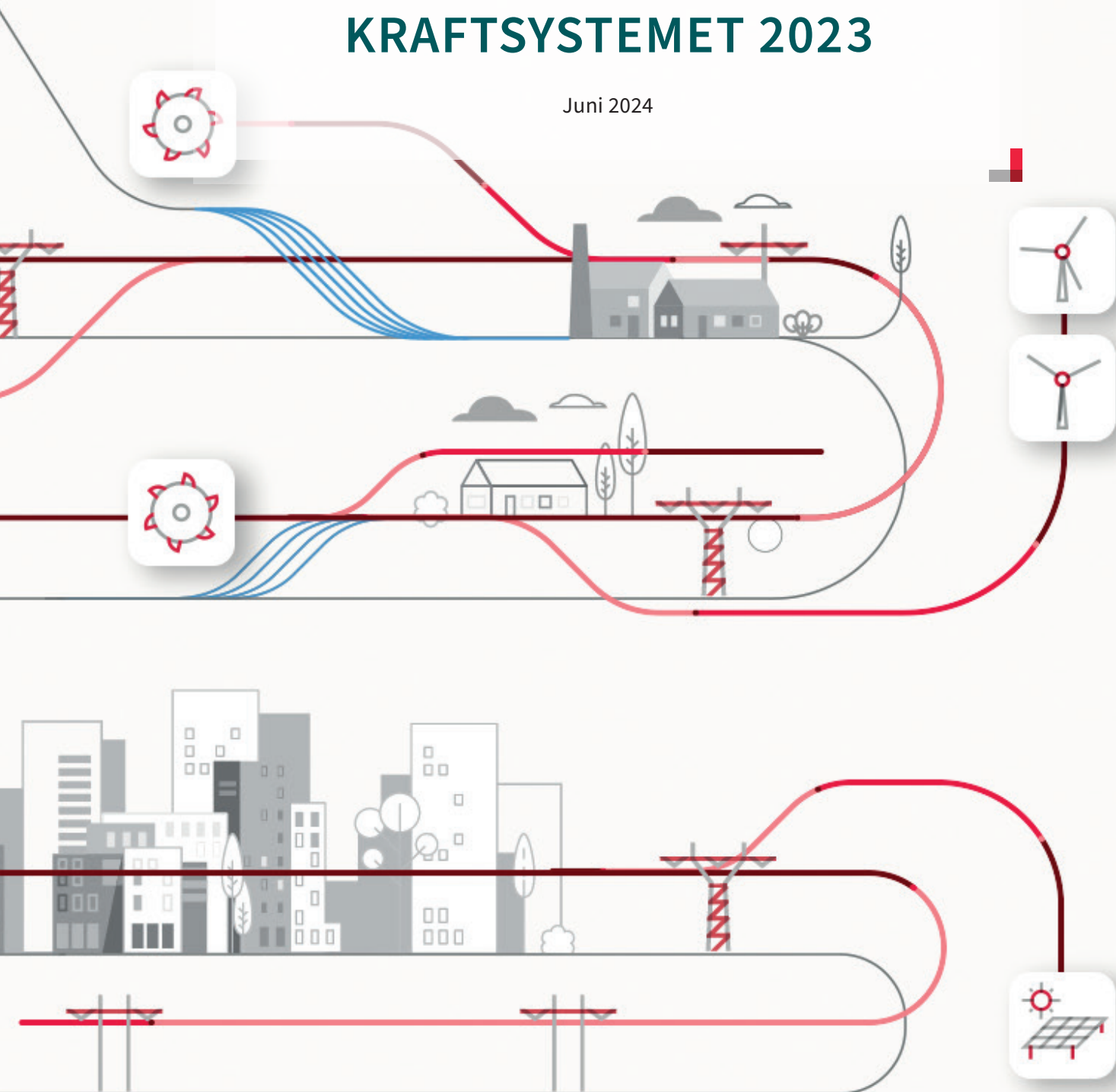




DRIFTEN AV KRAFTSYSTEMET 2023

Juni 2024



RME Rapport nr. 4/2024

Driften av kraftsystemet 2023

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Redaktør: Anne Marthe ter Woerds Christensen
Forfattere: Marit Serianna Stenødegård Hjerpseth, Markus Steen Amundsen,
Anne Marthe ter Woerds Christensen, Hege Sveaas Fadum,
Hege Bruvik Kvandal og Maren Refsnes Brubæk
Omslag: Simon Oldani, NVE/Racecar AS

ISBN: 978-82-410-2398-9
ISSN: 2535-8251
Saksnummer: 202319723

Sammendrag: Rapporten om Driften av kraftsystemet 2023 er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2024 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Energidepartementet (ED). Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet 2023.

Emneord: Kraftsystem, systemansvar, forsyningsikkerhet, leveringskvalitet, driftsforstyrrelser, frekvenskvalitet, reserver, handlingskapasiteter, flaskehalsinntekter, kraftpriser, tilsyn, og 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

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.

Juni 2024

Forord

Rapporten om Driften av kraftsystemet 2023 er en leveranse som følge av «*Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2024 - Reguleringsmyndigheten for energi*» fra Energidepartementet (ED) [1].

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2023. 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, handelskapasiteter, kraftpriser og flaskehalsinntekter.

Rapporten er basert på og sammenstiller informasjon mottatt fra Statnett SF som systemansvarlig (systemansvarlig) gjennom «*Rapport fra systemansvarlig om drift av kraftsystemet i Norge 2023*» [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 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, driften av kraftsystemet og systemansvarlig.

Oslo, juni 2024



Kjetil Lund
Vassdrags- og energidirektør



Tore Langset
Direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2023» er en leveranse som følge av «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2024 - Reguleringsmyndigheten for energi» fra Energidepartementet (ED) [1]. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på rapportering fra Statnett som systemansvarlig [2] og arbeid utført av RME og NVE i 2023. Rapporten er utarbeidet av RME med innspill fra NVE.

Driftssikkerhet og tiltak i drift

I 2023 var ressursituasjonen bedre enn året før, samtidig som det var et år preget av store prisvariasjoner og vedvarende prisforskjeller mellom Nord- og Sør-Norge. Selv som kraftprisen i sørlige Norge i snitt ble halvert sammenlignet med året før, så var den fortsatt høy i historisk sammenheng. Årsakene til dette var lavere gasspriser og kraftpriser på kontinentet, og en styrket ressursituasjonen i Sør-Norge. Etter et år med svak ressursituasjon, var den norske fyllingsgraden tilbake på median ved inngangen på året. Produksjonen i Sør-Norge var generelt høy gjennom året, og i tillegg ga perioder med nedbør i andre halvår uker med svært høy produksjon. I Midt- og Nord-Norge var derimot ressursituasjonen svakere enn i 2022. Dette skyldtes mindre snø, og følgelig tilsig til magasinene, samt mindre nedbørmengder gjennom hele året. Kraftforbruket, kraftproduksjonen og nettoeksporten i 2023 var alle noe høyere sammenlignet med 2022.

Systemansvarlig rapporterer at det ble gjennomført flere driftsstanser i 2023 sammenliknet med de fem foregående årene. I likhet med tidligere år ble mange søknader om driftsstans sendt inn til systemansvarlig etter fristen.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i 2023 var på 99,974 prosent. Hver sluttbruker opplevde i gjennomsnitt 0,28 varslede og 2,86 ikke-varslede avbrudd. For alle spenningsnivå var omgivelser, for eksempel vegetasjon, trefall, snø/is, vind, hovedårsaken til driftsforstyrrelsene.

I 2023 oppsto det 37 uønskede hendelser i kraftsystemet, noe som var lavere enn i 2022, men over gjennomsnittet de siste fem årene. Det ble fortsatt rapportert inn mange hendelser knyttet til informasjonssikkerhet.

Frekvens- og spenningskvalitet

I 2023 ble det registrert 9 714 minutter med frekvensavvik. Dette er innenfor måltallet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter. Frekvenskvaliteten har bedret seg over de siste årene, samtidig som det er installert mer utvekslingskapasitet og systemet i større grad blir påvirket av uregulerbar produksjon. Systemansvarlig trekker frem flere viktige tiltak for å redusere frekvensavvikene. Blant disse er økt anskaffelse av aFRR (sekundærreserver), nye restriksjoner for ramping på mellomlandsforbindelsene og introduksjon og anskaffelse av reserven Fast Frequency Response (FFR), i det nordiske systemet.

Frekvenskvaliteten og stabiliteten i kraftsystemet er avhengig av roterende masse (inertia) i synkron maskiner. Dette kommer eksempelvis fra vannturbiner og kjernekraft som er tilkoblet kraftnettet. Roterende masse er en iboende egenskap i kraftsystemet som bremser hurtige endringer i frekvensen. Innfasing av mye ny fornybar kraftproduksjon fra vind og sol kan gjøre at andelen roterende masse i kraftsystemet avtar. I tillegg har vi perioder der økende produksjon av billig energi fra vind og sol sammen med høy import fører til at magasinverkene står og følgelig gir lav roterende masse i systemet. I 2023 var den roterende massen i kraftsystemet gjennomsnittlig på nivå med de fire foregående årene. Det laveste nivået i det nordiske systemet var på 127,24 GWs, og er også på nivå med tidligere år. De nordiske TSOene følger utviklingen tett og har blant annet tatt i bruk reserven FFR for å redusere konsekvensene ved en eventuell driftsforstyrrelse i perioder med lav roterende masse.

Systemtjenester og effektreserver

Systemtjenester er ytelser som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende driftssikkerhet i kraftsystemet, og anskaffes både gjennom markedsløsninger og ved krav til det enkelte anlegg. Systemansvarligs kostnader for kjøp av systemtjenester var på 2 629 MNOK i 2023. Kostnadene ligger på et høyt nivå sammenlignet med tidligere år, der systemansvarlig opplyser om at 2021 og idriftsettelsen av NordLink og NSL markerer et skille. De totale kostnadene knyttet til reserveinnkjøp endte på 2 346 MNOK, hvorav mFRR (tertiærreserverne), på 1 037 MNOK var den største enkeltkostnaden. Anskaffede volumer av FCR (primærreserver) har vært relativt stabilt over de siste årene, mens det for aFRR (sekundærreserver) og mFRR har vært en stabil økning i anskaffede volumer av kapasitet.

Spesialregulering er en systemtjeneste som benyttes for å håndtere driftsutfordringer i kraftsystemet. Dette innebærer at systemansvarlig benytter bud utenfor prisrekkefølge. I 2023 ble det spesialregulert for totalt 285 MNOK, der planlagte utkoblinger og intakt nett med overlast stod for nesten hele kostnaden. Kostnadene knyttet til spesialreguleringer var lavere enn i 2022, men ligger over gjennomsnittet for de siste ti årene. Samtidig lå det samlede volumet med spesialreguleringer på 904 GWh i 2023, noe som er lavere enn gjennomsnittet de siste ti årene. Behovet og kostnadene for spesialregulering avhenger av flere faktorer, blant annet hydrologiske forhold, prisnivå, revisjoner og feil i kraftsystemet. Systemansvarlig oppgir at det fortsatt vil være behov for mye spesialregulering fremover i forbindelse med utbyggingsprosjekter.

Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

I 2023 fortsatte prisforskjellene som preget 2022 mellom nord og sør i Norge gjennom første halvdel av året. Fra sommeren og utover høsten ble prisforskjellene mellom nord og sør mindre, da det var mye nedbør og høy produksjon i budområdene NO1 og NO5. Kapasitetsbegrensninger fra disse budområdene mot NO2, i tillegg til prispåvirkning fra mellomlandsforbindelsene, gjorde at kraftprisene i NO2 lå på et høyere nivå enn i de andre norske budområdene.

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet var 77 prosent for både eksport og import i 2023. Dette er en økning på henholdsvis 8 og 9 prosent sammenliknet med 2022. Økning i tilgjengelig handelskapasitet kommer i stor grad av økning i kapasitet ved

budområdegrensen NO1-SE3, i tillegg til på NordNed-forbindelsen. Sumrestriksjonen¹ som omfatter NO1-SE3 har bidratt til høyere tilgjengelig importkapasitet gjennom 2023 sammenlignet med i 2022. Eksportkapasiteten ved NO1-SE3 har også økt etter gjeninnføring av systemvernbruk. NordNed-forbindelsen var ute av drift en lengre periode i 2022 grunnet en feil, men var i drift igjen i 2023. I tillegg har forbindelsene North Sea Link og NordLink hatt en mer stabil drift enn tidligere år.

Norske flaskehalsinntekter i 2023 endte på ca. 825 MEUR. Dette er en kraftig nedgang fra 2022 da flaskehalsinntektene endte på 2168 MEUR. Dette skyldes lavere kraftpriser og mindre prisforskjeller mellom budområdene enn det var i 2022. Flaskehalsinntektene for 2023 lå likevel på et høyt nivå historisk sett som følge av at kraftprisene fortsatt var relativt høye, i tillegg til de vedvarende flaskehalsene i det norske systemet. Den midlertidige forskriften om fordeling av flaskehalsinntekter på underliggende nettselskap som ble innført i 2022 gjaldt også i 2023.

Nordisk og europeisk koordinering

I 2023 har de nordiske TSOene jobbet videre med å utvikle den regionale koordineringen i Norden og Europa, blant annet gjennom videre utvikling av oppgavene til den nordiske RCC (Regional Coordination Centre). De har også jobbet videre med eksterne parallellkjøringer for den flytbaserte kapasitetsberegningen, og fortsatt med utviklingen av «Nordic Balancing Model». Det inkluderer arbeid med oppstart og implementering av nye balansemarkeder, overgang til 15 minutter tidsoppløsning i markedene og automatisering av driften.

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.

¹ I mars 2022 ble det innført en sumrestriksjon på budområdegrensen SE3 til NO1 og DK1. Dette gjør at importkapasiteten på NO1-SE3 begrenses av sumrestriksjonen og ikke av importkapasiteten på denne budområdegrensen. Tallene for import er derfor beregnet basert på sumrestriksjonen slik at importkapasiteten ikke skal fremstå høyere enn hva den i realiteten har vært.

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 systemansvarlig ser de ulike virkemidlene i sammenheng, og vurderer de ulike tiltakenes treffsikkerhet. I tillegg må systemansvarliges praksis og vurderinger være transparent og tydelig.

Systemansvarlig har en plikt til å beskrive hvordan systemansvaret 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 systemansvarlig om hvordan vi kan ivareta denne transparensen og tydeligheten ved den fortløpende utarbeidelsen og implementeringen av metoder etter kommisjonsforordningene, se kapittel 9.

Driftssikkerhet og tiltak i drift

Historisk har energisikkerheten i Norge vært god. 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, ser de i sammenheng og vurderer de opp mot andre tiltak de har mulighet til å benytte i drift. RME ønsker å understreke at det er viktig at systemansvarlig kontinuerlig holder oversikt over og loggfører de vedtakene de fortløpende fatter i driften, både skriftlige og muntlige. Aktører bør så langt det er mulig overholde gjeldende frister for driftssøknader slik at det ikke går på bekostning av systemansvarliges ansvar for en effektiv koordinering og sikker drift. På bakgrunn av store mengder avvik for søknader om driftsstanser har systemansvarlig for flere år siden iverksatt tiltak for å bedre situasjonen. Siden iverksettelsen har det vært lite endringer i innmelding av driftsstanser, og tiltakene ser derfor ikke ut til å ha hatt noen synlig effekt på utfordringene. RME planlegger å følge opp dette fremover.

Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspåliteligheten i Norge er generelt god. Den årlige variasjonen i leveringspåliteligheten skyldes omgivelser som kan være væravhengig. Det kan være lokale forskjeller der noen vil oppleve å være berørt av flere avbrudd enn gjennomsnittet.

I 2023 var leveringspåliteligheten i Norge 99,974. Dette skyldes hovedsakelig avbrudd hos Svabo Industrinett som var forårsaket av en brann, og førte til redusert forsyning til Mo Industripark. 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 å sikre at kvaliteten i rapporteringen av driftsforstyrrelses- og avbruddsdataene som blir innrapportert fra nettselskapene til systemansvarlig og RME, er god nok. 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. Alle nettselskapene rapporterte inn driftsforstyrrelses- og avbruddsdata for 2023 innen fristen gitt i leveringskvalitetsforskriften. RME mener dette er positivt for kvalitetssikringen av disse dataene.

Frekvens- og spenningskvalitet

I 2023 ble det registrert 9 714 minutter med frekvensavvik. Dette er innenfor det selvpålagte målet for de nordiske TSOene på 10 000 minutter. RME mener det er positivt at antall minutter utenfor normal frekvensbåndet har vært relativt stabilt de siste årene, og mener at det er viktig å fortsette å ha oppmerksomhet rettet mot tiltak for å opprettholde en god frekvenskvalitet.

Det har i flere år vært en forventning om at andelen roterende masse i kraftsystemet skal synke på grunn av etablering av ny vind- og solkraft i de europeiske og nordiske kraftsystemene. Det er viktig at systemansvarlig følger denne utviklingen og er tidlig ute med nødvendige tiltak. Samtidig var det i 2023, i likhet med de fire foregående årene, en relativt stabil situasjon, selv i de periodene med lavest roterende masse.

Systemtjenester og effektreserver

I 2023 sank systemansvarskostnadene fra det høye nivået i 2022, men var fortsatt på et høyt nivå historisk sett. Til sammen endte systemansvarskostnadene på 2 629 MNOK i 2023. Kostnaden til tertiærreservene er den høyeste enkeltkostnaden på 1 037 MNOK. Til sammen brukte systemansvarlig over to milliarder kroner på reserver i 2022. Hoveddriveren bak økte kostnader knyttet til reserver er høye og volatile kraftpriser over kortere perioder, økt anskaffelse av reserver og tidvis lav likviditet i balansemarkedene. RME observerer at de ulike reservemarkedene har få aktører, og vi mener derfor at det bør arbeides for å øke konkurransen og likviditeten i disse markedene for å redusere kostnadene knyttet til reserver. RME har derfor påbegynt arbeid med kartlegging av barrierer for aktørers deltakelse i balansemarkedene, og gjennomgå aktørers kostnader ved å inngå en opsjonskontrakt.

Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

I 2023 var det flaskehals mellom nord og sør i Norge første halvdel av 2023, og ved de innenlandske budområdegrensene mot NO2 på sommeren og høsten. Med kraftprisene på et høyt nivå historisk sett, bidro det til betydelige prisforskjeller, men mindre enn i 2022. Det resulterte i flaskehalsinntekter for 2023 på 825 MEUR. I 2023 ble det gitt høyere tilgjengelig handelskapasitet til markedene enn de foregående årene. RME mener at dette er en positiv utvikling. Med høye kraftpriser og prisforskjeller mellom budområdene historisk sett er det fortsatt viktig at TSOene sammen koordinerer planlagt vedlikehold og kapasitetsfastsettelse seg imellom. Dette er viktig for å kunne fortsette å tilby høyere import- og eksportkapasiteter. For å ivareta dette mener RME at en felles og transparent metode for beregning av handelskapasitet er nødvendig og nyttig. Også arbeidet med flytbasert kapasitetsberegning, som skal legge til rette for en mer effektiv kapasitetsfastsettelse, er viktig. RME legger til grunn at systemansvarlig reduserer handelskapasiteten kun 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. Et eksempel på dette er arbeidet med å utvikle den nordiske balanseringsmodellen, for implementering av effektive balansemarkeder, automatisering av balanseringen og overgang til høyere tidsoppløsning i kraftmarkedene. I tillegg bidrar utviklingen av det nordiske «Regional Coordination Centre» til en bedre koordinering av systemdriften i Norden. Energikrisen i Europa i 2022 viste også viktigheten av tett samarbeid for å sikre strømforsyningen blant annet gjennom felles forsyningssikkerhetsanalyser.

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 2023 ført tilsyn med bestemmelser i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet om produksjonstilpasning og virkemidler i vanskelige driftssituasjoner. RME har hatt gode erfaringer fra disse tilsynene og vil følge opp det videre i fremover.

Systemansvarlig blir blant annet fulgt opp gjennom retningslinjene for praktisering av systemansvaret. I 2023 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 en tett oppfølging av systemansvaret.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
RMEs vurderinger og oppfølging	v
Innhold	viii
Liste over tabeller	x
Liste over figurer	xi
Liste over sentrale begreper og forkortelser	xiii
1 Innledning	1
2 Driftssikkerhet og tiltak i drift	3
2.1 Ressurssituasjon	3
2.2 Installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene	4
2.3 Særskilte virkemidler for håndtering av energiknapphet	5
2.4 Områder med redusert driftssikkerhet	6
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.....	15
2.11 Separatområder.....	16
3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser	17
3.1 Leveringspålitelighet.....	17
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser.....	19
3.3 Beredskap og uønskede hendelser	23
4 Frekvens- og spenningskvalitet	26
4.1 Frekvens	26
4.2 Roterende masse (inertia)	27
4.3 Driftsspenninger i transmisjonsnettet.....	30
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)	37
5.5	Tertiærreserver (mFRR).....	38
5.6	Spesialregulering.....	41
5.7	Systemvern	43
5.8	Produksjonsflytting og –glatting	45
5.9	Produksjonstilpasning.....	48
5.10	Balanse- og effektkraft.....	49
6	Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter	51
6.1	Budområder	51
6.2	Handelskapasiteter.....	52
6.3	Kraftpriser.....	58
6.4	Flaskehalsinntekter	61
7	Nordisk og europeisk koordinering	64
7.1	Nordisk og europeisk samarbeid	64
7.2	Investeringsplaner	65
7.3	Nordisk koordineringssenter, Nordic RCC	65
8	Oppfølging av systemansvarlig og erfaringer fra tilsyn.....	67
8.1	Oppfølging av systemansvarlig.....	67
8.2	Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften.	68
8.3	Grensekryssende handel.....	68
8.4	Leveringskvalitet.....	69
8.5	Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg.....	69
9	Endringer i rammeverk.....	69
	Kildeliste	71

Liste over tabeller

Tabell 1: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2014 - 2023.....	33
Tabell 2: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2023.....	41
Tabell 3: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2014 - 2023.....	45
Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2023	53
Tabell 5: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser for 2023.....	61
Tabell 6 Oversikt over endringer i rammeverk i 2023	70

Liste over figurer

Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig	8
Figur 2: Fordeling av antall planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.	8
Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2023 fordelt på spenningsnivå.	9
Figur 4: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2023 fordelt på hvem som initierte dem.	9
Figur 5: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig.	10
Figur 6: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene.	10
Figur 7: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig i perioden 2014-2023.	12
Figur 8: Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnettet.	13
Figur 9: Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnettet.	14
Figur 10: Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet.	14
Figur 11: Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse for transformatorer i regional- og transmisjonsnettet.	15
Figur 12: Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.	16
Figur 13: Leveringspålitelighet for årene 1999-2023.	18
Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2013-2023. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd.	19
Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 2015-2023 fordelt på varighet av avbruddet.	19
Figur 16: Antall driftsforstyrrelser 1-22 kV i perioden 2015-2023 fordelt på varighet av avbruddet.	20
Figur 17: Årsak til driftsforstyrrelser i 2023 fordelt på hovedårsak.	21
Figur 18: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser.	22
Figur 19: Oversikt over antall hendelser for 1-420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier i 2023.	23
Figur 20: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2019-2023.	25
Figur 21: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2023.	27
Figur 22: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2023.	28
Figur 23: Utvikling av mengden roterende masse fra 2019 til 2023.	29
Figur 24: 90%-percentil for inertia fra 2019 til 2023.	29
Figur 25: Antall minutter med spenning over 301 og 421 kV årlig siden 2013.	31
Figur 26: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2014 - 2023.	34
Figur 27: Innkjøp og videresalg av normaldriftsreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2023.	36
Figur 28: Innkjøp og videresalg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D opp) i MWh per uke i 2023.	36
Figur 29: Innkjøp og videresalg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-N) i MWh per kvartal 2019-2023.	37
Figur 30: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per uke i 2023.	38
Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per kvartal 2019-2023.	38
Figur 32: mFRR kapasitet i MWh fordelt ukesvis for 2023.	40
Figur 33: Volum mFRR kapasitet i MWh fordelt kvartalsvis for perioden 2021-2023.	40
Figur 34: mFRR kapasitet i MWh, sammenlignet med kostnader fordelt ukesvis for 2023.	41

Figur 35: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2014 - 2023..	43
Figur 36: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2014 – 2023.	44
Figur 37: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2023.	46
Figur 38: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2014-2023.	47
Figur 39: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2023.	48
Figur 40 Antall driftsstanser i 2023 hvor det var behov for å sende ut ett eller flere vedtak om produksjonstilpasning.	49
Figur 41: Maksimal handelskapasitet (NTC) i Norden.....	51
Figur 42: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige	52
Figur 43: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2023	54
Figur 44: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet siste sju år	55
Figur 45: Tilgjengelig handelskapasitet gitt ved budområdegrensen NO2-NO1 i 2023.....	58
Figur 46: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftpriser, fyllingsgrad, europeiske utslippskvoter CO ₂ og nederlandske gass futures i 2023.....	59
Figur 47: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser i Norge 2023.....	60
Figur 48: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR.	62
Figur 49: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2023.....	63

Liste over sentrale begreper og forkortelser

<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>BRP</i>	Balancing Responsible Party, balanseansvarlig
<i>BSP</i>	Balancing Service Provider, leverandør av balansetjenester
<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>FASIT</i>	Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet
<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>FFR</i>	Fast Frequency Reserves, raske effektreserver
<i>Forsyningsikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.
<i>HVDC</i>	High-Voltage Direct Current, likestrømkabel
<i>ILE</i>	Ikke-levert energi
<i>KBO</i>	Kraftforsynings beredskapsorganisasjon
<i>KILE</i>	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi
<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
<i>(kvartersflytting)</i>	produksjonsendringer med inntil femten minutter.
<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>mACE</i>	Modernisert Area Control Error, modernisert område ubalanse kontroll
<i>Momentan 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>NRCC</i>	Nordic Regional Coordination Center
<i>NSL</i>	North Sea Link
<i>Primærreserve (FCR)</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 systemansvarlig fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring inntil en halvtime.
<i>Sekundærreserve (aFRR)</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 (aFRR) [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 aggregerer alle kjøps- og salgsbud i hele Norden.
<i>Tertiærreserve (mFRR)</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 flaskehals. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) [8].
<i>TSO</i>	Transmission system operator. I Norge er Statnett TSO.

1 Innledning

Kraftsystemet er en svært viktig del av infrastrukturen i Norge. Både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner er avhengig av 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 europeisk kraftsystem.

For at kundene skal ha nytte av 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. Statnett har fått tildelt dette ansvaret gjennom konsesjon. Norge er en del av det nordiske synkronområdet, og systemansvarlig 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.

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, forskrift om sikkerhet og beredskap 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 2023. 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 flaskehalinntektene 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 vind og solkraft har blitt en større del av produksjonsmiksen, ikke minst i land som det er utvekslingskapasitet til fra Norge, har utviklingen av disse energiressursene også 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 (kraftforbruk, -produksjon og -utveksling) gjennom den ukentlige kraftsituasjonsrapporten² og gjennom kvartalsrapporter³ om utviklingen i kraftmarkedet. I rapporten om kraftmarkedsutviklingen i 2023 oppsummerer NVE ressurs situasjonen i 2023 slik [9]:

2023 var enda et år med store prisvariasjoner og vedvarende prisforskjeller mellom nord og sør i Norge. Selv om kraftprisen i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) ble halvert var prisen fortsatt høy i en historisk sammenheng. Hovedårsaken til prisnedgangen var lavere gasspris og bedret ressurs situasjon. I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var prisen noe høyere enn i 2022, men fortsatt var prisene her lavere enn i sørlige Norge.

2023 var et år med mer nedbør enn gjennomsnittet for 2004-2023, men tilsiget var lavere. Dette skyldtes hovedsakelig mindre snø i fjellet ved inngangen til 2023, særlig i Nord-Norge.

² <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kraftsituasjonsrapporter/>

³ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kvartalsrapport-for-kraftmarkedet/>

Årsproduksjonen i Norge var totalt på 154 TWh, som er 5,5 prosent høyere enn i 2022. Dette er 5,9 TWh mer enn gjennomsnittet for årene 2017-2022. Den økte produksjonen kommer hovedsakelig fra vannkraft. Sørlege Norge hadde en god ressursituasjon og høy kraftproduksjon fra vannkraft store deler av året. Det var flere uker med rekordhøy produksjon for årstiden i tredje og fjerde kvartal. En viktig årsak til dette var perioder med mye nedbør og at det enkelte steder allerede var mye vann i magasinene.

I Nord-Norge var ressursituasjonen svakere enn i 2022. Gjennom hele året kom det mindre nedbør enn normalt. Dette ga mindre snø i fjellet og lavere fyllingsgrad, og dette bidro til lavere vannkraftproduksjon. I tillegg var det noe mindre vindkraftproduksjon i de tre første kvartalene sammenliknet med året før i Midt- og Nord-Norge. Til sammen ga dette lavere kraftproduksjon i disse områdene enn året før. På grunn av kaldt vær med lite tilsig i det siste kvartalet ble vannmagasinene tappet mer enn normalt i alle prisområdene. Avviket fra medianen ved utgangen av året var spesielt stort i Midt- og Nord-Norge.

Årsforbruket i Norge i 2023 var på 136,2 TWh, en oppgang på 2,8 TWh fra 2022. I Midt- og Nord-Norge lå forbruket høyt i forhold til historisk utfallsrom. Noe av økningen i forbruket skyldes vekst i industrisektoren og i tjenesteytende sektor. I sørlege Norge lå forbruket i 2023 ca 2 TWh over 2022. Forbruksøkningen skyldes hovedsakelig økt forbruk i husholdningene.

