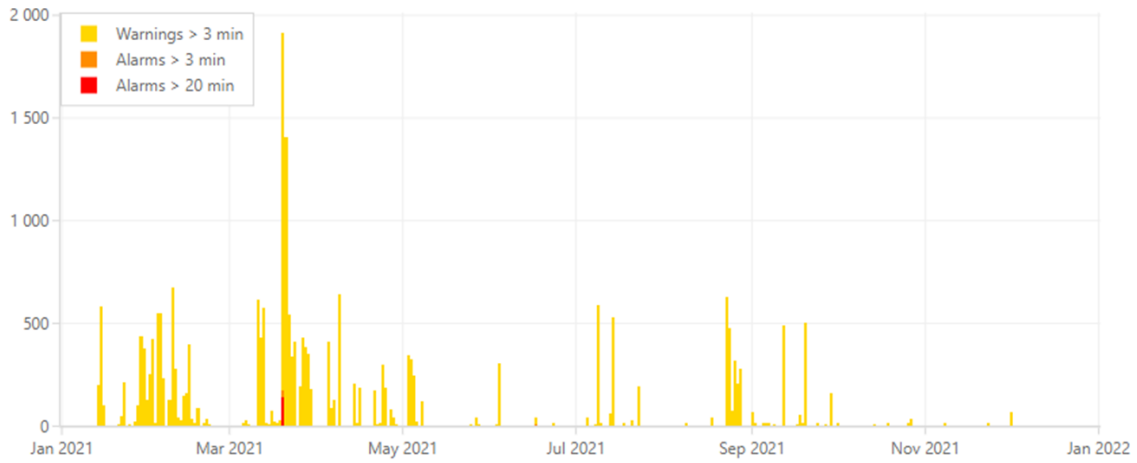
Figur 19: Tilfeller av alarmer (305- og 425 kV) om høye spenninger per stasjon for 2021 i region sør

9.1.2 Lave spenninger 2021

Lave spenninger 2021			
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	436 tilfeller	23 298 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	7 tilfeller	183 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	1 tilfeller	138 minutter

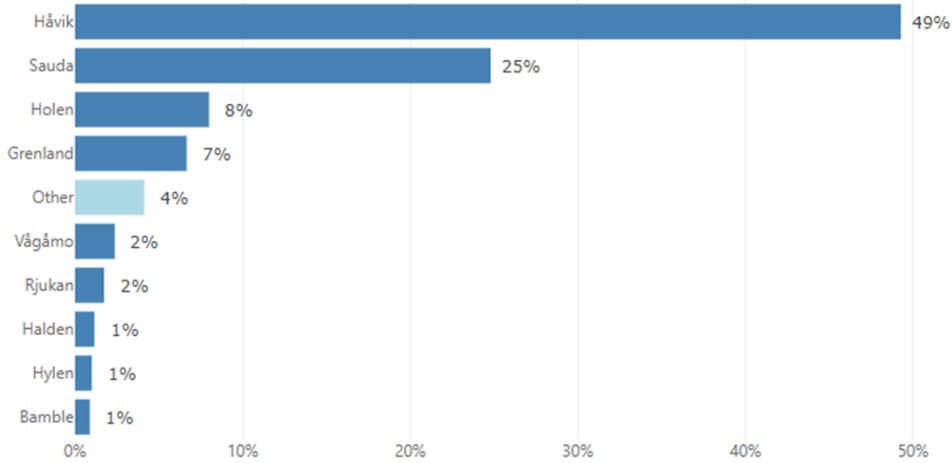
Tabell 3: Hendelser med lav spenning i transmisijsnettet i Region Sør

Undervoltage events

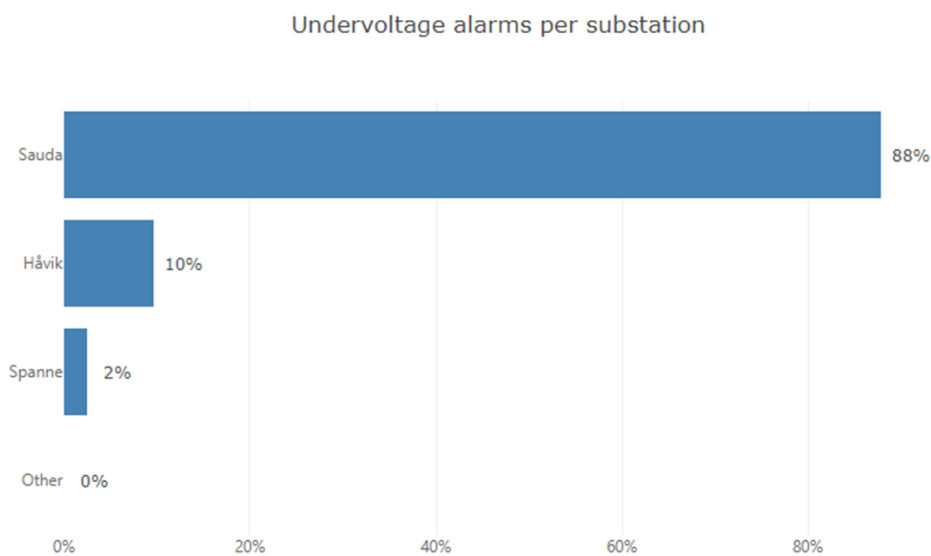


Figur 20: Tilfeller av varsler og alarmer om lav spenning i transmisjonsnettet for 2021 i region sør

Undervoltage warnings per substation



Figur 21: Tilfeller av varsler (285- og 405 kV) om lave spenninger per stasjon for 2021 i region sør



Figur 22: Tilfeller av alarmer (280- og 400 kV) om lave spenninger per stasjon for 2021 i region sør

9.1.3 Årsak og hendelser

Haugalandet

Utfordringen i området er at det er høye spenninger på nordsiden av ringen og lave spenninger på sørsiden. Dette er naturlig når det stort sett er nord-sør flyt i området og forbrukstyngdepunktet er lokalisert på sørsiden. Revisjoner i området, samt behov for endring i koblingsbilde pga. snitthåndtering, har gitt problemer med å holde seg innenfor spenningsgrensene.

Ombygging av nettet i forbindelse med Vestre Korridor prosjektet har også gitt medførte perioder med spenninger utenfor spenningsgrensene i denne delen av nettet, pga. utkobling av ledninger sør for området samt behov for oppdeling av nettet i området pga. snitthåndtering.

Stor-Osloområdet

For stasjonene i Oslo-området er problemet høye spenninger. Området har vært påvirket av ombygging, revisjoner og feil. Dette har igjen medført utilgjengelige reaktive komponenter og endrede koblingsbilder pga. Snitthåndtering.

Gudbrandsdalen

Området har et felles problem med høy spenning, denne påvirkes i stor grad av flyten sørover mot Oslo og nordover mot Trøndelag. Det har også vært utfordringer knyttet til utkobling av komponenter søm følge av revisjoner og feil. Det er også tilfeller der MVar-flyt, mellom TSO og DSO, er med på å bidra til høye spenninger.

Rendalen er en av stasjonene med flest avvik, og har behov for ombygging for å løse disse problemene. Ombygging av stasjonen er planlagt.

Bergensområdet

Revisjoner og feil i området har gitt utfordringer, da disse har medført perioder med oppdelinger av nettet pga. snitthåndtering, utilgjengelige reaktive komponenter og lange radielle drifter i transmisjonsnettet. Feil eller revisjoner samtidig med lastreduksjon på Kollsnes, har vært spesielt utfordrende i området.

Tiltak

For Stor-Osloområdet vil prosjekt Stor-Oslo i årene fremover medføre ombygginger av stasjoner og ledninger i området. Det er også planlagt flere nettforsterkningsprosjekter i årene som kommer både i Bergensområdet, Rogaland og på Haugalandet. Siste ledningspakke i Vestre Korridor prosjektet ble ferdigstilt i oktober.

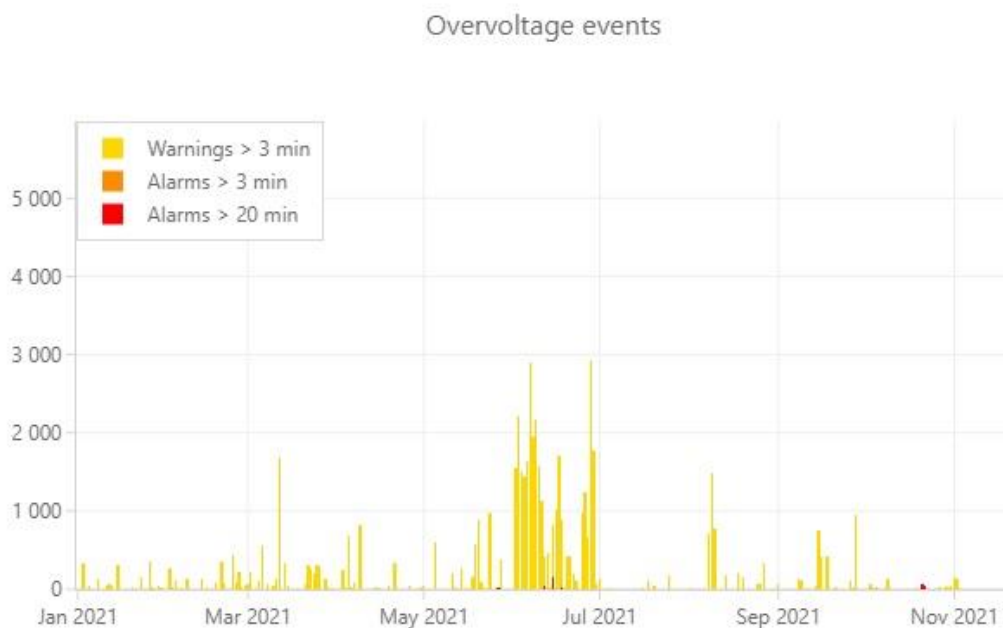
Gjennom spenningsreguleringsprosjektet er det gjort flere endringer av innstillinger på produksjonsanlegg, samt reaktive komponenter i løpet av 2021.

9.2 Region Nord

9.2.1 Høye spenninger 2021

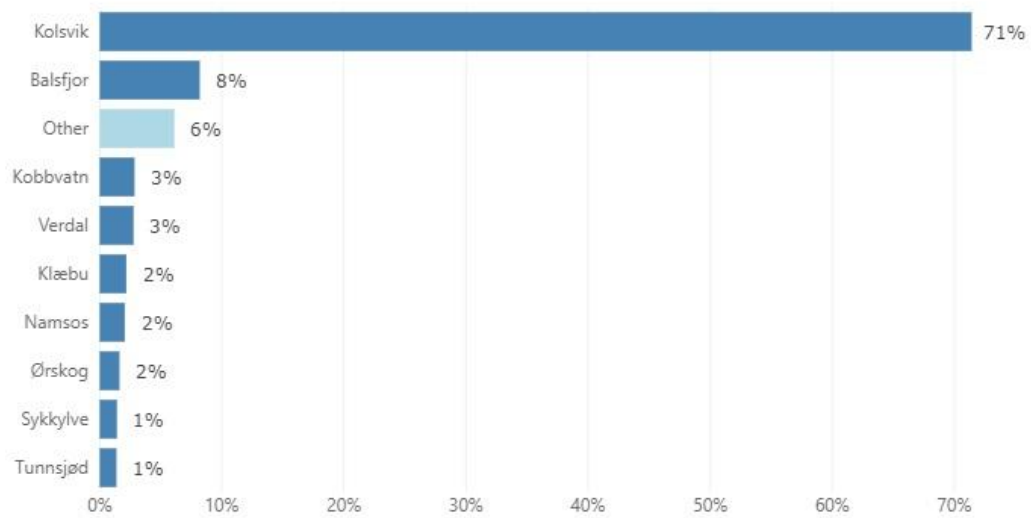
Høye spenninger 2021			
301 kV og 421 kV	Varsler > 3 minutter	632 tilfeller	56 009 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 3 minutter	12 tilfeller	421 minutter
305 kV og 425 kV	Alarm > 20 minutter	6 tilfeller	383 minutter

Tabell 4: Hendelser med høy spenning i transmisjonsnettet i Region Nord



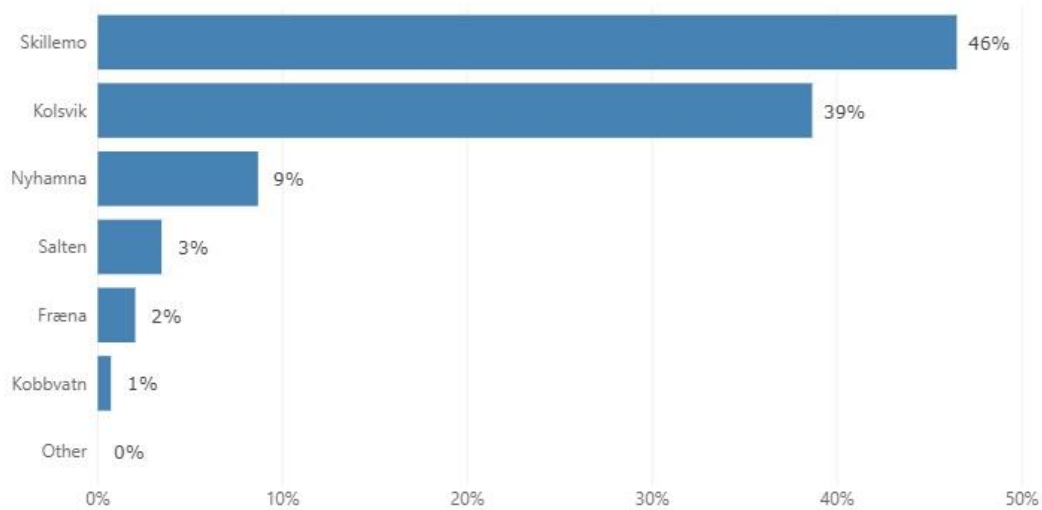
Figur 23: Tilfeller av varsler og alarmer om høy spenning i transmisjonsnettet for 2021 i region nord

Overvoltage warnings per substation



Figur 24: Tilfeller av varsler (301- og 421 kV) om høye spenninger per stasjon for 2021 i region nord

Overvoltage alarms per substation

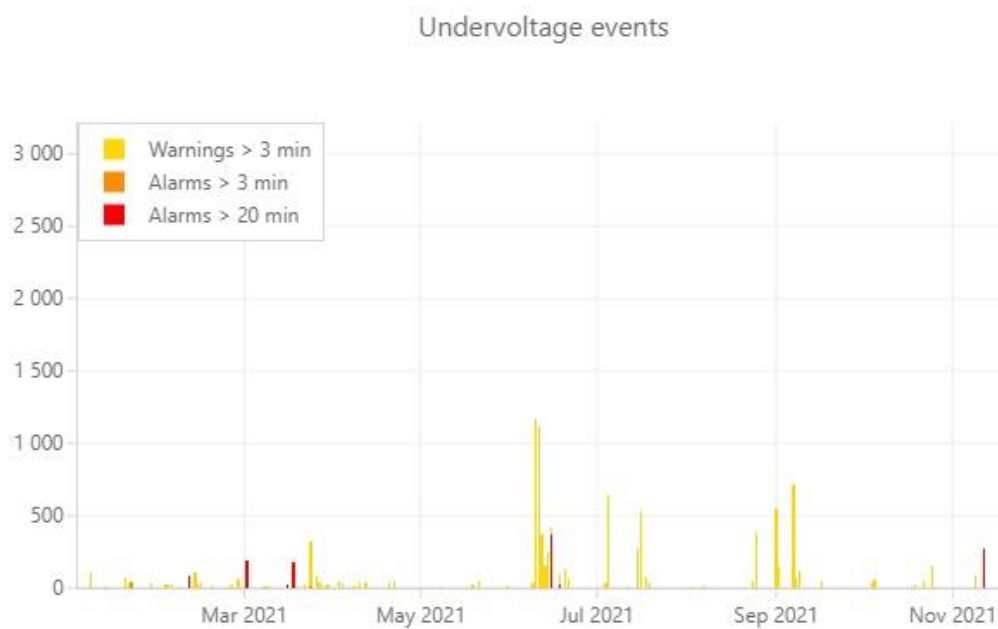


Figur 25: Tilfeller av alarmer (305- og 425 kV) om høye spenninger per stasjon for 2021 i region nord

