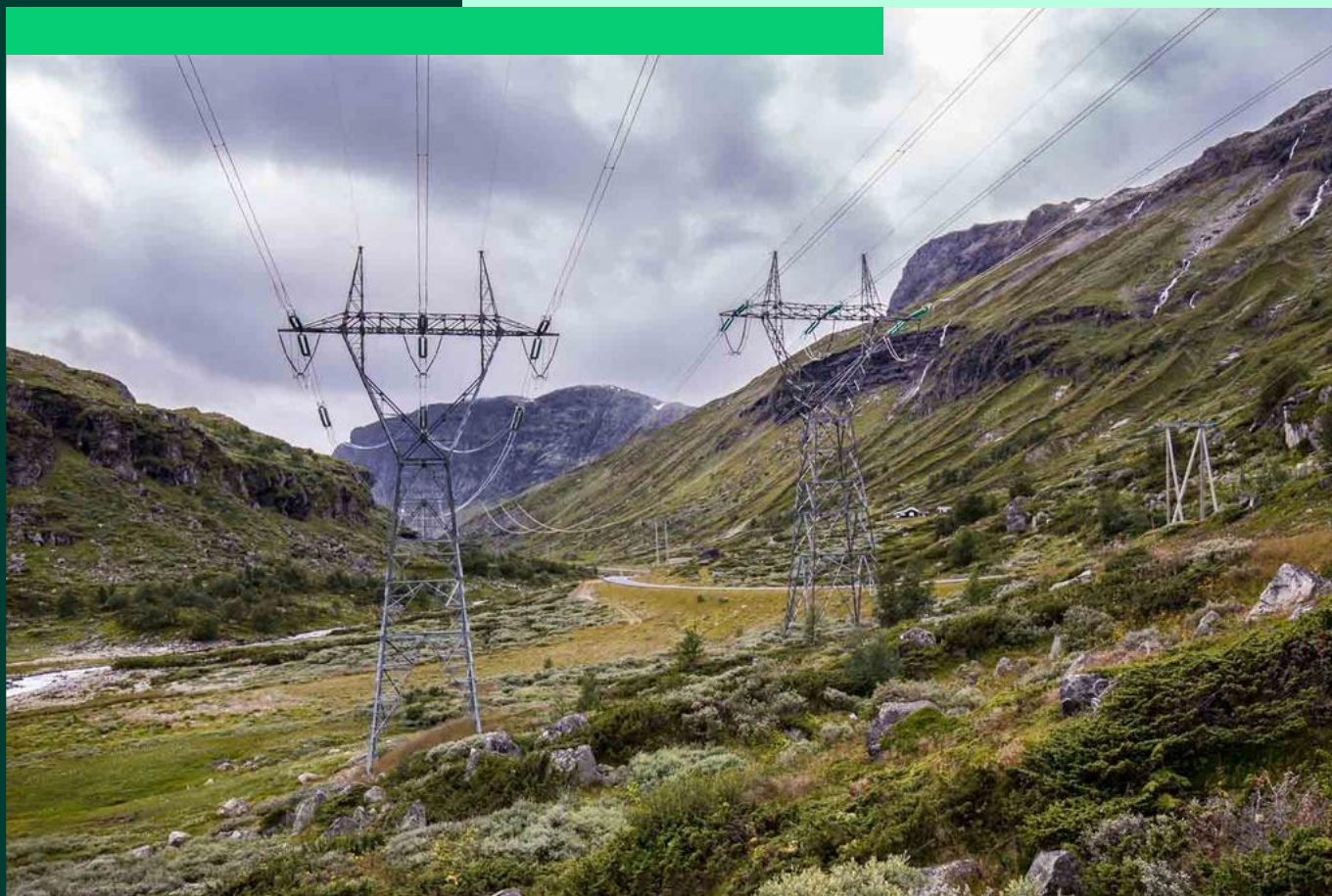


Statnett

Dokument ID: 2024/2930

Årsrapport fra systemansvarlig 2024

Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge



Innhold

1

Driftssikkerhet og Driftsforstyrrelser

6

1.1

Større nasjonale driftsforstyrrelser

6

1.2

Driftssikkerhetsindikatorer i henhold til SO GL artikkel 15.3, 15.4 og 15.5

6

1.3

Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene

6

1.4

Antall avbrudd i transmisjonsnettet

7

1.5

Antall utfall av dimensjonerende hendelse

8

1.6

Feilanalyser og statistikk rapportert for 2024

8

1.7

Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

10

1.8

Antall minutter i systemtilstandene klassifisert iht. SOGL art. 18, utenom normaltilstand

11

1.9

Oversikt over koblingsbilder som bryter med Statnetts driftskriterier

11

1.10

Gjennomførte tiltak og utbygging i 2024 som har forbedret driftssikkerheten

11

1.11

Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarsforskriften

12

1.12

Statistikk over driftsstanser

12

1.12.1

Fordeling av driftsstanser over året

13

1.12.2

Varighet av driftsstanser

13

1.12.3

Driftsstanser per kundekategori

14

1.12.4

Årsaker til driftsstanser

14

1.12.5

Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

15

1.12.6

Omprioriterte driftsstanser

15

1.12.7

Avslag på rapporterte driftsstanser

16

1.13

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

17

1.14

Tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet

17

1.15

Minste tilgjengelig effekt

18

1.16

Tiltak for å redusere konsekvens av timer med høy knapphet på effekt- og reguleringsressurser

18

2

Frekvens og spenningskvalitet

19

2.1

Data for frekvenskvalitet i 2024

19

2.2

Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

20

2.3

Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

22

2.4	Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse i kraftsystemet.....	23
2.5	Varighetskurve som viser utviklingen for roterende masse de siste fem årene.....	24
2.6	Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet	25
2.7	Beskrivelse av eventuelle tiltak for å håndtere utvikling med lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet	25
2.8	Hendelser der det er utløst Fast Frequency Reserves (FFR)	26
2.9	Oversikt over hendelser hvor dimensjonerende feil er redusert som en konsekvens av lav roterende masse.....	26
2.10	Avvik fra nominell spenning.....	26
2.10.1	Høye spenninger 2024.....	26
2.10.2	Årsak og hendelser.....	26
2.10.3	Lave spenninger 2024	28
2.10.4	Årsak og hendelser.....	28
2.11	Områder med spenningsutfordringer	29
2.12	Utvikling av driftsspenningen over år.....	29
3	Systemtjenester og effektreserver.....	31
3.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver.....	31
3.1.1	Raske frekvensreserver (FFR)	31
3.1.2	Primærreserver (FCR)	31
3.1.3	Sekundærreserver (aFRR)	34
3.1.4	Tertiærreserver (RK og RKOM)	35
3.1.5	Produksjonsflytting	38
3.1.6	Produksjonsglatting.....	38
3.1.7	Reaktiv effekt	39
3.1.8	Spesialregulering	39
3.1.9	Systemvern.....	39
3.1.10	Netto kjøp av balanse- og effektkraft	40
3.1.11	Omberamming av planlagte driftsstanser	40
3.2	Reserver i Norge og Norden.....	40
3.3	Avvik mellom planer og faktisk drift	42
3.4	Dimensjoneringskrav for frekvensreservene	44
3.5	Dimensjonering av mFRR på timesbasis	44
3.6	Oversikt over timer der dimensjonerende hendelse har blitt redusert som følge av manglende reserver ⁴⁴	
3.7	Aktivert volum i regulerkraftmarkedet (RK) av totalt tilgjengelig volum	44
3.8	Kostnad ved å ikke aktivere reguleringsbud i prisrekkefølge	45
3.9	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse.....	47

3.10	Tiltak for å øke likviditeten i markedet	47
3.11	Status og tidsplan for overgang til markedsbasert anskaffelse av FCR og nye tekniske krav	50
3.12	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	50
3.12.1	Produksjonstilpasning.....	50
3.12.2	Tvangsmessig utkobling av forbruk	51
3.13	Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk	51
3.14	Tiltak som har begrenset fornybar kraftproduksjon	52
3.15	Balanse og effektkraft	53
3.16	Sammendrag av systemansvarskostnader	54
3.17	Utviklingen i kostnader over tid (2015-2024)	54
4	Handelsgrenser, budområder og flaskehalshåndtering.....	57
4.1	Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder	57
4.2	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	57
4.3	Redegjørelse for begrensninger i handelskapasitet fra øvrige TSO-er	57
4.4	Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge	58
4.5	Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen.....	59
4.6	Oversikt og redegjørelse for aktive normalbånd for handelskapasitet.....	59
4.7	Foreløpige erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning	60
4.8	Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester	61
4.8.1	Flaskehalsinntekter på alle forbindelser	61
4.8.2	Inntekter fra utveksling av systemtjenester	62
4.9	Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet	63
4.10	Forholdet mellom flaskehalsinntekter og tilhørende kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene	63
4.11	Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene.....	65
4.12	Utviklingen i markedskostnader ved flaskehalser mellom budområder	66
4.13	Oversikt over spesialreguleringer.....	67
4.14	De viktigste / største spesialreguleringene	69
4.15	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	71
4.16	Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett fram til 2025	71
5	Forholdet til forvaltningsloven og offentlighetsloven	72
5.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	72
5.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak.....	73
6	Videreutvikling av systemdriften	74
6.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2024	74

6.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	75
6.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	76
7	Internasjonal koordinering	77
7.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	77
7.1.1	ENTSO-E	77
7.1.2	Utvikling av europeisk regelverk	77
7.1.3	Regionalt driftssamarbeid.....	78
7.2	Status for nordiske investeringsplaner	79
7.2.1	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	79
7.2.2	Mellomlandsforbindelser ut av Norden.....	80
7.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC, og etableringen av den nordiske RCC-en 82	
7.3.1	Common Grid Model (CGM).....	82
7.3.2	Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)	83
7.3.3	Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)	83
7.3.4	Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)	83
7.3.5	Nordisk og europeisk overvåkning av effektbalanse (STA).....	83
7.3.6	Informasjonssikkerhet og datadeling på OPDE	83
7.4	Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model	84
7.5	Status for arbeidet med flytbasert markedskobling.....	84
8	Vedlegg.....	86
8.1	VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet	86
8.2	VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht. SOGL	87

1 Driftssikkerhet og Driftsforstyrrelser

Større Driftsforstyrrelser

1.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Ikke levert energi (ILE) forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet var det høyeste på 10 år med 4800 MWh, mens *antall* driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet (710) lå omtrent på gjennomsnittet for den samme 10-årsperioden.

Ekstremværet Ingunn i månedsskiftet januar/februar med etterfølgende uvær de neste dagene medførte mange driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet. Flere av disse medførte store avbruddskonsekvenser, spesielt i Midt-Norge. I perioden 1. til 4. februar førte feil i regional- og transmisjonsnettet til ILE på 3800 MWh, som tilsvarer 80 % av total ILE på disse nettnivåene i hele 2024. I tillegg oppstod det flere systemvernuttønsninger (belastningsfrakobling) disse dagene med ILE på til sammen 530 MWh.

For driftsforstyrrelser som har medført separatområder henvises til Kapittel 1.9 for nærmere beskrivelse.

1.2 Driftssikkerhetsindikatorer i henhold til SO GL artikkel 15.3, 15.4 og 15.5

Det har ikke vært hendelser i Norge i 2024 som av ENTSO-E kategoriseres som kategori 2 "Extensive incident" eller kategori 3 "Major incident", ref. Artikkel 15.5 ¹.

Driftssikkerhetsindikatorer for 2024 i henhold til SO GL¹ artikkel 15.3 og 15.4 er vist i vedlegg 2.

1.3 Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene

I løpet av året er det registrert 23 driftsforstyrrelser som har gitt utfall eller begrensninger for utenlandsforbindelsene. Ingen hendelser har vært av langvarig karakter med alvorlig havari. For detaljer henvises til vedlegg til rapporten.

NordLink:

Det er registrert ni driftsforstyrrelser på NordLink. De fleste feilene gir kun utfall av halve forbindelsen, slik at begrenset flyt kan opprettholdes. Første delen av forbindelsen består på norsk side av en 53 km lang likestrøms luftledning fra Ertsmyra til Vollesfjord. Utfall med opphav i feil på norsk side har vært knyttet til denne delen av forbindelsen. Problemet har blitt lokalisert til muggehuset i Vollesfjord, der fuktig sjøluft og saltbelegg har gitt flere overslag som har medført utfall. Hendelsene har ikke medført skader, kun behov for inspeksjon og rengjøring.

Lengste utetid var fire døgn, men mye av tiden var halv kapasitet tilgjengelig.

North Sea Link (NSL)

Det har kun vært to driftsforstyrrelser med utfall av NSL, i begge tilfeller knyttet til feil i kontrollanlegget og tilhørende sensorer. Den ene hendelsen var kortvarig, mens ved den andre ble

¹ Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SO GL)

forbindelsen liggende med halv kapasitet i seks og et halvt døgn på grunn av samtidig feil på britisk side og reparasjon av kjente latente feil.

NorNed

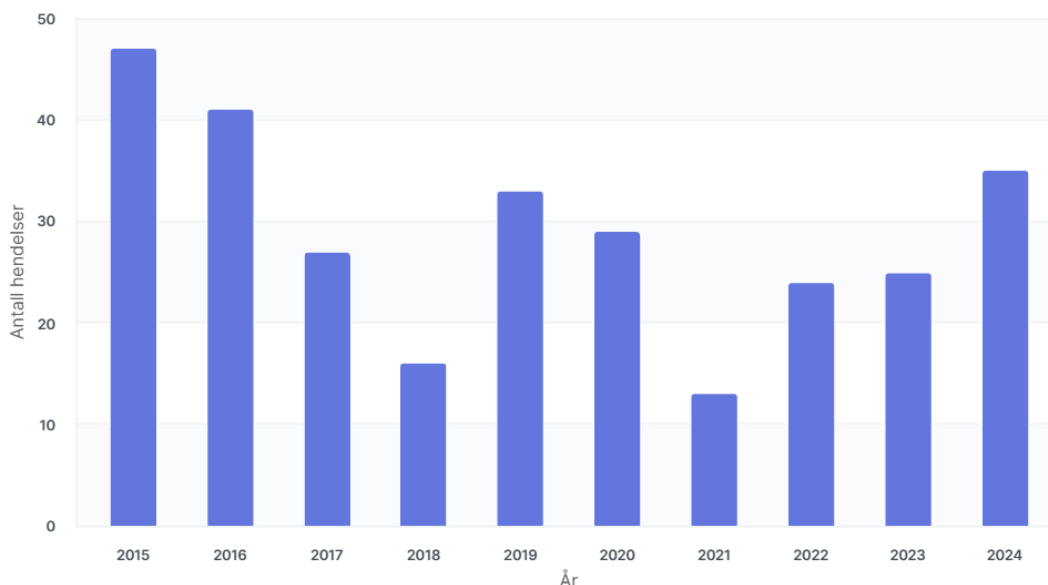
Det har ikke vært feil på norsk side som har gitt avbrudd på NorNed. På Nederlandsk side har det vært to driftsforstyrrelser, der den ene medførte utetid på ca. tre døgn. NorNed driftes med redusert spenning på grunn av svekkelser i en kableksjon på Nederlands side. Dette gjør at kapasitet er 10% lavere enn normal.

Skagerrak 1, 2, 3 og 4

Ti driftsforstyrrelser er registrert for Skagerrak- forbindelsene. Mange av disse har ikke faktisk påvirkning på flyten, da det i perioder hvor ikke alle forbindelsene går på maks vil bli gjort en automatisk omlagring av flyten til ledig kapasitet på andre poler. Flere av driftsforstyrrelsen har oppstått i forbindelse med arbeid. En medvirkende årsak til dette er at det er vanlig å gjøre noe arbeid med risiko for tripp selv om anlegget er i drift fordi det ofte ikke har konsekvenser når det er ledig kapasitet på naboforbindelsen som tar over. Ellers så merkes alderen på anlegget, flere feil er knyttet til lekkasjer og aldringsfenomener. Lengste utetid for en forbindelse av utkobling av SK3 for å reparere en lekkasje på en SF6-bryter.

1.4 Antall avbrudd i transmisjonsnettet

Det var i alt 40 hendelser i transmisjonsnettet i 2024 som medførte avbrudd for sluttbrukere, hvorav tre varslede avbrudd ifm. ombygging av kontrollanlegget i Halden stasjon og fire systemvernutløsninger. Til sammen ble 325 000 sluttbrukere strømløse som følge av disse hendelsene, svarende til avbrutt effekt på nesten 2000 MW.



Figur 1.1 - Antall hendelser i transmisjonsnettet som har medført avbrudd for sluttbrukere 2015-2024 (Systemvernutløsninger er ikke med i figuren)

1.5 Antall utfall av dimensjonerende hendelse

I det nordiske synkronnettet er dimensjonerende hendelse definert til å være utfall av 1400 MW produksjon. Typisk er det utfall av import på utenlandsforbindelsene til England og Storbritannia som vil være av den størrelsen i Norge. Det var ingen slike hendelser i 2024. Det var imidlertid ett utfall av NSL med 1400 MW eksport. Dette ga små problemer i Norge, frekvensen steg til 50,43 Hz, og vannkraften regulerte seg hurtig ned.

Det har ikke vært utfall av dimensjonerende hendelse i Sverige eller Danmark i 2024. Finland har hatt to utfall av Olkiluoto 3, men konsekvensene av utfallet ble begrenset til 1300MW som følge av systemvern. Dette er imidlertid dimensjonerende hendelse i Finland.

Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

1.6 Feilanalyser og statistikk rapportert for 2024

Systemansvarlig presenterer feilstatistikk via [PQ Portal](#) (Power Quality Portal), som er en del av Fosweb, men portalen er foreløpig kun tilgjengelig for konsesjonærer og andre personer med tilgangsavtale. På sikt er planen å legge ut en åpen versjon av PQ Portal på Statnetts websider.

I PQ Portal får man mulighet til å skreddersy statistikker basert på datagrunnlag fra 2009 fram til i dag. Datagrunnlaget oppdateres fortløpende etter hvert som konsesjonærene sender inn nye FASIT-rapporter.

Det ble totalt sendt inn 40393 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2024, fordelt på 22298 planlagte utkoblinger, 18065 driftsforstyrrelser, og 30 rapporter med hendelsestype systemvernutløsning som underlag for kompensasjon av korrekte systemvernutløsninger iht. fos § 21. I 2023 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 41771.

Det totale antallet FASIT-rapporter (40393) inkluderer rapporter fra berørt konsesjonær der en annen konsesjonær var ansvarlig for KILE. Tabell 1.1 viser antall hendelser, der det kun er tatt med rapporter fra de ansvarlige konsesjonærene, for å unngå dobbelttelling. Antall hendelser i 2024 var 40179, mot 41590 i 2023.

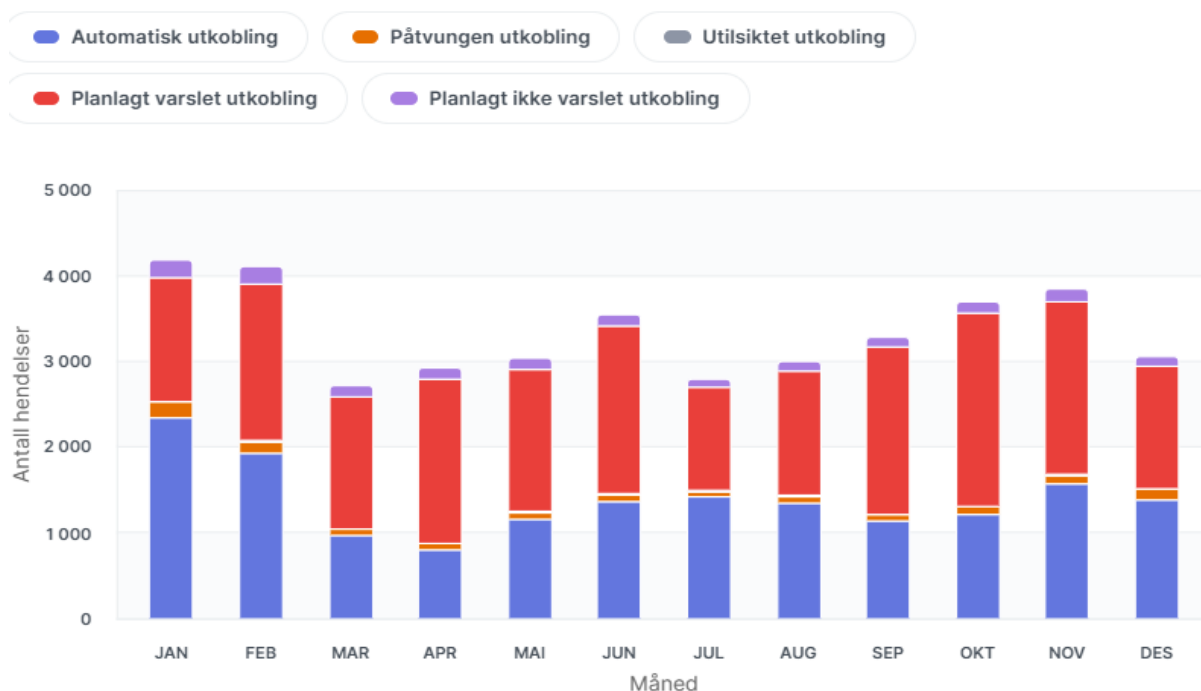
Tabell 1.1 - Antall hendelser i 2024 fordelt på type hendelse og systemspenning

Systemspenning	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV	SUM
Type hendelse					
Planlagt varslet utkobling	8 308	12 300	32	3	20 643
Planlagt ikke varslet utkobling	790	835	5	0	1 630
Automatisk utkobling*	6 492	9 457	441	194	16 584
Påtvungen utkobling*	542	607	32	14	1 195
Utilsiktet utkobling*	28	59	7	3	97
Korrekt systemvernutløsning	0	4	16	10	30
SUM 2024	16 160	23 262	533	224	40 179
Sum 2023	17 668	23 256	420	246	41 590

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

Som Tabell 1.1 viser var det en del færre hendelser i lavspenningsnettet enn i høyspenningsnettet. Dette skyldes nok en viss underrapportering, da det er forventet at antall hendelser i lavspenningsnettet er minst like høyt som i høyspenningsnettet.