Over året var det 28,5 TWh eksport fra, og 11,4 TWh import av kraft til Norge. Det var høyest nettoeksport til Storbritannia, med 8,6 TWh. Sverige var det eneste landet vi hadde nettoimport fra over året. Forbindelsene fra Nord-Norge til Sverige ble hovedsakelig bruk til eksport, mens det var nettoimport mellom Midt- og Sørøst-Norge, og Sverige. Norden hadde nettoeksport i alle uker med unntak av tre uker i fjerde kvartal.

Den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge var 64 øre/kWh i 2023, som er under halvparten av prisen i 2022. To viktige faktorer som bidro til at kraftprisen gikk ned i 2023 var at ressursituasjonen i sørlege Norge ble forbedret, og at gassprisen ble redusert. I tillegg var det perioder med mye uregulerbar produksjon fra vann-, vind-, og solkraft på kontinentet og i Norden som har bidratt til mange flere timer med både lave, og i perioder negative, priser i løpet av 2023 sammenliknet med tidligere år.

Prisforskjellen mellom prisområdene hang sammen med ulik ressursituasjon og nettbegrensninger (flaskehals) mellom nord og sør. Sørvest-Norge (NO2) hadde den høyeste gjennomsnittsprisen, etterfulgt av Sørøst-Norge (NO1) og Vest-Norge (NO5), men prisene varierte også en del gjennom året.

2.2 Installert utvekslingskapasitet og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene

Mellom Norge og utlandet er det forbindelser med både veksel- og likestrøm. Vekselstrømsforbindelsene innad i det nordiske synkronområdet går hovedsakelig til

Sverige, og disse har en samlet eksport- og importkapasitet⁴ 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. Siden mars 2022 har ikke denne forbindelsen vært i drift.

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 (1 680 MW) og NordLink til Tyskland (1 444 MW). I tillegg er det én likestrømsforbindelse til Storbritannia, NorthSeaLink (NSL) (1 449 MW), som har vært i drift siden oktober 2021. Samlet installert utvekslingskapasitet på likestrømsforbindelsene er 5 248 MW.

Mellomlandsforbindelsene har stor betydning for kraftsystemet, og det er viktig med høy tilgjengelighet for både forsyningssikkerhet og kraftutveksling. Hvis langvarige utfall inntreffer samtidig med en svak hydrologisk balanse, vil dette kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Tilgjengelig kapasitet på mellomlandsforbindelsene har også betydning for integrasjonen 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 mellomlandsforbindelsene 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 nettforsterkningsarbeid innenlands kan likevel føre til kapasitetsreduksjoner på mellomlandsforbindelsene. En redegjørelse for handelskapasitetene på mellomlandsforbindelsene er gitt i kapittel 6.2.

Kapasitetsgrenser mellom alle budområder gis til døgnet. Den felleseuropeiske markedskoplingen ser hele det europeiske systemet under ett. Den 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 CACM⁵ jobbes det videre med å harmonisere det europeiske kraftmarkedet, eksempelvis utvikling av regional metode for kapasitetsfastsettelse⁶ (flytbasert kapasitetsberegning).

2.3 Særskilte virkemidler for håndtering av energiknapphet

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å utrede og utvikle virkemidler for å håndtere perioder med energiknapphet etter kraftrasjoneringsforskriften § 13. I tråd med regelverket kan virkemidlene ikke tas i bruk uten godkjenning fra NVE.

Tidligere ble begrepet SAKS-tiltak brukt om virkemidlene systemansvarlig skulle utrede etter kraftrasjoneringsforskriften § 3a. I ny forskrift om håndtering av energiknapphet og kraftrasjonering er begrepet svært anstrengt kraftsituasjon tatt ut. Dette reflekterer at det

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

⁵ [Kommissjonsfordning om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling \(capacity allocation and congestion management \(CACM\)\).](#)

⁶ [Arbeid med nordisk kapasitetsberegningmetode](#)

anses utfordrende å gi en klar definisjon av når det foreligger en svært anstrengt kraftsituasjon og et ønske om at regelverket er rettet mot virkemiddelbruken og ikke situasjonen. Særskilte virkemidler har som hensikt å redusere sannsynligheten for kraftrasjonering.

Virkemidlene som Statnett tidligere har fått godkjent av NVE er ordning med energiopsjoner i forbruk (ENOP) og mulighet for igangsetting av reservekraftverk. Sist gang det ble søkt om særskilte virkemidler (tidligere kalt SAKS-tiltak) var i vintersesongen 2015/2016. Statnett søkte da om energiopsjoner for Midt-Norge.

I 2023 søkte Statnett om energiopsjoner som et tiltak for å håndtere og redusere sannsynligheten for energiknapphet. Statnett søkte om å ha muligheten for å gå til innkjøp av energiopsjoner når kraftsituasjonen tilsier det. Etter dialog mellom NVE og Statnett ble det vurdert at det ikke var behov for innkjøp av energiopsjoner vinteren 2023/2024. NVE arbeider nå med å vurdere behovet og betydningen av energiopsjoner i lys av endringer i regelverk og markedsløsninger som har funnet sted siden forrige gang det ble inngått avtale om energiopsjoner.

2.4 Områder med redusert driftssikkerhet

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

Selv om N-1-kriteriet benyttes i planleggingsøyemed i kraftnettet, er det ikke et absolutt krav. Alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og i enkelte tilfeller bryter derfor systemansvarlig med N-1 kriteriet for å få utnyttet nettet bedre. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i kraftnettet og omfanget av svakere nettløsninger.

Systemansvarlig registrerer områder med avvik fra N-1 i det norske transmisjonsnettet – såkalt N-0, eller områder med redusert driftssikkerhet. Dette er områder som normalt har N-1, men av ulike årsaker avviker fra dette.

I rapporteringen definerer systemansvarlig N-0 som drift med redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer:

- 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 redde ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet.

Systemansvarlig har tidligere registrert antall timer per år med avvik fra N-1 i utvalgte områder i det norske transmisjonsnettet. Systemansvarlig oppgir i år at denne rapporteringen ikke har vært av tilfredsstillende kvalitet for 2021, 2022 og 2023. Nye, idriftsatte anlegg har bidratt til å forringe kvaliteten ytterligere. De anbefaler derfor ikke en videreføring av tidligere rapporteringsmetode.

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

Sammenlignet med tidligere år, har utbygging av nettet og drift av nye anlegg bedret driftssikkerheten. I sin rapportering opplyser systemansvarlig om seks delområder av varierende størrelse, som enten hele året, eller periodevis driftes med redusert driftssikkerhet. Bakgrunnen for at noen av delområdene periodevis driftes radielt begrunnes med at det enten gjøres for perioder der det i områdene er lav kraftproduksjon og høyt forbruk, eller at er begrenset transformorkapasitet. Ellers er det også redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

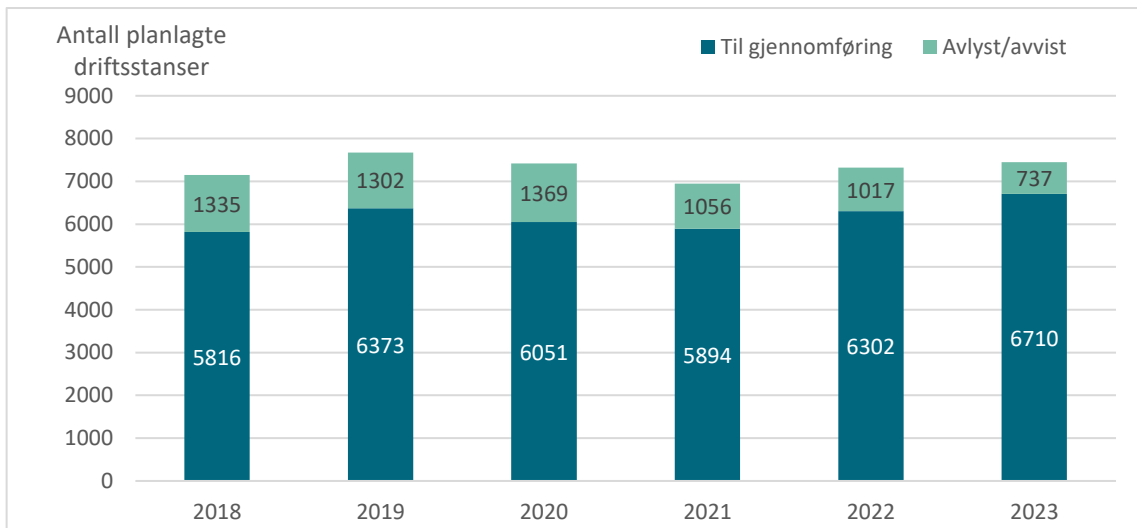
I 2023 har også driftssikkerheten blitt bedret i tre delområder: Bodø- og Salten-området, Oslo-området og ved Lyse-Fagerfjell, der idriftsettelse av enten transformatorstasjoner eller nye høyspentlinjer medfører at systemansvarlig ikke trenger å koble ut transformatorer og drifte radielt.

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 de planlagte driftsstansene i regional- og transmisjonsnettet som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer. De driftsstansene som har konsekvenser for andre konsesjonærer i kraftsystemet, kan ikke iverksettes uten vedtak fra systemansvarlig.

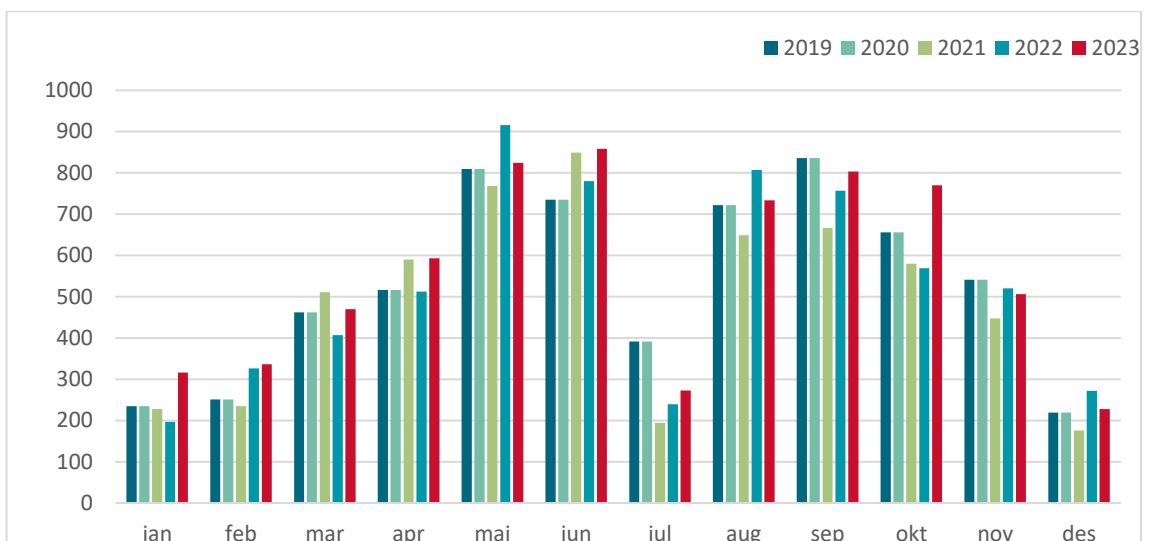
2.5.1 Statistikk for planlagte driftsstanser i 2023

Figur 1 viser antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig de siste seks årene. Sammenlignet med disse årene ligger antallet driftsstanser i 2023 over nivået for 2022 og noe over gjennomsnittet for perioden, mens det ble rapportert flere driftsstanser for 2019 og 2020. Til sammen ble det rapportert inn 7 447 driftsstanser i 2023. Av disse ble 737 avvist eller avlyst, mens 6 710 ble gjennomført. Antallet refererer til antall anleggsdeler, ikke antall planer, da en plan kan omfatte flere anleggsdeler. Rapporterte driftsstanser uten utkobling og driftsstanser registrert som utfall er holdt utenfor i oversikten. I 2023 ble også en større andel av de planlagte driftsstansene gjennomført sammenliknet med tidligere år, noe som har vært en positiv utvikling over de siste 3 årene. Av alle gjennomførte driftsstanser i 2023 hadde 46 % en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Rundt 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



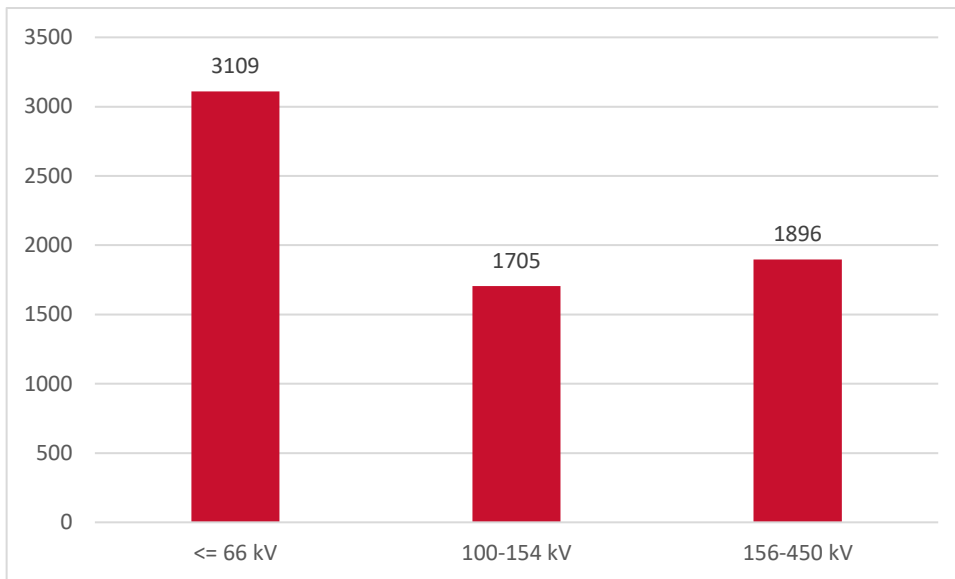
Figur 1: Antall planlagte driftsstanser på alle spenningsnivåer behandlet av systemansvarlig. Oversikten er fordelt på antall planlagte driftsstanser til gjennomføring og avlyste/avviste driftsstanser.

Figur 2 viser en fordeling av driftsstanser i 2023 per måned. I likhet med tidligere år viser tallene at det var mindre aktivitet på vinterstid og i juli sammenlignet med resten av året.

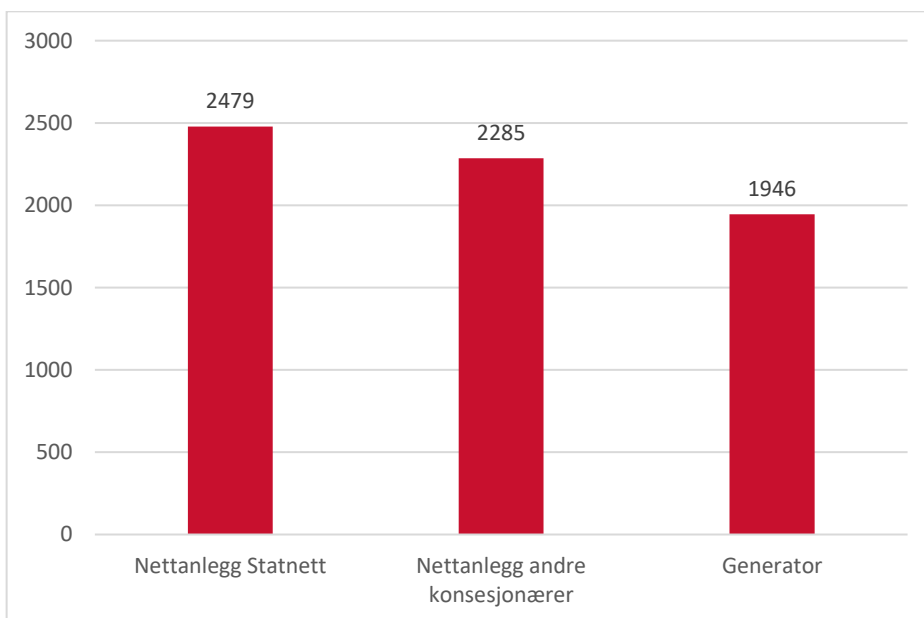


Figur 2: Fordeling av antall planlagte driftsstanser for hver måned de siste fem årene.

Figur 3 viser antall driftsstanser på ulike spenningsnivå. Det var flest driftsstanser på de laveste spenningsnivåene, noe som gjaldt hver måned utenom mai. Systemansvarlig rapporterer at aktiviteten for det laveste spenningsnivået generelt er jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene i 2023. 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 4 viser en oversikt over hvem som initierte driftsstansene. Statnett initierte den største andelen, som utgjorde 37 % av driftsstansene, mens nettselskap og produsenter stod for henholdsvis 34 % og 29 % av driftsstansene.



Figur 3: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2023 fordelt på spenningsnivå.

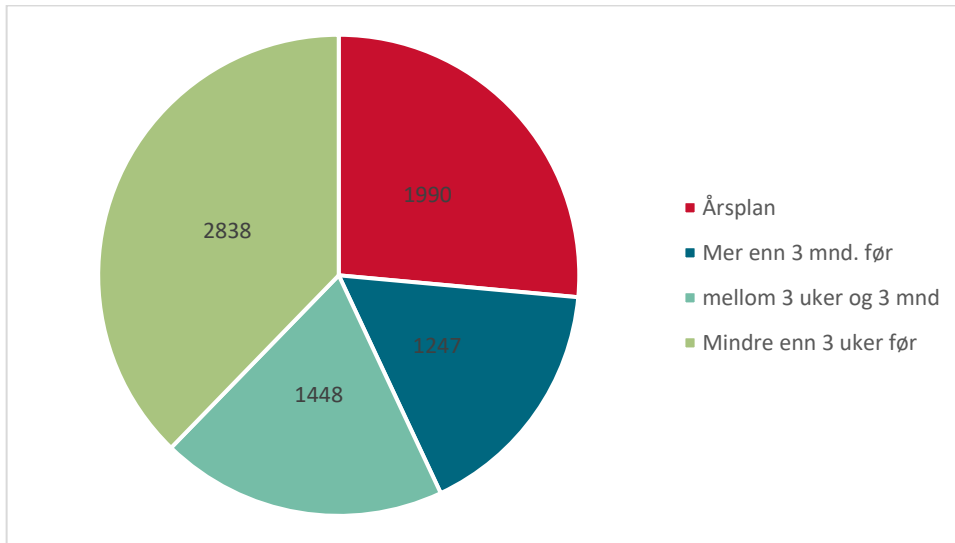


Figur 4: Oversikt over planlagte driftsstanser i 2023 fordelt på hvem som initierte dem.

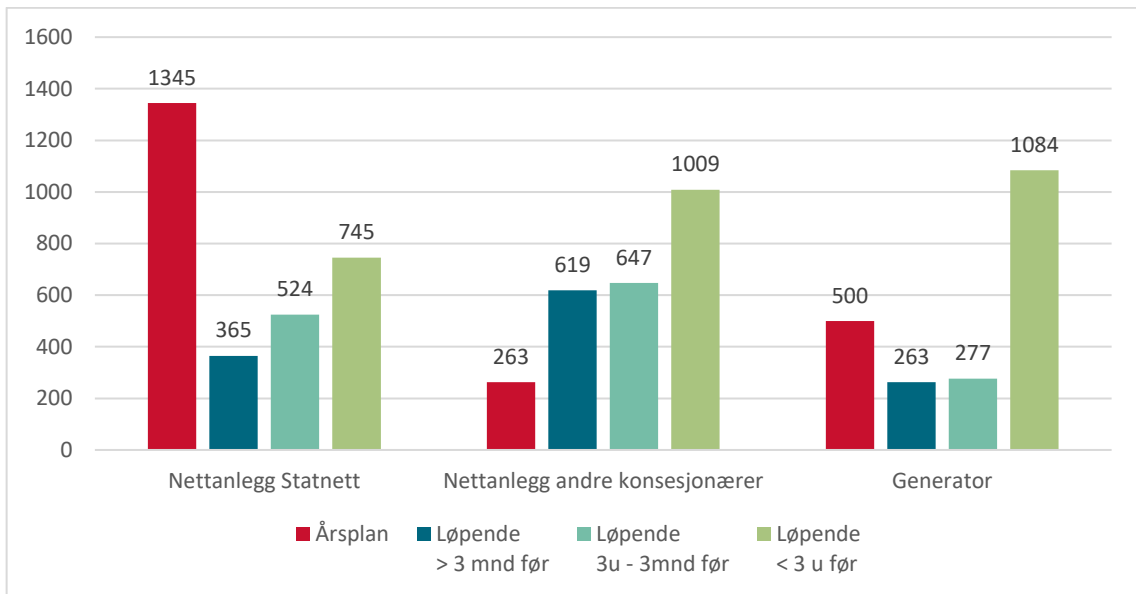
2.5.2 Arbeid med koordinering av planlagte driftsstanser

Behov for driftsstanser i transmisjonsnettet, mellomlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett og generatorer tilknyttet transmisjonsnettet 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 det nordiske koordineringssenteret (Regional Coordination Center, RCC). 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 [10].

Figur 5 og Figur 6 gir en oversikt over antall søknader mottatt innen fristene og antall søknader mottatt etter fristene. I 2023 ble 4 286 driftsstanser rapportert mindre enn tre måneder før planlagt oppstart. Av disse var det 2 838 driftsstanser som ble meldt inn mindre enn tre uker før planlagt oppstart. Dette er en liten økning sammenlignet med 2022, og følger en negativ utvikling man kan se over de tre siste årene. I rapporteringen til systemansvarlig skriver de at 737 av de vedtatte driftsstansene ble avlyst. 91 % av disse ble avlyst av konsesjonærene, som selv trakk søknadene før vedtak. Denne funksjonaliteten ble innført medio 2022, og det har dermed bidratt til å redusere omfanget av avviste driftsstanser. I alt avviste systemansvarlig 76 driftsstanser i 2023, som er en tydelig reduksjon sammenlignet med 2022.



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



Figur 6: Antall søknader om driftsstans fordelt på tidspunkt forespørselen ble sendt til systemansvarlig fra de ulike konsesjonærene.

Som man ser i Figur 5 og Figur 6, meldes en overvekt av driftsstansene for sent inn til systemansvarlig. Dette påvirker muligheten for effektiv samordning av utkoblingsbehov,

som igjen har konsekvenser for både driftssikkerheten og handelskapasiteter 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. Det er også 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 markeds melding, produksjonstilpasning og/eller gjenopprettingsplan. Dette skal gjøre at aktørene forstår hvilken konsekvens driftsstansen deres har. Systemansvarlig har hatt fokus på å løpende vurdere tiltak for å redusere antallet sent rapporterte driftsstanser siden 2021. Ved sammenligning mot tidligere år kan man ikke se noen tydelig effekt på innmelding av planlagt driftsstanser.

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.

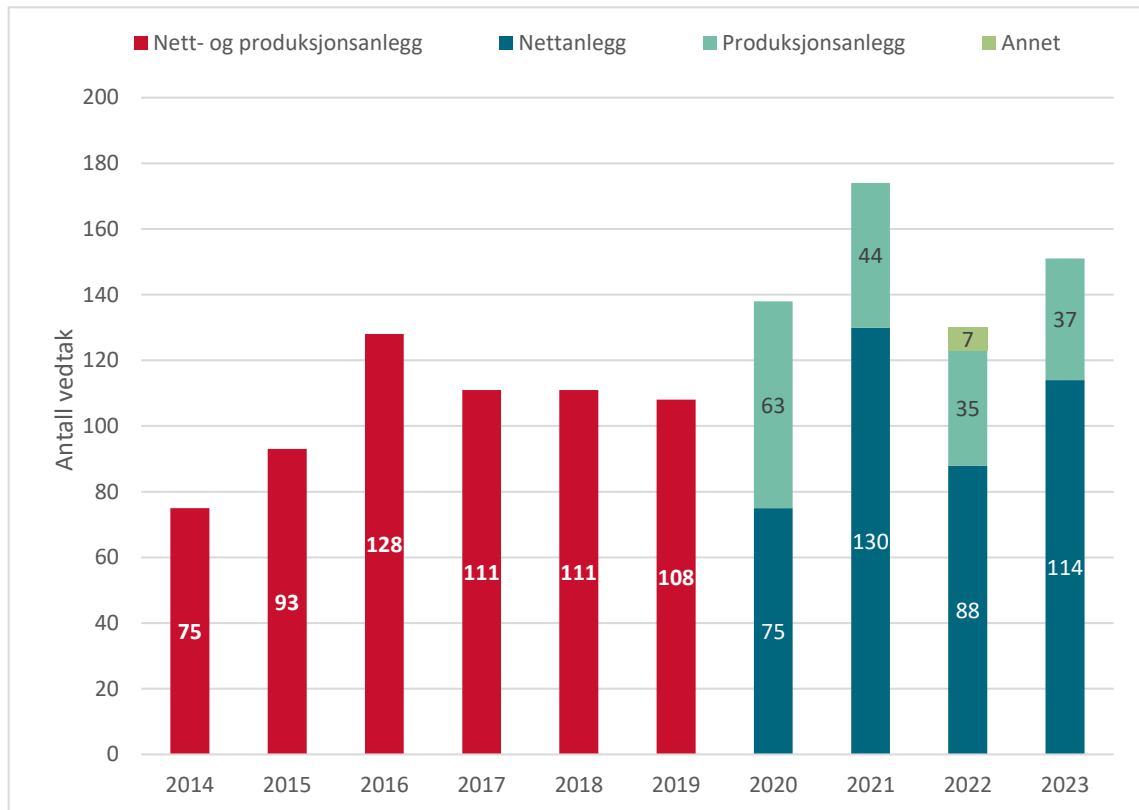
I 2023 gjorde systemansvarlig ingen endringer i faste koblingsbilder i henhold til systemansvarsforskriften § 16.

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 7 viser en oversikt over antall saker de ni siste årene der systemansvarlig har fattet vedtak om idriftsettelse av anlegg i kraftsystemet. I 2023 fattet systemansvarlig vedtak i 151 saker som omhandlet nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg. Systemansvarlig rapporterer også at 37 av vedtakene gjaldt produksjonsanlegg, mens 114 var nettanlegg. Det har vært en økning i antall rapporterte nettanlegg og produksjonsanlegg sammenlignet med

året 2022. Kategorien «Annet» omfatter de vedtakene som ikke fattes til produksjons- eller nettanlegg, men for eksempel til industriaktører.



Figur 7: Oversikt over antall vedtak om idriftsettelse av anlegg fattet av systemansvarlig i perioden 2014-2023.

2.8 Nettkomponenter

2.8.1 Fosweb

Fosweb er kontaktpunktet mellom konsesjonærene og systemansvarlig, og brukes til rapportering av kraftsystemdata, feil/driftsforstyrrelser og driftsstanser.

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 energilovforskriften⁷ skal konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnett, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift. Systemansvarlig skal fortløpende rapportere disse videre til NVE.

⁷ Forskrift av 12. juli 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)

Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å utvide funksjonalitet, øke kvaliteten og effektiviteten av Fosweb. For rapportering av kraftsystemfunksjonalitet etter systemansvarsforskriften § 14 har systemansvarliges interne saksbehandlingsflate blitt forbedret og behandling av hver sak går raskere. Kraftsystemdatamodulen i Fosweb har også i 2023 gjennom større tekniske oppgraderinger, blant annet forbedringer for innlegging av data.

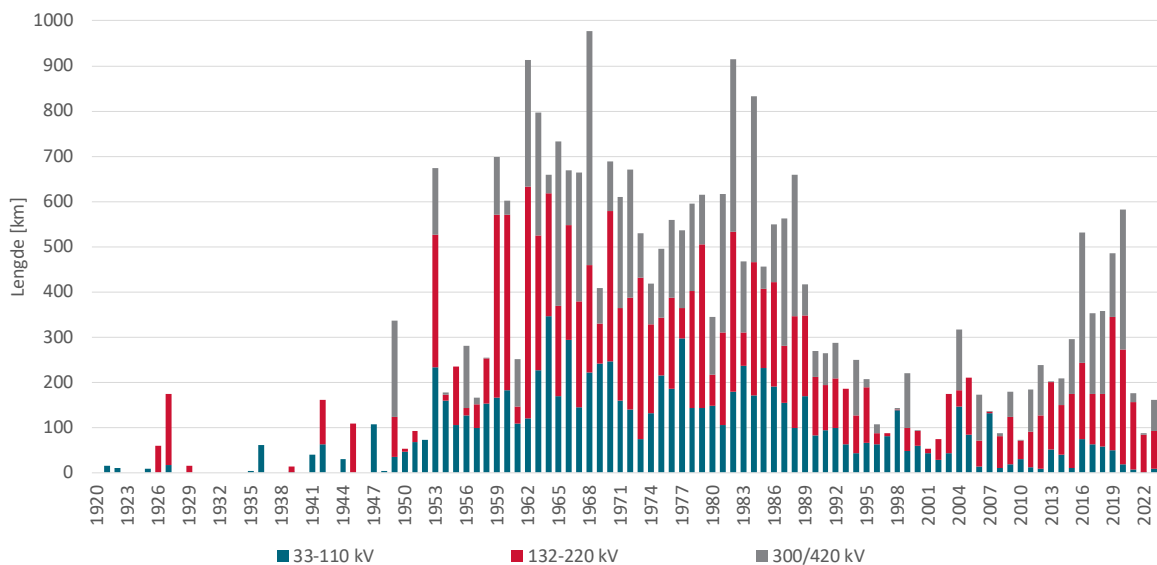
2.8.2 Aldersfordeling av komponenter i regional- og transmisjonsnettet

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.