9.2.2 Lave spenninger 2021

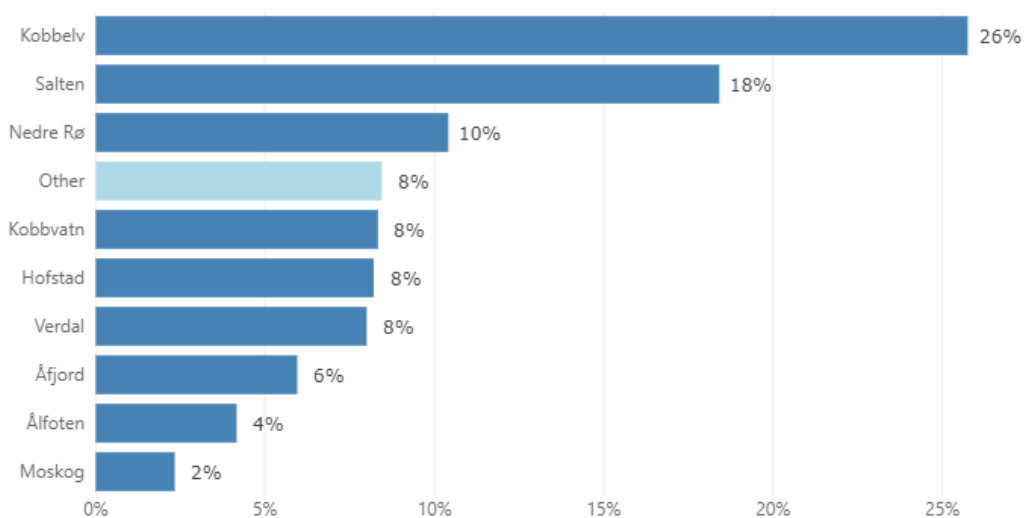
Lave spenninger 2021			
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	429 tilfeller	10 296 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	17 tilfeller	1 255 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	9 tilfeller	1 199 minutter

Tabell 5: Hendelser med lav spenning i transmisjonsnettet i Region Nord



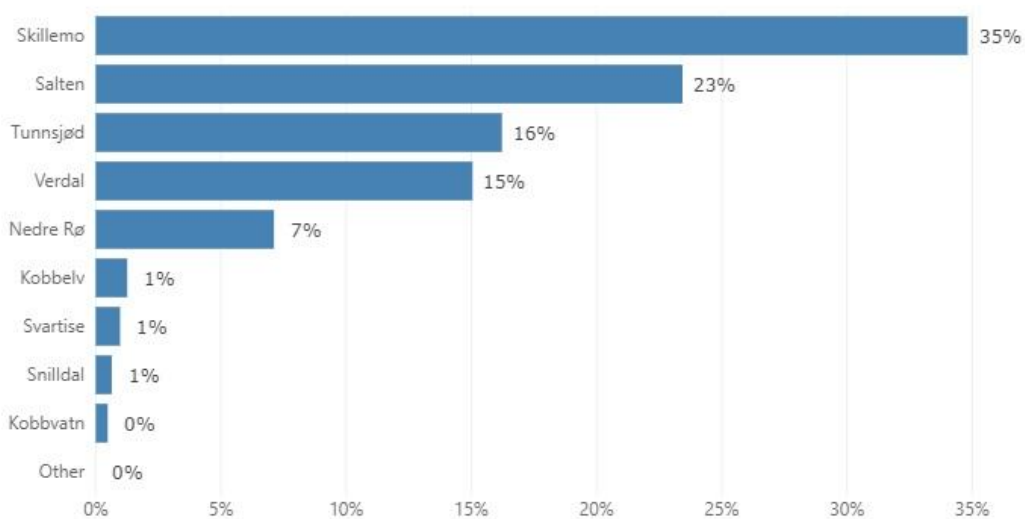
Figur 26: Tilfeller av varsler og alarmer om lav spenning i transmisjonsnettet for 2021 i region nord

Undervoltage warnings per substation



Figur 27: Tilfeller av varsler (285- og 405 kV) om lave spenninger per stasjon for 2021 i region nord

Undervoltage alarms per substation



Figur 28: Tilfeller av alarmer (280- og 400 kV) om lave spenninger per stasjon for 2021 i region nord

9.2.3 Årsak og hendelser

Skillemoen/Balsfjord:

Høye spenninger i stasjonene var forårsaket av linje 420 Balsfjord-Skillemoen som ble idriftssatt desember 2020 – og ble driftet første halvdel av 2021 med få tilgjengelige reaktive ressurser i området. Ledningen er over 200 km lang og produserer en reaktiv effekt på ca. 140 MVar. Reaktoren på Skillemoen ble idriftssatt samtidig som 420 kV-ledningen, mens reaktoren i Balsfjord og SVS-anlegget på Skillemoen ble ikke idriftssatt før sommeren 2021. Fasekompensatoren i Balsfjord har i tillegg vært utilgjengelig fra februar til mai 2021 pga. ulike feil. For å holde spenningene nede har derfor reaktorene i Bardufoss og Ofoten, samt Kvandal SVC blitt benyttet til spenningsregulering.

Når Balsfjord fasekompensator kom på drift i mai etter endt reparasjonsarbeid ble spenningsforholdene noe forbedret. Balsfjord R1 og Skillemoen SVS ble idriftssatt i juni, og det ble da en situasjon med tilstrekkelig reaktive ressurser i området.

Samleskinnene 420A og 420B i Balsfjord måler en høyere spenning enn samleskinner 420C og 420D på grunn av unøyaktige målinger. Dette kan være uheldig når spenningene er nær maksimal tillatt grense på 420 kV, og reaktive ressurser blir brukt for å få ned spenningene på samleskinne A og B, når spenningene ikke er så høye i området rundt.

Kobbelv/Kobbvatn/Salten/Svartisen/Rana/Nedre-Røssåga:

Spenningene i området påvirkes mye av effektflyten i transmisjonsnettet, samt om kraftverkene Kobbelv, Svartisen og Siso produserer og bidrar med spenningsstøtte. Dersom kraftverkene står og ikke produserer, blir linjestrekket mellom Salten og Ofoten meget svak pga. store avstander og ofte høy flyt over ledningene. Det forekommer både for høye og for lave spenninger i stasjonene. Generelt er dette området veldig sensitiv for endringer i reaktiv effekt, så om en reaktor kobles inn eller ut hopper spenningene gjerne for mye opp eller ned.

I tillegg påvirkes spenningen av Elkem Salten Verk som trekker mye reaktiv effekt. Salten Verk har ofte kortvarige reduksjoner i lastuttaket, og dette gir spenningsvariasjoner i området. Når Siso Kraftverk produserer bidrar generatorene med spenningsstøtte, men i tidsrom når kraftverket står så vil Salten Verk trekke denne reaktive effekten fra transmisjonsnettet.

I løpet av første halvår 2021 har det vært utkobling av 420 Rana-Svartisen som medførte deling av det norske kraftsystemet og utfordringer knyttet til spenningsreguleringen. Det var i samme periode totalstans av Rana Kraftverk. Spenningsforholdene i området ble dårlige, og produksjons- og forbruksendringer førte til store spenningsvariasjoner. Stålovnene i Rana har i normaldrift et lastuttak som varierer hurtig mellom 0-70 MW, noe som resulterer i kraftige spenningsflimrer. SVS-anlegg og kraftverk i området bidrar til å dempe spenningsflimringen som oppstår. Ved totalstans av Rana kraftverk samtidig som utkobling av 420 Rana-Svartisen ble det registrert spenningsdipp helt ned til Fosen i Trøndelag pga. stålovnene.

Trofors/Kolsvik:

Spenningen i Kolsvik er vanligvis høy og kontrolleres hovedsakelig av Kolsvik Kraftverk, men regulatorene fungerer ikke optimalt og kraftverket bidrar dermed ikke med ønsket spenningsstøtte. Reaktive ressurser i Tunnsjødal og Nedre Røssåga bidrar noe til å holde spenningen nede, men med begrenset effekt. Under utkoblingen av 300 Tunnsjødal-Namsskogan i juni 2021 ble spenningen i området særlig høy, og det ble ikke mulig å få spenningen under gitt spenningsgrense når ikke Kolsvik Kraftverk bidro tilstrekkelig. Koblingsbildet på underliggende 132 kV-nett har vært endret slik at forbindelser med kabler som har stort bidrag av reaktiv effekt ikke har ligget mot Kolsvik.

Hofstad/Tunnsjødal/Verdal/Klæbu/Surna/Nea:

Stasjonene i transmisjonsnettet i Trøndelag er utsatt for store endringer i aktiv effekt da de knytter produksjonen i nord med forbruket i sør, og spenningene i området varierer en del som følge av dette. Spenningen i stasjonene påvirkes vesentlig av hvor stor effektflyt det går mellom Klæbu og Tunnsjødal. Ved høy vindkraftproduksjon på Fosen kan effektflyten sørover komme over 1700 MW på snittet mellom Tunnsjødal og Verdal. Effektflyten i området kan variere mye i løpet av kort tid, så spenningene kan derfor også variere tilsvarende.

Hofstad og Åfjord er knutepunktet mellom transmisjonsnett og vindkraftparkene på Fosen, og spenningen i stasjonene påvirkes i stor grad av vindkraftproduksjonen. Ved stor vindkraftproduksjon er det ofte noe lav spenning i stasjonene og ved liten produksjon blir spenningen ofte noe høy. Vindkraften kan snu fort, så det kan forekomme store spenningsvariasjoner på kort tid. Spenningen i Hofstad og Åfjord blir også kontrollert av den regulerbare reaktoren på Hofstad.

SVC-anlegget på Verdal var ute for revisjon fra august 2020 til juni 2021. Etter at SVC-anlegget kom på drift har spenningsforholdene i området Tunnsjødal-Klæbu blitt forbedret. Variasjonen i aktiv effektlyt er sterkt knyttet til hvor mye vindkraftproduksjon det er på Fosen, men også driftsbildet ellers i systemet og hvor mye produksjon det er i NO3/NO4.

Snilldal og Surna er knutepunktet mellom transmisjonsnett og kraftverkene Hitra- og Geitfjellet vindpark. Spenningen i stasjonene påvirkes en del som følge av vindkraft-produksjonen. Hitra 1 er en eldre vindkraftpark og har ikke reguleringsmuligheter slik som Hitra 2 har, noe som resulterer i at den ene parken må kompensere for reaktiv effekt i den andre. Høy effektlyt i området Klæbu-Viklandet resulterer også i noen vanskelige spenningssituasjoner i Snilldal/Surna hvor det ikke er noe særlig med reaktive ressurser i området.

10 Omfanget av systemtjenester og effektreserver

10.1 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. Se kapittel 15 for kostnadsutvikling

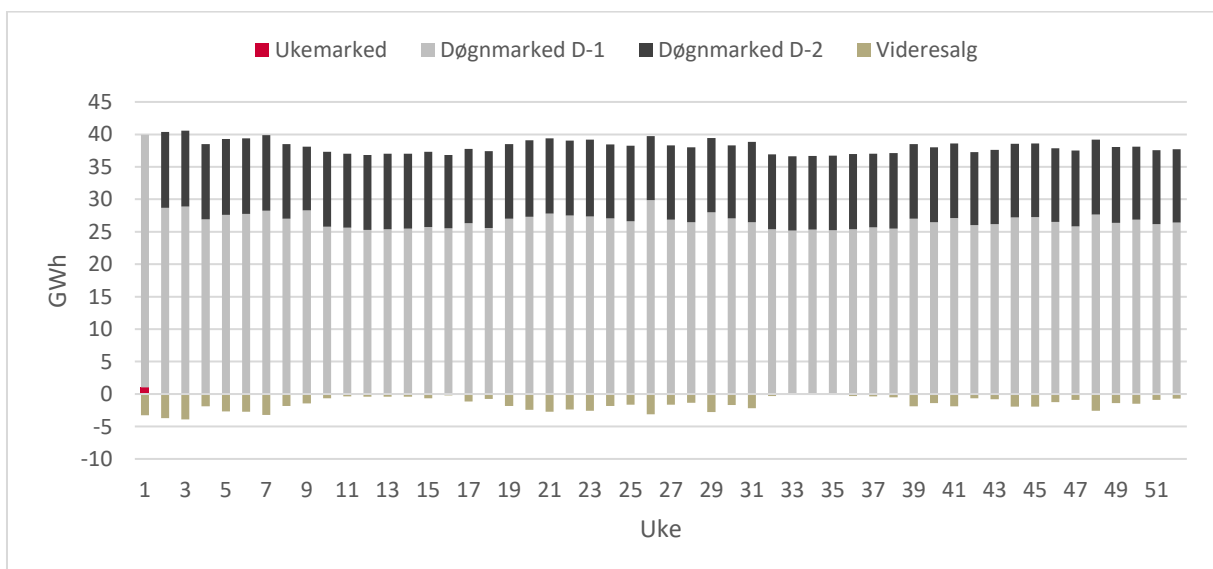
10.1.1 Raske effektreserver (FFR)

Balansetjenesten FFR er svært raske reserver som skal sikre stabiliteten i kraftsystemet i tilfeller der dimensjonerende hendelse faller ut. Disse effektreservene skal forhindre at frekvensen havner under 49,0 Hz slik at automatisk lastfrakobling kan unngås. Systemansvarlig videreførte i 2021 et demonstrasjonsprosjekt for å utvikle markedsløsninger for FFR. Demonstrasjonsprosjektet ga verdifulle erfaringer og det etableres et nasjonalt, kommersielt marked for FFR i 2022. Reservekapasiteten kjøpes inn gjennom de to ulike kontraktstypene "FFR Profil" og "FFR Flex". Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav.

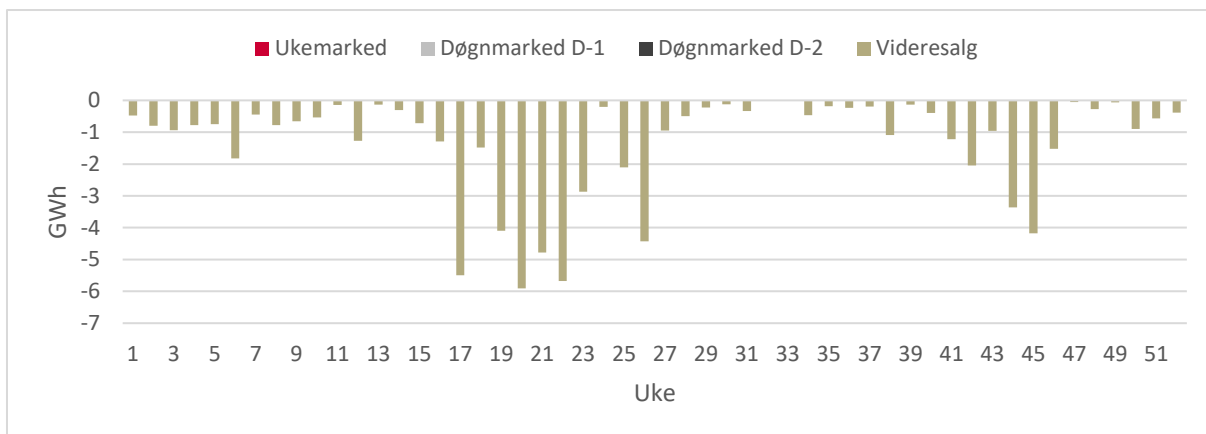
10.1.2 Primærreserver (FCR)

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 ble for primærreserver handlet inn i et eget døgn- og ukemarked fram til og med uke 1-2021. Fra og med uke 2-2021 ble primærreservene handlet inn i et D-2 og et D-1-marked. Grunnleveranse er primærreserver som aktørene leverer utenfor døgn/ukemarkedet. Det kan også handles primærreserver med de øvrige nordiske land.