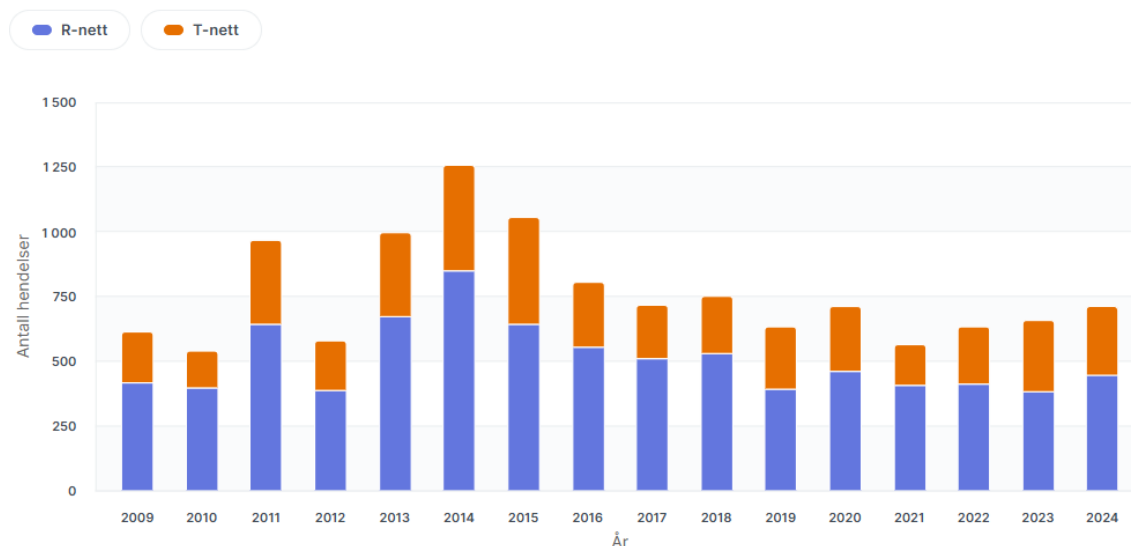
Ekstremværet Ingunn medførte veldig mange driftsforstyrrelser i slutten av januar og begynnelsen av februar, med et høyt antall avbrudd og tilhørende ikke levert energi som konsekvens. Fordelingen av hendelser over året er vist i Figur 1.2, som tydelig viser virkningen av Ingunn.



Figur 1.2 - Fordeling av hendelser pr. måned i 2024 (alle nettnivå)
(Systemvernuttønsninger er ikke med i figuren)

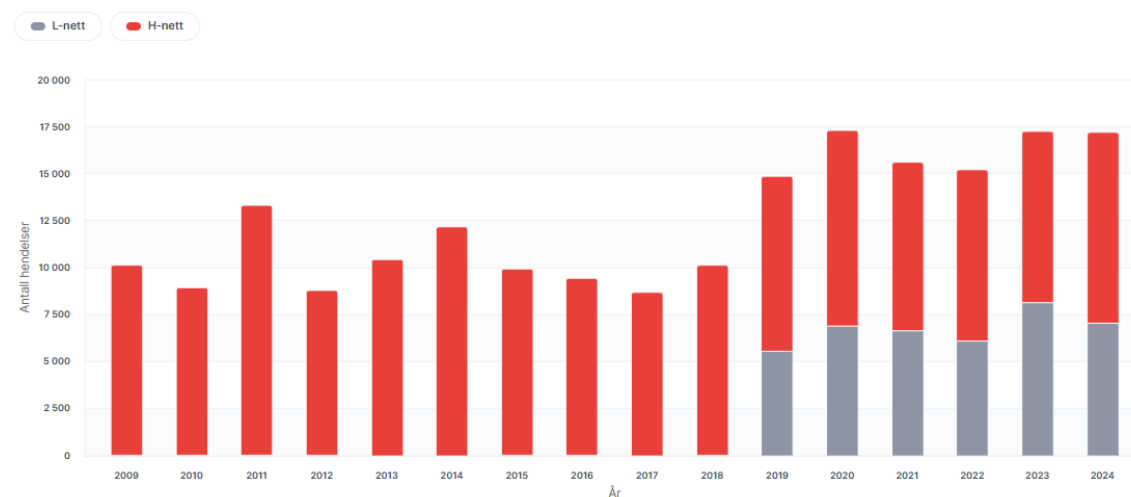
1.7 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

Trenden i antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet har vært relativt stabil de siste sju-åtte årene, og antall driftsforstyrrelser i 2024 lå omtrent på gjennomsnittet for de siste ti årene.



Figur 1.3 - Antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet i perioden 2009-2024

Hendelser i lavspennings distribusjonsnett var ikke obligatorisk å rapportere til systemansvarlig før i 2019, noe som framgår tydelig av Figur 1.4. For høyspennings distribusjonsnett har antall driftsforstyrrelser ligget relativt stabilt mellom 9000 og 10000 i året, men med topper i 2011 og 2014 som først og fremst skyldes ekstremvær.



Figur 1.4 - Antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet i perioden 2009-2024

1.8 Antall minutter i systemtilstandene klassifisert iht. SOGL art. 18, utenom normaltilstand

Systemtilstandene er klassifisert i "normal", "alert", "emergency" og "blackout-state" iht. SOGL. Tilstanden er definert av frekvenskvalitet, reservetilgjengelighet, tilgjengeligheten av IT-systemer og samfunns- og beredskapssituasjoner.

Driften var fortsatt basert på nordisk frekvens i 2024. Dette betyr at noen av parameterne i systemtilstandene representerer tilstanden i Norden og ikke bare norsk systemtilstand. Siden frekvensen er felles for hele Norden, defineres "alert state" som tid utenfor normalbånd (<49,5 Hz og >50,5Hz). I 2024 var det 2116 minutter for hele det Nordiske synkronområdet. 70% av tiden var det overfrekvens og 30% av tiden var det underfrekvens. Dette utgjør omtrent 0,4% av året. Statnett har hatt tilstrekkelig reserver tilgjengelig iht. nordisk systemdriftsavtale (SOA). Det forekom "alert state"-situasjoner på grunn av problemer med IT-systemer 962 minutter (0,1% av tiden) i 2024.

Det var ingen "emergency state"- eller "blackout state"-situasjoner i 2024.

Områder med redusert driftssikkerhet

1.9 Oversikt over koblingsbilder som bryter med Statnetts driftskriterier

Koblingsbilder som er i henhold til Statnetts driftskriterier, er som følgende:

- Ved intaktnett kan det benyttes driftskoblinger og systemvern som ved enkeltutfall gir bortfall av maksimalt 500 MW forbruk i inntil 30 minutter.
- Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk i inntil 2 timer. Dersom berørt forbruk er mindre enn 200 MW og ikke omfatter særlig sårbar industri, aksepteres bortfall i inntil 4 timer.
- Forbruk med særskilte tilknytningsvilkår inngår ikke i volumene ovenfor.

Kravene kan fravikes etter vedtak av konsernsjef eller den hun gir fullmakt til. I 2024 var det 30 koblingsbilder som brøt med Statnetts driftskriterier. Disse ble i forkant godkjent av konsernsjef eller den hun ga fullmakt til.

1.10 Gjennomførte tiltak og utbygging i 2024 som har forbedret driftssikkerheten

Nord- og Midt-Norge

Riving og nybygging av 132 kV forbindelsen Kvandal-Boltås-Kanstadbotn har gitt mye bedre driftssikkerhet for Vesterålen og Lofoten. På vinterstid kan området driftes med N-1 driftssikkerhet, altså uten behov for å dele nettet opp i radialer.

Ørskog transformatorstasjon: Ny transformator 420/132 kV satt i drift høst/vinter 2024.

Østlandet

Hamang transformatorstasjon: De siste årene har ny Hamang transformatorstasjon blitt bygget like ved gammel stasjon. Den nye stasjonen ble satt i drift våren 2024, med nytt 300 (420) kV GIS koblingsanlegg, samt to nye transformatorer 300 (420) / 132 kV. Elvia har bygget nytt 132 kV og 47 kV koblingsanlegg, og installert 2 nye transformatorer 132/47 kV.

Vardal transformatorstasjon: Transformator har blitt skiftet ut med ny transformator høsten 2024. Gammel transformator var periodevis flaskehals, samt at tilstanden var svekket.

Smestad transformatorstasjon: Ny transformator T6 300 (420)/132 satt i drift høsten 2024. Nytt kondensatorbatteri satt i drift høsten 2024. KB styrker systemspenningen i og rundt Smestad.

Tveiten transformatorstasjon: Ny transformator T6 300/132 kV satt i drift sommeren 2024, for å legge til rette for økt forbruk i Vestfoldområdet.

Sør- og Vestlandet

Det har blitt utført temperaturoppgradering av 300 kV-ledningene Samnanger-Mauranger, Blåfalli-Saurdal og Husnes-Børtveit. I tillegg ble det lagt til rette for temperaturoppgradering av 300 kV Flesaker-Hoff-Tveiten i forkant av den planlagte spenningsoppgraderingen av denne ledningen.

Fana transformatorstasjon: Transformator T1 er skiftet ut med ny transformator 300 (420)/132 kV.

Koblingsbilder

1.11 Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarsforskriften

Nord- og Midt-Norge

Grunnet langvarig feil på 132 kV Aura-Ranes må 300/132 kV transformatorene i Orkdal driftes mot hvert sitt 132 kV nett, Orkdal T3 mot Fræna-nettet og Orkdal T4 mot KVO-nettet.

Østlandet

Ingen endring i koblingsbilde i transmisjons- eller i regionalnettet på Østlandet, bortsett fra for Fornebu transformatorstasjon. Fornebu har tidligere blitt forsynt fra Hamang transformatorstasjon, men forsynes nå fra Smestad transformatorstasjon, i tråd med nettutviklingsplanene til Elvia og Statnett.

Sør- og Vestlandet

Lysebotn 2 ble oppgradert til 420 kV nettilknytning i slutten av 2024. Som følge av denne oppgraderingen driftes Lyse 132 kV samlet. Nettet var tidligere delt mellom Stokkeland og Lyse.

Planlagte driftsstanser

1.12 Statistikk over driftsstanser

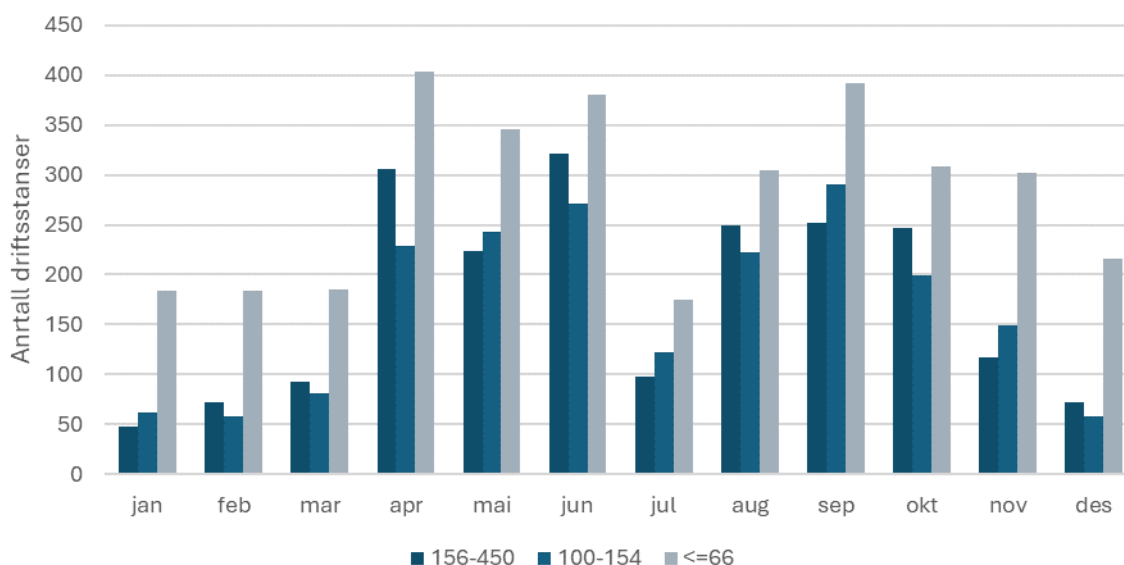
For 2024 ble det rapportert 8590 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist, avlyst eller trukket tilbake (250). Dette er over 800 flere enn i 2023. 87 % av disse ble gjennomført i løpet av året, med eller uten endringer.

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2024. Om ikke annet er nevnt, omfatter tall og figurer gjennomførte driftsstanser med utkobling. Avviste, avlyste og tilbaketrukkede driftsstanser, samt driftsstanser registrert som utfall er holdt utenfor. Statistikken omfatter både planlagte og ikke planlagte driftsstanser etter fos §17 annet og tredje ledd. For figurer med månedsopløsning, er måned referert tidspunkt for planlagt oppstart av driftsstansene. Antall er referert antall anleggsdeler, dvs. noe flere enn antall planer for driftsstans, da hver plan for driftsstans kan omfatte flere anleggsdeler. Hver utkobling kan igjen være representert med flere driftsstanser.

Antall driftsstanser gir ikke nødvendigvis et dekkende bilde av omfang og konsekvenser av driftsstanser. En driftsstans av for eksempel én times varighet får samme "verdi" som driftsstanser med flere måneders varighet. Antall driftsstanser gir likevel en indikasjon på omfang – og vil også kunne si noe om utviklingen over tid.

1.12.1 Fordeling av driftsstanser over året

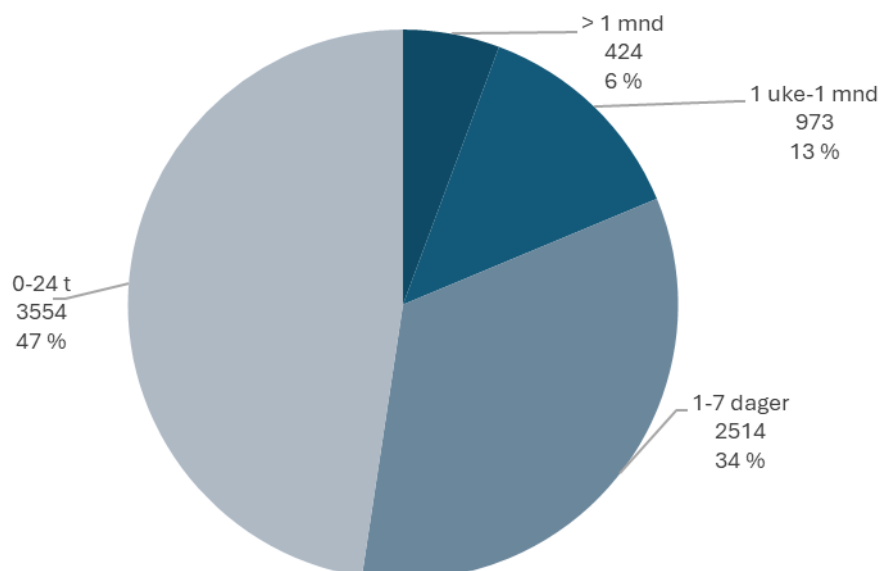
Aktiviteten er høyest vår, sommer og høst, med unntak av juli måned. Driftsstanser på 66 kV og lavere har en jevnere fordeling over året, i hovedsak på grunn av generatorer.



Figur 1.5 - Antall gjennomførte driftsstanser gjennom året fordelt på spenningsnivå.

1.12.2 Varighet av driftsstanser

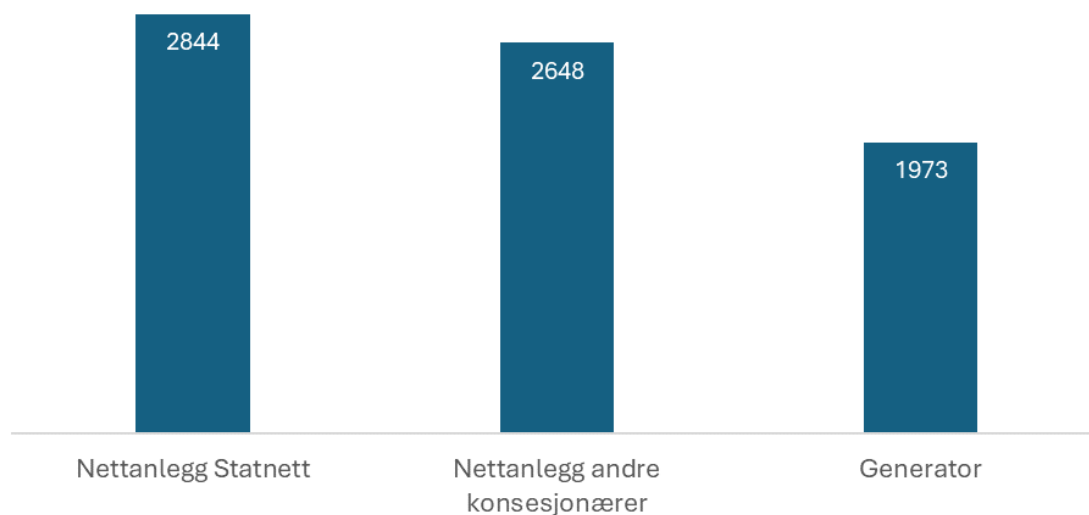
47 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2024 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme anleggsdel. 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



Figur 1.6 - Varighet av gjennomførte driftsstanser

1.12.3 Driftsstanser per kundekategori

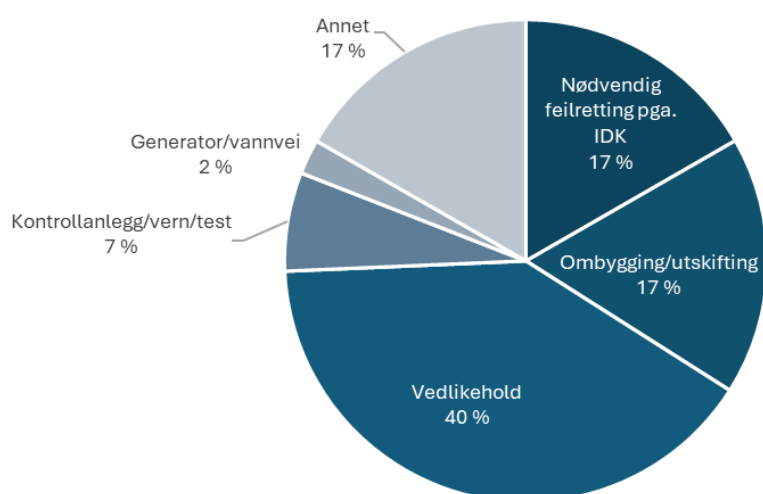
38 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2024 var i Statnetts nettanlegg. Øvrige konsesjonærers nettanlegg sto for 35 %, og produksjonsanlegg 26 % av alle gjennomførte driftsstanser. Økningen i antall driftsstanser fra året før gjelder i hovedsak nettanlegg (både Statnett og øvrige konsesjonærer), mens driftsstanser for generatorer kun har økt marginalt.



Figur 1.7 - Gjennomførte driftsstanser fordelt på Statnett, nettselskap eller produsent

1.12.4 Årsaker til driftsstanser

Det er mange ulike årsaker bak et behov for driftsstans. Mye faller likevel inn under hovedkategoriene vedlikehold, nødvendig feilretting og ombygging/utskifting. Figur 1.8 viser aggregerte årsakskategorier for gjennomførte driftsstanser i 2024. Merk at de fleste av driftsstansene for produksjon føres under andre kategorier enn generator/vannvei.

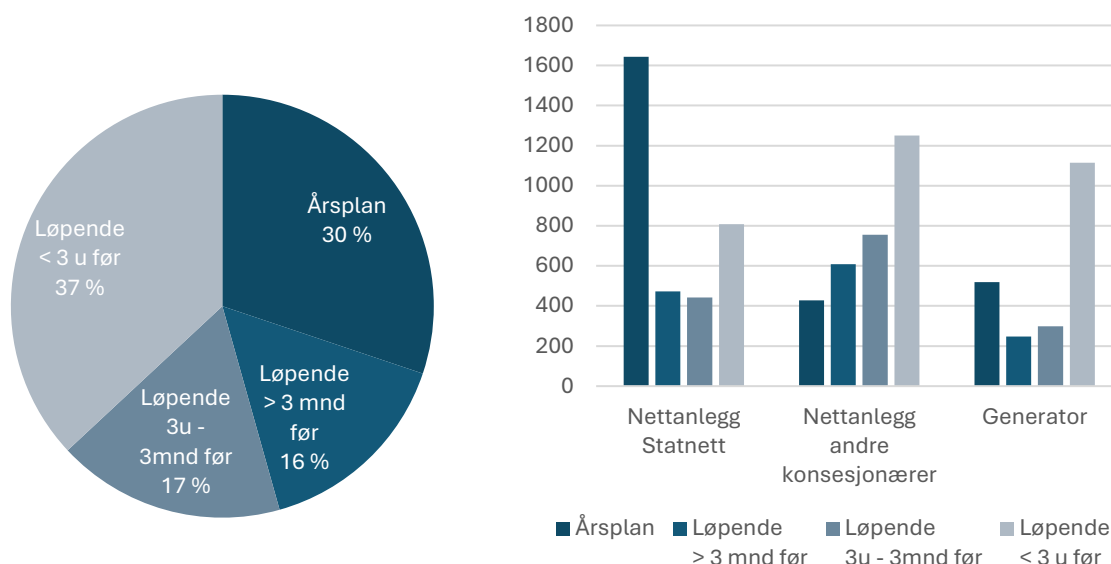


Figur 1.8 - Årsaker til driftsstanser

1.12.5 Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

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

Figur 1.9 viser at 30 % av alle driftsstanser for 2024 ble rapportert til årsplan, mot 28 % året før. For Statnetts nettanlegg ble 49 % rapportert til årsplan, mot 43 % året før. For øvrige konsesjonærers nettanlegg har andelen rapportert til årsplan økt fra 10 til 14 %. For generatorer er tallene tilnærmet uforandret. Over halvparten (54 %) av alle driftsstanser ble rapportert mindre enn tre måneder før (mot 56 % året før), og over en tredel (37 %) ble rapportert mindre enn tre uker før utkobling (samme som året før). Mange av disse er ikke unntatt kravet om rapportering til årsplan/tre måneder før, jf. beskrivelsen ovenfor. Se også kapittel 1.13.



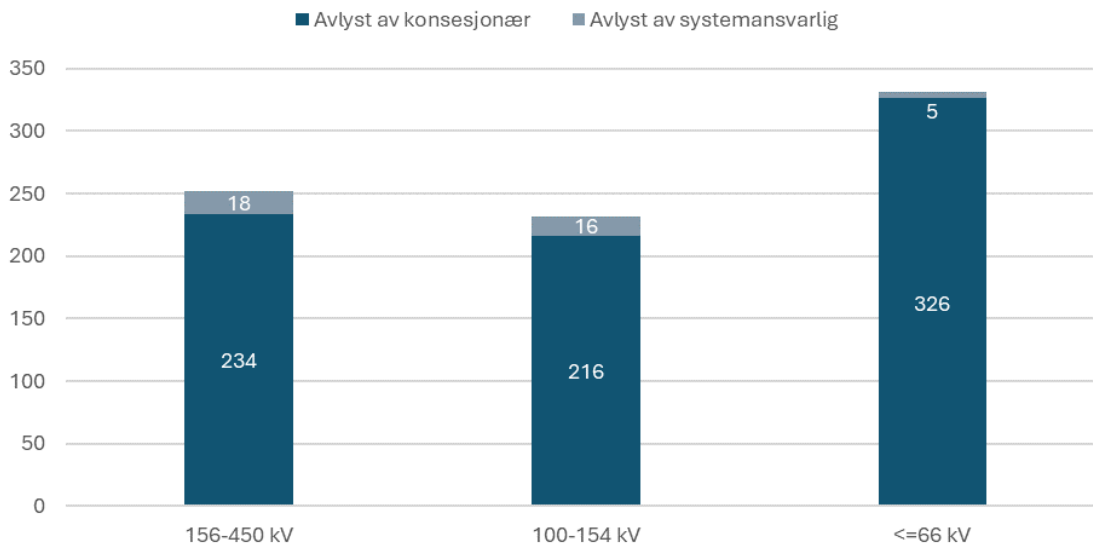
Figur 1.9 - Driftsstanser og rapporteringsfrister

1.12.6 Omprioriterte driftsstanser

815 vedtatte driftsstanser for 2024 ble avlyst. Dette utgjør i underkant av 10 % av alle rapporterte driftsstanser med utkobling, som er på nivå med året før. 95 % av alle avlyste driftsstanser ble avlyst av konsesjonær og de øvrige av systemansvarlig (men det kan forekomme enkelte feilføringer, dvs. at konsesjonær har avlyst på vegne av systemansvarlig eller motsatt).