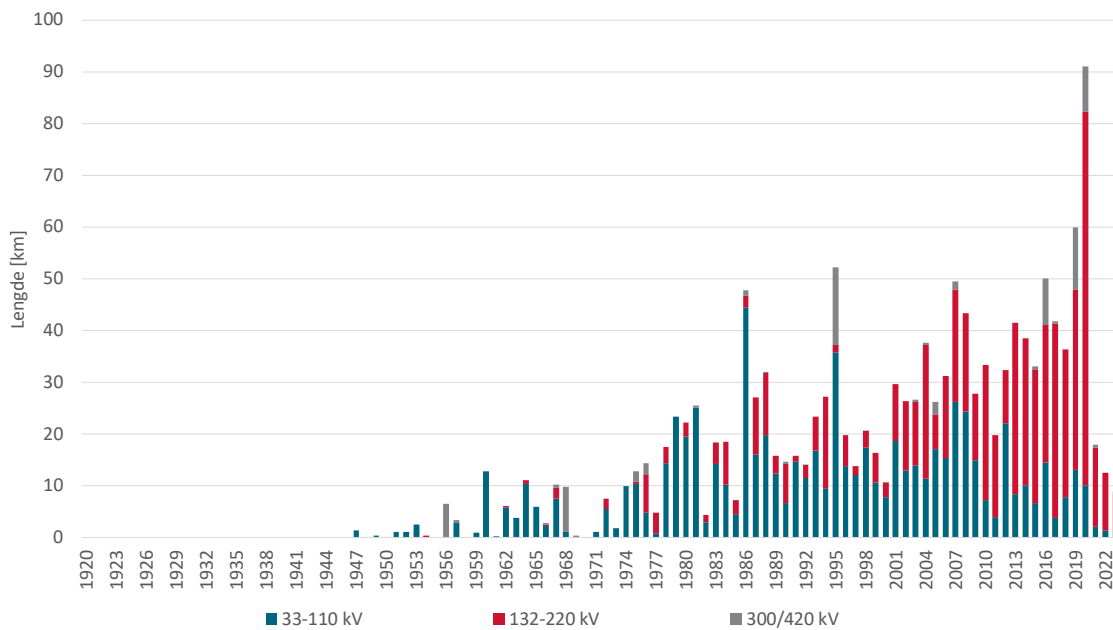
2.8.2.1 Kommentar til aldersfordeling

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.

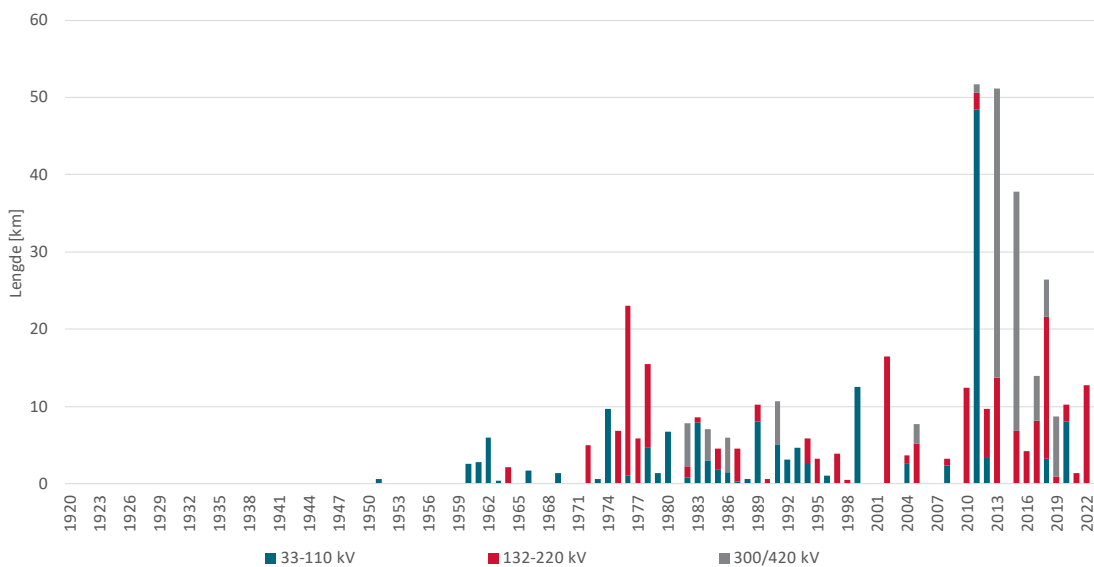
Figurene nedenfor viser også at store deler av komponentene ble satt i drift i perioden 1960 – 1990. Selv om mange av komponentene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. NVEs statistikk sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Energilovforskriften setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskaperens overholdelse av bestemmelsen, se kapittel 8.5.



Figur 8: Oversikt over aldersfordelingen av luftledninger i regional- og transmisjonsnettet

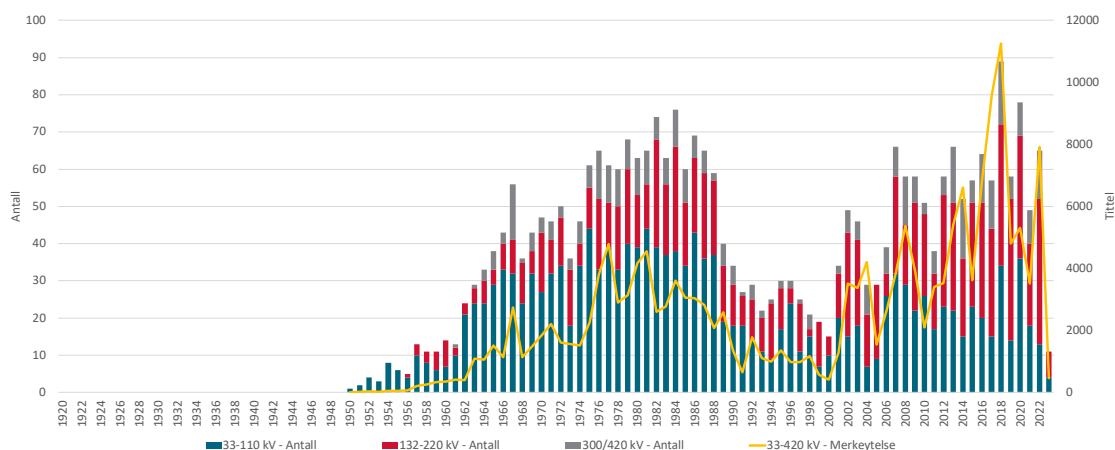


Figur 9: Oversikt over aldersfordelingen av jordkabler i regional- og transmisjonsnettet



Figur 10: Oversikt over aldersfordelingen av sjøkabler i regional- og transmisjonsnettet⁸

⁸ Mellomlandsforbindelser eller sjøkabel til sokkelen er ikke inkludert.



Figur 11: Oversikt over aldersfordelingen og total merkeytelse 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 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 effekttilgang 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 ett slikt vedtak i 2023. I denne situasjonen fikk systemansvarlig inn nok bud til at det ikke fikk konsekvenser for driften.

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 over 200 vedtak for 2023. Systemansvarlig skal etablere loggføring som lar dem rapportere antall vedtak fattet etter denne paragrafen mer nøyaktig.

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 kommer frem 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.

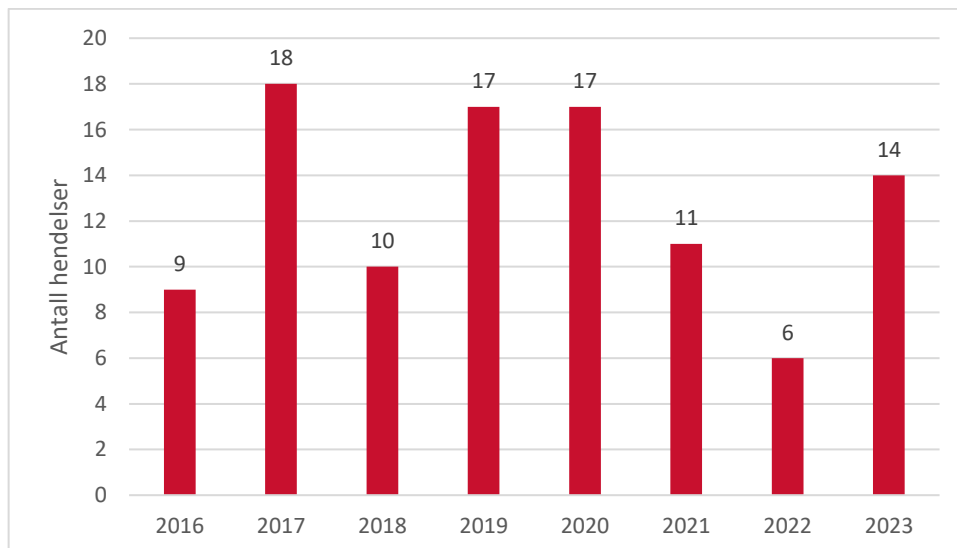
I 2023 var det ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk.

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 14 tilfeller av separatdrift som følge av feiltilstander i 2023. Det vil si at separatområdene ikke har vært planlagt på forhånd. Figuren viser oversikt over antall tilfeller av separatdrift rapportert av Statnett de siste årene.

Statnett opplyser at det ikke er alle tilfeller av separatdrift som blir oppfattet fordi Statnett er avhengig av at ansvarlig konsesjonær oppgir dette. Separatdrift som følge av feil på spenningsnivå under 33 kV blir ikke fanget opp.



Figur 12: Oversikt over antall større tilfeller av separatdrift som følge av feil.

3 Leveringspålitelighet og driftsforstyrrelser

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbrukere 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 Leveringspålitelighet

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 leveringspåliteligheten i Europa som også publiseres på RMEs nettsider¹¹, hvor de ulike landenes leveringspålitelighet sammenlignes.

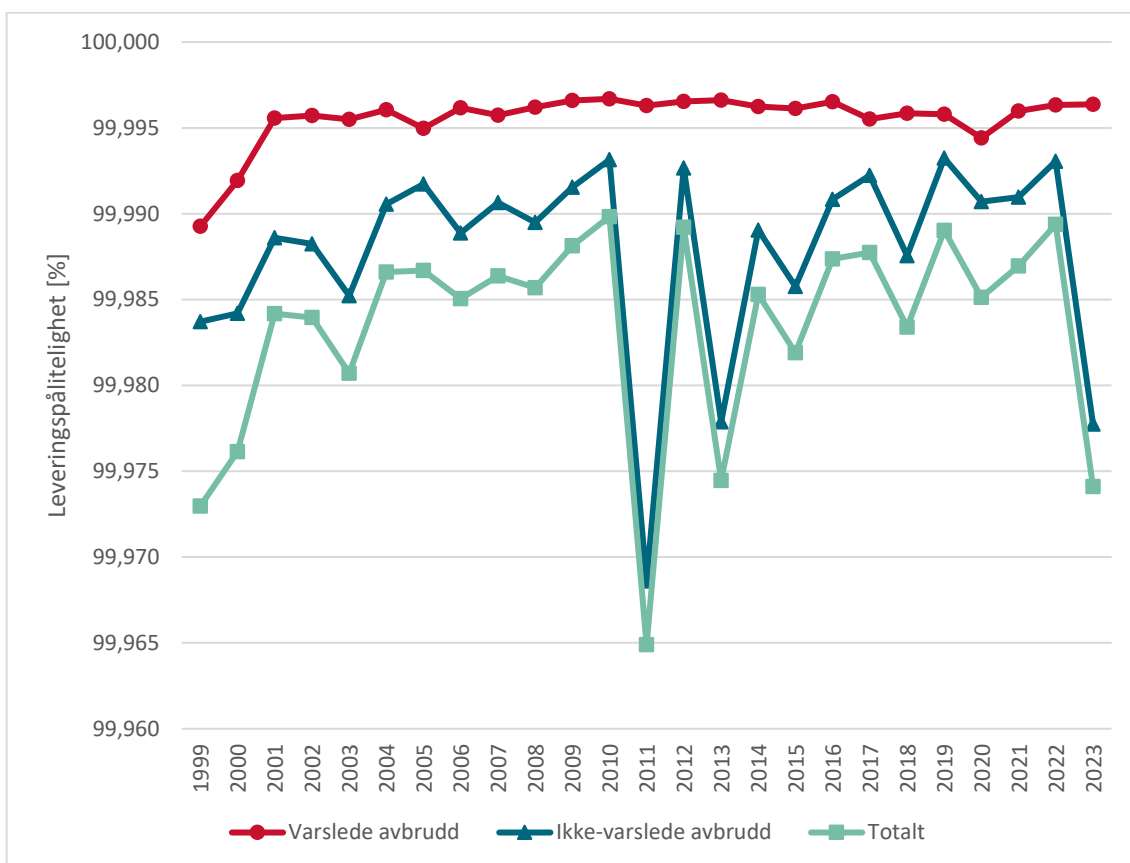
3.1.1 Leveringspålitelighet over tid

Figur 13 viser utviklingen av leveringspåliteligheten i Norge fra 1999 til 2023. I 2023 var leveringspåliteligheten nasjonalt 99,974 prosent, som er en reduksjon på 0,015 prosentpoeng fra 2022, og lavere enn gjennomsnittet for perioden. Dette skyldes hovedsakelig avbrudd hos Svabo Industrinett som var forårsaket av en brann. Dette førte til redusert forsyning til Mo Industripark. Leveringspåliteligheten for varslede avbrudd er stabilt sammenlignet med 2022.

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 nettsider](#)

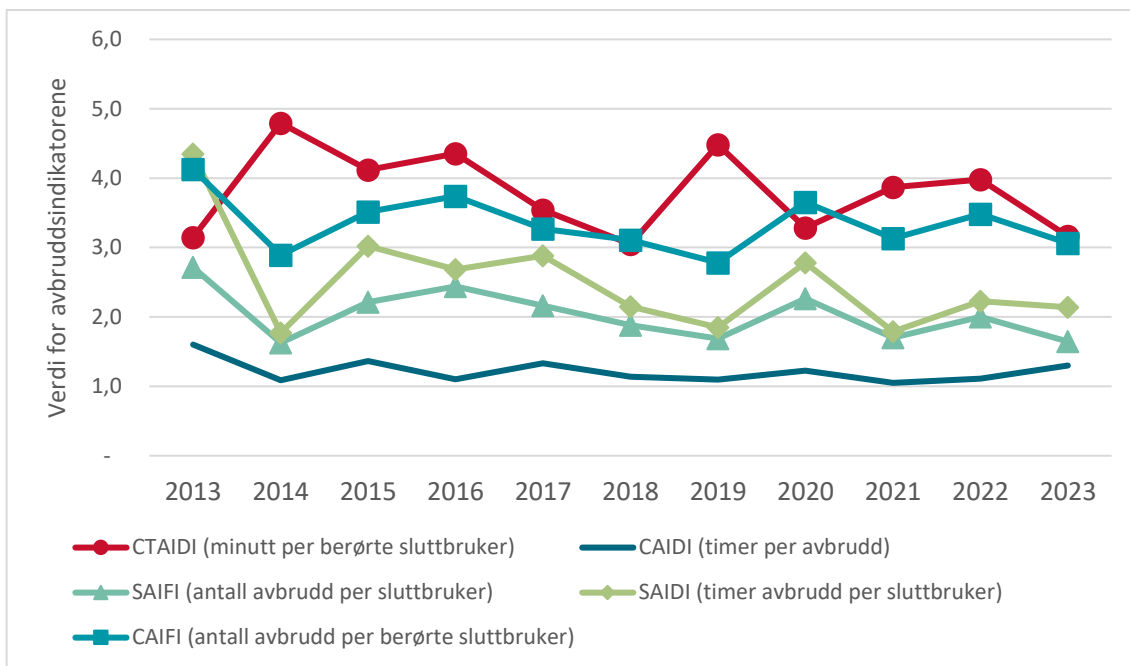


Figur 13: Leveringspålidelighet for årene 1999-2023 (kortvarige, < 3 minutter, og langvarige avbrudd, > 3 minutter).

Siden 2000 har leveringspålideligheten nasjonalt vært godt over 99,96 prosent. Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspålideligheten på landsbasis. Dette kan man se på flere av årene mellom 2011 og 2015. Generelt er det flere faktorer enn uvær som kan påvirke leveringspålideligheten. 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 14 viser utviklingen i antall og varighet av langvarige avbrudd. Avbruddshyppigheten blir beskrevet ved hjelp av avbruddsindikatorer som er standardisert i de fleste europeiske land. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd. Avbruddene deles inn i kortvarige og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet opp til og med tre minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn tre minutter.

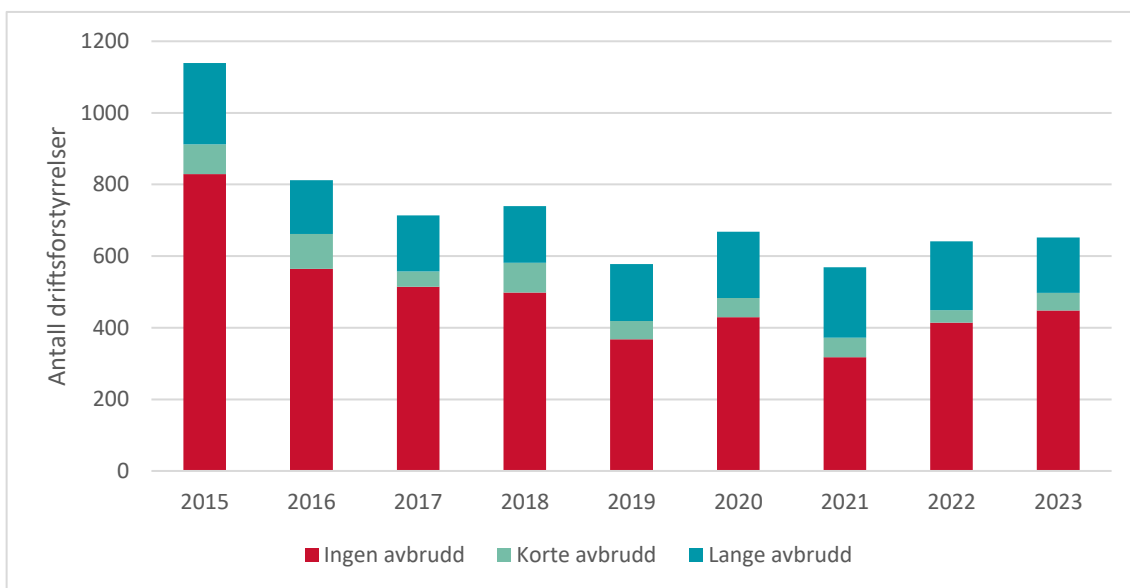


Figur 14: Avbruddsindikatorer for årene 2013-2023. Figuren viser en oversikt over avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd, lengre enn 3 minutter.

I 2023 opplevde hver sluttbruker nasjonalt i snitt 1,64 langvarige avbrudd (SAIFI). Dette er en nedgang fra 2022 på 0,36. Sluttkundene var i gjennomsnitt uten strøm i 2 timer og 8 minutter i 2023.

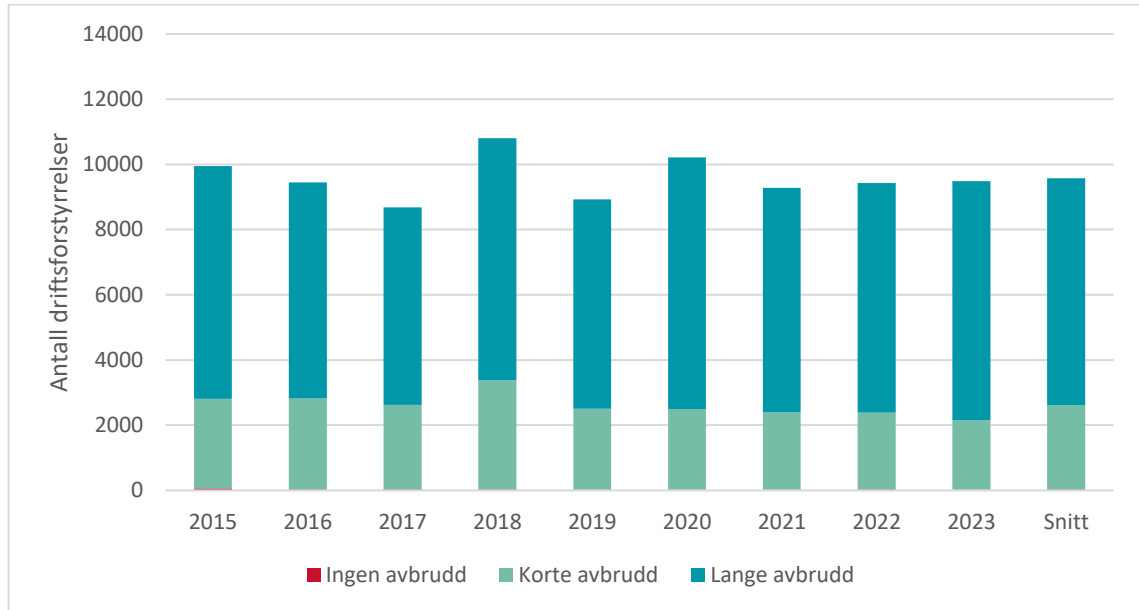
3.2 Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

Figur 15 viser historisk utvikling for antall driftsforstyrrelser fordelt på varighet på avbrudd i regional- og transmisjonsnettet. I 2023 var det 652 driftsforstyrrelser på disse nettnivåene, hvorav omtrent 31 prosent medførte avbrudd.



Figur 15: Antall driftsforstyrrelser 33–420 kV i perioden 2015–2023 fordelt på varighet av avbruddet.

I 2023 var det 9 484 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnett¹². 99,8 prosent av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd, som vist i Figur 16. For det høyspente distribusjonsnett var antall driftsforstyrrelser som medførte langvarige avbrudd i 2023 like over gjennomsnittet for perioden 2015–2023.



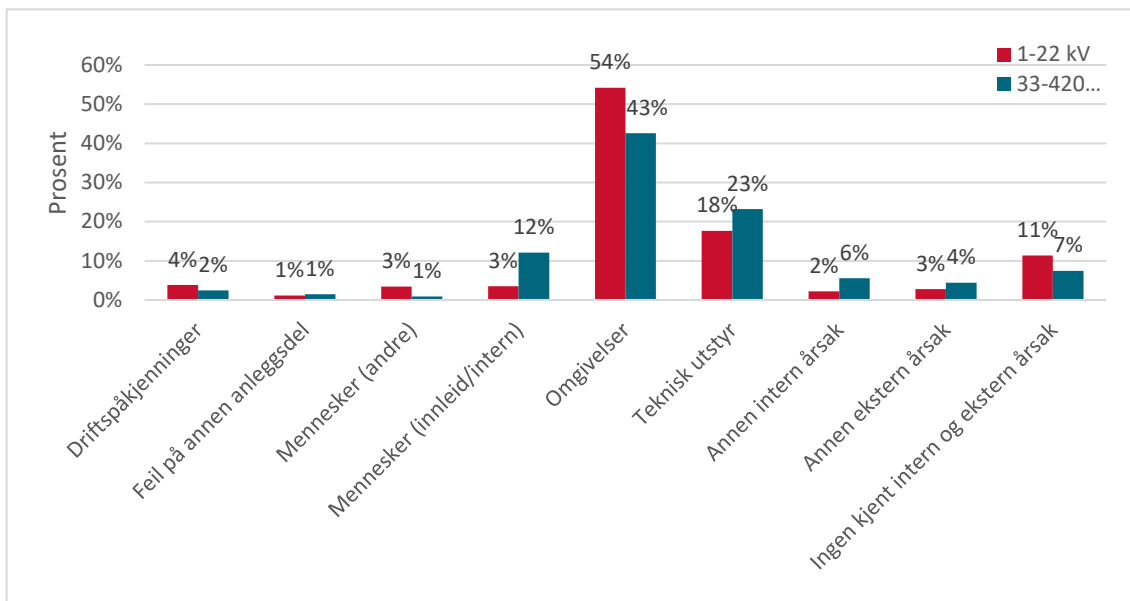
Figur 16: Antall driftsforstyrrelser 1–22 kV i perioden 2015–2023 fordelt på varighet av avbruddet.

Antall driftsforstyrrelser og andelen som fører til avbrudd blir færre desto høyere spenningsnivå. Dette henger sammen med at regional- og transmisjonsnett driftes masket de fleste steder, mens det på lavere spenningsnivå i distribusjonsnett driftes radielt. Enkelthendelser i regional- og transmisjonsnett vil kunne føre til store mengder ikke-levert energi (ILE) sammenlignet med enkelthendelser i distribusjonsnett. Konsekvensene av enkeltfeil på høye spenningsnivå vil variere med hvor og når de inntreffer. For å redusere risiko for trefall på linjene og sammenslag av faser ved kraftig vind, er høyden og størrelsen på master og avstanden mellom faser økende relatert til spenningsnivå.

3.2.1 Driftsforstyrrelser fordelt på årsak

Figur 17 viser hovedårsak for driftsforstyrrelser i 2023. I FASIT-systemet registrerer nettselskapene utløsende årsak for driftsforstyrrelsen under kategoriene som er vist i Figur 17. Som tidligere, var det i 2023 omgivelser som førte til flest avbrudd. 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.

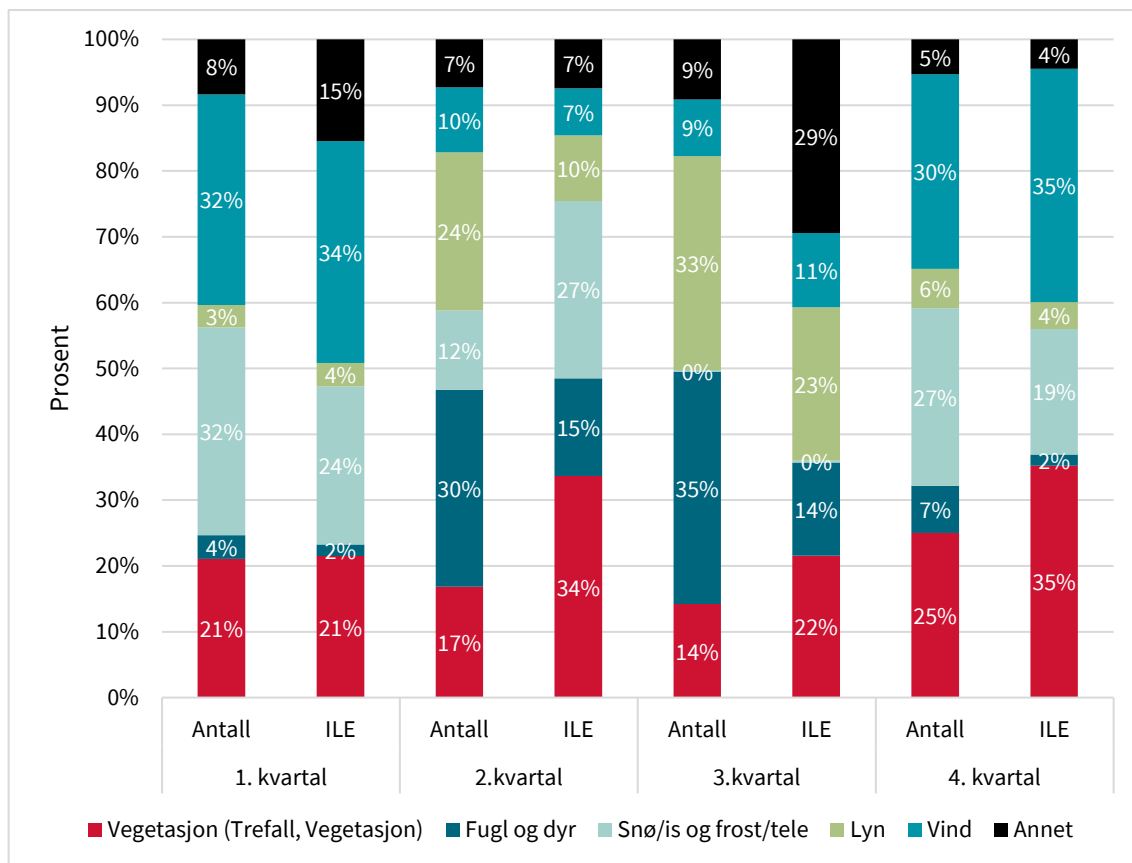
¹² Det høyspente distribusjonsnett er spenningsnivå fra 1 kV til 22 kV.



Figur 17: Årsak til driftsforstyrrelser i 2023 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 18 vises en kvartalsoversikt for 2023 med andel driftsforstyrrelser og ILE for hovedårsaken *omgivelser*. Figuren er fordelt på underkategoriene *Vegetasjon, Fugl og dyr, Snø/Is* og *Frost/Tele, Lyn, Vind, og Annet*. Både driftsforstyrrelser som har, og ikke har medført avbrudd for sluttbrukere er med i oversikten.