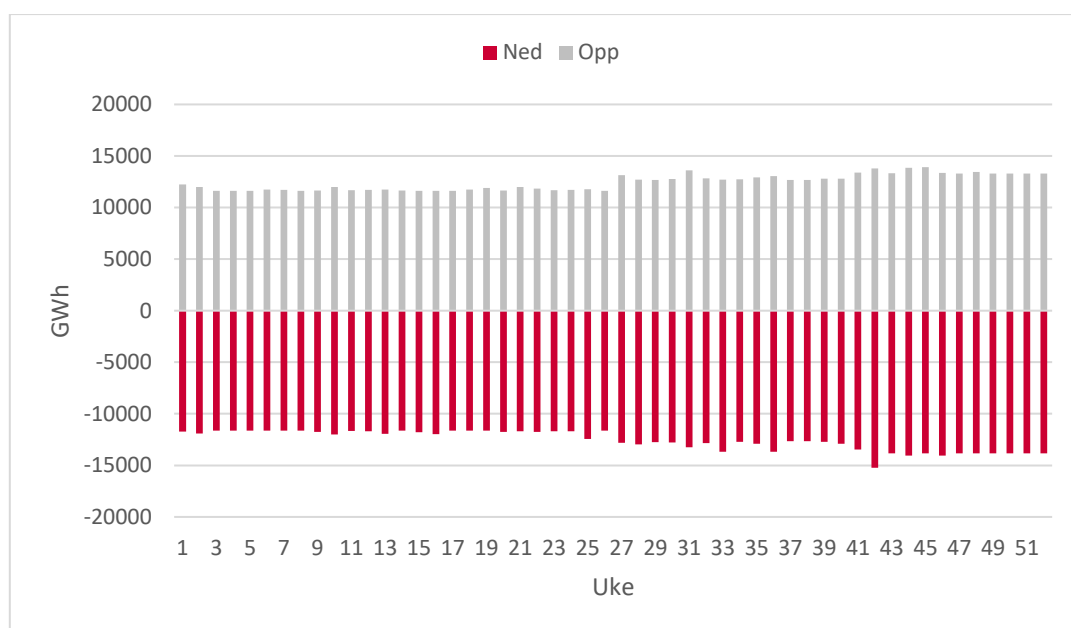
Figur 29: Innkjøp og videresalg av FCR-N per uke



Figur 30: Innkjøp og videresalg av FCR-D per uke

10.1.3 Sekundærreserver (aFRR)

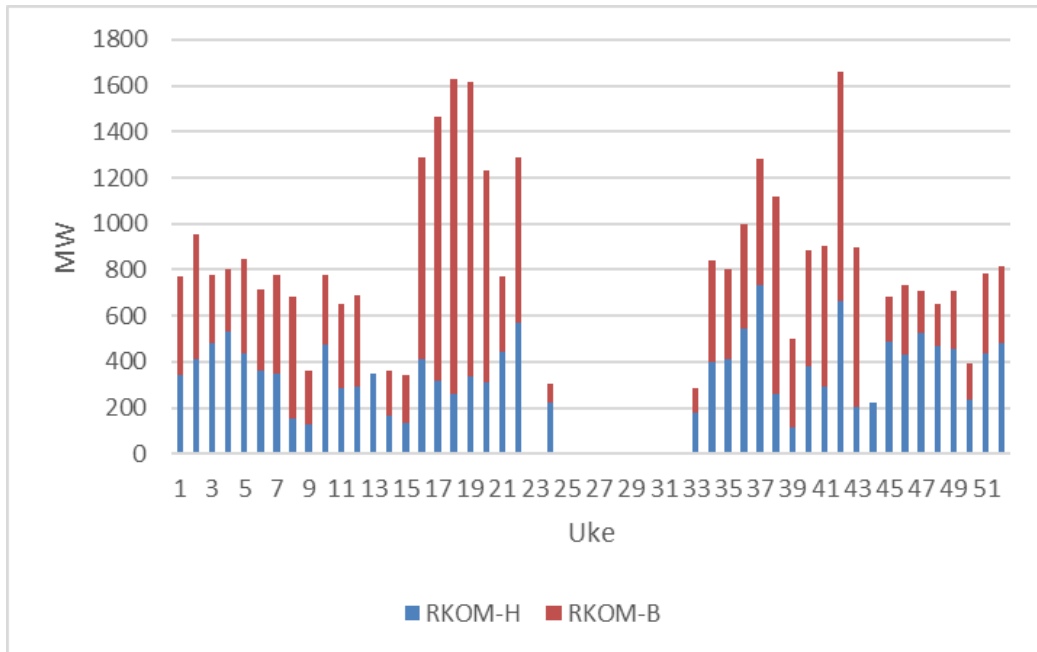
Sekundærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres for å bringe frekvensen tilbake til 50,00 Hz og frigjøre de aktiverte primærreservene. Systemansvarlig kjøpte inn sekundærreserver i et eget ukemarked fram til og med uke 48-2021, og i et døgnmarked fra og med uke 49-2021.



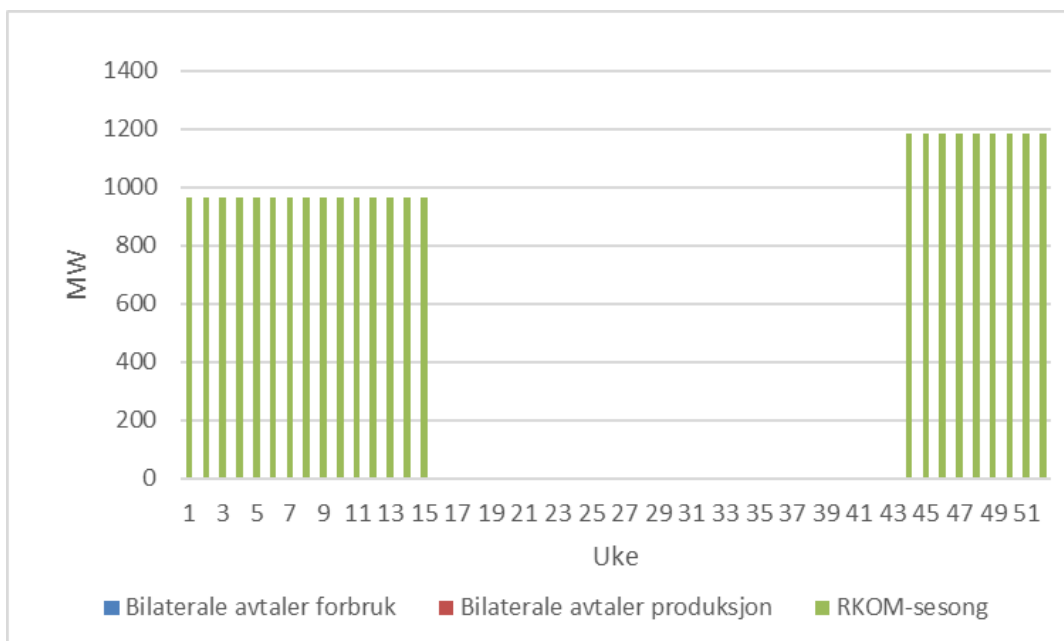
Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver per uke

10.1.4 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.



Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke

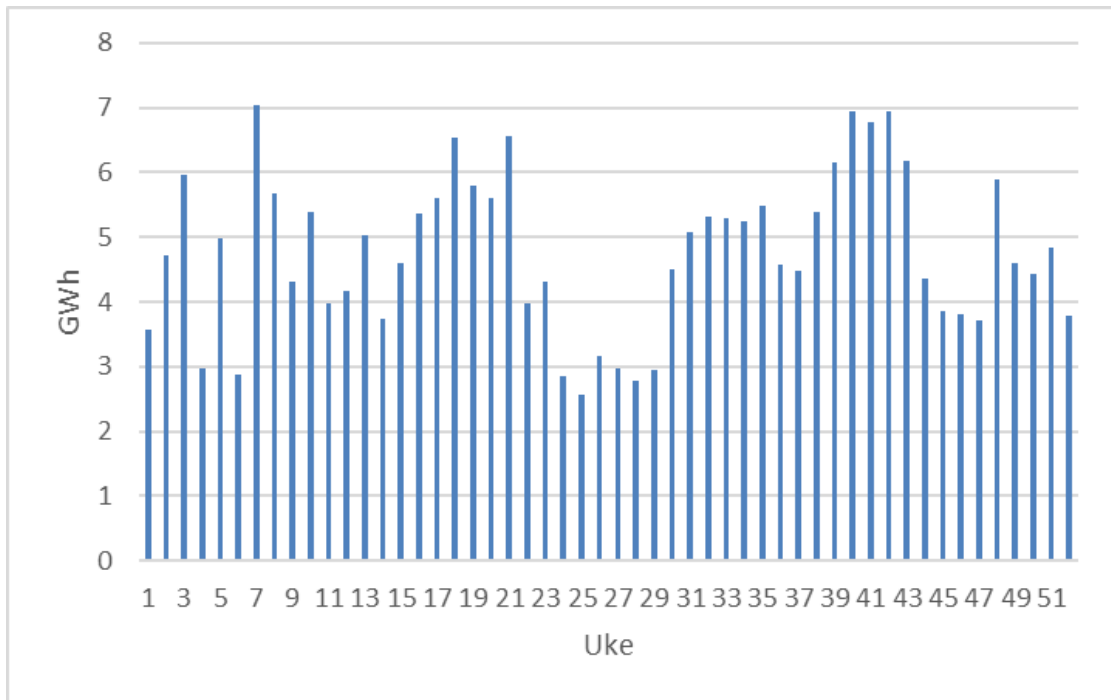


Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke

10.1.5 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.

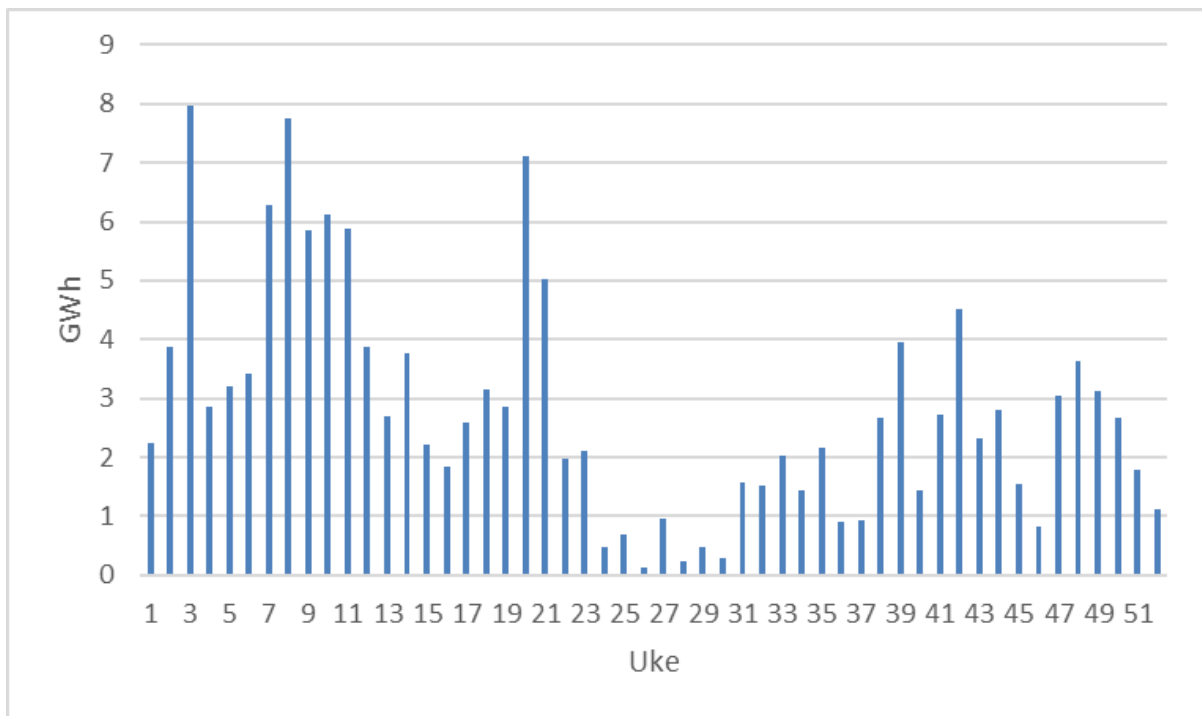
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 34: Omfang av produksjonsflytting pr. uke

10.1.6 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 35: Omfang av produksjonsglatting pr. uke

10.1.7 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.

10.1.8 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 flaskehals 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 balanseoppgjøret aktørene imellom.

10.1.9 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnett. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nøddeffekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nøddeffekt 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 fastsetter årlig satser for betaling for utløsning av PFK. Ved korrekt utløsning av BFK vil systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnett. Ved fastsettelse av betalingen vil systemansvarlig legge til grunn berørte sluttbrukeres avbruddskostnader jf. Kapittel 9 i forskrift 11.mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff, med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale. Ved fastsettelse av betalingens størrelse og betaling til berørt nettkonsesjonær vil det bli tatt hensyn til virkningen av inntektsrammereguleringen.

10.1.10 Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differanse mellom handelsflyt og fysisk flyt på en utenlandskorridor. Pris på balansekraft er middel av RK-pris mellom de to aktuelle prisområdene.

Effektkraft er utveksling mellom TSO'er på en utenlandskorridor for å endre planlagt handelsflyt. Pris på effektkraft er enten middel av elspotpris (ved feil på selve grenseforbindelse) eller pay-as-bid, dvs. prisen bestemmes av de aktuelle reguleringsressursene.

10.1.11 Omberamning av planlagte driftsstanser

Dersom omprioritering av planlagt driftsstans påfører systemansvarlig eller andre konsesjonærer kostnader, skal den som initierer omprioriteringen betale for disse kostnadene. Systemansvarlig skal bære kostnadene ved omprioritering som skyldes driftsforstyrrelser eller andre forhold som gjør at tilfredsstillende leveringskvalitet ikke kan opprettholdes. Systemansvarlig vedtar betalingens størrelse og hvem som skal dekke hvilke kostnader overfor hvilke konsesjonærer. Betaling skal skje til den økonomisk skadelidende konsesjonær. Beløpet for systemansvarlig sine kostnader skal gjenspeile hvorvidt omprioriteringen medfører økte spesialreguleringskostnader, kan størrelsesreguleres over tid og kan differensieres i forhold til om omprioriteringen skyldes årsaker utenfor konsesjonærens kontroll.

10.2 Reserver i Norge og Norden

Det nordiske synkronområdet har frem til nå i hovedsak hatt behov for 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.

I 2020 og 2021 ble det nye produktet raske effektreserver (FFR) anskaffet i et demonstrasjonsprosjekt, og fra 2022 vil denne reserven anskaffes i Norge gjennom et ordinært sesongmarked. Fordelingen av nasjonale forpliktelser for FFR er også bestemt av nordisk fordelingsnøkkel.

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.

Norge dekker sitt krav til FCR-N i alle timer gjennom innkjøp i reservemarkedet. Systemansvarlig gjør årlige vedtak om grunnleveranse av FCR-N gjennom krav til maksimalt 12 % statikk for å sikre geografisk spredning av reserven og vellykket overgang til separatdrift. Produsentene har mulighet til å by inn i markedet det volumet de leverer gjennom vedtak om grunnleveranse, og dermed få markedspris, men Norge har generelt en overleveranse av FCR-N grunnet dette vedtaket. I Norge kjøpes det normalt ikke inn FCR-D gjennom en markedsløsning, da kravene overholdes gjennom vedtaket om statikkinnstilling. Det er forventet at det vil bli behov for å anskaffe FCR-D i fremtiden.

Sekundærreserver (aFRR) kjøpes 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 2021 har både antall timer med innkjøp, samt volum i enkelte timer, økt. Fra Q1 2022 anskaffes aFRR gjennom hele uken, med unntak av time 2-5 hvert døgn.

Kravet for mFRR er at hvert land må kunne dekke sin dimensjonerende feil i driftstimen. 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.

	FCR-D	FCR-N	aFRR	mFRR (maksimalt krav)
Norge	542	224	140/105	1400+540
Sverige	573	237	140/105	1450
Danmark (DK2)	41	27	11/11	600
Finland	294	122	80/60	890

Tabell 6: Nordiske krav til reserver i 2021

11 Anmelding og planlegging av produksjon

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

Statnett gjennomfører ukentlig ubalanseanalyser basert på det siste ferdig innrapporterte datagrunnlaget. I løpet av 2021 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.

12 Likviditet i reservemarkedene

12.1 Oversikt over aFRR, FFR, RKOM og RK

	aFRR	FFR	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	7	0	5	6	21
Forbruk	0	9	4	12	6
Produksjon og forbruk	0	0	0	1	3

Tabell 7: Antall aktører som har deltatt i aFRR, FFR, RKOM og RK

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	33%	55%	94%
Forbruk	67%	45%	6%
	100%	100%	100%
RKOM-H	33%	61%	-
RKOM-B	67%	29%	-
	100%	100%	-

Tabell 8: Fordeling av tilbudt volum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B

	Antall aktører
NO1	7
NO2	13
NO3	11
NO4	8
NO5	8

Tabell 9: Antall aktører i RK pr. elspotområde

	Antall aktører
NO1	3
NO2	5
NO3	1
NO4	0
NO5	0

Tabell 10: Antall aktører i FFR pr. elspotområde

12.2 Tiltak for å øke likviditeten i markedet

Nytt konsept for driftsforstyrrelsesreserver under utvikling

Automatisering og innføring av europeisk regelverk fører til strengere krav til ordinære mFRR (regulerkraft) og mFRR kapasitet (RKOM). Dette kan føre til reduserte volum med mFRR aktiverings og kapasitetsbud. For å bidra til å opprettholde budvolum vurderer Statnett en driftsforstyrrelsesreserve.

Reduserte budstørrelser i mFRR-markedet

I markedsvilkårene for mFRR har minstekrav til budvolum vært 10 MW i alle budområder utenom NO1, hvor ett 5-9 MW bud per stasjonsgruppe har vært tillatt. Ved overgangen til den europeiske markedsplattformen for aktivering av mFRR (MARI) skal europeisk standardprodukt for mFRR ha minimum budkvantum på 1 MW.

