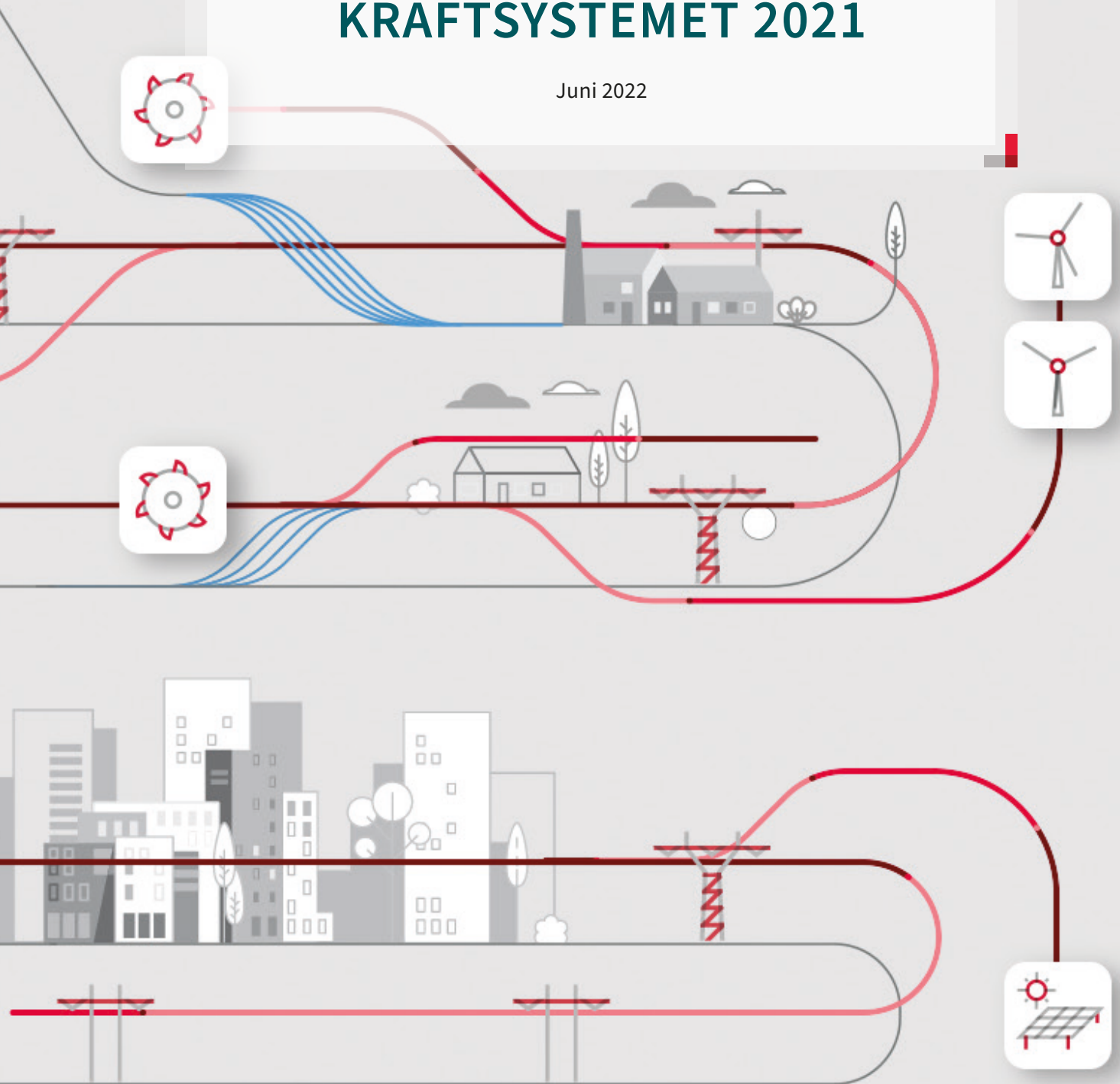




DRIFTEN AV KRAFTSYSTEMET 2021

Juni 2022



RME Rapport nr. 3/2022

Driften av kraftsystemet 2021

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Redaktør: Thomas Kallevik
Forfatter: Ingvild Grøtterud Birkeland, Thomas Kallevik, Hege Sveaas Fadum, Hege Bruvik Kvandal og Maren Refsnes Brubæk
Forsidefoto: Bilde hentet fra film om “Verdens største maskin”, produsert av Racecar AS

ISBN: 978-82-410-2228-9

ISSN: 2535-8251

Saksnummer: 202114077

Sammendrag: Rapporten om Driften av kraftsystemet 2021 er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2022 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Olje- og energidepartementet (OED). Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2021

Emneord: Kraftsystem, systemansvar, forsyningsikkerhet, leveringskvalitet, driftsforstyrrelser, frekvenskvalitet, reserver, handelskapasiteter, flaskehalsinntekter, kraftpriser, tilsyn, nordisk og europeisk koordinering.

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

juni, 2022

Forord


Rapporten om Driften av kraftsystemet 2021 er en leveranse som følge av «*Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2022 - Reguleringsmyndigheten for energi*» fra Olje- og energidepartementet (OED) [1].

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2021. Rapporten tar for seg temaer som har betydning for forsynings sikkerheten i kraftsystemet, blant annet driftssikkerhet, leveringspålitelighet, driftsforstyrrelser og frekvens- og spenningskvalitet. I tillegg gir rapporten en oversikt over systemansvarlig sin anskaffelse og bruk av systemtjenester, og handelskapasiteter, kraftpriser og flaksehalsinntekter presentert.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF (Statnett) gjennom «*Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2021*» [2], rapporter utarbeidet av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) og oppfølgingsmøter med Statnett som systemansvarlig avholdt i løpet av året.

Selv om behov for og pågående regelverksutvikling og oppfølging i mindre grad blir beskrevet, er mottatt informasjon og rapporten i seg selv et viktig bidrag til det videre arbeid med oppfølging av regelverket og driften av kraftsystemet.

Oslo, juni 2022



Kjetil Lund
Vassdrags- og energidirektør



Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2021» er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2022 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Olje- og energidepartementet (OED) [1]. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på rapportering fra Statnett som systemansvarlig [2] og arbeid utført av RME og NVE i 2022. Rapporten er utarbeidet av RME med innspill fra NVE

Driftssikkerhet og tiltak i drift

Mindre tilsig enn normalt gjennom 2021 og relativt høy vannkraftproduksjon bidro til at fyllingsgraden lå under medianen siste halvdel av året, og i perioder nær historisk minimum. Ved utgangen av året var fyllingsgraden under medianen og langt lavere enn ved inngangen av 2021. Kraftforbruket i Norge endte på 139,5 TWh i 2021. Dette er en økning på 4,8 prosent fra 2020, og det høyeste forbruket som noen gang er registrert. I januar og februar ble det satt forbruksrekorder for både time, døgn og måned på grunn av kaldt vær i Norge. Kraftproduksjonen endte på 157,1 TWh i 2021, en økning på 1,9 prosent fra 2020. Norge hadde en nettoeksport på 17,6 TWh, som er 2,9 TWh lavere enn 2020, men 5,2 TWh høyere enn gjennomsnittet de siste fem årene. Gjennomsnittlig kraftpris for Norge ble 61,1 øre/kWh i 2021. Aldri før har gjennomsnittlig kraftpris for ett år vært på dette nivået.

Likestrømsforbindelsen mellom Norge og Storbritannia, North Sea Link, ble satt i drift i 2021. Den samlede kapasiteten på likestrømforbindelsene var 5 199 MW ved utgangen av 2021. Systemansvarlig har rapportert at det ble gjennomført noe færre driftsstanser i 2021 sammenliknet med 2020.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i 2021 var på 99,987 prosent. Hver sluttbruker opplevde i gjennomsnitt 0,27 varslede og 1,38 ikke-varslede avbrudd. For alle spenningsnivå var omgivelser, for eksempel vegetasjon, trefall, snø/is, vind, hovedårsaken til driftsforstyrrelsene.

I 2021 oppsto det 30 uønskede hendelser i kraftsystemet. De tre vanligste årsakene for denne typen hendelser var utfordrende vær, teknisk svikt og informasjonssikkerhet.

Frekvens- og spenningskvalitet

I 2021 ble det registrert 10 618 minutter med frekvensavvik. Dette er like over måltallet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter. Frekvenskvaliteten har over de siste årene blitt bedre, samtidig som det er installert mer utvekslingskapasitet. Systemansvarlig trekker frem økt anskaffelsen av aFRR (sekundærreserver) de siste årene som et av de viktigste tiltakene for å redusere frekvensavvikene.

Frekvenskvaliteten og stabiliteten i kraftsystemet er avhengig av roterende masse (inertia) i synkron maskiner, for eksempel vannturbiner og kjernekraft, som er tilkoblet kraftnettet. Roterende masse, er en iboende egenskap i kraftsystemet som bremser hurtige endringer i frekvensen. Utfasing av kjernekraft og innfasing av ny fornybar kraft gjør at mengden roterende masse i kraftsystemet avtar. Det var tidvis lav roterende masse i det nordiske

kraftsystemet i 2021. Det var også lav roterende masse langt ut på høsten, som tradisjonelt er en periode hvor det er nok roterende masse i systemet. De nordiske TSOene følger utviklingen tett og har blant annet tatt i bruk en ny type reserve, Fast Frequency Reserves (FFR), for å redusere konsekvensen ved en eventuell driftsforstyrrelse i perioder med lav roterende masse.

Systemtjenester og effektreserver

Systemtjenester er ytelser som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende leveringskvalitet og forsyningsikkerhet i kraftsystemet. Systemtjenester anskaffes både gjennom markedsløsninger og ved krav til det enkelte anlegg. Systemansvarligs kostnader for kjøp av systemtjenester var på 1 300 MNOK i 2021. Dette er en betydelig økning sammenliknet med tidligere år. De totale kostnadene knyttet til reserveinnkjøp endte på 959 MNOK, hvorav tertiærreserver på 439 MNOK var den største enkeltkostnaden.

Spesialregulering er en systemtjeneste som benyttes for å håndtere driftsutfordringer i kraftsystemet. Dette betyr at systemansvarlig benytter bud utenfor prisrekkefølge. I 2021 ble det spesialregulert for totalt 214 MNOK, der planlagte utkoblinger og intakt nett med overlast stod for nesten hele kostnaden. Kostnadene knyttet til spesialreguleringer har mer enn doblet seg sammenliknet med 2020, og ligger over gjennomsnittet for de siste ti årene. Volumet systemansvarlig spesialregulerte ble redusert fra 1 229 GWh i 2020 til 1 085 GWh i 2021. Behovet for spesialregulering avhenger av flere faktorer, blant annet hydrologiske forhold, prisnivå, revisjoner og feil i kraftsystemet. Systemansvarlig oppgir at det fortsatt til være behov for mye spesialregulering fremover i forbindelse med utbyggingsprosjekter.

Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

2021 var preget av store og langvarige flaskehals mellom nord og sør i Norge og Norden. Dette skyldes i all hovedsak kapasitetsbegrensninger mellom budområdene SE2 og SE3 i Sverige. Dette førte til svært store prisforskjeller internt i Norge og Norden. I tillegg var det redusert importkapasitet inn til Norge, noe som også bidro til å øke prisene i Norge. I Nord-Norge og nordlige deler av Norden var magasinutfyllingen på medianen, men overføringskapasiteten mellom nord og sør har vært lavere enn normalt. I Sør-Norge var magasinutfyllingen lav og tidvis ned mot minimum store deler av høsten. Kombinert med stigende brenselpriser i resten av Europa bidro dette til rekordhøye priser.

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet var 72 prosent for eksport og 61 prosent for import i 2021. Dette er en økning på fem prosentpoeng for eksport og nedgang på åtte prosentpoeng for import fra 2020. Økning i eksportkapasitet skyldes i all hovedsak høyere tilbudt eksportkapasitet på handelskorridorene NO1-SE3, NO2-DK1 og NO2-DE. Nedgangen i importkapasitet skyldes i all hovedsak reduksjon på handelskorridorene NO1-SE3 og NO2-NL. Norske flaskehalsinntekter i 2021 var på 5 658 MNOK. Dette er mer enn en dobling av rekorden fra 2020 hvor inntekten endte på 2 408 MNOK.

Nordisk og europeisk koordinering

I 2021 jobbet de nordiske TSOene videre med å utvikle og gjennomføre oppgaver knyttet til den nordiske koordineringsenheten (RSC). Dette er viktig arbeid for å sikre en effektiv og sikker drift av kraftsystemet.

Statnett som TSO deltar i ulike nordiske og europeiske arbeidsgrupper hvor de sammen med andre TSOer utarbeider forslag til tekniske vilkår og metoder. RME deltar i diskusjoner og koordineringen av innhold i vilkår og metoder sammen med andre reguleringsmyndigheter. RME fatter bindende vedtak om vilkår og metoder overfor Statnett.

RMEs vurderinger og oppfølging

Systemansvarlig skal i vurderingen av ulike virkemidler gjøre en avveining mellom hensynet til å tilrettelegge for et effektivt kraftmarked og hensynet til driftssikkerheten i kraftsystemet. Videre er det viktig at Statnett ser de ulike virkemidlene i sammenheng, og vurderer de ulike tiltakenes treffsikkerhet. Statnetts praksis og vurderinger må være transparente og tydelige.

Statnett har en plikt til å beskrive hvordan systemsvaret praktiseres gjennom retningslinjer. RME mener disse retningslinjene har bidratt til å øke transparensen og gjøre det tydeligere hvordan Statnett forvalter rollen som systemansvarlig. RME jobber sammen med Statnett om hvordan vi kan ivareta denne transparensen og tydeligheten ved den fortløpende innlemmelsen av metoder etter kommisjonsforordningene, se kapittel 9.

Driftssikkerhet og tiltak i drift

Historiske har energisikkerheten i Norge vært god. Det vil være et overskudd av kraft i år med normale temperaturer og nedbørsmengder. Men tilgangen på energi vil variere i takt med nedbørsmengde fra år til år. Forbruket av kraft er også i stor grad forbundet med temperaturen det aktuelle året. Norges energiforsyning er derfor sårbar for en kombinasjon av tørre og kalde år gjennom dårlig energitilgang og høyt kraftforbruk.

NVE skal ha god oversikt over kraftsituasjonen i ulike regioner, og være forberedt på mulige knapphetssituasjoner og andre anstrengte kraftsituasjoner. Som en del av dette ansvaret gjennomføres det ukentlig overvåkning av den kortsiktige kraftsituasjonen. NVE gjennomfører også normalt hver høst en prognose for kraftforsyningen gjennom neste vinter for å estimere faren for rasjonering. I tillegg til disse faste oppgavene vurderer NVE kontinuerlig behovet for ytterligere analyser basert på kraftsituasjonen. På denne måten blir NVE klar over eventuell energiknapphet på et tidlig tidspunkt. NVE gjennomfører også normalt årlig langsiktige analyser for å få oversikt over utviklingen i kraftsystemet i Norge, Norden og Nord-Europa. Dette fanger opp trender i kraftsystemet som kan påvirke kraftproduksjonen og kraftforbruket.

Ulike tiltak i drift er viktig for å opprettholde driftssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Det er viktig at systemansvarlig bruker disse virkemidlene på en effektiv måte, og ser de i sammenheng og vurderer de opp mot andre tiltak de har mulighet for å benytte i drift. RME ønsker å understreke at det er viktig at systemansvarlig kontinuerlig holder oversikt over de vedtakene de fortløpende fatter i driften, både skriftlige og muntlige.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i Norge er generelt god. Samtidig viser utviklingen de siste årene at leveringspåliteligheten i stor grad påvirkes av ekstremvær. Det kan være lokale forskjeller der noen vil oppleve å være berørt av flere avbrudd enn gjennomsnittet. RME kan likevel ikke se en klar trend i utviklingen av årsak til driftsforstyrrelser. Det er viktig at den enkelte konsesjonær er oppdatert og bevisst på årsakene innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensen av driftsforstyrrelser som oppstår.

Det er viktig med fortsatt arbeid for å øke kvaliteten i rapporteringen av driftsforstyrrelses- og avbruddsdataene, som blir innrapportert fra nettselskapene til systemansvarlig og RME. Dataene benyttes både til den økonomiske reguleringen av nettselskapene, for å se

utviklingen i den nasjonale leveringspåliteligheten og for å analysere utviklingen i årsaker til driftsforstyrrelser nasjonalt.

Frekvens- og spenningskvalitet

I 2021 ble det registrert 10 618 minutter med frekvensavvik. Dette er like over det selvpålagte målet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter. RME mener det er positivt at antall minutter utenfor normal frekvensbåndet er stabilt, og mener at det er viktig å fortsette å ha oppmerksomhet rettet mot tiltak for å opprettholde en god frekvenskvalitet.

Mengden roterende masse i det nordiske kraftsystemet er tidvis veldig lavt. Over de siste årene har mengden sunket jevnt, og det er forventet at den vil fortsette å synke fremover med mer vind- og solkraft, og mindre kjernekraft. RME mener det er viktig at systemansvarlig følger denne utviklingen nøye og er tidlig ute med tiltak i drift, som for eksempel FFR.

Systemtjenester og effektreserver

I 2021 var det rekordhøye systemansvarskostnader på til sammen 1 300 MNOK. Kostnaden til tertiærreserver er den høyeste enkeltkostnaden på 429 MNOK. Til sammen brukte systemansvarlig nesten én milliard kroner på reserver i 2021. Hoveddriveren bak økte kostnader knyttet til reserver er de høye kraftprisene høsten 2021 og kaldt vær gjennom vinteren 2020/2021. Samtidig observerer RME at de ulike markedene har få aktører, og vi mener derfor at det bør være mulig å øke konkurransen og likviditeten i disse markedene for å redusere kostnadene knyttet til reserver. RME vil derfor starte et prosjekt hvor vi vil gjennomgå barrierer for aktører, og ha en gjennomgang av aktørers kostnader ved å inngå en opsjonskontrakt.

Handelskapasitet og flaskehalsinntekter

Det var i 2021 langvarige og store flaskehals mellom nord og sør i Norge og Norden. Dette førte til store prisforskjeller i området, spesielt i siste kvartal. I 2021 var flaskehalsinntektene 5 658 MNOK. Dette er de høyeste flaskehalsinntektene som har vært registrert, og skyldes svært høye kraftpriser i Europa og store prisforskjeller innad i Norden. Det var en lavere tilgjengelig importkapasitet på forbindelser til utlandet i 2021 sammenliknet med 2020. Dette skyldes i all hovedsak at det var lav importkapasitet mellom SE3 og NO1, som ble redusert fra 75 prosent i 2020 til 34 prosent i 2021. RME har i 2021 vært i dialog med svensk regulator om kapasitetsreduksjonene på NO1-SE3. RME mener det er viktig at TSOene koordinerer planlagt vedlikehold og kapasitetsreduksjoner seg imellom, og mener at fjorårets reduksjoner viser at en felles metode for beregning av handelskapasitet er nødvendig og nyttig. RME legger til grunn at systemansvarlig reduserer handelskapasiteten kun når dette er det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme virkemiddelet og i situasjoner hvor driftssikkerheten i kraftsystemet må ivaretas.

Nordisk og europeisk koordinering

Det norske strømmettet er tett knyttet sammen med strømmettet i Norden og resten av Europa. Koordinering på tvers av landegrensene er derfor avgjørende for effektiv utnyttelse og sikker drift. Økt andel variabel fornybar produksjon i tråd med målet om reduserte klimagassutslipp, vil øke behovet for koordinering og felles regler på tvers av landegrensene i tiden fremover. RME mener koordinering mellom reguleringsmyndigheter og TSOer på

tvers av landegrenser er viktig for å sikre en trygg og effektiv drift, samt en rasjonell bruk og utvikling av kraftsystemet. RME vil fortsatt prioritere dette arbeidet både i Norden og Europa.

Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn

RME følger opp systemansvarlig og de andre aktørene i kraftsystemet gjennom oppfølgingsmøter, tilsyn og konkrete saker. Generelt mener RME at aktørene følger regelverket på en god måte, men at det på enkelte områder kan være behov for forbedring. RME har i 2021 fokusert tilsyn på leveringskvalitet inn mot saksbehandlingen til nettselskapene. Dette har RME hatt god erfaring med, og vil følge dette videre opp i tiden fremover.

I 2021 endret OED systemansvarsforskriften § 12 femte ledd på kort varsel uten høring etter innspill fra RME. Dette for å raskt sikre samsvar mellom ordlyden i forskriften og Statnetts praktisering. Høring av endringen gjennomføres i 2022. Systemansvarlig blir også fulgt opp gjennom retningslinjene for praktisering av systemansvaret. I 2021 godkjente RME to revisjoner av systemansvarligs retningslinjer. Formålet med retningslinjene er å øke transparensen og forutsigbarheten i systemansvarlig sin praktisering. RME mener dette bidrar til tettere oppfølging av systemansvarlig sammenlignet med tidligere.

| | |
|---|-------------|
| Innhold | |
| Forord | i |
| Sammendrag | ii |
| RMEs vurderinger og oppfølging | v |
| Liste over tabeller | x |
| Liste over figurer | xi |
| Liste over sentrale begreper | xiii |
| 1 Innledning | 1 |
| 2 Driftssikkerhet og tiltak i drift | 3 |
| 2.1 Ressurssituasjon | 3 |
| 2.2 Installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet på utenlandsforbindelsene | 4 |
| 2.3 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner | 5 |
| 2.4 Områder med redusert driftssikkerhet | 5 |
| 2.5 Planlagte driftsstanser | 7 |
| 2.6 Koblingsbilder | 11 |
| 2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet | 11 |
| 2.8 Nettkomponenter | 12 |
| 2.9 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser | 15 |
| 2.10 Tvangsmessig utkobling av forbruk | 16 |
| 2.11 Separatområder | 16 |
| 3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser | 18 |
| 3.1 Leveringspålitelighet | 18 |
| 3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser | 20 |
| 3.3 Uønskede hendelser | 24 |
| 4 Frekvens- og spenningskvalitet | 26 |
| 4.1 Frekvens | 26 |
| 4.2 Roterende masse (inertia) | 27 |
| 4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnett | 30 |
| 4.4 Nasjonal database for spenningskvalitet | 31 |
| 5 Systemtjenester og effektreserver | 32 |
| 5.1 Samlede systemansvarskostnader | 32 |
| 5.2 Fast Frequency Response (FFR) | 34 |

| | | |
|----------------|--|-----------|
| 5.3 | Primærreserver (FCR) | 34 |
| 5.4 | Sekundærreserver (aFRR) | 36 |
| 5.5 | Tertiærreserver (mFRR) | 37 |
| 5.6 | Spesialregulering | 39 |
| 5.7 | Systemvern | 41 |
| 5.8 | Produksjonsflytting og -glatting..... | 43 |
| 5.9 | Produksjonstilpasning..... | 46 |
| 5.10 | Balanse- og effektkraft..... | 47 |
| 6 | Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter..... | 48 |
| 6.1 | Budområder | 48 |
| 6.2 | Handelskapasiteter | 50 |
| 6.3 | Kraftpriser | 54 |
| 6.4 | Flaskehalsinntekter..... | 57 |
| 7 | Nordisk og europeisk koordinering..... | 59 |
| 7.1 | Nordisk og europeisk samarbeid | 59 |
| 7.2 | Investeringsplaner | 60 |
| 7.3 | Nordisk koordineringsenhet, Nordic RSC..... | 60 |
| 8 | Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn..... | 62 |
| 8.1 | Oppfølging av systemansvarlig..... | 62 |
| 8.2 | Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften..... | 62 |
| 8.3 | Grensekryssende handel..... | 63 |
| 8.4 | Leveringskvalitet..... | 63 |
| 8.5 | Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg | 64 |
| 9 | Endringer i rammeverk | 65 |
| 10 | Referanser..... | 67 |
| Vedlegg | | 69 |

Liste over tabeller

| | |
|---|----|
| Tabell 1 Hendelser hvor FFR ble utløst i 2021 | 30 |
| Tabell 2: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2011 - 2021..... | 33 |
| Tabell 3: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2021. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet..... | 39 |
| Tabell 4: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B i 2021. | 39 |
| Tabell 5: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2021. | 43 |
| Tabell 6: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2021 [17]..... | 51 |
| Tabell 7: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser i EUR/MWh for 2021 [20]. | 57 |
| Tabell 8. Antall avvik per forskriftsparagraf i kraftberedskapsforskriften (kbf)..... | 64 |
| Tabell 9: Oversikt over endringer i rammeverk i 2021. | 65 |

Liste over figurer

| | |
|--|----|
| Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser..... | 8 |
| Figur 2: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene. | 9 |
| Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2021 fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen. | 9 |
| Figur 4: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig..... | 10 |
| Figur 5: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene. | 10 |
| Figur 6: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig.... | 12 |
| Figur 7 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnett .. | 14 |
| Figur 8 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnett | 14 |
| Figur 9 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnett | 15 |
| Figur 10 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnett..... | 15 |
| Figur 11 Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil..... | 17 |
| Figur 12: Leveringspålitelighet for årene 2001-2021 (langvarige avbrudd > 3 minutter). | 19 |
| Figur 13: Avbruddsindikatorer for årene 2011-2021. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, lengre enn 3 minutter..... | 20 |
| Figur 14: Antall driftsforstyrrelser 33–420 kV i perioden 2014–2021 fordelt på varighet av avbruddet. | 20 |
| Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 1–22 kV i perioden 2014–2021 fordelt på varighet av avbruddet. | 21 |
| Figur 16: Årsak til driftsforstyrrelser i 2021 fordelt på hovedårsak. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av totalt antall driftsforstyrrelser. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1–22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33–420 kV)..... | 22 |
| Figur 17: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1–420 kV for hvert kvartal i 2021..... | 23 |
| Figur 18: Oversikt over antall hendelser for 1–420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier i 2021..... | 24 |
| Figur 19: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2018-2021. Antall hendelser for hver kategori er vist eksplisitt for 2021 [12]. | 25 |
| Figur 20: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2021. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbandet..... | 27 |
| Figur 21: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2021..... | 28 |
| Figur 22: Utvikling av mengden roterende masse fra 2017 til 2021..... | 29 |
| Figur 23: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2011 - 2021..... | 34 |
| Figur 24: Innkjøp og videresalg av normaldriftsreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2021..... | 36 |
| Figur 25 Innkjøp og videresalg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) i MWh per uke i 2021..... | 36 |
| Figur 26: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per uke i 2021..... | 37 |
| Figur 27: Kjøpte RK-opsjoner i MW på dagtid fordelt ukesvis for 2021. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B..... | 38 |

| | |
|---|----|
| Figur 28: Kjøpte RK-opsjoner for sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2021. Det har for 2021 ikke vært bilaterale avtaler på forbruk og produksjon..... | 39 |
| Figur 29: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2011 - 2021. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens linjene representerer mengden spesialregulering..... | 41 |
| Figur 30: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2021..... | 42 |
| Figur 31: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2021..... | 44 |
| Figur 32: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2012-2021..... | 45 |
| Figur 33: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2021..... | 46 |
| Figur 34: Antall driftsstanser i 2021 hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning..... | 47 |
| Figur 35: Maksimal handelskapasitet (NTC) i Norden (oppdatert 12. januar 2022) [15]..... | 49 |
| Figur 36: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige [16]..... | 50 |
| Figur 37: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2021 [17]..... | 51 |
| Figur 38: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet siste seks år [17]..... | 52 |
| Figur 39: Timesverdier for total handelskapasitet mot utland 2021 [17]..... | 53 |
| Figur 40: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftpriser, fyllingsgrad, europeiske utslippskvoter CO ₂ (Front Year 1) og nederlandske gass futures (Dutch TTF Front Month 1) i 2021 [19] [17]..... | 55 |
| Figur 41: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser i Norge 2021 [20]..... | 56 |
| Figur 42: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR..... | 58 |
| Figur 43: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2021..... | 58 |

Liste over sentrale begreper

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

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

1 Innledning

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

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

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

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, forskrift om sikkerhet og beredskapen i kraftforsyningen og flere kommisjonsforordninger gir plikter og rettigheter til systemansvarlig, TSO, DSO, og alle som eier og drifter nett eller er tilknyttet det norske kraftsystemet. Det er et omfattende regelverk som skal ivareta driftssikkerheten og samtidig legge til rette for en effektiv drift og samhandling mellom aktører. RME arbeider kontinuerlig med regelverksutvikling, tilsyn og oppfølging. Forskriftsendringer og pågående arbeid med regelverket blir i hovedsak omtalt i denne rapporten fra det året endringene har tredd i kraft, det vil si fra endringen har en faktisk påvirkning på driften av kraftsystemet.

Rapporten er inndelt som følger:

- Kapittel 2 beskriver driftssikkerheten og tiltak i driften av kraftsystemet i Norge i 2021. Dette inkluderer emner som ressursituasjonen, områder med redusert driftssikkerhet og planlagte driftsstanser.
- Kapittel 3 presenterer statistikk for leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser. Kapitlet gir også en beskrivelse av uønskede hendelser som har påvirket kraftsystemet.
- Kapittel 4 omtaler utvikling i frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet, roterende masse i systemet og driftsspenninger i transmisjonsnettet.
- Kapittel 5 beskriver systemansvarligs bruk av og betaling for systemtjenester.
- Kapittel 6 beskriver handelskapasitetene, kraftprisene og flaskehalsinntektene i kraftsystemet.
- Kapittel 7 gir en overordnet beskrivelse av den nordiske og europeiske samarbeidet, og koordineringen med andre reguleringsmyndigheter og TSOer.

- Kapittel 8 gir en oppsummering av RMEs oppfølging av systemansvarlig og RME og NVEs tilsynsvirksomhet.
- Kapittel 9 gir en kort beskrivelse av nasjonale endringer i rammeverk.

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

2 Driftssikkerhet og tiltak i drift

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

Systemansvarlig skal i størst mulig grad bruke virkemidler basert på markedsbaserte prinsipper. Men ikke alle tiltakene som iverksettes for å håndtere utfordringer i drift kan løses gjennom markedsbaserte løsninger. Systemansvarlig har gjennom systemansvarsforskriften ulike virkemidler for å håndtere driften av kraftsystemet. Dette er både markedsmessige virkemidler og direkte pålegg. Et eksempel på et av disse virkemidlene som systemansvarlig har ved utfordrende drift er å fastsette endringer i koblingsbilder. Ved effektknapphet eller driftsforstyrrelser kan systemansvarlig rekvirere effekttilgang eller pålegge kortsiktig tvangsmessig utkobling av forbruk som en siste utvei.

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

2.1 Ressurssituasjon

NVE følger utviklingen i ressurs situasjonen (vann, vind og import) gjennom den ukentlige kraftsituasjonsrapporten og gjennom kvartalsrapporter om utviklingen i kraftmarkedet. I rapporten om kraftmarkedsutviklingen i 2021 oppsummeres ressurs situasjonen i 2021 slik [9]:

Ved inngangen av året var fyllingsgraden i Norge nær historisk maksimum for årstiden, som skyldes at 2020 var et år med relativt lavt kraftforbruk og mye nedbør. Mindre tilsig enn normalt gjennom 2021 og relativt høy vannkraftproduksjon bidro til at fyllingsgraden lå under median siste halvdel av året, og i perioder nær historisk minimum. Ved utgangen av 2021 var magasinbefyllingen 12 prosentpoeng under medianen og nesten 30 prosentpoeng lavere enn ved inngangen av året.