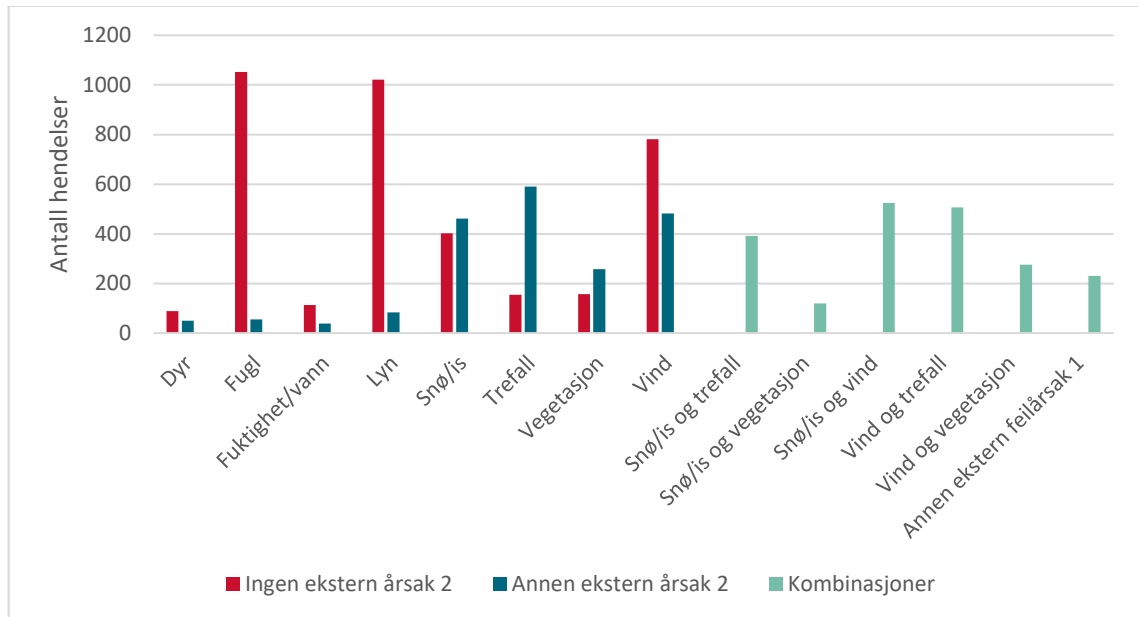


Figur 18: Andel driftsforstyrrelser og ikke-levert energi (ILE) hvor omgivelsene er årsak til driftsforstyrrelsene fordelt på underkategorier for omgivelser. Figuren viser en oversikt for 1–420 kV for hvert kvartal i 2023.

Figur 18 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 og dyr 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 ILE. Figur 18 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 2023 var andelen forårsaket av «Annet» i 3. kvartal økt med 13 prosentpoeng fra 2022. Årsaken til økningen er på grunn av hendelsen i Svabo Industrinett i september 2023.

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 19 viser en oversikt for driftsforstyrrelsene med omgivelse som hovedårsak som er fordelt på de ulike underkategoriene. Som vist i Figur 19 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 2023. I Figur 19 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.



Figur 19: Oversikt over antall hendelser for 1–420 kV som skyldes hovedårsak omgivelser fordelt på underkategorier i 2023.

3.3 Beredskap og uønskede hendelser

NVE skriver i sitt årlige brev om forventninger og informasjon til KBO-enheter [11] blant annet om arbeid gjort det siste året innenfor beredskap i kraftsystemet og om kartleggingen av uønskede hendelser. Informasjonen i dette kapittelet er en sammenstilling av informasjon fra dette brevet.

3.3.1 Beredskapsarbeid

3.3.1.1 KBO følger med på informasjon fra NVE om den sikkerhetspolitiske situasjonen. De fleste KBO-enheter deltar regelmessig på NVEs informasjonsmøter om den pågående sikkerhetspolitiske situasjonen knyttet til krigen i Ukraina. NVE vil fortsette å følge den sikkerhetspolitiske situasjonen og kommunisere med KBO om situasjonsbildet og behov for tiltak i egne kanaler. Situasjonen har aktualisert viktigheten av å følge kravene til sikkerhet og beredskap i kraftberedskapsforskriften. I likhet med håndteringen av pandemien, opplever NVE at KBO fungerer godt som struktur for samordning av kraftberedskapen, og at det er høy interesse for informasjon fra NVE og sikkerhetsmyndighetene. NVE opplever også at KBO er årvåkne og tar selvstendige initiativ for å ivareta beredskapen og opprettholde et risikoinformert situasjonsbilde. NVE har bedt KBO om å fortsatt være årvåkne og ha lav terskel for å varsle NVE ved mistenkelig eller mulig sikkerhetstruende adferd og uønskede hendelser. NVE oppfordrer også KBO til å ta kontakt ved spørsmål eller nye problemstillinger.

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

3.3.1.2 Viktig at KBO fortsetter arbeid med sikkerhetstiltak

Et skjerpet trusselbilde gjør at arbeid med å forbedre og opprettholde god sikkerhet hos KBO-enhetene er viktig. NVE har pålagt flere KBO-enheter å innføre ekstra sikkerhetstiltak som følge av dette. NVE mottar fortsatt meldinger med observasjoner om mistenkelig aktivitet, og mener at det må regnes med at utenlandske aktører er aktive i Norge. Aktivitetene deres kan være til innhenting av etterretning, testing av varslings- og beredskapsrutiner, krigsforberedende rekognosering eller signalering for å spre frykt og uvisshet. NVE mener videre det er viktig å jobbe for den fysiske sikkerheten ved anlegg, for å hindre innbrudd og inntrengning. I tillegg bør den digitale sikkerheten styrkes ved forberedelser og øving på beredskap ved fare for eksterne dataangrep. Fremover vil NVE også fortsette jevnlige møter med alle KBO-enheter om sikkerhetssituasjonen.

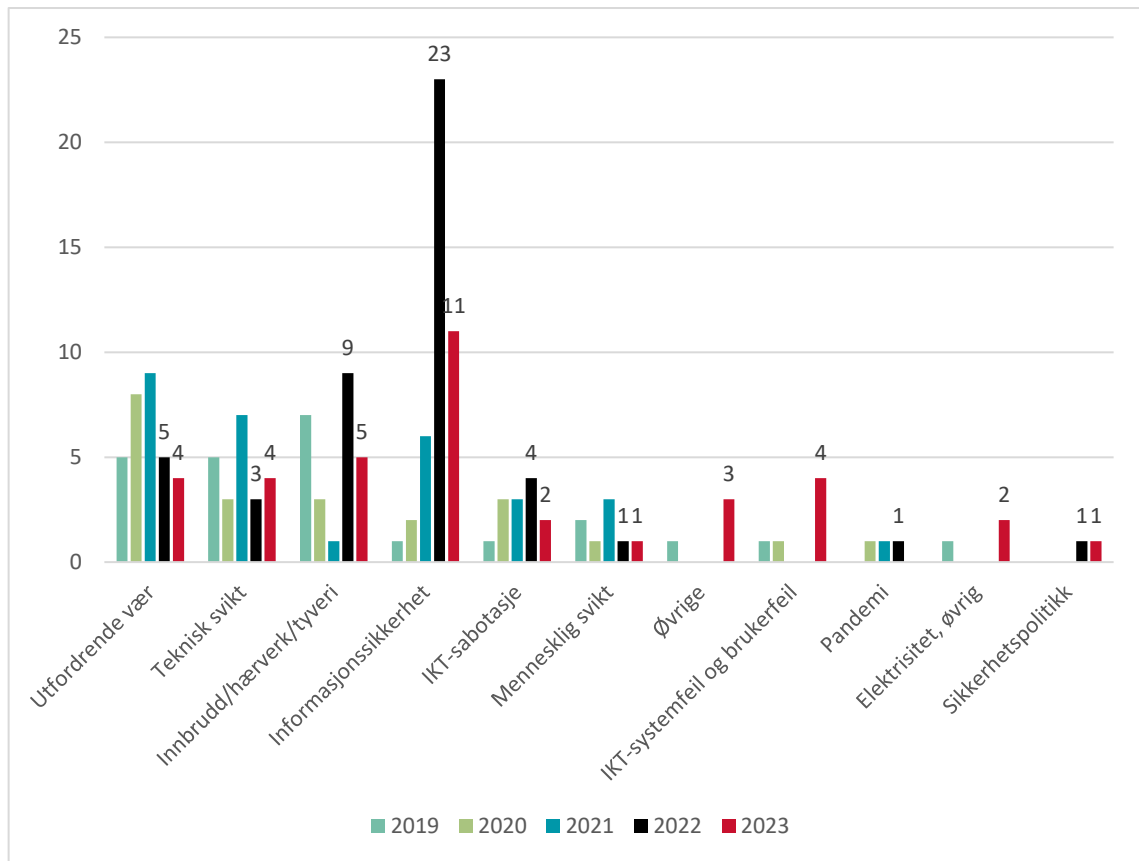
3.3.2 Uønskede hendelser

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 påkjeningene og det trusselbildet som energisektoren er utsatt for.

I 2023 ble det rapportert inn 37 uønskede hendelser, noe som er lavere sammenliknet med 2022. I et normalt år er det flest uønskede hendelser knyttet til utfordrende værforhold. I 2023 omfattet det hendelser knyttet til snø- og vindforhold, i tillegg til ekstremværet Hans. Året 2023 har i likhet med 2022 mange innrapporterte hendelser knyttet til informasjonssikkerhet. Kategorien inkluderer hendelser hvor kraftsensitiv informasjon har eller kan ha kommet på avveie. I tillegg har NVE inkludert uvanlig interesse for kraftforsyningsanlegg (fotografering fra bakken eller fra droner) basert på observasjoner fra KBO. Tilfellene av innbrudd/hærverk/tyveri handler stort sett om innbrudd og innbruddsforsøk av vinningskriminelle.

En medvirkende årsak til den økte rapporteringen er at KBO generelt har blitt mer årvåkne og bevisste på mulige sikkerhetsavvik i forbindelse med den sikkerhetspolitiske situasjonen, da NVE har bedt KBO om å være oppmerksomme på uønskede hendelser rundt kraftforsyningsanlegg.

Figur 20 viser en grov kategorisering av uønskede hendelser i perioden 2019-2023. 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 20: Grov kategorisering av uønskede hendelser som NVE er gjort kjent med i perioden 2019-2023. Antall hendelser for hver kategori er vist eksplisitt for 2023 [11].

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 fra det fastsatte frekvensintervallet. I perioder med avvik brukes reserver som normalt skal brukes ved feil til å balansere systemet i 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 opererer med et måltall for akseptabel frekvenskvalitet på 10 000 minutter per år knyttet til normaldrift og større hendelser i kraftsystemet. I kommisjonsforordning for etablering av retningslinje for systemdrift (SO GL)¹⁴ er det fastsatt en øvre grense for frekvensavvik på 15 000 minutter per år. I 2023 var mai måneden med flest minutter utenfor normalfrekvensbåndet, noe som er tett knyttet opp mot vårløsningen. Generelt har strukturelle ubalanser på grunn av timestkift og døgnskift en innvirkning på frekvensavvikene. Det samme har lastvariasjon på Skagerrak-kablene, som er forskjøvet med et kvarter i forhold til timestkift, og NorNed som er forskjøvet med 10 minutter.

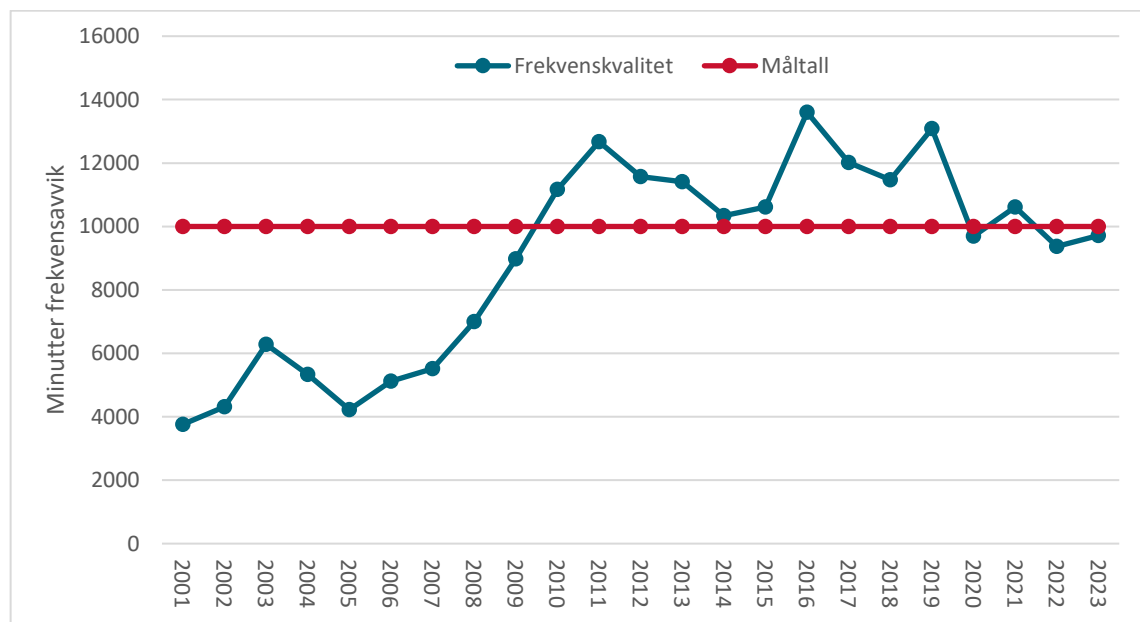
Figur 21 viser utviklingen i antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet. Frekvenskvaliteten har i snitt hatt en negativ utvikling siden 2007, men ligget relativt stabilt

¹⁴ [Kommisjonsforordning om etablering av en retningslinje for systemdrift \(System Operation Guideline \(SO GL\)\)](#).

siden 2010, dette til tross for flere nye mellomlandsforbindelser. Siden 2020 har også frekvenskvaliteten ligget stabilt tett på måltallet på 10 000 minutter, som vitner om at driften av kraftsystemet har stabilisert seg de siste fire årene. Dette har systemansvarlig lykkes med under forutsetninger som stadig er under endring på grunn av økt uregulerbar produksjon og store mengder import og eksport. I 2023 ble det registrert 9 714 minutter med frekvensavvik. Dette er innenfor måltallet til de nordiske systemoperatørene.

Systemansvarlig skriver i sin årsrapportering at selv om det er noe variasjon fra år til år, så viser det at tiltakene som er iverksatt har gitt effekt. Et slikt tiltak er nye restriksjoner for ramping på kabelforbindelsene ut av det nordiske synkronområdet, som begrenser ubalanser rundt timeskift. Et annet tiltak er innfasingen av den nye reserven FFR (Fast frequency reserves), som bidrar til å stabilisere frekvensen i perioder med lite roterende masse i systemet. Samtidig sier systemansvarlig 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. I tillegg vil systemet da følge ACE basert balansering, som medfører en forbedring av frekvenskvaliteten på grunn av hyppigere reguleringer og større anskaffelser og aktiveringer av aFRR.



Figur 21: Utvikling av frekvenskvaliteten i perioden 2001 - 2023. Frekvenskvaliteten er her representert som antall minutter utenfor normalfrekvensbåndet.

4.2 Roterende masse (inertia)

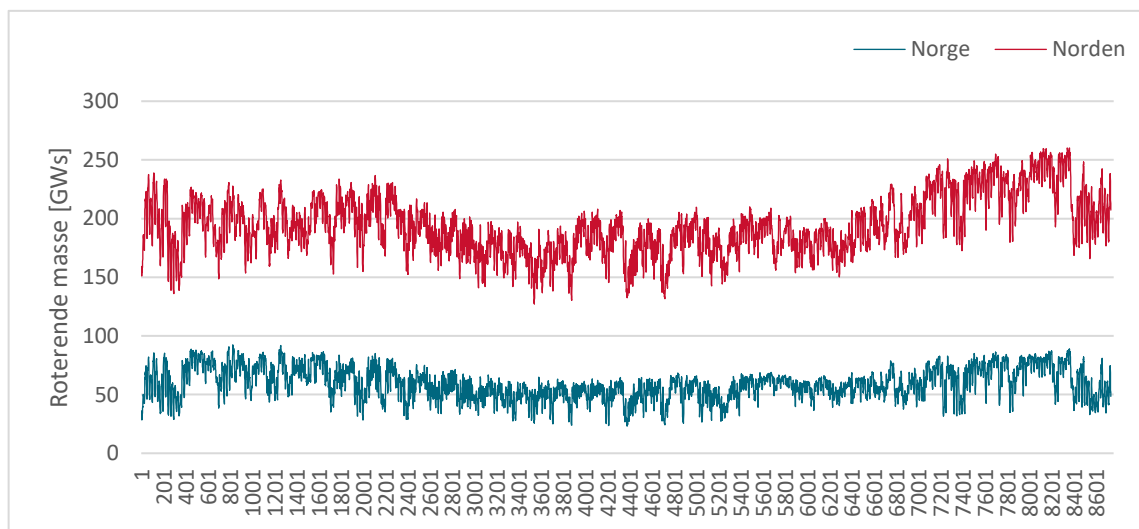
Roterende masse representerer fysiske objekter sin motstand eller treghet mot endringer i kraftsystemet, og bidrar derfor med å dempe virkningen av store ubalanser. Mer roterende masse fører til at frekvensen endrer seg saktere ved en ubalanse mellom forbruk og produksjon. Roterende masse forbindes som 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 variasjoner i mengde roterende masse avhenger sterkt av vær og hydrologisk balanse, i tillegg til den generelle utviklingen i produksjonsmiks og forbruk. Fremtidig variasjon i vær og hydrologi vil gi utslag på mengden roterende masse i kraftsystemet.

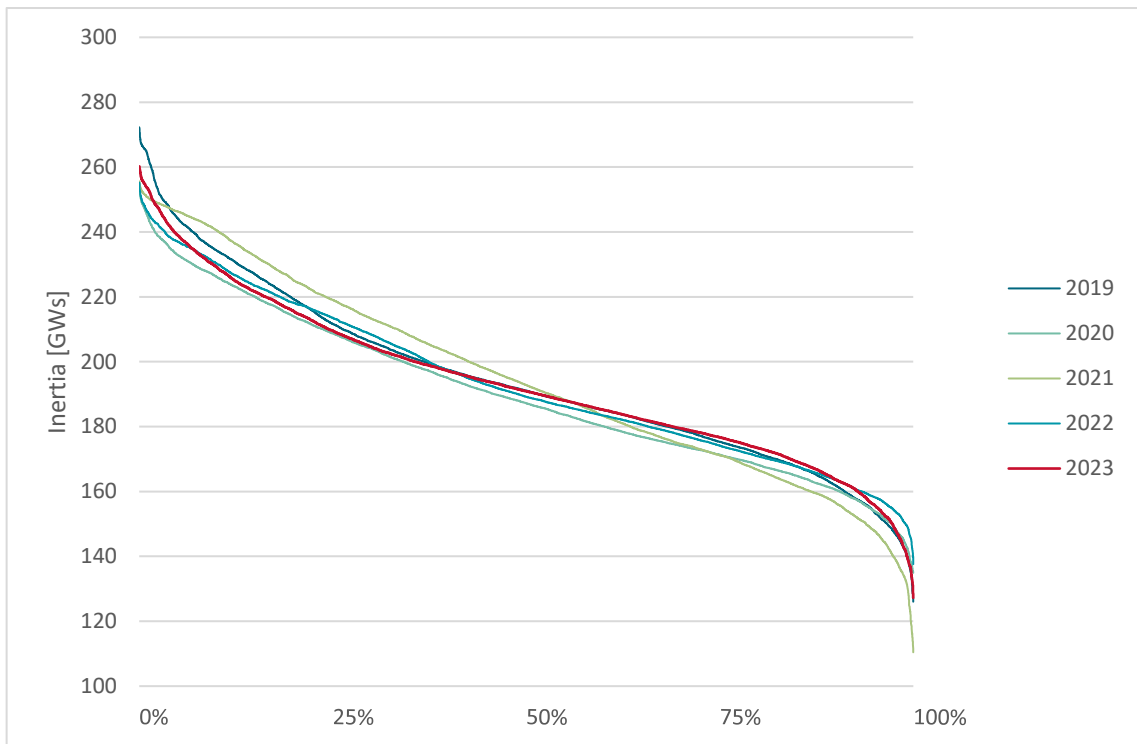
Figur 22 viser timesverdier for den totale mengden roterende masse i det nordiske synkronområdet i løpet av 2023. Oversikten viser en fordeling for Norge og Norden som helhet. I det nordiske systemet kreves det omtrent 155 GWs roterende masse for å håndtere største dimensjonerende utfall, under dette nivået vil systemansvarlig iverksette tiltak. Den laveste mengden roterende masse i Norden var på 127,24 GWs i 2023, dette er omtrent på snitt sammenlignet med de fire foregående årene. I Norge var det laveste nivået i 2023 på 23,10 GWs. Dette er høyere enn nivåene de siste fem årene, og kan ha bakgrunn i at de høye energiprisene har gjort at flere kraftverk med roterende masse, som vannkraftverk, har fått tilslag i markedet og produsert.

Figur 22 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. Perioder med lav roterende masse sammenfaller med perioder med mye vindkraft og import.

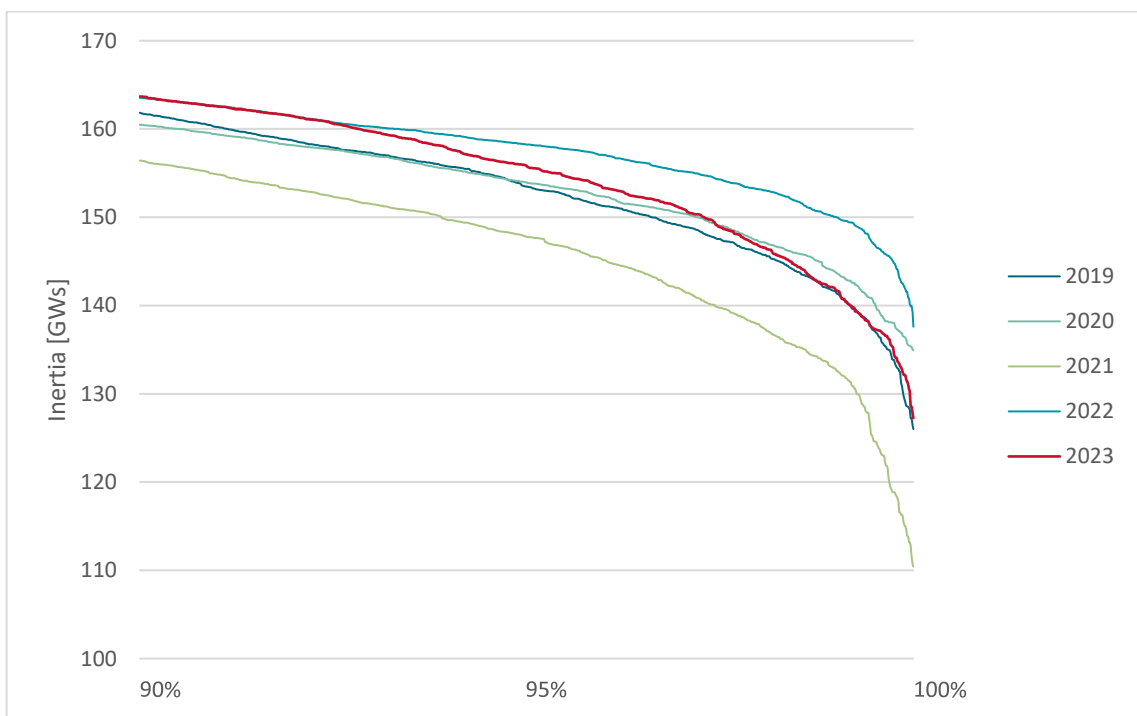


Figur 22: Timesverdier for mengde roterende masse i Norge og Norden for 2023.

Systemansvarlig har rapportert på utviklingen av roterende masse, se Figur 23. Mengden roterende masse i systemet vil kunne variere fra år til år. De siste årene har man sett at kombinasjoner av høy vindkraftproduksjon, import fra kontinentet, i tillegg til kjernekraft ute til revisjon har resultert i lave nivåer av roterende masse i systemet. Samtidig har Finland fått et nytt kjernekraftverk (Olkiluoto) som har hatt en positiv påvirkning. Fremover er det forventet at økt andel sol- og vindkraftproduksjon i systemet samt høy import på HVDC-forbindelsene i sommermånedene vil påvirke roterende masse negativt.



Figur 23: Utvikling av mengden roterende masse fra 2019 til 2023.



Figur 24: 90%-percentil for inertia fra 2019 til 2023.

TSOene arbeider aktivt med å redusere konsekvensene ved reduserte mengder 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 oscillasjoner samt optimere hurtigheten på responsen fra til de nordiske tilbyderne.

For å kompensere for den hurtigheten FCR ikke kan levere, skal Fast Frequency Reserves (FFR) sikre at frekvensvariasjonene ved utfall av store produksjonsanlegg eller HVDC-forbindelser, og lav mengde roterende masse håndteres på en robust måte. FFR har som mål å sikre at det ikke oppstår for dype frekvensfall ved utfall av dimensjonerende hendelse. Som vist i Figur 24, har mengden roterende masse de siste fem årene vært over 155 GWs i ca. 95 % av timene, med unntak av 2021, da det var rundt 90 % av timene. 155 GWs er det nivået hvor systemoperatørene mener det er behov for FFR.

FFR ble gjennomført som et demonstrasjonsprosjekt i 2020 og 2021, og ble videreført som et permanent produkt fra 2022. Til forskjell fra 2022 der systemansvarlig opplyste om en enkelt hendelse som resulterte i aktivering av FFR, opplyser de i sin rapportering at FFR ikke ble aktivert i 2023. FFR anskaffet i perioden fra starten av mai til slutten av oktober gjennom produktene FFR profil og FFR fleks, for å kunne håndtere situasjoner med lav roterende masse i sommerhalvåret.

Ved for lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet og en manglende tilgang til FFR kan også de systemansvarlige redusere dimensjonerende hendelse i kraftsystemet. Systemansvarlig rapporterer at det ikke var noen hendelser i 2023 hvor dimensjonerende hendelse i det nordiske kraftsystemet ble redusert som følge av for lav roterende masse.

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 produksjonsenheter 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) [12] 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).

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

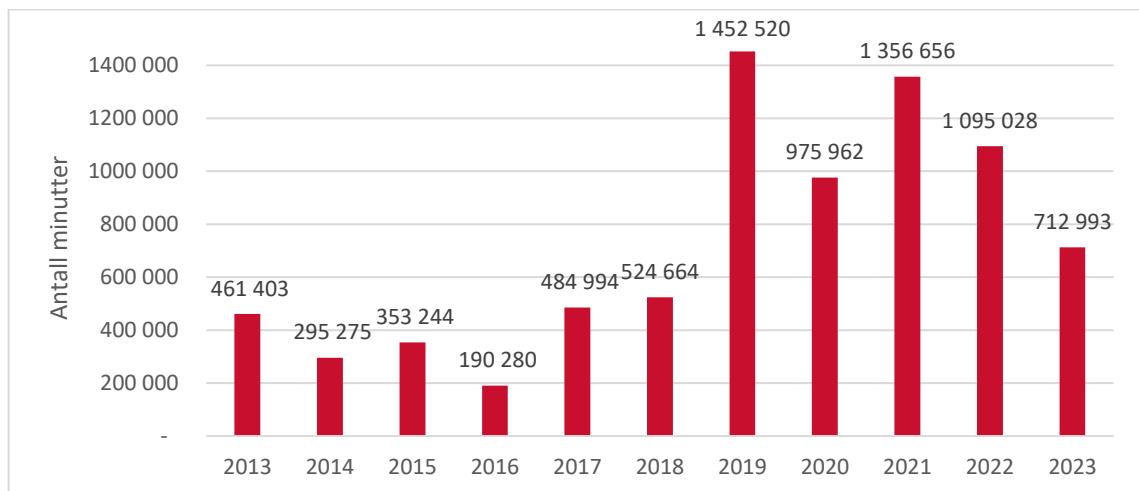
¹⁶ Systemansvarsforskriften § 15

Systemansvarlig har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under gitte grenseverdier i stasjonene sine i transmisjonsnett. Det mottas varsel ved spenninger over 301 kV og 421 kV og ved spenninger under 280 kV og 400 kV.

I 2023 var totalt overskridelse av spenningsgrenser vært 712 993 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Antall minutter med spenningsoverskridelse har vært varierende fra 2013 som vist i Figur 25. Variasjonen skyldes i stor grad av revisjoner på komponenter, installasjon av nye komponenter og eventuelle havari. Antall minutter med spenningsoverskridelse har økt fra 2019. Årsaken til økningen er at systemansvarlig dette året overtok flere anlegg som ikke tilfredsstilte systemansvarligs standard for reaktiv kompensering. Disse anleggene har hatt spenningsoverskridelser over lenger tid, men fordi anleggene ikke var eid av systemansvarlig før 2019 har de ikke blitt rapportert inn til systemansvarlig tidligere.

For å redusere antall minutter med avvik fra nominell spenning har systemansvarlig en arbeidsgruppe som analyserer årsaken til overskridelsene, og som skal se på tiltak. Tiltakene inkluderer justering av settpunkt på produksjonsenheter eller nye reaktorer hos nettstasjonene. Effekten av tiltakene kan vi se i Figur 25. I 2023 har antall minutter blitt redusert med omtrent 380 000 minutter. Grunnet lang prosjektering, bestilling og leveringstid for reaktorer forventer systemansvarlig at det vil være en periode på noen år hvor det er flere overskridelser av nominell spenning sammenliknet med tidligere.



Figur 25: Antall minutter med spenning over 301 og 421 kV årlig siden 2013

5 Systemtjenester og effektreserver

Systemtjenester er ytelser som er nødvendige for å ivareta tilfredsstillende driftssikkerhet og leveringskvalitet i kraftsystemet, ved å sikre at det til enhver tid er momentan balanse mellom forbruk og produksjon. Systemansvarforskriften definerer hvilke systemtjenester som skal betales for, og videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig. Systemtjenester anskaffes både gjennom markedsløsninger og krav til det enkelte anlegg.

Kraftmarkedene sikrer en planlagt balanse for hver enkelttime hele året. Kraftproduksjon og flyt på mellomlandsforbindelser 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, ved å håndtere endringer i frekvens, er det utviklet ulike reservemarkeder og virkemidler som bidrar til å holde frekvensen på 50 Hz. I tillegg til frekvens skal systemansvarlig håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnett, samt sørge for at spenningen holdes innenfor gitte grenser for hva nettkomponentene tåler.