Aktørene etterlyser allerede nå lavere minste budkvantum på flere områder og helst ned til 1 MW. Vi må likevel vurdere utvidelser ut fra behov og hva som til enhver tid er praktisk håndterbart med dagens manuelle balanseringsprosess. Vi ønsker å gjøre overgangen stegvis samtidig med at det utvikles automatiserte prosesser for flaskehalshåndtering og budfiltering, og vurderer lavere minimum budkvantum på flere områder løpende. Som første steg blir minste budkvantum i prisområde NO3 redusert til 5 MW i mFRR-vilkårene fra 1.1.2022.

Ny rolleinndeling (BSP/BRP)

I dagens regelverk er rollen balanseansvarlig (BRP) ansvarlig for ubalanser, men i tillegg også ansvarlig for å levere planer, systemdata og bud i balansemarkedene til systemansvarlig. I Electricity Balancing Guideline stilles det krav om at rollene som leverandør av balansetjenester (BSP) og balanseansvarlig defineres separat og det skal utarbeides separate vilkår for disse. Den balanseansvarlige skal være ansvarlig for ubalanse og leverandøren av balansetjenester for å levere bud i balansemarkedene.

I arbeidet med å skille rollene har Statnett gjennomført to arbeidsmøter med et utvalg aktører som representerer ulike roller, hvor fokuset har vært samhandling og koordinering mellom BSP og BRP og ulike modeller for økonomisk oppgjør. Vi har også hatt jevnlig presentasjoner i Statnetts forum for systemtjenester, kundeforum for balanseansvarlig og IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret.

At eksisterende ansvar splittes opp på ulike roller krever både teknisk og innholdsmessig endringer i hvordan Statnett mottar, bearbeider og viderefremidler informasjon fra aktørene. Eksempelvis skal Statnett i fremtiden, basert på de aktiveringene en BSP utfører, kunne identifisere hvilke BRPer som påvirkes og beregne den energien som BRPs ubalanse skal justeres med i ubalanseoppgjøret.

Statnett foreslår på bakgrunn av dette og innspill fra aktørene en stegvis implementering, hvor leverandøren av balansetjenester i første omgang må være balanseansvarlig for reguleringsobjektet og ha inngått en balanseavtale med Statnett. Dette sørger for å sikre konsistens mellom planer, bud og handler og at BSP er økonomisk ansvarlig for ubalansene den skaper. I praksis er det dermed samme aktør som opptre i to roller, som håndteres separat. Dette medfører at aktøren må opptre i rollen som BSP ved interaksjon med Statnett sine løsninger for balansemarkedene. I eSett vil detaljert informasjon om aktiveringer kun være synlig for BSP rollen. Aktivert volum overføres som en ubalansejustering på aggregert nivå til BRPs balanseavregning.

13 Virkemidler i drift

13.1 Omfang, årsak og konsekvens av vedtak

13.1.1 Produksjonstilpasning

Produksjonstilpasning innebærer at produksjonen blir tilpasset tilgjengelig nettkapasitet. Systemansvarlig benytter som hovedregel systemregulering når flaskehalsen i nettet oppstår som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte driftsstanser. Produksjonstilpasning benyttes i følgende tilfeller:

- Når det oppstår separatområder
- I områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør
- I områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom

Prinsippene for bruk av produksjonstilpasning i de enkelte hovedtilfellene ovenfor er beskrevet i retningslinjene til fos § 8b annet ledd.

Årsakene til produksjonstilpasning er enten planlagte driftsstanser eller etter feil/utfall. Når kriteriene for bruk av produksjonstilpasning er oppfylt, så ligger årsakene til produksjonstilpasning hos konsesjonærene og er utenfor systemansvarliges kontroll.

Konsekvensene av en produksjonstilpasning er svært vanskelig å tallfeste. Generelt gjelder at for vannkraftprodusenter med en viss grad av magasinkapasitet vil produksjonstilpasninger av kort varighet ha begrensede konsekvenser. For langvarige produksjonstilpasninger (flere uker) vil konsekvensene kunne være større bl.a. avhengig av den hydrologiske situasjonen kraftprodusenten befinner seg i. Systemansvarlig kjenner ikke produsentenes vannverdier, og vet ikke hvilket kjørebønske produsenten vil ha på tidspunktet for produksjonstilpasningen, verken på det tidspunktet driftsstansen vedtas eller på det tidspunktet driftsstansen skjer. Vedtak om produksjonstilpasning sendes normalt i god tid før selve produksjonstilpasningen, slik at aktørene kan ha mulighet til å gjøre eventuelle omdisponeringer eller legge eget planlagt arbeid i samme tidsperiode. En oppsummering i tabellform der konsekvens er oppgitt som en beregnet verdi basert på redusert volum sammenliknet med installert effekt mener systemansvarlig ikke er god beskrivelse av konsekvensene.

I 2021 ble det gjennomført 194 driftsstanser der det var registrert et behov for å sende ut ett eller flere vedtak¹ om produksjonstilpasning. Av disse var:

- 108 driftsstanser med varighet mindre enn 2 dager
- 47 driftsstanser med varighet inntil 5 dager
- 19 driftsstanser med varighet inntil 2 uker
- 14 driftsstanser med varighet inntil 4 uker
- 6 driftsstanser varte i mer enn 4 uker
 - o Den desidert lengste produksjonstilpasningen varte i 11 uker: Havari av Saltens transformator T1, med gjenværende 132 kV Hopen-Sundsfjord som begrensende komponent. Produksjonstilpasningen ble oppdatert flere ganger basert på forventede temperaturer og lastforhold i Saltennettet. Produksjon hos SKS Produksjon AS, SKS Kraftsalg AS og NTE Energi ble berørt av produksjonstilpasningen.
 - o Den nest lengste produksjonstilpasningen varte i 36 dager: Arbeid med Vestre Korridor medførte utilgjengelig nett for Hylen kraftverk (Statkraft Energi). Kraftverket ble forhindret til å produsere i hele perioden.
 - o Den tredje lengste produksjonstilpasningen varte 32 dager: Arbeid med å etablere ny Kobbvatnet stasjon medførte utilgjengelig nett for Kobbelv kraftverk (Statkraft Energi). Kraftverket kunne ikke produsere i perioden. Merk her at kraftverket allerede var utilgjengelig da Statkraft hadde en større planlagt jobb i 17 uker med skifte av kontrollanlegg og jobb mot GIS-anlegget. Driftsstansene i nett og

¹ I en og samme driftsstans kan det sendes vedtak til flere produsenter, og vedtak kan oppdateres flere ganger dersom ny informasjon om kapasitet eller lastforhold tilkommer både før og under driftsstansen. I sammenlikningen her, er det talt opp ett vedtak for hver driftsstans der produksjonstilpasning har vært benyttet.

produksjonsanlegget var koordinert, og produksjonstilpasningen grunnet nettkoblingene hadde dermed ingen reell betydning.

Tidsperiodene i strekpunktene ovenfor angir driftsstansens registrerte varighet.

Produksjonstilpasningens tidsperiode er imidlertid lik eller kortere enn driftsstansens tidsperiode. Dette fordi mange driftsstanser blir godkjent under forutsetning om at utkoblet anlegg skal være innkoblet på kveld og natt (eller i den tidsperioden det ikke jobbes på anlegget), og i slike tilfeller er driftsstansen godkjent med produksjonstilpasning kun i tidsperioden anlegget er utilgjengelig.

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

I 2021 ble det fattet 14 systemkritiske vedtak om å få rekvirert regulerytelse anmeldt inn i regulerkraftmarkedet.

- 19.-22. januar, 11.-12. februar, 16.-19. februar, 22.-26. februar og 9.-12. mars. Grunnet høy flyt på 132 kV nettet mellom Skillemoen og Alta, ba systemansvarlig om at alle aktører med reguleringsressurser øst for Alta anmeldte all tilgjengelig reserve for oppregulering inn til RK-markedet.
- 21.-22. januar, 1. februar og 18. februar. Grunnet anstrengt driftssituasjon etter utfall av 420 kV linjen Ofoten-Kobbvatnet, ba systemansvarlig om at alle aktører nord for Ofoten (som normalt deltar i RK-markedet og forbruksaktører som har vært deltakere i RKOM inneværende sesong) anmelde all tilgjengelig reserve for oppregulering inn til RK-markedet.
- 19. mars-13. april, 16.-19. april. Avslutning av Vestre korridor. Grunnet samtidig planlagte utkoblinger av 420 kV linjen Sauda-Saurdal og 300 kV linjen Sauda-Hylen, kombinert med forventet lav produksjon i perioder, ba systemansvarlig om at alle aktører med kraftverk lokalisert i området fra Sauda i sør til Modalen i Nord anmelde alle tilgjengelige oppreguleringsressurser i RK-markedet.
- 4.-5. april. Grunnet lav nettkapasitet som følge av utfall av ledningen Adamselv-Lakselv, ba systemansvarlig om at alle aktører anmelde alle tilgjengelige oppreguleringsressurser i RK-markedet for kraftverk som er lokalisert i området øst for Lakselv.
- 1.-2. juni. Grunnet samtidig planlagte utkoblinger av 420 kV linjen Kvilldal-Rjukan og 300 kV linjen Sauda-Hylen, kombinert med forventet lav produksjon kveld og natt, ba systemansvarlig om at alle aktører med kraftverk lokalisert i området fra Sauda i sør til Blåfalli i nord anmeldte alle tilgjengelige oppreguleringsressurser i RK-markedet.
- 23.-29. august. Avslutning av Vestre korridor. Grunnet planlagt utkobling av 300kV linje mellom Sauda-Håvik, der forbruk under T3, T4 og T5 forsynes på radial på linje Spanne-Håvik. En kombinasjon av høyt forbruk og høy utetemperatur kan medføre behov for reduksjon av forbruk. systemansvarlig ba om at Hydro Aluminium anmeldte minimum 50 MW oppregulering i RK-markedet for forbruk under T3, T4 og T5 i Håvik transformatorstasjon, med minimum varighet for aktivering til 5 timer, så lenge det er teknisk mulig.
- 1.-21. september. Avslutning av Vestre korridor. Grunnet samtidig planlagte utkoblinger av 420 kV linjen Sauda-Saurdal og 300 kV linjen Sauda-Hylen, kombinert med forventet lav produksjon i perioder, ba systemansvarlig om at alle aktører (både produksjon og forbruk) lokalisert i området fra Sauda i sør til Modalen i Nord anmeldte alle tilgjengelige oppreguleringsressurser i RK-markedet.

I alle vedtakene ble det presisert at minstekvantum og aktiveringstid angitt i vilkårene kunne fravikes. I alle situasjonene fikk systemansvarlig tilstrekkelige ressurser innmeldt i RK-markedet slik at det ikke oppstod konsekvenser i operativ drift.

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

Systemansvarlig redegjorde i fjorårets årsrapport at de fleste vedtakene etter fos § 12 femte ledd fattes muntlig, mens de tidligere årsrapportene kun har omtalt omfanget av de systemkritiske vedtakene som har blitt bekreftet skriftlig. Systemansvarlig ser på muligheter for at det fullstendige antallet kan rapporteres mer eksakt i fremtidige årsrapporter, men dette er foreløpig ikke på plass.

For 2021 er det kun mulig å angi et anslag for antall fos § 12 femte ledd-vedtak. Anslaget ligger på 30-100 vedtak pr. år.

Det var én hendelse som medførte skriftlig vedtak etter fos § 12 femte ledd:

- 4. juli: Grunnet utfall av forbindelsen mellom NO4 og SE1, Ofoten-Ritsem-Vietas, og utkobling av Rana-Svartisen ba systemansvarlig om at all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsenheter nord for Svartisen benyttes for å opprettholde mest mulig sikker drift. Alle produsenter ble bedt om å holde et produksjonsnivå som kommunisert av Statnetts Regionsentral Nord i Alta.

13.1.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2021.

13.1.5 Utløsning av systemvern

Oppsummering 2021:	
Antall utløsninger med PFK:	7
Kostnader PFK:	kr 2 026 317,00
Utkoblet PFK:	2847 MW
Antall BFK hendelser:	1
Utkoblet BFK:	290 MW
Kostnader BFK:	kr 18 346 942,00
Antall nettsplitt:	11
Antall nødeffekthendelser:	0
Nødeffekt HVDC:	0

Tabell 11: Oppsummering systemvern 2021

13.3 Beskrivelse av rekvirering av effekt eller tvangsmessig utkobling av forbruk

Beskrivelsen av rekvirering av effekt er beskrevet i kapittel 13.1.3. Det var ingen tilfeller med TUF i 2021.

14 Balanse og effektkraft

Forbindelse	Balansekraft (MNOK)	Effektkraft (MNOK)	Kommentarer
SK- forbindelsen	15	99	Ubalanser: Priser høyere enn normalt. Volum ubalanser større på SK enn andre HVDC-forbindelser. Effektkraft: Mye balanseregulering.
NorNed	-1	0	Ute i to lange perioder. Få driftsforstyrrelser.
NSL	19	0	I drift fra oktober. Flere utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
NordLink	27	0	Mange utfall medfører store volum Balansekraft og kostnader.
NO1 - SE3	389	-20	Store ubalanser (balansekraft). Effektkraft er utvekslet Systemregulering.
NO3 - SE2	453	0	Store ubalanser (Balansekraft).
NO4 - SE2	222	0	Store ubalanser (Balansekraft).
NO4 - SE1	103	3	Store ubalanser (balansekraft). Effektkraft er utvekslet Systemregulering.

Tabell 12: Balansekraft og effektkraft per utenlandsforbindelse

Netto kostnader er oppgitt bokført fra TSO-TSO oppgjør. De høye kostnader Balansekraft mellom Norge og Sverige fremkommer som fakturerte kostnader mellom Statnett og SvK.

Det er helt normalt med store volum Balansekraft mellom Norge og Sverige. I 2021 økte kostnadene med høye priser på slutten av året.

Sk-forbindelsen er spesiell i forhold til at det utveksles mye Effektkraft av kategori Balanseregulering. Balansekraft kostnad er høy, Det skyldes dels at ubalansene, forskjellen mellom plan og målt overføringsenergi er gjennomsnittlig høyere her enn normal ubalanse på de andre hvdc-forbindelsene (NSL, NorNed, NordLink) og dels at ubalanseprisene ble høye i siste kvartal.

NordLink og NSL: Mange utfall (Disturbance) på planlagt eksportflyt, driver Balansekraft-kostnadene opp.

15 Samlede systemansvarskostnader

Statnett har i tidligere rapporteringer kun beskrevet utviklingen i kostnader knyttet til kjøp av tjenester fra aktørene, angitt i tabell 14. 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 regelverksutformingen 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

15.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Primærreserver (FCR), herav	98	135	104	104	85	87	114	134	98	273
• <i>Grunnleveranse</i>	24	30	21	21	21	21	19	21	19	17
• <i>Marked</i>	84	147	103	130	97	105	164	162	93	281
• <i>Salg</i>	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14	-26
Sekundærreserver (aFRR)	12	62	20	29	7	13	32	47	44	229
Tertiærreserver (mFRR)	65	87	34	46	75	66	106	52	38	429
Spesialregulering	124	104	275	173	146	110	121	88	104	214
Systemvern	9	13	9	13	11	15	16	39	3	1
Produksjonsflytting	9	9	5	4	7	7	13	6	3	15
Produksjonsglatting				6	10	9	17	14	3	31
Energiopsjoner	35	30	28	20	5	-	-	-	-	-
Reaktiv effekt	3	6	6	4	6	6	6	7	9	9
Omberamming av planlagte driftsstanser	1	2	1	1	1	2	8	4	2	0
FFR									8	28
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	22	19	32	20	15	10	8	13	97	71
Sum	378	467	514	420	368	325	441	399	409	1 299

Tabell 13: Systemdriftskostnader og inntekter 2012-2021 (MNOK)

15.2 Utviklingen i kostnader over tid (2012-2021)

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. Systemdriftskostnadene i 2021 står som et markant skille sammenlignet med det relativt jevne nivået de foregående ni årene. Det er flere grunner til den store kostnadsøkningen, men hovedårsaken er at kostnadene til reservekapasitet og produksjonsflytting/-glatting er sterkt knyttet til kraftprisene, som var rekordhøye i siste halvår.

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

Kostnadene for tertiærreserver skyldes at systemansvarlig sikrer tilgang på effektressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er delt i to markeder: RKOM-sesong og RKOM-uke (som er underdelt i RKOM man-fre og RKOM helg). 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. Kostnadene til tertiærreserver i 2021 var rekordhøye, en økning på 1000 % fra forrige år. 2021 har vært preget av langvarig kulde på vinteren, høye kraftpriser, særlig i siste halvår, og høyt kjørehønske til tross for lav magasinfylling, noe som gir lavere tilgang på reserver. Anskaffelsesanalyser viste derfor at en større andel av nødvendige reserver måtte sikres i ukemarkedet for RKOM, samtidig som systemansvarlig fra Q4 2021 økte sitt selvpålagte mål om reserver for å håndtere ubalanser. Slik situasjonen har vært i 2021 har prisene i RKOM hengt direkte sammen med de høye kraftprisene. RKOM-tilslaget må kompensere aktørene for inntektene de ellers ville fått for leveranse i day-ahead-markedet. Kostnadene har historisk påløpt hovedsakelig i perioden november-mars, men sesongen med behov for å sikre reserver har blitt lenger de seneste årene fordi eksportkapasiteten har økt. Dette gjelder særlig for 2021 da både NordLink og NSL er satt på drift, og det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil ligge på et høyere nivå fremover sammenlignet med årene frem til 2021.