Kraftforbruket i Norge ble 139,5 TWh i 2021. Dette er en øking på 4,8 prosent fra 2020 og det høyeste forbruket som noen gang er registrert. Forbruket var generelt høyt gjennom hele året, men det var spesielt første kvartal, med kaldt vær, som bidro til høyt forbruk. I januar og februar ble det satt forbruksrekorder for både time, døgn og måned.

Kraftproduksjonen ble 157,1 TWh i 2021, en økning på 1,9 prosent fra 2020. Sammenlignet med gjennomsnittet for årene 2015-2019 var kraftproduksjonen i 2021 9 prosent høyere. Dette er den høyeste årsproduksjonen noen gang registrert. Det

rekordhøye forbruket og høy eksport av kraft gjennom året bidro til dette. Fra slutten av 2020 har utvekslingskapasiteten økt relativt mye, både med NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia. Økt installert produksjonskapasitet de siste årene gir Norge høyere produksjonsmuligheter. Fra 2012 til 2021 har man blant annet fått 2 800 MW mer vannkraft og 3 900 MW mer vindkraft.

Vindkraftproduksjonen i Norge var 11,8 TWh i 2021, som er en økning på 19 prosent sammenlignet med 2020. Økningen skyldes blant annet at det ble satt i drift 672 MW ny vindkraftkapasitet i løpet av året. Det var lav vindkraftproduksjon for årstiden i første kvartal i 2021. I januar var produksjonen fra vindkraft nesten halvparten av tilsvarende måned i 2020.

Norge hadde en nettoeksport på 17,6 TWh, som er 2,9 TWh lavere enn 2020, men 5,2 TWh høyere enn gjennomsnittet de siste fem årene. 2020 var et år med historisk sterk hydrologisk balanse, og svært lave kraftpriser i Norge sammenlignet med landene vi har utvekslingskapasitet med. I 2021 har situasjonen vært annerledes, med tørrere vær, høyere forbruk og historisk høye kraftpriser. Selv om prisene i Norge har vært høye, har de vært høyere i flere av landene vi handler med. Dette har bidratt til nok et år med høy nettoeksport, til tross for at det ressurstilgangen i Norge var svakere i 2021 enn 2020.

Gjennomsnittlig kraftpris for Norge ble 61,1 øre/kWh i 2021. Aldri før har gjennomsnittlig kraftpris for ett år vært på dette nivået. I store deler av tiden var det priser på kraft i Norge i 2021, og skille gikk mellom de sørlige (NO1, NO2, NO5) og nordlige (NO3, NO4) prisområdene. For de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) var kraftprisen ca. 75,9 kWh, mens kraftprisen i Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4) var henholdsvis 42,0 og 35,7 øre/kWh.

2.2 Installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet på utenlandsforbindelsene

Mellom Norge og utlandet er det forbindelser med både veksel- og likestrøm. Vekselstrømsforbindelsene til det nordiske synkronområdet går hovedsakelig til Sverige, og disse har en samlet eksport- og importkapasitet¹ på henholdsvis 3 695 og 3 995 MW. Mellom Norge og Finland er det en 220 kV forbindelse. I tillegg er ett aggregat, kraftverket Boris-Gleb i Russland, tilknyttet det nordiske synkronområdet. Fra Boris-Gleb er det kun mulig med import til Norge, med en importkapasitet på 56 MW.

Fra Norge er det likestrømsforbindelser til det synkrone kraftsystemet i kontinental-Europa. Disse forbindelsene er NorNed (723 MW) til Nederland, Skagerak 1 – 4 til DK1 i Danmark (1632 MW) og NordLink til Tyskland (1 444 MW). Den 1. oktober 2021 ble forbindelsen NorthSeaLink (NSL) til Storbritannia (1 400 MW) satt i prøvedrift. Samlet installert utvekslingskapasitet på likestrømsforbindelsene var 5 199 MW ved utgangen av 2021.

¹ Maks-NTC (Net Transfer Capacity) - maksimal overføringskapasitet gitt til markedet.

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

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

Kapasitetsgrenser mellom alle budområder gis til døgnet. Den felleseuropeiske markedskoplingen ser hele det europeiske systemet under ett, og bidrar til å optimalisere for maksimal velferd innenfor rammene satt av handelsgrensene, og returnerer priser i hvert område og flyt mellom budområdene for hver time. I henhold til retningslinjen CACM² jobbes det videre med å harmonisere det europeiske kraftmarkedet, eksempelvis utvikling av regional metode for kapasitetsfastsettelse³ (flytbasert markedskobling).

2.3 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å kontinuerlig utrede og utvikle nødvendige virkemidler for å håndtere perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS)⁴. I tråd med regelverket kan virkemidlene ikke tas i bruk uten vedtak fra NVE.⁵

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

Statnett har ikke søkt NVE om SAKS-tiltak for vintersesongen 2020/2021.

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

2.4 Områder med redusert driftssikkerhet

Dagens samfunn stiller høye krav til kraftsystemets driftssikkerhet. Et av virkemidlene for å oppnå dette er å planlegge nye nettanlegg og drifte nettet etter det såkalte N-1-kriteriet. Med

² [Kommisjonsfordning om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering \(capacity allocation and congestion management \(CACM\)\).](#)

³ [Flow-based – Nordic Regional Security Coordinator \(nordic-rsc.net\)](#)

⁴ <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/svaert-anstrengte-kraftsituasjoner>

⁵ <https://lovdata.no/forskrift/2001-12-17-1421/§3a>

N-1 menes at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

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

Systemansvarlig registrerer områder med avvik fra N-1 i det norske transmisjonsnettet – områder med redusert driftssikkerhet. Dette er områder som normalt har N-1, men av ulike årsaker avviker fra dette.

Systemansvarlig definerer redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer [10]:

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

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

Rapportering fra systemansvarlig viser til områder og enkeltoverføringer hvor det periodevis har vært N-0 drift, uten å gå spesifikt inn på tidspunkt og varighet.

I årene frem til 2020 ble det rapportert avvik fra N-1 for opptil syv ulike områder. For 2021 rapporterte systemansvarlig avvik i fire områder: Nord-Norge, Midt-Norge, Østlandet og Sør- og Vestlandet. Grunnen til reduksjonen i antall utvalgte områder er utbygging av nettet og drift av nye anlegg, som har forbedret driftssikkerheten i Nord-Norge, Sunnmøre og Bergensområdet.

I rapporteringen til RME har Statnett som systemansvarlig gitt sin oppsummering av 2021 [2]. Denne er gjengitt nedenfor:

Nord-Norge

Forsyningen til Lofoten/Vesterålen ligger periodevis på radiell drift i vinterhalvåret dersom det er lav vindproduksjon i området. Dette skyldes lav kapasitet på kabelforbindelsen mellom Melbu og Kvitfossen. Ellers er det redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

Midt-Norge

Forsyningen til Nyhamna/Ormen Lange ligger med radiell forsyning hele året. Deler av forsyningen til Trondheim ligger periodevis på radiell drift på grunn av transformator kapasiteten i Strinda. Ellers er det redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

Østlandet

Halden T1, T2, Minne T1, T6, Smestad T4, T5, Bærum T2, Furuset T3 og Hamang T3 forsyner forbruk på radiell drift. På vinter er tidvis lasten høy slik at parallell transformator drift deles opp og forsyner radielt. Det gjelder Sogn 47 kV, Ulven 47 kV, Frogner 66 kV.

Sør-og Vestlandet

Ved høy last i Stavangerområdet vil deler av forbruket tilknyttet Stokkeland stasjon bli forsynt uten N-1. Ellers er det redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger

2.4.1 Områder hvor ombygging har bedret driftssikkerheten

I rapporteringen til RME har Statnett som systemansvarlig gitt sin oppsummering av områder hvor ombygging har bedret driftssikkerheten i 2021 [2]. Denne er gjengitt nedenfor:

Nord-Norge

- Ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen satt i drift. Denne gir N-1 driftssikkerhet til Finnmark.
- Ny Kobbvatnet stasjon m/transformering gir bedre driftssikkerhet for 66 kV nettet under Kjøpsvik og Kobbvatnet.
- Ny 132 kV forbindelse i Lofoten fra Kvitfossen via Svolvær/Kleppstad til Fygle gir tosidig forsyning til disse stasjonene.
- Oppgradert 66 kV nett til 132 kV på strekningen Båtsfjord-Kobbkroken-Leirpoll-Varangerbotn gir tosidig forsyning på Varangerhalvøya

Østlandet

- Sogn: T4 130 MVA er erstattet med ny T4 214 MVA
- Røykås: T3 160 MVA er erstattet med ny T3 200 MVA

Sør- og Vestlandet

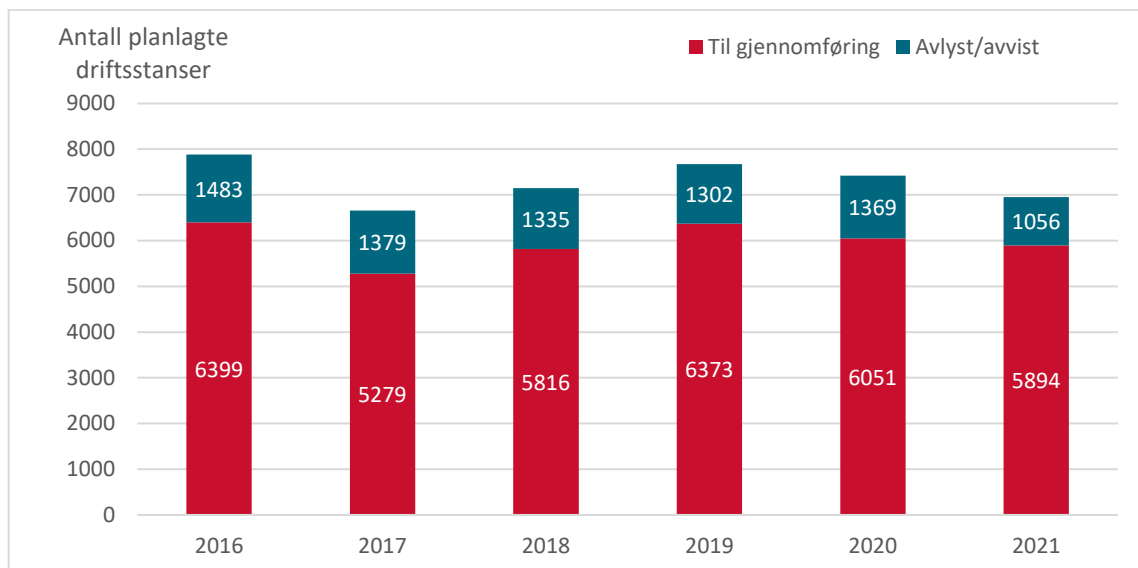
- Vestre korridor-prosjektet ble ferdigstilt i 2021. Dette forbedrer driftssikkerheten i denne regionen og er viktig for driften av HVDC-forbindelsene til utlandet.

2.5 Planlagte driftsstanser

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

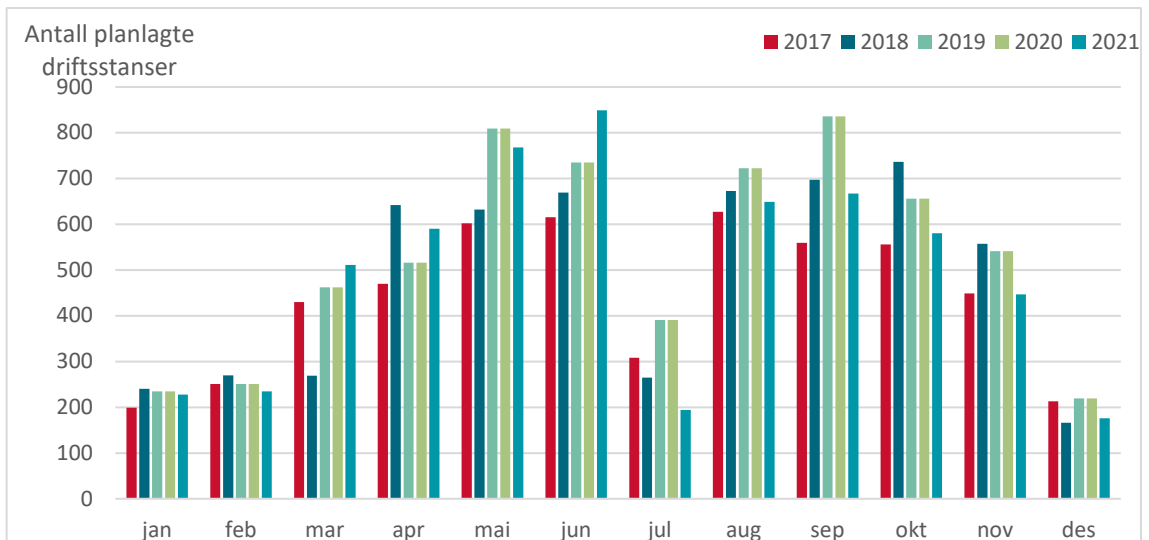
2.5.1 Statistikk for planlagte driftsstanser i 2021

Figur 1 viser antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig de siste seks årene. Sammenlignet med tidligere år har antall planlagte driftsstanser gått noe ned. Til sammen ble det rapportert inn 6 950 driftsstanser i 2021. Av disse ble 1 056 avvist eller avlyst, mens 5 894 ble gjennomført. Antallet refererer til antall anleggsdeler, ikke antall planer. En plan kan omfatte flere anleggsdeler. Rapporterte driftsstanser uten utkobling og driftsstanser registrert som utfall er holdt utenfor i oversikten. I 2021 ble en større andel av de planlagte driftsstansene gjennomført sammenliknet med 2020, selv om det var noe færre planlagte driftsstanser. Av alle gjennomførte driftsstanser i 2021 hadde 45 prosent en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Rundt 20 prosent av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



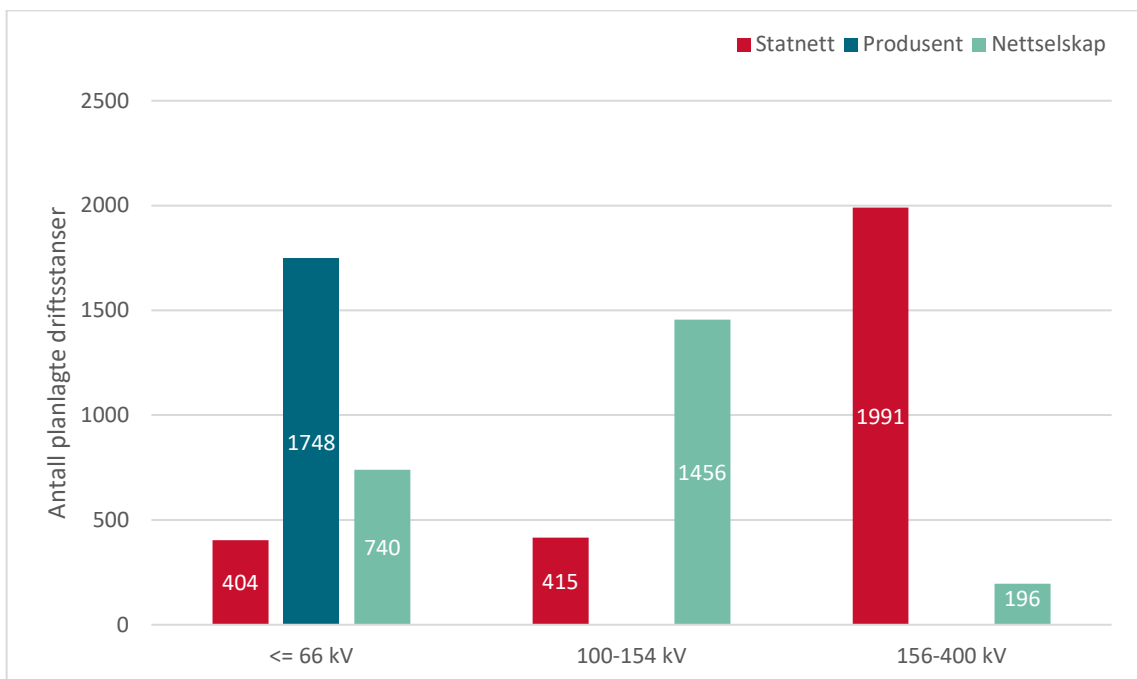
Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.

Figur 2 viser en fordeling av driftsstanser i 2021 per måned. I likhet med tidligere år viser tallene at det var betydelig mindre aktivitet på vinterstid og i juli sammenliknet med resten av året. Aktiviteten for det laveste spenningsnivået er generelt jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene. Driftsstanser på 66 kV og lavere omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg og ledninger, og stasjoner hos andre konsesjonærer.



Figur 2: Fordeling av planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.

Figur 3 viser en oversikt over planlagte driftsstanser fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen. Oversikten viser at Statnett initierte de fleste driftsstanser på det høyeste spenningsnivået, men de hadde også noe aktivitet på lavere spenningsnivåer. Nettselskapene initierte for det meste driftsstanser på de to laveste spenningsnivåene, mens produsenter initierte driftsstanser utelukkende på nivåer under 66 kV. For 2020 ble tallene for produsent og nettselskap byttet om. Dette forklarer den store endringen fra 2020 til 2021.



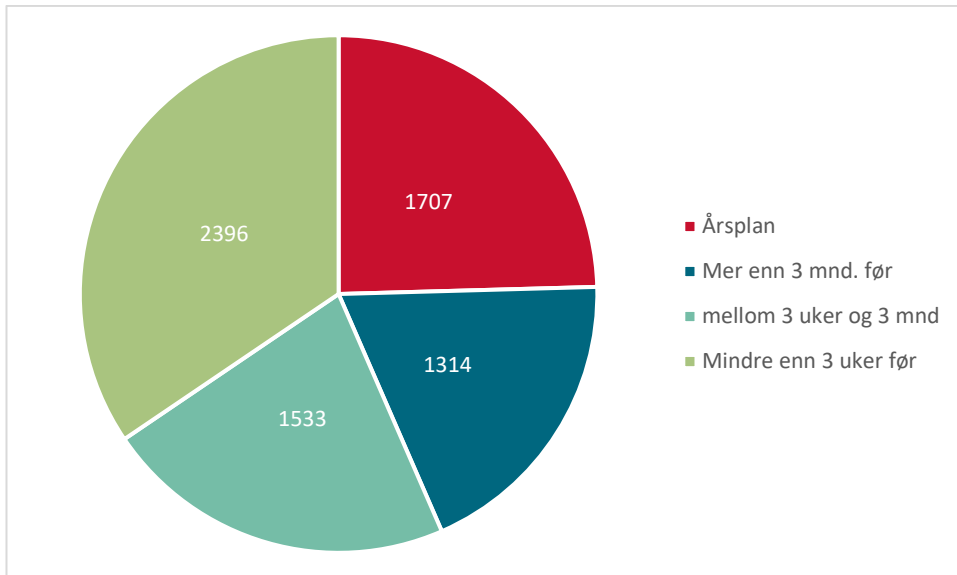
Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2021 fordelt på spenningsnivå, og om det var Statnett, produsent eller nettselskap som initierte driftsstansen.

2.5.2 Arbeid med koordinering av planlagte driftsstanser

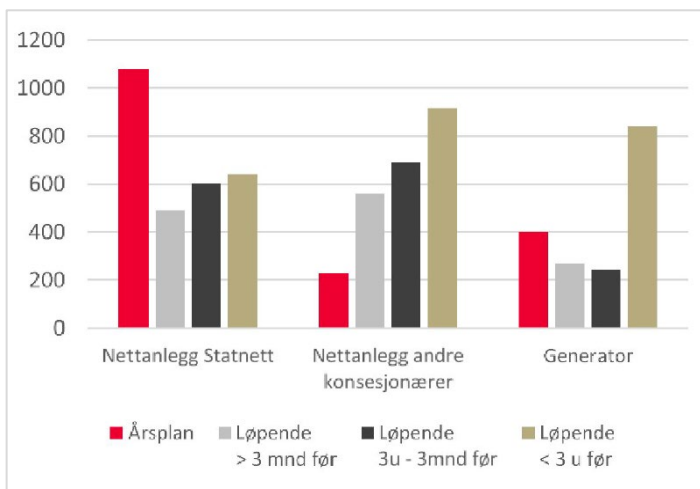
Behov for driftsstanser i transmisjonsnett, mellomlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett og generatorer tilknyttet transmisjonsnett skal rapporteres til

systemansvarlig innen 1. september hvert år. Innen 1. desember setter systemansvarlig opp en årsplan for alle kommende driftsstanser. Denne planen skal være koordinert med de andre relevante TSOene gjennom den regionale sikkerhetskoordinatoren (Regional Security Coordinator, RSC) Utover dette er hovedregelen at alle driftsstanser rapporteres til systemansvarlig senest tre måneder før planlagt utkobling. Innmeldinger som kommer etter den gitte fristen tillates kun dersom konsesjonær har en god begrunnelse for hvorfor fristen ikke kunne overholdes og at driftsstansen gjelder nødvendig feilretting. Retningslinjene til systemansvarlig lister også opp andre eksempler hvor fristen kan fravikes [11].

Figur 4 og Figur 5 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristene og antall søknader mottatt etter fristene. I 2021 ble 3 929 driftsstanser rapportert mindre enn tre måneder før planlagt oppstart. Av disse var det 2 396 driftsstanser som ble meldt inn mindre enn tre uker før planlagt oppstart. Dette er en lavere andel sammenliknet med 2020. I rapporteringen fra systemansvarlig beskriver de at mange av driftsstansene som ble rapportert for sent ikke var unntatt de gjeldende fristene. Om lag 240 driftsstanser ble avvist av systemansvarlig i 2021. Dette er rundt 130 færre enn året før.



Figur 4: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.



Figur 5: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene.

Som man ser i Figur 4 og Figur 5, er det flere driftsstanser som meldes inn for sent til systemansvarlig. Systemansvarlig skriver at dette påvirker muligheten for effektiv samordning av utkoblingsbehov, som igjen har konsekvenser for både driftssikkerheten og handlingskapasiteter i nettet. For å forsøke å redusere antallet søknader som kommer for sent har systemansvarlig gjennomført flere tiltak. For det første er praktiseringen tydeliggjort i retningslinjene slik at det vil være lettere for aktørene både å forstå hva som skal rapporteres og til hvilken frist. I tillegg er det innført strengere krav og praktisering for driftsstansene som ikke kan fravike de fristene som er fastsatt i retningslinjene. Systemansvarlig har også synliggjort i Fosweb om en driftsstans medfører markedsmelding, produksjonstilpasning og/eller gjenopprettingsplan. Dette skal gjøre at aktørene forstår hvilken konsekvens driftsstansen deres har. Systemansvarlig oppgir at koronapandemien har gjort det vanskelig for konsesjonærene å planlegge driftsstanser, og at det derfor er vanskelig å evaluere virkningen av disse tiltakene på nåværende tidspunkt.

2.6 Koblingsbilder

I henhold til systemansvarsforskriften § 16 kan systemansvarlig fatte vedtak om koblingsbilder i regional- og transmisjonsnettet. Systemansvarlig fatter vedtak i endringer for faste koblingsbilder, men i enkelte situasjoner blir også koblingsbilder brukt som et virkemiddel i driften.

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

I enkelte situasjoner kan systemansvarlig koble ut enkeltkomponenter eller dele mellom samleskinner i stasjoner i masket nett. Dette er for å endre på impedansforholdene i nettet og dermed hindre overlast før eller etter en feil.

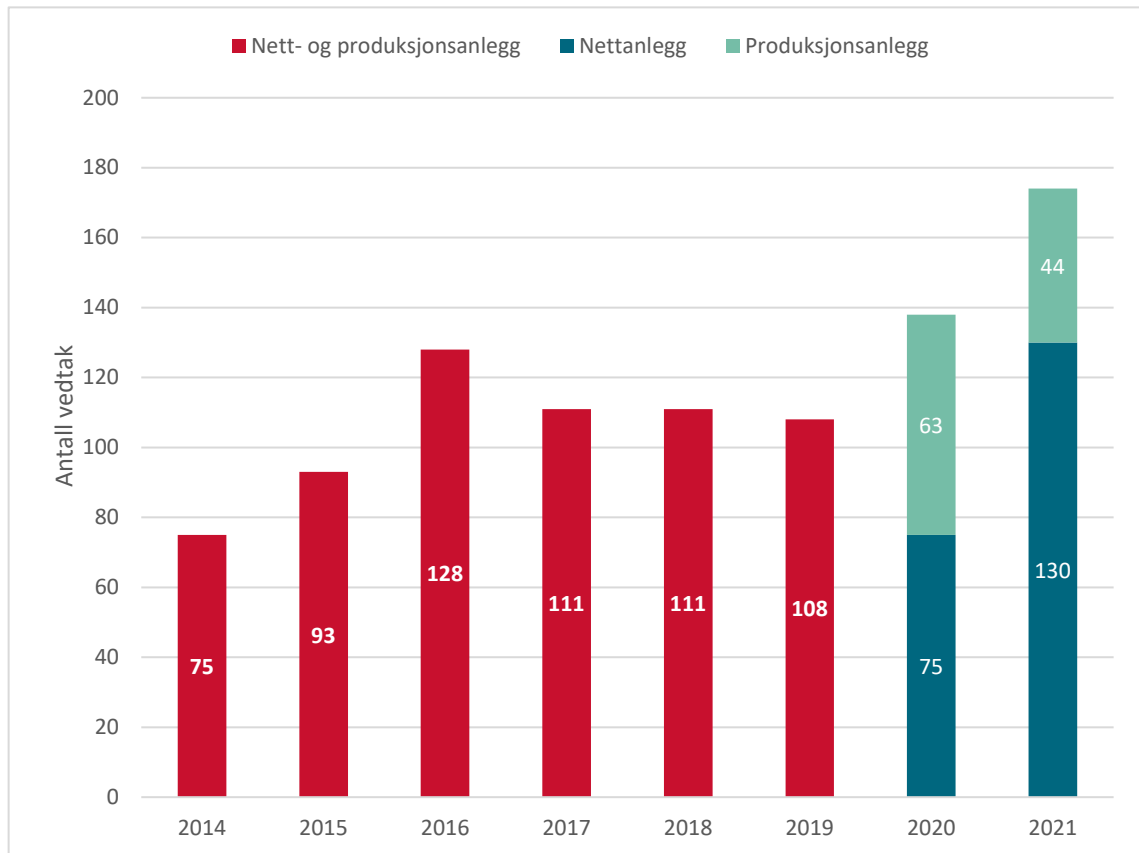
I 2021 gjorde Statnett som systemansvarlig ingen endringer faste koblingsbilder i henhold til systemansvarsforskriften § 16.

2.7 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet

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

Figur 6 viser en oversikt over antall saker de syv siste årene der systemansvarlig har fattet vedtak om idriftsettelse av anlegg i kraftsystemet. I 2021 fattet systemansvarlig vedtak i 174 saker som omhandlet nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg. Systemansvarlig rapporterer også at 44 av vedtakene gjaldt produksjonsanlegg, mens 130 var nettanlegg. Det

har vært en økning i antall rapporterte nettanlegg, og en reduksjon i antall rapporterte produksjonsanlegg sammenlignet med året 2020.



Figur 6: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig.

2.8 Nettkomponenter

2.8.1 Fosweb

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

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

I henhold til Energilovforskriften⁶ skal konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett,

⁶ <https://lovdata.no/forskrift/1990-12-07-959/§6-1>

rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift. Systemansvarlig skal fortløpende rapportere disse videre til NVE.

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

2.8.2 Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet

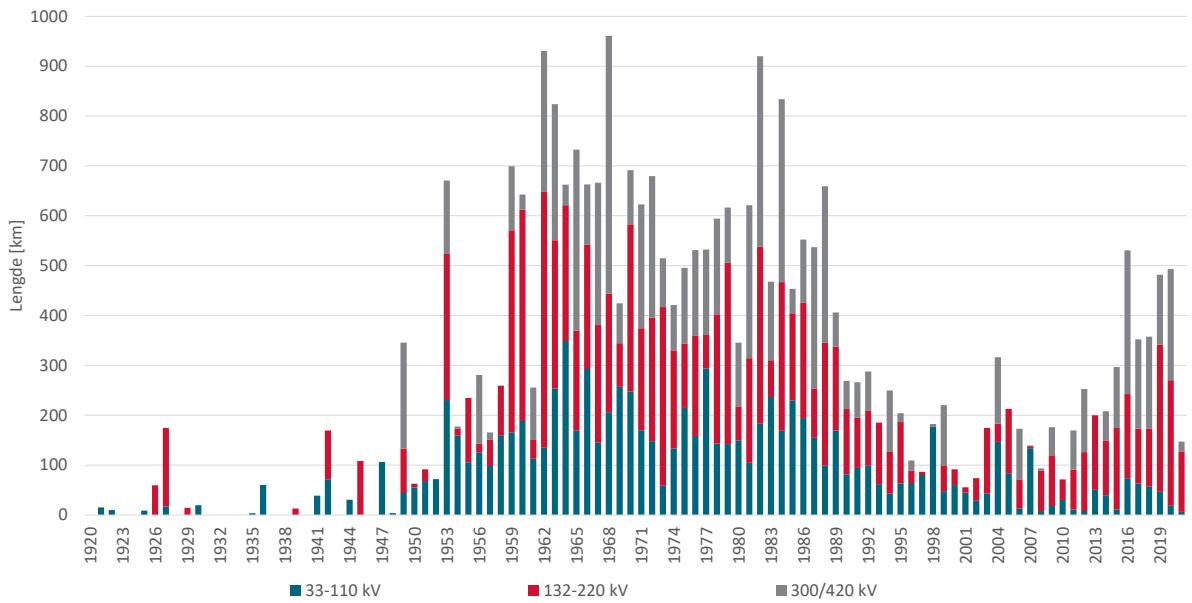
Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet (33-420 kV) er hentet fra NVEs database. NVE har krevd innrapportering av denne type data fra konsesjonær siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988. Fra 2007 har konsesjonærene rapportert inn data for idriftsatte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

2.8.2.1 Kommentar til aldersfordeling

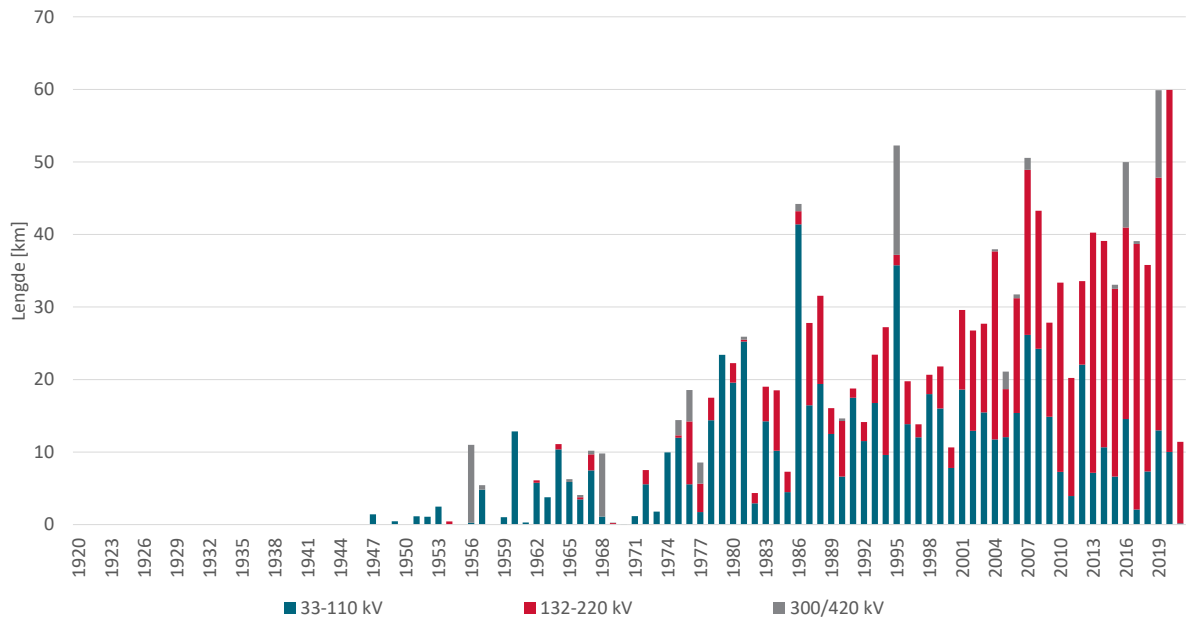
Endringen i aldersfordeling er ikke kun som følge av utskiftning av eksisterende komponenter, men vil også være avhengig av økt registrering og økt kvalitetssikring gjennom Fosweb og hos NVE. Andelen kvalitetssikring har økt betraktning de siste årene. Per årsskiftet 2019/2020 var over 90 prosent av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

Figurene nedenfor viser også at store deler av komponentene ble satt i drift i perioden 1960 – 1990. Selv om mange av komponentene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. NVEs statistikk sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Energilovforskriften⁷ setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskapenes overholdelse av bestemmelsen.