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.

Dette kapittelet gir en nærmere beskrivelse av samlede og individuelle systemansvarskostnadene for 2023.

5.1 Samlede systemansvarskostnader

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

Tabell 1 og Figur 26 viser en oversikt over systemansvarskostnader for tjenester systemansvarlig har betalt for per år fra 2014 til 2023. Kostnadene for 2023 sank med 22 prosent sammenliknet med kostnadene i 2022, og ligger på et høyere nivå sammenliknet med de siste ti årene. Hovedårsaken til dette er at kostnader knyttet til reserver og produksjonsflytting- og glatting er tett tilknyttet kraftprisene og kraftprisenes volatilitet, som har vært høye i 2023 sammenliknet med tidligere år. I tillegg anskaffes det i dag et større volum med reservekapasitet sammenliknet med tidligere, både som følge av økte krav til anskaffelse, og fordi det i perioder er begrenset med frivillige bud. Frem til 2021 holdt systemansvarskostnadene et relativt stabilt nivå, og 2021 markerer et skille sammenliknet med tidligere år, delvis fordi NordLink og NSL ble satt i drift, men også på grunn av strømpriskrisen, og at vi har sett en etterfølgende prisvolatilitet som gjør det å selge kapasitet mer risikofylt for aktørene. Enkeltpostene for kostnadene er beskrevet mer i detalj videre i kapittelet.

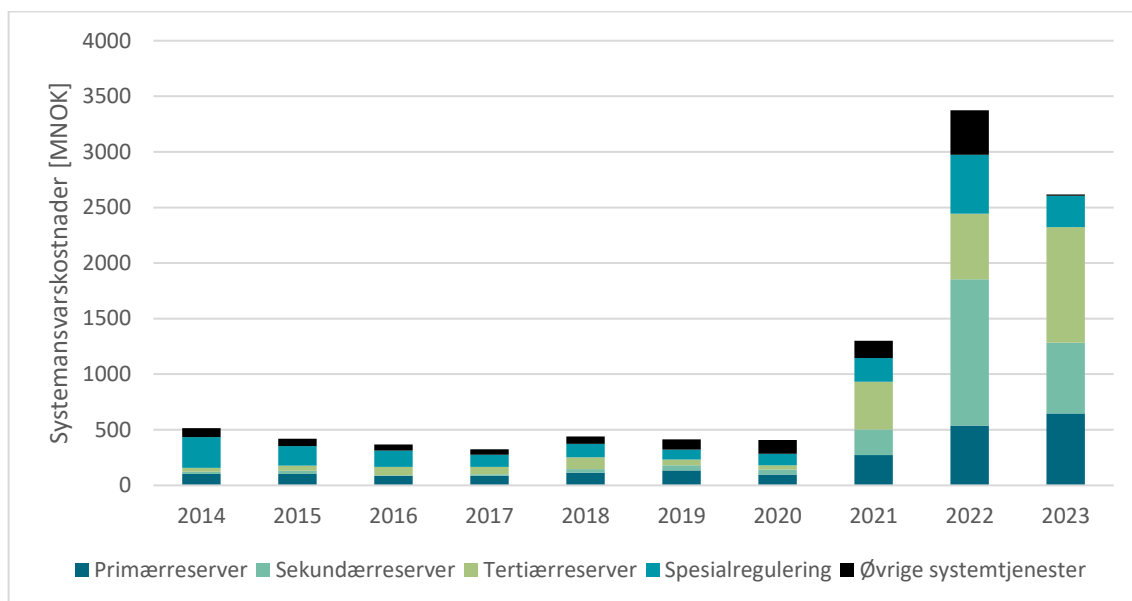
De siste årene har Statnett hatt ytterligere kostnader knyttet til drift og utvikling, og systemansvarlig forventer at dette vil øke de kommende årene. Dette er kostnader som ikke fremgår av Tabell 1. Systemansvarlig opplyser blant annet om økt ressursbruk til oppfølging av arbeidet i ENTSO-E¹⁷, samt oppfølging av europeisk regelverk, metodeutvikling og regulatorprosesser. En mer kompleks drift gir også høyere kostnader ved økt bemanning på driftssentralene. Det er også store nordiske utviklingsprosjekter som «Nordic balancing model (NBM)» og «Regional coordination center (RCC)» som krever mye ressurser. Generelt bruker systemansvarlig mye interne ressurser på utvikling av markedsløsning og kjøp av systemtjenester, som gir høyere kostnader knyttet til IT-systemer.

Tabell 1: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2014 - 2023.

ANSKAFFET SYSTEMTJENESTE/ RESERVE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fast frequency reserves (FFR)	-	-	-	-	-	-	8	28	30	24
Primærreserver (FCR)	104	104	85	87	114	134	98	273	538	647
<i>Grunnleveranse</i>	21	21	21	21	19	21	19	17	32	42
<i>Marked</i>	103	130	87	105	164	162	93	281	530	633
<i>Salg</i>	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24	-27
Sekundærreserver (aFRR)	20	29	7	13	32	47	44	229	1 317	638
Tertiærreserver (mFRR)	34	46	75	66	106	52	38	429	589	1037
Spesialregulering	275	173	146	110	121	88	104	214	529	283
Systemvern	9	13	11	15	16	49	3	1	10	5
Produksjonsflytting	5	4	7	7	13	6	3	15	113	-19
Produksjonsglatting		6	10	9	17	14	3	31	48	26
Energiopsjoner	28	20	5	-	-	-	-	-	-	
Reaktiv effekt	6	4	6	6	6	7	9	9	-75	-99
Omberamning av planlagte revisjoner	1	1	1	2	8	4	2	0	-	
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	32	20	15	10	8	13	97	71	275	74
Øvrige systemdriftskostnader ¹⁸									3	13
Totalt	514	420	368	325	441	414	409	1 300	3 377	2629

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.

¹⁸ Øvrige systemdriftskostnader inneholder poster som ikke passer inn under allerede etablerte poster. Dette er kostnader knyttet til produksjonsglatting, refusjon for omprioritering av driftsstanser, viderefakturerte kostnader for black start tjenester på NSL til National Grid, og ytterligere refusjoner.



Figur 26: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2014 – 2023.

5.2 Fast Frequency Response (FFR)

FFR som produkt ble introdusert gjennom et demonstrasjonsprosjekt 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 store produksjonsenheter. Fra 2022 blir FFR handlet i et nasjonalt marked gjennom sesongoppkjøp av to produkter, FFR Profil og FFR Flex. FFR profil skal sikre leveranse helg og nattetid gjennom sesongen, og FFR Flex leveres på bestilling fra systemansvarlig 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 2023 var den norske forpliktelsen på 39 prosent, det samme som i 2022. Les mer om utløsning av FFR i kapittel 4.2.

I 2023 brukte systemansvarlig 24 MNOK på FFR, som er lavere enn de to foregående årene med FFR-anskaffelse. Samtidig peker systemansvarlig på at det er usikkerhet knyttet til den fremtidige kostnadsutviklingen for produktet, da markedet er nytt og har behov for modning hos aktørene. Det er også usikkerhet knyttet til utviklingen i behovet for FFR.

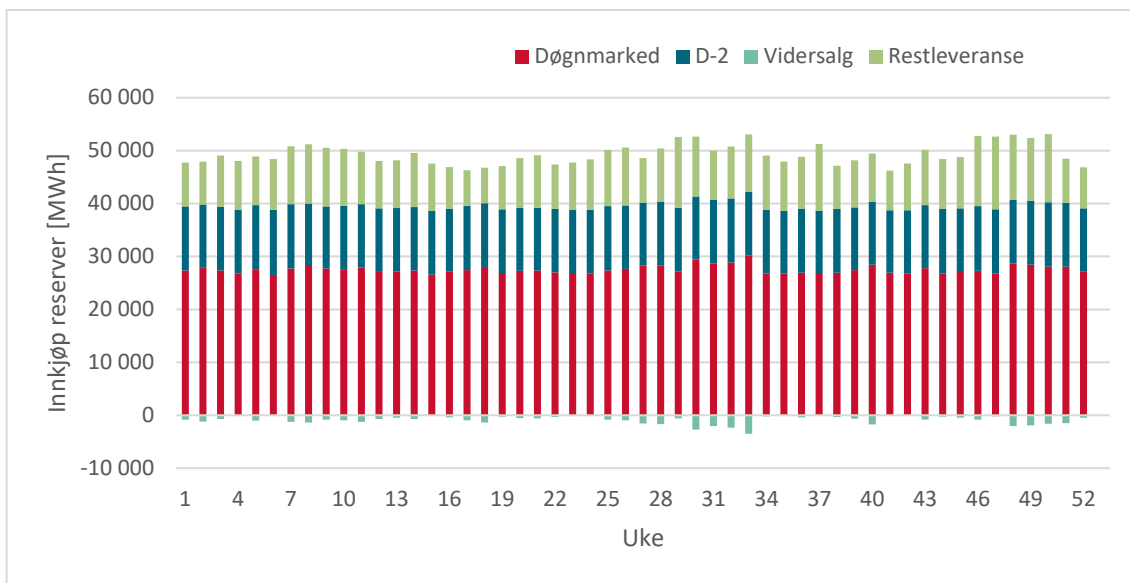
5.3 Primærreserver (FCR)

Primærreserver, eller frekvensreguleringsreserver (frequency containment reserves, FCR), i det norske kraftsystemet består av kjøp systemansvarlig 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

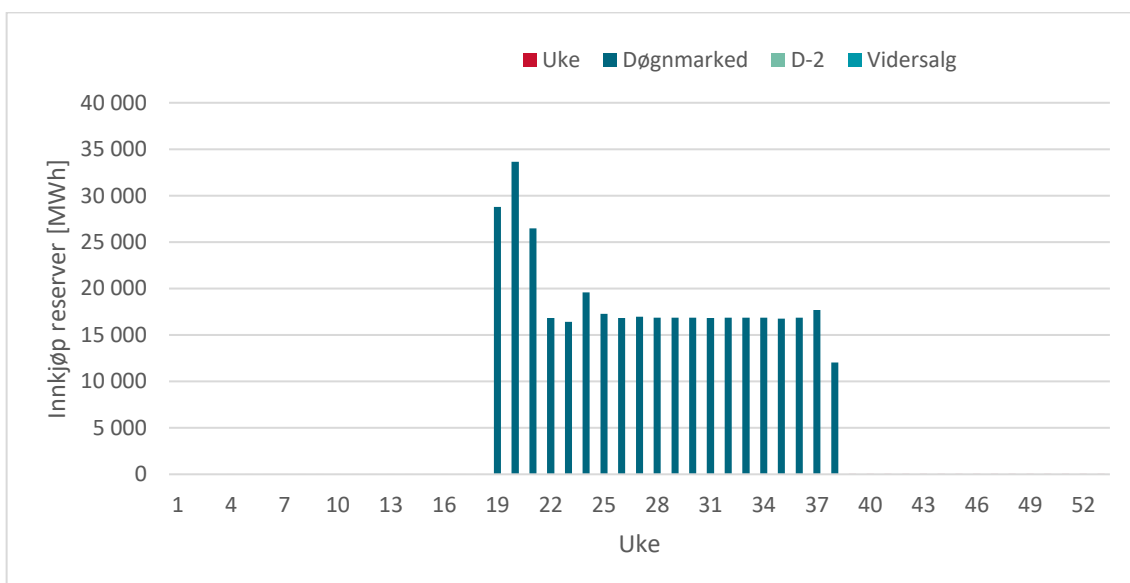
primærreserver som er distribuert i kraftsystemet. I perioder med høy kraftproduksjon og tilhørende høy grunnleveranse blir den totale leveransen av primærreserver betydelig større enn Norges forpliktelser i den nordiske systemdriftsavtalen. Tilsvarende sammenheng gjelder ikke i Norden for øvrig. Det 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, hvor Norge skal dekke 230 MW av dette. Dimensjoneringen av driftsforstyrrelsesreserver skal være lik den dimensjonerende hendelsen 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.

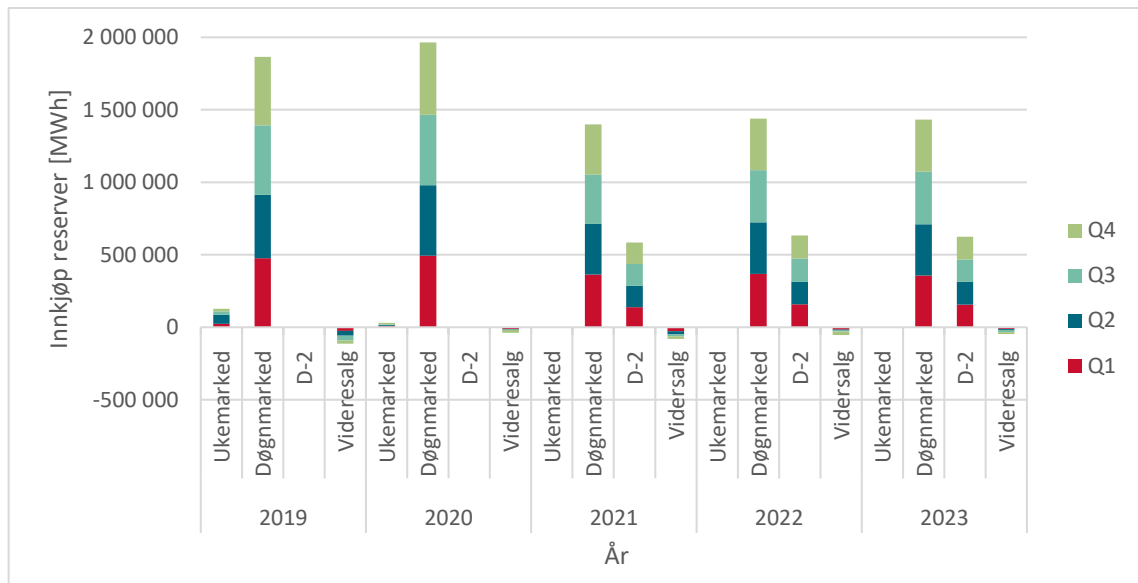
Kostnaden for primærreserver var 647 MNOK i 2023. Dette er en økning sammenliknet med de siste ti årene, og er også høyere enn i 2022, da det var en markant økning i kostnadene for FCR. Økningen i 2023 skyldes en kombinasjon av de overnevnte hydrologiske situasjonene, slik det også var i perioden 2021-2022, og idriftsettelse av et nytt marked for FCR-D. I Figur 27 presenteres gjennomsnittlig timesinnkjøp, videresalg og restleveranse av normaldriftsreserver (FCR-N) per uke i 2022. Systemansvarlig jobber med å avskaffe grunnleveransen, og hadde for første gang i 2023 et aktivt marked for innkjøp av FCR-D. I perioden mai-september, da det var få magasinverk i drift, ble det kjøpt inn 100-200 MW FCR-D. Dette ble gjort for å sikre at den norske andelen av de nordiske forpliktelsene for tilgjengelig FCR ble møtt. I 2023, i motsetning til i 2022 ble det ikke gjort noe videresalg av FCR-D. Oversikten over de anskaffede volumene er presentert i figur 28. Figur 29: Innkjøp og videresalg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-N) i MWh per kvartal 2019-2023. at anskaffelsen av FCR-N de siste tre årene har vært relativt lik.



Figur 27: Innkjøp og viderealg av normaldriftsreserver (FCR-N) i MWh per uke i 2023.



Figur 28: Innkjøp og viderealg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D opp) i MWh per uke i 2023.



Figur 29: Innkjøp og videresalg driftsforstyrrelsesreserve (FCR-N) i MWh per kvartal 2019-2023.

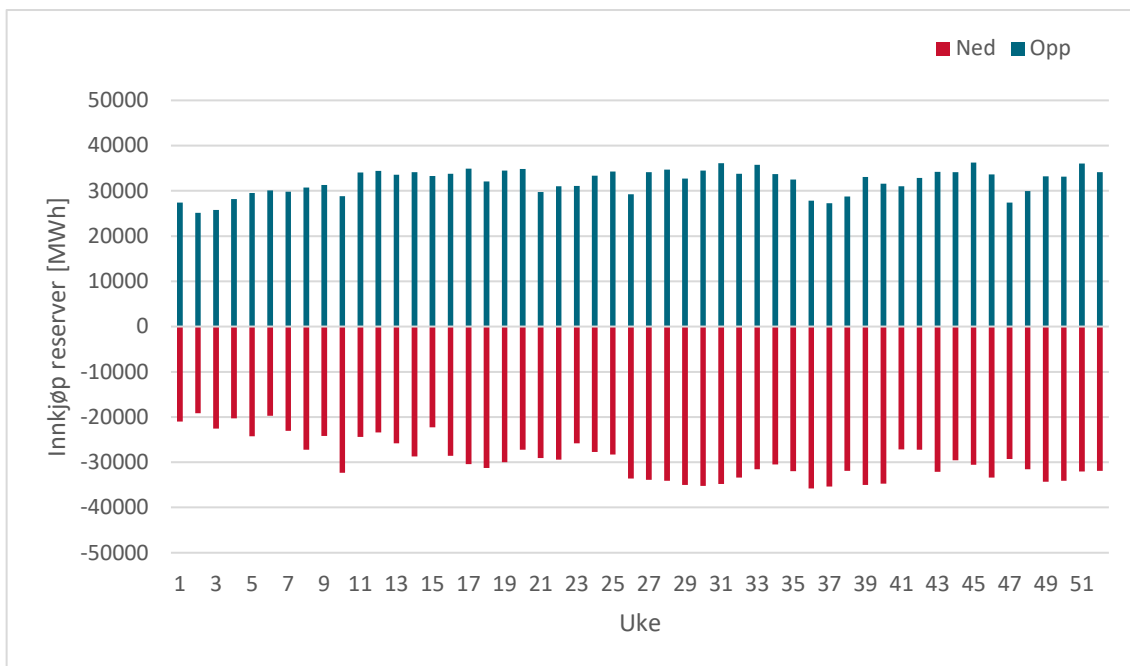
5.4 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver, eller automatiske frekvensgjenopprettingsreserver (automatic frequency restoration reserves, aFRR), kjøpes systematisk inn i de timene hvor det er størst strukturelle ubalanser. Fra desember 2022 ble aFRR anskaffet i et felles nordisk kapasitetsmarked, og systemansvarlig kjøpte aFRR kapasitet i alle timer med unntak av time 2-5 alle dager. I Norden varierer volumet av aFRR som skal anskaffes mellom 300 og 400 MW, og det fordeles mellom de nordiske TSOene. Frem til 7. desember 2022 var den norske andelen på 35 %, men økte da til om lag 45 % av det totale nordiske aFRR volumet. Grunnen til dette er at det hyppigere oppstår raske flytendringer og ubalanser i NO2 som følge av driften av kablene NSL og NordLink. Oppkjøpet av aFRR optimaliseres på tvers av de nordiske budområdene basert på tilgjengelig aFRR kapasitet, men maksimalt 10 % av overføringskapasiteten mellom budområder kan brukes til å utveksle aFRR. Markedsklareringen vil da baseres på aFRR-kapasitetsbud, TSOenes reservebehov og overføringskapasitet mellom budområdene.

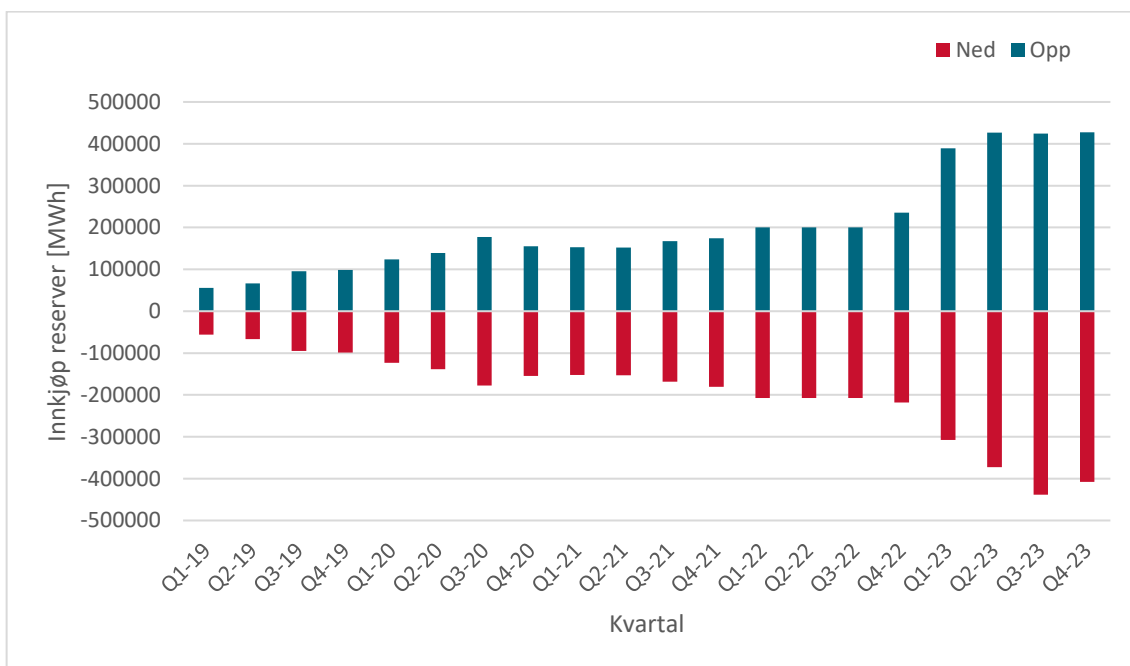
Kostnadene for sekundærreserver sank til 638 MNOK i 2022, fra 1 317 MNOK i 2022. Volumet som ble anskaffet i 2023 er tydelig høyere enn i de tre foregående årene. Hovedgrunnene til kostnadsfallet er derfor primært knyttet til den ekstraordinære situasjonen i 2022, med høye kraftpriser, særlig i Sør-Norge der de fleste aFRR-tilbydere befinner seg, og et lavt kjøpeønske hos aFRR-leverandørene. Med lavere og mer forutsigbare kraftpriser, samt en økning av antall aktører har aFRR prisene derfor falt.

Volumet og antall timer med anskaffelse av aFRR bestemmes kvartalsvis mellom de nordiske TSOene. Økningen som ble gjort i 2022 og som fortsetter i 2023, ble gjort for å forsøke å bedre frekvenskvaliteten og forberede systemet for det nye nordiske balanseringskonseptet (NBM).

I Figur 30 er innkjøpt volum av aFRR for ukene i 2023 presentert, og innkjøpene i 2023 kan videre sammenlignes med tidligere år i perioden 2019-2023 i figur 31.



Figur 30: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per uke i 2023.



Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver (aFRR) i MWh per kvartal 2019-2023.

5.5 Tertiærreserver (mFRR)

Tertiærreserver, eller manuelle frekvensgjenopprettelsesreserver (mFRR), ble i 2023 handlet i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Gjennom handel i RKOM sikrer systemansvarlig at det alltid er nok tilgjengelige reserver til å håndtere ubalanser som måtte oppstå. Dette skjer ved at systemansvarlig betaler tilbydere som får tilslag i RKOM for å garantere at de legger

inn bud i regulerkraftmarkedet (RK). RK blir brukt til å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet. All betaling for aktivering av bud i RK inngår i ubalanseoppgjøret, og det er derfor ikke en del av systemansvarliges kostnader for tertiærreserver. Aktiverte bud i RK skal leveres i henhold til anmeldt volum og være fullt aktiverte innen 15 minutter fra bestillingstidspunktet. Minstevolumet for bud er 10 MW¹⁹, og både produksjons- og forbruksenheter kan delta i markedet. I 2024 er det planlagt å gjøre store endringer i hvordan tertiærreservene blir anskaffet og aktivert, i første omgang gjennom det døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR, og videre gjennom endringene som følger med NBM.

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. 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.

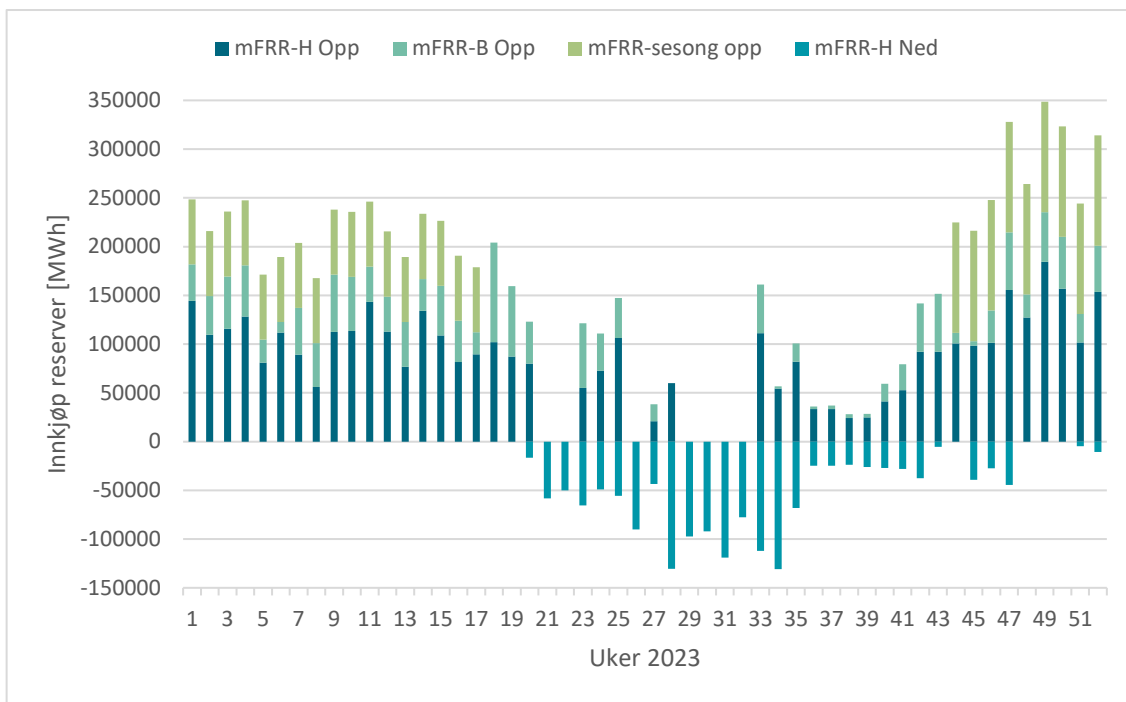
RKOM er delt inn i to ulike produkter, RKOM-H og RKOM-B. Førstnevnte står for høykvalitet, og er et produkt som kan aktiveres uten begrensninger. Sistnevnte har begrensninger i når og hvordan en ressurs kan benyttes. RKOM er i tillegg delt inn i et sesongmarked og et ukesmarked.

Kostnaden for tertiærreserver var 1037 MNOK i 2023. Dette er en økning på rundt 76 prosent sammenliknet med 2022. Skillet man kunne se med en stigning i kostnadene for 2021 og 2022 har bakgrunn i en endring i kraftsituasjonen og høye kraftpriser. Bruken av tertiærreserver drives av høyt forbruk og høy eksport i vintermånedene. Kostnadene knyttet til tertiærreserver påløp tidligere mellom mars og november. De seneste årene har sesongen for tertiærreserver blitt forlenget på grunn av økt utveksling av kraft, blant annet gjennom idriftsettelse av både NordLink og NSL. 2023 har markert nok et skille i dette, da det er det første året der systemansvarlig har vært nødt til å handle nedreguleringsreserver i RKOM. Dette, i tillegg til at systemansvarlig har anskaffet større volum i 2023 enn tidligere, forklarer i stor grad den markante økningen man kan se mot tidligere år.

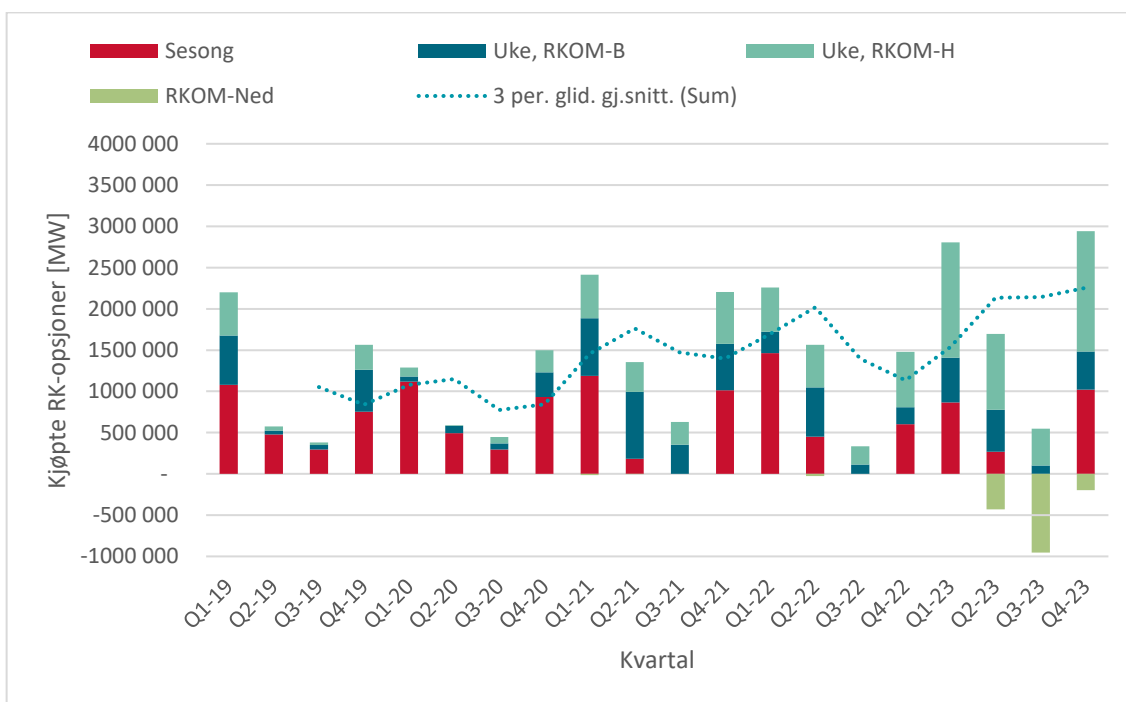
5.5.1 Innkjøp i RKOM

I Figur 32 og Figur 33 er innkjøp i RKOM på ukes- og sesongbasis presentert. I Figur 32 vises det at det i stor grad blir kjøpt inn oppreguleringsreserver i vinterhalvåret, mens det er behov for nedreguleringsreserver i sommerhalvåret. Figur 33 viser utviklingen i anskaffet mFRR kapasitet de siste fire årene, og det kan ses av figuren at anskaffet volum har økt gjennom denne perioden. Figur 35 viser en sammenligning mellom kostnad og innkjøpt mFRR-volum presentert for 2023. Av figuren fremgår det tydelig at det ikke kun er volum som driver kostnadene, men at pris naturligvis er en viktig faktor, og at denne også kan være høy i perioder der det blir kjøpt lite volum, og motsatt. Det er typisk to drivende faktorer bak kapasitetsprisene i reservemarkedene, disse er spotprisen og prisvolatilitet.