Konsesjonærene har ulike begrunnelser for avlysning av vedtatte driftsstanser. Ofte skyldes avlysninger værforhold. Flere vedtatte driftsstanser avlyses også som følge av manglende materiell eller manglende personell. Systemansvarlig vil kunne avlyse vedtatte driftsstanser dersom forutsetning for gjennomføring

ikke er oppfylt. Overføringsbehovet på gjennomføringstidspunktet kan for eksempel være høyere enn forutsatt. Feil og andre uforutsette hendelser kan også være årsak til avlysning.

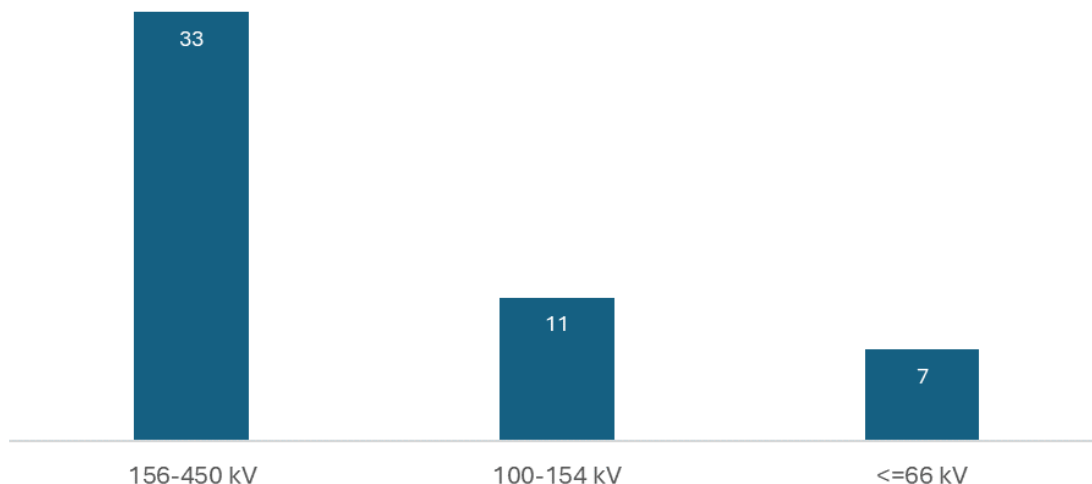


Figur 1.10 - Antall avlyste driftsstanser, fordelt på spenningsnivå

Driftsstanser vil også kunne bli flyttet i forhold til opprinnelig vedtatt utkoblingstidspunkt. Dette regnes også som en omprioritering i henhold til forskrift om systemansvaret. Systemansvarlig har ikke utarbeidet detaljerte oversikter over driftsstanser som flyttes, men 28 % av alle driftsstanser ble endret med nytt vedtak en eller flere ganger (mot 30 % året før)

1.12.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvisning kan være sen rapportering, formalfeil og konflikt med andre driftsstanser. For 2024 ble 51 driftsstanser avvist av systemansvarlig, som er 25 færre enn året før. Samtidig ble det trukket 250 søknader før vedtak, som er 21 flere enn året før.



Figur 1.11 - Antall driftsstanser der det er gitt et avslag, fordelt på spenningsnivå

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

Som nevnt i kapittel 1.12.5, var det i 2024 flere driftsstanser som ble rapportert til årsplan enn tidligere, dvs. 30 % mot 26 % året før. 49 % av Statnetts driftsstanser ble meldt til årsplan, mot 43 % året før. Da det i første rekke er driftsstanser i transmisjonsnettet som har krav om rapportering til årsplan er dette en positiv utvikling, og det er grunn til å tro at ulike tiltak har hatt effekt.

Det er likevel fortsatt mange driftsstanser som rapporteres sent, og som ikke er unntatt de generelle kravene om rapportering til årsplan eller minst tre måneder før planlagt utkobling. Dette påvirker muligheten for effektiv samordning av utkoblingsbehov, som igjen kan ha konsekvenser for både driftssikkerhet og kapasiteter i markedet, med tilhørende samfunnsøkonomiske konsekvenser. Uten mulighet for effektiv samordning, reduseres også tilgjengelige utkoblingsperioder for andre driftsstanser og påvirker gjennomføringsevnen til både Statnetts og andre konsesjonærers prosjektporteføljer.

Systemansvarlig vurderer løpende tiltak for å redusere antall sent rapporterte driftsstanser:

- Systemansvarlig har over tid jobbet med praktisering av retningslinjene med tanke på rapporteringsfrister for driftsstans. Dette gjelder spesielt driftsstanser med konsekvenser for driftssikkerhet og marked, inklusive driftsstanser som medfører produksjonstilpasning. I tillegg til formelle avslag på rapporterte driftsstanser, avvises i praksis en del driftsstansbehov i forkant av innmelding, samt at konsesjonærer i samråd med systemansvarlig trekker sine søknader før vedtak. Systemansvarlig vil ha fortsatt fokus på dette.
- I tidligere oppdateringer av retningslinjene til fos §17 har det blitt tydeliggjort hvilke driftsstanser som er unntatt hovedregelen om rapportering til årsplan eller tre måneder før planlagt start. Systemansvarlig ønsker å vurdere mulighetene for ytterligere presisering- og eventuell differensiering i forhold til dagens regelverk.
- Samordning og koordinering av planer hos konsesjonær og mellom konsesjonærer vil ofte ha best effekt dersom dette gjøres i tidlig fase av prosjekter. Systemansvarlig ønsker derfor å påvirke-, og legge til rette for forbedret langsiktig planlegging av driftsstanser.

Effektbalanse

1.14 Tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle nordiske TSO-er skal sikre mFRR (tertiærreserve) for å dekke sin dimensjonerende feil. I tillegg til dette kravet har Statnett et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere ubalanser og flaskehalser. For å rapportere timer med knapphet på reguleringsressurser er det tatt en gjennomgang av alle timene i 2024, og sett på hvilke timer som har mindre enn 1400 MW med oppreguleringsressurser tilgjengelig før driftstimen. Dette er maksimal dimensjonerende feil for Norge. I løpet av 2024 var det 4 timer det var mindre enn 1400 MW med oppreguleringsbud i regulerkraftmarkedet.

8. februar, time 1 (1274 MW)

12. mars, time 1 (1285 MW)

25. mars, time 5 (1147 MW)

26. mars, time 1 (1226 MW)

I alle disse timene er det eksport ut av Norge på samtlige forbindelser. Dette innebærer at dimensjonerende feil ikke er 1400 MW ettersom et hvert utfall av kabler eller mellomriksforbindelser kun fører til økt tilgjengelighet av produksjon i Norge. Dimensjonerende feil reduseres derfor til rundt 800 MW og er da representert ved største mulige bortfall av produksjon internt i Norge. Ut ifra dette fattes det i hvert enkelte tilfelle en beslutning om at det er nok oppreguleringsreserver og at ytterligere tiltak ikke er nødvendig.

1.15 Minste tilgjengelig effekt

I løpet av 2024 har det i to tilfeller vært mindre enn 500 MW med oppreguleringsbud i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5). Grunnen til at det er valgt å se på Sør-Norge isolert sett er at utvekslingsmulighetene mellom NO3 og Sør-Norge er svært lav. Regulerkraftressursene i NO3 og NO4 er av denne grunn ofte ikke tilgjengelige for å dekke behovet for oppregulering i Sør.

Problemer med for høy Nord-Sør flyt i Sverige mellom SE2 og SE3 (snitt 2). Dette er "hovedveien" i det nordiske nettet, med åtte 400 kV linjer i parallell som går gjennom Sverige. Når dette snittet går fullt kreves det ofte regulering for at snittet skal kunne overholdes. Der det må reguleres ned i Nord-Norge og Nord-Sverige, og opp i Sør-Norge, Danmark og Sør-Sverige for å ikke overlaste snittet. I mange tilfeller er de norske budene er billigst i Norden og aktiveres derfor både ved flaskehals og ved store ubalanser i Norden. 7. januar time 19 er et godt eksempel på dette. Sør-Norge ligger oppregulert med 1435 MW av totalt 1790 MW syd for snitt 2. Det andre tilfelle finner sted 19. november i time 16 og 17. Norden ligger oppregulert med rundt 2500 MW før utfall av produksjon i Sør-Norge fører til ytterligere ubalanser på 600 MW. Forbruksbud blir aktivert for å holde frekvensen.

1.16 Tiltak for å redusere konsekvens av timer med høy knapphet på effekt- og reguleringsressurser

I dag kan det ikke forventes at det er tilgjengelige reserver til regulerkraftmarkedet (RK – markedet) etter spot klareringen. Derfor må systemansvarlig i perioder med høyt forbruk sikre alle reserver som skal være tilgjengelige i driftstimen gjennom reservemarkedene.

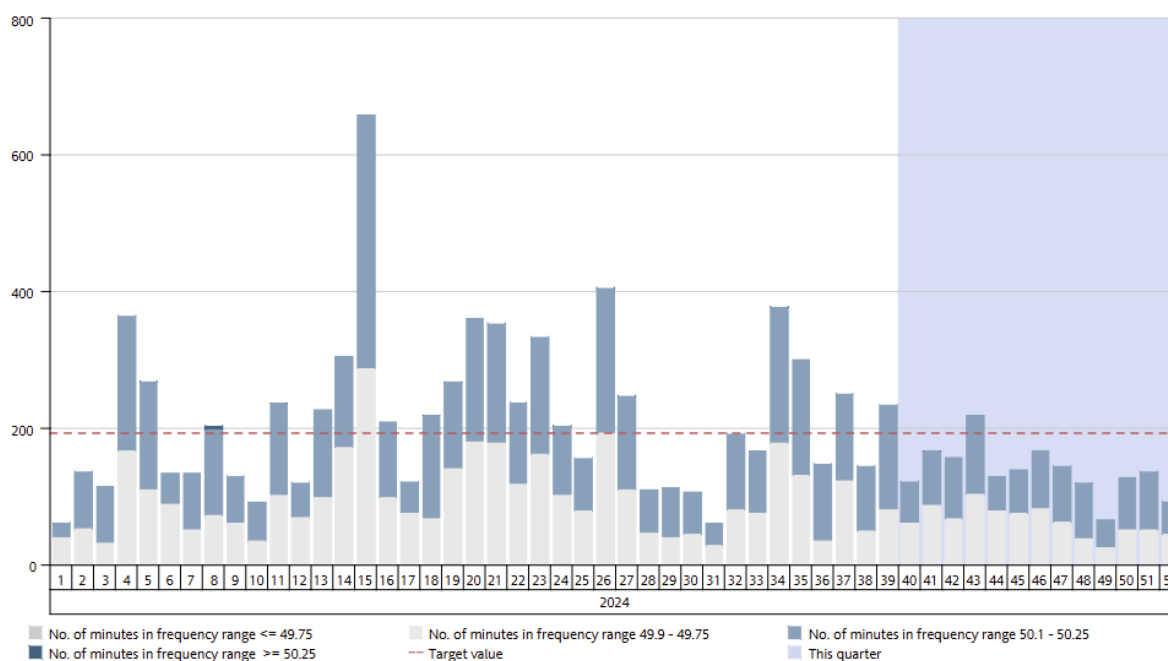
Overgangen til flytbasert markedskobling i 2024 og innføringen av automatisk balansering i Norden i 2025 vil gi økt behov for reserver i de norske områdene. Den nye måten å balansere på medfører at hvert enkelt budområde i Norden skal ha reserver til å dekke ubalanser samt dimensjonerende hendelse. Siden flytbasert markedskobling utnytter nettet bedre i day ahead vil mulighetene for utveksling av reserver mellom områder blir lavere. Statnett har definert et risikonivå hvor det skal være reserver til å dekke en prosentvis andel av ubalansene. Hovedtiltaket for å øke sikkerheten i balanseringsprosessen er å øke likviditeten i reservemarkedene. Hvis det ikke er tilstrekkelig med reguleringsressurser i ett eller flere budområder må handelskapasitet for utveksling av reserver reserveres for å redusere sannsynligheten for å måtte koble ut forbruk.

2 Frekvens og spenningskvalitet

Frekvenskvalitet

2.1 Data for frekvenskvalitet i 2024

Frekvensen var utenfor frekvensbåndet i 10 330 minutter i 2024. Dette er 330 minutter over det felles nordiske målet på maksimum 10 000 minutter. Sammenlignet med 9714 minutter i 2023. I 2024 var det flere minutter med overfrekvens enn underfrekvens, 5617 minutter over 50,1 Hz og 4713 minutter under 49,9 Hz. April var måneden med flest minutter utenfor normalt frekvensbånd med 1380 minutter. Det lengste frekvensavviket i 2024 fant sted den 13.04.24 i time 8. Frekvensen lå da utenfor frekvensbåndet i 43 minutter. Størsteparten av tiden utenfor det normale frekvensbåndet skyldes store og raske endringer i den nordiske balansen. Ofte fører disse ubalansene, i kombinasjon med flaskehalser på viktige snitt, til at frekvensen befinner seg utenfor normalbåndet i lengre perioder, uten at det er noen større feil i nordiske nettet. Et eksempel på dette er nedreguleringer i Nord-Norge og Nord-Sverige og oppreguleringer i sør. Denne formen for reguleringer fører ofte til for høy frekvens ettersom snittproblematikken blir prioritert høyere enn frekvensen. Utfall av forbindelser og større kraftverk påvirker frekvens, men som oftest bare over en kortere periode.

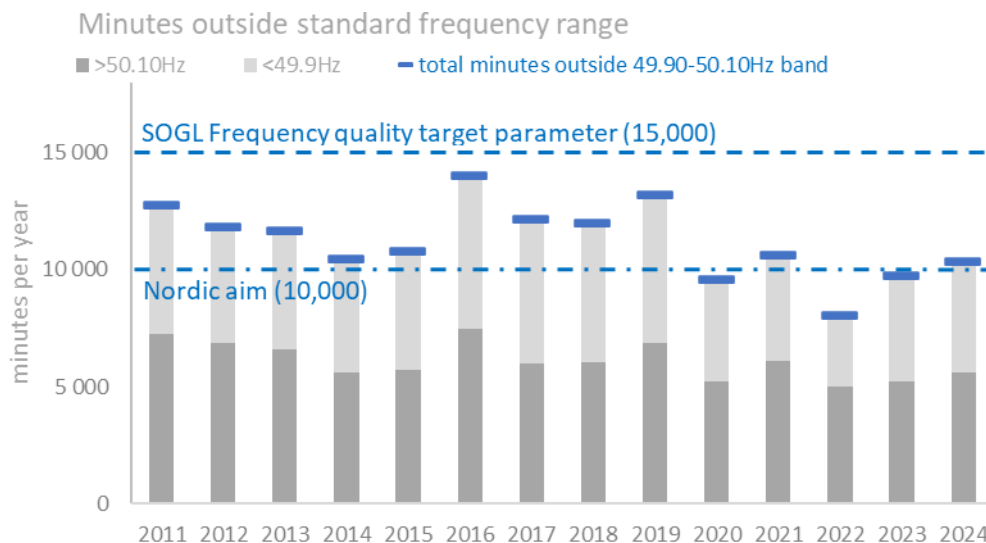


Figur 2.1 - Minutter per uke utenfor normalt frekvensbånd

I Figur 2.1 er de grå søylene antall minutter under 49,9 Hz og de blå søylene er antall minutter over 50,1 Hz. Den røde strippete linjen er en målverdi som viser gjennomsnittlig 192 minutter som tilsvarer 10 000 minutter i ett år. Ytterligere detaljert frekvenskvalitet for hele året 2024 blir også rapportert i Større driftsforstyrrelser i VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet. Rapportering per måned må behandles i RGN før det blir publisert på ENTSO-e iht. SOGL § 16.

2.2 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Etter flere år med negativ utvikling, har det blitt registrert en utflating av frekvensavviket de siste årene. Det antas at dette har sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, gir effekt. Det må imidlertid påpekes at det er stor variasjon i verdiene fra år til år.



Figur 2.2 - Antall minutter per år utenfor normalt frekvensbånd

I tråd med stabiliseringen av utvikling av frekvenskvaliteten, har anskaffelsen av aFRR (automatic frequency restoration reserve) ikke endret seg vesentlig i den senere tid. TSO-ene jobber også i parallell med andre virkemidler for å støtte opp under bruk av aFRR for å opprettholde dagens frekvenskvalitet.

De nordiske TSO-ene planlegger å gå over til å balansere kraftsystemet etter en såkalt modernisert ACE basert balansering, første kvartal 2025. Dette gjøres for å kunne håndtere 15 minutters oppløsning i kraftmarkedene, endringer i produksjonsmiksen i Norden, økt nettkapasitet mot andre synkronsystem, økt integrering av det europeiske balansemarkedet og balansering nærmere realtid.

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

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

Økt referansehendelse er dimensjonerende for driftsforstyrrelsesreservene

Design av frekvensstyrte reserver har to styrende mål for frekvenskvalitet – stabil frekvens i normal drift og akseptable frekvensavvik ved momentane ubalanser. Idriftsettelsen av NordLink i 2020 medførte at det nordiske kraftsystemet fikk en økt dimensjonerende hendelse for effektoverskudd. Utfall av NordLink i full

eksport gir momentant 1450 MW kraftoverskudd i Norden. For effektunderskudd er utfall av Oskarshamn 3 referansehendelsen, også 1450 MW.

Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet

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

Økte ubalanser i driftstimen

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

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

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

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

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

2.3 Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

Frekvenskvaliteten hadde generelt en negativ utvikling gjennom flere år, blant annet som følge av mer uregulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet. TSO-ene i Norden har satt i gang flere tiltak for å stabilisere denne utviklingen noe som nå ser ut til å ha lyktes.

Endringer i rammebetingelser, sammen med ønske om å legge til rette for en økt integrering av balansetjenestene i Europa, har medført at de nordiske TSO-ene er i ferd med å gjøre endringer i selve konseptet for balanseringen i årene som kommer. Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og flyt i nettet. TSO-ene vil derfor endre balanseringen til såkalt modernisert ACE basert balansering (mACE).

Frekvensen er en indikator på robustheten til kraftsystemet, og den bør være omkring 50,0 Hz for å oppnå en sikker og stabil drift. Endring i frekvensen indikerer en ubalanse i systemet og økt sårbarhet for hendelser. Ettersom det nordiske synkronområdet har felles frekvens, må løsninger for å forbedre frekvenskvaliteten utvikles i fellesskap. Det er viktig å skille mellom stasjonær og transient frekvenskvalitet. Figur 2.2. i forrige kapittel er en indikator for om det har vært tilstrekkelig med mFRR, aFRR og FCR-N (frekvensstyrt normaldriftsreserve) i kraftsystemet, i tillegg til at bruken av andre virkemidler som rampingrestriksjoner og tilpasninger omkring MTU skift har vært hensiktsmessig porsjonert. Transient frekvenskvalitet sier noe om stabilitet i frekvensen over kort tid og er indikator for om det har vært tilstrekkelig med FCR-D (frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve), FFR (raske frekvensreserver) og roterende masse i kraftsystemet.

Rampingrestriksjoner er praktisert i Norden i mange år som et verktøy for å unngå for store ubalanser rundt timeskift. For å ivareta driftssikkerheten vil det fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates. Med gjeldende rampingregler tar det mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Finere tidsoppløsning i energimarkedene legger til rette for å endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen, i stedet for 20 minutter rundt timeskift som i dag. Dermed vil Statnett ha mulighet til å øke volumet som kan endres fra en time til den neste uten at ubalansene øker.

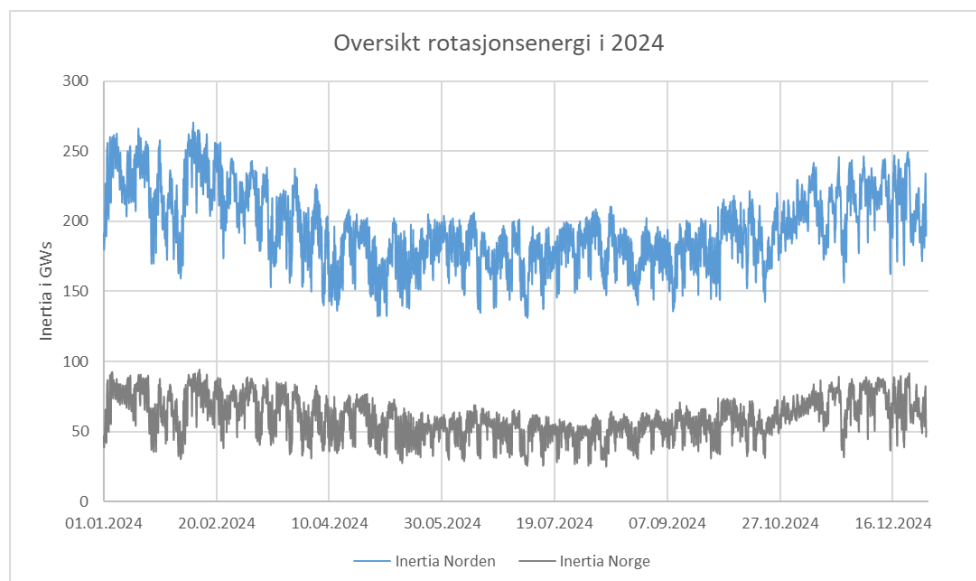
Det forventes at implementeringen av ACE basert balansering som beskrives i andre avsnitt, på sikt vil medføre en forbedring av frekvenskvaliteten i seg selv fordi det legges opp til hyppige reguleringer som følger ubalansene tettere enn tilfelle er i dag. Som et ledd i dette, forventes det at aFRR volumene vil øke og anskaffes i alle døgnetts timer.

Vannkraft- og kjernekraftproduksjon sørger i dag for roterende masse i synkronsystemet. Ved feil i produksjon eller import, eller ved utfall av eksport, store forbruksenheter eller overføringslinjer, motvirker den roterende massen raske frekvensendringer og den gir kraftsystemet nødvendig treghet eller inertia. Stadig oftere forsyner vindkraftproduksjon og import over HVDC (likestrømskabel) store deler av forbruket, som resulterer i at den totale tregheten i systemet reduseres. For å ivareta driftssikkerheten også i slike situasjoner, har de nordiske TSO-ene vurdert at raske frekvensreserver (Fast Frequency Reserves, FFR) er et rimelig og effektivt verktøy for å redusere raske frekvensfall ved feil og hindre frekvensstyrt forbruksfrakobling (LFDD).