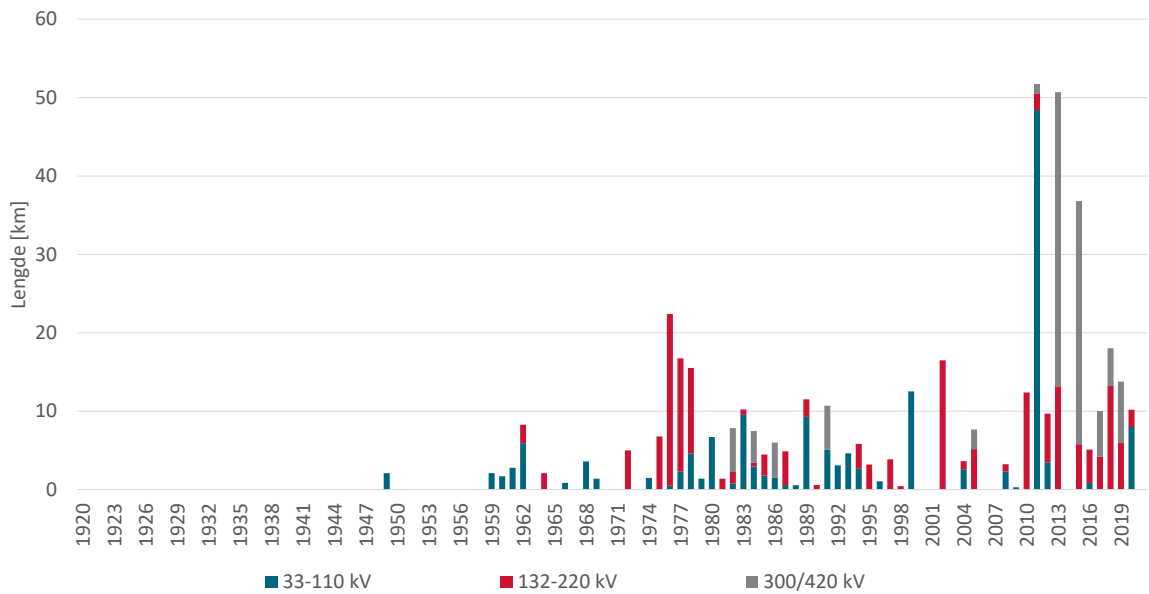
⁷ <https://lovdata.no/forskrift/1990-12-07-959/§3-5>



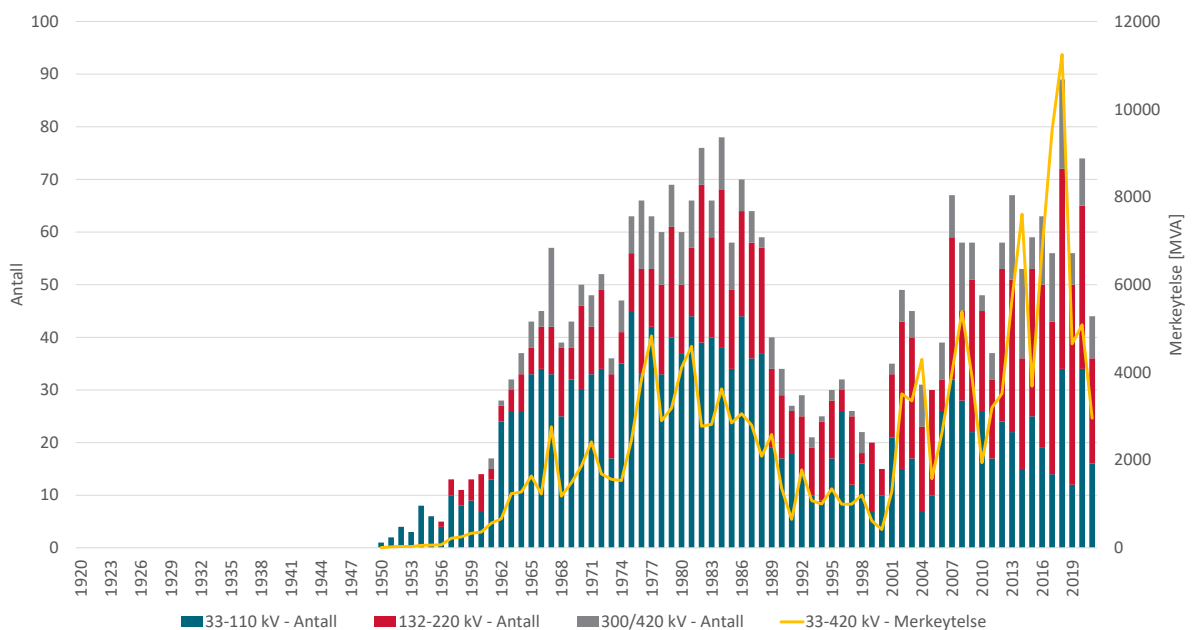
Figur 7 Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnett



Figur 8 Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnett



Figur 9 Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet⁸



Figur 10 Oversikt over aldersfordelingen og total merkeyttelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnettet

2.9 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

For å håndtere driften av kraftsystemet skal systemansvarlig i størst mulig grad benytte markedsbaserte virkemidler. Men det er ikke alltid markedsbaserte virkemidler er tilstrekkelig eller treffsikkert for å håndtere de utfordringene som oppstår. Dette kan for

⁸ Utenlandsforbindelser eller sjøkabel til sokkelen er ikke inkludert.

eksempel være i situasjoner hvor det ikke foreligger tilstrekkelig med bud, det er lokale utfordringer eller det ikke er tilstrekkelig tid til å benytte de vanlige virkemidlene.

Systemansvarlig har gjennom systemansvarsforskriften § 12 fjerde ledd mulighet til, i vanskelige driftssituasjoner, å rekvirere effektilgang ved å kreve at all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk anmeldes i marked for regulerkraft. Dette er betegnet som et systemkritisk vedtak. Systemansvarlig rapporterer at de fattet 14 slike vedtak i 2021. I alle driftssituasjonene fikk systemansvarlig inn nok bud slik at det ikke oppstod konsekvenser i drift.

Videre har systemansvarlig gjennom systemansvarsforskriften § 12 femte ledd mulighet til, i vanskelige driftssituasjoner, å kreve å få benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Dette vil også være et systemkritisk vedtak. Systemansvarlig informerer om at de i all hovedsak fatter disse vedtakene muntlig, og at det dermed er vanskelig å tallfeste antall vedtak eksakt. De anslår at det ligger på mellom 30- 100 vedtak per år. Systemansvarlig vil fremover jobber for å få en bedre oversikt over antall vedtak fattet etter denne paragrafen.

2.10 Tvangsmessig utkobling av forbruk

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

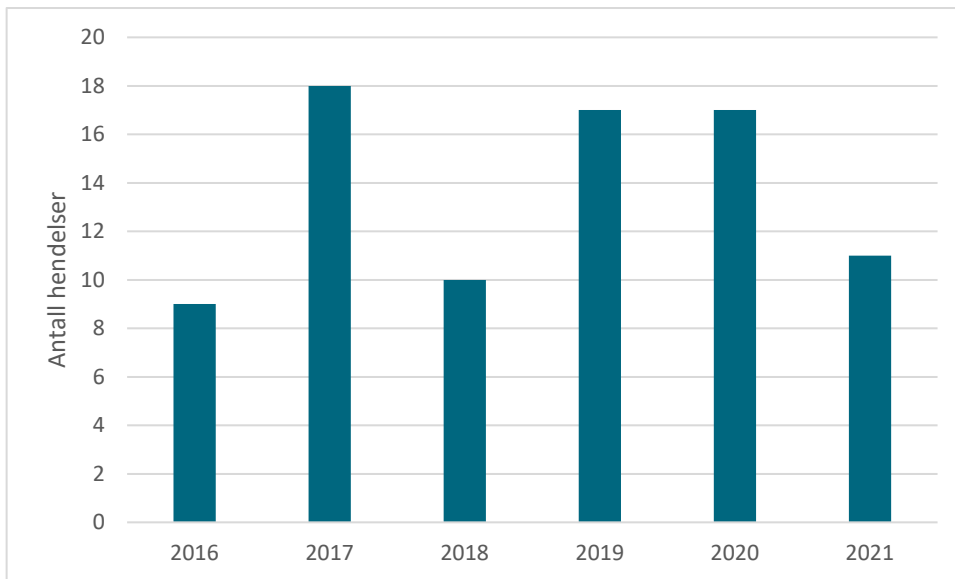
Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et «siste skanse»-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige tilgjengelige løsninger allerede er utnyttet. Dette virkemiddelet er viktig fordi det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå avbrudd.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

I 2021 var det ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk.

2.11 Separatområder

Separatområder oppstår hvis deler av nettet blir koblet fra det øvrige synkronområdet. Det vil oftest oppstå i områder med svak kobling mot omkringliggende nett. Separatdrift kan være planlagt eller oppstå som følge av feil eller uforutsette hendelser.

Statnett har registrert 11 tilfeller av separatdrift som følge av feiltilstander i 2021. Det vil si at separatområdene ikke har vært planlagt på forhånd. Figur 11 viser oversikt over antall tilfeller av separatdrift rapport av Statnett de siste årene.



Figur 11 Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.

3 Leveringspålidelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspålidelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. En driftsforstyrrelse⁹ er definert som en automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

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

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

3.1 Leveringspålidelighet

Nettselskapene registrerer og rapporterer årlig avbruddsdata til RME. Avbruddsdataene gir informasjon om utviklingen i antall og varighet av avbrudd som sluttbrukerne i kraftsystemet opplever. Nettselskapene registrerer alle feil og avbrudd i FASIT-systemet¹⁰. Obligatorisk rapportering av avbrudd som skyldes hendelser i høyspentnettet ble gradvis innført fra 1995.

RME utarbeider årlig avbruddsstatistikk basert på innrapporterte data fra nettselskapene¹¹. Med jevne mellomrom gis det også ut statistikk over leveringspålideligheten i Europa¹², hvor de ulike landenes leveringspålidelighet sammenlignes.

3.1.1 Leveringspålidelighet over tid

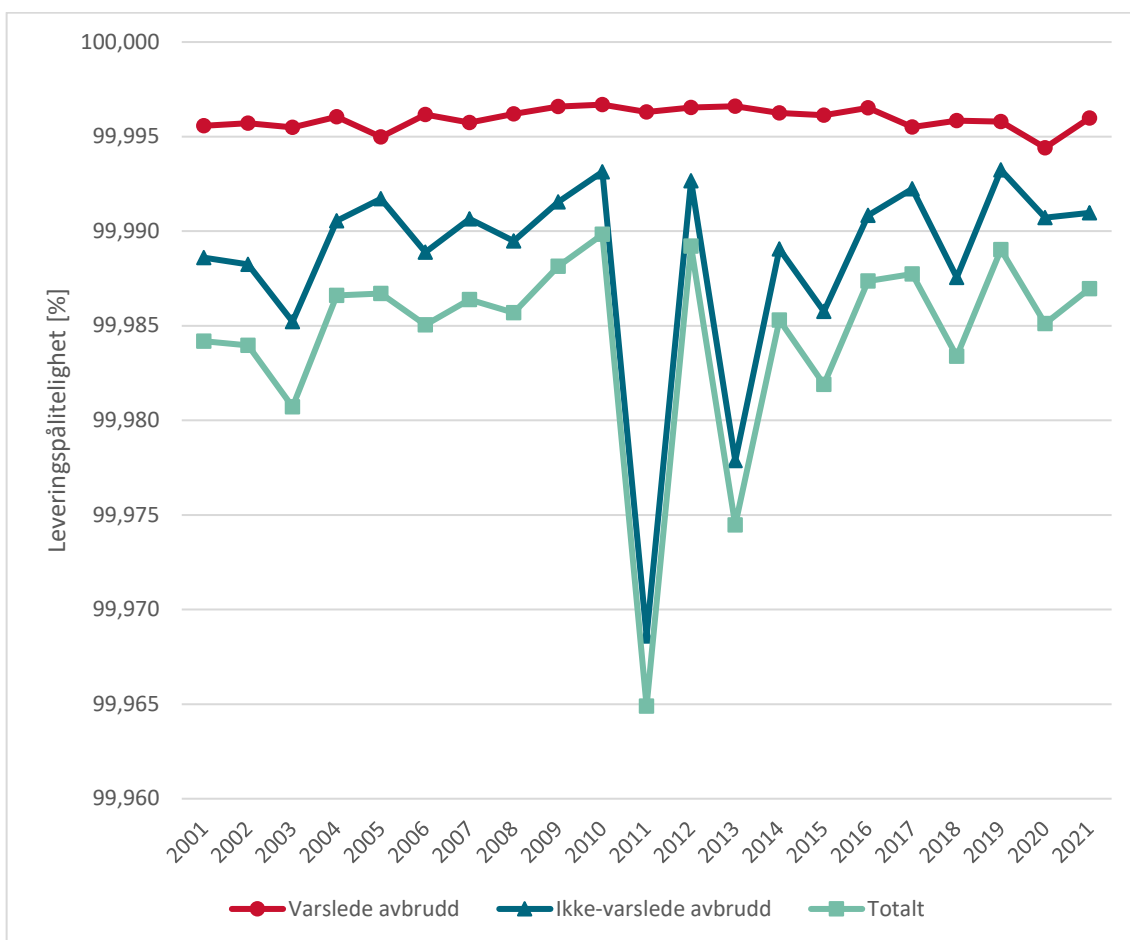
Figur 12 viser utviklingen av leveringspålideligheten i Norge fra 2001 til 2021. I 2021 var leveringspålideligheten nasjonalt 99,987 prosent, som er en liten bedring sammenliknet med 2020, og over gjennomsnittet for perioden. Leveringspålideligheten for både varslede og ikke-varslede avbrudd er forbedret sammenliknet med 2020. Det var ingen store enkelthendelser som påvirket leveringspålideligheten i 2021.

⁹ Definisjon av driftsforstyrrelse er gitt i leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 9.

¹⁰ FASIT (Feil og avbruddsstatistikk i totalnettet) er et standardisert registrerings- og rapporteringssystem for feil og avbrudd i kraftsystemet, se www.fasit.no.

¹¹ [Årsrapporter Avbruddstatistikk tilgjengelig på RMEs hjemmesider](#)

¹² [CEER – Benchmarking Report on Electrical Quality of Supply](#)

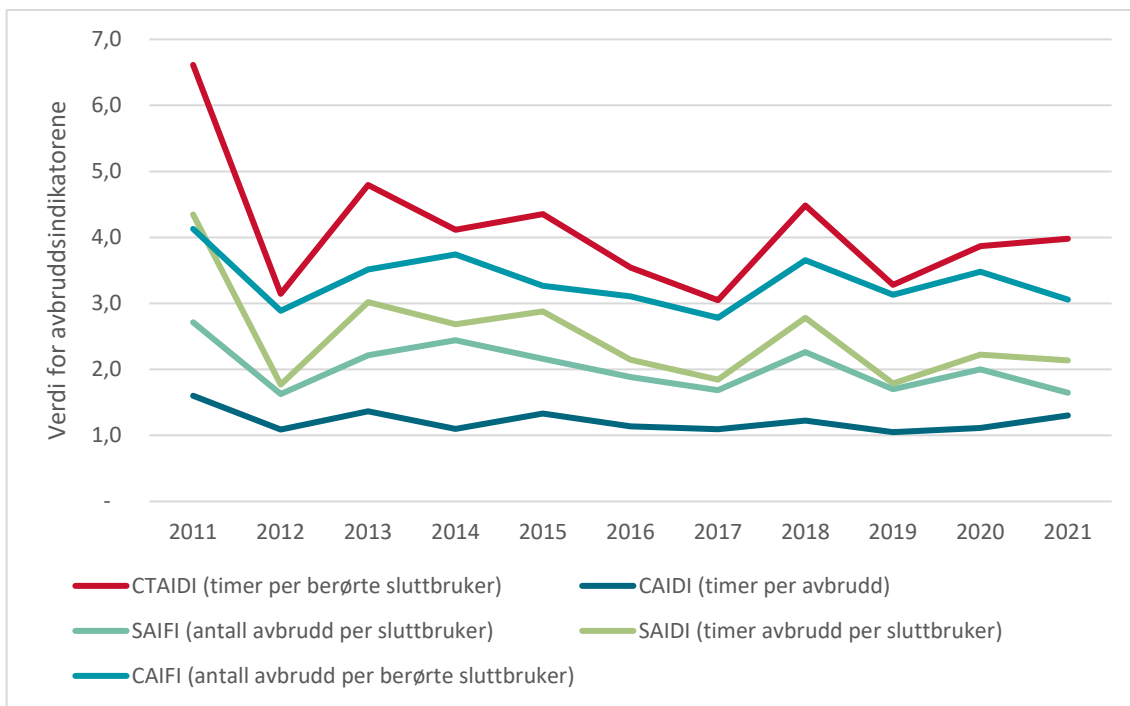


Figur 12: Leveringspålitelighet for årene 2001-2021 (langvarige avbrudd > 3 minutter).

Siden 2000 har leveringspåliteligheten nasjonalt vært godt over 99,96 prosent. Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspåliteligheten på landsbasis. Dette kan man se på flere av årene mellom 2011 og 2015. Generelt er det flere faktorer enn uvær som kan påvirke leveringspåliteligheten. I 2001 innførte NVE KILE-ordningen (Kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi) som gir nettselskapene insentiver til å redusere antall og varighet på avbrudd. Statistikken kan i tillegg påvirkes av hvor nøyaktig avbruddene blir registrert av nettselskapene.

3.1.2 Indikatorer over avbruddshyppighet de siste ti årene

Figur 13 viser utviklingen i antall og varighet av langvarige avbrudd. Avbruddshyppigheten blir beskrevet ved hjelp av avbruddsindikatorer som er standardisert i de fleste europeiske land. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd. Avbruddene deles inn i kortvarige og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet opp til og med tre minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn tre minutter.

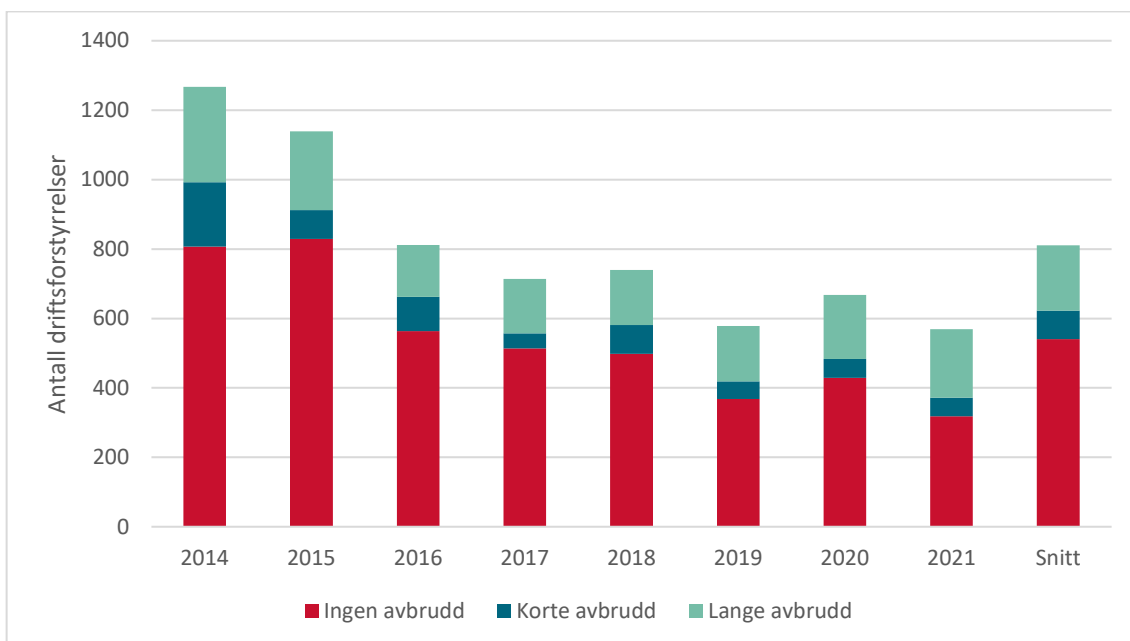


Figur 13: Avbruddsindikatorer for årene 2011-2021. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, lengre enn 3 minutter.

I 2021 opplevde hver sluttbruker nasjonalt i snitt 0,27 varslede langvarige avbrudd og 1,38 ikke varslede langvarige avbrudd.

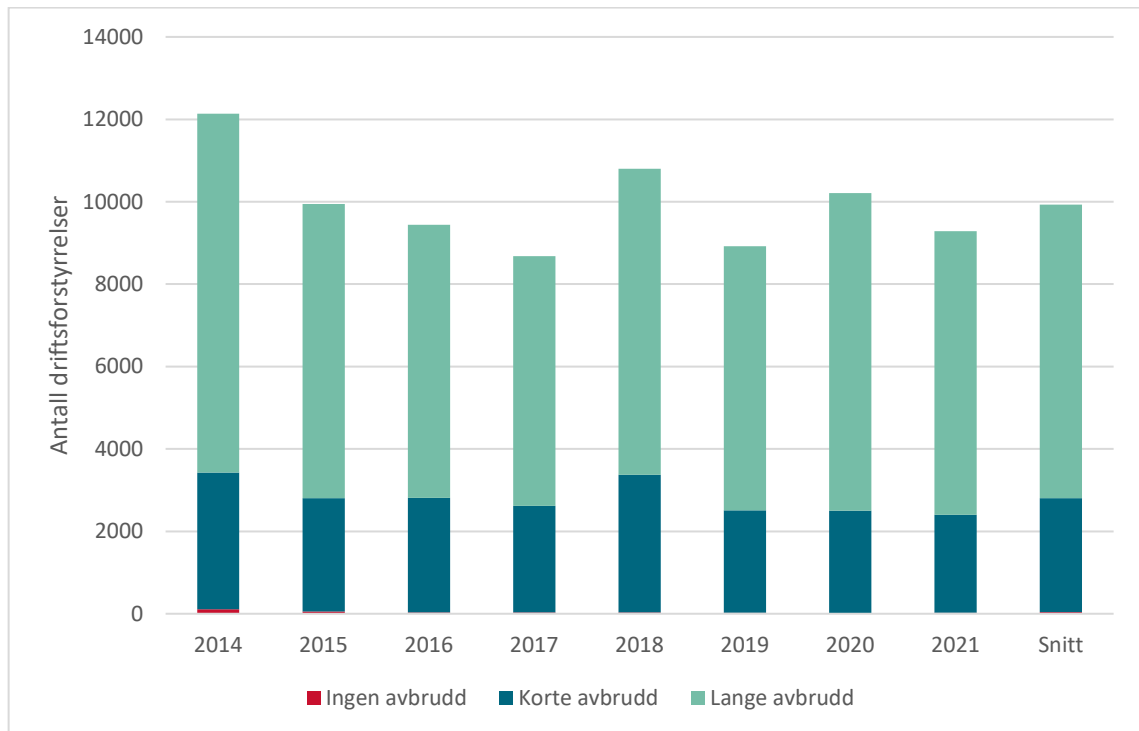
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

Figur 14 viser historisk utvikling for antall driftsforstyrrelser fordelt på varighet på avbrudd i regional- og transmisjonsnettet. I 2021 var det 569 driftsforstyrrelser på disse nettnivåene, hvorav omtrent 44 prosent medførte avbrudd.



Figur 14: Antall driftsforstyrrelser 33–420 kV i perioden 2014–2021 fordelt på varighet av avbruddet.

I 2021 var det 9 928 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnettet. 99,6 prosent av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd, som vist i Figur 15. Totalt antall driftsforstyrrelser som medførte langvarige avbrudd i 2021 var like under gjennomsnittet for perioden 2014–2021.

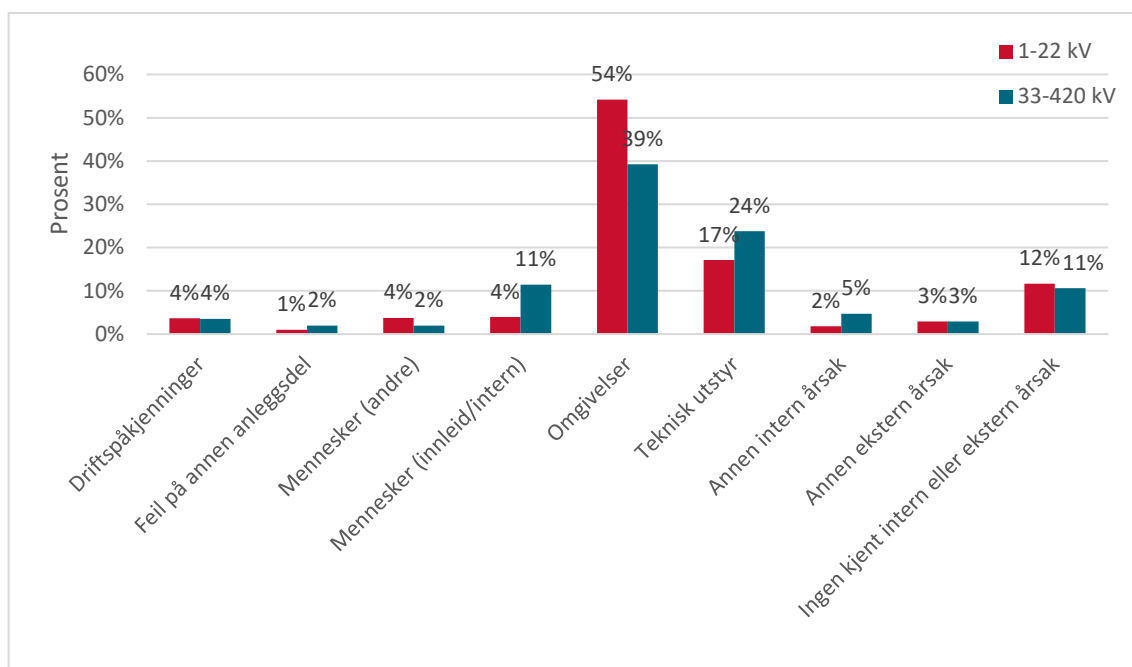


Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 1–22 kV i perioden 2014–2021 fordelt på varighet av avbruddet.

Antall driftsforstyrrelser og andelen som førte til avbrudd blir færre desto høyere spenningsnivå. Dette henger sammen med at regional- og transmisjonsnettet de fleste steder driftes masket, mens det på lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet driftes radielt. Enkelthendelser i regional- og transmisjonsnettet vil kunne føre til store mengder ikke-levert energi sammenlignet med enkelthendelser i distribusjonsnettet. Konsekvensene av enkeltfeil på høye spenningsnivå vil variere med hvor og når de inntreffer. I tillegg vil høyde og størrelse på master og avstanden mellom faser øke med spenningsnivået. Dette reduserer blant annet risiko for trefall på linjene og sammenslag av faser ved kraftig vind.

3.2.1 Driftsforstyrrelser fordelt på årsak

Figur 16 viser hovedårsak for driftsforstyrrelser i 2021. I FASIT-systemet registrerer nettselskapene utløsende årsak for driftsforstyrrelsen under kategoriene som er vist i Figur 16. Omgivelser var kategorien som førte til flest avbrudd i 2021. Dette gjelder også tidligere år. Norge er et land med mye vær og natur, og dette vil mest sannsynlig også være den største årsaken fremover. Omfanget av driftsforstyrrelser som følge av omgivelser vil derimot variere fra år til år, hovedsakelig på grunn av variasjoner i været.