Det er i hovedsak produsenter med magasinverk som leverer primærreserver, og kostnadene er nært knyttet kjørehønske hos disse, som igjen avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet. Perioder 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 magasinverkene ønsker å produsere opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet. Begge disse årsakene har vært gjeldende i 2021, og er forklaringen på de økte kostnadene. For fremtidig kostnadsutvikling vil økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon kunne ytterligere fortrenge produksjon fra magasinverk i lavlastperioder, og dermed gi økte kostnader. Om økt utvekslingskapasitet totalt sett øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene grunnet økt produksjon fra magasinverk.

Fra 2014 er det kjøpt sekundærreserver i timene med forventet størst endring i utveksling og forbruk. I løpet av 2021 har både antall timer med innkjøp, samt volum i enkelte timer, økt. Kostnadene i 2021 ligger langt over tidligere nivå. Det skyldes delvis større innkjøp, men hovedsakelig skyldes kostnadsøkningen at prisene i kapasitetsmarkedet for sekundærreserver er nært knyttet til kraftprisene, som var rekordhøye i 2021. Antall timer og volum med sekundærreserve vil sannsynligvis øke i årene fremover, og det forventes således at kostnadene jevnt over også vil øke, men variere sammen med prisbildet.

Spesialreguleringskostnadene i 2021 ble en dobling av kostnadene fra 2020, og høyere enn gjennomsnittet for siste 10-års periode. Omtrent halvparten av kostnadene i 2021 kommer fra håndtering av driftssikkerhet (snitt/overlast enkeltkomponenter) ved intakt nett, mens planlagte utkoblinger stod for omtrent 40% av de totale kostnadene. Det var relativt lave kostnader knyttet til feil/utfall. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. I 2021 lå fyllingsgraden i norske vannmagasin godt under medianen fra slutten av 1. halvår og ut året. Det var spesielt Vestland og Rogaland som opplevde tilsigssvikt, og enkelte aktører hadde meget lav fyllingsgrad for årstiden. I samme periode pågikk også de siste store utkoblingene for ferdigstilling av Vestre korridor. Mange samtidige utkoblinger, krevende snitt å overholde og en stram energisituasjon påvirket til sammen både reguleringsbehov og aktørenes prissetting av reguleringsressursene. Se også omtale av de 10 dyreste spesialreguleringsårsakene i kapittel 18.2. Sammenliknet med fjoråret var totalt spesialreguleringsvolum noe lavere, mens oppreguleringsvolumet var mer enn doblet. I perioder med stram energisituasjon vil økning i spesialreguleringsvolum opp kunne resultere i en økning i spesialreguleringskostnadene sammenliknet med en periode med mer normal energisituasjon og -priser. Dagens elspotinndeling vurderes som 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. 2021 har den laveste registrerte kostnaden for 10-årsperioden. Dette skyldes få tilfeller av utløst systemvern, og spesielt forbruksfrakoblinger som kan medføre betydelige kostnader.

For 2021 er kostnadene for produksjonsglattung og produksjonsflytting på det høyeste nivået for 10-årsperioden. Kostnaden for begge disse produktene er direkte koblet til volumet som blir flyttet/glattet, og energiprisen. Volumet knyttet til produksjonsglattung og produksjonsflyttinger er økt fra 2020 til 2021, og sammen med høyere kraftpriser forklarer dette økningen i kostnadene.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend. Raske effektreserver (Fast Frequency Reserves - FFR) er en ny reserve i Norden til bruk i perioder der nivået av inertia i synkronsystemet er lavt. Fremtidig kostnadsutvikling er usikker da det henger sammen med modning av reservemarkedet og antall aktører, samt utvikling i reservebehov.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i tabell 14. 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 tidshorison. Dette vil medføre økt ressursbruk til innkjøp av systemtjenester. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer.

16 Handelsgrenser og budområder

16.1 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.

16.2 Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder

Handelskapasitet mellom norske budområder fastsettes daglig, og gjøres kjent for markedet. Prinsippene for fastsettelsen av handelskapasitet følger av retningslinjer til forskrift om systemansvar, og dokumentet 'Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market'. Dokumentet er publisert på NUCS ([Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\)](https://nucs.net)).

Redegjørelse for de viktigste reduksjonene i handelsgrenen er gitt i neste kapittel.

16.3 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

Gjennom året har handelskapasitetene mot utlandet vært lavere enn normalt, og dette skyldes bl.a. langvarige begrensninger i handelskapasitet begrunnet med driftssikkerhet internt i Sverige, Tyskland og Nederland. Alle reduksjoner i gitt handelskapasitet fremkommer i egne markedsmeldinger publisert på NUCS. Under gis en begrunnelse på de viktigste faktorene som har redusert handelskapasiteten:

- *NO2-NL*: Kapasiteten på NorNed har vært redusert grunnet ombygging i Feda og utkoblinger i det norske nettet knyttet til avslutningen av Vestre korridor, samt i lange periode på dagtid grunnet driftssikkerhet i det nederlandske nettet.
- *NO2-DK1*: Skagerakforbindelsene har hatt relativ få feil/eller utfall. Det er imidlertid en langvarig begrensning på Skagerrak pol 4 (feil på dansk side) som reduserer kapasiteten i en retning, og i 2021 var begrensningen lagt vår importkapasitet fra Danmark. Enkelte perioder med begrensninger grunnet utkoblinger i det norske nettet knyttet til avslutningen av Vestre korridor.
- *NO2-DE*: Begrensningene i kapasiteten er hovedsakelig knyttet til driftssikkerhet i det tyske nettet. Mange kortvarige utfall av forbindelsen, men ikke en vesentlig del av reduksjonen i handelskapasiteten sett over året. Enkelte perioder med begrensninger grunnet utkoblinger i det norske nettet knyttet til avslutningen av Vestre korridor.
- *NO2-GB*: NSL-forbindelsen ble satt i drift i oktober, i prøvedrift med 700 MW kapasitet gitt til markedet. Langvarig feil på Pol1 har gitt reduksjon på 700 MW ut året.
- *NO1-SE3*: Kapasitet til Sverige over Hasle har vært redusert i alle årets timer, og hovedbegrensningene skyldes svenske forhold. Svenska kraftnät har gjennom hele året begrenset vår importkapasitet grunnet driftssikkerhet i Sverige (øst-vest-flyt), og i perioder eksportkapasiteten grunnet ombygginger i Skogsäter stasjon. I sommer førte skjevflyt inn mot Hasle til at vår eksportkapasitet måtte settes noe ned. Fra slutten av november besluttet Statnett å drifte nettet og kapasiteten NO1-SE3 etter samme prinsipper som svenskene har drifftet sitt nett, og kapasiteten fra Norge mot Sverige ble fastsatt uten bruk av systemvern på norsk side, noe som førte til at kapasiteten på eksport fra Østlandet gikk noe ned.
- *NO3-SE2*: Kapasiteten har vært redusert grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side, bl.a. utkobling av Storfinnforsen-Midskog-Rätan i april og mai, samt utkoblinger Ofoten-Ritsem, Rana-Svartisen og Ofoten-Kobelv-Salten.
- *NO4-SE1*: I hovedsak samme årsaker som forrige punkt.
- *NO4-SE2*: I hovedsak samme årsaker som forrige punkt.
- *NO4-NO3*: I hovedsak samme årsaker som forrige punkt.
- *NO2-NO1*: Redusert i flere perioder gjennom året grunnet begrensninger som følge av utkoblinger i det norske nettet knyttet til avslutningen av Vestre korridor.
- *NO5-NO1*: Noen reduksjoner grunnet flere planlagte driftsstanser.
- *NO2-NO5*: Få reduksjoner begrunnet i planlagte driftsstanser, men kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde ved intakt nett.
- *NO1A-NO1*: Lite redusert.

- *NO5-NO3*: Redusert innenfor normalt variasjonsområde og periodevis låst kapasitet pga. prognosert flyt mot prisretning.

16.4 Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge

De store prisforskjellene mellom Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og resten av Norge (NO3 og NO4) i 2021 skyldes flere årsaker. Prisforskjellen er en del av en større nordisk flaskehals mellom nord og sør. Den samlede kapasiteten mellom de nordlige og sørlige områdene i Norden kommer først og fremst fra de mange ledningene gjennom Sverige. Kapasiteten på disse har vært redusert i 2021. Kombinert med et stort overskudd i de nordlige områdene har dette ført til veldig høy andel tid med eksport for å unngå tap av vann, som senker prisene. Det store overskuddet fra stor vekst i vindkraft i Nord-Sverige de siste årene samt mye vannkraft – både høy magasinfylling ved inngangen av året og betydelig tilsig i 2021.

Prisene i sør har samtidig økt til de høyeste nivåene noensinne. Det skyldes utviklingen i europeiske kraftpriser, som har økt på grunn av høye kostnader til termisk brensel – gass, kull og karbon.

Prisene i sør har altså økt, samtidig som et stort kraftoverskudd i nord har gjort at de må holde veldig lave priser for å unngå å tape kraft. Til sammen har dette ført til de enormt høye prisforskjellene vi har sett i 2021.

17 Flaskehalsinntekter og -kostnader

17.1 Utviklingen av markedskostnader ved flaskehals mellom elspotområder

Markedskostnadene² er presentert i tabell 15. 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/utfall eller planlagte driftsstanser. Feil/utfall og planlagte driftsstanser på utenlandsk side er tatt med når de påvirker handelsgrensene. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt i denne oversikten.

Alle bakgrunnsdata for 2021, inklusive plassering av flaskehalsene, varighet, hyppighet og størrelse, oversendes som eget vedlegg.

Korridor	Årsak	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
NO1 – SE3	Driftsstans	126	251	303	97	96	192	53	294	1065	483
	Feil/utfall	0	4	0	12	164	34	15	0	113	0
NO3 – SE2	Driftsstans	3	10	1	10	9	9	14	37	85	22
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
NO4 – SE1	Driftsstans	13	11	5	40	133	118	45	22	165	241
	Feil/utfall	0	0	0	2	0	3	0	19	0	7
NO4 – SE2	Driftsstans	4	4	2	15	65	70	26	23	68	31
	Feil/utfall	0	0	0	1	0	1	0	3	0	3
NO2 – DK1	Driftsstans	95	96	90	170	55	133	148	70	50	232
	Feil/utfall	0	0	0	7	0	20	5	189	720	174
NO2 – NL	Driftsstans	47	55	34	71	40	61	42	29	296	109
	Feil/utfall	1	147	3	0	4	4	63	43	70	129
NO2-DE	Driftsstans									0	274
	Feil/utfall									40	115
NO2-GB ³	Driftsstans										38
	Feil/utfall										1028
NO1 – NO2	Driftsstans	10	6	3	2	6	13	39	4	3	128
	Feil/utfall	8	9	5	4	41	27	0	0	2	0
NO1 – NO5	Driftsstans	1	0	4	6	3	7	55	0	0	0
	Feil/utfall	0	0	0	4	87	14	0	0	0	0
NO2 – NO5	Driftsstans	4	0	0	0	1	0	1	1	2	3
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	9	6	3	28	165	152	26	5	29	311
	Feil/utfall	0	0	0	1	0	2	0	3	0	5
NO5-NO3	Driftsstans						12	2	9	0	10
	Feil/utfall						0	0	0	0	0
Sum		321	599	453	470	869	872	534	753	2708	3343

Tabell 14: Markedskostnader (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet

² Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon x prisforskjell (mellom områdene), og dette er en forenkling.

³ NSL-kabelen til England ble satt i prøvedrift 1. oktober 2021, med 700 MW kapasitet til markedet. Kapasitet på kabelen er 1400, og beregningene i denne tabellen tar utgangspunkt ev. reduksjoner fra full kapasitet. I beregningene er det benyttet timepriser i England og NO2-priser.

17.2 Flaskehalsinntekter og overføringstap på mellomlandsforbindelsene

17.2.1 Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Tabell 16 viser Norges andel av flaskehalsinntektene internt og mot andre land på årsbasis, mens tabell 17 viser dette på månedsbasis for de to siste årene. Statnett får 50 % av flaskehalsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av flaskehalsinntektene på forbindelsene internt i Norge. Kraftmarkedet i 2021 har vært preget av svært høye europeiske kraftpriser og perioder med store prisforskjeller mellom norske og utenlandske priser. Det er først og fremst de stadige stigende gassprisene i Europa og høye priser på utslippskvoter som har gitt gjennomgående nye rekordhøye kraftpriser på kontinentet og i Sør-Norge.

I tillegg bidrar lavere fyllingsgrad i de norske magasinene enn normalt til høye kraftpriser i Sør-Norge. Høye priser i sør, overskudd på vannkraftproduksjon i nordområdene og begrenset overføringskapasitet sørover og fra Sverige førte til store prisforskjeller mellom Sør- og Nord-Norge.

Store prisforskjeller internt i Norge og fra Sør-Norge mot kontinentet medførte derfor rekordhøye flaskehalsinntekter i 2021.

	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	Sum NO- internt	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
2014	1,7	4	5,3	0,2	0,6	0	11,8	21,8	1,9	1,6	0,5	20,2	41	0		98,8
2015	2,1	1,8	2,4	0,4	4,1	0	10,8	14,3	1,5	1,5	0,6	23	58,1	0		109,8
2016	17,9	2,7	30,5	1,6	13,7	-3,8	62,6	14,7	2,3	5,3	0,9	17,2	18,5	0		121,5
2017	3,4	0,3	4,4	0,4	15,4	0,8	24,7	12,7	3,6	9,1	1,8	22,9	29,1	0		103,9
2018	7,7	0	13,7	0,6	4,6	2,6	29,2	8,4	2,3	3	0,9	23,1	26,6	0		93,5
2019	1,6	-0,4	0,8	0	1,9	-0,3	3,6	9	3,3	2,5	0,5	24,4	12,7	0		56,0
2020	0,3	-0,5	2,7	0,4	3,7	-0,8	5,8	57,5	9,4	9,2	2,5	84,2	54,8	2,5		225,9
2021	19,5	38,4	4,4	3,2	31,6	55,4	152,6	48,4	5,2	10,8	3,8	111,7	75,2	80,4	77,5	565,6

Tabell 15: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hvert år 2014-2021

		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	NO2- UK	SUM FLHI
2020	Jan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,0	1,0	1,7	0,0		3,7
	Feb	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	2,2	0,3	0,3	0,1	3,1	2,5	0,0		8,5
	Mar	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	4,1	4,4	0,0		10,4
	Apr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,0	0,1	0,0	0,0	5,3	3,9	0,0		11,4
	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	0,0		9,3
	Jun	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	5,6	1,1	0,6	0,3	5,9	2,5	0,0		15,7
	Jul	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,2	2,9	0,2	0,9	0,3	8,8	3,9	0,0		16,8
	Aug	0,0	-0,5	0,4	0,0	0,4	-0,3	10,1	2,3	1,4	0,4	13,1	6,7	0,0		33,9
	Sep	0,0	-0,1	0,2	0,0	1,5	0,0	9,7	2,8	2,2	0,9	11,7	7,7	0,0		36,8
	Okt	0,0	-0,1	1,0	0,2	0,9	-0,1	5,9	1,3	2,3	0,1	6,2	6,2	0,0		23,9
	Nov	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,7	0,3	0,3	0,1	11,2	6,4	0,0		25,2
	Des	0,0	0,4	1,1	0,1	0,7	-0,2	7,5	0,9	1,2	0,3	9,6	6,3	2,5		30,4
2021	Jan	0,3	0,4	0,2	0,0	5,4	-0,4	0,4	0,2	1,9	0,4	1,4	1,0	1,0		12,2
	Feb	11,7	0,2	0,2	0,2	0,9	-1,9	0,6	0,1	0,2	0,1	1,0	0,0	1,0		14,3
	Mar	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	-0,3	2,4	0,0	0,1	0,0	5,3	0,2	2,2		10,3
	Apr	0,6	0,1	1,8	0,2	0,6	0,3	2,0	0,2	0,2	0,1	4,0	2,6	3,5		16,3
	Mai	0,1	0,5	0,1	0,0	1,8	1,7	2,8	0,5	0,7	0,3	5,5	3,1	4,7		21,8
	Jun	3,9	0,4	0,0	1,9	2,6	1,4	0,5	0,1	1,2	0,4	9,5	5,3	5,1		32,4
	Jul	1,5	0,8	0,0	0,4	9,5	1,7	2,7	1,3	3,5	0,9	10,3	5,4	6,4		44,3
	Aug	0,0	1,0	0,0	0,0	8,0	2,4	1,1	0,3	0,3	0,8	6,4	3,4	4,1		28,0
	Sep	0,0	5,9	0,0	0,0	1,3	9,8	3,4	0,5	0,8	0,3	10,2	4,6	4,7		41,7
	Okt	1,2	6,7	1,0	0,3	1,2	13,7	7,4	0,2	0,2	0,2	15,8	16,3	10,2	26,7	101,0
	Nov	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	12,4	7,1	0,4	0,4	0,1	21,8	18,8	16,5	26,0	108,1
	Des	0,1	17,8	1,0	0,1	0,1	14,5	17,9	1,2	1,3	0,3	20,6	14,5	21,1	24,8	135,2

Tabell 16: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hver måned i 2020 og 2021

Tabell 18 viser Statnetts inntekter fra utveksling av systemtjenester og flaskehalsinntekter for hvert år i perioden 2015-2021, og per kvartal for 2021.