Nye felles nordiske krav til FCR respons skal også bidra til å bedre frekvensen. De nye kravene tar hensyn til lavere roterende masse i kraftsystemet og sørger for at strukturelle ubalanser og ubalanser pga. store feil blir håndtert på en stabil måte. Det stilles også krav til energilagringssystemer og forbruk at disse kan delta med en effektrespons som garanterer stabilt frekvens. Det innføres også omfattende datalogging for å ha mulighet å verifisere respons av det enkelte reguleringsobjekt i henhold til kravene.

Roterende masse

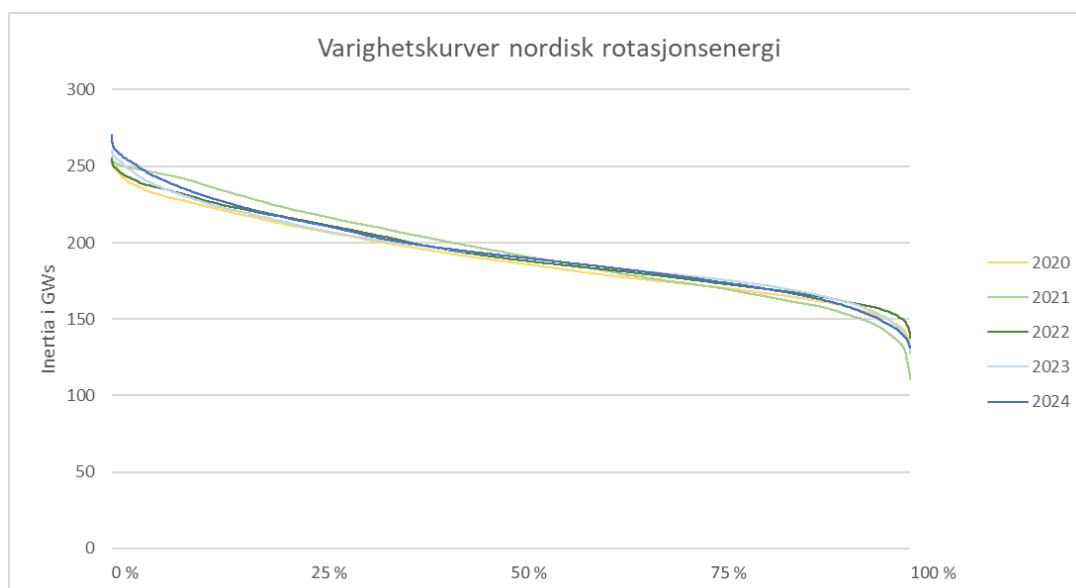
2.4 Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse i kraftsystemet



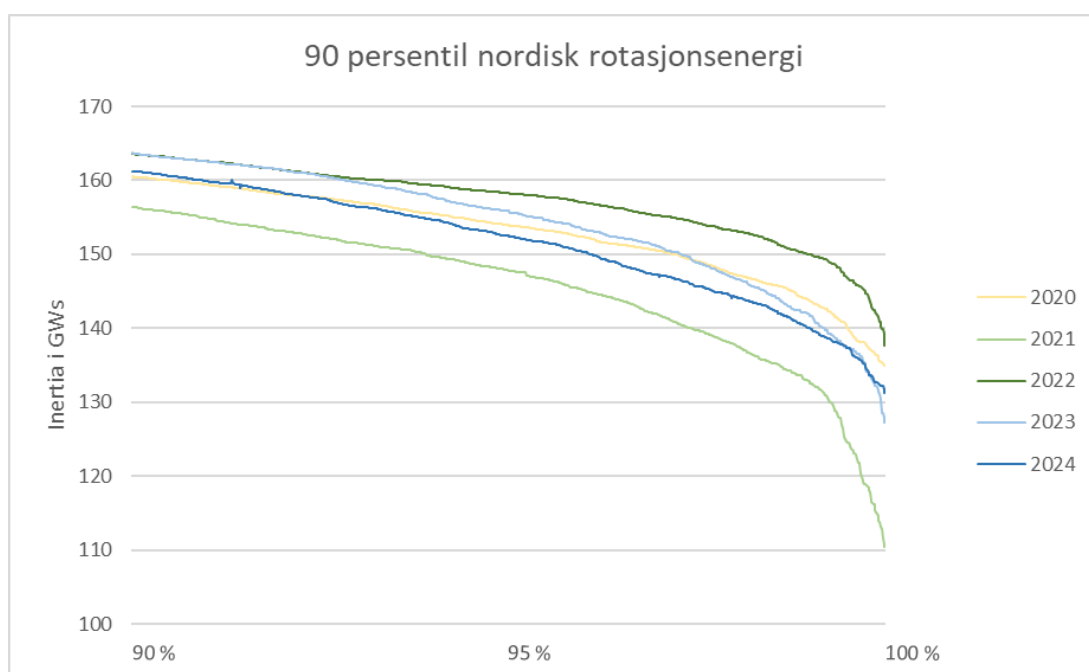
Figur 2.3 - Estimert inertia/rotasjonsenergi i Norden og Norge

I 2024 varierte mengden kinetisk rotasjonsenergi i Norden mellom 131 og 270 GWs, og i Norge mellom 25 og 94 GWs. Mengden kinetisk rotasjonsenergi har nær sammenheng med antall innfasede synkrontilkoblede generatorer, som igjen avhenger av hydrologisk situasjon og prisene i kraftmarkedet. Det vil normalt være høyere nivåer kinetisk rotasjonsenergi i vintermånedene enn i sommermånedene. Selv med jevn etterspørsel over døgnet vil mengden roterende masse kunne variere avhengig av produksjonsmiks og import/eksport. De siste årene er det observert noen timer med lavere mengde kinetisk rotasjonsenergi også på vinteren. Dette henger sammen med økt produksjon fra ikke synkrontilkoblede generatorer i det nordiske synkronområdet.

2.5 Varighetskurve som viser utviklingen for roterende masse de siste fem årene



Figur 2.4 - Varighetskurver over kinetisk rotasjonsenergi i det nordiske synkronområdet de siste fem årene



Figur 2.5 - Utklipp fra varighetskurver som viser de laveste verdiene som ble registrert 10% av tiden for hvert år

Bemerkninger til varighetskurvene:

- I 2024 var den laveste estimerte kinetiske rotasjonsenergien 131 GWs.
- Medianen for 2024 var rundt 191 GWs. Den laveste medianen var i 2020 med 187 GWs.
- I 2024 var den kinetiske rotasjonsenergien 10 % av tiden under 161 GWs, som ligger omtrent på samme nivå som de andre årene. Kun 2021 viste en betydelig lavere kinetisk rotasjonsenergi med 156 GWs og en minimumsverdi på 110 GWs.

2.6 Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet

Basert på varighetskurvene for estimert kinetisk energi de siste fem årene er det ingen klar trend på utviklingen for roterende masse i kraftsystemet. Mye av variasjonen mellom årene skyldes hydrologiske forhold, og variasjoner innad i en uke eller døgn skyldes ofte forskjellige vindforhold. De siste årene har inverter-basert produksjon, som vindkraft og import over HVDC-kablene, ført til tilfeller med lavere mengde roterende masse. I nærmeste fremtid vil økt produksjon fra vindkraft og sol være de største bidragsyterne til lavere andel roterende masse i kraftsystemet. Utviklingen for kinetisk energi tyder på at det vil bli økende antall timer med lav kinetisk energi i det nordiske synkronområdet fremover. Minimumsnivåene som typisk forekommer på sommeren, ser i fremtiden ut til å fordele seg utover året. Dette tyder på at det må vurderes å utvide det eksisterende FFR markedet eller å tenke i retning av nye tiltak. Størst negativ påvirkning på rotasjonsenergi-nivået vil være etablering av mer inverter-basert produksjon. Samtidig kan nye teknologier gi nye muligheter som f.eks. nettførende egenskaper (grid forming).

Faktorer som kan påvirke utviklingen over tilgjengelighet på roterende masse i det nordiske synkronområdet på kort- og langsikt:

- Det er forventet at andelen inverter-basert produksjon (vind, sol) og innmating (HVDC, batteri) vil øke i tiden fremover. Dette vil føre til en lavere mengde roterende masse i det nordiske kraftsystemet, da kraftelektronikk ikke tilfører rotasjonsenergi inn i systemet.
- Ny kjernekraft i Finland (Olkiluoto) har hatt positiv innvirkning på rotasjonsenergi-nivået.
- Kjernekraft ute til revisjon fører til perioder med lavere rotasjonsenergi i kraftsystemet. Dette inntreffer som regel på sommeren, i perioden mars-september.

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

Følgende produksjonstyper bidrar med roterende masse (rangert):

1. Kjernekraft
2. Termisk kraft
3. Regulert vannkraft
4. Elvekraft

Følgende produksjonstyper bidrar ikke direkte med inertia:

- Vindkraft
- Solkraft
- HVDC

2.7 Beskrivelse av eventuelle tiltak for å håndtere utvikling med lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet

De nordiske TSO-ene gjennomfører hvert annet år en studie (hyperlink [2023 - Requirement for minimum inertia in the Nordic power system.pdf](#)) for å vurdere behovet for å fastsette et minimumsnivå for rotasjonsenergi i kraftsystemet. I denne studien vurderes også alternative tiltak som kan sikre en stabil og sikker drift i perioder med redusert rotasjonsenergi.

Basert på den siste evalueringen er konklusjonen til de nordiske TSO-ene at det foreløpig ikke er nødvendig å definere et spesifikt minimumsnivå for rotasjonsenergi. Samtidig fremheves Fast Frequency Reserve (FFR) som et effektivt og kostnadseffektivt verktøy for å opprettholde systemets sikkerhet i perioder med lav rotasjonsenergi.

2.8 Hendelser der det er utløst Fast Frequency Reserves (FFR)

Det var ingen hendelser i 2024 der det ble utløst FFR.

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

Det var ingen hendelser i 2024 der dimensjonerende feil ble redusert som en konsekvens av lite roterende masse. FFR ble benyttet heller enn å redusere dimensjonerende feil.

Driftsspenning i transmisjonsnettet

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

2.10 Avvik fra nominell spenning

Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 300- og 420 kV-transmisjonsnettstasjoner der Statnett er leder for kobling (LfK).

Det rapporteres på varighet og antall spenningsvarsler på spenning under 285 og 405 kV, og alarm og varighet på spenninger under 280 kV og 400 kV. I tillegg rapporteres det på varighet av spenningsoverskridelse av spenninger over 300 kV og 420 kV. Ved spenningsvarsel eller alarm på en stasjon så vil ofte nabostasjoner oppleve det samme problemet. Det betyr at varigheten og antall tilfeller for en enkelt hendelse kan være fem antall varsler med total varighet 10 minutter for et fenomen som i virkeligheten varte i to minutter.

2.10.1 Høye spenninger 2024

Det var totalt overskridelse av spenningsgrenser på 300 kV og 420 kV i 584 696 minutter.

2.10.2 Årsak og hendelser

Rendalen

I Rendalen har normalnivået ligget på nærmere 310 kV helt siden anlegget ble bygd og omsetningsforhold på transformatoren i stasjonen er tilpasset dette (treviklingstransformator T2 310/132/65 kV er uten reguleringsmulighet). Dette gir utfordringer rundt utveksling mot underliggende nett, og generator tilknyttet 300 kV-samleskinne. Ny transformator med bedre omsetningsforhold er planlagt i drift i 2026.

Borgund

Stasjonen ligger på enden av en radial, og ved lav kjøring i området er det problem med høy spenning. For få reaktive komponenter i området til å redusere spenningen i stasjonen. I tillegg har man høy spenning ved vedlikehold eller feil på ledninger inn mot stasjonen, som medfører separatområde.

Osloområdet

Problem også med disse stasjonene i flere år. Idriftsettelse av reaktor i Sogn i 2023, har redusert antall overskridelser i området, men det er fortsatt problemer med høy spenning. Det er ikke tilstrekkelig med reaktive komponenter i området, og bruken av de dynamiske komponentene er ikke gunstig. Høy MVAR-flyt mellom TSO og DSO påvirker også spenningen i området.

Nesflaten

Generelt problem i Øvre Telemark, der Nesflaten har størst problemer da den blir liggende i enden av en lang radial. Dette pga. driftskoblinger i området for å løse utfordringer knyttet til snitthåndtering. Dette kombinert med lav kjøring mot Tokke/Flesaker, har gitt spenningsutfordringer i nettet. Ingen reaktive komponenter i området.

Haugalandet

Utfordringen i området er at det er høye spenninger på nordsiden av ringen og lave spenninger på sørsiden og i korridoren Samnanger – Sauda (se egen del under lave spenninger). Dette er naturlig når forbrukstyngdepunktet er lokalisert på sørsiden. Revisjoner i området, samt behov for endring i koblingsbilde pga. snitthåndtering, har gitt problemer med å holde seg innenfor spenningsgrensene. Ingen induktive komponenter i området, og man er dermed avhengige av kraftverkene i området for å holde spenningen innenfor grensene.

Kobbelv/Kobbvatn

Stasjonen driftes generelt med høy spenning. Dersom kraftverk står og dermed ikke bidrar med spenningsstøtte er området sårbart for spenningsvariasjoner, da det ikke er reaktive komponenter i Kobbvatnet.

Balsfjord/Kvandal

Det er i utgangspunktet bra med reaktive komponenter i Balsfjord, Kvandal og området rundt. Det har vært gjennomført revisjonsarbeid på flere reaktive komponenter i samme periode, som resulterer i spenningsoverskridelsene. Samtlige spenningsoverskridelser viser seg å være på nattestid med lav last.

Trofors/Kolsvik/Tunnsjødal

I høylastperioder er det spenningsutfordringer i Fosen området og SVC kjører gjerne for fullt kapasitivt. For å avlaste SVC benyttes blant annet kondensatorbatterier i Tunnsjødal som gir høy spenning i Tunnsjødal og ringvirkninger i Kolsvik/Trofors. I Kolsvik og Trofors finnes det ikke lokal reaktor. Endringer i spenningsregulator på G1 og G2 i Kolsvik ser ut til å fungere, da generatorene i hovedsak bidrar reaktivt, men når generatorene står finnes det ingen tiltak i området.

Nedre Røssåga

Området driftes ofte med høy spenning, men SVC forhindrer som regel overskridelser. Oppstart av stålovn i Svabo medfører i enkelte tilfeller store spenningsvariasjoner i området.

Ålfoten/Ørsta

Ved lav flyt kan det i perioder være høy spenning, da regionalnettet har stort overskudd av reaktiv effekt som transporteres over til transmisjonsnettet.

2.10.3 Lave spenninger 2024

Tabell 2.1 - Hendelser med lav spenning i transmisjonsnettet

Lave spenninger 2024		
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	20 321 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	3625 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	3436 minutter

2.10.4 Årsak og hendelser

Sogndal & Leirdøla

Behov for deling av drift i området pga. snitthåndtering, i forbindelse med vedlikehold. For få reaktive komponenter i området for å støtte spenningen. Driftskoblingen medfører at Sogndal SVC og KB1/KB2 ikke ligger mot Leirdøla, og det er da kun kraftverkene i området som bidrar med spenningsstøtte.

Blåfalli, Håvik & Mauranger

Høy flyt i korridoren enten nord mot sør, eller sør mot nord. For få reaktive komponenter, samt behov for koblingsbilder for å håndtere snitt både i forbindelse med revisjoner og ved intakt nett, gir utfordring med spenningen.

Bergensområdet

Problemer med lav spenning i området (spesielt på Kollsnes) ved vedlikehold i området. Det er også perioder med høye spenninger i samme område. Vedlikehold på ledninger og/eller reaktive komponenter, samt høy MVar-flyt mellom DSO og TSO gir utfordring med å holde spenningen innenfor grensene.

Ålfoten/Ørsta

Dersom nettet mellom nord og sør deles i Sogndal, er det mye produksjon i området som overføres via Ålfoten-Ørsta. Det er ikke installert kondensatorbatterier i stasjonene, og det er vanskelig å holde spenningen over nedre varselgrense ved høy flyt.

Snilldal

Ved høy flyt på 420 Nea-Klæbu-Surna-Viklandet trekkes spenningen ned, og spenning i Snilldal er ofte rundt 405 kV. Produksjon på regionalnettet bidrar greit reaktivt dersom trafo 420/132 kV trinnes.

2.11 Områder med spenningsutfordringer

I tillegg til det som nevnes i ovenstående delkapitler så kan følgende fremheves:

Åfjord/Hofstad

Åfjord og Hofstad er stasjoner på i transmisjonsnettet tilknyttet vindparkene på Fosen. Spenningen i stasjonene vil i stor grad påvirkes av endringer i vindkraftproduksjon. Vindparkene tar spennings-setpunkt etter spenningsnivå ved innfasing, og parkene kan ofte bli liggende med ugunstig setpunkt.

Namsos/Kolsvik/Trofors/Tunnsjødal

I høylastperioder er det spenningsproblemer i Fosen-området og SVC på Tunnsjødal bidrar maksimalt kapasitivt. For å avlaste SVC benyttes kondensatorbatteriene på stasjonen. Resultatet blir spenningsoverskridelser på Tunnsjødal, Kolsvik og Trofors. Kraftverket i Kolsvik har et bra bidrag for å holde spenningen nede når generatorene kjører. Det er ikke gunstig at systemansvarlig er avhengig av en kraftprodusent for å holde spenningen nede i lettlasttimene. Det finnes ikke reaktive reserver plassert nært nok Fosen-utbyggingene for å regulere spenningen lokalt.

Oppsummert så gjelder punktene over driften av transmisjonsnettet i Trøndelag nå som vindkraften er utbygd på Fosen. I prosjektet for 420 Åfjord – Snilldal så er det planlagt reaktor på Åfjord for å kompensere for kabelen som vil krysse Trondheimsfjorden. Det er uvisst hvordan dette vil påvirke spenningen på Namsos.

Systemansvarlig har sendt et innspill til Statnett SF som netteier om at man må få inn flere kondensatorbatteri på 420 kV anlegg i området.

2.12 Utvikling av driftsspenningen over år

Tabell 2.2 - Utvikling av overspenninger siden 2021

Utvikling av overskridelser av spenningsgrensene – 300 kV og 420 kV	
2021	1 413 469 minutter
2022	1 149 123 minutter
2023	712 993 minutter
2024	584 696 minutter

Spenningsoverskridelsene utvikler seg i riktig retning. Dette skyldes i stor grad nye reaktive komponenter i transmisjonsnettet. Det ble plassert en ny reaktor på Sogn transformatorstasjon på sommeren 2023 som har hjulpet mye på avvikene i forhold til tidligere.

Tabell 2.3 - Utvikling av underspenninger siden 2021

Utvikling av overskridelser av spenningsgrensene – 300 kV og 420 kV	
Totalt varsler og alarmer - 2021	35 625 minutter
Totalt varsler og alarmer - 2022	28 831 minutter
Totalt varsler og alarmer - 2023	36 369 minutter
Totalt varsler og alarmer - 2024	27 384 minutter

Tiltak:

En ny reaktor i Sogn ble satt i drift i juni 2023, noe som har bedre situasjonen i Osloområdet, når det gjelder høy spenning. Det er også byttet effektbrytere på Litle Sotra R1.

Nytt systemvern satt i drift som vil redusere behovet for deling i Nesflaten, pga. snitthåndtering.

Det har vært spenningsoverskridelser på Rendalen over mange år. Statnett SF har et prosjekt for å skifte transformatoren der til en ny med trinnkobler og bedre omsetningsforhold enn eksisterende transformator. Dette prosjektet har fått et fos § 14 vedtak, med planlagt idriftsettelse i 2026.

Det er et pågående arbeid for å gjennomgå innstillingene til vindparker i systemet. Det er avdekket at flere av vindparkene står i feil spenningsreguleringsmodus. De skal i henhold til fos §14 vedtakene stå i spenningsreguleringsmodus. Flere står i MVAR-modus og bidrar lite til spenningsreguleringen i sine tilknytningspunkt.

Det er laget et datagrunnlag som gir oversikt over reaktiv effektflyt i systemet. Utviklingen har vært negativ etter praktisering av kontrollforskriften ble avklart i 2019. Før endringen var det nærmere netto null reaktiv effektflyt mellom transmisjonsnett og regionalnett. Det ble da påpekt at innmating av reaktiv effekt til transmisjonsnettet ikke lenger kunne faktureres av systemansvarlig. Etter denne avklaringen så har transmisjonsnettet begynt å importere en betydelig mengde reaktiv effekt. Dette indikerer at enkelte regionalnettseiere ikke investerer tilstrekkelig i reaktive kompenseringsanlegg, men heller velger å eksportere reaktiv effekt til transmisjonsnettet. Dette bidrar til å løfte spenningen på transmisjonsnettet, og gjør at reaktive reserver blir enda mer presset. Denne utfordringen er adressert ovenfor RME, hvor Statnett ønsker endring i kontrollforskriften slik at reaktiv effektflyt til transmisjonsnettet kan tarifferes.

3 Systemtjenester og effektreserver

Omfang av systemtjenester og effektreserver

3.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

3.1.1 Raske frekvensreserver (FFR)

Systemtjenesten FFR (Fast Frequency Reserve) er svært raske reserver som skal sikre stabiliteten i kraftsystemet i tilfeller med lav mengde roterende masse i kraftsystemet. Reserven handles kun for oppregulering, og hensikten er å begrense frekvensfallet ved større feilhendelser og hindre at frekvensen havner under 49,0 Hz. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt av leverandør. De nordiske TSO-ene dimensjonerer et nordisk behov for FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSO-ene gjennom en fordelingsnøkkel som tar utgangspunkt i fordelingen for FCR, korrigert for bidrag til kraftsystemets samlede roterende masse og størrelsen på dimensjonerende hendelse. Statnett sikrer sin andel av reserven gjennom et nasjonalt marked. Reservekapasiteten kjøpes inn gjennom de to ulike kontraktstypene "FFR Profil" og "FFR Flex". Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav. Utenfor sesongen kan Statnett kjøpe FFR-kapasitet fra aktører med samme bestillingsrutine som "FFR Flex".

I perioden januar til og med 26. april 2024 (utenfor sesong) ble det kjøpt inn FFR-kapasitet for 752 130 kroner. Prisen som ble betalt var lik marginalprisen for FFR Flex i 2023 sesongen, 450 NOK/MW/h.

FFR sesongen i 2024 varte fra 27. april til og med 27. oktober. I markedsklareringen ble det annonsert kjøp:

- 46,1 MW FFR Profil til en uniform markedspris på 115 NOK/MW/time. (Fire tilbud for FFR Profil ble akseptert.)
- 101,9 MW FFR Flex til en uniform markedspris på 419 NOK/MW/time. (Sju tilbud for FFR Flex ble akseptert.)