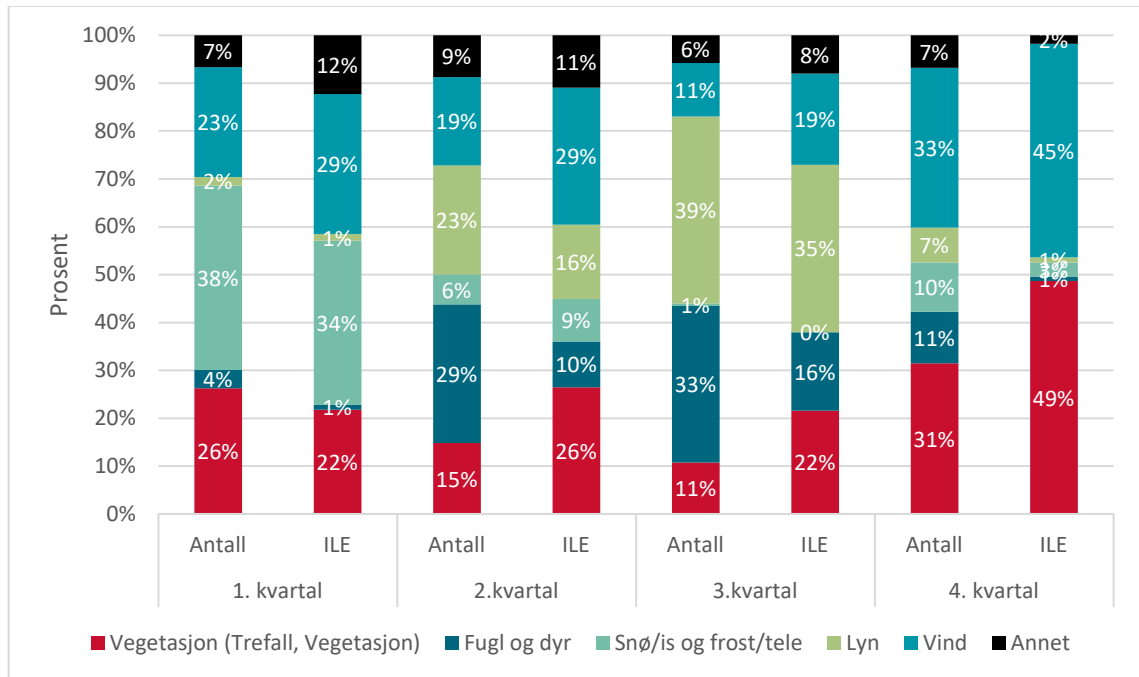


Figur 16: Årsak til driftsforstyrrelser i 2021 fordelt på hovedårsak. Figuren viser andel driftsforstyrrelser for de ulike årsakene av totalt antall driftsforstyrrelser. Figuren viser andelen i prosent for høyspent distribusjonsnett (1–22 kV) og regional- og transmisjonsnett (33–420 kV).

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

I Figur 17 er hovedårsaken omgivelser tatt ut og fordelt på underkategorier. Figuren viser en kvartalsoversikt over andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) for de ulike

kategoriene gjennom 2021. Både driftsforstyrrelser som har og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten.

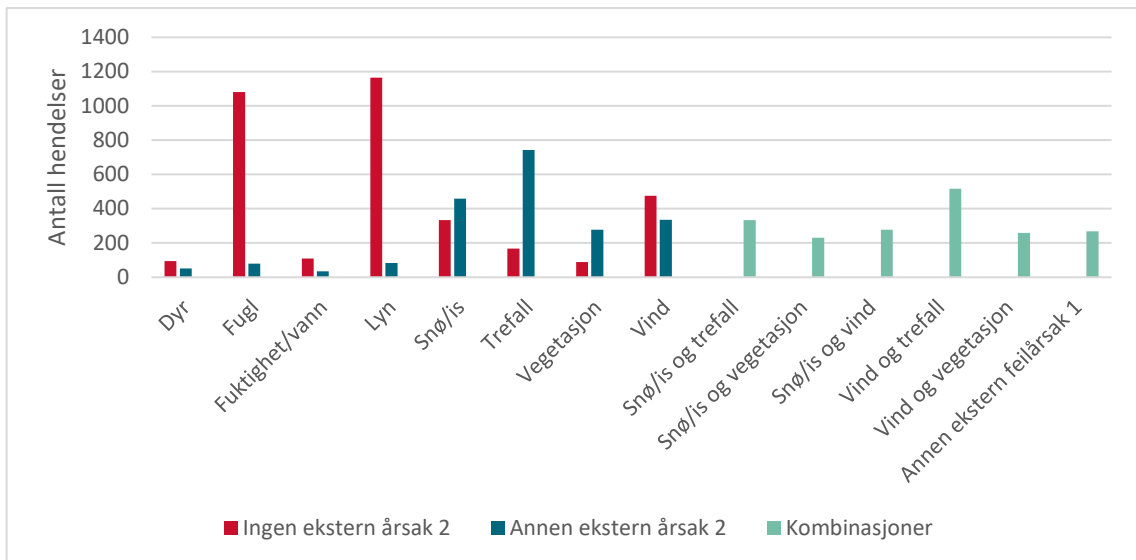


Figur 17: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1–420 kV for hvert kvartal i 2021.

Figur 17 viser også hvordan forholdet mellom antall avbrudd og mengden ILE er ulik avhengig av årsaken til driftsforstyrrelsen. Når vegetasjon er årsaken til en driftsforstyrrelse, må personell som oftest ut og fjerne vegetasjonen manuelt. Det vil derfor ta noe tid å gjenopprette ordinær forsyning. Til sammenligning vil det normalt ta kortere tid ved gjenoppretting dersom årsaken er fugl fordi disse ikke fører til en varig kortslutning. Nettet kan da kobles inn automatisk etter utfall ved automatisk gjeninnkobling (GIK). Størrelse, fordeling og type last i nettet vil også kunne påvirke forholdet mellom antall driftsforstyrrelser og mengde ikke-levert energi. Figur 17 viser også hvordan antall avbrudd og ILE henger sammen med været som ofte påvirker de ulike årstidene. Eksempelvis er sommeren preget av lyn og fugl/dyr, mens vinterhalvåret er preget av snø/is og vind.

I FASIT-systemet er det mulig å velge to underkategorier for en hovedårsak for å beskrive en driftsforstyrrelse. En driftsforstyrrelse kan ofte være sammensatt av ulike årsaker, både interne og eksterne. Figur 18 viser en oversikt for driftsforstyrrelsene med omgivelse som hovedårsak som er fordelt på de ulike underkategoriene. Som vist i Figur 18 er det flere årsaker som er tett knyttet sammen. Vind og vegetasjon; vind og trefall; og snø/is og vind er oppgitt i disse kombinasjonene som årsak til mange driftsforstyrrelser i 2021. I Figur 18 er det også mange driftsforstyrrelser som kun består av én årsak. Det er også flere som består av en annen underkategori¹³ enn de som er nevnt i figuren.

¹³ Brann/eksplosjon, flom/oversvømmelse, frost/tele, høy omgivelsestemperatur, fremmedlegemer, regn/hagl, salt/forurensing, setninger/ras/skred.



Figur 18: Oversikt over antall hendelser for 1–420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier i 2021.

3.3 Uønskede hendelser

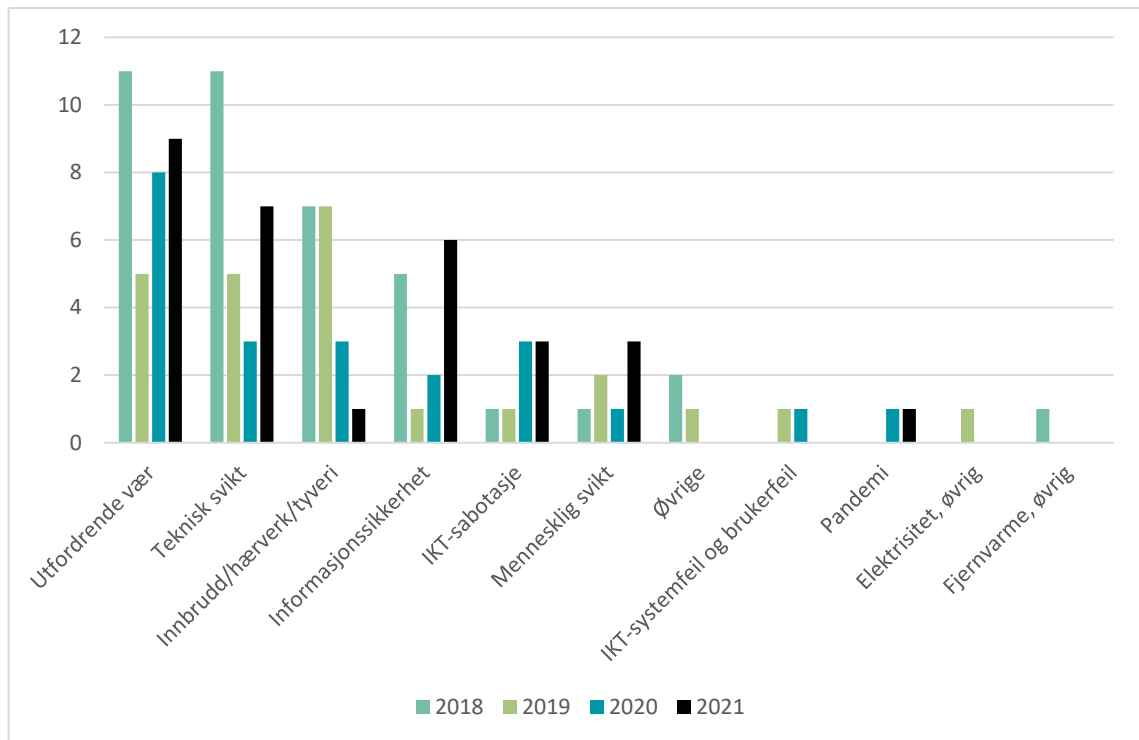
Kraftberedskapsforskriften stiller krav om at KBO-enhetene skal rapportere uønskede hendelser uten ugrunnet opphold og senest innen tre uker. Formålet med å rapportere inn hendelsene, er at myndighetene har behov for en oversikt over hendelser som har eller kunne ha redusert forsyningsikkerheten for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

I 2021 ble det rapportert inn 30 uønskede hendelser, noe som er flere enn i 2020 [12]. Fortsatt er det vær og tekniske feil som dominerer, men det var flere hendelser innen informasjonssikkerhet og IKT-sabotasje i 2021.

Følgende hendelser har NVE måtte følge opp i etterkant av hendelsen:

- De fleste ransomware-hendelsene skyldes forhold hos leverandører. Flere KBO-enheter varslet NVE da de ble kjent med hendelsen hos Volue, og sørget for nedstengte tilganger fra Volue for å unngå skade på egne systemer. NVE har ikke mottatt rapport om at hendelsen fikk konsekvenser for drift eller forsyningsikkerhet, men har likevel inkludert den i denne oppsummeringen. NVE har hatt oppfølgingsmøte med KraftCERT.
- Kraftig vind traff Sør-Norge 19. november. NVE har mottatt noen evalueringsrapporter og har sendt ut et spørreskjema til alle antatt berørte KBO-enheter for å danne et bilde av de totale konsekvensene av denne hendelsen. Resultatene vil bli tilgjengelig i en senere oppsummering.

Figur 19 viser en grov kategorisering av uønskede hendelser i perioden 2018-2021. De fleste uønskede hendelser oppstår på grunn av et samspill mellom flere faktorer som kan være menneskelige, tekniske og organisatoriske, i tillegg til naturgitte betingelser som værforhold.



Figur 19: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2018-2021. Antall hendelser for hver kategori er vist eksplisitt for 2021 [12].

4 Frekvens- og spenningskvalitet

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

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

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

4.1 Frekvens

Frekvensen i det nordiske kraftsystemet skal normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz. Frekvens utenfor det fastsatte intervallet betegnes som et frekvensavvik. Frekvenskvalitet måles på flere ulike måter, blant annet ved å registrere antall minutter med avvik. I perioder med avvik brukes reserver som normalt skal brukes ved feil til normal drift. Dette kan føre til at man må anskaffe og sikre noe mer reserver for å ivareta driftssikkerheten. Frekvensavvik kan blant annet føre til økte mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokker går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har ønsket funksjonalitet.

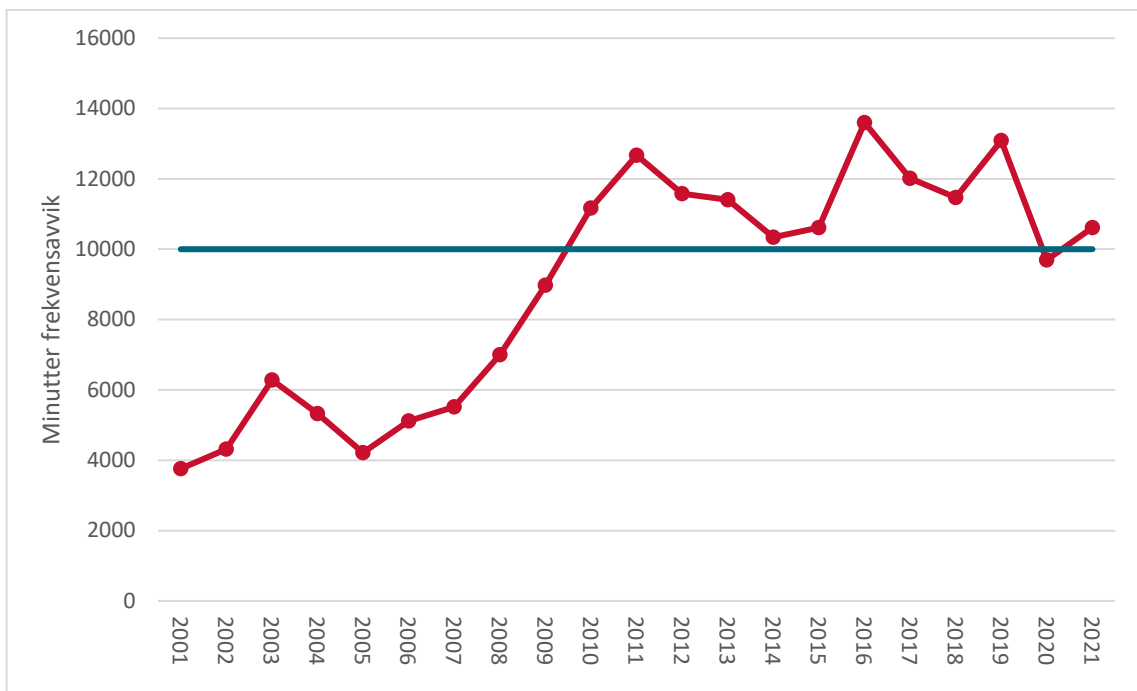
De nordiske TSOene operert med et måltall for akseptabel frekvenskvalitet på 10 000 minutter per år knyttet til normaldrift og større hendelser i kraftsystemet. I SO GL¹⁴ er det blant annet fastsatt en øvre grense for frekvensavvik på 15 000 minutter per år.

Av døgnetts timer var det time 7 som oftest hadde frekvensavvik i 2021, og april var måneden med flest minutter utenfor normalfrekvensbåndet. Det faktum at time 7 er timen med høyest avvik henger sammen med store strukturelle ubalanser i forbindelse med morgenoppkjøring. Generelt har også strukturelle ubalanser på grunn av timestift og døgnskift en innvirkning. Det samme har lastvariasjon på Skagerrak-kablene, som er forskjøvet med et kvarter i forhold til timestift, og NorNed som er forskjøvet med 10 minutter.

Figur 20 viser utviklingen i antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet. Frekvenskvaliteten har i snitt hatt en negativ utvikling siden 2007, men ligget relativt stabilt

¹⁴ Kommisjonsfordning om etablering av en retningslinje for systemdrift (System Operation Guideline (SO GL)). <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

siden 2010, dette til tross for flere nye mellomlandsforbindelser. I 2021 ble det registrert 10 618 minutter med frekvensavvik. Dette er over måltallet til de nordiske systemoperatørene, og en økning sammenliknet med 2020. Samtidig er det lavere enn årene mellom 2016-2019. Statnett hevder i sin årsrapportering at selv om det er noe variasjon fra år til år, viser det at tiltakene som er iverksatt har gitt effekt. De nordiske systemoperatørene har de siste årene økt antall timer og volumet de kjøper av aFRR. Samtidig sier Statnett at endring i produksjonsmiksen, økt kapasitet ut av synkronområdet og tilknytning til de europeiske balanseplattformene vil utfordre frekvenskvaliteten i Norden. Det vil også komme store endringer i Norden i forbindelse med Nordic balancing model (NBM) som vil kunne bedre frekvenskvaliteten. Overgang til kortere tidsoppløsning i markedene vil også kunne redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.



Figur 20: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2021. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.

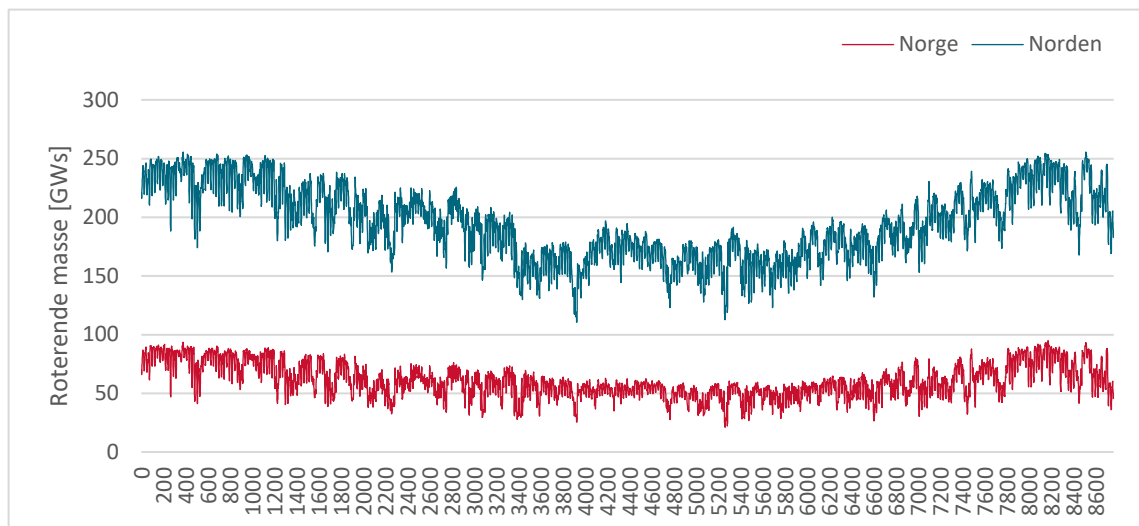
4.2 Roterende masse (inertia)

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

Systemansvarlig forklarer i sin rapportering at roterende masse avhenger sterkt av vær og hydrologisk balanse, i tillegg til den generelle utviklingen i produksjonsmik og forbruk. Fremtidig variasjon i vær og hydrologi vil gi utslag på mengden roterende masse i kraftsystemet.

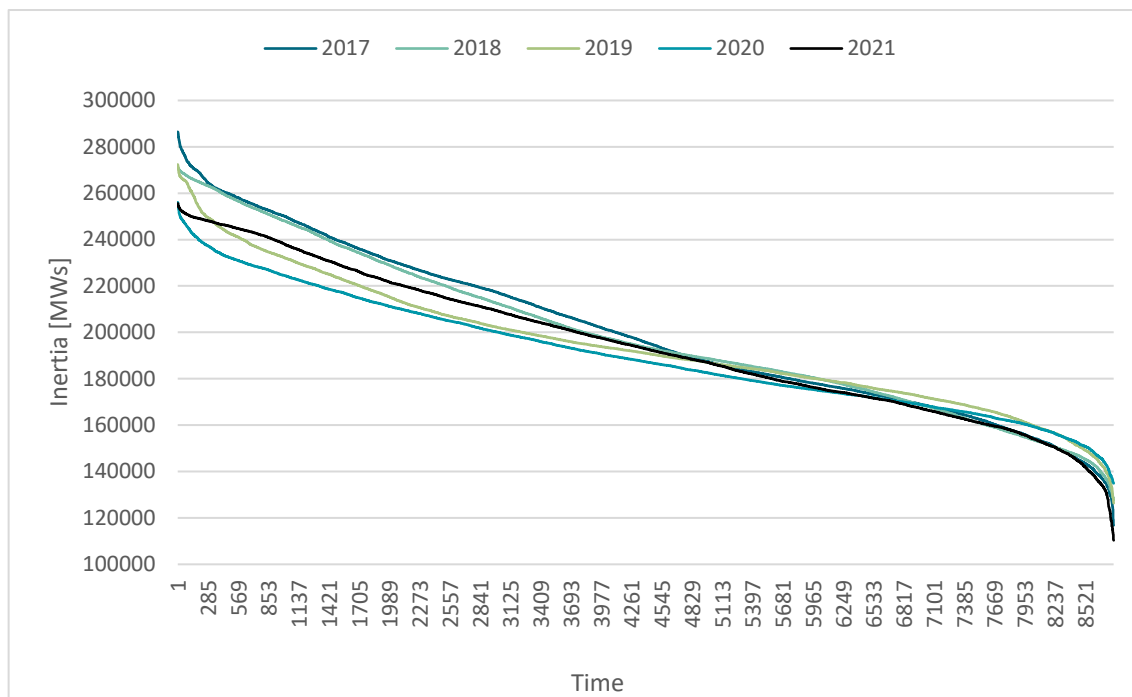
Figur 21 viser timesverdier for den totale mengden roterende masse i det nordiske synkronområdet i løpet av 2021. Oversikten viser en fordeling for Norge og Norden som helhet. I det nordiske systemet kreves det omtrent 155 GWs roterende masse for å håndtere største dimensjonerende utfall, under dette nivået vil systemansvarlig iverksette tiltak. Laveste mengden roterende masse i Norden var på 110,42 GWs i 2021, mens den i Norge var på 21,3 GWs. Dette er et lavere minimumsnivå enn i 2020. Systemoperatørene i Norden mener at man ved 100 GWs er i en situasjon med veldig lav roterende masse [13]. Systemoperatørene opplyser også at dersom roterende masse kommer under 120 GWs vil stabilitetsmarginene i kraftsystemet reduseres. Statnett peker i sin årsrapportering på at lavere magasinfylling i Sør-Norge, tidvis høy import på HVDC-forbindelsene og revisjon av det svenske atomkraftverket Forsmark 3 var hovedgrunnene til at det var et lavere nivåer av rotasjonsenergi i systemet i 2021. Dette varte også utover høsten, en periode det vanligvis er nok rotasjonsenergi på grunn av høyere forbruk og et høyere produksjonsnivå.

Figur 21 viser også fordelingen av roterende masse over året. Det er mer roterende masse på vinter- enn på sommerhalvåret. Dette henger sammen med at det er høyere produksjon og forbruk av kraft om vinteren.



Figur 21: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2021.

Systemansvarlig har rapportert til RME på utviklingen av roterende masse, se Figur 22. Mengden roterende masse i systemet vil kunne variere fra år til år med den hydrologiske balansen og mengden import på HVDC-forbindelsene. Men den generelle trenden er at mengden reduseres, og fra 2030 og utover vil mengden reduseres dersom kjernekraft byttes ut med mer inverter-basert produksjon som vindkraft og solkraft. Utvekslingskapasitet på HVDC-forbindelser ut og inn av Norden vil også kunne påvirke mengden roterende masse. Samtidig kommer det ny kjernekraft inn i systemet i 2022 fra Finland, dette vil ha en positiv effekt på mengden rotasjonsenergi.



Figur 22: Utvikling av mengden roterende masse fra 2017 til 2021.

TSOene arbeider aktivt med å øke mengden roterende masse i Norden, blant annet ved å gjøre tilpasninger i eksisterende markeder og inkludere nye tjenester. Generelt betyr lavere roterende masse at systemet er mindre motstandsdyktig mot forstyrrelser, noe som vil resultere i økte frekvensavvik. Systemansvarlig er i implementeringsfasen for endringer i FCR-markedet som skal sikre egenskaper for demping av pendlinger samt optimere hurtigheten på responsen fra til de nordiske tilbydere.

For å kompensere for den hurtigheten FCR ikke kan levere, introduseres Fast Frequency Reserves (FFR) for å sikre at frekvensvariasjonene ved utfall av store produksjonsanlegg eller HVDC-forbindelse, og lav mengde roterende masse håndteres på en robust måte. FFR har som mål å sikre at det ikke oppstår for dype frekvensdipp ved utfall av dimensjonerende hendelse. Statnett opplyser i sin årsrapportering at mengden roterende masse i systemet har vært over 155 GWs i 90 prosent av timene de siste fem årene. 155 GWs er nivået når systemoperatørene mener det er behov for FFR.

FFR ble gjennomført som et demonstrasjonsprosjekt i 2020 og 2021, og er videreført som et permanent produkt fra 2022. Systemansvarlig opplyser i sin rapportering at FFR ble utløst ved tre tilfeller i 2021, som vist i Tabell 1. I tillegg var det en hendelse ved utfall av NSL den 02.09.2022 klokken 12:04 hvor frekvensen falt til 49,44 Hz. FFR ble ikke utløst ved denne hendelsen da det ikke var aktivert. På grunn av lavere roterende masse utover høsten i 2021 var systemansvarlig nødt til å anskaffe FFR også etter sesongslutt som var 1. oktober. Dette skyldes de tidligere nevnte årsakene som lav magasinfylling i Sør-Norge, revisjoner og tidvis høy import på HVDC-forbindelsene.

Ved for lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet og ikke en tilstrekkelig tilgang til FFR kan også de systemansvarlige redusere dimensjonerende hendelse i kraftsystemet. Systemansvarlig rapporterer at det ikke var noen hendelser i 2021 hvor dimensjonerende hendelse i det nordiske kraftsystemet ble redusert som følge av for lav roterende masse.

Tabell 1 Hendelser hvor FFR ble utløst i 2021

| Tidspunkt | Hendelse | Laveste frekvens [Hz] |
|-----------------|---------------------------------------|-----------------------|
| 23.08 kl. 02:24 | Utfall svensk kjernekraft, Forsmark 2 | 49,67 |
| 17.07 kl. 15:13 | Utfall Skagerrak 4, import | 49,65 |
| 04.07 kl. 08:13 | Utfall Ofoten-Ritsem-Vietas | 49,57 |

4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet

Den nominelle spenningen til en nettkomponent er spenningen komponenten er betegnet eller identifisert ved¹⁵. Nominell spenning tilsvarer som oftest det komponenten er dimensjonert til å driftes med over tid. Nettkomponenter skal også tåle høyere spenninger enn driftsspenningen i korte perioder, såkalte overspenninger. Hvor store overspenninger en komponent vil tåle avhenger av både varigheten og amplituden på overspenningen. Spenninger utover dette vil kunne føre til skade ved å forringe holdbarheten og dermed gi kortere levetid. I første omgang vil isolasjonsevnen svekkes ved for høy spenning, og i verste fall kan det føre til kortslutning.

For spenningsregulering kan systemansvarlig fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnettet, i tillegg til at produksjonseenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med reaktiv effekt innenfor enhetens tekniske begrensninger¹⁶. Systemansvarlig kan sette krav til nye anlegg eller ved en endring av eksisterende anlegg som er i eller tilknyttet disse nettnivåene. I Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF 2021) [14] er det beskrevet krav til spenninger og varigheter som Statnett som netteier drifter nettet etter, og som de legger til grunn at utstyr må tåle. Nettet og tilknyttede anlegg skal kontinuerlig håndtere driftsspenninger opp til 300 kV og 420 kV. Kravene reguleres av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB).

Statnett har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under gitte grenseverdier i stasjonene sine i transmisjonsnettet. Det mottas varsel ved spenninger over 301 kV og 421 kV i mer enn 3 minutter og ved spenninger under 280 kV og 400 kV i mer enn 3 minutter og mer enn 20 minutter.

I region sør har det i 2021 totalt vært 1 356 656 minutter med spenning over 301 og 421 kV i henholdsvis 300- og 420 kV-nettet. Det ble videre registrert 129 tilfeller der spenningen var over 305 kV og 425 kV i mer enn 20 minutter, på til sammen 17 164 minutter. Det er en betydelig økning sammenlignet med fjorårets rapport, og skyldes blant annet ombygging, revisjoner og feil i flere områder i regionen. Som tiltak er det planlagt flere nettførsterkningsprosjekter i Bergensområdet, Rogaland og på Haugalandet, samt ombygging av stasjoner og ledninger i forbindelse med prosjekt Stor-Oslo.

I tillegg har det i region sør vært totalt 23 619 minutter med spenning under 285 kV og 405 kV i henholdsvis 300- og 420 kV-nettet. Det ble registrert ett tilfelle der spenningen var under 280 kV og 400 kV i 20 minutter. Dette tilfellet var på 138 minutter.

¹⁵ Leveringskvalitetsforskriften § 1-4 nr. 26 / Forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 1-5

¹⁶ Systemansvarforskriften § 15, [4]

I region nord var det i 2021 totalt 56 813 minutter med spenningsoverskridelser over 301 og 421 kV. Det ble registrert seks tilfeller der spenningen var over 305 kV og 425 kV i mer enn 20 minutter, på til sammen 383 minutter.

I tillegg har det i region nord vært totalt 12 750 minutter med spenning under 285 kV og 405 kV. Det ble registrert ni tilfeller der spenningen var under 280 kV og 400 kV i mer enn 20 minutter, på til sammen 1 199 minutter.

4.4 Nasjonal database for spenningskvalitet

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

Krav til rapportering av utvalgte spenningskvalitetsdata ble innført 1. januar 2014. Ved å samle spenningskvalitetsmålingene i en felles database kan nasjonal statistikk og trender for spenningsforstyrrelser som kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger, korttids- og langtidsintensitet av flimmer og total harmonisk forvrengning hentes ut. Spenningskvalitetsdatabasen gjennomgår en modernisering, der hensikten er å tilrettelegge for automatisk innrapportering og gjøre spenningskvalitetsdataene tilgjengelig for konsesjonærene. Dette åpner for at spenningskvalitetsdataene, ved siden av rene statistikkformål, også kan benyttes til feilanalyse og drift ved at konsesjonærene får tilgang til oppdaterte spenningskvalitetsmålinger i andres nett.

Endringer i leveringskvalitetsforskriften og systemansvarsforskriften ble vedtatt 1. november 2019 som ledd i å gjennomføre moderniseringen. Alle nettselskapene skal rapportere spenningskvalitetsdata til systemansvarlig automatisk og kontinuerlig.

5 Systemtjenester og effektreserver

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

Kraftmarkedene sikrer at det er planlagt balanse for hver enkelttime hele året. Kraftproduksjon og flyt på utenlandsforbindelser planlegges utfra resultatene i kraftmarkedene, og vil derfor endres ved timestskift, mens energiforbruket endres løpende gjennom timene i døgnet. Dette fører til ubalanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling. Denne ubalansen blir ofte kalt strukturelle ubalanser.

For å sikre den momentane balansen mellom forbruk og produksjon, og dermed håndtere endringer i frekvens, er det utviklet ulike reservemarkeder som bidrar til å holde frekvensen på 50 Hz. I tillegg til frekvens skal systemansvarlig håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet, samt sørge for at spenningen holdes innenfor gitte grenser for hva komponentene tåler. Systemansvarlig har en rekke virkemidler for å utføre disse tiltakene og dermed ivareta driftssikkerheten

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

De ulike systemtjenestene systemansvarlig benytter er nærmere beskrevet i vedlegg 1. Dette kapittelet gir en nærmere beskrivelse av samlede og individuelle systemansvarskostnader for 2021.

5.1 Samlede systemansvarskostnader

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

Tabell 2 og Figur 23 viser en oversikt over systemansvarskostnader for tjenester systemansvarlig har betalt for per år fra 2011 til 2021. Kostnadene for 2021 var mer enn tre ganger så høye som i 2020, og er på det høyeste nivået for perioden. Hovedårsaken til denne økningen er rekordhøye kraftpriser i 2021 og et høyt kraftforbruk gjennom vinteren i 2021. Kostnader knyttet til reserver og produksjonsflytting og -glatting er relativt tett knyttet til kraftprisen. Systemansvarskostnadene var relativt stabile frem til og med 2020, og 2021 står derfor frem som et skille sammenliknet med tidligere år. I de kommende delkapitlene er kostnadene beskrevet mer i detalj.