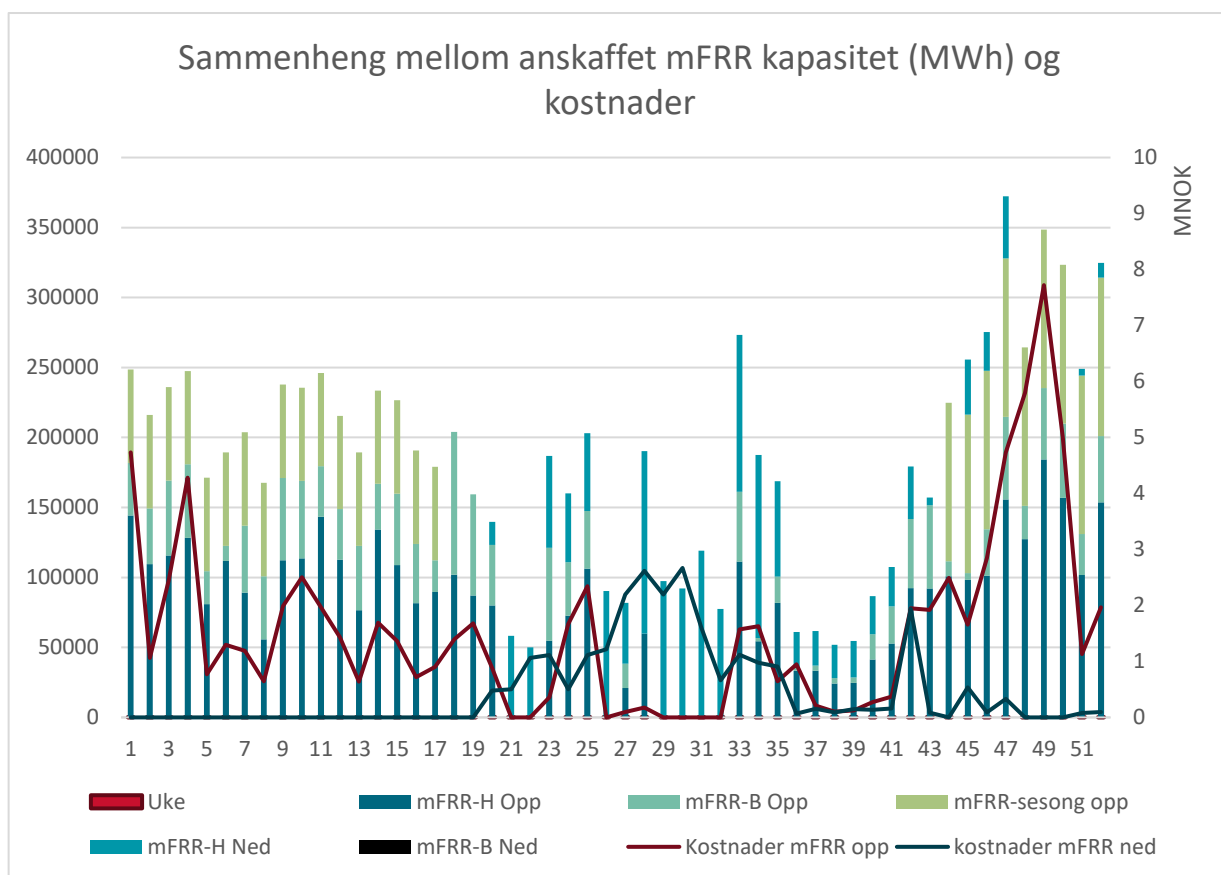
¹⁹ I prisområdene NO1 og NO3 tillates det i tillegg inntil ett bud med kvantum fra og med 5 MW til og med 9 MW per stasjonsgruppe.



Figur 32: mFRR kapasitet i MWh fordelt ukesvis for 2023. Figuren skiller på produktene mFRR-H opp, mFRR-B opp, mFRR-sesong og mFRR-H ned.



Figur 33: Volum mFRR kapasitet i MWh fordelt kvartalsvis for perioden 2021-2023. Figuren skiller på de ulike innkjøpte produktene og viser et glidende snitt over tre kvartaler.



Figur 34: mFRR kapasitet i MWh, sammenlignet med kostnader fordelt ukesvis for 2023. Figuren skiller på produktene mFRR-H opp, mFRR-B opp, mFRR-H ned og mFRR-B ned.

5.5.2 Aktører og fordeling av volum i reservemarkedene

Tabell 2 og viser en oversikt over fordelingen mellom aktører som deltar i RKOM og RK og fordelingen av tilbudsvolum mellom forbruk og produksjon. Fordelingen mellom produksjon og forbruk er på samme nivå som de siste årene. Systemansvarlig rapporterer at det er få markedsaktører, og 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, og overgang til et felles nordisk kapasitetsmarked for mFRR i løpet av 2024. Da vil mFRR handles dagen før driftsdøgnet, noe som forventes å gi en mer effektiv utnyttelse av reservene.

Tabell 2: Antall aktører som har deltatt i regulerkraftmarkedet (RK) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) i 2023. RKOM er fordelt på sesongmarkedet og ukesmarkedet.

AKTØRER	RKOM-SESONG	RKOM-UKE	RK
Produksjon	33%	33%	80%
Forbruk	67%	62%	10%
Produksjon og forbruk	0	5%	10%

5.6 Spesialregulering

Spesialregulering er bud i RK som blir aktivert utenom prisrekkefølge, og blir brukt til håndtering av lokale flaskehalser innenfor et budområde, håndtering av feilsituasjoner, samt andre spesielle situasjoner som oppstår i drift. Behovet for spesialregulering henger tett

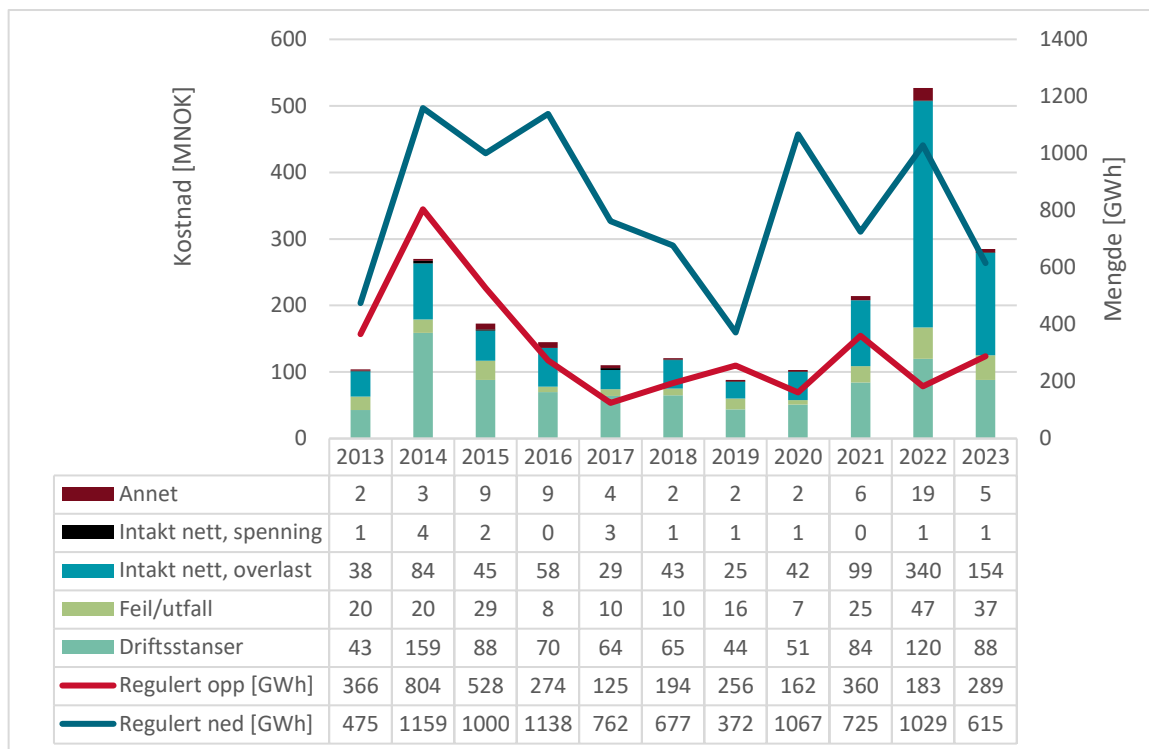
sammen med kraftsituasjonen. Både tørre og våte perioder vil øke behovet for spesialregulering i nettet gjennom at det blir økt behov for overføring av kraft, og dermed vil flaskehalsene kunne oppstå. I tillegg til de hydrologiske forholdene avhenger mengden spesialreguleringer av flere faktorer, som antall revisjoner, samt utfall og feil i nettet og på produksjonsanlegg. I 2023 var det spesialreguleringer på Vestlandet som bidro med de høyeste kostnadene.

I 2023 ble til sammen 904 GWh spesialregulert for 285 MNOK. Volumet av spesialreguleringer i 2023 er dermed lavere enn de tre foregående årene. Kostnaden for spesialreguleringer vil avhenge av prisnivået i døgnet. Selv om volumet som ble spesialregulert i 2023 var lavere enn i de tre foregående årene, var kostnaden høyere enn i både 2021 og 2020. Prisen for spesialregulering følger i stor grad kraftprisene, og dette vil kunne forklare hvorfor kostnadene ligger noe høyere i 2023 gitt et lavere regulert volum enn i 2021 og 2020. I 2023 gikk volumet oppreguleringer opp fra i 2022, mens volumet som ble nedregulert gikk ned.

Figur 35 viser en oversikt over mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering i MNOK fordelt på årsak i perioden 2014 – 2023. Årsak til spesialregulering er delt inn i fem hovedtyper: intakt nett overlast, intakt nett spenning, driftsstans, feil/utfall og annet. Antallet opp- og nedreguleringer er avhengig av hvilke hendelser som det reguleres for, noe som vil variere fra år til år. Generelt de siste ti årene har forholdet mellom opp- og nedreguleringer variert mye, og for 2023 er dette relativt likt som i 2021. Figur 35 viser videre at intakt nett med overlast stod for rundt 54 prosent av kostnadene, mens revisjoner stod for rundt 30 prosent. Det resterende er i all hovedsak knyttet til feil og utfall.

Den spesialreguleringen som hadde størst kostnad i 2023 var knyttet til utfall av 300 kV-linja fra Nesflaten til Sauda. Store volumer måtte reguleres for å håndtere en økt flyt inn til Bergensområdet på andre linjer. Videre har det vært store kostnader knyttet til spesialregulering for lavere overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland, som følge av tilstanden til en transformator i Aurland. Det var også høye spesialreguleringskostnader knyttet til stor belastning på transformatorene i Sauda ved høy import på mellomlandsforbindelsene til NO2.

Ifølge systemansvarlig kan omfanget av snittproblemene på Vestlandet gjøre at det vil være behov for omfattende spesialreguleringer i forbindelse med oppgraderinger.



Figur 35: Kostnader [MNOK] og mengde [GWh] spesialregulering for perioden 2014 - 2023. 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 transmisjonsnett²⁰. Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Det vil si at 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 aktivere/deaktivere systemvernene, 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.

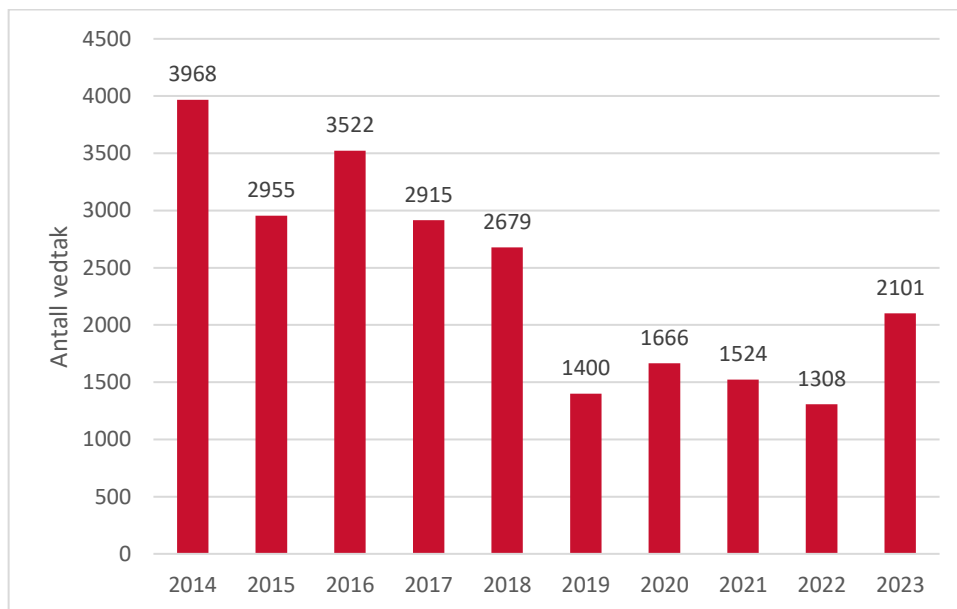
Totale regnskapsførte kostnader for systemvern i 2023 var 5 MNOK, omtrent en halvering av kostnader for 2022. Kostnadene er høyere enn i 2021 og 2020, men ligger på et lavt nivå historisk sett. Seks av de siste ti årene har kostnaden for systemvern ligget på over ti millioner NOK.

²⁰ Systemansvarsforskriften § 21

Figur 36 viser antall aktiveringer av systemvern systemansvarlig har pålagt konsesjonærene fra 2014 til 2023. I 2023 påla systemansvarlig 2 101 aktiveringer. Dette er en økning sammenlignet med den nedadgående trenden fra de tre foregående årene. Antall aktiveringer ligger likevel på et lavere nivå enn før 2018.

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 36: Antall systemvernsaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2014 – 2023.

Tabell 3 angir antall utløsninger av produksjonsfrakobling og belastningsfrakobling de siste ti årene. I 2023 ble systemvern i kategorien produksjonsfrakobling utløst ved ni tilfeller. Dette omfatter aggregat med totalt 3 181 MW produksjon. Det er registrert to frakoblinger av forbruk på totalt 415 MW. Det utgjør et høyere volum enn de tre foregående årene.

Tabell 3: Antall utløsninger av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK) i perioden 2014 - 2023.

	Belastningsfrakobling (BFK)		Produksjonsfrakobling (PFK)	
	Antall utløsninger	[MW]	Antall utløsninger	[MW]
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
2022	5	171	8	1 478
2023	2	415	9	3 181

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)²¹.

5.8 Produksjonsflytting og -glatting

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

Kostnadene for produksjonsflytting og -glatting har sunket fra 2022 til 2023. Dette henger både sammen med en lavere kraftpris, i tillegg til kostnader som har blitt etter-registrert til de andre nordiske systemansvarlige fra Statnett sitt 2022 regnskap.

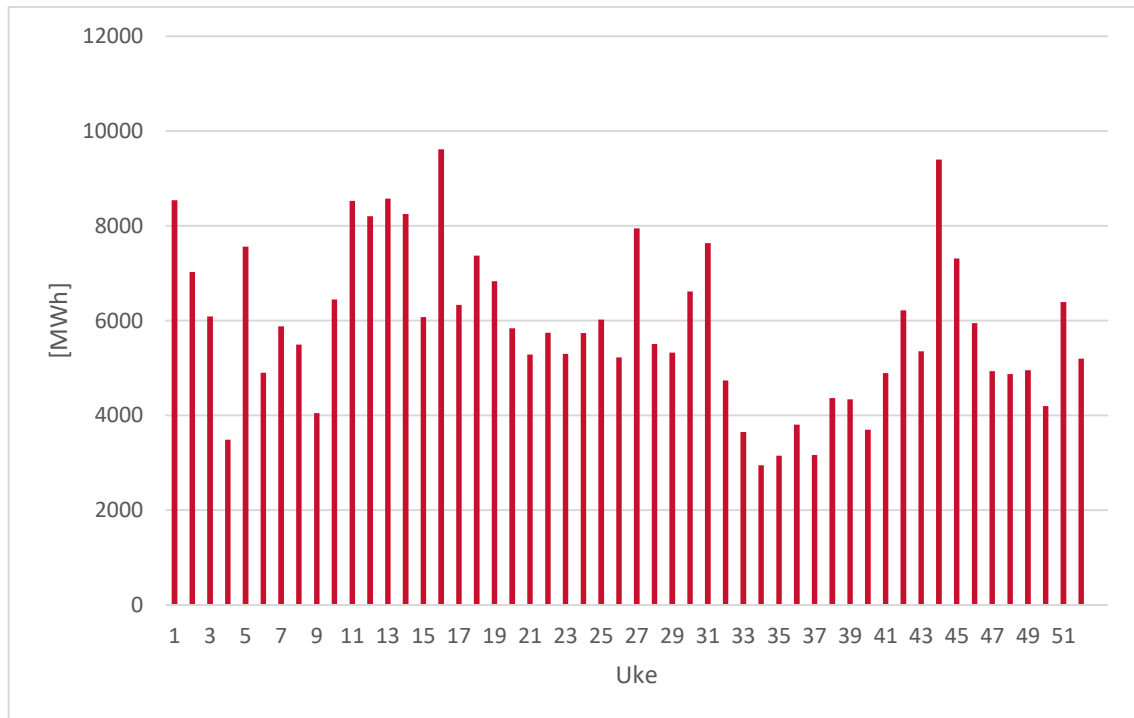
5.8.1 Produksjonsflytting

Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2023 er presentert i Figur 37. Kostnadene for produksjonsflytting er direkte koblet til volumet som er flyttet og kraftprisen. Det samlede kvartersflyttede volumet i 2023 var 305 GWh. Dette er en økning på 5 prosent sammenliknet med 2022.

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. Kostnadene for produksjonsflytting fordeles mellom de systemansvarlige gjennom en fordelingsnøkkel. I 2023 oppgir Statnett at den norske andelen av kostnadene for produksjonsflytting ble -19 MNOK. Dette skyldes at Norge hadde en stor

²¹ I henhold til kapittel 9 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet [22].

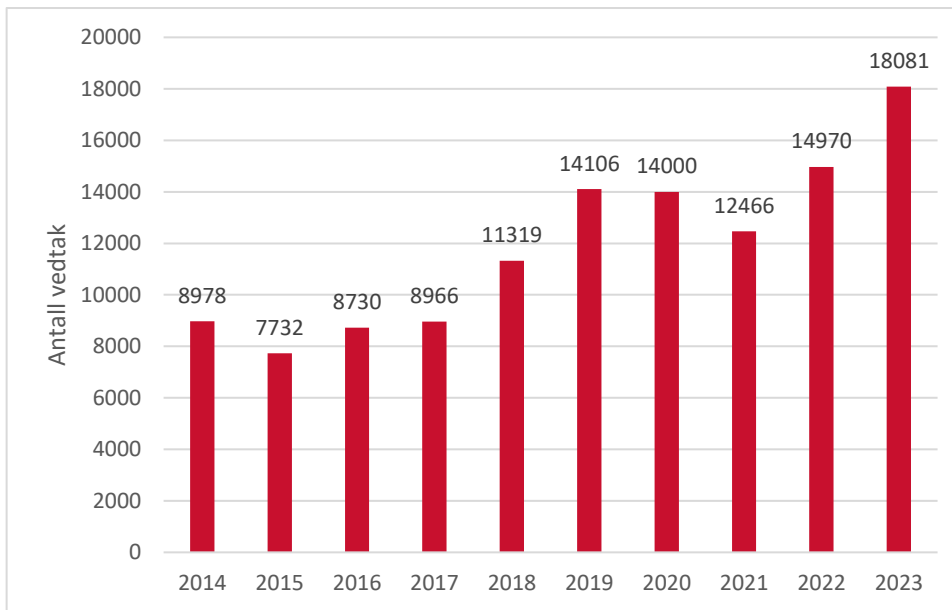
andel av kostnadene i 2022 som har blitt etter-registrert og fordelt på de andre nordiske systemansvarlige. Det forklarer at kostnaden har vært negativ i 2023 selv om volumet som har blitt produksjonsflyttet har økt.



Figur 37: Omfang av produksjonsflytting (MWh) per uke for 2023.

Figur 38 viser utviklingen i antall vedtak systemansvarlig har fattet om produksjonsflytting i perioden 2014 – 2023. Disse er kategorisert som systemkritiske vedtak. I 2023 fattet systemansvarlig til sammen 18 081 vedtak om produksjonsflytting, noe som er en markant økning fra tidligere år.

Antallet flyttinger skjer per stasjonsgruppe. 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.

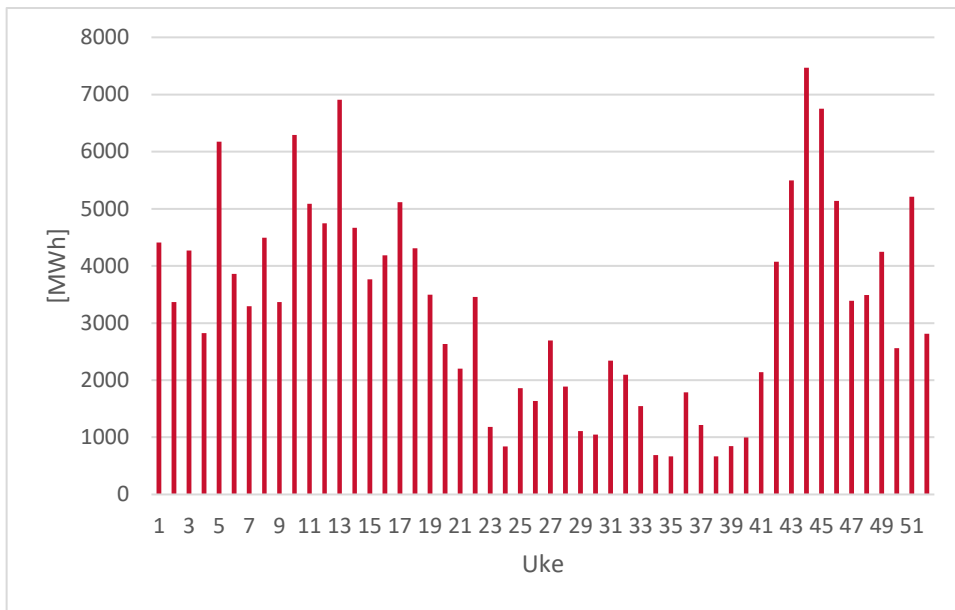


Figur 38: Utvikling i antall vedtak om produksjonsflytting i perioden 2014-2023.

5.8.2 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som systemansvarlig tilbyr til konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift som er større enn 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 39 gir en oversikt over volumet som ble produksjonsglattet per uke i 2022. Kostnadene knyttet til produksjonsglatting er, som for produksjonsflytting, direkte knyttet til volum og kraftprisen. Kostnaden for produksjonsglatting i 2023 endte på 26 MNOK, nesten en halvering av kostnaden for 2022. Også kostnaden for produksjonsglatting henger tett sammen med kraftprisen, og den lå på et betydelig lavere nivå i 2023. Det samlede volumet som ble glattet var 171 GWh i 2023. Dette er en økning sammenliknet med 2022, som endte på 156 GWh.



Figur 39: Omfang av produksjonsglatting (MWh) per uke for 2023.

5.9 Produksjonstilpasning

Produksjonstilpasning er et virkemiddel systemansvarlig har for å tilpasse produksjonen til tilgjengelig nettkapasitet ved planlagte driftsstanser eller ved feil eller utfall.

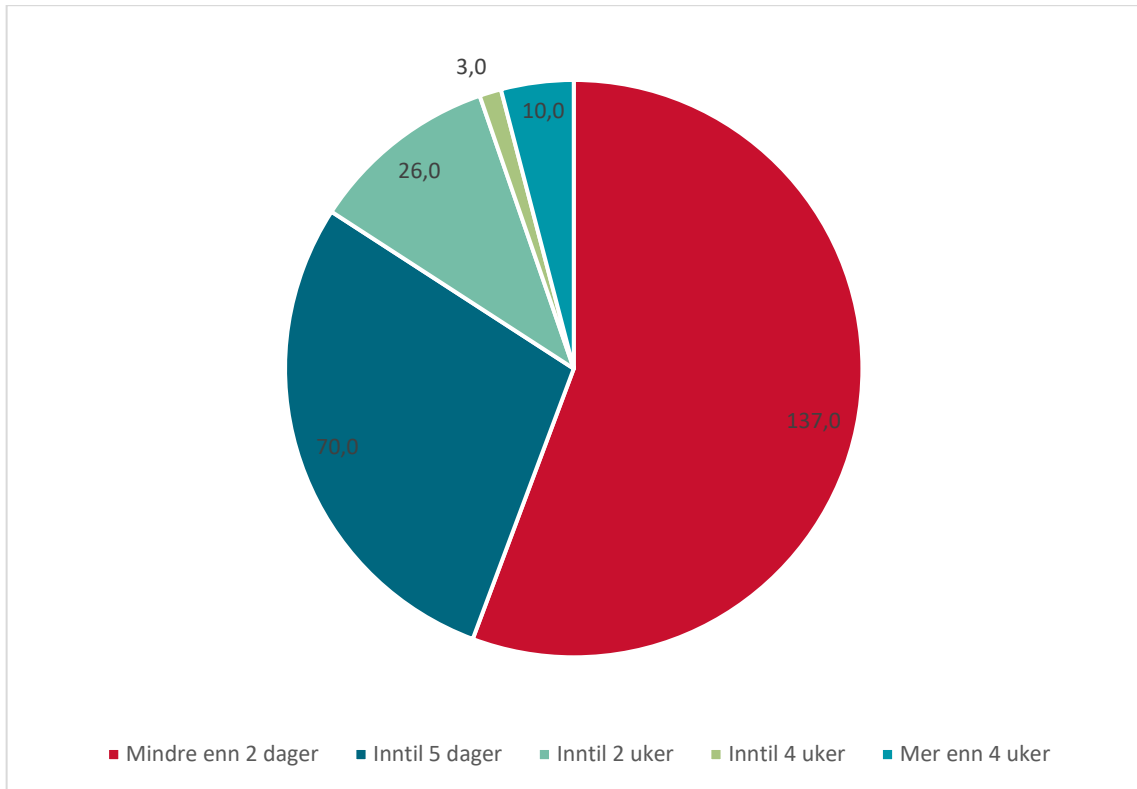
Produksjonstilpasning kan innebære en øvre begrensning i tillatt produksjon, eller et pålegg om å produsere minimum et gitt volum. Redusert produksjonsvolum kan ikke automatisk anses som tapt produksjon, da det ikke er gitt at kraftverket har måttet slippe vann forbi turbinene eller at kraftverkene ville 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 240 vedtak om produksjonstilpasning i 2023.

Systemansvarlig har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet og produsentene, da systemansvarlig ikke har grunnlag 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 40 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 revisjon av et transformatoranlegg i Oksla hvor produksjonstilpasningen av kraftverkene Oksla, Mågeli og Tysso 2 varte i syv uker. Den nest lengste var knyttet utbedringer på 132 kV-

forbindelsen Adamselv-Lakselv, der flere kraftverk og -parker i området ble produksjonstilpasset i nesten syv uker. Systemansvarlig har i rapporteringen ikke kunnet 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 40 Antall driftsstanser i 2023 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 døgnmarkedspris i de aktuelle prisområdene, ellers benyttes «pay-as-bid» hvor man betaler for de faktiske reguleringene som benyttes for å endre kraftflyten.

I 2023 var kostnadene knyttet til netto kjøp av balanse- og effektkraft på 74 MNOK. Dette er lavere enn i 2022 og ligger på nivå med kostnaden i 2021. Kostnaden avhenger av volumet

som blir regulert, av prisdifferansen mellom områdene der balanse- og effektkraft blir utvekslet, eller prisen i regulerkraftmarkedet. Lavere priser generelt i 2023 sammenlignet med 2022 har også gjort at prisdifferansene har vært lavere, og resultert i et lavere kostnadsnivå i 2023.