Total kostnad for FFR sesong 2024 ble

- FFR Profil: 6 109 297 kr
- FFR Flex: 16 721 470 kr

Etter 27. oktober 2024 har det ikke vært behov for FFR.

Total kostnad for FFR i 2024: 23 582 897 kr.

3.1.2 Primærreserver (FCR)

Primærreserver, eller frekvensbevaringsreserver (Frequency Containment Reserve, FCR) er automatiske effektreserver som aktiveres i begge retninger for å håndtere momentan ubalanse mellom produksjon og forbruk. Reserven deles inn i to hovedgrupper FCR-N/D, som forklares under.

FCR-N (Frequency Containment Reserve, Normal Operation) aktiveres innenfor normalfrekvensbåndet 49,9 - 50,1 Hz og har til hensikt å redusere ubalansene som oppstår på grunn av normale stokastiske variasjoner i driftsøyeblikket.

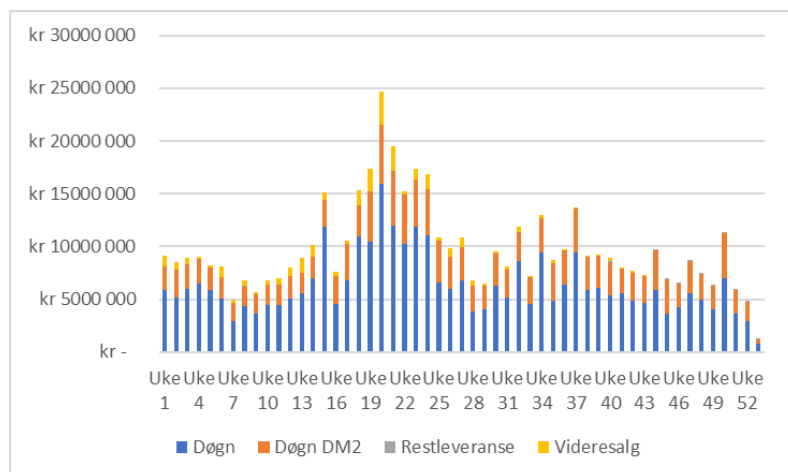
FCR-D (Frequency Containment Reserve, Disturbance) aktiveres raskt dersom systemfrekvensen havner utenfor normalfrekvensbåndet. FCR-D er delt mellom FCR-D Opp og FCR-D Ned.

FCR-D Opp skal aktiveres når frekvensen faller under 49,9 Hz og være fullt aktivert ved 49,5 Hz.

FCR-D Ned skal aktiveres når frekvensen stiger over 50,1 Hz og være fullt aktivert ved 50,5 Hz.

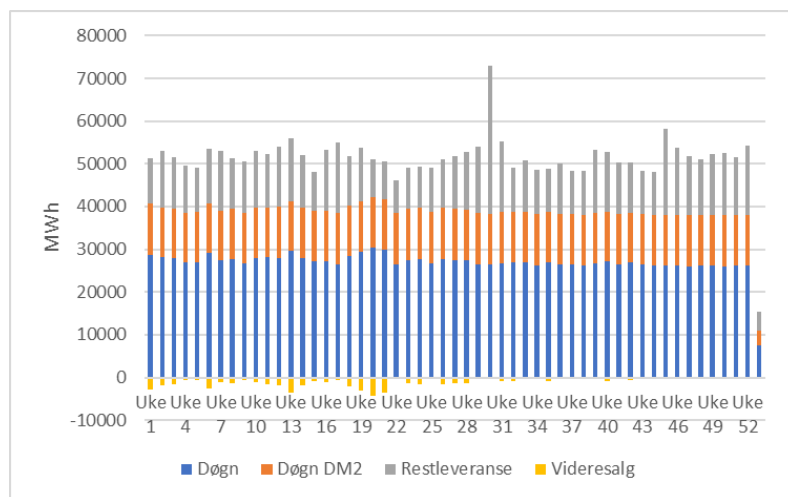
Denne reserven er førstelinjeforsvaret for å holde kraftsystemet stabilt. Statnett jobber gradvis med å sikre reserven gjennom markedsløsninger, i stedet for krav til respons fra produksjonsanlegg.

Figur 3.1 viser kostnadsutvikling for FCR-N per uke. Det ble kjøpt ca. 226 MW per driftstime og mer når FCR-N ble videresolgt til Svenska Kraftnät (SvK) og Fingrid. Statnett sluttet videresalg i høsten 2024 på grunn av innføringen av flytbasert markedskobling. 30 % av behovet kjøpes i D-2 og 70 % i D-1. En del av FCR-N blir levert gjennom restleveranse. Høye kostnader kan oppstå ved både høye og lave spotpriser.



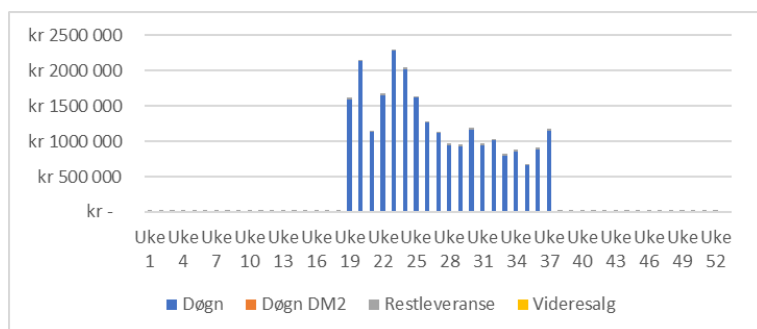
Figur 3.1 - Kostnader av FCR-N per uke

Figur 3.2 viser FCR-N volum per uke. Siden FCR-N kjøpes uendret gjennom året, er volumet likt. Ca. 10.000 MWh per uke ble levert gjennom grunnleveranse, som også beskrives som restleveranse.



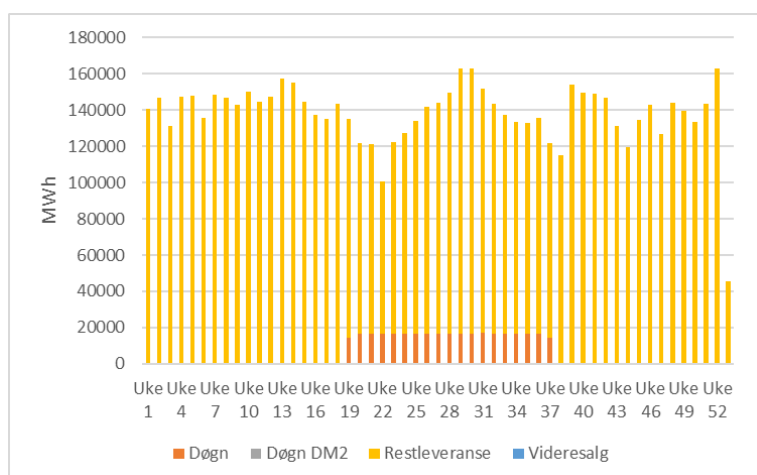
Figur 3.2 - Anskaffet volum av FCR-N per uke

I 2024 kjøpte Statnett igjen FCR-D Opp i et sesongmarked. Markedet varte fra mai til september. Oppkjøpskapasiteten var konstant 100 MW, og prisen var i begynnelsen litt høyere enn mot slutten av sesongen. Marginalprisene varierte hovedsakelig mellom 5 og 15 EUR/MW. Kostnadene for restleveranse er ikke synlige i Figur 3.3, fordi de er veldig lave i forhold til kostnadene i markedet. Restleveransen kostet ca. 20 kNOK til 30 kNOK per uke. Restleveransen blir godtgjort med 0,2 EUR/MW.



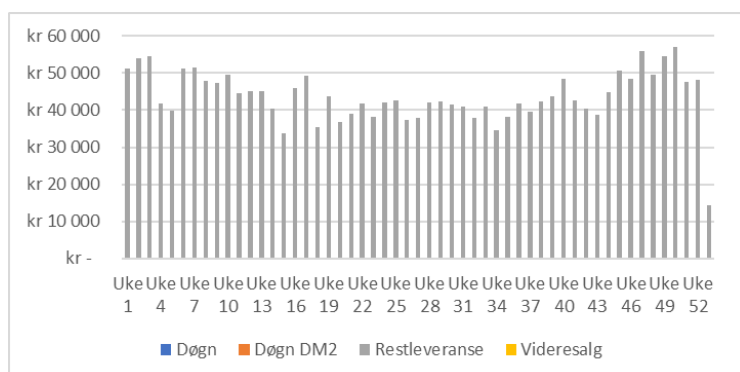
Figur 3.3 - Kostnader av FCR-D opp per uke

I Figur 3.4 ser man FCR-D opp volum. Hoveddelen blir levert gjennom grunnleveranse (restleveranse). Fra ca. uke 19 til uke 37 ser man FCR-D Opp-volum som ble kjøpt i markedet.

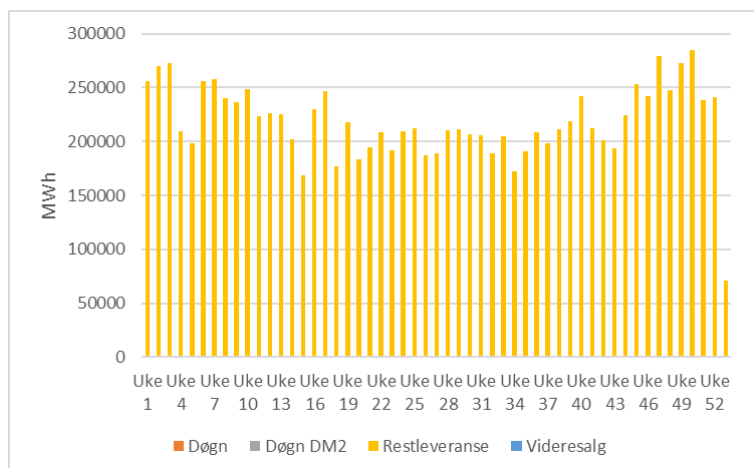


Figur 3.4 - Anskaffet volum av FCR-D opp per uke

I 2023 var det ingen marked for FCR-D Ned. Det er kun grunnleveranse (restleveranse) som ble godtgjort med 0,2 EUR/MW. Dette vises i Figur 3.5 og Figur 3.6.



Figur 3.5- Kostnader av FCR-D ned per uke

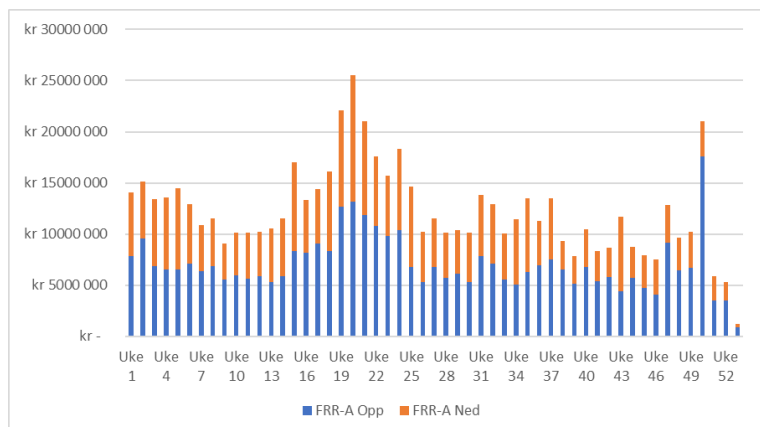


Figur 3.6 - Anskaffet volum av FCR-D ned per uke

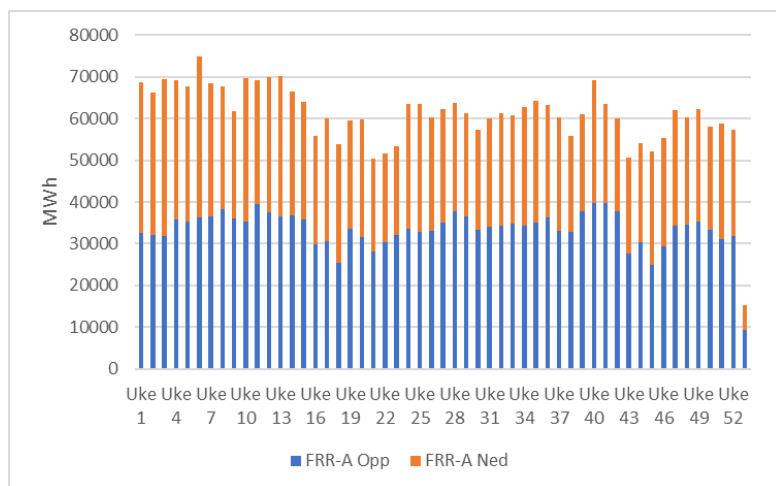
3.1.3 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres for å bringe frekvensen tilbake til 50,00 Hz og frigjøre de aktiverte primærreservene. Systemansvarlig kjøper inn sekundærreserver i et felles nordisk kapasitetsmarked med klarering dagen før.

Figur 3.7 viser kostnadsutviklingen for aFRR opp og ned. Rundt mai 2024 viser en signifikant forskjell mot resten av året, selv om oppkjøpt volum er uendret.



Figur 3.7 - Kostnader av aFRR per uke



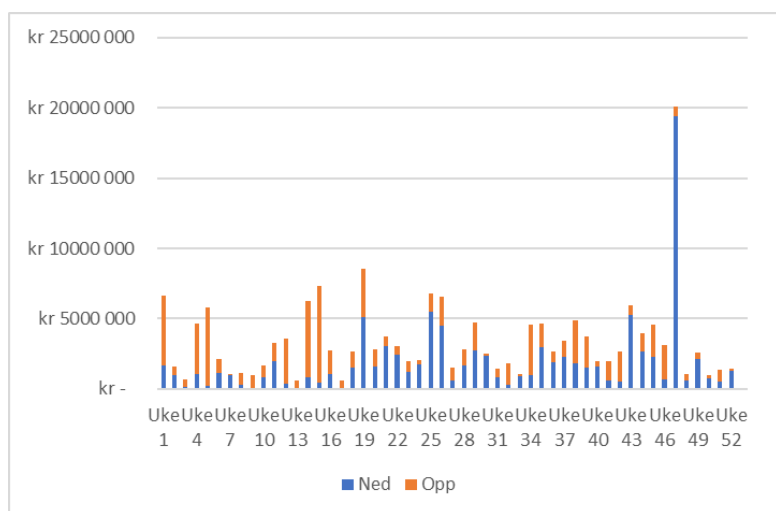
Figur 3.8 - Anskaffet volum av aFRR per uke

3.1.4 Tertiærreserver (RK og RKOM)

Regulerkraftopsjonsmarkedet har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet (RK-markedet) med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Markedet gikk gjennom en endring fra regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) til mFRR CM. Kjøpet gjennom mFRR CM kommer i tillegg til det som omfattes av ev. bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked.

Følgende figurer viser kostnader per uke for RK, både RKOM og mFRR CM opp og ned. En forklaring av kostnadene finnes i kapittel 3.17.

Figur 3.9 presenterer kostnader brukt på RK. Det er store variasjoner fra uke til uke, noe som stort sett skyldes variasjoner i spotpris. Uke 46 skiller seg ut og er over dobbelt så dyr som de andre ukene. Største del av kostnaden er på nedregulering.



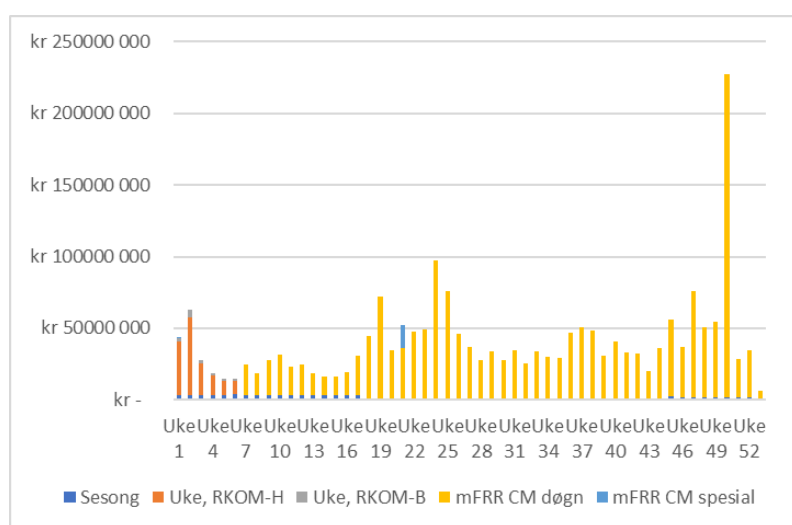
Figur 3.9 - Kostnader for RK per uke

Figur 3.10 og Figur 3.11 viser en ukentlig oversikt over kostnader på RKOM/mFRR CM innkjøp som er gjort i 2024. Den 12.02.2024 gikk Statnett over fra RKOM til mFRR CM. Hovedforskjellen mellom RKOM og mFRR

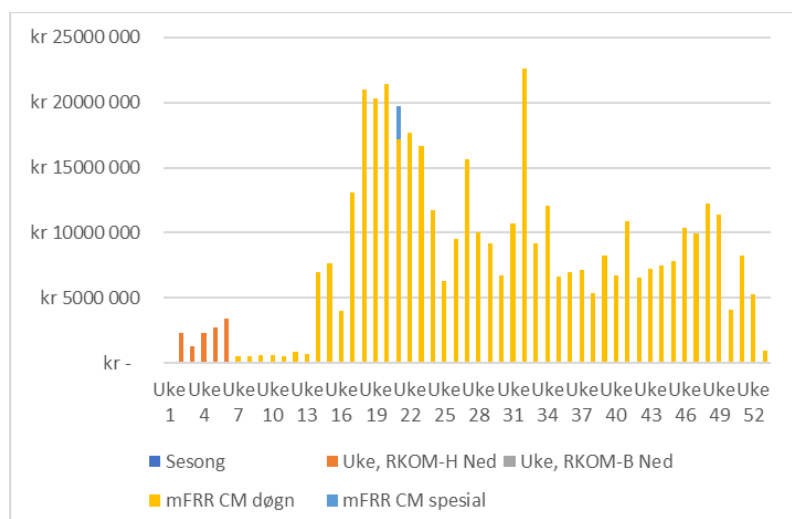
CM er at RKOM ble kjøpt på ukesbasis (RKOM-H for helg og RKOM-B for ukedagene), men mFRR CM blir kjøpt inn daglig. I tillegg presenteres RKOM-sesong, som er sesongbaserte reserver, ofte forbruksaktører eller aktører med ønske om forutsigbarhet som kan stille med reserver over en lengre periode. Variasjoner både på pris i både opp- og nedretning, som kan grovt sett forklares med at kostnaden for innkjøpte reserver varierer med spotpris og aktørenes vannverdier. Kostnadene for oppregulering har vært høye, spesielt i en uke i desember da spotprisen var usedvanlig høy.

mFRR CM spesial som vises i uke 21 nedenfor er en konsekvens av at en klarering feilet for 23.05.2024. Ble kjøpt inn noe større volum enn normalt, som ett tiltak for å forenkle det manuelle innkjøpet.

For nedregulering i Figur 3.11 er det lav pris på starten av året. Dette henger sammen med at innkjøpt volum ned er også lavt i samme periode. Rundt mai er det flere uker som ligger på en høyere kostnad rundt 20 millioner NOK.

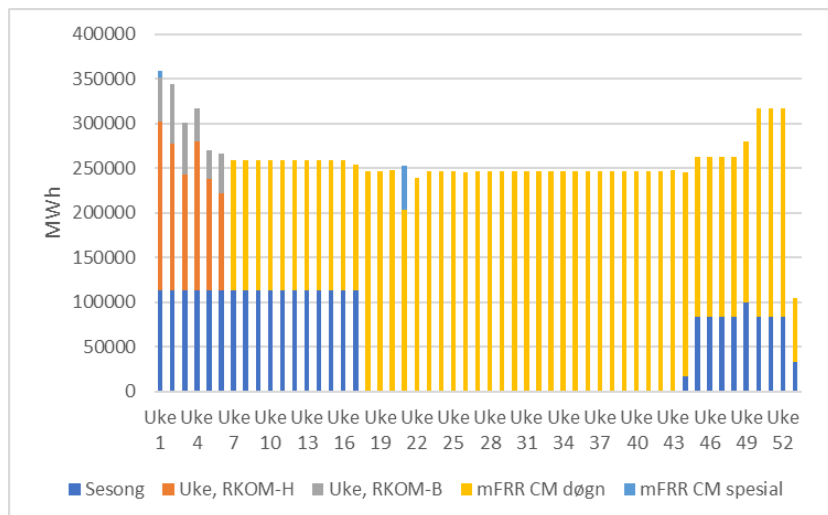


Figur 3.10 - Kostnader av RKOM / mFRR CM opp per uke

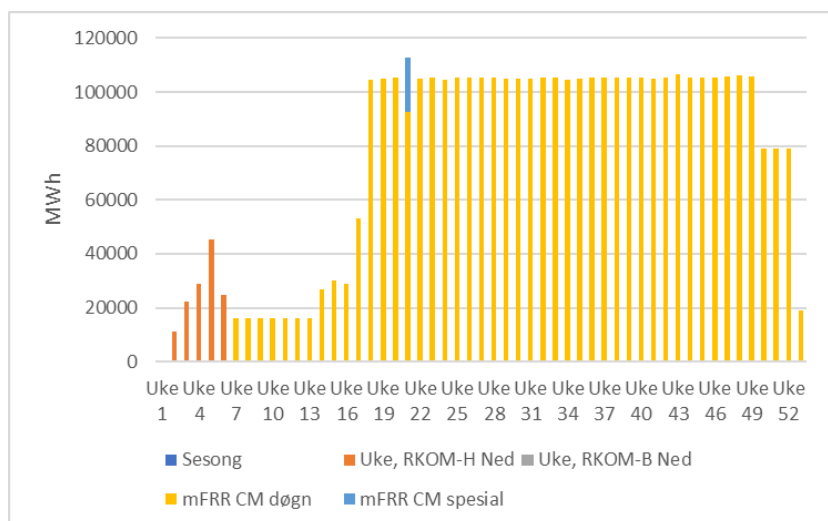


Figur 3.11 - Kostnader av RKOM / mFRR CM ned per uke

Figur 3.12 og Figur 3.13 viser en ukentlig oversikt over volumet anskaffet på RKOM/mFRR CM for 2024. I de kalde vintermånedene hvor det kjøpes sesongbaserte oppreguleringsreserver er volumet totalt større enn for sommermånedene. Det er større variasjon på volumet av nedreguleringsressurser som er anskaffet. Stabilt fra uke 18 til 49, ellers er det en god del variasjon.