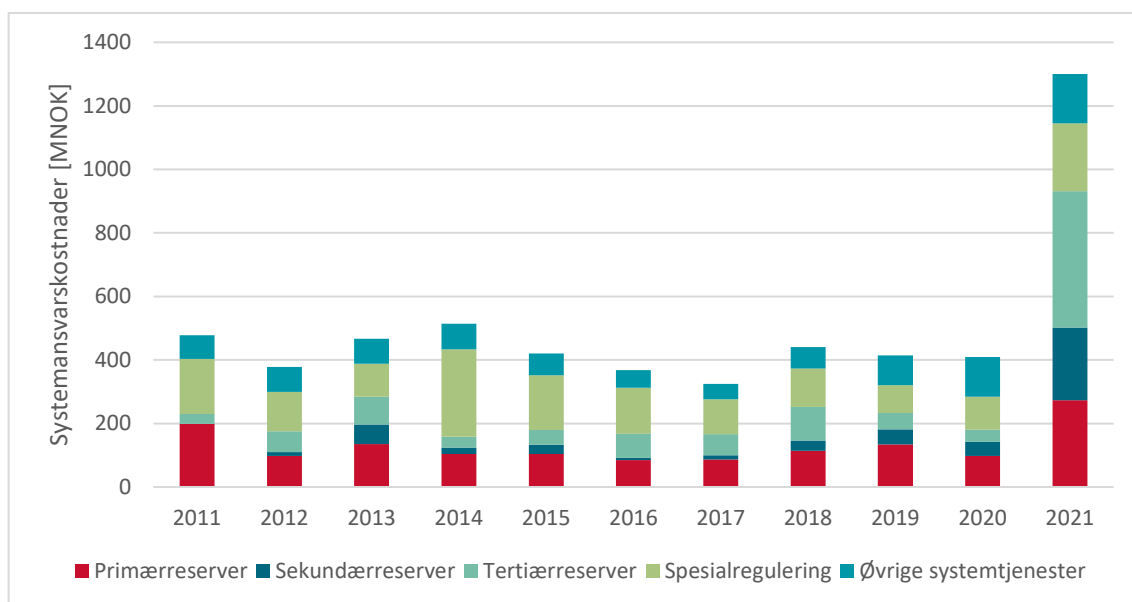
De siste årene har Statnett hatt høyere kostnader knyttet til oppgaven som systemansvarlig. Dette er hovedsakelig oppgaver knyttet til drift og utvikling, og systemansvarlig forventer at dette vil øke de kommende årene. Dette er kostnader som ikke fremkommer av Tabell 2. Systemansvarlig opplyser blant annet en økt ressursbruk til oppfølging av arbeidet i

ENTSO-E¹⁷, samt ressurser knyttet til oppfølging av europeisk regelverk, metodeutvikling og regulatorprosesser. En mer kompleks drift gir også systemansvarlig høyere kostnader knyttet til økt bemanning på driftssentralene. Det er store nordiske utviklingsprosjekter som «Nordic balancing model (NBM)» og «Regional coordination center (RSC)» som krever mye ressurser fra systemansvarlig. Generelt bruker systemansvarlig mye interne ressurser på utvikling av markedsløsning og kjøp av systemtjenester. Utviklingen av disse har gitt høyere kostnader knyttet til IT-systemer.

Tabell 2: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2011 - 2021.

| ANSKAFFET SYSTEMTJENESTE/ RESERVE | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Fast frequency reserves (FFR) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8 | 28 |
| Primærreserver (FCR) | 199 | 98 | 135 | 104 | 104 | 85 | 87 | 114 | 134 | 98 | 273 |
| <i>Grunnleveranse</i> | 25 | 24 | 30 | 21 | 21 | 21 | 21 | 19 | 21 | 19 | 17 |
| <i>Marked</i> | 200 | 84 | 147 | 103 | 130 | 87 | 105 | 164 | 162 | 93 | 281 |
| <i>Salg</i> | -26 | -10 | -42 | -20 | -48 | -33 | -39 | -70 | -49 | -14 | -26 |
| Sekundærreserver (aFRR) | | 12 | 62 | 20 | 29 | 7 | 13 | 32 | 47 | 44 | 229 |
| Tertiærreserver (mFRR) | 31 | 65 | 87 | 34 | 46 | 75 | 66 | 106 | 52 | 38 | 429 |
| Spesialregulering | 173 | 124 | 104 | 275 | 173 | 146 | 110 | 121 | 88 | 104 | 214 |
| Systemvern | 4 | 9 | 13 | 9 | 13 | 11 | 15 | 16 | 49 | 3 | 1 |
| Produksjonsflytting | 10 | 9 | 9 | 5 | 4 | 7 | 7 | 13 | 6 | 3 | 15 |
| Produksjonsglatting | | | | | 6 | 10 | 9 | 17 | 14 | 3 | 31 |
| Energiopsjoner | 48 | 35 | 30 | 28 | 20 | 5 | - | - | - | - | - |
| Reaktiv effekt | 7 | 3 | 6 | 6 | 4 | 6 | 6 | 6 | 7 | 9 | 9 |
| Omberamming av planlagte revisjoner | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 8 | 4 | 2 | 0 |
| Netto kjøp av balanse- og effektkraft | 5 | 22 | 19 | 32 | 20 | 15 | 10 | 8 | 13 | 97 | 71 |
| Totalt | 478 | 378 | 467 | 514 | 420 | 368 | 325 | 441 | 414 | 409 | 1 300 |

¹⁷ ENTSO-E er en forkortelse for European Network of Transmission System Operators for Electricity. Dette er et felles-Europeisk organ for de europeiske TSOene.



Figur 23: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2011 - 2021.

5.2 Fast Frequency Response (FFR)

FFR er et produkt som ble introdusert i det nordiske markedet i 2020. Formålet med produktet er å hindre for dype frekvensdipper ved feilhendelser i kraftsystemet, som for eksempel utfall av mellomlandsforbindelser eller produksjonsenheter. I 2020 gjennomførte systemansvarlig et nasjonalt demonstrasjonsprosjektprosjekt for å teste produktet. Demonstrasjonsprosjektet ble videreført i 2021 hvor FFR ble anskaffet gjennom to ulike produkter. Det ene produktet heter FFR Profil og er et produkt som sikrer leveranse helg og nattetid gjennom sesongen. Det andre produktet er FFR Flex og skal leveres på bestilling fra Statnett basert på en kortsiktig prognose for behovet. Behovet bestemmes i samarbeid mellom de nordiske systemoperatørene og baserer seg på forventet mengde roterende masse i systemet. De nordiske systemoperatørene dimensjonerer behovet samlet for Norden, og Statnett er da ansvarlig for anskaffelse av den norske forpliktelsen. For 2021 var den norske forpliktelsen på 39 prosent. Les mer om utløsning av FFR i kapittel 4.2.

I 2021 brukte systemansvarlig 28 MNOK på FFR. Fra 2022 er FFR innført som et permanent produkt. Statnett peker på at det er usikkerhet knyttet til den fremtidige kostnadsutviklingen for produktet, da markedet er nytt og har behov for modning hos aktørene, samt utviklingen i behovet for FFR.

5.3 Primærreserver (FCR)

Primærreserver, eller frekvensreguleringsreserver (frequency containment reserves, FCR), i det norske kraftsystemet består av kjøp Statnett foretar i markedet for primærreserver i tillegg til grunnleveransen. I Norge er det i hovedsak kraftverk med vannmagasin som leverer primærreserver. Majoriteten av grunnleveransen kommer fra magasinverk gjennom store deler av året, og bidrar dermed med ekstra leveranse av primærreserver som er distribuert i kraftsystemet. I perioder med høy kraftproduksjon og tilhørende høy grunnleveranse blir den totale leveransen av primærreserver betydelig større enn Norges forpliktelser i den nordiske systemdriftsavtalen. Tilsvarende sammenheng gjelder ikke i Norden for øvrig. Det

oppstår derfor en skjevfordeling i leveransen av primærreserver mellom de nordiske landene som kan skape driftsutfordringer ved flaskehals i nettet. Primærreservene er delt inn i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D). I den nordiske systemdriftsavtalen er det fastsatt at normaldriftsreservene skal være minst 600 MW i Norden. Deretter fordeles det videre ned på hvert enkelt land. Dimensjoneringen av driftsforstyrrelsesreserver skal være lik den dimensjonerende hendelsen i Norden, og fordeles på landene i Norden.

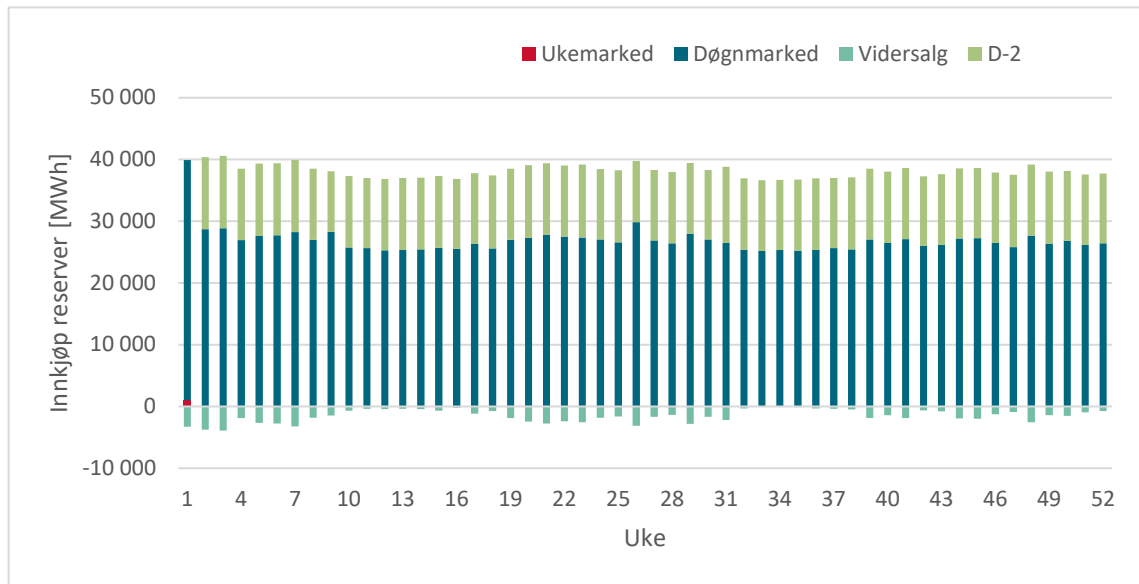
Kostnader for primærreserver er sterkt knyttet til den hydrologiske situasjonen. Lav produksjon og mye import som følge av tørrår kan gi høye kostnader hvis systemansvarlig må betale for at aggregat i magasinverk holdes roterende i perioder hvor de ellers ville stått. I motsatt tilfelle, det vil si når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

Kostnaden for primærreserver var 273 MNOK i 2021. Dette er en stor økning sammenliknet med de siste ti årene. Økningen skyldes en kombinasjon av de overnevnte hydrologiske situasjonene. Det har gjennom 2021 både vært perioder med lavt kjøpeønske hvor produksjon må holdes roterende, og perioder med høyt kjøpeønske hvor man må holde igjen kapasitet. Dette har ført til høyere kostnader enn normalt.

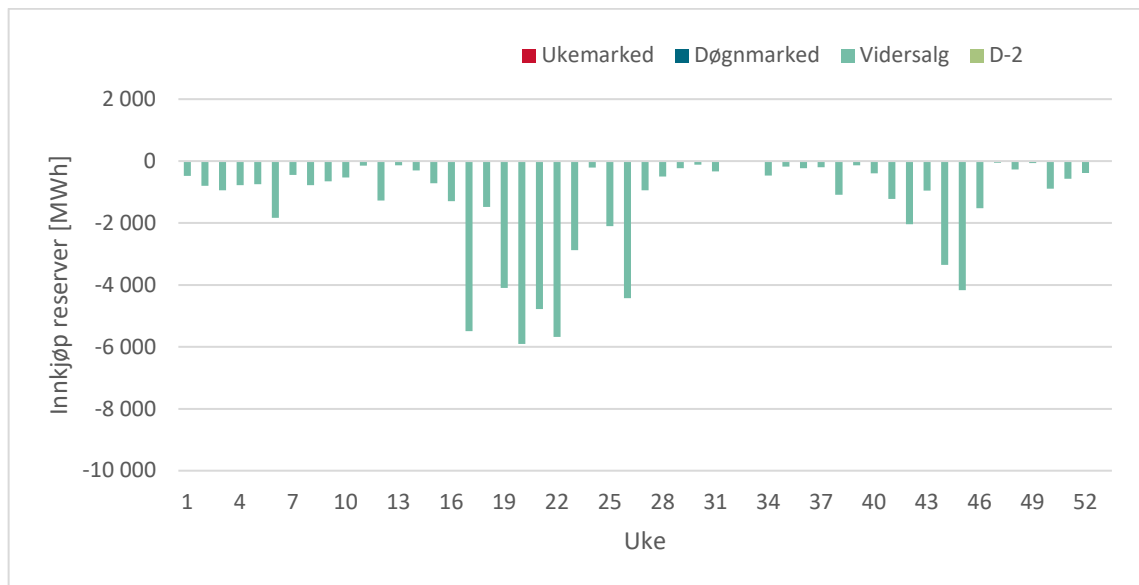
I Figur 24 presenteres gjennomsnittlig timesinnkjøp og videresalg av normaldriftsreserver (FCR-N) per uke i 2021. Videre er innkjøp og videresalg av driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D) presentert i Figur 25. Figuren viser at det ikke ble handlet inn FCR-D i 2021. Dette er fordi kvantumet som er tilgjengelig gjennom grunnleveransen og i FCR-N er såpass høyt at systemansvarlig har dekket sine nordiske forpliktelser, og har dermed ikke har behov for å anskaffe ytterligere gjennom markedet for FCR-D. Systemansvarlig jobber med å avskaffe grunnleveransen og starte handelen av FCR-D.

I 2021 gikk systemansvarlig fra å anskaffe primærreserver i døgn- og ukemarked til å anskaffe dette i et D-2 og D-1-marked. Systemansvarlig kan videreselge primærreserver,

både FCR-N og FCR-D til andre nordiske systemoperatører. Inntekten for dette vises i raden for salg i Tabell 2 og solgt volum vises i Figur 24 og Figur 25.



Figur 24: Innkjøp og videre salg av normaldriftsreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2021.



Figur 25 Innkjøp og videre salg driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D) i MWh per uke i 2021.

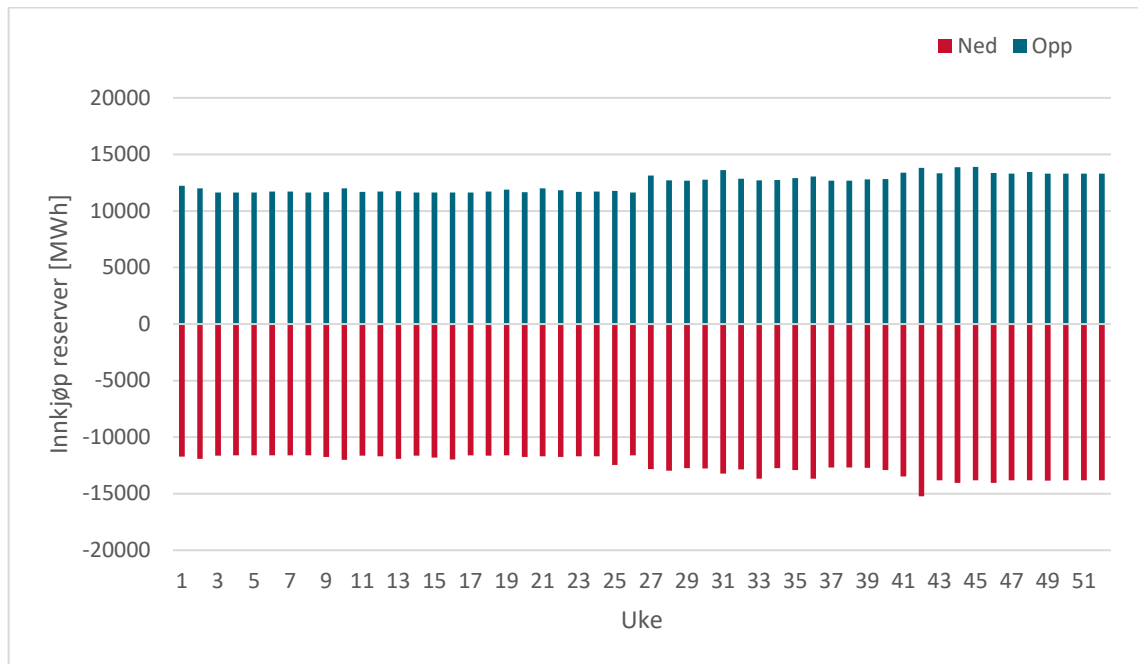
5.4 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver, eller automatisk frekvensgjenopprettingsreserver (automatic, frequency restoration reserves, aFRR), er en relativt ny type reserve i Norden som ble innført permanent i 2013. For å gjøre innkjøpet av sekundærreserver mer effektivt begynte man i 2014 målrettet å kjøpe inn reserver i de timene hvor det er størst strukturelle ubalanser. I 2018 ble det for første gang anskaffet sekundærreserver gjennom hele året. Systemansvarlig økte volumet av sekundærreserver og anskaffet aFRR i flere timer i 2021. Kostnadene knyttet til sekundærreserver økte til 229 MNOK i 2021. Den kraftige økningen skyldes hovedsakelig de høye kraftprisene i 2021, ettersom kostnadene i kapasitetsmarkedet for

sekundærreservene henger nøye sammen med kraftprisen. Systemansvarlig gikk også fra å anskaffe aFRR i et eget ukesmarked og over til et døgnmarked i 2021.

Volumet og antall timer bestemmes kvartalsvis mellom de nordiske TSOene. Økningen i 2021 og økningen fremover gjøres for å forsøke å bedre frekvenskvaliteten, og forberede systemet til nytt nordisk balanseringskonsept. Det er dermed også å forvente at kostnadene til sekundærreserver vil øke de kommende årene. Systemansvarlig har opplyst at syv aktører deltok i markedet for sekundærreserver i 2021, noe som er det samme som i 2020. Alle disse aktørene befinner seg i NO1, NO2 eller NO5. Det er ikke etablert sekundærreserver i NO3 og NO4.

I Figur 26 er innkjøpt volum av sekundærreserver for ukene i 2021 presentert.



Figur 26: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per uke i 2021.

5.5 Tertiærreserver (mFRR)

Systemansvarlig har ansvar for å drive og utvikle regulerkraftmarkedet (RK) for å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet. I RK er det også et opsjonsmarked (RKOM). Dette skal sikre at systemansvarlig alltid har nok tilgjengelige reserver til å håndtere ubalansene som måtte oppstå. Den nordiske systemdriftsavtalen stiller krav om at alle TSOene minimum skal sikre nok mFRR til å dekke sin dimensjonerende hendelse, og at en TSO kan sikre mer reserver dersom det er behov for dette. Systemansvarlig oppgir at de tidvis anskaffer noe mer enn det nordiske kravet for å sikre nok reserver til å håndtere ubalanser i kraftsystemet. Dette er også bakgrunnen for at systemansvarlig økte sitt selvplågte mål siste kvartal i 2021. Systemansvarlig viser til at kostnadene for sikring av tertiærreserver vil ligge på et høyere nivå fremover. Dette er fordi behovet har økt i takt med økt eksportkapasitet, som de siste årene innebærer idriftsettelse av NSL og NordLink.

I RK aktiveres tertiærreserver. Aktiverte bud skal levere i henhold til anmeldt volum og være fullt aktiverte innen 15 minutter fra bestillingstidspunktet. Minstevolumet for bud er

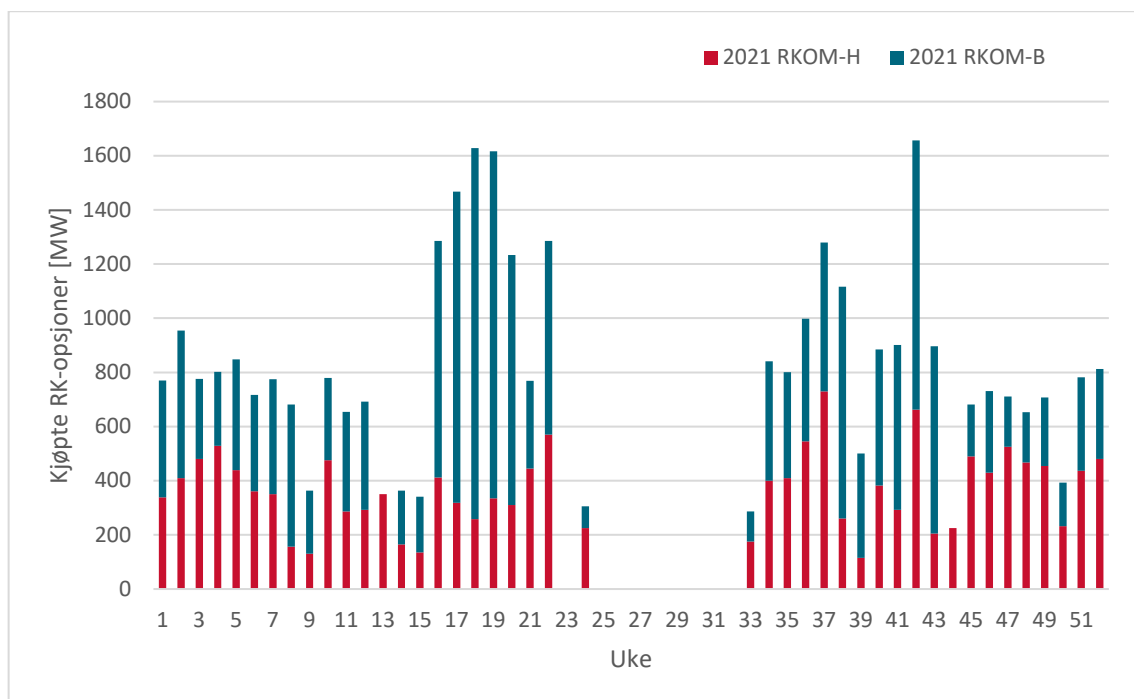
10 MW¹⁸, og både produksjons- og forbruksenheter kan delta i markedet. RKOM er delt inn i to ulike produkter, RKOM-H og RKOM-B. Førstnevnte står for høykvalitet, og er et produkt som kan aktiveres uten begrensninger. Sistnevnte har begrensninger i når og hvordan en ressurs kan benyttes. RKOM er i tillegg delt inn i sesong og uke.

Kostnaden for tertiærreserver var 429 MNOK i 2021. Dette er en økning på over 1 000 prosent sammenliknet med 2020, og en kraftig økning også sammenliknet med tidligere år.

Bruken av tertiærreserver vil drives av høyt forbruk, høye elspotpriser og høy eksport i vintermånedene. Kostnadene knyttet til tertiærreserver påløper som regel mellom mars og november. De seneste årene har sesongen for tertiærreserver blitt forlenget på grunn av økt utveksling av kraft. Det er flere grunner til at kostnadene knyttet til tertiærreserver ble unormalt høye for 2021. Vinteren 2021 var preget av langvarig kulde noe som er med på å øke prisen for tertiærreserver. En annen viktig driver for kostnadsøkningen var de høye kraftprisene og høyt kjørebønske fra produsentene på tross av lave magasinfyllinger, noe som gir lavere tilgang på tertiærreserver. Systemansvarlig ble nødt til å anskaffe en større andel av reservene gjennom RKOM, samtidig som det ble behov for å dimensjonere mer tertiærreserver for å håndtere ubalanser. I 2021 har prisene i RKOM hengt direkte sammen med kraftprisen ettersom leverandørene må kompenseres for den inntekten de ellers ville fått i markedene.

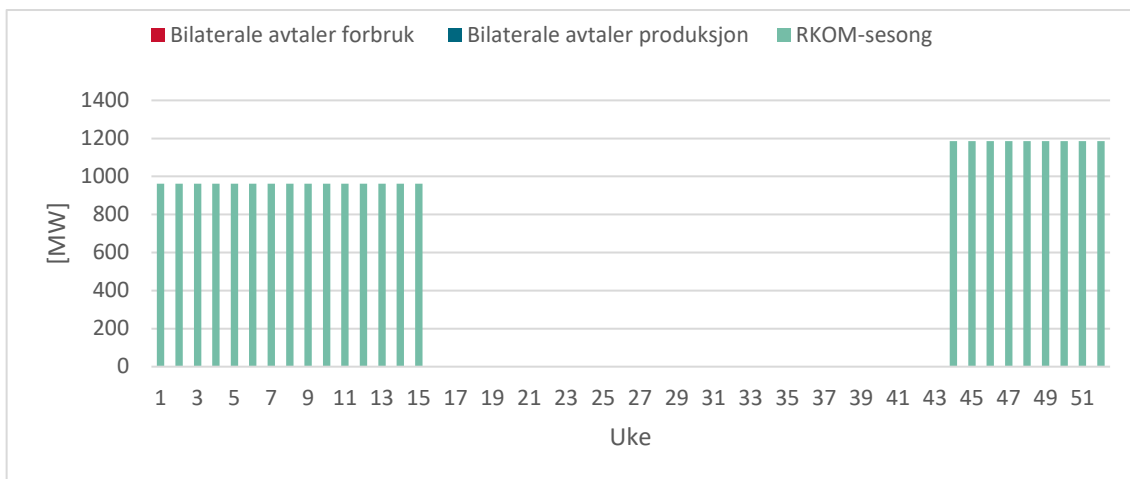
5.5.1 Innkjøp i RKOM

I Figur 27 og Figur 28 er innkjøp i RKOM på ukes- og sesongbasis presentert for 2021.



Figur 27: Kjøpte RK-opsjoner i MW på dagtid fordelt ukesvis for 2021. Figuren skiller på produktene RKOM-H og RKOM-B.

¹⁸ I prisområdene NO1 og NO3 tillates det i tillegg inntil ett bud med kvantum fra og med 5 MW til og med 9 MW per stasjonsgruppe.



Figur 28: Kjøpte RK-opjoner for sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2021. Det har for 2021 ikke vært bilaterale avtaler på forbruk og produksjon.

5.5.2 Aktører og fordeling av volum i reservemarkedene

Tabell 3 og Tabell 4 viser en oversikt over henholdsvis antall aktører som deltar i RKOM og RK og fordelingen av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B. Sammenlignet med 2020 har det vært en reduksjon i antall aktører som deltar i RK og RKOM. Fordelingen mellom produksjon og forbruk, og mellom RKOM-H og -B, er på samme nivå som de siste årene. Systemansvarlig trekker frem flere tiltak for å øke likviditeten i markedene. Blant annet peker de på redusert budstørrelse som et tiltak for å få flere aktører inn i markedet.

Tabell 3: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2021. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.

| AKTØRER | RKOM-SESONG | RKOM-UKE | RK |
|------------------------------|-------------|----------|----|
| Produksjon | 5 | 6 | 21 |
| Forbruk | 4 | 12 | 6 |
| Produksjon og forbruk | 0 | 1 | 3 |

Tabell 4: Fordeling av tilbudsvolum mellom forbruk, produksjon RKOM-H og RKOM-B i 2021.

| AKTØRER | 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 % | - |

5.6 Spesialregulering

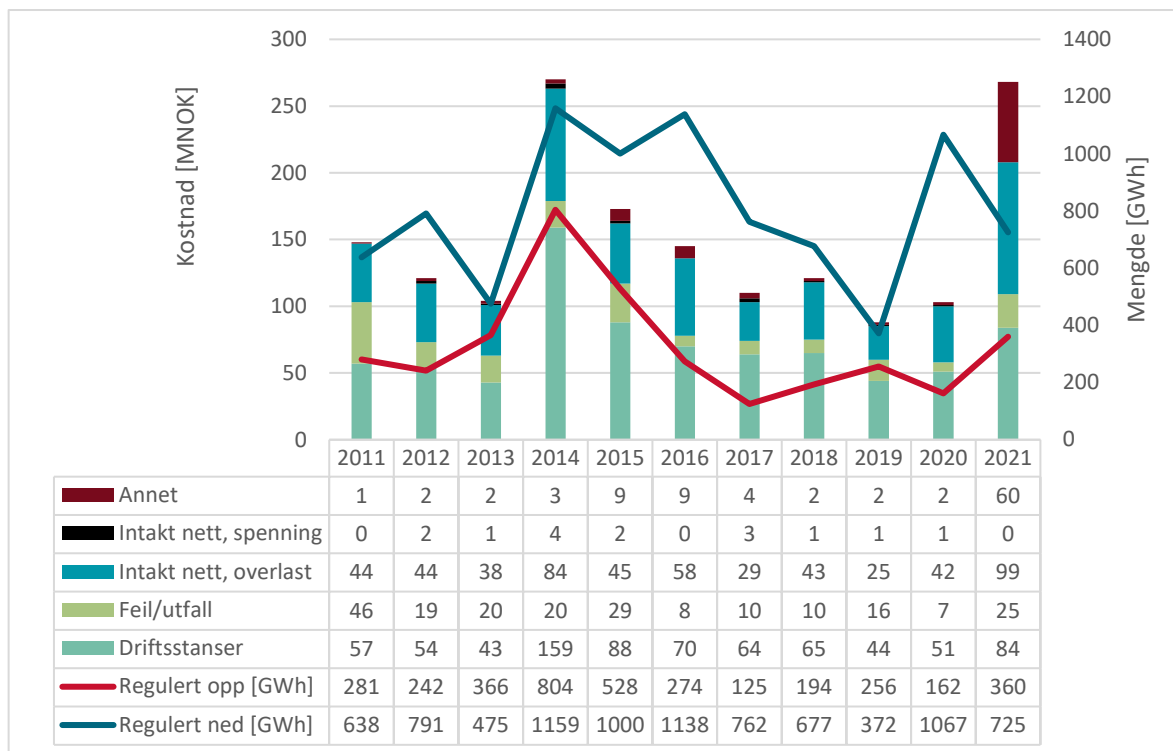
Figur 29 viser en oversikt over mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering i MNOK fordelt på årsak i perioden 2011 – 2021. Årsak til spesialregulering er delt inn i fem hovedtyper: intakt nett overlast, intakt nett spenning, driftsstans, feil/utfall og annet.

Kostnader knyttet til spesialregulering avhenger av flere faktorer, deriblant hydrologiske forhold, prisnivå i døgnet, revisjoner, og feil i nettet og på produksjonsanlegg. Behovet for spesialregulering henger dermed nøye sammen med kraftsituasjonen. Både tørre og våte perioder vil øke behovet for spesialregulering i nettet gjennom at det blir økt behov for overføring av kraft og dermed vil flaskehalsene kunne oppstå. I 2021 lå fyllingsgraden i magasinene under medianen, og det var spesielt Vestlandet som fikk lavere tilsig enn i et normalår. I samme periode ferdigstilte Statnett arbeidet med Vestre korridor i samme område. Dette i kombinasjon med mange samtidige utkoblinger, krevende snitt og stram energisituasjon påvirket både reguleringsbehov og aktørenes prissetting av reguleringsressursene ifølge systemansvarlig.