Skagerrak	Systemtjenester (mill. €)	Inntekter Jylland- Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)
2015	6,4	2,8	9,2
2016	6,9	0,9	7,8
2017	6,7	2,9	9,6
2018	6,9	2,6	9,5
2019	7,7	1,4	9,1
2020	0,0	4,0	4,0
2021	0,0	5,7	5,7
1.kvartal-21		0,6	
2.kvartal-21		0,7	
3.kvartal-21		0,5	
4.kvartal-21		3,9	

Tabell 17: Statnetts inntekter fra systemtjenester Skagerrak og Jylland-Tyskland [MEUR]

17.2.2 Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet

Tabell 19 viser de totale flaskehalsinntektene for likestrømsforbindelsene, per år, med tilhørende tapskostnader i forbindelse med overføringstap. Tapskostnadene er avhengig av prisnivået i eksporterende land, der tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende land. Dette resulterer i at forholdet mellom flaskehalsinntekt og tapskostnad kan variere betydelig. Tabellene under viser dette forholdet for hvert år, og per måned i 2021. Mens tapskostnadene i 2020 var svært lave og skyldtes de lave prisene i Norge, har tapskostnaden i 2021 vært svært høye pga. det kraftig stigende prisnivået utover i 2021.

Tabell 20 viser den samme oversikten per måned i 2021

	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel
2014	20,2	2,4	12,1 %	41,0	3,0	7,2 %						
2015	23	2,1	9,1 %	58,1	2,2	3,9 %						
2016	17,2	2,7	16,0 %	18,5	2,0	10,7 %						
2017	22,9	2,9	12,5 %	29,1	2,8	9,6 %						
2018	23,1	4,0	17,4 %	26,6	3,3	12,6 %						
2019	24,4	3,5	14,5 %	12,7	2,5	19,4 %						
2020	84,2	1,2	1,4 %	54,8	0,8	1,4 %						
2021	111,7	10,2	9,1 %	75,2	4,7	6,3 %	80,4	5,9	7,3 %	77,5	2,5	3,2 %

Tabell 18: Statnetts andel av årlige flaskehalsinntekter (FLHI) og tapskostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR] for hvert år 2014-2021

	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel
2021												
Jan	1,4	0,2	14,0 %	1,0	0,1	11,8 %	1,0	0,2	16,1 %			
Feb	1,0	0,1	12,0 %	0,0	0,0		1,0	0,1	11,1 %			
Mar	5,3	0,6	10,4 %	0,2	0,0	8,7 %	2,2	0,2	8,7 %			
Apr	4,0	0,5	13,1 %	2,6	0,3	11,0 %	3,5	0,3	8,5 %			
Mai	5,5	0,6	10,9 %	3,1	0,3	10,3 %	4,7	0,4	7,9 %			
Jun	9,5	0,8	8,4 %	5,3	0,4	8,0 %	5,1	0,4	8,7 %			
Jul	10,3	0,7	6,9 %	5,4	0,4	7,3 %	6,4	0,4	6,9 %			
Aug	6,4	0,9	13,9 %	3,4	0,3	8,8 %	4,1	0,4	10,7 %			
Sep	10,2	1,4	13,5 %	4,6	0,4	8,9 %	4,7	0,7	14,7 %			
Okt	15,8	1,1	6,8 %	16,3	0,8	4,8 %	10,2	0,6	6,3 %	26,7	0,7	2,6 %
Nov	21,8	1,3	6,0 %	18,8	0,8	4,1 %	16,5	0,7	4,2 %	26,0	0,7	2,6 %
Des	20,6	2,1	10,0 %	14,5	0,9	6,4 %	21,1	1,4	6,6 %	24,8	1,1	4,5 %
Sum	111,7	10,2	9,1 %	75,2	4,7	6,3 %	80,4	5,9	7,3 %	77,5	2,5	3,2 %

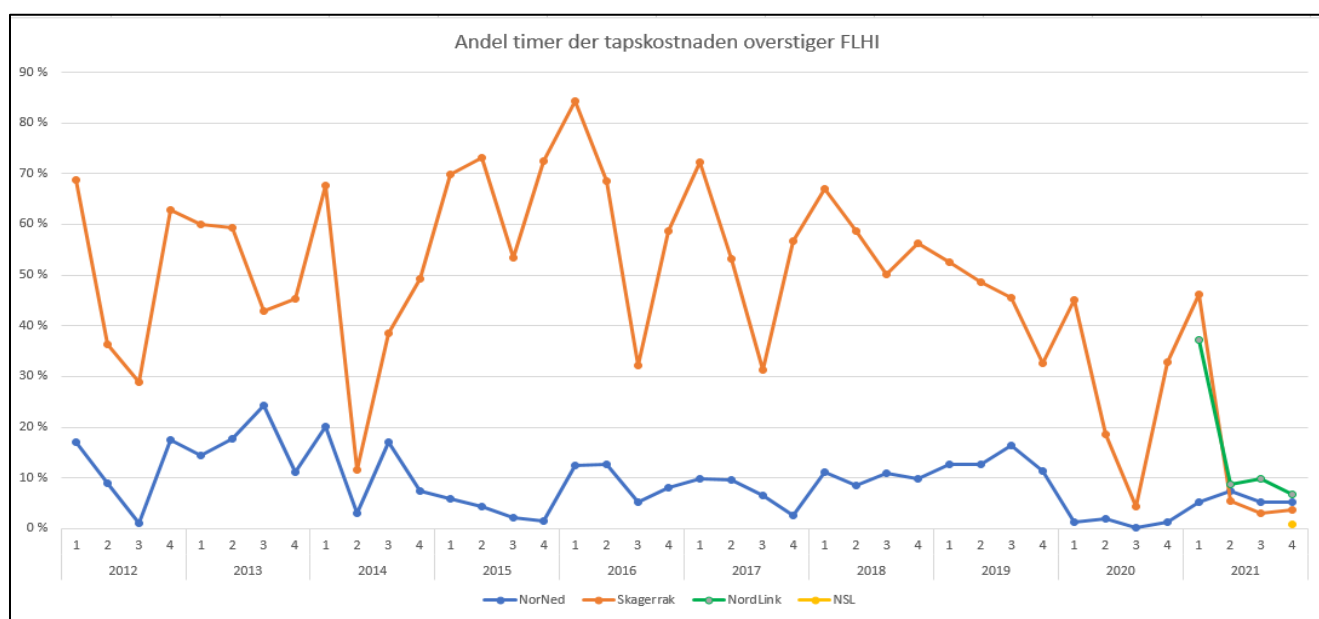
Tabell 19: Statnetts andel av månedlige flaskehalsinntekter (FLHI) i 2021 og tilhørende tapskostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR]

17.2.3 Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene

Figur 31 under viser andelen timer der tapskostnaden på kablene overgår flaskehalsinntekten. I november 2015 ble implisitt tapshåndtering innført på NorNed, og 19.februar 2021 ble implisitt tapshåndtering innført på Skagerrak. For NordLink og NSL har det vært implisitt tapshåndtering fra oppstart.

Skagerrak kablene har jevnt over hatt en betydelig større andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntektene, og årsaken til dette er mange timer med lik pris i NO2 og DK1. Etter innføringen av implisitt tapshåndtering på Skagerrak, så ser vi at denne andelen reduseres kraftig fra og med Q2-2021.

NordLink var delvis fortsatt i testdrift i Q1-2021, derfor er ikke andelen timer helt representativt i den perioden.



Figur 36: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Tabellen under viser gjennomsnittet for andel timer per år de 10 siste årene

	NorNed	Skagerrak	NordLink	NSL
2012	11 %	49 %		
2013	17 %	52 %		
2014	12 %	42 %		
2015	3 %	67 %		
2016	10 %	61 %		
2017	7 %	53 %		
2018	10 %	58 %		
2019	13 %	45 %		
2020	1 %	25 %		
2021	6 %	15 %	16 %	1 %

Tabell 20: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

18 Spesialregulering

18.1 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.

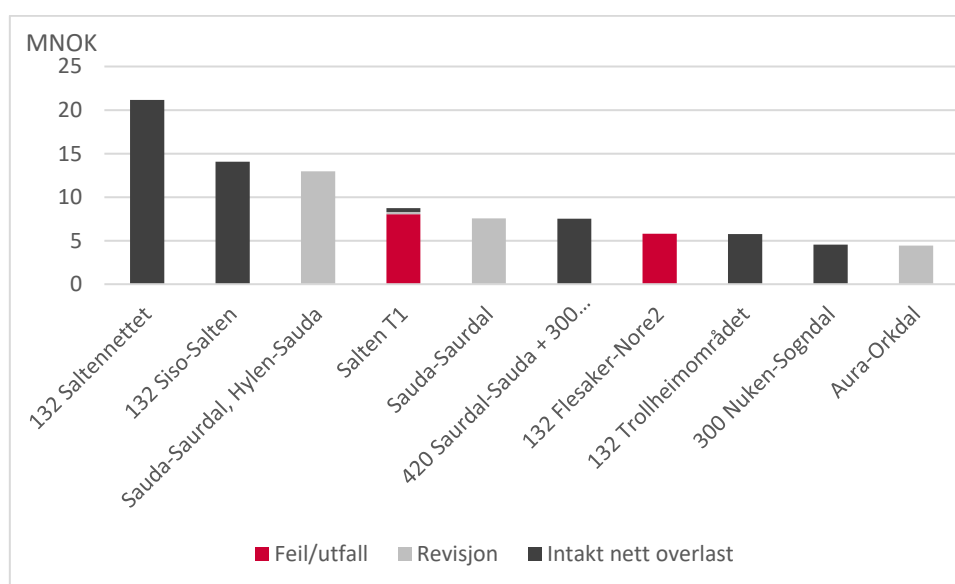
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Intakt nett, overlast	44	38	84	45	58	29	43	25	42	99
Intakt nett, spenning	2	1	4	2	0	3	1	1	1	0
Revisjoner	54	43	159	88	70	64	65	44	51	84
Feil/utfall	19	20	20	29	8	10	10	16	7	25
Annet	2	2	3	9	9	4	2	2	2	6
Totalt	121	104	270	173	145	110	121	88	103	214

Tabell 21: Spesialreguleringskostnader (MNOK) fordelt på hovedtypene

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Regulert opp	242	366	804	528	274	125	194	256	162	360
Regulert ned	791	475	1 159	1 000	1 138	762	677	372	1067	725
Totalt	1 033	841	1 963	1 528	1 412	887	871	628	1229	1085

Tabell 22: Mengde (GWh) spesialregulering

18.2 De viktigste/største spesialreguleringene



Figur 37: De 10 dyreste (i kr) spesialreguleringsårsakene

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene:

- 132 kV Saltennettet: Området mellom Siso og Sundsfjord har både mye produksjon, kraftkrevende industri (Elkem Salten verk) og alminnelig forsyning (bl.a. til Bodø og Fauske). Området har mange interne snitt/begrensninger som overvåkes av systemansvarlig, og området krever spesialregulering både i perioder med overskudd og underskudd. I tillegg benyttes ulike koblingsbilder og 'gaffelkoblinger'. Området krever mye fokus fra operatørene på Landssentralen.
- 132 kV Siso-Salten. Ledningen er skilt ut fra oppsamlingen av Saltennettet som er gjort i forrige punkt, da den også inkluderer produksjonen i Siso kraftverk. Ut over det, så er det tilsvarende problemstillinger som forrige punkt.
- 420 kV Sauda-Saurdal, Hylene-Sauda: Utkoblinger i flere perioder for ombygging og avslutning av prosjektet Vestre korridor.
- Salten T1: Havari 21. september av Salten transformator T1. Ny transformator satt i drift 9. desember. Området ble i perioden forsynt via Sundsfjord, og det ble benyttet produksjonstilpasning for å håndtere hovedbegrensningene i nettet. I tillegg var det behov for spesialregulering for å håndtere grensene i operativ drift. Ellers også noe spesialregulering for å håndtere kapasiteten på 'gamle T1' før havariet, og da av samme årsak som beskrevet i første kulepunkt.
- 420 kV Sauda-Saurdal: Utkoblinger i flere perioder for ombygging og avslutning av prosjektet Vestre korridor.
- 420 Saurdal-Sauda og 300 Kvanndal-Nesflaten: Reguleringer for å hindre at utfall av 420 kV Saurdal-Sauda vil gi overlast på gjenværende 300 kV linje Kvandal-Nesflaten. Også denne reguleringsposten henger sammen med avslutningen av Vestre korridor.
- 132 kV Flesaker-Nore2: Utfall 4. januar av 132 kV linjen Flesaker 1-Djupdal-Rollag-Mykstufoss-Nore2(line1) grunnet jordfeil, og fra før lå Flesaker-Nore2(linje2) ute for feil. Full forsyning gjenopprettet 8. januar.
- 132 kV Trollheimsområdet: Det er flere ulike snitt det reguleres for, og der ulike koblingsbilder flytter snittproblemene til nye linjer. Reguleringer av Smøla vindkraftverk og Trollheim kraftverk for å overholde snitt grunnet for lite nettkapasitet ut fra Trollheimområdet.
- 300 kV Nuken-Sogndal: Flaskehals ved intakt nett som oppstår i perioder med høy produksjon i Indre Sogn.
- Aura-Orkdal: Planlagt driftsstans.

18.3 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 det særlig utkoblingene knyttet til avslutningen av Vestre korridor og oppgraderingen av Sauda-Saurdal og Hylene-Sauda som bidrar med de største spesialreguleringskostnadene knyttet til oppgradering av nettet. Disse utkoblingene, i kombinasjon med andre planlagte driftsstanser, ga flere utfordringer og andre snittproblemer enn det som er angitt i oversikten over de 10 største spesialreguleringskostnadene ovenfor. Se også beskrivelse i kapittel om bruk og konsekvenser av fos § 12. fjerde ledd og om beskrivelse av årsaker til reduserte handelskapasiteter.

Det vil fortsatt være behov for mange driftsstanser i forbindelse med oppgradering av kraftnettet også de kommende årene.

19 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

19.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	238
§ 12 første ledd	Planer for å gjenopprette normal drift	0
§ 13 første ledd	Planer for tvangsmessig utkobling av forbruk	0
§ 14	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet	174
§ 17 annet ledd	Vedtak om godkjent planlagt driftsstans	4075
§ 17 tredje ledd	Avslag på søknad om planlagt driftsstans	132
§ 17 fjerde ledd	Vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt)	1520
	Vedtak om omprioritering (avlyst driftsstans)	552
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 19	Jordstrømkompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og reléplanlegging	0
§ 21 første ledd	Systemvern	39
§ 27	Betaling for systemtjenester	78
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	14
§ 27	Betaling for omprioritering av driftsstanser	2

Tabell 23: Antall ikke systemkritiske vedtak

19.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

Spesialregulering, kvartersflytting, driftsmessig overføringsgrenser og fastsettelse av koblingsbilder er også i dag eksempler på vedtak det er mulig å telle på flere forskjellige måter, og som foregår i en daglig/kontinuerlig håndtering av systemdriften, og de inngår derfor ikke tabellen under.