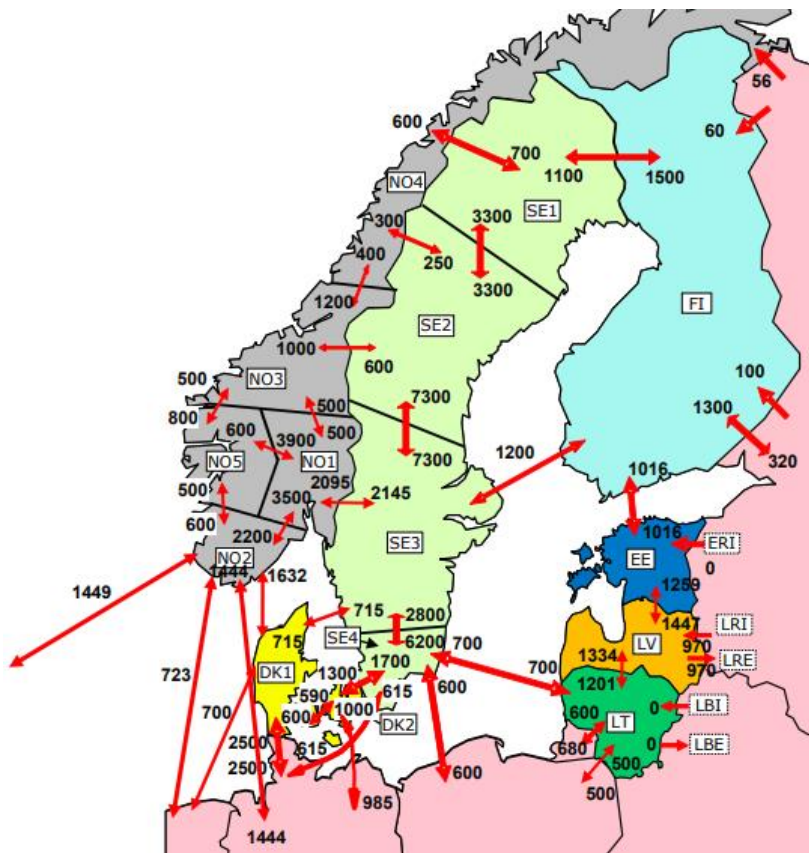
6 Handelskapasitet, kraftpriser og flaskehalsinntekter

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 2023 for disse temaene. I 2023 var det generelt lavere kraftpriser enn i 2022, selv om de historisk sett fortsatt lå på et høyt nivå. I tillegg var året preget av prisforskjeller internt i Norge.

6.1 Budområder

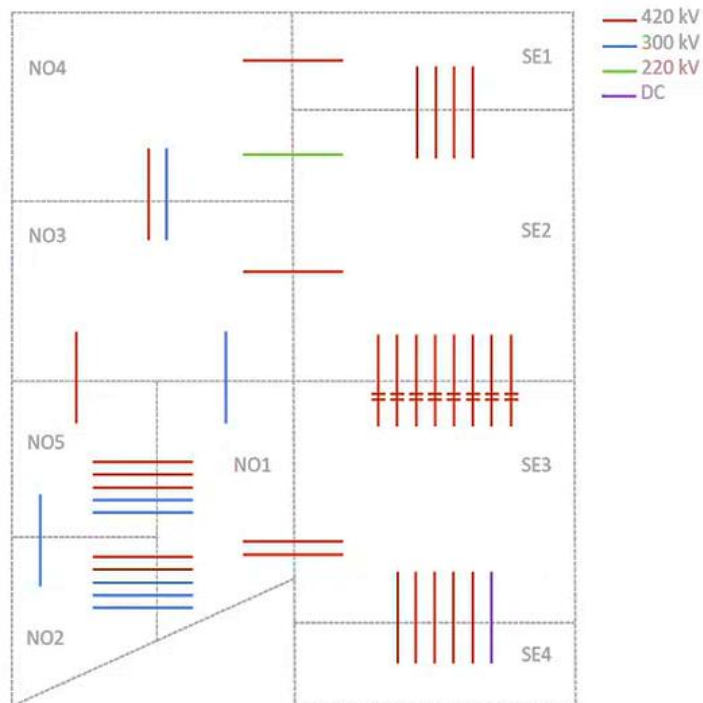
Det norske og nordiske nettet skal driftes slik at driftsforstyrrelser i et område ikke fører til store konsekvenser i andre områder, som frekvensfall, overbelastning og stabilitets- og spenningsproblemer. For å håndtere strukturelle overføringsbegrensninger i nettet, er strømmettet delt inn i ulike budområder. I Norge er det fem slike områder. Figur 41 viser et kart med oversikt over budområder og maksimale handelskapasiteter mellom budområdene internt i Norden og Baltikum, og mot kontinentet og Storbritannia.



Figur 41: Maksimal handelskapasitet (NTC) i Norden, gyldig i 2023 (oppdatert 25. mai 2022.) [13]

De røde pilene med tilhørende tall i Figur 41 representerer de ulike handelskorridorene med maksimal handelskapasitet i hver retning. Norge har vekselstrømforbindelser med total eksport- og importkapasitet mot Sverige på henholdsvis 3 695 og 3 995 MW. Ved utgangen av 2023 var total installert kapasitet for import og eksport på likestrømkablene mot utlandet 5 248 MW.

Figur 42 viser en forenklet skisse med overføringsforbindelsene mellom budområdene i Norge og Sverige. Internt har Norge forbindelser fra nord til sør, men det norske kraftnettet er sterkest mellom øst og vest i Sør-Norge. Nettet i Sverige er sterkt mellom nord og sør. Årsaken til at nettet er bygd slik er historisk betinget og skyldes at man har bygd nett mellom områder med lett tilgang på kraft til områder med mye forbruk. For å overføre kraft fra for eksempel Nord-Norge til England må strømmen finne en vei fra NO4 til NO2. Fysikkens lover tilsier at strømmen tar minste motstands vei, og Sveriges sterke nett er en bedre vei med lavere motstand sammenliknet med det norske nettet. Det vil si at mye strøm fra nord til sør i Norge flyter gjennom Sverige.



Figur 42: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige [14]

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 mellom budområdene.

I 2023 ble det ikke gjort noen endringer av budområdeinndelingen i Norge.

6.2 Handelskapasiteter

Systemansvarlig fastsetter handelskapasiteter for alle handelskorridorer internt i Norge og mot utlandet før de formidles til markedet. For interne forbindelser er det bare

systemansvarlig som har ansvar for å gi handelskapasitet til markedet. For korridorer mot utlandet er det et samarbeid mellom systemansvarlig og den aktuelle utenlandske TSOen. Ved behov for reduksjoner i kapasitet på én side av en korridor, 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 og endrede koblingsbilder. I Norge brukes det også systemvern for å øke handelskapasiteten. Virkemidlene er omtalt i kapittel 5.

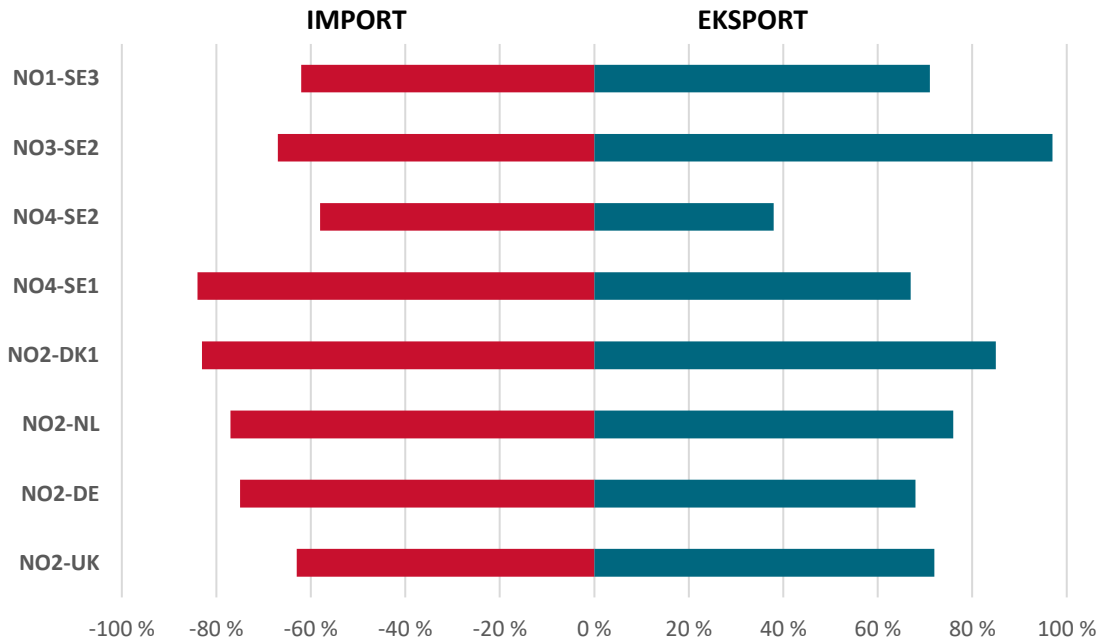
6.2.1 Tilgjengelig handelskapasitet ved utenlandskorridorer

Kapasitetstilgjengelighet per handelskorridor mot utlandet er gitt i Tabell 4 og Figur 43. Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for alle likestrøms- og vekselstrømforbindelsene samlet var 77 prosent for både eksport og import i 2023. Tilsvarende tall for 2022 var 69 prosent for eksport og 68 prosent for import. Dette gir en økning i importkapasiteten på 9 prosentpoeng og en økning i eksportkapasiteten på 8 prosentpoeng.

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet for handelskorridorer mot utland for 2023 [15]

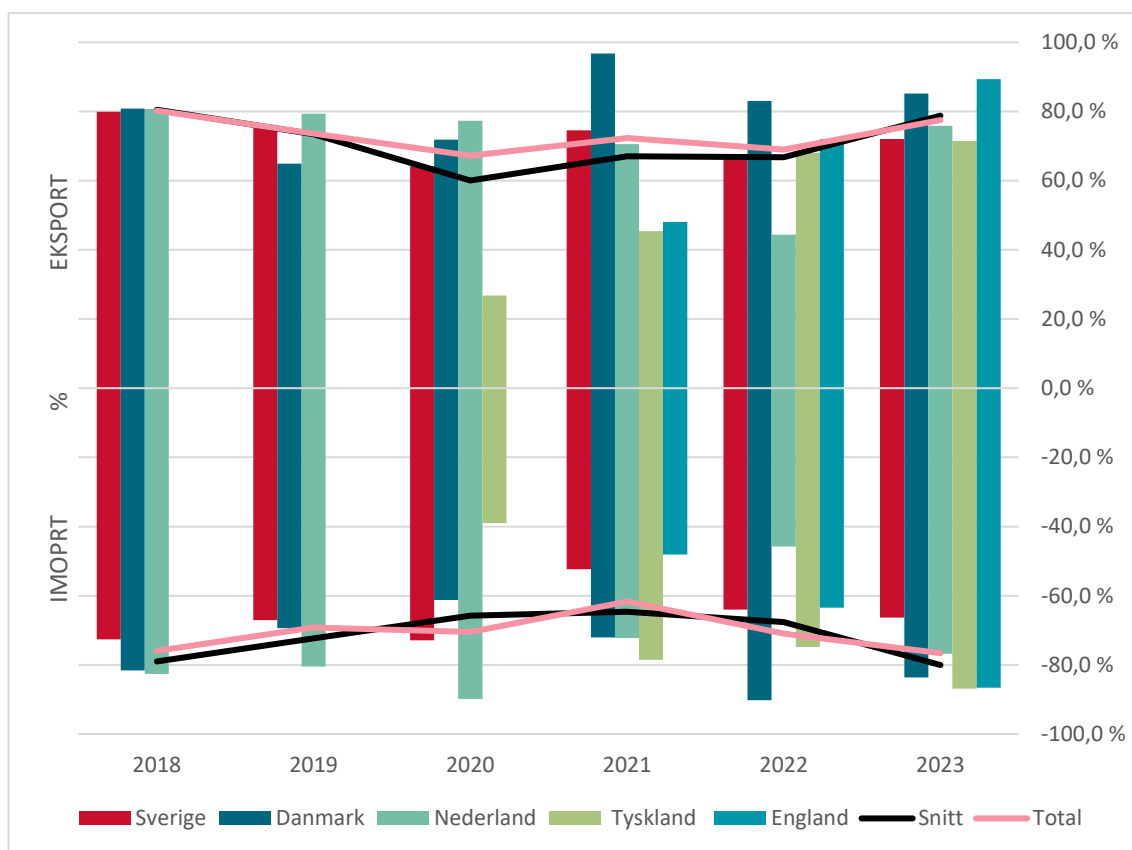
HANDELS- KORRIDOR	EKSPORT			IMPORT		
	Maks. kap. [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Gj.snitt tilbudt kapasitet [%]	Maks. kap. [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Gj.snitt tilbudt kapasitet [%]
NO1-SE3	2145	1	71	2095	0 ²²	62 ²²
NO3-SE2	600	55	97	1000	0	67
NO4-SE2	250	0	38	300	0	58
NO4-SE1	700	0	67	600	18	84
NO2-DK1	1680	50	85	1680	58	84
NO2-NL	723	0	76	723	0	77
NO2-DE	1444	32	71	1444	41	87
NO2-UK	1449	49	89	1449	39	87
Totalt	8991	0	77	9291	0	77²²

²² 30. mars 2022 ble det innført en sumrestriksjon på budområdegrensen SE3 til NO1 og DK1. Dette gjør at importkapasiteten på NO1-SE3 som oftest begrenses av denne sumrestriksjonen, og ikke av importkapasiteten på denne budområdegrensen. Tallene for import er beregnet basert på den bindende kapasiteten, som oftes sumrestriksjonen SE3 -> NO1 + DK1 pluss transittflyt fra DK1 via SE3. Grunnen til dette er at importkapasiteten ikke skal fremstå høyere enn hva den i realiteten har vært. Det tas forbehold om at dette ikke gir et fullstendig bilde av kapasiteten på forbindelsen.



Figur 43: Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet mot utlandet for 2023²² [15]

Økningen i importkapasitet kommer av at handelskapasiteten på alle forbindelser med unntak av NO3-SE2 har holdt seg stabil eller økt. Importkapasiteten på forbindelsen mellom NO1 og SE3 har økt som følge av sumrestriksjonen. I 2022 ble det operert uten sumrestriksjon frem til 30. mars, som gjorde at forbindelsen hadde en lavere handelskapasitet. Eksportkapasiteten for NO1-SE3 har også økt, da systemansvarlig gjennom store deler av 2022 frem til desember fastsatte kapasiteten uten bruk av systemvern på norsk side. Dette ble igjen tatt inn i kapasitetsfastsettelsen i 2023, og resulterte dermed i høyere eksport. Handelskapasiteten på NorNed-forbindelsen mellom NO2 og Nederland har økt med over 30 % fra 2022 til 2023. Det skyldes at kablet var ute av drift en lengre periode i 2022 grunnet en feil. Forbindelsene til Tyskland og Storbritannia har også hatt en gjennomsnittlig høyere handelskapasitet i 2023. Systemansvarlig opplyser om at antallet driftsforstyrrelser på NordLink-forbindelsen til Tyskland har gått ned, og at det har vært få problemer med driften på NSL-forbindelsen til Storbritannia.



Figur 44: Prosentvis tilgjengelig handelskapasitet siste sju år²² [15]

Under er årsaker til reduserte handelskapasiteter mot utlandet i 2023 listet opp og redegjort for i korte trekk per grense:

- *NO2-NL*: Kapasiteten på NorNed har vært redusert med 100 MW gjennom året grunnet en feil på nederlandsk side som oppstod i 2022. Det har i tillegg vært en feil med filteret på nederlandsk side som i en periode i 2023 førte til at NorNed hadde kapasitet på 420 MW.
- *NO2-DK1*: Skagerakforbindelsene har blitt driftet stabilt, men med noen feil eller utfall i 2023. Det har imidlertid vært en langvarig feil på Skagerrak pol 4 (feil på dansk side fra 2022) som har medført at TSOene har redusert kapasiteten i én retning, og driftet kabelen med primærretning med full kapasitet. Primærretningen har blitt endret flere ganger i løpet av 2023, etter vurdering av forventet fremtidig samfunnsøkonomisk nytte. Kabelen ble reparert, og ble driftet uten begrensning fra høsten 2023.
- *NO2-DE*: Begrensningene i kapasiteten er hovedsakelig knyttet til driftssikkerhet i det tyske nettet. Det har også vært flere kortvarige utfall av forbindelsen, men ikke en vesentlig del av reduksjonen i handelskapasiteten sett over året.
- *NO2-GB*: Importkapasiteten har vært redusert for å opprettholde driftssikkerhet på britisk side som følge av lav tilgang på reserver. Statnett reduserte også kapasiteten til 1100 MW i begge retninger for å opprettholde en balansert utveksling. Forbindelsen har hatt noen kortvarige utfall.
- *NO1-SE3*: Svenska Kraftnät (SvK) har gjennom hele året begrenset importkapasiteten til Norge grunnet driftssikkerhet i Sverige (øst-vest-flyt). I mars 2022 innførte SvK en sumrestriksjon for handelskapasitet ut av SE3 mot DK1/NO1 som også har vart

gjennom hele 2023. Sumrestriksjonen innebærer at kapasiteten gis som en sum fra SE3 -> NO1 + DK1, og at markedet bestemmer hvordan flyten fordeles. Dette medfører også at transittflyt mellom NO1 og DK1 muliggjøres. Innføring av sumrestriksjonen har gitt mer effektiv utnyttelse av tilgjengelig kapasitet enn tidligere, men kapasiteten er fortsatt sterkt begrenset.

- *NO3-SE2*: Kapasiteten har vært redusert i importretning over lengre perioder. Systemansvarlig beskriver at etablering av vindkraft i NO3 har ført til endret flytmønster og behov for å redusere kapasiteten i perioder av driftssikkerhetshensyn og ivareta N-1.
- *NO4-SE1*: Kapasiteten har vært redusert i eksportretning i lengre perioder.
- *NO4-SE2*: Begrensninger i import og eksport skyldes samme situasjon som i for NO3-SE2.

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. Systemansvarlig prognoserer dermed flyten på disse forbindelsene og låser ofte 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.

6.2.2 Kapasitetstilgjengelighet ved norske budområdegrenser

Kapasitetsfastsettelsen mellom de norske budområdene er preget av at det ofte blir gitt redusert kapasitet sammenlignet med de maksimale NTC-verdiene. Systemansvarlig henviser i sin rapportering til dokumentet "Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market" [16] for forklaring på hvordan de fastsetter kapasiteten mellom de norske budområdene.

For budområdegrensen mellom NO3 og NO4 ble det gjennomsnittlig gitt 77 % av kapasiteten i retning eksport fra NO4, og 48 % i retning import til NO4. Systemansvarlig beskriver at området vanligvis er preget av overskudd i NO4 og underskudd i NO3. Systemansvarlig fastsetter handelskapasiteten på budområdegrensen basert på de forventede flaskehalsene i systemet [16].

Kapasitetsfastsettelsen ved budområdegrensen NO5-NO3 blir gjort ved at systemansvarlig fastsetter et bånd for mulig handelskapasitet for å sikre at kapasiteten gitt til markedet er fysisk realiserbar. 420 kV-forbindelsen på budområdegrensen går i parallell med forbindelsene mellom SE2 og SE3, som har mye høyere kapasitet. Det gjør at den fysiske flyten mellom NO5 og NO3 blir sterkt påvirket av flyten i SE2-SE3, og kan avvike fra flyten satt

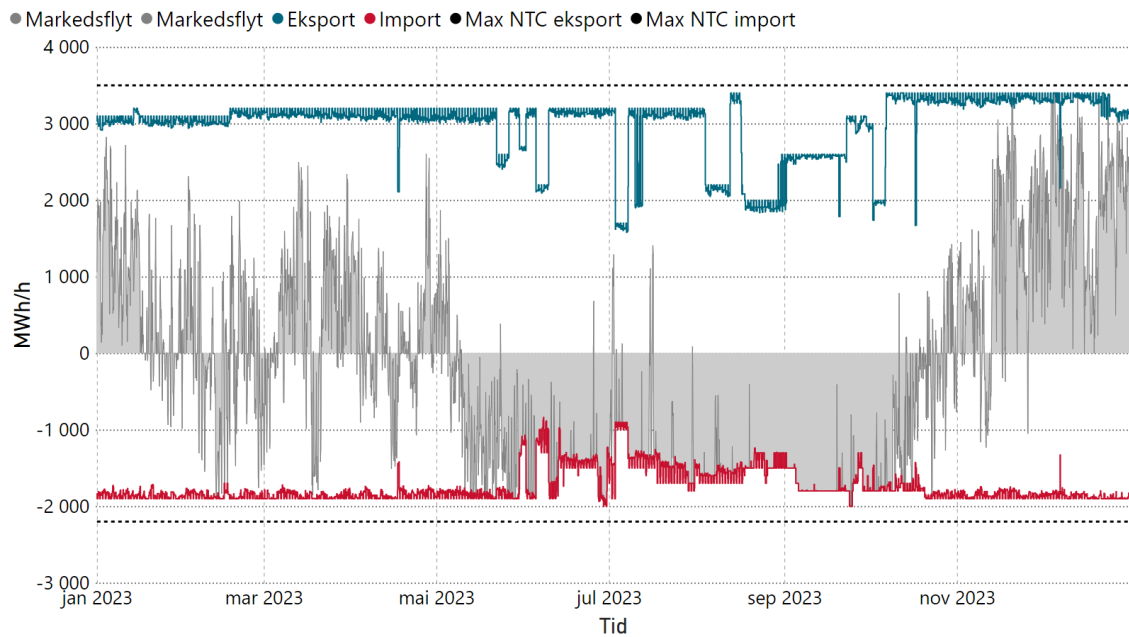
i markedsklareringen. Systemansvarlig setter derfor grenser for kapasitetsbåndene mellom null og maksimal NTC [16].

Handelskapasiteten ved budområdegrensen NO1-NO3 blir fastsatt som en låst verdi basert på forventet flyt over forbindelsen. Systemansvarlig beskriver at på grunn av fysiske lover for flyten i kraftsystemet kan den låste retningen for kapasiteten ende opp mot prisretning. Forklaringen ligger i at også denne forbindelsen går parallelt med SE2-SE3-snittet som har mye høyere kapasitet. Variasjoner i handelsbalansen i Sør-Norge påvirker derfor i liten grad flyten mellom Sør- og Midt-Norge [16].

Ved budområdegrensen NO5-NO2 blir tilgjengelig handelskapasitet i stor grad påvirket av forventet flyt i over budområdegrensene NO5-NO1 og NO1-NO2, som har høyere kapasitet enn 300 kV-forbindelsen mellom NO5 og NO2. Kapasitetsfastsettelsen for NO5-NO2 må ta høyde for mulig transittflyt fra disse korridorene dersom det er høy flyt der, siden det kan medføre at den fysiske flyten i NO5-NO2 kan bli høyere enn det markedsflyten tilsier. Det gjør at tilgjengelig handelskapasitet blir redusert [16]. Gjennomsnittlig ble det i 2023 gitt 68 % tilgjengelig kapasitet i retning fra NO5 til NO2 sammenlignet med maksimal NTC, og 41 % i retning fra NO2 til NO5.

Ved budområdegrensen NO5-NO1 har gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet fra NO1 til NO5 i 2023 ligget på 65 %, mens eksportkapasiteten var 83 %. Markedsflyten har sjelden vært begrenset av tilbudt handelskapasitet for denne korridoren. NO5-NO1-korridoren er omfattet av en spesialrestriksjon/sumrestriksjon for summen av flyt inn eller ut av NO1, for å sikre den dynamiske stabiliteten for denne flyten. Også Korridoren NO1-NO2 er omfattet av denne restriksjonen. Med en slik restriksjon er det mulig å kontrollere flyten inn og ut av NO1 i større grad uten å sette unødvendige restriksjoner for noen av de to korridorene. Restriksjonen gjør seg gjeldende ved stor belastning på begge korridorene samtidig, noe som hovedsakelig skjer ved høyt forbruk i Oslo-området om vinteren [16].

Videre beskriver systemansvarlig i årsrapporteringen at de reduserer tilgjengelig handelskapasitet ved budområdegrensene NO1-NO2 og NO1-SE3 når det er lav last og høye utetemperaturer. I Figur 45: Tilgjengelig handelskapasitet gitt ved budområdegrensen NO2-NO1 i 2023. Importkapasitet vises ved rød linje og er kapasitet fra NO1 til NO2. Eksportkapasitet vises ved blå linje og er kapasitet i motsatt retning. Den grå linjen viser hva som ble klarert markedsflyt., som viser tilgjengelig handelskapasitet ved budområdegrensen NO1-NO2, kan man se at dette gjorde seg gjeldende om sommeren i 2023. Da ble også tilgjengelig handelskapasitet bindende for markedsflyten, og utgjorde en flaskehals mot NO2. Gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet fra NO1 til NO2 lå i 2023 på 79 %, og for eksport på 85 %.

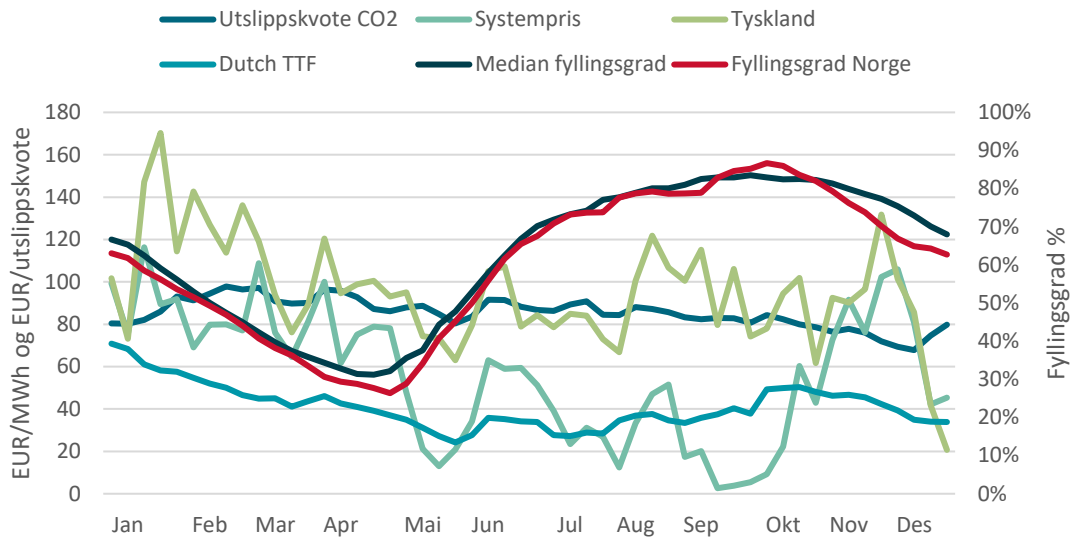


Figur 45: Tilgjengelig handelskapasitet gitt ved budområdegrensen NO2-NO1 i 2023. Importkapasitet vises ved rød linje og er kapasitet fra NO1 til NO2. Eksportkapasitet vises ved blå linje og er kapasitet i motsatt retning. Den grå linjen viser hva som ble klarert markedsflyt.

Systemansvarlig opplyser om 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

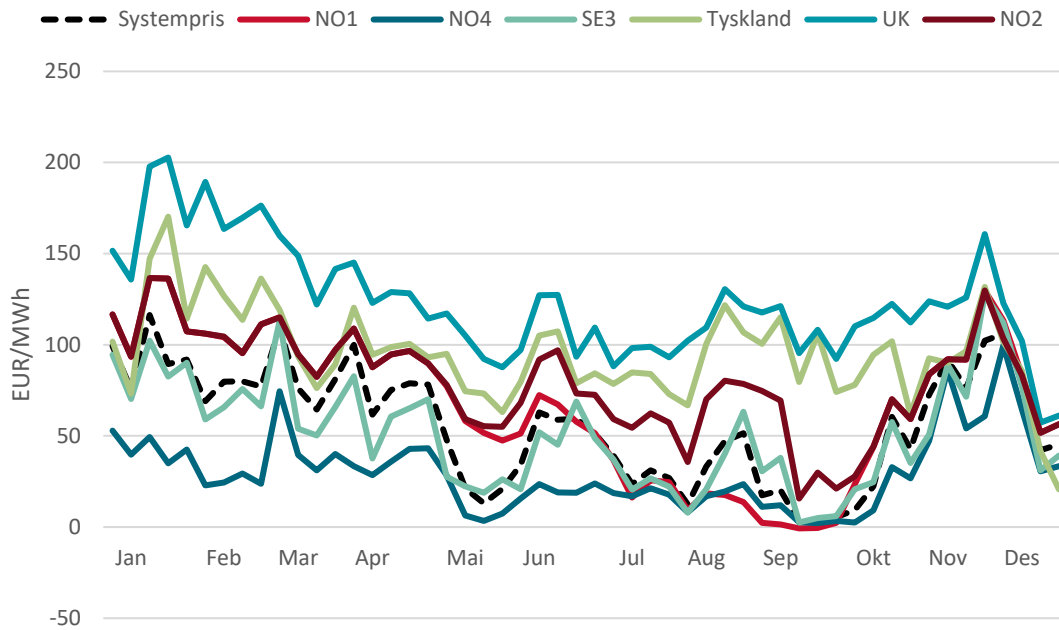
Kraftprisen per budområde blir bestemt av tilbud, etterspørsel og utveksling av kraft. På kontinentet er prisene på tilbudssiden sterkt avhengig av brenselspriser (gass, kull) og prisen på utslippskvoter for CO₂. I Norden, og spesielt Norge, er en av de viktigste faktorene fyllingsgraden i vannmagasinene. 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 46: Ukentlige gjennomsnittsverdier for kraftpriser, fyllingsgrad²³, europeiske utslippskvoter CO₂ (Front Year 1) og nederlandske gass futures (Dutch TTF Front Month 1) i 2023 [17] [15].