I 2021 ble til sammen 1 085 GWh spesialregulert for 214 MNOK. Til sammenligning ble det spesialregulert 1 229 GWh til 104 MNOK i 2020. Kostnadene har mer enn doblet seg sammenliknet med 2020, og ligger over gjennomsnittet for de siste ti årene. Som tidligere beskrevet påvirker kraftsituasjonen aktørenes prissetting av reguleringsressurser, og dette vil kunne forklare hvorfor kostnadene økte såpass mye mens det totale volumet ble noe redusert. Den største endringen for 2021 var volumet oppregulering, som utgjorde 360 GWh, mot 162 GWh i 2020. Systemansvarlig peker også her på at energisituasjonen gjør at behovet for oppregulering øker. Figur 29 viser at intakt nett med overlast stod for rundt 46 prosent av kostnadene, mens revisjoner stod for rundt 40 prosent. Det resterende er i all hovedsak knyttet til feil og utfall.

I 2021 var det for planlagte driftsstanser i forbindelse med fullføringen av arbeidet med vestre korridor (Sauda-Saurdal, Hylen-Sauda) som hadde høyest spesialreguleringskostnad. Når det gjelder overlast ved intakt nett er det Salten-nettet (Nordland) og 132 kV Siso-Salten som har gitt høyest kostnad. Disse to spesialreguleringene knyttes til de samme problemstillingene som oppstår i Salten-nettet. Når det gjelder kostnader knyttet til feil og utfall er det havari av Salten transformator den 21. september og utfall av 132 kV Flesaker-Nore2 den 4. januar som stod for de høyeste kostnadene.

Ifølge systemansvarlig vil det fortsatt være behov for mange driftsstanser med tilhørende spesialregulering i forbindelse med oppgradering av kraftnettet de kommende årene.



Figur 29: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2011 - 2021. Stolpene i diagrammet viser kostnadene, mens linjene representerer mengden spesialregulering.

5.7 Systemvern

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og transmisjonsnett¹⁹. Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Det vil si systemansvarlig skal dekke kostnader ved installasjon, drift, vedlikehold og avinstallasjon av vern og sambandsløsninger. Hvis utløsning av systemvernet innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnadene for de som kobles ut dekkes. Antall systemvern har de siste årene økt, noe som medfører at kostnadene vil kunne øke i årene som kommer.

Generelt skyldes det store flertallet av endringene på systemvern behov for å øke eksportkapasitet, noe de sikrer ved å aktivere systemvern med produksjonsfrakobling (PFK). Behovet avhenger blant annet av utveksling og tilgjengelig handelskapasitet. I perioder med stabil utveksling er det ikke nødvendig å endre på systemvernstatus, mens i perioder med varierende utveksling må systemvern aktiveres/deaktiveres ofte. I perioder hvor handelskapasiteten er redusert, som følge av planlagte utkoblinger eller feil, vil også behovet for systemvern være mindre, fordi potensiell varierende utveksling vil være lavere. Hvis kapasiteten er redusert mye, vil behovet for systemvern også være fraværende.

Totale regnskapsførte kostnader for systemvern i 2021 var 1 MNOK, mot 3 MNOK i 2020, og 49 MNOK i 2019. Systemansvarlig opplyser at de faktiske kostnadene var noe høyere, men ettersom disse utløsningen skjedde sent i 2021 er de ikke kostnadsført før i regnskapsåret 2022. 2022 vil dermed ha noe av kostnadene som kom av utløsninger skjedd i 2021. De

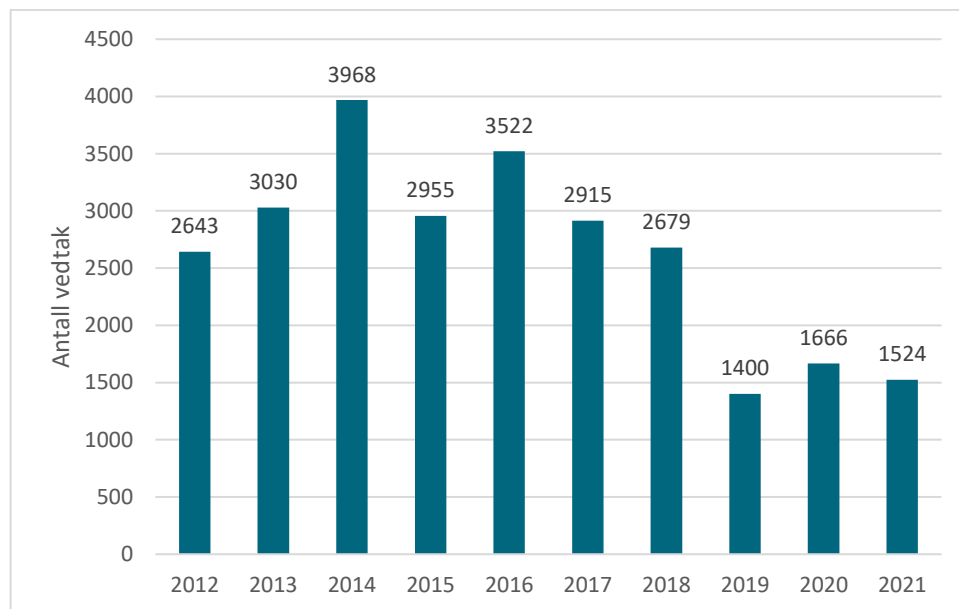
¹⁹ Systemansvarsforskriften § 21[4]

faktiske kostnadene knyttet til systemvern i 2021 var på rett over 20 MNOK, noe som er en økning sammenliknet med 2020.

Figur 30 viser antall aktiveringer av systemvern systemansvarlig har pålagt konsesjonærene fra 2012 til 2021. I 2021 påla systemansvarlig 1 524 aktiveringer. Dette er en liten nedgang sammenliknet med 2020, men det er en tydelig nedadgående trend om man ser de tre siste årene mot de syv årene før det.

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

Systemansvarlig forklarer at antall systemvern i snitt har økt de siste årene, noe som også vil medføre en økning av kostnadene til systemvern i tiden fremover. Kostnadene vil likevel variere fra år til år, siden deler av kostnadene (og dermed utløsningen av systemvern) er knyttet til feil i nettet. Som beskrevet vil kostnadene også variere med hvilken type systemvern som utløses, hvor belastningsfrakobling kan medføre betydelige kostnader.



Figur 30: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2012 - 2021.

Tabell 5 angir antall utløsninger av produksjonsfrakobling og belastningsfrakobling de siste seks årene. I 2021 ble systemvern i kategorien produksjonsfrakobling utløst ved syv tilfeller. Dette omfatter aggregat med totalt 2 847 MW produksjon. Det er registrert én frakobling av forbruk på totalt 290 MW. Dette er på nivå med fjoråret.

Tabell 5: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2011 - 2021.

| | Belastningsfrakobling (BFK) | | Produksjonsfrakobling (PFK) | |
|------|-----------------------------|-------|-----------------------------|-------|
| | Antall utløsninger | [MW] | Antall utløsninger | [MW] |
| 2011 | 3 | 600 | 4 | 1 500 |
| 2012 | 0 | 0 | 4 | 1 550 |
| 2013 | 0 | 0 | 7 | 3 800 |
| 2014 | 2 | - | 4 | 1 500 |
| 2015 | 3 | 200 | 11 | 4 500 |
| 2016 | 1 | 190 | 4 | 2 060 |
| 2017 | 5 | 557 | 8 | 2 121 |
| 2018 | 1 | 120 | 15 | 4 423 |
| 2019 | 5 | 1 730 | 3 | 620 |
| 2020 | 1 | 44,5 | 5 | 1 754 |
| 2021 | 1 | 290 | 7 | 2 847 |

Kostnadene for systemvern fordeles mellom PFK og BFK. For aktivering av systemvern påløper det ingen utgifter og faktoren påvirker derfor heller ikke kostnadene. Kostnader for BFK oppstår ved en utløsning, det vil si at en feil i nettet kobler ut forbruk. Ved utkobling av sluttbrukere skal systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnett. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i berørte sluttbrukeres avbruddskostnader (KILE)²⁰.

5.8 Produksjonsflytting og -glatting

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

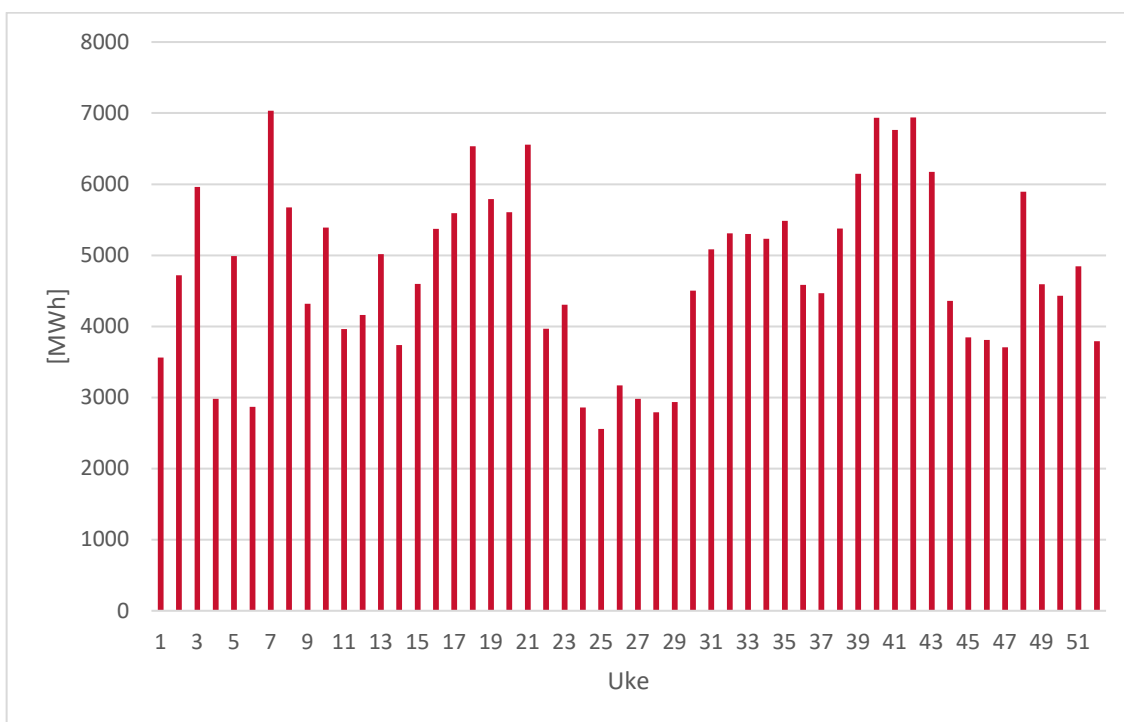
Som for flere av de andre systemansvarskostnadene har kostnadene knyttet til produksjonsflytting og -glatting økt betraktelig i 2021. Dette skyldes ifølge systemansvarlig en kombinasjon av økt volum og høy kraftpris.

5.8.1 Produksjonsflytting

Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2021 er presentert i Figur 31. Kostnadene for produksjonsflytting er direkte koblet til volumet som er flyttet og kraftprisen. Det samlede kvartersflyttede volumet i 2021 var 247,57 GWh. Dette er en økning på rundt 30 prosent sammenliknet med 2020.

Systemansvarlig betaler produsentene for kvartersflytting, hvor betalingen fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser. Tjenesten og betaling for produksjonsflytting er samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med å betale for tjenesten. I 2021 var den norske andelen av kostnadene for produksjonsflytting på 15 MNOK, noe som er godt over gjennomsnittet for de siste ti årene, og som skyldes høye kraftpriser og et høyere flyttet volum.

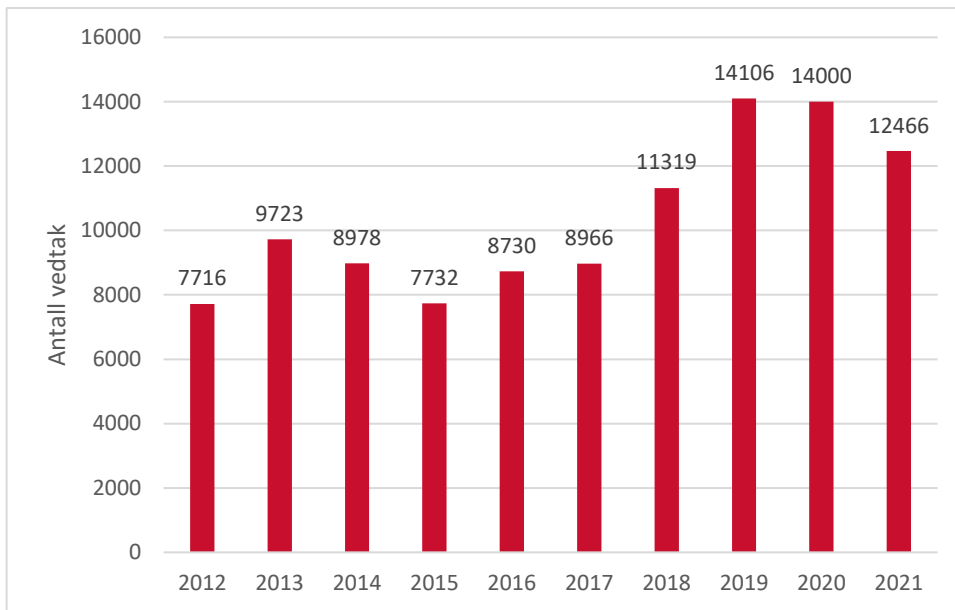
²⁰ I henhold til kapittel 9 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet [31].



Figur 31: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2021.

Figur 32 viser utviklingen i antall vedtak systemansvarlig har tatt om produksjonsflytting i perioden 2012 – 2021. Disse er kategorisert som systemkritiske vedtak. I 2021 tatt systemansvarlig til sammen 12 466 vedtak om produksjonsflytting.

Antallet flyttinger skjer per stasjonsgruppe og hvor mye en stasjonsgruppe skal kjøre opp eller ned bestemmes av hvor mye en aktør har fått tilslag på i markedet og hvordan aktøren har valgt å fordele produksjonen på sine stasjonsgrupper. Når systemansvarlig vurderer hva som skal flyttes bunner dette i et behov for volum. Hvis volumet må fordeles på flere stasjonsgrupper, blir det flere flyttinger.

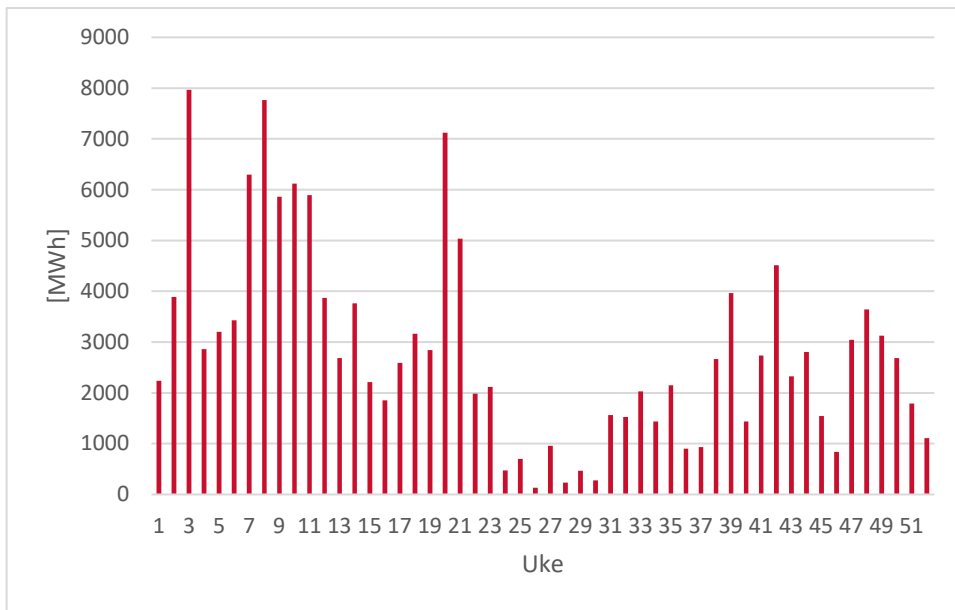


Figur 32: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2012-2021.

5.8.2 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som systemansvarlig tilbyr til konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW per budområde. Systemansvarlig fordeler produksjonsendringene over hver time. Dette er for å redusere strukturelle ubalanser i kraftsystemet som igjen kan påvirke frekvensen negativt.

Figur 33 gir en oversikt over volumet som ble produksjonsglattet per uke i 2021. Kostnadene knyttet til produksjonsglatting er som for produksjonsflytting, direkte knyttet til volum og kraftprisen. På grunn av den høye kraftprisen i 2021 endte derfor kostnadene knyttet til produksjonsglatting på 17 MNOK, noe som er det høyeste siden ordningen ble innført i 2015. Det samlede volumet som ble glattet var 147 GWh i 2021. Dette er en økning sammenliknet med 2020 som endte på 123 GWh.



Figur 33: Omfang av produksjonskapping (MWh) per uke for 2021.

5.9 Produksjonstilpasning

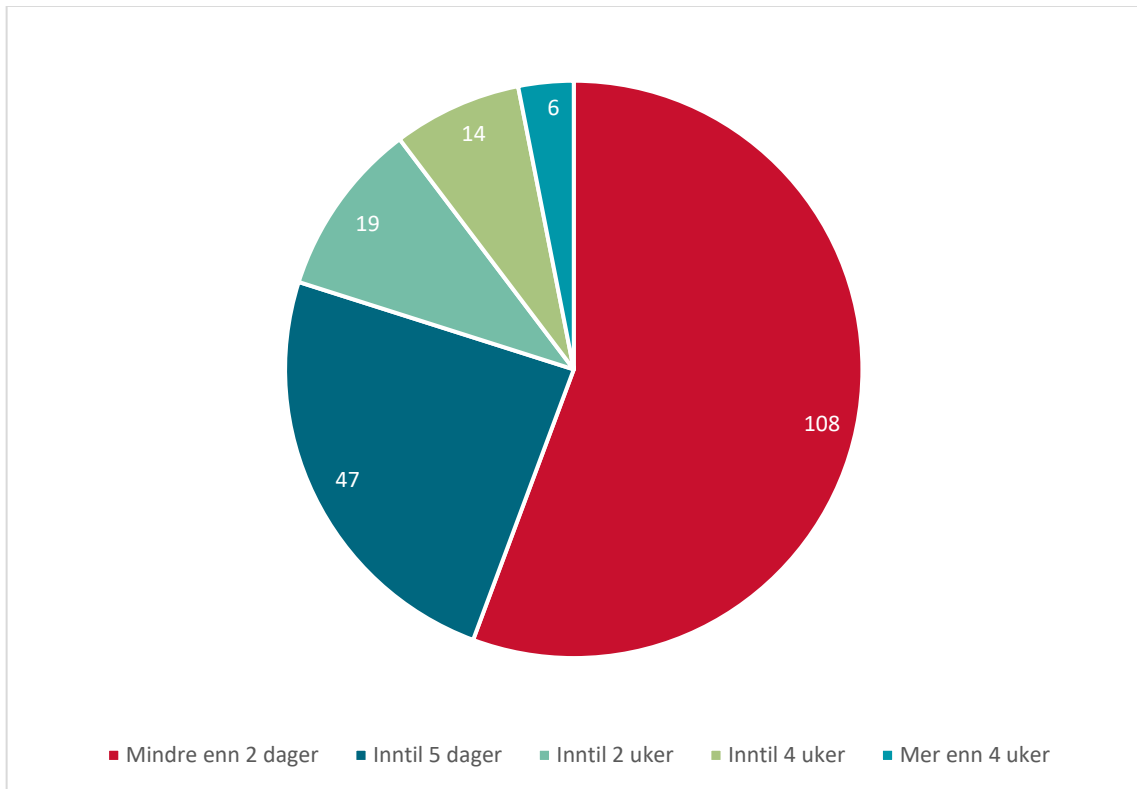
Produksjonstilpasning kan innebære en øvre begrensning i tillatt produksjon, eller produsentene kan bli pålagt å produsere minimum et gitt volum. Redusert produksjonsvolum kan ikke automatisk anses som tapt produksjon, da det ikke er gitt at kraftverket har måttet slippe vann forbi turbinene eller at kraftverkene ville produsert full effekt under produksjonstilpasningen. Produksjonstilpasning behøver ikke å ha en kostnad for produsentene, men er like fullt en innskrenkning i produsentenes markedsadgang uten kompensasjon. Systemansvarlig benytter produksjonstilpasning dersom det oppstår separatområder, i områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør og i områder med begrenset overføringskapasitet i et lengre tidsrom.

Systemansvarlig fattet 194 vedtak om produksjonstilpasning i 2021.

Systemansvarlig har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet og produsentene, da systemansvarlig ikke har grunnlagt for å vite hvor mye som ville blitt produsert dersom produksjonstilpasningen ikke ble pålagt. Tilpasningen vil typisk gjelde kun visse timer av døgnet og mengden vil også variere gjennom perioden. Systemansvarlig understreker at vedtak om produksjonstilpasning normalt sendes ut i god tid før selve tilpasningen slik at aktørene kan ha en mulighet til å gjøre eventuelle omdisponeringer eller legge eget planlagt arbeid i samme periode.

Figur 34 viser antall driftsstanser hvor det er registrert et behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning. Som vist i figuren er de fleste produksjonstilpasningene knyttet til driftsstanser som har en varighet på mindre enn to dager. Av de produksjonstilpasningene som har hatt lengst varighet trekker systemansvarlig frem havari av Salten transformatorstasjon T1 hvor produksjonstilpasningen varte i 11 uker. Den nest lengste var knyttet til arbeidet med Vestre korridor og varte i 36 dager. Systemansvarlig har i rapporteringen ikke kunne si noe om omfanget i volum som er produksjonstilpasset. Mange av driftsstansene blir godkjent under forutsetning om at utkoblet anlegg blir koblet på kveld

og natt, og i slike tilfeller vil lengden på produksjonstilpasningen kunne være noe kortere enn angitt i informasjonen fra systemansvarlig.



Figur 34 Antall driftsstanser i 2021 hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning.

5.10 Balanse- og effektkraft

For alle handelskorridorer er det et oppgjør mellom TSOene der man ser på faktisk fysisk flyt og sammenlikner med markedsflyt per time. I tilfeller der det er avvik mellom fysisk flyt og markedsflyt får man det som kalles balansekraft. Balansekraft prises til gjennomsnittet av regulerkraftprisene i de to aktuelle prisområdene. I Norden samles alle regulerkraftbud i en felles liste og de billigste ressursene benyttes så lenge det er kapasitet i nettet til å gjøre det. Denne praksisen medfører også at balansekraft kan flyte fritt.

Effektkraft er utveksling mellom TSOene på utenlandskorridorer for å endre planlagt handelsflyt. Et eksempel på årsak til å endre handelsflyt kan være at det er feil på selve grenseforbindelsen. Prisen på effektkraft er avhengig av årsak. Ved feil på selve forbindelsen prises det til gjennomsnitt av elspotpris i de aktuelle prisområdene, ellers benyttes «pay-as-bid» hvor man betaler for de faktiske reguleringene som benyttes for å endre kraftflyten.

I 2021 var kostnadene knyttet til netto kjøp av balanse- og effektkraft på 71 MNOK. Kostnadene og inntektene knyttet til balanse- og effektkraft vil variere noe med kraftprisen.

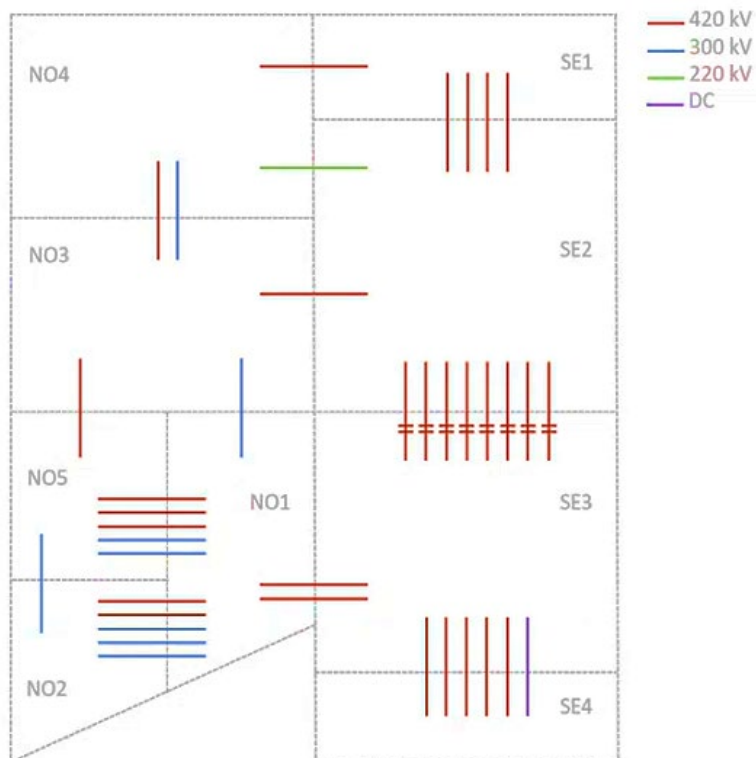
6 Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

Den fysiske driften av kraftsystemet er tett knyttet opp mot kraftmarkedene. Konfigurasjonen av budområder definerer faste og strukturelle overføringsbegrensninger. Hver dag blir det gitt handelskapasiteter for alle handelskorridorer mellom budområder til døgnet. Resultatet fra døgnet er en viktig del av TSOenes planlegging av den faktiske driften av kraftsystemet.

Budområder, handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter henger tett sammen. I dette kapitlet vil dette bli beskrevet stegvis for å gi et samlet bilde av 2021 for disse temaene. 2021 var et år preget av store prisforskjeller, høye kraftpriser og lav importkapasitet.

6.1 Budområder

Det norske og nordiske nettet skal driftes slik at driftsforstyrrelser i et område ikke fører til store konsekvenser i andre områder, som frekvensfall, overbelastning og stabilitets- og spenningsproblemer. For å håndtere strukturelle overføringsbegrensninger i nettet, er strømmettet delt inn i ulike budområder. I Norge er det fem slike områder. Figur 35 viser et kart med oversikt over budområder og maksimale handelskapasiteter mellom budområdene internt i Norden og Baltikum, og mot kontinentet og Storbritannia.



Figur 36: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige [16]

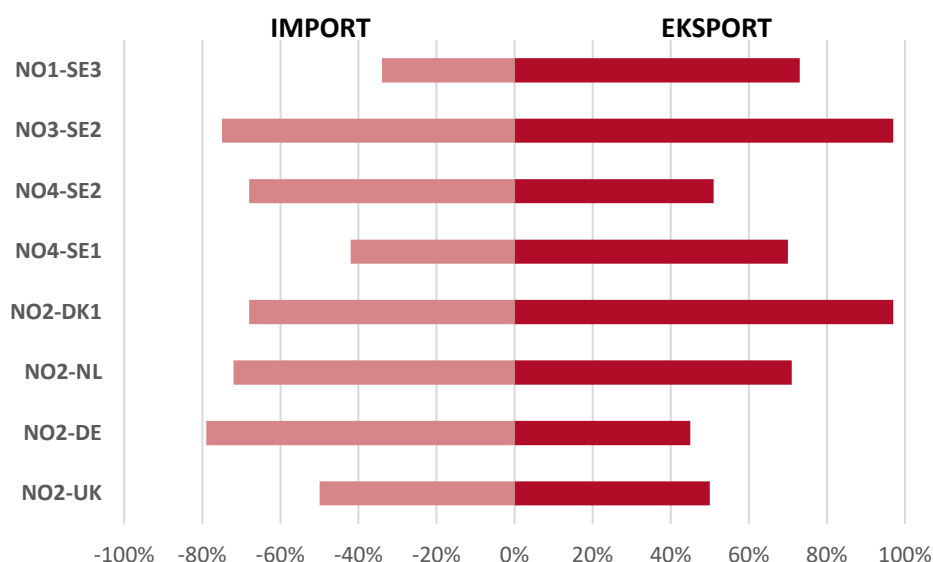
Alle budområdene i Norge er knyttet til tre eller flere andre budområder. Kraftflyt mellom to budområder bestemmes av balansen mellom produksjon og forbruk innad i hvert område, og kraften vil normalt flyte fra et område med overskudd og lav pris til et område med underskudd og høyere pris. Med tilstrekkelig handelskapasitet vil prisene jevnes ut. Hvis det ikke er nok kapasitet vil det oppstå flaskehals og prisforskjeller i systemet.

6.2 Handelskapasiteter

Statnett fastsetter handelskapasiteter for alle handelskorridorer internt i Norge og mot utlandet før de formidles til døgnetmarkedet. For interne forbindelser er det bare Statnett som har ansvar for å gi handelskapasitet til markedet. For korridorer mot utlandet er det et samarbeid mellom Statnett og den aktuelle utenlandske TSOen. Ved behov for reduksjoner i kapasitet, er det den laveste kapasiteten som blir gitt til markedet. Systemansvarlig skal offentliggjøre informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet i rimelig tid før reduksjonen tas i bruk. Årsak til kapasitetsreduksjon kan for eksempel være feil på linjer og planlagt vedlikehold. Virkemidler for å opprettholde overføringskapasiteten er spesialreguleringer, endrede koblingsbilder og endring av handelskapasitet. I Norge brukes det også systemvern for å øke handelskapasiteten. Virkemidlene er omtalt i kapittel 5.