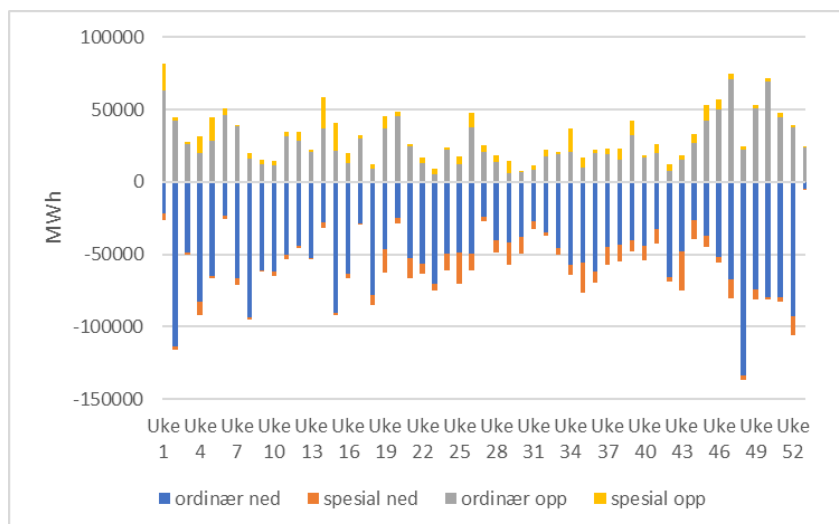


Figur 3.12 - Anskaffet volum av RKOM / mFRR CM opp per uke



Figur 3.13 - Anskaffet volum av RKOM / mFRR CM ned per uke

Figur 3.14 viser RK-volum som er innsendt av aktørene per uke. Her er det ofte variasjoner på volumet av opp- og nedreguleringer. I uker med mye oppreguleringsvolum er det som regel mindre nedreguleringsvolum. Dersom det er lave priser, blir det lite kjøring for produsentene, dermed har de vann igjen og legger ofte inn oppregulerings bud på egenhånd. Motsatt for perioder med mye nedreguleringsvolum.

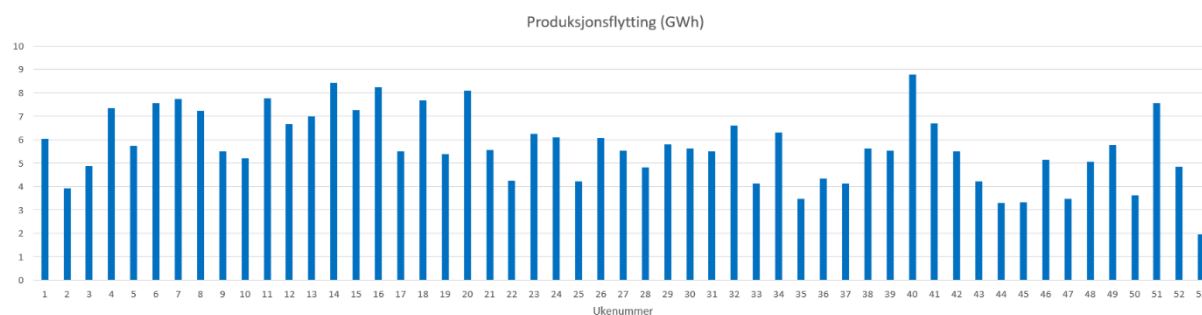


Figur 3.14 - Anskaffet volum av RK per uke

3.1.5 Produksjonsflytting

Dette innebærer en fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter, med den hensikt å få bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Systemansvarlig betaler produsentene for dette. Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.

Figur 3.15 presenterer ett ukentlig volum (GWh) som er produksjonsflyttet i forbindelse med endringer i kraftsystemet. På vinterstid hvor forbruket er høyere, er det ett litt større volum som blir produksjonsflyttet for å kunne tilpasse seg variasjonene i forbruket over timeskiftene. Gjennom ukene midt på året er forbruket mer stabilt gjennom døgnet, og derav mindre volum som blir flyttet. Forskjellene på vinterstid og sommertid er ikke like store som omfanget av produksjonsglatting på Figur 3.16 i delkapittel 3.1.6.



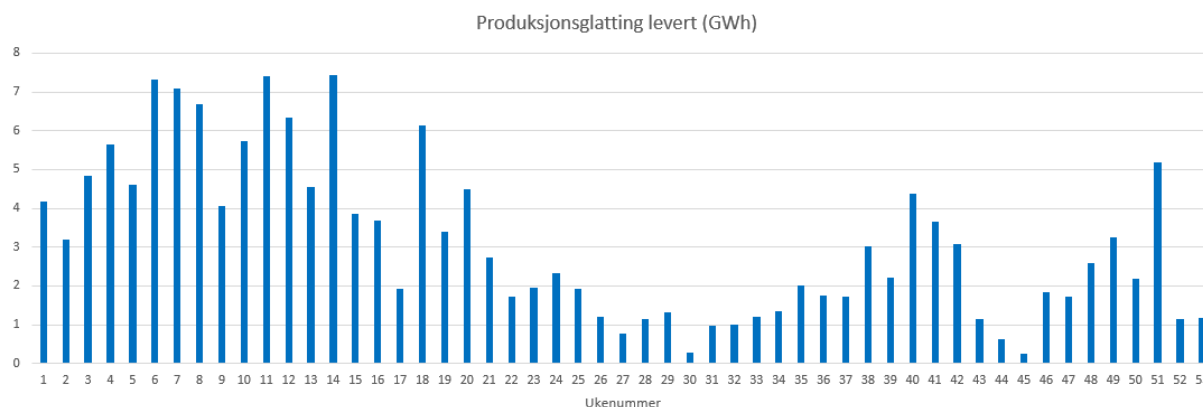
Figur 3.15 – Omfang av produksjonsflytting per uke

3.1.6 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som tilbys konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW pr. elspotområde. Ved produksjonsglatting bestiller systemansvarlig en fordeling av produksjonsendringer over timen som er tilpasset kraftsystemets

behov. Formålet er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Dette er ubalanser innenfor driftstimen som skyldes en forutsigbar og ikke ideell tilpasning i planfasen mellom produksjon, forbruk og utveksling som følge av at profilene på endringer i produksjon, forbruk og kraftflyt ut/inn av systemet er ulike.

Figur 3.16 presenterer et ukentlig volum (GWh) som er produksjonsglattet i forbindelse med endringer i kraftsystemet. På vintertid hvor forbruket er høyere, vil det være større volum som blir produksjonsglattet for å kunne tilpasse seg variasjonene i forbruket over timeskiftene. Gjennom ukene på sommerstid er forbruket mer stabilt gjennom døgnet, og derav mindre volum som blir glattet.



Figur 3.16 - Omfang av produksjonsglatting per uke

3.1.7 Reaktiv effekt

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

Når det gjelder raske endringer i spenningen i nettet pga. plutselige hendelser vil imidlertid produksjonen kunne gi et viktig bidrag til å stabilisere forløpet slik at mer alvorlige hendelser unngås. Det tilstrebes derfor at produksjonensheter normalt skal ligge med null-leveranse av reaktiv effekt for å kunne både øke og redusere spenningen raskt. Godtgjørelsen for reaktiv effekt fastsettes gjennom årlige vedtak fra systemansvarlig om levering og betaling av systemtjenester.

3.1.8 Spesialregulering

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

3.1.9 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnett. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK),

produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nødeffekt er systemvern som reduserer import/eksporten på HVDC-kabler ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.

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

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

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

Systemansvarlig fastsetter årlig satser for betaling for utløsning av PFK. Ved korrekt utløsning av BFK vil systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnettet. Ved fastsettelse av betalingen vil systemansvarlig legge til grunn berørte sluttbrukeres avbruddskostnader jf. Kapittel 9 i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff, med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale. Ved fastsettelse av betalingens størrelse og betaling til berørt nettkonsesjonær vil det bli tatt hensyn til virkningen av inntektsrammereguleringen.

3.1.10 Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differanse mellom handelsflyt og fysisk flyt på en utenlandskorridor. Pris på balansekraft er middel av RK-pris eller spotpris mellom de to aktuelle prisområdene, avhengig av hva som er avtalt mellom TSO-ene.

Effektkraft er utveksling mellom TSO-er på en utenlandskorridor for å endre planlagt handelsflyt. Pris på effektkraft varierer ut ifra årsak. Kostnaden ved aktivert bud (pay-as-bid) og RK-pris er eksempel på priser som benyttes.

3.1.11 Omberamning av planlagte driftsstanser

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

3.2 Reserver i Norge og Norden

Det nordiske synkronområdet benytter fem ulike typer reserver: raske frekvensreserver (FFR), frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N), frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D), sekundærreserve (aFRR) og manuelle reserver (mFRR), også kalt tertiærreserver. De fire førstnevnte dimensjoneres etter nordisk behov, og deretter fordeles behovet mellom de nordiske land etter ulike fordelingsnøkler. Behovet for

manuelle reserver er delvis bestemt av nasjonale forhold. Selve anskaffelsen av reservene kan variere fra land til land. Det er per i dag kun krav fordelt per budområde for nordisk aFRR kapasitetsmarked som ble satt i drift 7. desember 2022.

Behovet for FFR bestemmes av mengden kinetisk rotasjonsenergi og størrelsen på dimensjonerende feil i Norden. Mengden fordeles mellom de nordiske TSO-ene gjennom en fordelingsnøkkel som tar utgangspunkt i fordelingen for FCR, korrigert for bidrag til kraftsystemets samlede roterende masse og størrelsen på dimensjonerende hendelse. I Norge anskaffes FFR i et sesongmarked. Produktene er FFR Profil og FFR Flex. Dette skal sikre at FFR er tilgjengelig i timene med lav rotasjonsenergi, som kan variere i tidspunkt over året.

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

Kravet for FCR-D totalt i det nordiske synkronområdet er at reserven skal være lik dimensjonerende feil i Norden. Største dimensjonerende feil i Norden er i dag 1450 MW. Fordeling av FCR-D per land fordeles deretter etter samme fordelingsnøkkel som FCR-N. Totalkravet i Norden kan variere noe, for eksempel etter hvilke kjernekraftblokker som produserer. Siden siste mulighet til å anskaffe FCR-D i etablerte markedsløsninger er kl. 18 D-1, er det innført en frist kl. 16 på å oppdatere dimensjonerende feil i det felles nordiske datasystemet NOIS. Alle TSO-er er dermed forpliktet til å sjekke sitt krav daglig etter kl. 16. FCR-N kan utveksles mellom land.

Norge dekker sitt krav til FCR-N i alle timer gjennom innkjøp i reservemarkedet. Systemansvarlig gjør årlige vedtak om grunnleveranse av primærreserve gjennom krav til maksimalt 12 % statikk for å sikre geografisk spredning av reserven og vellykket overgang til separatdrift. Produsentene har mulighet til å by volumet de leverer gjennom vedtak om grunnleveranse inn i markedet. På grunn av vedtaket om maksimalt 12 % statikk har Norge generelt en overleveranse av FCR-N og FCR-D. Derfor kjøpes det normalt ikke inn FCR-D gjennom en markedsløsning, da volumkravene store deler av året overholdes gjennom vedtaket om maks 12 % statikk. Men siden 2023 har Statnett kjøpt FCR-D opp over sommeren med 100 MW. Dette tiltaket var nødvendig, fordi kraftsystemet om sommeren hadde flere timer med for lite FCR-D opp.

Sekundærreserver (aFRR) kjøpes inn i utvalgte timer gjennom døgnet og uken hvor det er forventet store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Det er kjøp i både reserver opp og ned. Hvilke timer, og hvor mange timer i døgnet, bestemmes nordisk for et kvartal om gangen. Fra Q3 2024 anskaffes aFRR gjennom hele uken. Anskaffelsen gjøres i et felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR. Statnett er for de kommende to år utpekt som operatør (MOP) for dette markedet. Oppkjøp optimaliseres på tvers av nordiske budområder basert på aFRR-kapasitetsbud, TSO reservekrav og beregnet kostnad for overføringskapasitet mellom budområder. Det er satt en begrensning på maks 10 % av overføringskapasiteten mellom to budområder som kan allokere til å utveksle aFRR-kapasitet. Denne grensen kan økes opp til 20 % ved mangel på reserver. Innkjøpene varierer mellom å være 300 MW og 400 MW på nordisk nivå.

Kravet for mFRR er at hvert land må kunne dekke sin dimensjonerende feil i driftstimen. Dette påvirkes altså ikke av andre lands dimensjonerende feil. For å sikre nok tilgjengelige ressurser i driftstimen har Statnett i lengre tid sikret reserver gjennom et kapasitetsmarked. Fram til februar 2024 ble mFRR-kapasitet kjøpt i et ukemarked. Etter det gikk Statnett over til oppkjøp i D-1.

Tabell 3.1 - Tilgjengelig kapasitet

	Statnett	Svenska kraftnät	Fingrid	Energinet
FFR	235 MW	410 MW	159 MW	110 MW
FCR-N	570 MW *	1990 MW	417 MW	263 MW
FCR-D opp	1171 MW *	3780 MW	1102 MW	404 MW
FCR-D ned	2177 MW *	2690 MW	639 MW	354 MW
aFRR opp	1025 MW	2340 MW	394 MW	771 MW
aFRR ned	1025 MW	2350 MW	394 MW	814 MW
mFRR opp	25 224 MW	14 050 MW	NA	2 484 MW
mFRR ned	25 564 MW	14 380 MW	NA	2 525 MW

Tabell 3.2 - Innkjøpt volum

	Statnett	Svenska kraftnät	Fingrid	Energinet
FFR	Profil: 46,1 MW Flex: 101,9 MW	76 MW *	60 MW	18 MW
FCR-N	226 MW	253 MW *	126 MW	18 MW
FCR-D opp	100 MW ** / 1171 MW *	602 MW *	304 MW	42 MW
FCR-D ned	0 MW / 2177 MW *	408 MW *	293 MW	42 MW
aFRR opp	390 MW *	148 MW *	62 MW	109 MW *
aFRR ned	387 MW *	205 MW *	62 MW	111 MW *
mFRR opp	2 801 MW *	2273 MW *	1300 MW	600 MW *
mFRR ned	2 977 MW *	1648 MW *	575 MW	131 MW *

Forklaring av tallene:

- * Disse verdiene stammer ikke fra prekvalifiseringen eller et fast innkjøpt volum. I stedet representerer disse tallene maksimale verdier fra analyser av tidsserier, basert på rapportert kapasitet.
- ** I 2024 gjennomførte Statnett et FCR-D opp sesongmarked fra mai til september. Det ble kjøpt 100 MW gjennom markedet.

3.3 Avvik mellom planer og faktisk drift

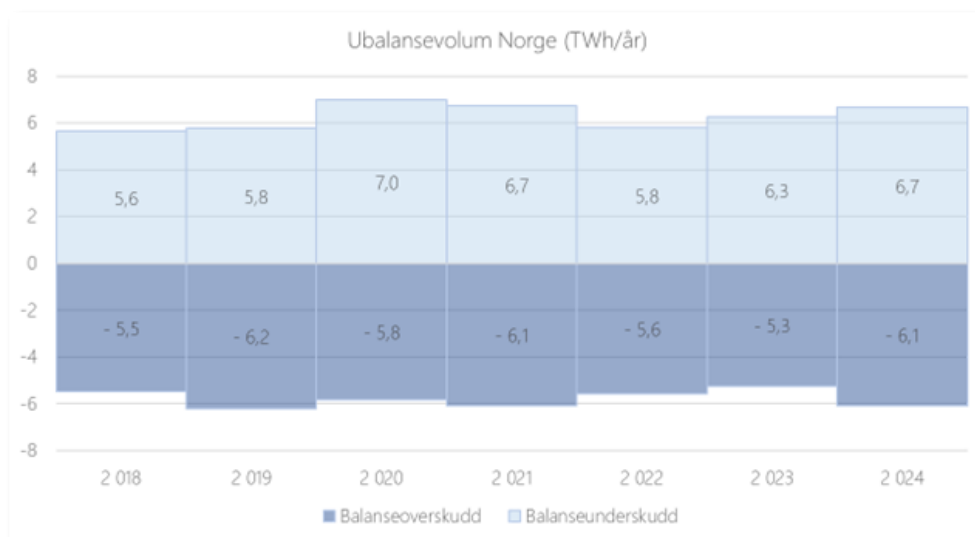
Avvik mellom produksjonsplaner og faktisk drift kan visualiseres med to størrelser; kvaliteten på produksjonsplanene og differansen mellom netto handel og netto innmating og uttak (avregnet ubalanse).

I Figur 3.17 nedenfor, vises kvaliteten på produksjonsplanene, dvs. differansen mellom målt produksjon og innsendte produksjonsplaner. Kvaliteten på produksjonsplanene viser ingen entydig trend og “produksjonsubalansen” korrelerer med produksjonsvolum. Datagrunnlag for avvik mellom planer og faktisk drift i tabellformat på timesbasis finnes vedlagt som underlag.



Figur 3.17 - Produksjonsubalanse

Avregnet ubalanse, som blir avregnet hos eSett, viser ingen vesentlig endring eller trend. Figur 3.18 nedenfor viser aggregert overskudd og underskudd for de siste syv årene.



Figur 3.18 - Ubalanse volum i Norge

På vegne av systemansvarlig, har avregningsansvarlig en kontinuerlig markedsovervåkning. Oppdages for store ubalanser eller uakseptable skjevheter tar avregningsansvarlig direkte kontakt med balanseansvarlig og årsak til ubalanse blir rettet opp.

3.4 Dimensjoneringskrav for frekvensreservene

Tabell 3.3 - Nordiske krav til Reserver i 2024

	FCR-D (opp/ned)	FCR-N	aFRR opp (300/400 MW)	aFRR ned (300/400 MW)	mFRR opp (maksimalt krav)
Norge	545/526	226	138/184	129/172	1400(+720*)
Sverige	556/537	233	78/104	84/112	1450
Danmark (DK2)	40/38	19	39/52	39/52	600
Finland	288/278	122	45/60	48/64	890

* Ikke et krav, men noe Statnett velger å kjøpe i tillegg

3.5 Dimensjonering av mFRR på timesbasis

Statnett har i 2024 sikret reserver i henhold til Tabell 3.3. Dette er statiske krav, som betyr at Statnett kjøper disse reservene alle timer i døgnet for oppregulering, iht. SOA. Det er ingen krav mellom de nordiske TSO-ene til å sikre nedregulering av mFRR i 2024.

3.6 Oversikt over timer der dimensjonerende hendelse har blitt redusert som følge av manglende reserver

I 2024 har det ikke vært timer der dimensjonerende hendelse har vært redusert som følge av manglende reserver

3.7 Aktivert volum i regulerkraftmarkedet (RK) av totalt tilgjengelig volum

Tabell 3.4 nedenfor presenterer en oversikt over prosentandel aktivert volum i regulerkraftmarkedet på timesbasis. Videre er det fordelt på ned- og oppreguleringsvolum per budområde. Nedover i første kolonne vises det prosentintervaller, og de tilhørende radene viser antallet driftstimer hvor aktivert volum var innenfor i de gitte prosentintervallene i de ulike prisområdene.

Det var en del driftstimer med dårlig datakvalitet, disse er presentert nederst.

Tabell 3.4 - Tabellen viser antall timer aktivert av totalt tilgjengelig volum i regulerkraftmarkedet i 2024.

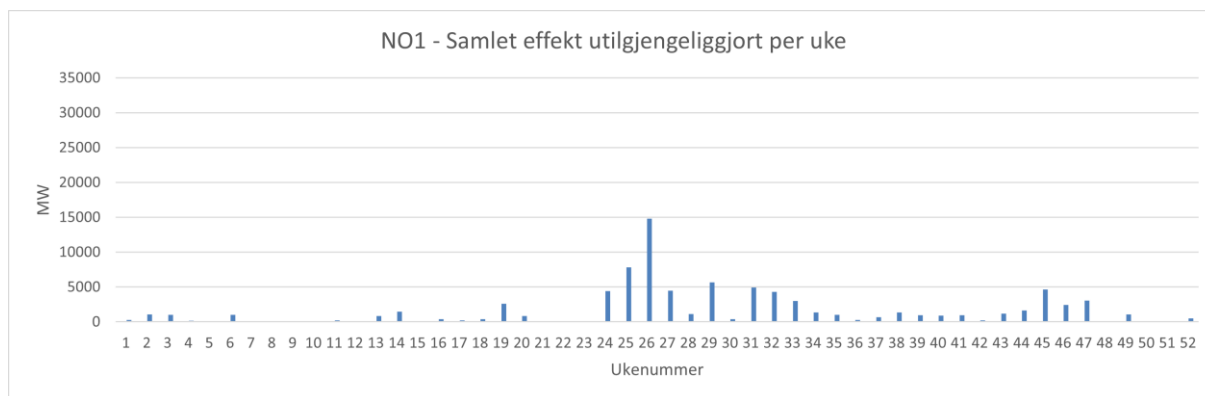
	NO1 opp	NO1 ned	NO2 ned	NO2 opp	NO3 ned	NO3 opp	NO4 ned	NO4 opp	NO5 ned	NO5 Opp
0-10%	7597 t	6717 t	7649 t	8128 t	6917 t	7819 t	6590 t	7888 t	6473 t	7888 t
11-20%	320 t	832 t	694 t	373 t	668 t	531 t	758 t	460 t	909 t	460 t
21-30%	207 t	476 t	252 t	147 t	432 t	258 t	417 t	163 t	477 t	163 t
31-40%	175 t	248 t	112 t	79 t	306 t	92 t	341 t	127 t	351 t	127 t
41-50%	135 t	187 t	38 t	39 t	182 t	54 t	254 t	66 t	222 t	66 t
51-60%	101 t	99 t	25 t	19 t	113 t	23 t	184 t	42 t	142 t	42 t
61-70%	75 t	91 t	13 t	1 t	76 t	7 t	119 t	21 t	90 t	21 t
71-80%	52 t	57 t	3 t	0 t	49 t	1 t	82 t	11 t	60 t	11 t
81-90%	94 t	43 t	0 t	0 t	31 t	1 t	35 t	7 t	32 t	7 t
91-100%	26 t	29 t	0 t	0 t	11 t	0 t	5 t	1 t	22 t	1 t
Misvisende datapunkter	4 t	7 t	0	0	1 t	0 t	1 t	0 t	8 t	0 t

3.8 Kostnad ved å ikke aktivere reguleringsbud i prisrekkefølge

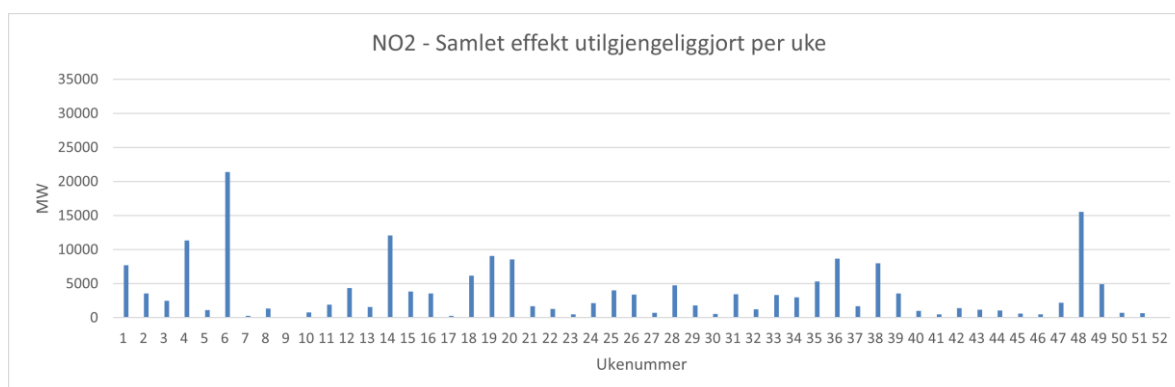
I 2024 ble Norge regulert sammen med resten av Norden basert på MRA (Mutual Regulated Area). Dermed ble prisen på regulerkraft (RK) satt av bud og etterspørsel i hele Norden. Når norske kraftprodusenter meldte inn anlegg som utilgjengelige, påvirket det prisen i hele det nordiske markedet. På bakgrunn av dette er det ikke mulig å beregne en helt presis kostnad for disse utilgjengeliggjøringene. Dersom et annet land hadde prissettende RK-bud, ville differansen mellom "med" og "uten" norske utilgjengeliggjøringene ikke samsvare med det norske datasettet fra Fifty MMS. Avviket skyldes forskjellen mellom totalt regulert volum i Norden og volumet av de norske utilgjengeliggjøringene.