I Figur 46 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. Systemprisen i 2023 var gjennomgående lavere enn i 2022, men var fortsatt høy historisk sett. Gassprisen var lavere i 2023, men lå også på et relativt høyt nivå historisk sett. Det bidro til lavere kraftpriser i 2023 sammenlignet med 2022. Prisen for utslippskvote var på samme nivå i 2023 som i 2022. Fyllingsgraden i Norge har ligget nærmere median enn i 2022 som følge av en sterkere ressursituasjonen i Sør-Norge i 2023 enn i 2022, og bidro også til lavere kraftpriser i Sør-Norge. Spesielt på sensommeren og høsten var magasinutfyllingen i Sør-Norge høy som følge av mye nedbør. I Nord-Norge lå magasinutfyllingen noe under medianen som følge av lite snø vinteren 2022/2023, og mot slutten av året i 2023 resulterte rask tapping av magasinene til en lav fyllingsgrad i Nord-Norge.

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



Figur 47: Ukentlige gjennomsnittlige kraftpriser²⁴ i Norge 2023 [18].

Figur 47 viser ukentlige gjennomsnittspriser for noen utvalgte budområder og den nordiske systemprisen. Det første halvåret i 2023 var det fortsatt prisforskjell mellom de nordlige og sørlige budområdene, men den minket fra sommeren. Denne prisforskjellen hang sammen med ulik ressursituasjon og begrensninger i overføringskapasitet mellom nord og sør. I Sør-Norge falt kraftprisen frem til september da den var på det laveste. Gjennom sommeren oppstod det prisforskjeller i Sør-Norge, der NO2 hadde høyere kraftpris enn NO1 og NO5. Dette hadde sammenheng med mye nedbør og høy kraftproduksjon i disse to budområdene, mens vedvarende flaskehals fra NO1 og NO5 mot NO2 i tillegg til prissmitte fra kontinentet mot NO2 gjorde at prisene i NO2 holdt et høyere nivå. Gjennom store deler av året kan en se at kraftprisene i samtlige norske budområder har ligget på et lavere nivå enn Storbritannia og Tyskland.

²⁴ Prisen for UK er hentet fra Syspower [15] og er gjort om til EUR/MWh fra GBP/MWh basert på gjennomsnittlige valutakurser fra samme kilde.

Tabell 5: Månedlige gjennomsnittlige kraftpriser²⁴ i EUR/MWh for 2023, avrundet til én desimal [18] [19].

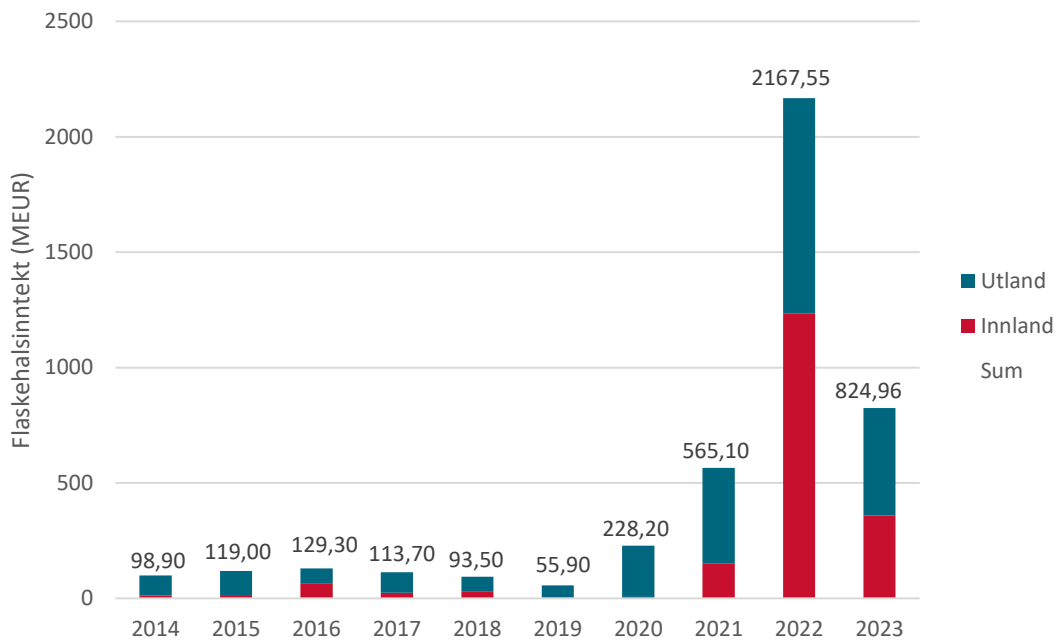
BZ	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Sys	91,2	81,6	82,5	77,9	37,6	52,5	35,1	34,2	13,6	26,5	74,6	72,4
NO1	118,4	104,9	100,0	96,5	67,1	62,6	32,11	17,6	1,0	36,8	88,8	80,0
NO2	118,4	105,0	100,0	96,5	68,8	82,5	60,3	63,7	50,2	43,3	88,8	78,6
NO3	65,2	44,5	56,9	60,6	27,2	20,1	25,0	17,5	8,6	13,8	55,4	68,3
NO4	43,4	28,8	43,5	35,0	18,8	18,6	19,6	16,6	8,6	13,7	53,2	59,4
NO5	120,4	101,2	100,4	98,2	67,4	62,6	32,5	17,6	1,0	36,5	88,8	80,9
SE1	62,9	46,5	50,3	58,6	24,6	44,2	32,0	20,1	9,2	15,0	52,8	64,5
SE2	62,9	46,5	50,3	58,6	24,7	44,2	32,0	20,1	9,2	15,0	52,8	64,5
SE3	82,7	73,7	71,8	60,6	34,4	45,4	32,2	31,2	20,5	28,3	71,3	70,3
SE4	93,3	91,8	81,8	65,2	64,7	88,6	35,7	41,8	43,2	30,8	73,6	71,3
FI	78,8	80,1	74,2	60,6	26,6	43,4	32,9	66,4	32,8	37,6	69,7	76,2
DK1	112,5	118,1	99,0	96,3	74,0	92,5	64,8	86,0	84,7	59,9	88,2	69,5
DK2	99,8	100,7	89,7	83,7	66,2	91,4	65,2	86,3	85,5	56,5	81,5	70,9
DE	117,8	128,3	102,5	100,7	81,7	94,8	77,6	94,3	100,7	87,4	91,1	68,5
NL	126,0	134,9	104,6	98,6	78,0	92,0	71,8	91,3	98,7	90,2	94,4	73,2
NSL	123,2	107,3	100,6	98,9	71,4	83,8	63,1	65,4	52,3	42,1	88,5	78,7
UK	149,4	154,2	130,7	116,0	91,7	98,2	80,7	95,3	96,3	96,3	108,8	80,2

6.4 Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntektene blir beregnet ved prisdifferansen mellom to budområder, multiplisert med det planlagte overførte volumet i døgnmarkedet. Dette varierer fra time til time året rundt. På mellomlandsforbindelsene 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 transmisjonsnettariffen. I 2022 ble det innført en midlertidig forskrift²⁵ hvor deler av systemansvarligs flaskehalsinntekter ble fordelt på underliggende nettselskap. Formålet med den midlertidige forskriften var å redusere sannsynligheten for at nettkunder i områder med høye kraftpriser får økt nettleie som følge av økte kostnader til nettap i regionalt og lokalt distribusjonsnett. Forskriften vil være i kraft til juni 2025.

Figur 48 viser en oversikt over flaskehalsinntekter de siste ti årene.

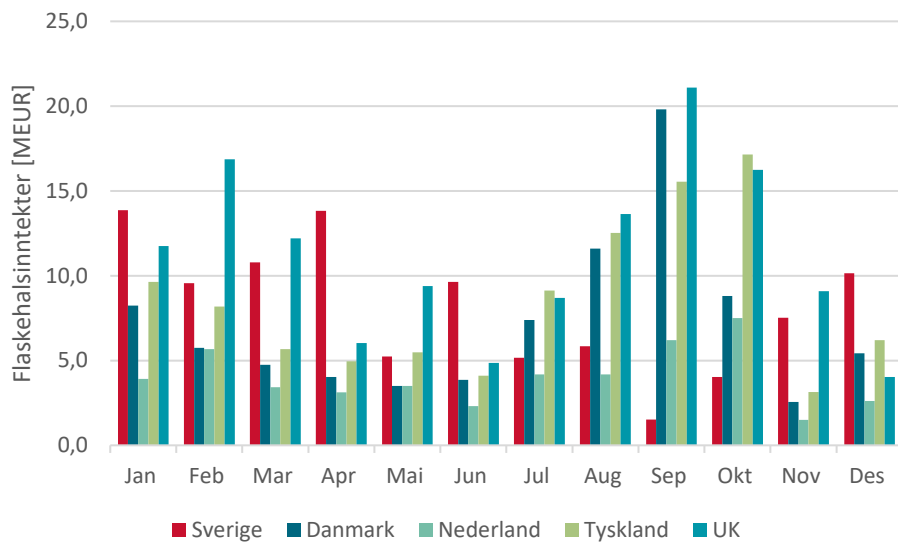
²⁵ [FOR-2022-10-27-1806 Midlertidig forskrift om bruk av flaskehalsinntekter](#)



Figur 48: Norges samlede flaskehalsinntekter mot utlandet og mellom budområdene internt i Norge i MEUR.

Totale norske flaskehalsinntekter, inkludert interne grenser, var på 825 MEUR i 2023. Dette er mer enn en halvering sammenlignet med 2022, da flaskehalsinntektene var på et høyere nivå enn det hadde vært før. Dette skyldes at de europeiske kraftprisene var på et lavere nivå enn i 2022. Samtidig var det mye utveksling av kraft med utlandet, som resulterte i flaskehalsinntekter på mellomlandsforbindelsene på 467 MEUR. De interne flaskehalsinntektene bygde seg opp i perioder med store prisforskjeller internt i Norge. Flaskehalsinntektene fra forbindelsene fra NO1 og NO5 mot NO2 sto for 56 % av de interne flaskehalsene i 2023. Det er et skifte fra 2022 der det var forbindelsene fra NO3 til NO5 og NO1 som stod for 60 % av flaskehalsinntektene. Dette gjenspeiles i det som ble presentert i kapittel 6.3. Totalt endte de interne flaskehalsinntektene på 358 MEUR.

Figur 49 viser flaskehalsinntekt per utlandsforbindelse per måned for 2023. Flaskehalsinntektene kom spesielt i september og oktober, da det var store prisforskjeller mot Tyskland, Danmark og Storbritannia.



Figur 49: Flaskehalsinntekt per måned for utlandsforbindelsene i 2023.

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 man 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 sola 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 mellomlandsforbindelser. 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. Systemansvarlig deltar i flere ulike komiteer for å ivareta norske og nordiske interesser. Videre trekker systemansvarlig frem i sin rapportering at de gjennom 2023 har fortsatt å bidra i diskusjonene om nett til havs, og sett på hvordan systemdriften til havs må ses i sammenheng med systemdriften på land.

Videre har systemansvarlig i 2023, sammen med de andre europeiske TSOene og ENTSO-E, jobbet med å utarbeide regionale og pan-europeiske forsyningssikkerhetsanalyser. Systemansvarlig opplyser om at disse analysene var sentrale for europeiske, nordiske og norske aktører og myndigheter.

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 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 for godkjenning. RME vil etter dette fatte et vedtak overfor Statnett som binder Statnett til å følge metoden. Prosjekter som metode for budområdestudier, krav til felles spot- og intradagmarked, flytbasert kapasitetsberegning og felles nettmodeller er eksempler på arbeid med dette fra 2023, 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.

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 strømmnett 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 strømmettet gjennom konsesjonsprosesser.

På nordisk nivå var det i 2023 flere prosjekter som var idriftsatt, under bygging, konsesjonssøkt eller under utredning.

I den nordiske nettutviklingsplanen, som ble publisert høsten i 2023, beskriver de nordiske TSOene den overordnende utviklingen og visjonen for det nordiske kraftnettet de neste 30 årene [20]. De skriver at de er fokuserte på å muliggjøre et karbonfritt system, men at det krever et robust kraftnett i Norden som det må investeres i fremover. Elektrifiseringen av sektorer som transport og industri gjør at TSOene forventer en kraftig økning i forbruk de kommende årene, og samtidig en økning i ny uregulerbar kraftproduksjon. Med det følger et behov for rask utvikling av fleksible løsninger i kraftsystemet, i tillegg til funksjonalitet for å ivareta stabiliteten som utfordres med innfasing av converter-basert kraftproduksjon.

7.3 Nordisk koordineringscenter, Nordic RCC

Det nordiske kraftsystemet er tett knyttet sammen i ett felles synkronområde. 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 koordinering og planlegging, har de nordiske TSOene etablert et selskap, Nordic Regional Coordination Center (NRCC), i København. Selskapet startet sin virksomhet 1. juli 2022, og er i stor grad en videreføring av den tidligere nordiske sikkerhetskoordinator (Nordic Regional Security Coordinator, RSC). Det er også etablert en ny nordisk samarbeidskomité som skal fungere som hovedarena for

operativt samarbeid mellom NRCC og de nordiske TSOene. Beslutninger knyttet til driften av kraftsystemet fattes av hver enkelt TSO.

NRCC har i hovedsak fem oppgaver; utarbeidelse av en felles-nordisk nettmodell, koordinert sikkerhetsanalyse av strømnettet, kapasitetsfastsettelse, analyse av effekttilstrekkelighet og koordinering av driftsstanser. I tillegg til de fem hovedoppgavene har NRCC flere mindre oppgaver som også omfatter planlegging og koordinering på tvers av ulike TSOer.

NRCCen skal utføre sikkerhetsanalyser av hele det nordiske strømnettet for å sikre at driften som planlegges de neste dagene er forsvarlig. Sikkerhetsanalysen er basert på en modell av hele strømnettet i Norden. NRCCen 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 strømnettet til revisjon. Denne planleggingen skal sammen med en rekke nettreger gjøre at driften av strømnettet er bedre koordinert på tvers av landegrensene. NRCCen vil også fastsette tilgjengelig kapasitet i Norden til markedet i forkant av drift.

Systemansvarlig har etablert en automatisk, daglig innsending av D-2 og D-1 nettmodeller til NRCCen. NRCCen setter disse sammen til en felles-nordisk nettmodell. I 2023 har Statnett hatt et videre fokus på å heve kvaliteten på D-2 nettmodellene sine, automatisering av prosessen for oppdatering av den grunnleggende nettmodellen, forbedret operatørstøtte, i tillegg til utvikling av vaktfunksjonen for oppfølging av nettmodellene på kveldstid.

I arbeidet med å etablere en flytbasert kapasitetsberegning startet de nordiske TSOene sammen med NRCC eksterne parallellkjøringer i 2022. Parallellkjøringen består av både den flytbaserte markedssimuleringen og kapasitetsberegningen. Etter en driftsstopp på børsenes utviklingsverktøy som medførte et opphold i de flytbaserte parallellkjøringene ble de på nytt igangsatt i desember 2022. Det ble dermed kjørt eksterne parallellkjøringer gjennom hele 2023.

NRCCen har utviklet første versjon av en nordisk sikkerhetsanalyse, med prøvedrift i 2022 og 2023. Det ble avdekket svakheter ved denne og behov for utbedringer. Etter at oppgradert IT-oppsett ble innført på slutten av 2023, ble kjøretiden for analysen forbedret, og NRCCen fortsetter arbeidet med å forbedre analysen, samt å inkludere de norske systemvernene i den. Sikkerhetsanalysen er høyt prioritert i NRCCens arbeid.

NRCC gjennomfører i dag tilstrekkelighetsanalyser for Norden. Systemansvarlig sender daglig ukesprognoser til NRCC. Dette er viktig for å sikre at det ikke oppstår effektbrist i Norden. Videre vil de ulike RCCene i Europa sammenstille disse dataene for å gjennomføre pan-europeiske analyser. Systemansvarlig opplyser om at det gjenstår arbeid med å forbedre de norske prognosene for å heve de til tilstrekkelig kvalitet.

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 oppfølging og tilsyn innenfor nevnte områder.

8.1 Oppfølging av systemansvarlig

I 2023 ble det gjennomført to oppfølgingsmøter med systemansvarlig der systemansvarlig gjorde rede for driftsplanlegging og operativ drift, og ett oppfølgingsmøte om systemdrifts- og markedsutvikling. 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 nettsider²⁶.

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 er knyttet til driftsplanlegging og operativ drift, som enten systemansvarlig eller RME ser behov for å løfte. For 2023 ble særlig utfordrende drift på Vestlandet drøftet, samt deltakelse og prising i balansemarkedene. I tillegg tok systemansvarlig opp problemstillinger knyttet til regulering av vindkraft, noe de også gjorde i 2022.

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. I 2023 fortsatte et særlig fokus fra

²⁶

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/systemansvar/oppfoelging-av-systemansvaret/>

2022 på overgangen til flytbasert kapasitetsberegning og utvikling av nordisk balanseringsmodell.

8.1.3 Tilsyn med systemansvarligs plikter etter systemansvarsforskriften

I 2023 gjennomførte RME et tilsyn med systemansvarligs plikter etter systemansvarsforskriften §§ 8b, 12 fjerde og femte ledd, 28 og 28a. Temaet for tilsynet var systemansvarligs etterlevelse av forskriftsbestemmelser om produksjonstilpasning og vedtak iht. § 12 fjerde og femte ledd i vanskelige driftssituasjoner. Dette inkluderte også praksis iht. tilhørende retningslinjer til relevante paragrafer i forskriften. Det ble funnet fire avvik og gitt fire anmerkninger i tilsynet.

8.2 Oppfølging med aktørenes plikter etter systemansvarsforskriften

RME følger opp konsesjonærene sine plikter gjennom enkeltsaker. Dette gjøres ved å få inn saker der systemansvarlig mener konsesjonærene har brutt systemansvarsforskriften. Særlig behandler RME saker hvor konsesjonær har satt i drift anlegg uten vedtak fra systemansvarlig etter systemansvarsforskriften § 14. I 2023 fattet RME 7 vedtak i saker der vi vurderte om konsesjonæren hadde brutt denne bestemmelsen. I alle sakene ble det avdekket brudd på forskriften.

I tillegg mottar RME enkeltsaker om brudd på systemansvarsforskriften § 7, der konsesjonærene plikter å rapportere maksimale overføringsgrenser til systemansvarlig. I 2023 fattet RME 7 vedtak i saker der vi vurderte om konsesjonæren hadde brutt denne bestemmelsen. I alle sakene ble det avdekket brudd på forskriften.

RME har ikke gjennomført stedlig tilsyn med konsesjonærenes plikter etter systemansvarsforskriften i 2023. RME 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 oppfølgingsmøter med Statnett knyttet til eksisterende forbindelser. Statnett rapporterer i disse møtene bl.a. tilgjengelig kapasitet, driftsstanser, flaskehalsinntekter med mer for de mellomlandsforbindelsene. RME har videre hatt dialog

med reguleringsmyndigheter fra øvrige land vedrørende hendelser og drift av mellomlandsforbindelsene.

8.4 Leveringskvalitet

I 2023 gjennomførte RME to tilsyn om leveringskvalitet med nettselskapene Lnett AS og Arva AS. De siste årene har RME gjennomført tilsyn med seks av de største nettselskapene i Norge, som til sammen dekker 57 % av alle sluttbrukere i landet. Tilsynene i 2023 hadde hovedfokus på nettselskapenes behandling av saker der kunder er misfornøyd med leveringskvaliteten. De omhandlet temaene i leveringskvalitetsforskriften om fravikelighet, gjenoppretting av avbrudd, varsling av planlagte avbrudd, informasjon i løpet av en driftsforstyrrelse, behandling av spenningskvalitetsaker inkludert måling og kalibrering, behandling av saker om leveringspålitelighet og varsling, i tillegg til registrering av klagesaker.

I 2023 fattet RME vedtak 17 klagesaker om leveringskvalitet.

8.5 Beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg

NVE oppsummerer erfaringer fra tilsyn om beredskap, rasjonering og vedlikehold av elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg i NVEs årsrapport for 2023 [21]. Der skriver de følgende:

Vi har utført 38 revisjonar. Av desse omhandla ni IKT-sikkerheit, som har blitt prioritert framfor andre tema for tilsyn i 2023. Dei fleste avvika er innanfor informasjonssikkerheit og generell risikostyring. For eldre anlegg finn vi oftare manglande oversikt over sikringstiltaka enn for nyare anlegg. Avvik ved tilsyn med driftskontrollsystem dreier seg i stor grad om mangelfull dokumentasjon av system og prosedyrar, spesielt for ekstern tilkopling og tilgangsstyring. Vi opplever at verksemdene set pris på revisjonane, som i tillegg til å vere kontroll med etterleving av forskriftskrav bidrar til viktig informasjonsutveksling. Anlegga i kraftforsyninga er klassifiserte frå 1 til 3, der 3 er dei aller viktigaste anlegga.

Som del av tilsynsverksemda har vi i 2023 ikkje gjort vedtak, berre varsla vedtak om retting. NVE er tilsynsmyndigheit i kraftforsyninga etter sikkerheitslova. OED har definert nasjonal kraftforsyning som ein grunnleggjande nasjonal funksjon og vedtatt at Statnett er underlagt sikkerheitslova. Dette har gitt NVE ei ny tilsynsoppgåve og NVE har utført tilsyn etter sikkerheitslova i 2023. NSM har gjennomført ei kritisk vurdering av sektortilsyna sitt arbeid og det har vore møte i Nasjonalt tryggingsorgan (NSM) sin «Samhandlingsarena for sektortilsyn» i 2023. Som ein del av samhandlinga har NSM tatt initiativ til felles fokus-område for 2024/25, med utgangspunkt i den sikkerheitspolitiske situasjonen. I tilsynsarbeidet har vi òg dialog med DSB og NKOM.

9 Endringer i rammeverk

Dette kapittelet gir en oversikt over endringer i rammeverket i løpet av 2023. Hensikten med kapittelet er å gi en oversikt over aktiviteten det aktuelle året.

Tabell 6 gir en oversikt over regelverksutvikling i 2023. Oversikten er begrenset til de tema som er mest relevante for driften av kraftsystemet. Høringer er ikke inkludert i oversikten.

Tabell 6 Oversikt over endringer i rammeverk i 2023

DATO	TEMA	ENDRING
05.07.2023	Retningslinjer	Retningslinjer for §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22 godkjennes med vilkår om endring.
26.09.2023	Retningslinjer	Retningslinjer for § 9 om vilkår for sesongmarkedet for mFRR-kapasitet godkjennes med vilkår om endring.
07.12.2023	Retningslinjer	Retningslinjer for §§ 6, 9, 11, 16 og 18 godkjennes delvis med vilkår om endring.

Godkjenning av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

5. juli 2023 ble Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22 godkjent. Retningslinjene ble godkjent med forbehold om at enkelte deler endres og sendes på ny godkjenning ved neste anledning. Videre måtte systemansvarlig gjøre enkelte endringer før publisering. I tillegg godkjente RME den 26. september 2023 og 7. desember 2023 også Statnetts retningslinjer for systemansvarsforskriften §§ 6, 9, 11, 16 og 18. Disse ble også godkjent, men med unntak av en del i retningslinjene til § 9. Retningslinjene ble også nå godkjent med forbehold om at enkelte deler endres og sendes på ny godkjenning ved neste anledning, og at enkelte justeringer skulle foretas før retningslinjene ble publisert.

Godkjenning av metoder og vilkår etter kommisjonsforordninger

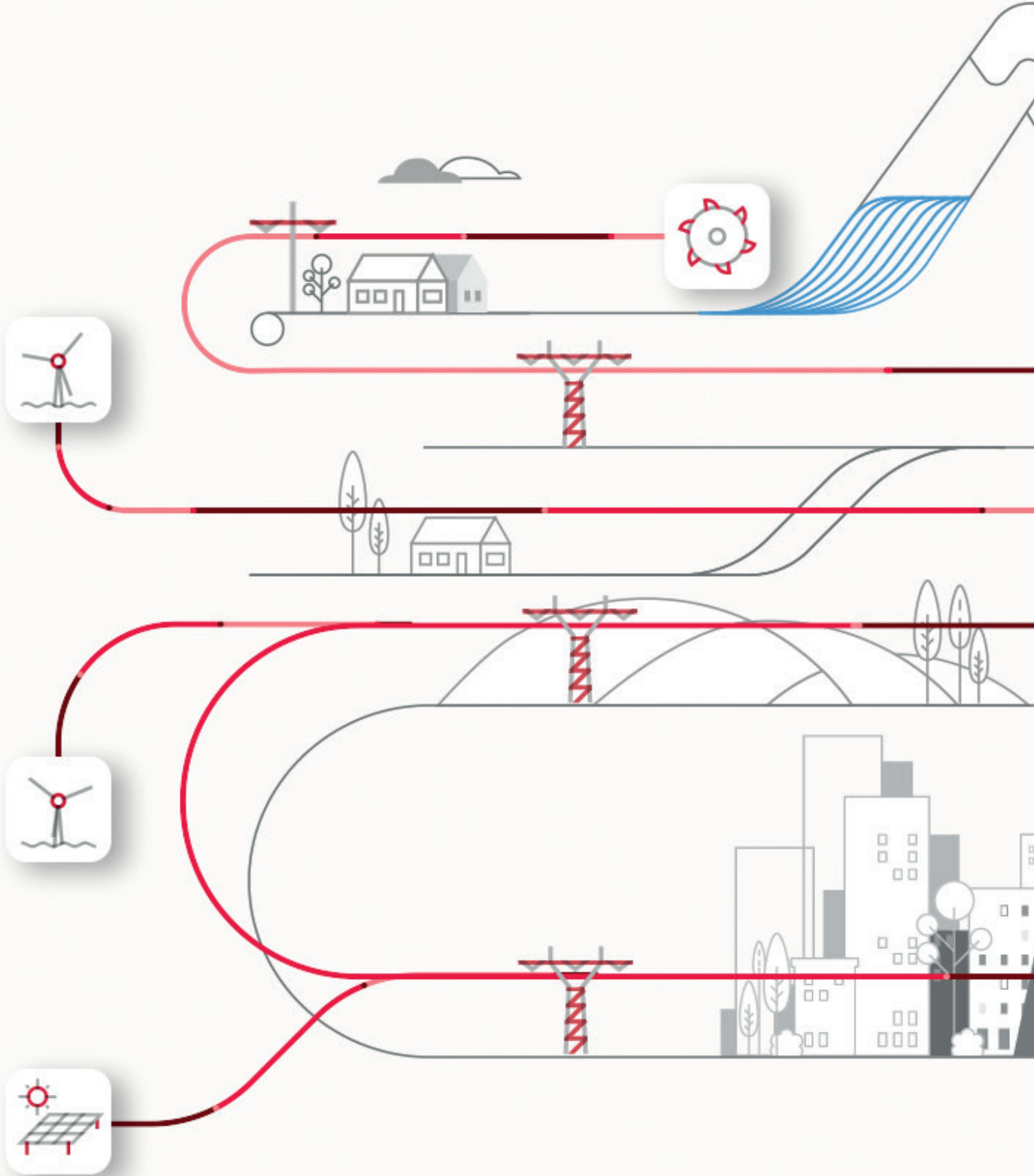
Metoder utviklet etter krav i kommisjonsforordningene er en utdyping og supplering av enkelte bestemmelser i regelverket. Det er stort behov for å modernisere kraftmarkedsdesignet og hvordan en drifter kraftsystemet for at det skal være mulig å fase inn stadig mer ikke-regulerbar kraftproduksjon. Denne 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. RME fører tilsyn med at Statnett og kraftbørsene i Norge, følger metodene i utøvelsen av sine oppgaver. Overvåkingen blir koordinert med andre reguleringsmyndigheter.

RME fattet vedtak om 11 metoder i 2023.

Kildeliste

- [1] Energidepartementet, «Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2024- Reguleringsmyndigheten for energi,» Energidepartementet, 2024.
- [2] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig til RME om drift av kraftsystemet i Norge 2023,» Statnett SF, 2024.
- [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, «Sekundærreserver - aFRR,» 24 03 2023. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>. [Funnet 13 04 2023].
- [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 2023,» [Internett]. Available: https://www.nve.no/media/16838/kraftsituasjonen_q4-og-aaret-2023.pdf. [Funnet 30 04 2024].
- [10] S. SF, «Retningslinjer for fos § 17,» [Internett].
- [11] NVE, «Forventningar og informasjon til KBO-einingar i 2024,» 2024. [Internett]. Available: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/37c7f010-ec12-443f-b568-31810416dba3/202401884/3436971>. [Funnet 09 05 2024].
- [12] Statnett SF, «Veileder; Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet,» Statnett SF, 2021.
- [13] NordPool, «Maximum NTC,» [Internett]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>. [Funnet 27 03 2023].
- [14] 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].
- [15] SKM Market Predictor, «Syspower,» [Internett].
- [16] Svenska Kraftnät, Statnett, Fingrid, Energinet, «Principles for determining the transfer capacities in the Nordig power market,» 2024.
- [17] NVE, «Magasinstatistikk,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>. [Funnet 29 04 2024].
- [18] NordPool, «NordPool Markedsdata,» [Internett]. Available: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices>.

- [19] Nordpool, «N2EX Day-ahead Prices,» 26 03 2024. [Internett]. Available: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/n2ex/prices>. [Funnet 10 05 2024].
- [20] Statnett SF, Svenska Kraftnett, Fingridv Energinet, «Nordic Grid Development Perspective 2023,» 2023.
- [21] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Årsrapport for NVE 2023,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2024.
- [22] NVE, «Forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen».



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