Fos §	Antall vedtak	Kommentar
§ 5 annet og tredje ledd	0	
§ 8	194 vedtak om produksjonstilpasninger	Tallet inkluderer både normale vedtak og systemkritiske vedtak. Tallet er knyttet til hver enkelt driftsstans, men det kan være flere vedtak pr. driftsstans.
§ 9 første punktum	1	
§ 11	0	
§ 12 annet til femte ledd	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 100	Anslag
	Antall fastsettelser av hvem som skal utøve frekvensregulering: ca. 2	Anslag
	Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse anmeldes i regulerkraftmarkedet: 14	
	Bruk av tilgjengelig effekt ved vanskelig driftssituasjon: 1	Ett skriftlig vedtak, samt et anslag på 30-100 muntlige vedtak.
§ 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	
§17 tredje og fjerde ledd	Vedtak om godkjent ikke planlagt driftsstans: 675	I forhold til tidligere år er metodikken for optelling av systemkritiske vedtak for §17 annet og tredje ledd noe justert. Tidligere tolket vi det slik at alle driftsstanser som ble meldt inn < 3 mnd før planlagt oppstart var systemkritisk, mens vi nå tydeligere skiller mellom hva som er planlagt og ikke-planlagt, noe konsesjonær selv opplyser om ved rapportering av driftsstans. Ny tolkning innebærer at det er registrert færre systemkritiske vedtak enn tidligere år.
	Avslag på søknad om ikke planlagt driftsstans: 28	
	Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 825	
	Omprioritering: (avlysning): 552	
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 1524	

Tabell 24: Systemkritiske vedtak.

20 Videreutvikling av systemdriften

20.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2021

aFRR

Vellykket oppstart av et nytt nasjonalt D-1 aFRR kapasitetsmarked, som et første trinn mot et felles nordisk D-1 kapasitetsmarked for aFRR.

Implementeringen av et felles nordisk aFRR-kapasitetsmarked er avhengig av kvaliteten på ny metode for kapasitetsfastsettelse i day-ahead-markedet, den såkalte "flowbased"-metoden, som er under implementering i Norden.

For å sikre god trinnvis innføring av et felles nordisk aFRR-kapasitetsmarked brukes nå ny felles nordisk IT-løsningen som verktøy i nasjonalt marked, som et første trinn slik at:

- Aktører er kommet over på ny teknisk løsning for å sende inn bud, som reduserer ledetiden for neste tinn som er felles nordisk marked.
- Den nye løsningen gir bedre markedsdesign (D-1, mindre budstørrelse), med nytteverdi både for aktører og Statnett
- Økt grad av harmonisering av nasjonale aFRR-markeder på tvers av nordiske land

Aktiveringen av aFRR skjer fortsatt etter en pro-rata metode som innebærer at alle kapasitetsbud med tilslag regulerer i parallell. Med en slik aktiveringsprosess er det i praksis umulig å sjekke behov for aktivering mot om det er ledig overføringskapasitet i nettet for de flytvariasjoner som oppstår. Som en konsekvens av dette tilstreber man i utgangspunktet å fordele aFRR-lokalisering på en gunstig måte i det nordiske kraftsystemet i forhold til kjente dominerende nettbegrensninger mellom NO1 og SE3, nemlig Hasle-snittet og snitt 2 i Sverige, samtidig som man måtte ta hensyn til tilgang på reguleringsressurser i et nordisk perspektiv. For Norge medførte dette at man startet med å bygge aFRR reguleringsevne i områdene NO1, NO2 og NO5 i Sør-Norge.

Ved idriftsettelse av nytt nasjonalt aFRR-kapasitetsmarked gjelder fortsatt begrensningen knyttet til lokasjon. Mulighet for å levere aFRR fra NO3 og NO4 i Nord-Norge vil måtte koordineres mellom de nordiske TSOene i takt med utvikling av det nordiske aFRR-kapasitetsmarkedet og etter hvert ved innføring av et aFRR-aktiveringsmarked.

iFleks – Priseksperimenter for å avdekke prisfølsomhet hos sluttbrukerne

I forskningsprosjektet iFleks (implisitt fleksibilitet) var hovedmålet å kvantifisere kortsiktig prisfølsomhet blant husholdninger og næringsbygg på variable priser for strøm og hvordan dette påvirker forbruket i topplastperioden i framtiden. Prosjektet er at det ble gjennomført priseksperimenter med ca. 4200 husholdninger og noen næringsbygg og offentlige kunder i de største byene i Norge. Vi testet ulike nivåer og mønster på prissignalene slik at resultatene kan brukes for alle mulige framtidige prissignaler, uansett om de kommer fra spotprisen, forskjellige typer effekttariffer eller andre prissignaler som kanskje blir innført i framtiden for å endre strømforbruksmønsteret.

Selve iFleks-eksperimentene er avsluttet og viser at husholdninger responderer på prissignaler selv uten automatisering og strømforbruket er i gjennomsnitt mellom 2 – 11 % lavere i timer med høye priser sammenlignet med kontrollgruppen. Omtrent 50 % av husholdningene responderte på prissignalene og brukte framfor alt elektrisk oppvarming som fleksibilitetskilde. [Sluttrapporten](#) ble publisert januar 2022.

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

I piloten eFleks (eksplisitt fleksibilitet) 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 i prisområde NO1, samt satte krav til at aktørene skulle benytte seg av elektronisk budbestilling.

Piloten ble gjennomført i 2019-2020. [Evalueringsrapport](#) ble publisert i februar 2021. 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.

Norflex – test av lokale fleksibilitetsmarkeder mot mFRR

Norflex er et ENOVA-støttet innovasjonsprosjekt hvor vi undersøker hvordan vi kan stimulere tilgang på økt bruk av fleksibilitet med et lokalt fleksibilitetsmarked. NorFlex består av samarbeidspartnere Agder Energi, som er prosjekteier, Glitre Energi, markeds plass NODES og Statnett. Prosjektet ble startet i 2019 og avsluttes 2022.

I prosjektet tester vi markedsbasert løsning hvor fleksibilitet handles først på markeds plass NODES av lokale nettselskap. Fleksibilitet som ikke har fått tilslag lokalt, aggregeres av NODES og tilbys til Statnett sitt mFRR marked. I prosjektet fungerer NODES som balanseansvarlig og kan aggregere fleksibilitet fra flere andre balanseansvarlige. Minste budkvantum er senket til 1 MW i piloten.

En viktig del av prosjektet er å se på hvordan aggregering, handel og aktivering av fleksibilitet kan gjøres så sømløst og automatisk som mulig. Spesielt viktig er dette inn mot Statnett, som foreløpig ikke er i stand til å håndtere mange små bud. Statnett bruker elektronisk bestilling når budene aktiveres, og NODES viderefremidler signalene videre til aggregatorene og slutt kunder. Nodes har utviklet elektronisk bestillingsløsning i 2021 og den er klar til bruk.

I 2021 har det pågått handel på lokale markeds plasser. Aggregering av bud til mFRR-markedet testes i prosjektets siste fase i 2022. Dette vil gi kunnskap om hvordan distribuert fleksibilitet kan gjøres tilgjengelig for både nettselskaper og Statnett.

Frequency Containment Process (FCP)

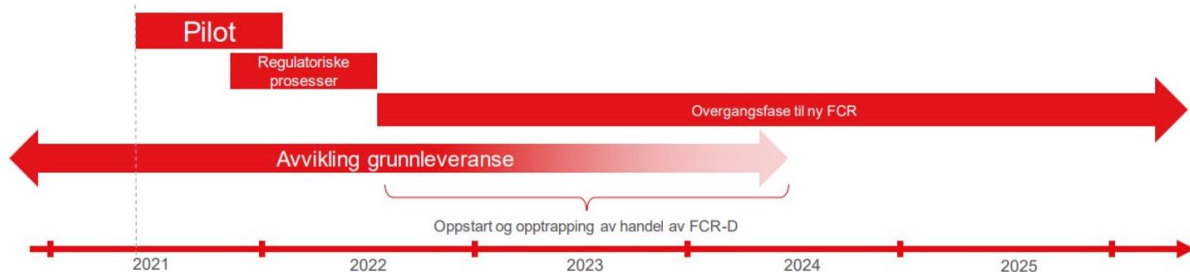
Primærreserver, eller Frequency Containment Reserves (FCR) er en automatisk reserve som har i oppgave å håndtere umiddelbare ubalanser i kraftsystemet. Gjeldende spesifikasjoner til FCR-leveranse er under revurdering for å forbedre frekvenskvalitet i normaldrift samt sikre tilstrekkelig rask/stabil respons ved hendelser. Markedsbasert FCR-N (primærreserver for normaldrift) og FCR-D opp- og nedregulering (primærreserver for driftsforstyrrelser) skal ligge til grunn for den nordiske frekvensstabiliteten i fremtiden, samtidig som dagens krav til grunnleveranse vil fases ut. FCP pilotprosjektet er et fellesnordisk prosjekt som arrangeres av systemoperatørene i Norge, Finland, Sverige og Danmark. Hensikten med piloten er å undersøke om skjerpede krav til dynamisk respons og stabilitet blir mulig å overholde i praksis på ulike typer anlegg.

I juni 2021 ble det inngått avtaler for FCR-testing på totalt 8 anlegg fordelt på 7 deltagere, men ett anlegg ble tidlig tatt ut av piloten grunnet tekniske problemer og pilotens tidsbegrensning. I den resulterende porteføljen deltok/deltar 6 forskjellige vannkraftprodusenter (4 francis, 2 pelton), samt én aktør innen laststyring av ladestasjoner for elbil.

De første testene ble gjennomført på senhøsten 2021. Det var opprinnelig ønsket at all testing kunne fullføres i 2021, men utsettelse hos flere av deltagere førte til at kun 3 anlegg gjennomførte komplett testprogram før årsskiftet. Årsaken til utsettelsene har vært omfattende og tett testprogram (samme underleverandør av turbinregulator for fem av deltagerne), i tillegg til høye kraftpriser i november/desember 2021 som har gjort det lite attraktivt å ta ut produksjonsanlegg fra markedet for gjennomføring av pilottesting.

Under piloten har Statnett hatt god dialog med deltagere og underleverandører underveis og slik fått verdifulle tilbakemeldinger på FCR-spesifikasjoner, gjennomføring av testprogram og evaluering av testresultater.

De resterende anleggene er planlagt å være testet ferdig innen utgangen av mars 2022. Deretter følger endelig fastsettelse av tekniske krav og regulatoriske prosesser.



Figur 38: Veikart for overgang til ny FCR spesifikasjon og avvikling av grunnleveranse

20.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Systemansvarligs oppdaterte tiltaksplan fra desember '21 gir en adekvat oppsummering av hva som er blitt gjennomført ilt 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), og skjer i stor grad i felleskap med SvK:

Generelt for flere elementer nevnt under, så har løsninger og verktøy blitt tatt i drift i det som kalles "shadow operation" eller skyggedrift, som en del av implementering av NBM. Målet med skyggedriften er å bruke løsningene i parallell med dagens balansering, for å kunne bygge erfaring med nye løsninger før de blir tatt i skarp drift i samband med oppstart automatisert mFRR prosess ("mFRR EAM").

Utvikle bedre prognoser for kortsiktig ubalanse, forbruk og vindkraft

En første versjon av ubalanseprognose er satt i drift og brukes i skyggedrift. Denne versjonen er basis for kontinuerlig videreutvikling/forbedring av løsning frem til, og forbi, oppstart av mFRR EAM. Arbeid med prognoser for forbruk og vindkraft er under re-planlegging.

Utvikle budfiltrering bud utvalgelse for flaskehalshåndtering

Flaskehalshåndtering er en sentral del av systemdriften i Norge, og står for en stor andel av aktiveringene i nettet. I tillegg må bud som ikke kan aktiveres uten å skape nettproblemer filtreres bort fra budvalget. For å kunne oppnå tilstrekkelig grad av automatisering i mFRR EAM må også disse prosessene automatiseres, og en prototype for dette er utviklet, testet og inngår i skyggedriften. Dette er krevende arbeid som stiller store krav til nye analysemetoder, samt til nettmodell og øvrig datakvalitet. Arbeid med en "produksjonsversjon" har påbegynt. Planen er at en løsning for budfiltrering og systemaktivering skal være operativ sammen med øvrige elementer som er knyttet til automatisering av mFRR-prosessen.

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

Den nordiske optimaliseringsfunksjonen, som velger hvilke bud som skal aktiveres i et mFRR-aktiveringsmarked, inngår nå i skyggedriften.

Systemet velger den mest kostadseffektive kombinasjonen av bud gitt TSOenes behov og Systemet skal tas i bruk i samband med oppstart av mFRR EAM 2023⁴, og være i drift frem til tilknytting til europeisk plattform for balansering (MARI, 2023/2024).

⁴ Pågående re-planlegging der nytt, mer presist data for golive skall defineres.

Videreføring av elektronisk bestilling av mFRR (regulerkraft) og produksjonsflytting

Elektronisk bestilling av mFRR bidrar til en mer robust og sikker kommunikasjon mellom systemoperatør og balanseansvarlige aktører. Kommunikasjonsløsningen for nye mFRR-markedet bygger videre på den eksisterende løsningen for elektronisk bestilling. Produksjonsflytting vil bli erstattet av en budatributt i mFRR kalt "period shift" som tillater at budet kan forskyves i tid.

De aller fleste produsentene er nå over på elektronisk bestilling, det gjenstår kun noen få som er i siste fase av testløpet. Flere forbruksaktører har også tatt i bruk løsningen, gjerne ved bruk av en tjenesteyter. Industrien har fått utsatt frist til våren 22. Etter dette vil de ikke få delta i RKOM uten å ha elektronisk bestilling. Vindkraften har også fått utsettelse da dagens løsning ikke er tilpasset måten de reguleres på i dag.

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.

Alle de nordiske TSOene og aktørene i mFRR-markedet er i gang med å utvikle løsninger i henhold til for mFRR EAM. Dette er krevende arbeid og de nordiske TSOene har varslet at oppstarten av mFRR EAM blir forsinket.

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

Kraftsystemfunksjonalitet (KSF) (systemansvarsforskriften § 14)

Lansering av digitalt søknadsskjema for fos § 14-søknader for å effektivisere søknadsprosessen. I tillegg utvikles løsninger for mer effektiv intern saksbehandling.

Selskap- og brukeradministrasjon i Fosweb

Lansering og tilrettelegging av selskap- og brukeradmin på ny applikasjon (KSF) i Fosweb

- Utvidelser og logging av endringer på bruker- og selskapsnivå
- Kontroll og varslings på inaktive brukere i Fosweb

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

- Integrasjon med KSF applikasjon i Fosweb
 - Samspill og dataintegrasjon mellom fos § 14- søknader og rapportering av kraftsystemdata i KSD
- Tilstandsdata på transformator
 - Løft av datakvalitet på oljeprøverapporter
- Forbedring av grensesnitt/funksjonalitet i KSD
- Autofos
 - Onboarding/støtte til deltagende selskaper
 - Ferdig med CIM-mapping av produksjonsanlegg med unntak av PV-anlegg

FASIT-data og spenningskvalitetsinformasjon (systemansvarsforskriften §22 og §22b, leveringskvalitetsforskriften)

PQ Portal er opprettet, dvs. en portal for presentasjon og søk etter leveringskvalitetsinformasjon.

Datagrunnlaget oppdateres og tilgjengeliggjøres kontinuerlig, og er basert på data i fra konsesjonærene. Løsningen utvikles videre og funksjonalitet blir tilgjengelig for brukerne fortløpende.