Tabell 6: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2021 [17]

| HANDELS- KORRIDOR | EKSPORT | | | IMPORT | | |
|----------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|
| | Maks. kap. [MW] | Tidsandel maks. kapasitet [%] | Gj.snitt tilbudt kapasitet [%] | Maks. kap. [MW] | Tidsandel maks. kapasitet [%] | Gj.snitt tilbudt kapasitet [%] |
| NO1-SE3 | 2145 | 2 | 73 | 2095 | 15 | 34 |
| NO3-SE2 | 600 | 89 | 97 | 1000 | 47 | 75 |
| NO4-SE2 | 250 | 0 | 51 | 300 | 0 | 68 |
| NO4-SE1 | 700 | 0 | 70 | 600 | 71 | 42 |
| NO2-DK1 | 1632 | 0 | 97 | 1632 | 0 | 68 |
| NO2-NL | 723 | 56 | 71 | 723 | 64 | 72 |
| NO2-DE | 1444 | 2 | 45 | 1444 | 51 | 79 |
| NO2-UK | 1400 | 0 | 50 | 1400 | 0 | 50 |
| Totalt²¹ | 8894 | 0 | 72 | 9194 | 0 | 61 |



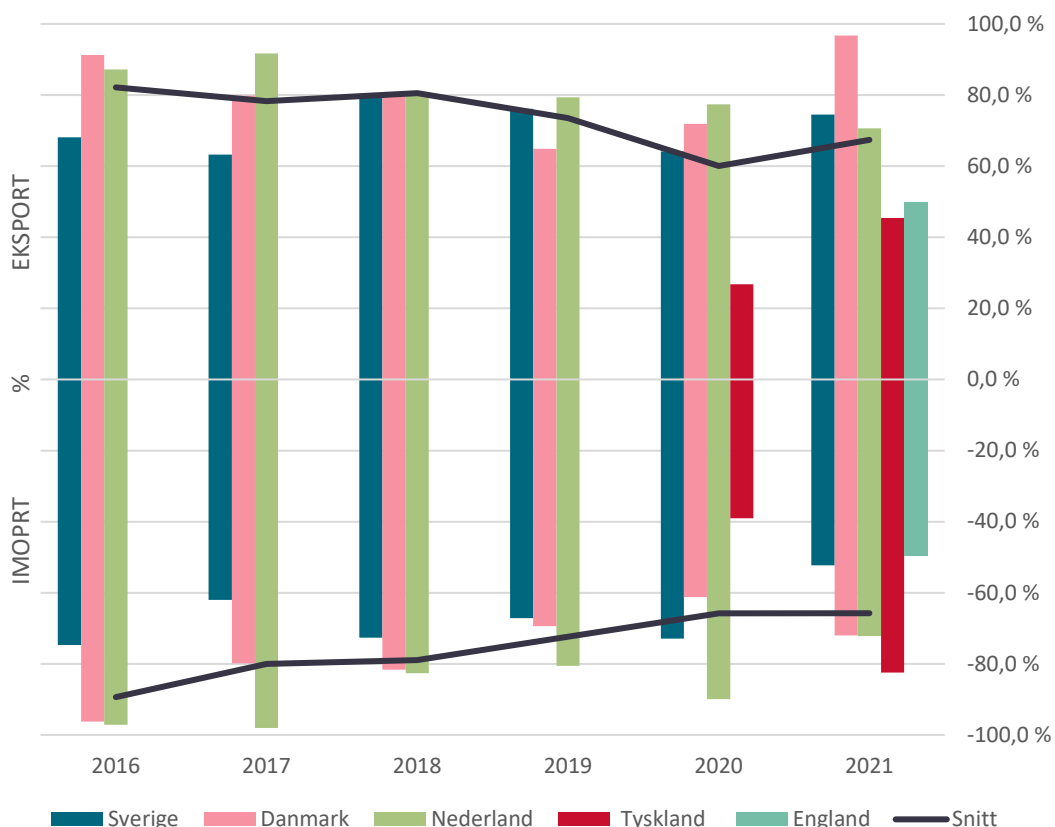
Figur 37: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2021 [17]

Kapasitetstilgjengelighet per handelskorridor mot utlandet er gitt i Tabell 6 og Figur 37. Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for alle likestrøms- og vekselstrømforbindelsene samlet var 72 prosent for eksport og 62 prosent for import i 2021²². Tilsvarende tall for 2020 var 67 prosent for eksport og 70 prosent for import. Dette gir

²¹ For «Totalt» er tallet for «Maks kapasitet» verdien ved utgangen av 2021 når NSL var satt i prøvedrift. Gjennomsnittlig tilbudt kapasitet er basert på timesverdier for tilgjengelig og maksimal kapasitet gjennom hele året.

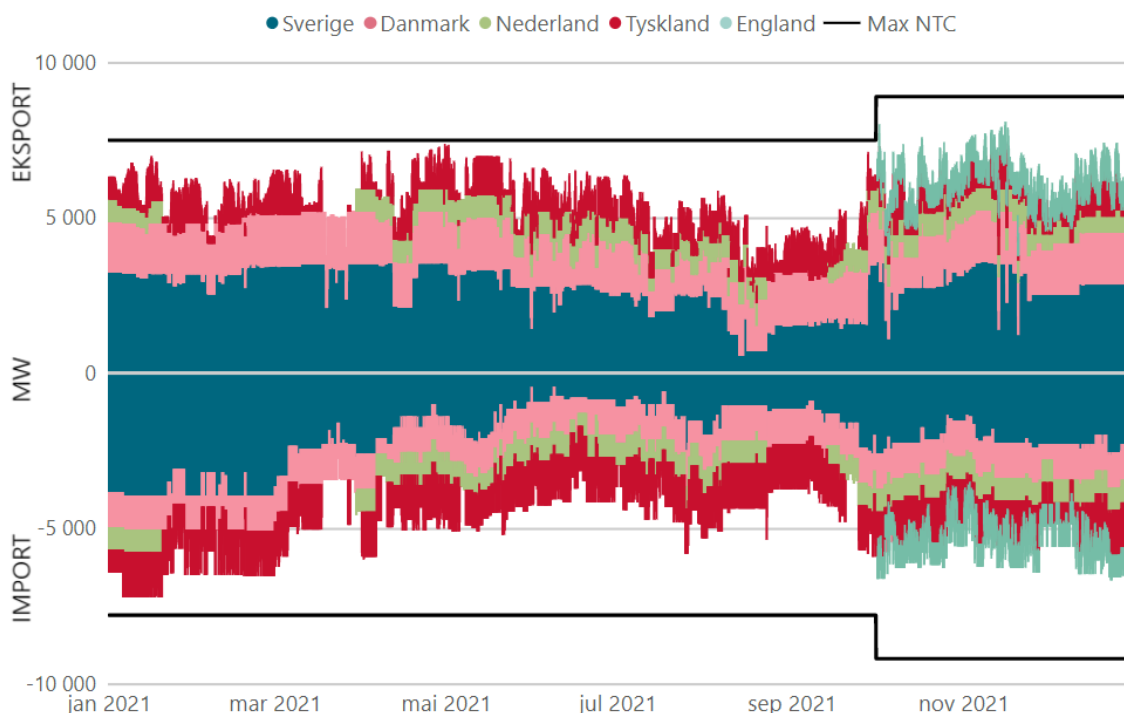
²² Tidligere år er gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet på alle utenlandsforbindelser beregnet ved å ta gjennomsnitt av gjennomsnitt per handelskorridor (Tabell 6). I år er dette beregnet ved å summere opp handelskapasitet og sammenligne dette med summert installert kapasitet per time (Figur 44). Det er så beregnet et snitt basert på dette.

en økning i tilgjengelig eksportkapasitet på fem prosentpoeng og en nedgang i tilgjengelig importkapasitet på åtte prosentpoeng fra 2020. Økningen i eksport skyldes blant annet en høy tilgjengelighet mot Danmark, samt noe høyere tilgjengelighet på NO1-SE3 og mot Tyskland, mens reduksjonen i import i stor grad er forårsaket av reduksjoner på forbindelsene mot Sverige og Nederland. Gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet fra SE3 til NO1 var 34 prosent i 2021. I Figur 38 vises prosentvis tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet de siste seks årene. Generelt sett kan vi si at det har vært en negativ trend både for eksport og import. Dette skyldes idriftsettelse av nye kabler og lavere kapasitet mot Sverige på grunn av utfordringer i det svenske kraftsystemet, som videre beskrevet.



Figur 38: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet siste seks år [17]

Figur 39 viser total tilgjengelig kapasitet mot utland per time for 2021. Det er viktig å påpeke at Max NTC her er basert på det som er vist i Figur 35 og at den totale handelskapasiteten sjelden vil kunne være så høy som dette. Årsaken til at Max NTC øker i oktober er at NSL ble satt i prøvedrift 1. oktober 2021. Av figuren ser man at handelskapasiteten, spesielt for import, ble redusert utover våren 2021. Årsakene til redusert kapasitet per handelskorridor er beskrevet under.



Figur 39: Timesverdier for total handelskapasitet mot utland 2021 [17].

Under er årsak til reduserte handelskapasiteter mot utlandet i 2021 listet opp og redegjort for i korte trekk per grense:

- *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 perioder på dagtid grunnet driftssikkerhet i det nederlandske nettet.
- *NO2-DK1*: Skagerakforbindelsene har hatt relativ få feil/eller utfall. Det er imidlertid en langvarig feil på Skagerrak pol 4 (feil på dansk side) som har medført at TSOene har redusert kapasiteten i én retning, og i 2021 var begrensningen lagt på 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 prøvedrift i oktober med 700 MW kapasitet gitt til markedet. Langvarig feil på Pol1 ga reduksjon på 700 MW ut året.
- *NO1-SE3*: Kapasitet fra Sverige over Hasle har vært redusert i alle årets timer, og hovedbegrensningene skyldes svenske forhold. Svenska Kraftnät har gjennom hele året begrenset importkapasiteten til Norge grunnet driftssikkerhet i Sverige (øst-vest-flyt), og i perioder eksportkapasiteten grunnet ombygginger i Skogsäter stasjon. I sommer førte skjevflyt i det norske nettet inn mot Hasle til at eksportkapasitet måtte settes noe ned. Fra slutten av november besluttet Statnett å fastsette kapasiteten fra Norge mot Sverige uten bruk av systemvern på norsk side, noe som førte til at kapasiteten på eksport fra Østlandet gikk ned.

- *NO3-SE2*: Kapasiteten har vært redusert grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side, blant annet 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 der årsaken er 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.

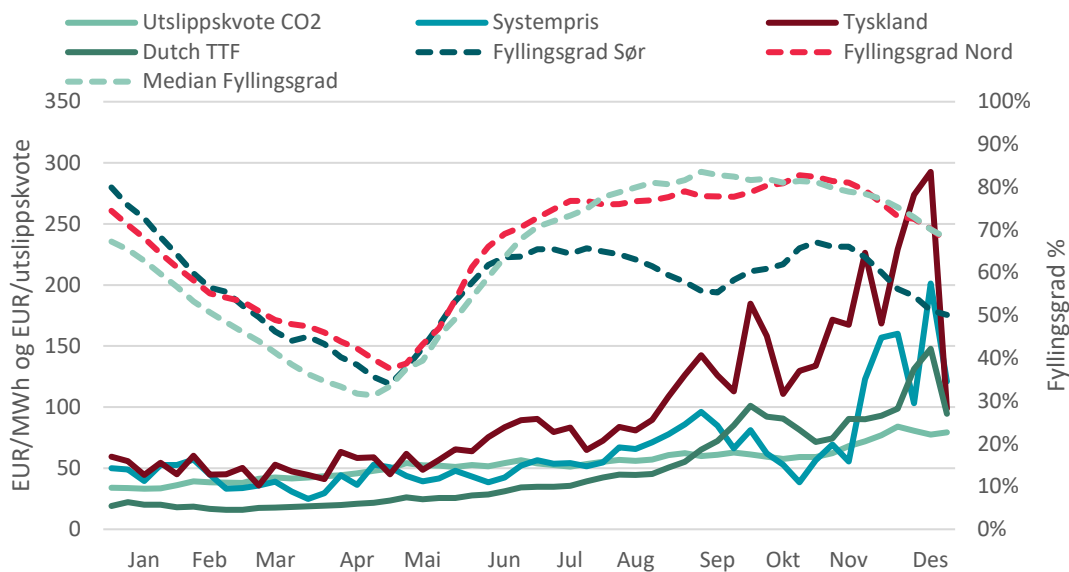
Som tidligere beskrevet er ofte minste motstands vei for strømmen fra nord til sør i Norge gjennom Sverige. Dette gjør at korridorene mellom Nord- og Sør-Norge normalt begrenses av andre handelskorridorer enn akkurat den mellom nord og sør i Norge. Systemansvarlig opplyser om at det typisk er korridorene NO1-SE3, NO5-NO1 og SE2-SE3 som vil være begrensede for flyten mellom nord og sør. Det vil si at selv om ikke linjene på korridorene NO3-NO5 og NO3-NO1 er fullt belastet er det ikke mulig å overføre mer strøm gjennom disse linjene. Dersom man overfører noe mer strøm gjennom disse linjene vil noe av kraften fordele seg på de korridorene som allerede har nådd sin maksimale kapasitet.

For å løse denne problematikken ved fastsettelse av handelskapasiteter fastsetter TSOene først den fysiske kapasiteten på NO1-SE3, NO5-NO1 og SE2-SE3 som er de begrensede korridorene, og deretter fastsettes kapasitetene på NO5-NO3 og NO1-NO3 basert på forventet kraftflyt i systemet. Statnett prognoserer dermed flyten på disse forbindelsene og låser kapasiteten i en retning. Dette vil kunne føre til at kraftflyten går mot prisretning, altså fra høypris til lavpris. Prognosering av flyt blir gjort for å hindre ubalanser i kraftsystemet.

Statnett har startet et prosjekt hvor de ser på ulike løsninger for å styre mer av flyten fra nord til sør gjennom Norge. Ifølge Statnett vil aktuelle tiltak kunne være fasevridning, Back-to-Back-anlegg eller andre tiltak. De tiltakene som fremstår som mest aktuelle vil, ifølge Statnett, kunne ta tre år å realisere [18]. Videre opplyser Statnett at overgang til flytbasert markedskobling vil gi en bedre utnyttelse av nettet, og gi bedre innsikt i de begrensningene som finnes i det nordiske strømmettet.

6.3 Kraftpriser

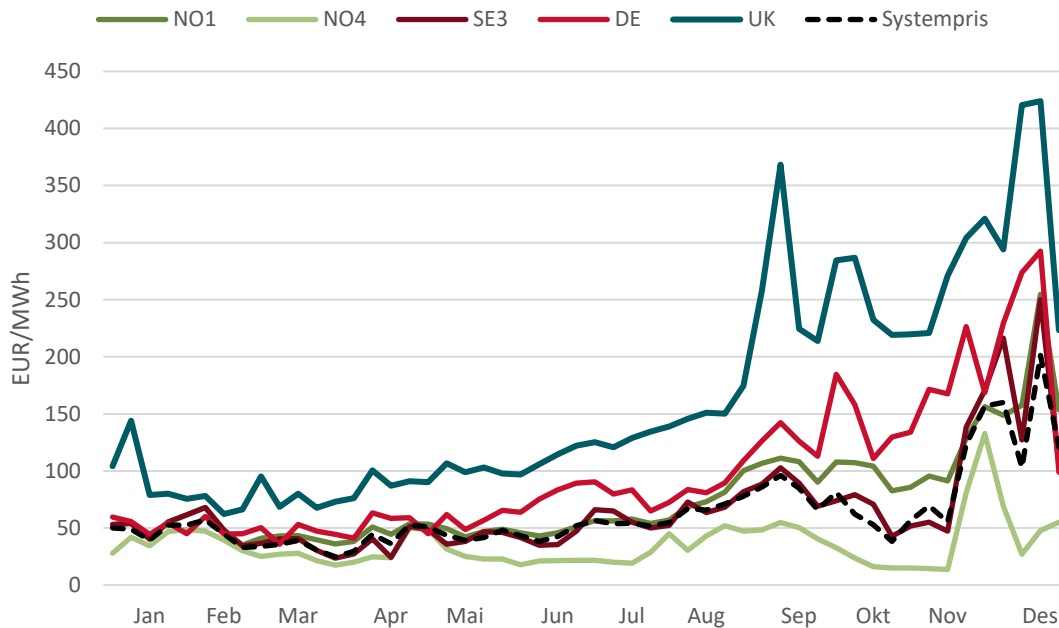
Kraftprisen per budområde blir bestemt av tilbud, etterspørsel og utveksling av kraft. På kontinentet er prisene på tilbudssiden sterkt avhengig av brenselpriser (gass, kull) og prisen på utslippskvoter for CO₂. I Norden, og spesielt Norge, er en av de viktigste faktorene fyllingsgraden i vannmagasinene. Økende andel vind- og solkraft vil også ha påvirkning, spesielt i det kortsiktige bildet. Når det gjelder etterspørselen av kraft, er den avhengig av temperatur. I tillegg vil det bli en generell økning av forbruk på grunn av elektrifisering av samfunnet. Tilgjengelig handelskapasitet mellom budområdene og mot utlandet har også påvirkning på prisnivået.



Figur 40: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftpriser, fyllingsgrad²³, europeiske utslippskvoter CO₂ (Front Year 1) og nederlandske gass futures (Dutch TTF Front Month 1) i 2021 [19] [17].

I Figur 40 vises ukentlige gjennomsnittsverdier for fyllingsgraden i norske vannmagasin, pris på future for utslippskvoter for CO₂ i Europa, pris på future for gass i Nederland samt systempris og tysk kraftpris. I figuren ser man at alle prisene har økt gjennom 2021 og spesielt i siste halvår. Utviklingen i kraftprisen i Tyskland og systemprisen korrelerer godt med prisen på gass. Det er også klart at det fra midten av sommeren var stor forskjell på utviklingen i magasinutfyllingen i Nord- og Sør-Norge. I Sør-Norge medførte en tørr sommer og høst til at magasinutfyllingen var godt under median, mens den i nord ble liggende rundt median. Dette har gitt utslag i kraftprisene i de to delene av landet. Med en mer normal magasinutfylling og som del av et område med stort kraftoverskudd (Nord-Sverige) ble prisen i NO3 og NO4 mye lavere enn resten av Norden og kontinentet i 2021. Sør-Norge, med lavere magasinutfylling og tettere knytning mot kontinentet fikk en mye høyere pris. Dette gjenspeiles ved at det tilsynelatende er negativ korrelasjon mellom fyllingsgraden i Sør-Norge og systemprisen.

²³ Fyllingsgrad i Sør-Norge er beregnet ut fra summert magasinutfylling i TWh og samlet magasinkapasitet i TWh i NO1, NO2 og NO5. Tilsvarende er fyllingsgrad Nord-Norge beregnet for NO3 og NO4.



Figur 41: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser²⁴ i Norge 2021 [20].

Figur 41 viser ukentlige gjennomsnittspriser for noen utvalgte budområder og den nordiske systemprisen. Gjennom 2021 var det et klart skille mellom prisene i Sør- og Nord-Norge og i figuren er disse representert med prisen i NO1 og NO4. Som nevnt tidligere økte prisene drastisk fra slutten av sommeren 2021. Bakgrunnen for disse forskjellene skyldes at det har vært en begrensning mellom budområdene SE3 og SE2 i Sverige. Disse begrensningene skyldes i hovedsak utfordrende kraftfylt i SE3 som utfordrer driftssikkerheten i området. Disse utfordringene har gitt en stor forskjell i pris mellom nord og sør i Norge og Norden. Dette er, som tidligere beskrevet, fordi kraften mellom nord og sør i Norge flyter gjennom Sverige på grunn av lavere motstand i det Svenske nettet. I tillegg har det vært lav tilgjengelig importkapasitet på NO1-SE3, noe som også har bidratt til noe høyere priser i Sør-Norge. Selv om prisnivået var historisk høyt i Sør-Norge var den fortsatt vært mye lavere enn prisen i Tyskland og England. Månedlige gjennomsnittspriser er presentert i Tabell 7.

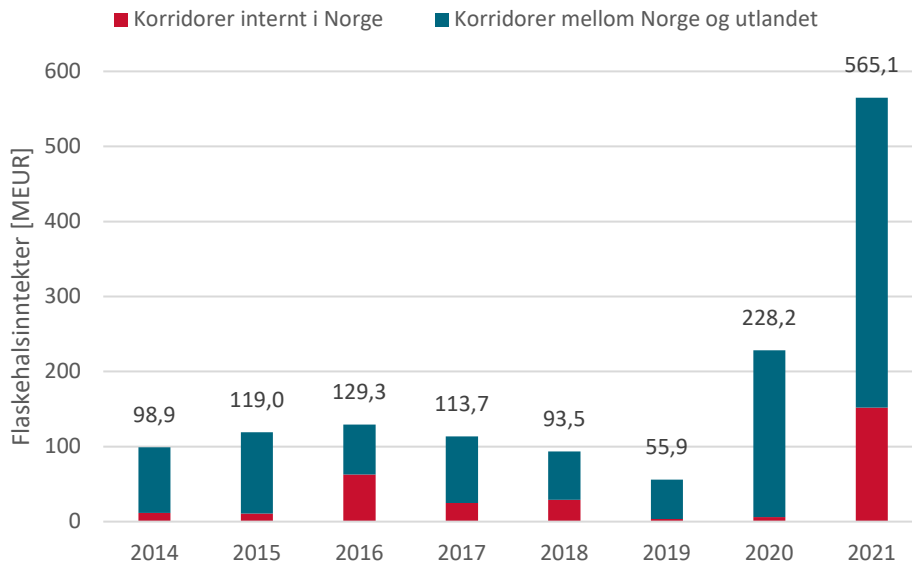
²⁴ Prisen for UK er hentet fra Syspower [17] og er gjort om til EUR/MWh fra GBP/MWh basert på gjennomsnittlige valutakurser fra samme kilde.

Tabell 7: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser²⁴ i EUR/MWh for 2021 [20].

| BZ | Jan | Feb | Mar | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Des |
|------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Sys | 45,8 | 46,8 | 34,2 | 37,9 | 44,3 | 43,5 | 54,0 | 65,4 | 86,0 | 57,2 | 84,1 | 147,2 |
| NO1 | 48,3 | 53,0 | 41,5 | 45,0 | 48,2 | 46,2 | 55,6 | 71,8 | 106,3 | 97,7 | 106,4 | 174,3 |
| NO2 | 48,1 | 47,4 | 41,5 | 44,2 | 48,3 | 54,0 | 57,5 | 71,8 | 106,3 | 99,0 | 106,4 | 174,3 |
| NO3 | 43,9 | 42,8 | 25,0 | 27,6 | 36,7 | 35,2 | 45,7 | 57,1 | 52,9 | 25,0 | 41,2 | 59,6 |
| NO4 | 36,3 | 41,3 | 24,8 | 26,8 | 32,7 | 20,9 | 22,0 | 42,8 | 50,3 | 22,2 | 41,2 | 59,5 |
| NO5 | 48,2 | 52,9 | 41,5 | 44,2 | 48,4 | 46,2 | 55,6 | 71,8 | 106,3 | 97,6 | 106,5 | 173,9 |
| SE1 | 44,6 | 43,3 | 25,0 | 26,4 | 38,4 | 34,4 | 50,9 | 57,5 | 55,5 | 25,6 | 43,0 | 64,9 |
| SE2 | 44,6 | 43,3 | 25,0 | 26,4 | 38,4 | 34,4 | 51,7 | 57,5 | 55,5 | 25,6 | 43,0 | 64,9 |
| SE3 | 48,6 | 53,1 | 36,2 | 33,1 | 42,9 | 39,8 | 57,9 | 65,7 | 90,3 | 64,3 | 82,5 | 175,7 |
| SE4 | 49,8 | 53,9 | 45,1 | 42,5 | 47,8 | 73,1 | 68,0 | 83,7 | 120,6 | 86,3 | 111,6 | 182,2 |
| FI | 51,2 | 57,1 | 38,3 | 36,8 | 45,9 | 56,2 | 78,8 | 68,2 | 89,3 | 64,9 | 85,9 | 193,4 |
| DK1 | 50,2 | 47,3 | 45,1 | 48,0 | 54,3 | 73,7 | 80,0 | 82,8 | 125,4 | 117,0 | 141,8 | 189,3 |
| DK2 | 50,9 | 54,5 | 46,7 | 47,9 | 55,2 | 73,6 | 81,4 | 84,4 | 123,9 | 106,8 | 136,4 | 191,1 |
| DE | 52,8 | 48,7 | 47,1 | 53,6 | 53,3 | 74,1 | 81,4 | 82,7 | 128,4 | 139,6 | 176,2 | 221,1 |
| NL | 53,6 | 49,2 | 48,8 | 53,8 | 56,1 | 76,5 | 82,6 | 86,6 | 136,4 | 163,8 | 186,2 | 237,8 |
| NSL | | | | | | | | | | 103,3 | 107,6 | 185,4 |
| UK | 99,4 | 70,5 | 77,0 | 86,5 | 99,1 | 105,5 | 126,6 | 146,6 | 256,3 | 252,8 | 261,3 | 342,0 |

6.4 Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekt er prisdifferansen mellom to budområder, multiplisert med det planlagte overførte volumet i døgnmarkedet. Dette varierer fra time til time året rundt. På utenlandsforbindelsene deles flaskehalsinntektene likt mellom Statnett og deres motpart, mens Statnett mottar hele flaskehalsinntekten på grenser innad i Norge. Flaskehalsinntekter inngår i Statnetts inntektsgrunnlag og inntektene er dermed med på å redusere transmisjonsnettstariffen. Figur 42 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste åtte årene.

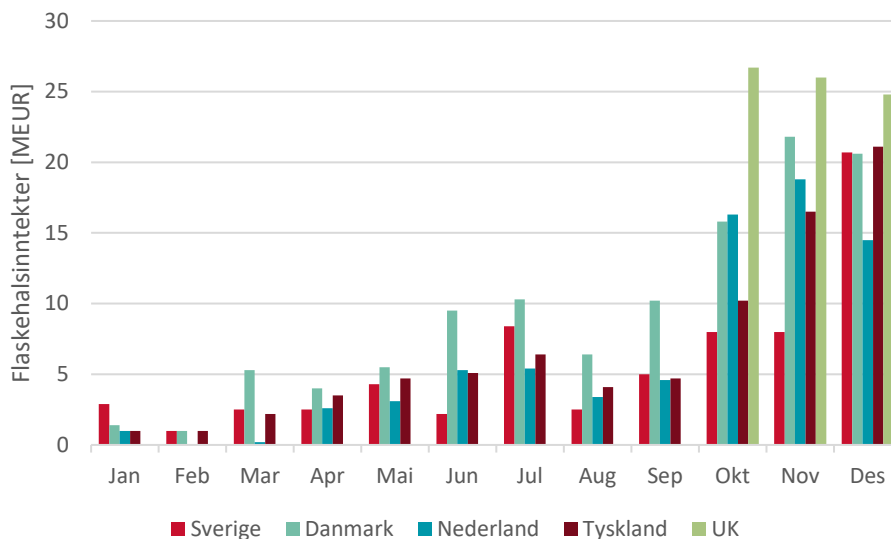


Figur 42: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR.

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 5 658 MNOK i 2021 [21]. Dette er en over en dobling fra det ekstraordinære året 2020 hvor flaskehalsinntektene endte på 2 408 MNOK. Ifølge systemansvarlig skyldes dette at 2021 var et år preget av svært høye europeiske kraftpriser og perioder med store prisforskjeller internt i Norden og mellom norske og utenlandske budområder. Dette gjenspeiles i det som ble presentert i kapittel 6.3.

Figur 43 viser flaskehalsinntekt per utlandsforbindelse per måned for 2021.

Flaskehalsinntektene økte fra sommeren og var høyest i siste kvartal. Dette samsvarer med de periodene hvor kraftprisene og prisforskjellene var størst.



Figur 43: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2021.

7 Nordisk og europeisk koordinering

Å drifte kraftsystemet er en komplisert prosess hvor forbruk må være lik produksjon til enhver tid. For å sikre at forbrukeren har strøm i kontakten gjør systemansvarlig fortløpende vurderinger og avgjørelser. Disse avgjørelsene kan være langsiktige, som planlegging og bygging av nye linjer. De kan være på litt mer kortsiktig nivå, som å koordinere driftsstanser, og de kan være på veldig kortsiktig plan som å få et kraftverk til å produsere mer fordi forbruket øker. Alt dette handler om å håndtere utfordringer som skjer i driften, og sikrer på ulike stadier at kunden får strøm i driftsøyeblikket.

Ettersom forbruk må være lik produksjon i hele Norden samtidig, må disse avgjørelsene koordineres på tvers av land. Dette er for å sikre at man utnytter ressursene mest mulig effektivt, og ikke tar avgjørelser som vil skape driftsproblemer for et annet land. Felles regler, som krav til ulike produsenter, vil også være med på å effektivisere markedet, og sikrer at de ulike ressursene vil oppføre seg likt og påvirker strømmettet likt, uavhengig av hvor ressursen er plassert.

De siste årene har vi sett en økning i andelen fornybar energi i Norden og Europa. Det er en høyere andel vind og solkraft som gjør tilgangen til strøm mer ustabil. Norge har tilknytning til andre synkronområder, og med et mer fint oppløselig marked vil det være et økende behov for koordinering. Mer omfattende koordinering vil være viktig for å øke andelen fornybar energi, samtidig som man ivaretar driftssikkerheten i det norske og det nordiske kraftsystemet, også når vinden ikke blåser og solen ikke skinner. EØS-avtalen sikrer at Norge deltar i dette. Forordninger og direktiver på energiområdet innlemmes fortløpende i avtalen.

7.1 Nordisk og europeisk samarbeid

Som nevnt i innledningen er det norske strømmettet tett knyttet til de andre nordiske landene. Det er i tillegg knyttet til det andre kraftsystemer gjennom flere utenlandsforbindelser. Norge er i samme frekvensområde som resten av Norden. Dette vil si at forbruk og produksjon til enhver tid må være lik i hele Norden. Det er dermed avgjørende at drift- og markedsutviklingen for disse systemene koordineres, slik at kraftsystemet kan driftes sikkert og effektivt.

Statnett som systemansvarlig er etter tredje energimarkedspakke medlem av European Network of Transmission System Operators for Energy (ENTSO-E). ENTSO-E har flere oppgaver knyttet til utvikling og implementering av regelverk og er en viktig organisasjon i den felles-europeiske koordineringen. Statnett trekker frem i sin rapportering at de har bidratt i diskusjonene om havnett den siste tiden, og sett på hvordan systemdriften til havs må ses i sammenheng med systemdriften på land.

I tråd med tredje energimarkedspakke og tilhørende forordninger, samarbeider Statnett som systemansvarlig med andre nordiske og europeiske systemoperatører (TSOer) i utarbeidelse av tekniske vilkår og metoder. Når vilkårene og metodene er ferdig utarbeidet, oversendes forslaget, i henhold til tredje energimarkedspakke, til reguleringsmyndighetene i de aktuelle landene for diskusjon og koordinering. Mye av dette arbeidet foregår på nordisk nivå. I Norge sender Statnett som TSO forslag til metoder til RME. RME vil etter dette fatte et vedtak overfor Statnett som binder Statnett til å følge metoden. Prosjekter som flytbasert markedskobling, finere tidsoppløsning i markedene og felles nettmodeller er eksempler på

dette, og er viktige for å kunne videreutvikle og effektivisere driften av kraftsystemet. Statnett som systemansvarlig deltar i utarbeidelsen av disse forslagene, og RME deltar i diskusjonen om innhold og godkjenningen av forslaget sammen med de andre reguleringsmyndighetene. I Norge sender Statnett forslagene til RME for godkjenning.

7.2 Investeringsplaner

Annethvert år utarbeider de nordiske TSOene en felles nordisk nettutviklingsplan. Planen beskriver hvilke prosjekter og områder som blir viktige på nordisk nivå fremover. Den nordiske nettutviklingsplanen kommer i tillegg til nettutviklingsplanen som systemansvarlig utarbeider for Norge, samt den felles europeiske nettutviklingsplanen (Union-wide ten-year network development plan, TYNDP), som også Statnett gir innspill til. TYNDP og den nordiske nettutviklingsplanen er ikke bindende for Statnett, men gir en retning for den fremtidige utviklingen av kraftnettet. Alle beslutninger om investering i fremtidig strømnnett tas av det enkelte land selv. I Norge er ikke Statnett sin nettutviklingsplan bindende, og Statnett vurderer og beslutter selv hver enkelt investering. Myndighetene bestemmer utviklingen av strømnettet gjennom konsesjonsprosesser.