Derfor viser vi i stedet hvor mange megawatt (MW) som var meldt utilgjengelig per budområde i 2024, uavhengig av RK-pris. Tallene sier noe om omfanget, men gir ikke den eksakte kostnaden. Statistikken som er presentert kan være forurenset av utilgjengeliggjøringene som ikke er gjort grunnet flaskehalser fordi årsaken ikke registreres. Disse tilfellene kan blant annet være (ikke uttømmende liste):

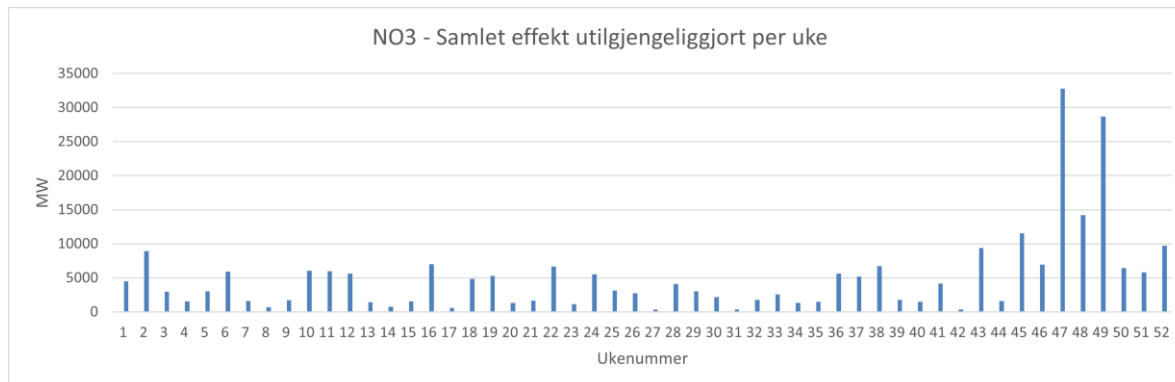
- Feil med elektronisk bestilling/elektronisk kommunikasjon
- Feil på generatornivå
- Duplikater av bud
- Bud som viser seg å ikke være tilgjengelige i driftstimen
- Regulering nære ny time hvor enkelte aggregat ikke rekker å kjøre opp/ned



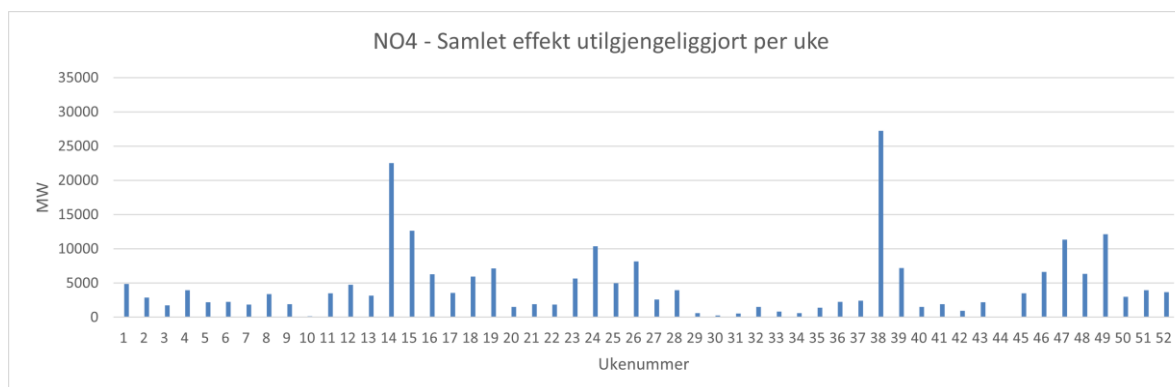
Figur 3.19 - Samlet effekt utilgjengeliggjort per uke i NO1



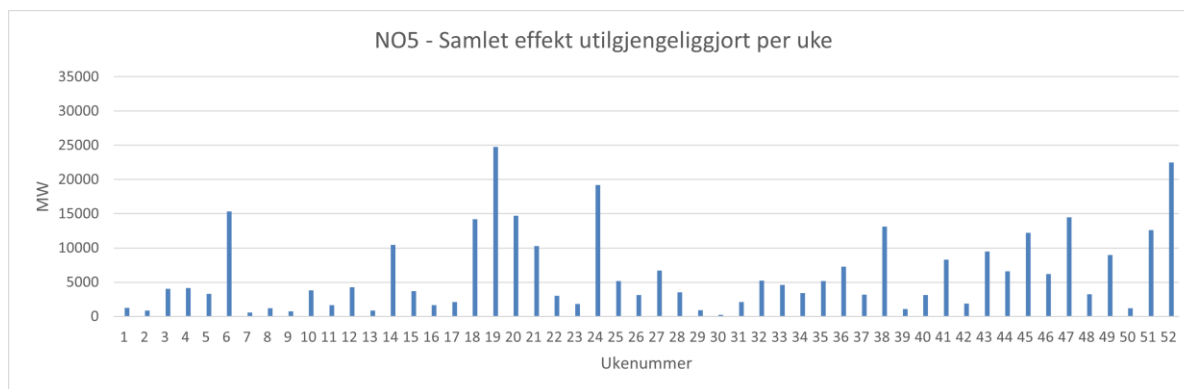
Figur 3.20 - Samlet effekt utilgjengeliggjort per uke i NO2



Figur 3.21 - Samlet effekt utilgjengeliggjort per uke i NO3



Figur 3.22 - Samlet effekt utilgjengeliggjort per uke i NO4



Figur 3.23 - Samlet effekt utilgjengeliggjort per uke i NO5

Anmelding og planlegging av produksjon

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

I 2024 ble det ikke registrert vesentlige hendelser hvor konsesjonær hadde overtredelse av krav til å anmelde i balanse.

Likviditet i reservemarkedene

3.10 Tiltak for å øke likviditeten i markedet

FFR

- Fra og med 2023 er det åpnet opp for uavhengig aggregering av reguleringsobjekt under et bestemt volum. Dette har ikke ført til noe ny kapasitet.
- Statnett veileder aktører som er interesserte i å delta i markedet gjennom skriftlig dialog og bilaterale møter, samt å forbedre beskrivelser og forklaringer som er tilgjengelige på Statnetts nettside.
- Det ble i fjor utarbeidet rapportmaler for prekvalifisering som har tydeliggjort hva som skal til for å få nye enheter kvalifisert for å delta.
- Statnett tillater at inntil 20 % av klarert volum i markedet kan prekvalifiseres i etterkant av markedsklareringen. I 2024 ble det akseptert at reguleringsobjekter med samlet volum på 27,5 MW gjennomførte prekvalifisering i etterkant av markedsklareringen. Dette senker terskelen med å bli med i markedet.

FCR

Fra 1.1.2024 gjelder felles nordiske krav for FCR. Det er satt en overgangsperiode frem til mars 2028 der reguleringsobjekter som er pålagt statikk har unntak frem til de er prekvalifisert.

Statnett jobber med forslag til tiltak for å stimulere aktørene til å utnytte overgangsperioden til å bygge opp prekvalifisert volum, både fra eksisterende og nye anlegg.

De nye kravene er teknologinøytrale og åpner opp for at alle teknologier som kan levere i henhold til de tekniske kravene kan delta i FCR-markedene. Det gjennomføres jevnlig aktørmøter og bilaterale møter hvor Statnett informerer om de nye tekniske kravene og mulighet for å delta i FCR-markedene. Dette er tiltak Statnett gjør for å spre informasjon i bransjen og til nye aktører.

Statnett har endret FCR-vilkårene ved å redusere minste budstørrelse til 0,1 MW for å tilrettelegge for flere forbruksaktører. Dette har gjort det mulig for flere aktører med reguleringsobjekter under 1 MW å søke om prekvalifisering. Statnett jobber nå med en endring av FCR-vilkårene, hvor det skal åpnes for markedsdeltagelse for BSP-er, siden det i dag kun er lov å delta som balanseansvarlig (BRP).

Se også videre beskrivelse under kapittel 3.11.

aFRR

I forbindelse med oppstart av felles nordisk kapasitetsmarked for anskaffelse av sekundærreserven aFRR ble det åpnet opp for kjøp av aFRR-reserver i budområdene NO3 og NO4. Prekvalifisering av nye reserver i disse områdene ble påbegynt på slutten av 2022 og fortsatte utover 2023. Å kunne innvilge midlertidig dispensasjon fra Statnetts krav til redundante kommunikasjonslinjer for utveksling av bla. aktiveringssignal ble ansett som et viktig tiltak for å gi nye aktører raskere tilgang til markedet. Dette har tilgjengeliggjort ny kapasitet i markedet. Flere potensielle reguleringsobjekt som kunne blitt benyttet til aFRR ligger slikt til i nettet at det er tider på året der effektresponsen begrenses pga. ønsket drift. Siden aFRR aktiveres pro rata må kapasitetsbud fra slike reguleringsobjekt kunne settes utilgjengelig for at objektet skal kunne få delta i aFRR-markedet. Denne funksjonaliteten har ikke kunne blitt benyttet da aktører byr inn på porteføljenivå per budområde. I oppdaterte vilkår skal bud inneholde informasjon om stasjonsgruppe. Dette vil gjøre det mulig å velge bort bud som bla. ville ført til eller forverret flaskehalser. For mindre kritiske reguleringsobjekt har en begrensning på tillatt prekvalifisert volum (ca. 10% av merkeeffekt) tilgjengeliggjort ny kapasitet i markedet. Nytt tiltak i 2024 for å senke barrieren for nye aktører å delta i markedet var å tillate tjenesteutsetting av kommunikasjonslinjer.

mFRR CM

Kapasitetsmarkedet for mFRR (mFRR CM) skal sikre tilstrekkelig med reguleringsressurser, både for opp- og nedregulering, i den norske delen av mFRR-markedet og sørger dermed for at det er bud tilgjengelig. Aktører med tilslag i kapasitetsmarkedet for mFRR forplikter seg til å gi bud i aktiveringsmarkedet for mFRR. Det norske mFRR kapasitetsmarkedet ble innført 12. februar 2024, det er døgnbasert med klarering på morgenen D-1 og med timesoppløsning, per budområde. Overføringskapasitet mellom budområdene (CZC) reserveres på korridorene, innenfor tillatte grenseverdier i henhold til gjeldende metoder. Daglige oppkjøp av reserver er viktige verktøy for at systemansvarlig skal kunne sikre tilstrekkelige balanseressurser i kraftsystemet, og dermed muliggjøre en vellykket implementering av ny balansemodell i Norden.

mFRR aktiveringsmarked (RK)

Reduserte budstørrelser i mFRR-markedet

I markedsvilkårene for mFRR har minstekrav til budkvantum vært 10 MW i alle budområder utenom NO1 og NO3, hvor ett 5-9 MW bud per stasjonsgruppe har vært tillatt. Fra oppstart av mFRR EAM i mars 2025 kan leverandør av balansetjenester levere ett bud fra 5 MW til 9 MW per stasjonsgruppe og per reguleringsretning i alle prisområder. Ved overgangen til den europeiske markedsplattformen for aktivering av mFRR (MARI) skal europeisk standardprodukt for mFRR ha minimum budkvantum på 1 MW.

Det må likevel vurderes utvidelser ut fra hva som til enhver tid er praktisk håndterbart. Statnett ønsker å gå over til et minste budkvantum på 1 MW så raskt som mulig etter vellykket automatisering.

Med innføring av mFRR EAM i mars 2025 og bruk av ny dimensjoneringsmetodikk er behovet for mFRR-reserver forventet å øke. Dimensjonering vil skje per område, og vil gjøres separat for normale ubalanser og dimensjonerende hendelse. Aktivisering vil gjøres basert på behov per område, og et optimalt budvalg i en fellesnordisk markedsalgoritme som tar hensyn til tilgjengelig overføringskapasitet.

Midlertidig dispensasjon for krav til aktiveringsprofil

I prekvalifiseringen av reguleringsobjekter for deltagelse i mFRR markedet har Statnett erfart at flere reguleringsobjekt ikke oppfyller kravene til aktiveringsprofil. Statnett har derfor gitt flere leverandører et midlertidig unntak fra krav til aktiveringsprofilen. Dette har bidratt til at Statnett har fått tilstrekkelig med volum og kapasitet i markedet. De midlertidige dispensasjonene er gitt med varighet tilsvarende som varigheten på prekvalifisering. Statnett vil analysere konsekvensene av avvik fra aktiveringsprofilen for å ta stilling til hvordan dette skal praktiseres i fremtiden.

Nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver

Automatisering og innføring av europeisk regelverk fører til strengere krav til ordinær mFRR (regulerkraft) og mFRR kapasitet (RKOM). Dette kan føre til reduserte volum med mFRR aktiverings og kapasitetsbud. For å bidra til å opprettholde budvolum vil Statnett opprette et produkt kalt driftsforstyrrelsesreserve (mFRR-D). Markedet vil settes i drift samtidig som innføringen av mFRR-EAM.

Ny rolleinndeling (BSP/BRP)

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

Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige ble godkjent 15.01.2024. Den nye modellen gjør det mulig for en aktør å kun opptre som BSP. Om rollene som BSP og BRP for et reguleringsobjekt innehas av ulike aktører, er det viktig at det økonomiske oppgjøret blir korrekt. BSP og BRP må derfor inngå en bilateral avtale om økonomisk kompensasjon. Avtalen skal sørge for at kraftleverandør blir kompensert ved eventuelle aktiveringer. Endringen iverksettes sammen med innføringen av mFRR-EAM, planlagt 4.3.2025.

3.11 Status og tidsplan for overgang til markedsbasert anskaffelse av FCR og nye tekniske krav

Status

FCR-N anskaffes i markedet. Behovet er 231 MW, som kjøpes i hhv D-2 (30%) og D-1 (70%) markedene for FCR-N.

I sommermånedene mai til september er 100 MW FCR-D Opp anskaffet i markedet siden 2023, da det i disse månedene er mindre primærreserver tilgjengelig gjennom grunnleveransen. Statnett vil snarlig fatte beslutning om evt. anskaffelse av FCR-D i markedet for 2025.

Nye enheter er siden 1. januar 2024 pålagt å etterleve felles nordiske krav. Reguleringsobjekter som er pålagt maks statikk har unntak frem til de er prekvalifisert. Ved utgangen av 2024 er det prekvalifisert 0,4 MW FCR-N og 1 MW for FCR-D opp.

Videre plan

Statnett vurderer ulike tiltak for å sikre at norsk FCR leveres i henhold til felles nordiske krav fra mars 2028.

Virkemidler i drift

3.12 Omfang, årsak og konsekvens av vedtak

3.12.1 Produksjonstilpasning

Produksjonstilpasning innebærer at produksjonen må tilpasses tilgjengelig nettkapasitet i forbindelse med planlagt driftsstans eller ved feil/utfall. Systemansvarlig benytter som hovedregel systemregulering når flaskehalser i nettet oppstår som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte driftsstanser, men produksjonstilpasning kan benyttes i følgende tilfeller:

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

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

Det er vanskelig å tallfeste konsekvenser ved hver enkelt produksjonstilpasning. Generelt gjelder at for vannkraftprodusenter med en viss grad av magasinkapasitet vil produksjonstilpasninger av kort varighet ha begrensede konsekvenser. For langvarige produksjonstilpasninger (flere uker) vil konsekvensene kunne være større, bl.a. avhengig av den hydrologiske situasjonen kraftprodusenten befinner seg i.

Systemansvarlig kjenner ikke produsentenes vannverdier, og vet ikke hvilket kjøreønske produsenten vil ha på tidspunktet for produksjonstilpasningen, verken på det tidspunktet driftsstansen vedtas eller på det tidspunktet driftsstansen skjer. Vedtak om produksjonstilpasning sendes normalt i god tid før selve produksjonstilpasningen, slik at aktørene vil ha mulighet til å tilpasse seg, gjennom eventuelle omdisponeringer eller å legge eget planlagt arbeid i samme tidsperiode.

I 2024 ble det utarbeidet 245 produksjonstilpasninger i forbindelse med 321 driftsstanser. Av disse var:

- 116 med varighet mindre enn 2 dager
- 70 med varighet mellom 2 og 5 dager
- 39 med varighet mellom 5 dager og to uker

- 15 med varighet mellom 2 og 4 uker
- 5 med varighet over 4 uker

En del produksjonstilpasninger har oppdaterte vedtak, for eksempel som følge av finjustering av kvoter eller endrede forutsetninger. Det totale antall *vedtak* er dermed større enn det oppgitte tallet på antall *produksjonstilpasninger*. 36 av produksjonstilpasningene ble avlyst etter at vedtak ble gjort.

Systemansvarlig sender normalt varsel om vedtak til berørte aktører før det utarbeides ordinære (ikke-systemkritiske) vedtak om produksjonstilpasning. Gjennom dette får aktørene anledning til å komme med innspill til den varslede produksjonstilpasningen. I 2024 ble det sendt ut varsel om vedtak i forkant for 168 (69%) produksjonstilpasninger. For de resterende 77 produksjonstilpasningene lå det systemkritiske vedtak til grunn, i hovedsak som følge av feil eller kritisk feilretting.

Det ble utarbeidet 43 produksjonstilpasninger som følge av separatområder, dvs der overføringen inn/ut av et radielt tilknyttet område ble frakoblet. 14 av disse var basert på systemkritiske vedtak.

3.12.2 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2024.

3.13 Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med tvangsmessig utkobling av forbruk i 2024.

3.14 Tiltak som har begrenset fornybar kraftproduksjon

Her rapporteres betydelige tiltak med tilhørende volum som har begrenset fornybar kraftproduksjon, iht. systemansvarsforskriften § 24 fjerde ledd.

Med betydelige tiltak legger systemansvarlig her til grunn produksjonstilpasning av vindparker med minst 100 MW reduksjon og varighet på minst en arbeidsdag, samt vindparker med reduksjon på rundt 50 MW og over og varighet på minst en arbeidsuke (5 dager).

Det er lagt til grunn at dette gjelder uregulerbar produksjon, som med de angitte kriteriene for reduksjon er vurdert å i praksis kun omfatte vindparker.

Tabell 3.5 - Oversikt over produksjonstilpasninger med betydelig begrensning for fornybar kraftproduksjon

Produksjonstilpasning med betydelig begrensning for fornybar kraftproduksjon	Periode	Reduksjon (MW)	Varighet (dager)
Midtfjellet vindpark	13.03.24-14.03.24 (inn på natt)	150	0,8
Vindparkene Raudfjell og Kvitfjell	14.03.24-21.03.24	120	6,7
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	04.04.24-08.04.24	199	4,3
Vindparkene Ytre Vikna og Hundhammerfjellet	29.04.24-10.05.24	49	11,3
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	07.05.24-08.05.24 (inn på natt)	199	0,7
Vindparkene Bessakerfjellet, Einarsdalen, Haraheia, Skomakerfjellet, Sørmarkfjellet	14.05.24-15.05.24 (inn på natt)	156	0,6
Vindparkene Raudfjell og Kvitfjell	17.06.24-28.06.24	141	11,3
Vindparkene Raudfjell og Kvitfjell	24.06.24-28.06.24	281	4,3
Vindparkene Hamnefjell, Kjøllefjord og Raggovidda	11.08.24-04.10.24	79	54,6
Raskiftet vindpark	18.09.24	112	0,3
Midtfjellet vindpark	26.09.24	120	0,4
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	01.10.24-02.10.24 (inn på natt)	124-199	1,0
Tellenes vindpark	05.10.24	160	0,5

Balanse og effektkraft

3.15 Balanse og effektkraft

Tabell 3.6 - Netto kostnader balanse- og effektkraft per utenlandsforbindelse

Forbindelse		Balansekraft	Effektkraft	Kommentarer
SK-forbindelsen	Kostnad (MNOK)	45	208	Høye volum effektkraft, skyldes balanseregulering.
	Volum (MWh)	145 192	835 565	
NorNed	Kostnad (MNOK)	21	0	Relativt lave volum og kostnader. Redusert kapasitet i 2024.
	Volum (MWh)	70 556	0	
NSL	Kostnad (MNOK)	60	0	Utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	119 815	0	
NordLink	Kostnad (MNOK)	9	0	
	Volum (MWh)	217 516	0	
NO1 - SE3	Kostnad (MNOK)	257	2	Store ubalanser (balansekraft). Effektkraft er utvekslet systemregulering.
	Volum (MWh)	2 801 060	12 795	
NO3 - SE2	Kostnad (MNOK)	-66	0	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 506 484	2 023	
NO4 - SE2	Kostnad (MNOK)	19	0	Små ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	601 194		
NO4 - SE1	Kostnad (MNOK)	162	0	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 655 038	4 423	

Netto kostnader for balanse- og effektkraft bokført fra TSO-TSO-oppgjørene for mellomlandsforbindelsene er vist i Tabell 3.6. Kostnadsnivået er en del lavere enn de siste to årene. Volumene er oppgitt som bruttoverdi av kjøpt og solgt balanse- og effektkraft.

SK-forbindelsen er spesiell i forhold til at det utveksles mye effektkraft av kategoriene balanseregulering og noe mothandel. I 2024 ble det kjøpt mer volum effektkraft, som førte til høyere kostnader på effektkraft over SK-forbindelsen enn i 2023. For balansekraft på SK-forbindelsen lå kostnadene og volumene på samme nivå som de siste to årene.

NorNed har hatt noe redusert kapasitet i 2024. I tillegg er kapasiteten lavere på denne forbindelsen enn de andre HVDC forbindelsene, som fører til at balansekostnadene og volumene oftest er relativt lave. For NSL og NordLink er det som regel utfall som driver kostnaden på balansekraft opp. I 2024 var det ikke like store ubalanser knyttet til utfall sammenlignet med 2023. Balansekraft beløpene var dermed lavere enn for året før. Lavere kostnader på NordLink forbindelsen er også et resultat av jevnere fordeling mellom kjøpt og solgt balansekraftvolum.