Eksempler på hva du finner i PQ Portal:

- Feilstatistikk 2009 – pr. i dag
- Statistikk over overholdelse av rapporteringsfrister iht. fos §22 og fol
- Visning av spenningskvalitetsparametere (overharmoniske, flimmer m.m.) fra instrumenter som er delt med systemansvarlig

21 Internasjonal koordinering

21.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret Internasjonal koordinering

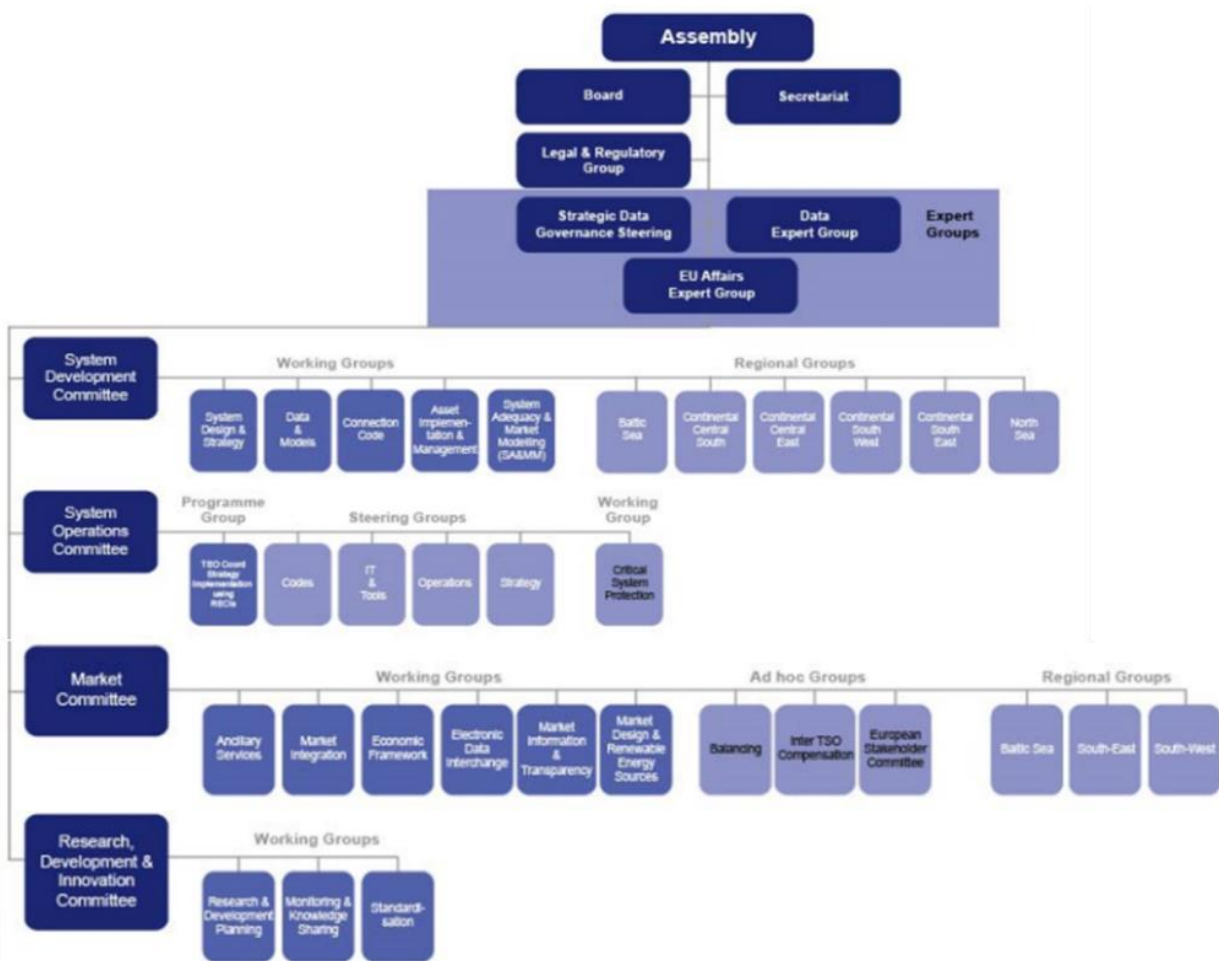
Et effektivt kraftmarked er sentralt for utøvelsen av systemansvaret. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål. En effektiv utøvelse av systemansvaret er derfor tett knyttet til utviklingen i Norden og Europa.

Det europeiske energisystemet inne i en omfattende omstilling. 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 utviklingen til havs være et viktig område fremover. Spesielt vil EUs offshorestrategi og eventuelt påfølgende regelverk være av betydning for utviklingen av havvind. Strategien legger bl.a. til rette for at nettutviklingen til havs 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 forsynings sikkerheten og øke utnyttelsen av kraftsystemet må de systemansvarlige nettselskapene øke samhandlingen og stadig utvikle og ta i bruk nye verktøy. Statnett har derfor som medlem i European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) vært med å utforme TSO- posisjoner for hvordan systemdriften til havs må sees i sammenheng med systemdriften på land.

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. Dette gjelder utvikling og implementering av eksisterende regelverk, men også i forhold til utviklingen til havs som beskrevet ovenfor. ENTSO-E er Statnetts viktigste europeiske arena for å ivareta nordiske og norske interesser. Statnett var i 2021 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.



Figur 39: Organisering av ENTSO-E

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 bindende 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, finerer tidsoppløsning 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 nasjonale og europeiske myndigheter.

Regionalt driftssamarbeid

Kraftmarkedet slik vi kjenner det i Norge i dag har utviklet seg fra et norsk, norsk-svensk og nordisk samarbeid til et europeisk marked. I takt med utviklingen på markedssiden har også samarbeidet og koordineringen mellom TSOene utviklet seg. Gjennom nasjonale nettmodeller og driftserfaring har de nordiske TSOene tildelt overføringskapasitet.

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon, økt forbruk, produkter med kortere tidshorison og flere mellomlandsforbindelser setter ytterligere krav til koordinering i Norge, Norden og Europa.

Tradisjonelt har driftsplanleggingen hos TSOene videre hatt et mer langsiktig fokus og mange beslutninger tas i operativ drift. Etter hvert som endringene i produksjon og forbruk rett før driftstimen blir større, trenger TSOene stadig bedre prognoser for å gjennomføre balanseringen og flaskehalshåndteringen på en effektiv måte. Behovet for en styrket driftsplanlegging også med kortsiktig tidshorison har økt, og vil øke enda mer fremover i takt med fornybar utbygningen både på land og til havs.

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 videre å styrke det regionale driftssamarbeidet skal det opprettes regionale selskap, de såkalte Regional Coordination Centres (RCC). RCC som er en videreføring av RSC. RCCen blir tillagt flere oppgaver. 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 flybasert markedskobling (Norcap) og for den automatiske balanseringen gjennom den nordiske balanseringsmodellen (NBM).

Samarbeidet og koordineringen gjelder i første rekke utarbeidelsen av informasjonsunderlaget for driftsplanleggingen og analyser i for- og etterkant av operativ drift. De endelige beslutningene i operativ drift, inkludert kapasitetsfastsettelsen, vil foretas av de nasjonale TSOene. Et regionalt og europeisk samarbeid i driftsplanleggingen vil imidlertid være viktig for en sikker og mer effektiv drift av det norske og nordiske kraftsystemet.

21.2 Status for nordiske investeringsplaner

21.2.1 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

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. Nedenfor gis en status for ulike nordiske prosjekt:

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) ble idriftsatt juli 2021. Forbindelsen var tidligere planlagt med en gren mot Norge, men denne ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige internordiske mellomlandsforbindelser

- **Aurora Line** (3.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. I tillegg har langtidsplanlegging av en 4.AC (Aurora line 2) også startet.
- **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), men vurderes foreløpig som mindre aktuell.
- **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). En ser på et konsept med dobling av dagnes kapasitet (700 MW à 1400 MW) med estimert idriftssettelse år 2032.
- **Nordisk Nettutviklingsplan 2019:** Gjennom planen utredet de nordiske TSOer 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.

21.2.2 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

I 2021 passerte utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkrone systemet 10.000 MW. Status for nye forbindelser ut av Norden er:

Realiserte forbindelser 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 desember 2020.
- **Kriegers Flak:** En 400 MW-AC-forbindelse fra Danmark via vindparkene Kriegers Flak, Baltic 1 og Baltic 2 ble idriftsatt desember 2020. Maksimal produksjonskapasitet 600 MW på Kriegers Flak og 336 MW på Baltic 1 og 2.
- **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 ble forbindelsen spenningsoppgradert (220 à 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.
- **North Sea Link:** 1400 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 ble idriftsatt i 2021.

Under bygging:

- **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 2027.
- **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 (Elia) har inngått intensjonsavtale om hybrid forbindelse Danmark-Belgia via energiøy. Tilsvarende er intensjonsavtale mellom Danmark og Tyskland undertegnet for energiøyen utenfor Bornholm. Energiøyene planlegges etablert innen 2032.
- **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).

21.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC, og etableringen av den nordiske RCCen

Nordisk koordinering og samarbeid med RSC-kontoret blir en sentral del av systemdriften for Statnett i tiden som kommer. Den nordiske RSCen skal kunne benytte hver av de nordiske TSOers IGM (Individual Grid Model), slå disse sammen til nordiske CGMer og basere nordisk driftskoordinering for forskjellige tidshorisonter på denne. All datautveksling skal etter hvert foregå på CIM/CGM-relaterte formater for å muliggjøre effektiv dataflyt og integrasjoner. CGMer fra de ulike RSC-regionene skal slås sammen til en felles europeisk CGM og gi grunnlag felleseuropeiske analyser. All informasjon skal deles på OPDE-plattformen. TSOene får tilgang til både den europeisk sammenslåtte modellen og CGMen fra sin respektive region, og kan benytte disse i egne analyser.

Det forpliktende nordiske og europeiske arbeidet med å videreutvikle RSCens tjenester, har fortsatt i 2021. Det har vært høy aktivitet rundt tjenesteutvikling og innføring av nye arbeidsprosesser. Flere grenseflater mot andre prosjekter i Statnett, som eksempelvis NBM, medfører strengere krav til intern forankring og gjennomgang av hvordan vi jobber i de ulike tidshorisontene. Økt kompleksitet i driften av kraftsystemet og koordineringen mot RSC-kontoret, medfører strenge krav til interne systemer, sporbarhet og gode brukergrensesnitt på Statnett-interne og nordiske applikasjoner.

Tre Statnettansatte har vært i 100%-stillinger ved RSC-kontoret i første halvår 2021, både som operatører og som utviklere for den nordiske tjenesten de er involvert i. I andre halvår var to Statnettansatte ved kontoret i København.

21.3.1 Common Grid Model (CGM)

Statnett forplikter seg til følgende forsendelser RSC-kontoret:

- D-2 IGM skal sendes daglig fra Statnett til Nordisk RSC kl. 19:00 til videre bruk for flytbasert kapasitetskalkulering (CCC)
- D-1 IGM skal sendes daglig fra Statnett til Nordisk RSC kl. 18:00 til videre bruk for nordiske sikkerhetsanalyser (CSA)

I løpet av 2021 har D-2 og D-1 IGM blitt sendt daglig til RSC via automatiske forsendelser til gjeldende tidsfrister. Vi har iverksatt oppfølging av forsendelsen på dagtid, og kommer i 2022 til å utvide dette til å gjelde oppfølging av forsendelsen samme kveld. Utvikling og leveranser av Year Ahead (Y-1), Intraday (ID) og Observed State (OS) er planlagt i løpet av 2022.

Den internutviklede applikasjonen Cactus produserer modellene og deretter gjør en validering og kvalitetsvurdering før automatisk leveranse til RSC. Prosjektet har jobbet mye med å utvikle brukergrensesnittet som gjøre det mulig for operatører raskt å kunne vurdere kvaliteten på modellene. Cactus er tiltenkt å støtte alle RSC-relevante dataforsendelser, og informere operatørene om status på samtlige dataleveranser mot RSC. Høsten 2021 ble det gjort mye for å forbedre D-2 og D-1 grunnmodellene, for å sikre tilfredsstillende kvalitet før ekstern parallellkjøring for flytbasert markedskapasiteter i november 2021.

21.3.2 Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)

NorCap-prosjektet (den nordiske implementeringen av flytbasert markedskalkulering) hadde som mål å starte ekstern parallellkjøring med publisering av resultatene til alle berørte aktører i 2021. Det nordiske prosjektet for metodeutvikling og kvalitetsansvar for flytbasert (CCM) avgjorde imidlertid i november 2021 å utsette ekstern parallellkjøring til Q1 2022. De flytbaserte domeneene har siden november 2021 daglig blitt validert kl 08.00 av Landssentralen. Som forberedelse til ekstern parallellkjøring har vi deltatt i intern parallellkjøring fra august 2021. RSC har vært ansvarlig for overføring av NTC kapasiteter til NordPool siden 28. august 2018. Kapasitetene koordineres og sendes via Nordic Outage Information System (NOIS).

21.3.3 Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)

Om det skjer et utfall i nettet som har påvirkning på nabolands flyt skal dette på forhånd identifiseres og studeres. Den nordiske sikkerhetskoordineringen skal utføres på D-1 nettmodell, og avbøtende tiltak skal koordineres der markedet ikke løser fastsatte kapasitetsgrenser.. I 2021 har resultatene blitt daglig kalkulert og presentert i NGSO (Nordic Grid Situation Overview), en RSC-utviklet plattform for resultatvisning av sikkerhetsanalysen. Prosessen presenterer driftsoverskridelser, men medfører ingen koordinering av tiltak (Remedial actions) på dette stadiet.

Statnett har i løpet av 2021 deltatt med semi-automatisk forsendelse av tilleggsdata til tjenesten ettersom det gjenstår utvikling for automatisk innsending av alle tilleggsdata til RSC. Det nylig ferdigstilte europeiske arbeidet med et godkjent standardisert CSA Exchange format muliggjør effektiv utvikling av automatiserte løsninger. Mye utviklingsaktivitet vil pågå på dette området første halvår 2022, deriblant informasjonsutveksling om systemvern inn til D-1 – analysene.

21.3.4 Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)

Ukentlige nordisk koordineringsmøte om utkoblinger som har påvirkning elspotkapasiteten, har blitt videreført hele 2021. RSC legger til rette for gjennomgang av planene som er registrert i det eksisterende planverktøyet NOIS. Det ukentlige OPC-møtet har funnet sted hver uke siden juli 2018. Den nordiske koordineringen av årsplan inngår også i OPC-tjenesten.

Nordisk årlig koordinering av driftsstanser skal i løpet av 2022 foregå med Y-1 CGM som basis. Det har vært aktiviteter i 2021 knyttet til forberedelsene av dette. Dette betyr i praksis at NOIS ikke lenger skal benyttes som hovedverktøy for Y-1 OPC etter 2022.

21.3.5 Nordisk og europeisk overvåkning av effektbalanse (STA)

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 de kommende 7 dager. Ved avdekket fare for effektbrist skal RSC være koordinator mellom de nordiske TSOene for å avtale tiltak som kan bedre situasjonen. Videreutvikling av tjenesten har ikke vært prioritert fra Statnett eller fra RSC i 2021.

21.3.6 Informasjonssikkerhet

I løpet av 2021 har Statnett arbeidet mot å få oppfylt kravene til MVS Security Plan, for å kunne utveksle data over ENTSO-E sin datautvekslingsplattform, OPDE. I desember 2021 ble det europeiske CGM-programmet godkjent for operativ drift. Statnett ble definert "compliant" og fikk dermed tilgang til OPDE nettverket. Firmaet BDO sto bak tredjepartsrevisjon type 1 (2019/2020) og type 2 (2021), og konkluderte med at det fortsatt var en høy risiko for deling av konfidensielle data (K3) data over OPDE. Det er anbefalt at Statnett utsetter deling av data inntil de identifiserte risikoene er redusert og under kontroll.

21.3.7 Etablering av RCC

Opprettelsen av RCC er et eget prosjekt med en nordisk styringsgruppe. Selskapet Nordisk RCC er opprettet og styresammensetningen med en person fra hver TSO er besluttet. Arbeidet med å ansette CEO er i gang. Det arbeides med ulike avtaler knyttet til opprettelse av selskapet, ansettelse av personell og avtaler med tjenesteleverandører. Alt tyder på at selskapet vil være i operativ drift som planlagt fra 1 juli 2022.

21.4 Status for arbeidet med NBM

Arbeide i NBM har gått fremover i 2021 og flere viktige felles nordiske samt nasjonale milepæler har blitt passert:

- Vellykket implementering av "Single Price" i Norden
Innebærer overgang til ny modell for prising av ubalanser (enpris).
- Oppstart av nasjonalt kapasitetsmarked (D-1) for aFRR basert på en ny felles nordisk plattform.
- Oppstart av skyggedrift for automatisert aktiveringsmarked for mFRR.
Se forklaring i tidligere avsnitt.
- Slutført forstudie for hva som kreves for tilknytning til PICASSO, europeisk plattform for aFRR.

I løpet av 2021 har vi nådd økt forståelse for hva som skal til for å lykkes med overgang til automatisert balansering (mFRR EAM). Dette gjelder alt fra

- omfang av IT-utvikling hos Statnett
- behovet for gode fallback løsninger og rutiner for å håndtere hendelser
- tiden som vil trenge for opplæring/trening, i Statnett samt på tvers i Norden
- tiden for eksterne aktører og leverandører av balansetjenester til å bli klare med sine tilpasninger.

Basert på dette har vi sett at det vil kreves mer tid for vi er klare til å starte automatisert balansering. Det vil arbeides videre med å definere en ny tidsplan mFRR EAM, og som resultat av dette revidere tidsplanen for øvrige milepæler i og utenfor programmet.

21.5 Status for arbeidet med flytbasert markedskobling

Det nordiske samarbeidet for å introdusere flytbasert markedskobling ble påbegynt i 2012. I 2015 ble den europeiske forordningen for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) introdusert, og Norden fikk dermed også et pålegg om å introdusere flytbasert. Den nordiske metoden for flytbasert markedskobling ble formelt godkjent av de nordiske regulatorene i 2020, og utviklingen av flytbasert er nå inne i en periode med intern parallellkjøring. I denne perioden testes løsningen med reelle markedsbud, og TSOene foretar nødvendige justeringer av input-data til kapasitetsberegningen. I henhold til planen vil TSOene starte ekstern parallellkjøring i løpet av mars 2022. Dette er en periode der alle data om kapasitet og markedsresultater publiseres fortløpende slik at markedsaktørene skal få anledning til å gjøre seg kjent med den nye løsningen. Det planlegges for å sette flytbasert markedskobling i drift i mars 2023.