På nordisk nivå var det i 2021 mange prosjekter som er idriftsatt, under bygging, konsesjonssøkte eller under utredning. I 2021 ble North Sea Link (NSL) fra Norge til Storbritannia satt i drift.

I den nordiske nettutviklingsplanen, som ble publisert i 2021, beskriver de nordiske TSOene den overordnende utviklingen av det nordiske strømnettet frem mot 2030 og 2040 [22]. De peker på at et klimanøytralt samfunn trenger mer kraft, som vil øke behovet for investeringer i strømnnett. TSOene legger vekt på at det vil være nødvendig å styrke nettet og øke kapasiteten på flere korridorer mellom nordiske land. Videre peker TSOene på at kraftproduksjon og forbruk fremover vil være mer volatil, og at fleksibilitet vil være en viktig nøkkel for å kunne drifte strømnettet mest mulig effektivt. Det fremtidige systemet vil også være mer komplekst, og nye løsninger og samarbeid vil, ifølge TSOene, være viktig. TSOene anslår i sin analyse at det vil bygges 10 000 km med strømnnett, 100 nye trafostasjoner, og at investeringene gjennom de neste årene samlet vil være på rundt 25 milliarder euro.

7.3 Nordisk koordineringsenhet, Nordic RSC

Det nordiske kraftsystemet er tett knyttet sammen med mange grensekryssende forbindelser. Valgene de ulike TSOene gjennomfører i drift vil kunne påvirke kraftsystemet i resten av Norden. Med bakgrunn i dette og mål om å styrke og effektivisere koordineringen av det nordiske kraftsystemet, har de nordiske TSOene etablert en nordisk koordineringsenhet, Nordic Regional Security Coordinator (NRSC), i København. Opprettelsen av NRSC er i tråd med kravene i tredje energimarkedspakke.

NRSC har i hovedsak fem oppgaver; utarbeidelse av en felles-nordisk nettmodell, koordinert sikkerhetsanalyse av strømnettet, kapasitetsfastsettelse, analyse av effekttilstrekkelighet og koordinering av driftsstanter.

NRSCen skal utføre sikkerhetsanalyser av hele det nordiske strømnettet for å se at driften som planlegges de neste dagene er forsvarlig. Sikkerhetsanalysen er basert på en modell av hele strømnettet i Norden. NRSCen skal også, basert på planlegging sammen med de nordiske TSOene, koordinere om det er tilstrekkelig effekt i nettet, og vurdere hvorvidt en

TSO kan koble ut gitte deler i strømmettet til revisjon. Denne planleggingen skal sammen med en rekke nettrekler gjøre at driften av strømmettet er bedre koordinert på tvers av landegrensene. NRSCen vil også fastsette tilgjengelig kapasitet i Norden til markedet i forkant av drift.

Systemansvarlig har i løpet av 2021 sendt inn D-2 og D-1 nettmodeller til NRSCen. NRSCen vil deretter sette disse sammen til en felles-nordisk nettmodell. I arbeidet med å etablere en flytbasert kapasitetsfastsettelse var planen å starte eksterne parallellkjøringer i 2021, men dette er utsatt til 2022. Planen er at flytbasert kapasitetsfastsettelse settes i drift i mars 2023. Systemansvarlig rapporterer videre at NRSCen i 2021 daglig har gjennomført sikkerhetsanalyse for det nordiske kraftsystemet.

NRSC gjennomfører i dag tilstrekkelighetsanalyser for Norden. Systemansvarlig sender daglig ukesprognoser til NRSC. Dette er viktig for å sikre at det ikke oppstår effektbrist i Norden. Videre vil de ulike RSCene i Europa sammenstille disse dataene for å gjennomføre pan-europeiske analyser. TSOene og NRSCen gjennomfører også felles driftsstanskoordinering av utkoblinger som påvirker andre land gjennom et ukentlig møte og en årsplanlegging, og til enhver tid oppdaterte planer.

1. juli 2022 vil NRSCen gå over til å være et eget selskap eid av de Nordiske TSOene, kalt Regional Coordination Center (RCC).

8 Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn

I forbindelse med driften av kraftsystemet er det tilsyn med bestemmelsene om beredskap, drift og vedlikehold, rasjonering, leveringskvalitet og systemansvar som er de mest relevante. Nedenfor skisseres kort noen erfaringer fra tilsyn innenfor nevnte områder.

8.1 Oppfølging av systemansvarlig

I 2021 ble det gjennomført to oppfølgingsmøter med systemansvarlig der de gjorde rede for driftsplanlegging og operativ drift. Oppfølgingsmøte om systemdrifts- og markedsutvikling ble ikke avholdt i 2021. De to møteseriene har ulikt fokus hvor systemdrifts- og markedsutvikling i hovedsak har et utviklingsperspektiv, mens driftsplanlegging og operativ drift fortrinnsvis omfatter operativ drift. Referatene fra oppfølgingsmøtene publiseres fortløpende på [RMEs nettsider](#).

8.1.1 Driftsplanlegging og operativ drift

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

- orientering om forhold i drift og utøvelsen av systemansvaret
- orientering om planlagt drift
- frekvenskvalitet
- roterende masse
- status om energi, effekt og kapasitet i nettet

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

Det blir i tillegg tatt opp problemstillinger som knyttes driftsplanlegging og operativ drift, som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. For 2021 var det særlig utfordringer knyttet til kraftsituasjonen som ble diskutert.

8.1.2 Systemdrifts- og markedsutvikling

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

I tillegg drøftes spesifikke problemstillinger relevant for systemdrifts- og markedsutvikling som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. Møtene i denne møteserien ble ikke avholdt i 2021, men vil bli gjenopptatt i 2022.

8.2 Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften

RME har fulgt opp om konsesjonærene følger sine plikter gjennom enkeltsaker, hvor vi får inn saker der systemansvarlig mener konsesjonærene har brutt systemansvarsforskriften. Særlig behandler vi saker hvor konsesjonær har satt i drift anlegg uten vedtak fra systemansvarlig etter systemansvarsforskriften § 14. I 2021 mottok vi ni saker hvor det kan være brudd på denne bestemmelsen. Dette tallet er lavere enn foregående år, og kan

komme av at RME har bedt om at kun saker der anlegg er idriftsatt før systemansvarlig har fattet vedtak skal oversendes. Tilfeller der systemansvarlig har fattet vedtak like før idriftsettelse skal ikke lenger behandles av RME.

I tillegg mottar RME enkeltsaker om brudd på systemansvarsforskriften § 7, der konsesjonærene plikter å rapportere maksimale overføringsgrenser til systemansvarlig. I 2021 mottok vi 20 saker fra systemansvarlig om brudd på denne bestemmelsen.

Vi har i tillegg mottatt andre typer enkeltsaker som relateres til konsesjonærenes plikter i systemansvarsforskriften, blant annet driftsstansplanlegging og koblingsbilder. Sakene handler i hovedsak om rapportering og informasjonsutveksling mellom konsesjonær og systemansvarlig.

RME har ikke gjennomført stedlig tilsyn med konsesjonærenes plikter etter systemansvarsforskriften i 2021. Vi har i stedet prioritert å følge opp innkomne saker, spesielt knyttet til systemansvarsforskriften §§ 7 og 14.

8.3 Grensekryssende handel

Statnett har fem konsesjoner for handel med andre land:

- Konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med andre nordiske land av 1. januar 2021
- Konsesjon for tilrettelegging av import av kraft fra Russland av 1. januar 2021
- Konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland av 13. mars 2012
- Konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Storbritannia av 13. oktober 2014
- Konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland av 13. oktober 2014

I likhet med i fjor har RME hatt en rekke oppfølgingsmøter med Statnett om nye mellomlandsforbindelser, herunder NordLink og NSL. NordLink ble satt i prøvedrift desember 2020 og har vært i ordinær drift siden 21. mars 2021. NSL ble satt i prøvedrift 1. oktober 2021. RME har hatt egne møter med Statnett om erfaringene fra prøvedriften av både NordLink og NSL. RME har også hatt oppfølgingsmøter knyttet til eksisterende forbindelser. Statnett rapporterer i disse møtene på tilgjengelig kapasitet, driftsstanser, flaskehalsinntekter med mere for de eksisterende mellomlandsforbindelsene.

8.4 Leveringskvalitet

I 2021 gjennomførte RME to tilsyn om leveringskvalitet. De ble utført med de to nettselskapene i Norge med flest kunder²⁵, og tilsynene dekket til sammen 37 % av nettkundene i Norge. Ett tilsyn ble gjennomført digitalt via video, og ett ble gjennomført med fysisk oppmøte. Det ble til sammen funnet elleve avvik og gitt seks anmerkninger. Tilsyn med leveringskvalitet omfattet bestemmelsene i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet som omhandler gjenoppretting, varsling av avbrudd, informasjon under en driftsforstyrrelse, nettselskapenes saksbehandling ved misnøye med leveringspålitelighet og

²⁵ Selskapene som det ble ført tilsyn med var Elvia AS og BKK Nett AS

spenningskvalitet, registrering av saker om leveringspålidelighet og spenningskvalitet, uenighet om overholdelse av forskriften, og metode for kalibrering og dokumentasjon av nøyaktighet for utstyr som brukes til måling av spenningskvalitet.

I 2021 har RME gjennomført kontroll av innrapporterte avbruddsdata for 2020. Da spenningskvalitetsdatabasen er nede på grunn av modernisering har RME ikke gjennomført kontroll av spenningskvalitetsdata for 2021.

I 2021 fattet RME vedtak i én klagesaker på spenningskvalitet, to klagesaker på leveringspålidelighet.

8.5 Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg

I 2021 ble det gjennomført 29 revisjoner med beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg [12] viser en oversikt over hvilke avvik som ble registrert. Dette er regulert gjennom kraftberedskapsforskriften.

Tabell 8. Antall avvik per forskriftsparagraf i kraftberedskapsforskriften (kbf).

| RELEVANT BESTEMMELSE I FORSKRIFT | | ANTALL AVVIK |
|----------------------------------|--|--------------|
| kbf § 2-3 | Risikovurdering | 13 |
| kbf § 2-4 | Beredskapsplanlegging | 10 |
| kbf § 2-5 | Varsling | 2 |
| kbf § 2-7 | Øvelser | 6 |
| kbf § 2-9 | Evaluering | 10 |
| kbf § 2-10 | Internkontrollsystem | 10 |
| kbf § 4-5 | Transport | 3 |
| kbf § 5-5 | Sikringstiltak for klasse 2 | 3 |
| kbf § 5-6 | Sikringstiltak for klasse 3 | 9 |
| kbf § 6-1 | Identifisering av sensitiv informasjon | 2 |
| kbf § 6-3 | Beskyttelse, avskjerming og tilgangskontroll | 6 |
| kbf § 6-9 | Digitale informasjonssystemer | 9 |
| kbf § 6-10 | Bryterfunksjonalitet AMS | 3 |
| Øvrige §§ | Andre paragrafer | 19 |

NVE har gjennomført kontroll som spørreundersøkelse av sikringstiltak innen adgangskontrollerte soner samt oppdagelse og reaksjon for transformatorstasjoner og kraftstasjoner. Kontrollen inneholdt også spørsmål om risikovurderinger og internkontroll. NVE fant til sammen 92 avvik i spørreundersøkelsene. I kontrollen ble det blant annet avdekket at halvparten av trafostasjonene manglet internkontroll og/eller ROS-analyser, mens for kraftstasjoner var dette i hovedsak i orden. En tredjedel av kraftstasjonene var dårlig sikret mot adgang for uvedkommende, mens på trafostasjoner var dette stort sett i orden. Felles for både transformator- og kraftstasjonene var at 27 prosent manglet adgangskontrollert sone til driftskontrollrom, og 13 prosent manglet innbruddsalarm.

9 Endringer i rammeverk

Dette kapittelet gir en oversikt over endringer i rammeverket i løpet av 2021. Hensikten med kapittelet er å gi en oversikt over aktiviteten det aktuelle året.

Tabell 9 gir en oversikt over pågående regelverksutvikling i 2021. Oversikten er begrenset til de tema som er mest relevante for driften av kraftsystemet. Høringer er ikke inkludert i oversikten.

Tabell 9: Oversikt over endringer i rammeverk i 2021.

| DATO | TEMA | ENDRING |
|------------|--|---|
| 08.07.2021 | Retningslinjer | Retningslinjer for §§ 7, 8a, 8b, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b godkjennes med forbehold. |
| 29.06.2021 | Forskrift om systemansvaret § 12 femte ledd | Forskriftsendring trer i kraft. |
| 02.08.2021 | Kommisjonsforordning | Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SO GL) trer i kraft. |
| 02.08.2021 | Kommisjonsforordning | Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EB GL) trer i kraft. |
| 02.08.2021 | Kommisjonsforordning | Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA) trer i kraft. |
| 02.08.2021 | Kommisjonsforordning | Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) trer i kraft. |
| 1.11.2021 | Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester § 5-2 | Forskriftsendring trer i kraft. |
| 20.12.2021 | Retningslinjer | Retningslinjer for §§ 5, 6, 8a, 9, 11, 12 og 14 godkjennes med forbehold. |

Godkjenning av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

08. juli 2021 ble Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 7, 8a, 8b, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b godkjent. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at enkelte deler endres og sendes på ny godkjenning 1. april 2022. I tillegg godkjente RME den 20. desember 2021 også Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 5, 6, 8a, 9, 11, 12, og 14. Disse ble også godkjent med forbehold om at enkelte deler endres og sendes på ny godkjenning 1. oktober 2022.

Forskriftsendring i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

29. juni 2021 trådte en endring av systemansvarsforskriften § 12 femte ledd i kraft. Endringen ble gjennomført for å skape samsvar med systemansvarligs praktisering. Endringen medfører at systemansvarlig kan kreve å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Tidligere var dette kun lov ved driftsforstyrrelser. Endringen ble gjennomført uten høring, men det skal gjennomføres en høring i 2022.

Overgang til énpris-modellen

1. november 2021 ble det gjennomført endringer i forskrift om kraftomsetning og netttjenester § 5-2. Endringen innebærer at ubalanser for forbruk og produksjon vil bli likebehandlet. Det er fordi avregningsansvarlig da ikke lenger beregner separate regulerkraftbalanser for produksjon og forbruk, men i stedet beregner én samlet regulerkraftbalanse. Regulerkraftbalansene avregnes basert på prisene i regulerkraftmarkedet.

Innlemmelse av kommisjonsforordninger

2. august 2021 ble fire kommisjonsforordninger innlemmet i norsk rett som forskrifter. Dette er SO GL, EB GL, FCA og CACM. Disse forskriften vil bidra til å sikre samarbeidet på tvers av landegrensene, og gir norske aktører nye plikter og rettigheter. RME vil i 2022 arbeide med å godkjenne metoder som følger av forordningene.

Godkjenning av metoder og vilkår etter kommisjonsforordninger

Metoder utviklet etter krav i kommisjonsforordningene er en utdyping og supplering av enkelte bestemmelser i regelverket. Det er stort behov for å modernisere kraftmarkedsdesignet og hvordan vi drifter kraftsystemet for at det skal være mulig å fase inn stadig mer ikke-regulerbar kraftproduksjon. Denne moderniseringen må koordineres mellom land fordi det fysiske kraftsystemet i Norden og Europa er koblet sammen. Utviklingen av metodene har som formål å understøtte denne koordineringen. Forslag til metodene utarbeides av TSOer eller utpekt operatør på markedet for elektrisk kraft (NEMO) i området hvor metoden skal gjelde, og blir deretter sendt til relevante reguleringsmyndigheter for godkjenning. Dersom reguleringsmyndighetene ikke blir enige om innholdet i metoden blir metodeforslaget sendt til ACER for avgjørelse. RME fører tilsyn med at Statnett og kraftbørsene i Norge, følger metodene i utøvelsen av sine oppgaver. Overvåkingen blir koordinert med andre reguleringsmyndigheter.

RME mottok 18 metoder til behandling i 2021. Disse vil ferdigbehandles i 2022.

10 Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet, «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2022- Reguleringsmyndigheten for energi,» Olje- og energidepartementet, 2022.
- [2] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2021,» Statnett SF, 2022.
- [3] NVE, «Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet».
- [4] NVE, «Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet».
- [5] Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 3, gyldig fra 1. januar 2018,» 2+18.
- [6] Statnett SF, «Primærreserver - FCR,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>, [09.11.2018].
- [7] Statnett SF, «aFRR - sekundærreserve,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>, [10.12.2018].
- [8] Statnett SF, «Tertiærreserve,» <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/>, [31.10.2018].
- [9] NVE, «Kraftsituasjonen Fjerde kvartal og året 2021,» 2022. [Internett]. Available: https://www.nve.no/media/13338/kvartalsrapportq4_2021.pdf.
- [10] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2018,» Statnett SF, 2019.
- [11] S. SF, «Retningslinjer for fos § 17,» [Internett].
- [12] NVE, «Forventninger og informasjon til KBO i 2022,» 2022. [Internett]. Available: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/8ee0845c-4a47-4a05-86dc-1a3e7844f691/202104641/3422551>. [Funnet 11 05 2022].
- [13] Nordic Analysis Group, NAG, «Requirement for minimum inertia,» Nordic TSO, 2021.
- [14] Statnett SF, «Veileder; Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet,» Statnett SF, 2021.
- [15] NordPool, «Maximum NTC,» [Internett]. Available: <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>. [Funnet 22 03 2022].
- [16] Statnett SF, «Webinar: Kapasitet og prisforskjeller mellom nord og sør,» 23 Mars 2022. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/moter-og-arrangementer-2022/webinar-kapasitet-og-prisforskjeller-mellom-nord-og-sor/>. [Funnet 21 April 2022].
- [17] SKM Market Predictor, «Syspower,» [Internett].
- [18] Statnett SF, «Prisforskjeller og kapasitet nord-sør,» 2022. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/contentassets/1d183d99f1d943e1bc67c5ef98887052/presentasjon-webinar-prisforskjeller-og-kapasitet-nord-sor.pdf>.

- [19] NVE, «Magasinfylling,» [Internett]. Available: www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/magasinstatistikk/. [Funnet 23 04 2021].
- [20] NordPool, «NordPool Markedsdata,» [Internett]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [21] Statnett SF, «Høye strømpriser reduserte Statnetts underliggende resultat,» 23 Mars 2022. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2022/hoye-strompriser-reduuerte-statnetts-underliggende-resultat/>. [Funnet 21 April 2022].
- [22] E. F. o. S. k. Statnett, «NORDIC GRID DEVELOPMENT 2021,» 2021.
- [23] Statnett SF, «Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer. Nye krav til kvartersplaner gjeldende fra 1.9.2015.,» www.statnett.no.
- [24] Statnett SF, «Lastfølging,» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/Lastfolging/> [11.5.2016].
- [25] Statnett SF, «Produksjonsglutting; Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon. Gjeldende fra 02.04.2019.,» www.statnett.no.
- [26] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015,» 2016.
- [27] NVE, «Kraftsituasjonen, Fjerde kvartal og året 2018,» <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201900767/2643677>, [01.03.2019].
- [28] Energinet.dk, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, «Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Nordisk systemdriftsavtale),» (Nyhetssak), 2019, <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2019/de-systemansvarlige-nettselskapene-i-norden-har-inngatt-ny-systemdriftsavtale/>.
- [29] NVE, «Kraftsituasjonen- fjerde kvartal og året 2020,» 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/media/11490/kraftsituasjonenq4.pdf>. [Funnet 11 01 2021].
- [30] Statnett SF, «Fast frequency reserves - FFR,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>. [Funnet 25 03 2021].
- [31] NVE, «Forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer».
- [32] Statnett SF, «Første handel på NordLink,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2020/forste-handel-pa-nordlink/>. [Funnet 23 04 2021].
- [33] Investing.com, «Carbon Emissions Futures Historical Data,» [Internett]. Available: <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>. [Funnet 23 04 2021].
- [34] Statnett SF, «Årsrapport 2020,» 2021.
- [35] Statnett SF, «Nordisk nettutviklingsplan 2019,» 2019.
- [36] Statnett SF, «Retningslinjer for fos § 6,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---retningslinjer-fos--6.pdf>. [Funnet 03 06 2021].

11 Vedlegg

Vedlegg 1: Beskrivelse av systemtjenester

Primærreserver

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

Det skal i utgangspunktet være nok FCR-D, slik at dimensjonerende hendelse²⁶ i kraftsystemet ikke fører til at frekvensen faller under 49,5 Hz. Ved en økende andel av tiden hvor frekvensen befinner seg i området 49,5 - 49,9 Hz, vil eksisterende FCR-D være bundet opp. Ved en ny feil i kraftsystemet vil det dermed ikke lenger være tilstrekkelig FCR-D til å håndtere denne. Minimumskrav til mengde primærreserver for å håndtere dimensjonerende hendelse i de ulike nordiske landene er gitt i henhold til nordisk systemdriftsavtale²⁷. Det handles primærreserver mellom landene i Norden.

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

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

²⁶ Dimensjonerende hendelse er den feilen som medfører utfall av en hovedkomponent (produksjon, ledning, transformator, samleskinne, forbruk, etc.) og som har størst konsekvens på kraftsystemet av alle feilhendelser som har blitt tatt hensyn til [28].

Kostnaden for primærreserver er størst i sommerhalvåret og påvirkes av den hydrologiske situasjonen. Tørrår med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i kraftmarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. I dette tilfellet må systemansvarlig betale for å ha tilstrekkelig ledig kapasitet til å kunne regulere opp. Økt import og uregulerbar kraftproduksjon fra vindturbiner og elvekraftverk kan også gi økte kostnader for å sikre nok regulerytelse.

Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver er automatiske reserver som skal avløse primærreservene ved å bringe frekvensen tilbake til normal verdi, slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) [7] og Load Frequency Reserves (LFC). Systemet med automatiske sekundærreserver ble innført i Norden fra 2013.

Tertiærreserver (Regulerkraft)

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

Norden har siden 2000 hatt et felles regulerkraftmarked. Gjennom nordisk systemdriftavtale er de ulike nordiske TSOene pliktig til å ha nok tilgjengelig regulerkraft til å kunne håndtere en dimensjonerende hendelse i sitt nettområde.

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

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

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

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

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

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

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

Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlisten som blir benyttet utenom prisrekkefølge. Flaskehals i regional og transmisjonsnett som ikke håndteres ved bruk av budområder skal systemansvarlig normalt håndtere ved bruk av regulerkraftmarkedet²⁸. Systemansvarlig dekker merkostnaden som oppstår ved spesialregulering, mens ordinære reguleringer inngår som del av balanseoppjøret aktørene mellom.

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

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

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

Endring av produksjon gjennom driftstimen eller over timeskift

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

- **Kvartersjustering**

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen endres i mindre sprang og angis med kvartersverdier dersom ønsket produksjonsendring er over en grense fastsatt av systemansvarlig²⁹.

²⁸ Systemansvarsforskriften § 5

²⁹ Systemansvarsforskriften § 8, femte ledd

Systemansvarliges krav til kvartersplaner er beskrevet i [23]. Statnett har satt krav til at dersom summen av produksjonsendring over et timestskift er større enn 200 MW, må produsenten fordele produksjonsendringen symmetrisk i flere like trinn på hver side av timestskift. Dette kravet gjelder for all fleksibel kraftproduksjon og i sum produksjon per budområde.

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

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

- **Kvartersflytting**

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

Det vil si at systemansvarlig under drift bestiller fremskynding av produksjon et kvarter frem i tid eller at den skal utsettes med et kvarter. Dersom systemansvarlig ønsker at en produsent skal flytte produksjonen frem i tid, informerer Statnetts Landsentral aktøren om dette minimum 30 minutter før planlagt produksjonsendring [24].

- **Produksjonsglatting**

Sommeren 2015 innførte Statnett muligheten for leverandører å tilby produksjonsglatting. Leverandører må ha døgnbemannet driftssentral og være i stand til å håndtere bestillinger fra Statnett på kveld. For å delta må leverandøren i tillegg ha fleksibel kraftproduksjon og jevnlig ha produksjonsendringer over 200 MW per timestskift per budområde. Systemansvarliges krav for ordningen er beskrevet i [25].

Ved produksjonsglatting blir produsentene som er med på ordningen fritatt for kravene ved kvartersjustering, men må i stedet sende inn sine planlagte produksjonsplaner kvelden før neste driftsdøgn. Statnett gjør deretter en analyse av behovet i systemet påfølgende dag for flytting eller justering av produksjonen, og sender en bestilling til produsentene for justeringer av produksjonsplanene i kvartersintervaller. Justeringene i produksjon vil da ikke nødvendigvis være symmetriske rundt timestskift, men tilpasset forventet endringer i produksjon, eller flyt over likestrømskablene [26].

Bakgrunnen for Statnetts innføring av produksjonsglatting var behovet for å justere kravene til produksjonsplaner ved store produksjonsendringer, for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC-kablene.

Statnett rapporterer at produksjonsglatting har fungert etter hensikten ved at de strukturelle ubalansene har blitt redusert, men at man også har oppdaget noen

svakheter. Statnett anser produksjonsglattingen som en midlertidig ordning inntil den kan avløses av en mer markedsbasert ordning. Kvartersoppløsning i noen eller alle kraftmarkedene kan være slike løsninger [26].

Systemvern

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

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

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

Statnett har interne kriterier som sier at de ikke skal basere seg på bruk av BFK når de planlegger nytt nett. Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere i distribusjonsnettet er kun tillatt som midlertidig løsning³⁰. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til NVE sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet. Hendelsesstyrte systemvern som

³⁰ Systemansvarsforskriften § 21

kobler ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett er i dag etablert i Bergensområdet og i Akershus.

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

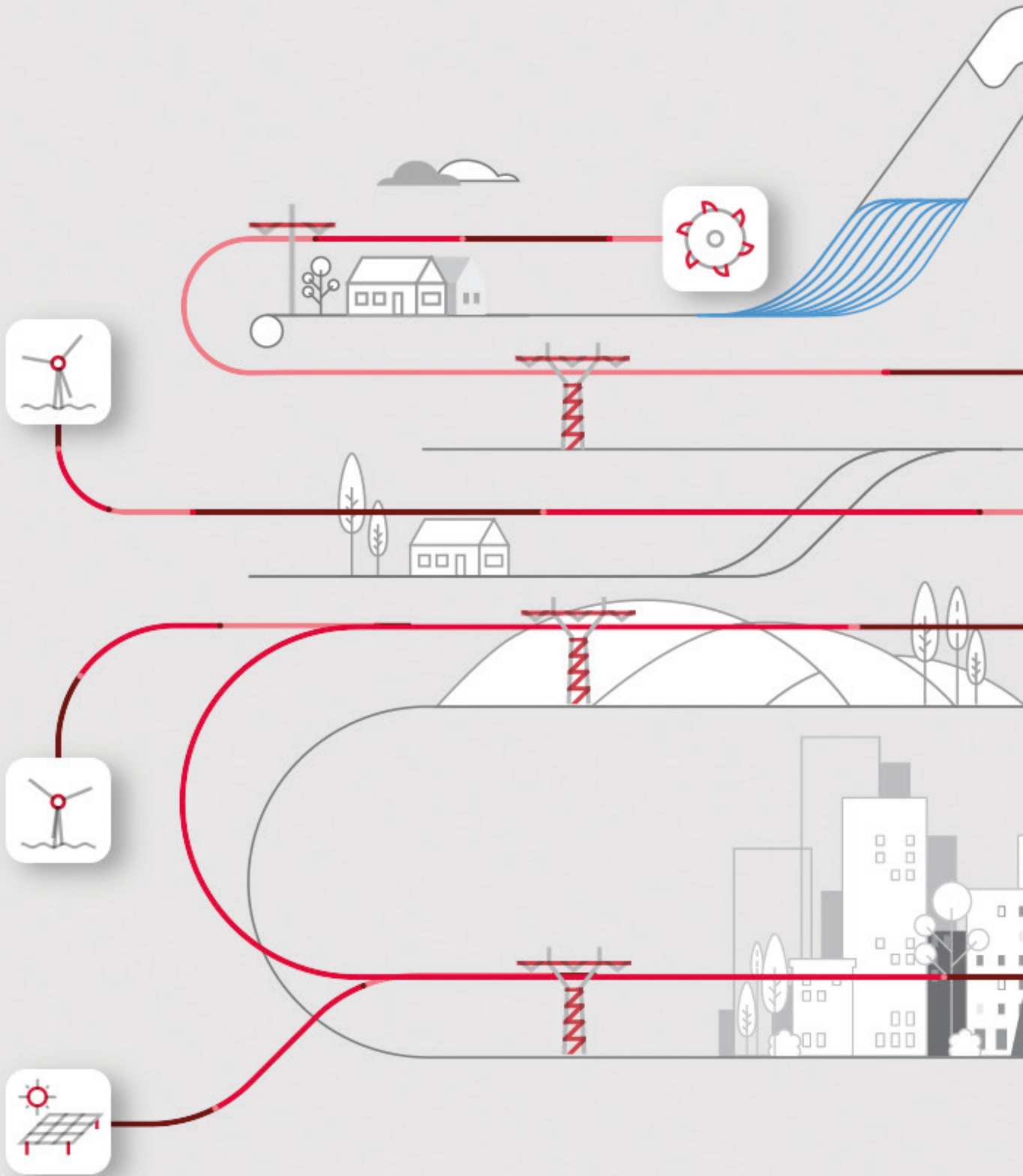
Innenfor de fire hovedkategoriene er det noen systemvern som nesten alltid står på, og noen der status er avhengig av lastflyten i nettet. Behovet varierer sterkt fra årstid til årstid og år til år, avhengig av om det aktuelle området har eksport eller import. For systemvern som løser ut ved utfall er det viktig at verninnstillingene er riktig i forhold til den gjeldende kraftflyt. Dette skyldes at et vern som er designet for å øke eksporten ut av et område vil gjøre situasjonen verre dersom utløsning skjer i en importsituasjon. Systemvern som skal beskytte mot overlast kan i større grad alltid være aktivert, fordi de ikke vil bli utløst uten overlast. Vernfunksjonen vil dermed alltid avlaste systemet og redusere overlasten.

Produksjonstilpasning

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i nettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser³¹. Dette kalles produksjonstilpasning. I april 2014 utvidet Statnett sin praksis og produksjonstilpasning benyttes nå i områder med begrenset kapasitet i lengre tidsrom, i tillegg til ved separatområder eller områder med flaskehalsbegrensninger der det kun er én produsent eller der det kun er én produsent som vanligvis deltar i regulerkraftmarkedet.

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

³¹ Systemansvarforskriften § 8 åttende ledd.



Middelthunsgate 29
Pb. 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: + 47 22 95 95 95
www.nve.no