For utenlandsforbindelsene til Sverige er det helt normalt med store volum på balansekraft, da dette er AC-forbindelser. Volumene ligger på noe av det samme nivået som i 2023. NO1-SE3 og NO3-SE2 har likevel reduserte ubalansekostnader sammenlignet med 2023, forårsaket av det reduserte prisnivået. NO3-SE2 har hatt netto inntekt på balansekraft i 2024. Kapasiteten på NO1-SE3 er høyest blant forbindelsene. Dette skaper oftest høyere ubalansevolum, i tillegg til at det ofte er høyere prisforskjeller mellom disse to prisområdene enn de andre. Effektkrafthandelen mot Sverige har vært liten i 2024, men litt større volum enn året før.

Samlede systemansvarskostnader

3.16 Sammendrag av systemansvarskostnader

Tabell 3.7 - Systemansvarskostnader de siste 10 årene, 2015 – 2024, [MNOK]. Tallene fra 2024 er ikke godkjent av Statnett sitt styre og er derfor konfidensielle frem til 20. mars. Endringer kan forekomme frem til dette.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Primærreserver (FCR), Herav	103	85	87	113	134	98	272	538	647	549
- Grunnleveranse	21	21	21	19	21	19	17	32	42	45
- Marked	130	97	105	164	162	93	281	530	633	531
- Salg	-48	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24	-27	-27
Sekundærreserver (aFRR)	29	7	13	32	47	44	229	1317	638	525
Tertiærreserver (mFRR)	46	75	66	106	52	38	429	589	1037	2573
Spesialregulering	173	146	110	121	88	104	214	529	283	183
Systemvern	13	11	15	16	39	3	1	10	5	77
Produksjonsflytting	4	7	7	13	6	3	15	113	-19	10
Produksjonsglatting	6	10	9	17	14	3	31	48	26	18
Energiopsjoner	20	5								
Reaktiv effekt	4	6	6	6	7	9	9	-75	-99	-52
Omberamming av planlagte driftsstanser	1	1	2	8	4	2	0			
FFR						8	28	30	24	24
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	20	15	10	8	13	97	71	275	74	61
Øvrige systemdriftskostnader								3	13	-5
Sum	420	368	325	441	399	409	1299	3376	2629	3962

3.17 Utviklingen i kostnader over tid (2015-2024)

Den generelle trenden for de totale systemdriftskostnadene viser et jevnt nivå med mindre variasjoner i årene fra 2015 til 2020. I 2021 nærmest tredoblet systemdriftskostnadene seg sammenlignet med de seks foregående årene og det oppstår her et markant skille fra tidligere når det gjelder kostnadsnivå. Etter dette normaliserte systemdriftskostnadene seg på et nytt nivå. Det var høye kostnader i 2022, før kostnadene ble redusert i 2023. I 2024 nådde systemdriftskostnadene et nytt toppnivå. Det er flere årsaker til den store kostnadsøkningen, men hovedårsaken er at kostnadsnivået er tett knyttet til kraftprisene som økte betydelig fra 2021 og økt innkjøpt volum for å håndtere økt andel uregulerbar kraftproduksjon og høy HVDC-utveksling.

2021 var preget av langvarig kulde om vinteren og høyt kjøreønske til tross for lav magasinfylling, mens 2022 ble en tørr sommer som hadde utgangspunkt i lav magasinfylling. I 2022 meldte Statnett om stram kraftsituasjon og en rapporteringsordning med NVE ble opprettet med hensikt å kartlegge

produksjonsdata for tett oppfølging mot aktører. Produsenter ble oppfordret til å holde igjen vann som kunne spares til vinteren. I Europa var gassprisene rekordhøye og usikkerhet med krig mellom Ukraina og Russland forverret situasjonen grunnet lav tilgang på russisk gass som Europa i stor grad var avhengig av. Med lave magasinforhold, en restriktiv vanddisponering og en sterk knytning til europeiske priser som i stor grad er avhengig av gassmarkedet, ble kraftprisen og dermed også reguleringsprisene høye og tilgangen på reserver lav. Ved inngangen til 2023 hadde kraftsituasjonen normalisert seg i hele landet. Den hydrologiske balansen (summen av energi lagret i vannmagasinene, grunn- og markvann og i snøen) har vært god gjennom hele 2023. Selv om det fortsatt var usikkerhet, var også energisituasjonen i Europa bedre enn i 2022. Ved inngangen til 2022 lå fyllingsgraden til gasslagrene i Europa rundt historisk minimum (ref. perioden 2011–2021), mens den gjennom hele 2023 har ligget rundt historisk maksimum. Kraftprisen ble lavere i 2023 enn i 2022, bortsett fra i prisområdet NO4. I 2024 har den hydrologiske situasjonen vært god og kraftprisen i energimarkedet var totalt sett lavere enn i 2023.

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

Det er i hovedsak produsenter med magasinverk som leverer primærreserver (FCR), og kostnadene er nært knyttet kjørehøyske hos disse, som igjen avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet. Perioder med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor magasinverkene ønsker å produsere opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet. For fremtidig kostnadsutvikling vil økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon kunne ytterligere fortrenge produksjon fra magasinverk i lavlastperioder, og dermed gi økte kostnader. Om økt utvekslingskapasitet totalt sett øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene grunnet økt produksjon fra magasinverk. I 2023 hadde Statnett for første gang et marked for innkjøp av FCR-D opp. I både 2024 og 2023 kjøpte Statnett inn FCR-D i perioden mai-september da endret produksjonsmiks, samt økt utveksling gir perioder med økt sannsynlighet for at grunnleveransen ikke dekker den norske forpliktelsen. I 2023 var innkjøpt volum på 100-200 MW, mens volumet i 2024 var på 100 MW.

Volum og antall timer med sekundærreserver har økt jevnt de siste årene. Fra og med 1. januar 2022 kjøpes det inn aFRR i alle timer med unntak av time 2-5 alle dager. Volumet i Norden varierer mellom 300 og 400 MW og fordeles mellom de nordiske TSO-ene. Norges andel av det avtalte nordiske aFRR-volumet er f.o.m. 7. desember 2022 økt fra 35% til om lag 45%. Endringen skyldes i hovedsak raske flytendringer og økte ubalanser i NO2 som følge av NSL og NordLink. I 2021 var det et markant hopp i kostnaden fra tidligere år. I 2022 var kostnaden på sekundærreserver rekordhøy, rundt 1300 MNOK, mens den ble halvert i 2023. Kostnaden for sekundærreserver er, som de andre reservemarkedene, tett knyttet opp mot kraftprisen. I 2024 økte volumet for aFRR i juli da Statnett begynte å kjøpe 200 MW i time 2-5.

Frem til 12.februar 2024 har Statnett kjøpt inn tertiærreserver gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM var delt inn i to markeder, RKOM Sesong og RKOM uke, som igjen var delt inn i RKOM hverdag og RKOM helg. RKOM-sesong er først og fremst for aktører som trenger forutsigbarhet for å stille reserver. RKOM-uke var for aktører som vil bevare fleksibilitet mellom elspotmarkedet og RKOM, og ikke binde effekt for en hel sesong. Fra 12.februar ble RKOM uke byttet ut med mFRR CM, et daglig kapasitetsmarked for tertiærreserver, mens sesongmarkedet ble fortsatt benyttet på vinterhalvåret.

Som med de andre reservemarkedene kom det et hopp i kostnadene for tertiærreserver i 2021 fra tidligere. Kostnadene økte ytterligere i 2022, mens det i 2023 var en markant økning fra 2022-nivå. Hovedårsaken for

at kostnadene for tertiærreserver økte i 2023 var at man i 2023 kjøpte RKOM ned for første gang og det ble kjøpt inn et større volum enn tidligere år. I 2024 økte volumene i mFRR CM. Det er flere årsaker til behov for økt reservevolum. En årsak er at det er stor volatilitet i det nordiske kraftsystemet med mange og raske flytendringer og økte ubalanser som følge av økt andel sol- og vindkraft i Norden og Europa. Etter at flytbasert markedskobling kom på drift i oktober 2024, ble kraftsystemet bedre utnyttet, noe som fører til lavere kapasitet i nettet til utveksling av reserver og mer må kjøpes lokalt i hvert budområde. Behovet for reserver er forventet å øke i overgangen til automatisert systemdrift med balansering per budområde.

Spesialreguleringskostnader har variert mer enn mange av de andre reservekostnadene da de ofte er avhengig av utbyggingsprosjekter. Spesialreguleringskostnadene endte i 2024 på 183 MNOK. Det er lavere enn det har vært de siste tre årene. Av de 183 MNOK som ble brukt på spesialreguleringer, kommer omtrent 50% fra håndtering av driftssikkerhet (snitt/overlast enkeltkomponenter) ved intakt nett, mens utkoblinger stod for omtrent 45%. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. En stor andel av kostnadene for spesialregulering var i 2024 grunnet flaskehalser på Vestlandet.

Det er stadig endringer i både antall systemvern og hvilke deler av nettet som er tilknyttet systemvern. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av systemvernsfunksjon. Kostnadene for systemvern fordeler seg mellom PFK og BFK. For aktivering av BFK/PFK påløper det ingen kostnader. Kostnader for BFK kommer ved utløsning, dvs. at feil i nettet kobler ut forbruk. I 2024 var det flere utfall som ga store kostnader for BFK. Utfall av Viklandet-Fræna var den posten som ga størst kostnader på systemvern. Totalt var summen av kostnader på systemvern på omtrent 77 MNOK.

Kostnaden for produksjonsflytting var i 2024 på omtrent 10 MNOK. Kostnaden for produksjonsglatting endte på 18 MNOK i 2024.

Øvrige systemdriftskostnader endte på -5 MNOK i 2024.

4 Handelsgrenser, budområder og flaskehalshåndtering

Handelsgrenser og budområder

4.1 Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder

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

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

4.2 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

Reduserte handelsgrenser oppstår hovedsakelig grunnet utkobling av komponenter i transmisjonsnettet, utkobling av kabelforbindelsene eller som følge av feil/utfall. Alle reduksjoner i gitt handelskapasitet kommer frem i egne markedsmeldinger publisert på NUCS. Nedenfor er en oversikt over noen av faktorene som har gitt reduserte handelskapasiteter på utenlandsforbindelsene i 2024:

- **NO2-DK1:** På forbindelsene mellom Norge og Danmark har det i 2024 vært ti utfall som i større eller mindre grad har begrenset kapasiteten. I april pågikk det koordinert arbeid med blant annet nødvendig feilretting på alle de fire forbindelsene på Skagerrak. Gjennom høsten var det flere utkoblinger som følge av utbedringer av feil, som regenerering av olje grunnet fukt og SF6-lekkasje.
- **NO2-NL:** I 2024 har det vært to utfall av NorNed, begge grunnet feil på nederlandsk side. Kabelen har vært utkoblet tre dager grunnet vedlikehold. Kabelen har generelt en redusert kapasitet til 620 MW grunnet svekkelse på kabelen på nederlandsk side.
- **NO2-DE:** Kablene mot Tyskland hadde ni utfall i 2024. I september var det planlagt vedlikehold i totalt seks dager på kablene. I tillegg var det én dag i november og én dag i desember med vedlikehold på kabelen.
- **NO2-GB:** NSL har hatt to driftsforstyrrelser i 2024. Statnett reduserte importkapasiteten fra England til 500 MW på natt og i helger i perioden 10.februar til 13.mars. Årsaken til reduksjonen var utfordringer med flaskehalshåndtering på Vestlandet. Reduksjonen av kapasitet var et midlertidig tiltak frem til et systemvern kom i drift i mars som muliggjorde full kapasitet igjen.
- **NO1-SE3:** Gjennom sommeren var det i perioder høye temperaturer og ugunstig flytmønster som gjorde at kapasiteten mot Sverige til tider måtte reduseres. Frem til oktober hadde SvK et lineset som hadde en sumbegrensning på kapasiteten mellom SE3-NO1 og SE3-NO2. Etter at flytbasert markedskobling kom i drift, ble kapasiteten utnyttet bedre på forbindelsen NO1 ↔ SE3.

4.3 Redegjørelse for begrensninger i handelskapasitet fra øvrige TSO-er

Innføringen av flytbasert markedskobling høsten 2024 har vært med på å øke utvekslingskapasiteten internt i Norge og Norden. Flytbasert beregningene i Norden baserer seg på "Advanced Hybrid Coupling" (AHC) mens i Europa brukes "Standard Hybrid Coupling" (SHC). I AHC modelleres forbindelser til områder utenfor Norden som egne virtuelle områder. Dette gjør at SDAC-algoritmen (Euphemia) tar hensyn til HVDC-flyt på interne snitt i Norden. I SHC flyttes interne begrensninger direkte til kabelen

For Norden betyr dette at i enkelte tilfeller forekommer ikke-intuitiv flyt på kablene, fra høypris til lavpris, for å redusere belastningen på interne snitt. For eksempel kan kraftflyten ha retning fra Nederland til NO2, selv om prisen er høyere i Nederland, for å redusere flyten på Saudatrafoene. Med dette som utgangspunkt trenger en ikke redusere kapasiteten på mellomriksforbindelsene for interne utkoblinger da dette blir tatt hensyn til av den flytbaserte markedskoblingen. Dette forutsetter at snittet skal håndteres av markedet.

Kapasiteten på NordLink, NO2-DE, har i store deler av 2024 vært redusert på grunn av Interne flaskehalser i Tyskland. Problematikken gjør seg spesielt gjeldene ved høy vindkraftproduksjon. Ettersom Tyskland har "Standard hybrid Coupling" flyttes de interne begrensingene direkte til grenseforbindelsene og for Norges del, NordLink. Det er forventet at Hansa regionen også vil gå over til "Advanced Hybrid Coupling". Dette vil medføre at flaskehalsene ikke flyttes til grenseforbindelsene, men løses av markedsalgoritmen.

Kapasiteten på NorNed har i 2024 vært redusert til 620 MW pga. en svekket landkabel på nederlandsk side (siden høsten 2022). Maksimal ramping er redusert til 310 MW, og det frigis kun kapasitet til Intradag en retning. Full kapasitet er ikke ventet før 1. juli i 2025. Etter innføringen av flytbasert har det vært tilfeller av negativ intradag kapasitet. Noe som indikerer at flyten ikke kan snus fra planlagt flyt i Day Ahead markedet, ettersom dette vil medføre snittoverskridelser i AC-nettet.

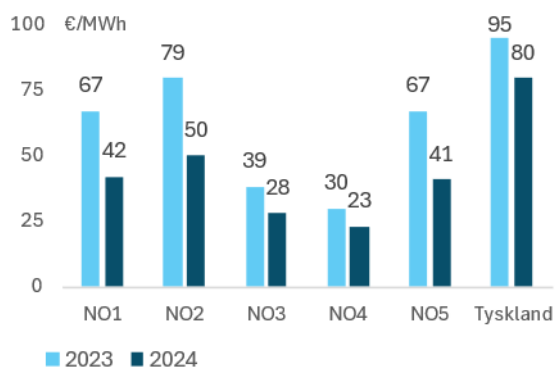
North Sea Link (NSL) er ikke med i den flytbaserte markedskoblingen og flyten på NSL kalkuleres kl. 11. Dette har medført noe reduksjon i kapasitet på NSL i tilfeller der det er forventet at reduksjon på andre forbindelser etter at den flytbaserte markedskoblingen er klarert.

I tillegg fører dette i noen tilfeller til problemer, ettersom det er mulig å prognosere opp til 2800 MW feil (full eksport istedenfor full import). Der prognosen er grunnlaget som ligger til grunn for den flytbaserte markedskoblingen.

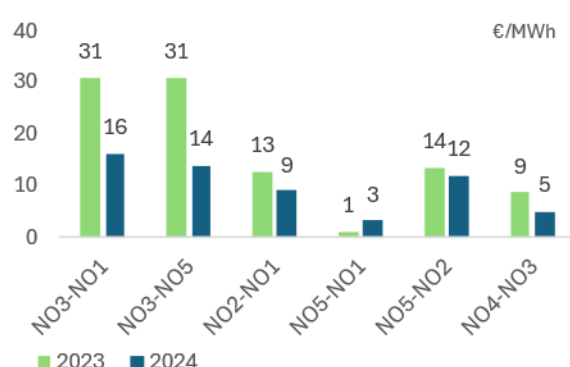
4.4 Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge

Prisforskjeller oppstår når det er flaskehalser i nettet. Flaskehalser oppstår når ønsket om å kjøpe og selge kraft begrenses av den fysiske kapasiteten i nettet. For å håndtere slike begrensninger i nettet, er Norge delt opp i budområder. Dette resulterer i prisforskjeller mellom budområder. Årsakene til prisforskjeller har dermed to aspekter, behovet for overføring av kraft og den underliggende fysiske kapasiteten i nettet.

Som de siste årene, er det fortsatt mellom nord og sør i Norge det er størst prisforskjell. Basert på Figur 4.2 var det i 2024 størst gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO3 og hhv. NO1 og NO5. Dette er en del av en større flaskehals mellom nord og sør i Norge og Sverige, der det ikke er nok overføringskapasitet til å frakte energioverskuddet nord i Norden til forbrukere sør i Norden og på kontinentet. Dette forsterkes ytterligere av den store veksten av uregulerbar installert kapasitet som har kommet til de siste årene, spesielt i Nord-Sverige. På norsk side er det 300 KV-linjen mellom Midt-Norge og Østlandet som er den største kilden til denne flaskehalsen, men den samlede kapasiteten mellom de nordlige og sørlige områdene i Norden kommer først og fremst fra de mange ledningene nord-sør gjennom Sverige.



Figur 4.1 - Gjennomsnittspriser i de norske budområdene og Tyskland for 2023 og 2024



Figur 4.2 - Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom tilgrensende norske budområder for 2023 og 2024

Sammenlignet med 2023, har det i 2024 vært betydelig mindre prisforskjell mellom nord og sør i Norge. Hovedårsakene til dette er betydelig lavere snittpriser, spesielt i Sør-Norge, illustrert i Figur 4.1. Dette har medført at forskjellen i snittpris har vært relativt mindre i 2024. Prisene i Norge bestemmes, under ellers like forhold, hovedsakelig av energibalansen og prisene i nabolandene. I 2024 har begge disse faktorene gått i favør lavere priser, spesielt i Sør-Norge. Det var betydelig høyere tilsig i 2024 enn året før, slik at det norske energioverskuddet var høyere enn 2023. I sør har tilsiget vært spesielt høyt i år og gitt enda lavere priser her relativt Nord- og Midt-Norge. Effekten av dette har også blitt forsterket av en relativt varm vinter på slutten av året, som har gitt mer av tilsiget i form av regn enn snø, noe som gir fullere magasiner enn normalt inn i vinteren, og dermed presset vannverdiene ned. Prisen i Sør-Norge er også sterkere knyttet til kontinentale priser enn resten av Norge, spesielt Tyskland. I 2024 har prisene vært lavere på kontinentet enn 2023, observert i Figur 4.1, som bidrar til lavere priser i Sør-Norge.

I 2024, som i 2023, har det vært større prisforskjeller internt i Sør-Norge, spesielt mellom NO2 og hhv. NO5 og NO1. Prisforskjellene her har vært nesten like store målt i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell som mellom sør og nord i Norge. NO2 er sterkere knyttet til kontinentet enn NO1 og NO5. Flaskehalser i Sør-Norge begrenser flyten sørover mot NO2 og ut på mellomlandsforbindelsene når det er stort overskudd i NO5 og NO1, som det var mye av i sommer i NO2, eller når det er effektknappet i NO2, slik som det var i vinter. Motsatt, når det er stor import på kablene, er det ofte flaskehalser nordover ut av NO2. Her er det spesielt det svakere 300KV-nettet på Vestlandet nord for Sauda som begrenser i begge retninger. Etter introduksjonen av flytbasert markedskobling i november er det tydeligere hvilke snitt som begrenser og hvilken virkning disse har på prisene. Det observeres veldig ofte begrensninger i nettet på Vestlandet som er opphavet til prisforskjellen ut og inn av NO2, både mot både NO1 og NO5.

4.5 Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen

Det har ikke vært endringer i budområdeinndelingen i 2024.

4.6 Oversikt og redegjørelse for aktive normalbånd for handelskapasitet

Det norske kraftnettet er delt inn i fem prisområder. Grensene mellom områdene speiler de begrensninger i nettet som er vurdert å best kunne løses gjennom dagens markedsløsninger i Day-Ahead og Intraday-markedene. Hvert budområde har flere forbindelser til andre prisområder. Normalt vil det ikke kunne gis full kapasitet på alle forbindelser samtidig, da en av korridorene kan være begrensende før de andre er fylt opp. Produksjonsfordeling innad i området og forventet kraftflyt i nettet vil avgjøre hvilke nettbegrensninger som først vil bli fylt opp og som vil være begrensende for handelskapasitetene. Øvrige

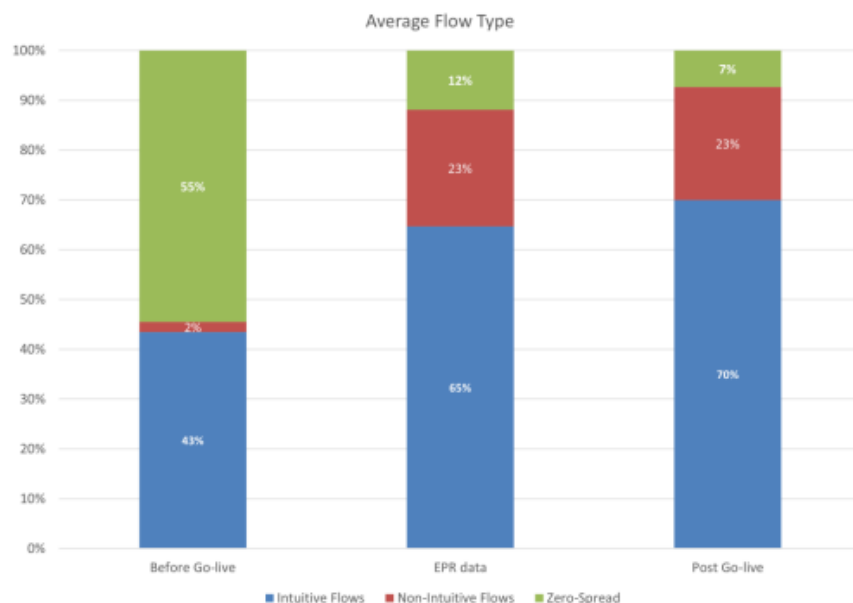
kapasiteter som ikke blir fylt opp vil settes basert på forventet fysisk flyt på korridoren. Forventede kapasiteter mellom områder angis derfor med et kapasitetsbånd. Kapasitetsbånd var relevant å benytte seg av frem til flytbasert markedskobling kom i drift i slutten av oktober 2024. Etter at flytbasert markedskobling ble tatt i bruk, er ikke kapasitetsbåndene i Tabell 4.1 representativ lenger.

Tabell 4.1 - Oversikt over gjeldende kapasitetsbånd Norge før flytbasert markedskobling

Korridor/Område	Bånd (MW)
NO1-NO2	1700-2200
NO2-NO1	3100-3700
NO1-NO5	0-600
NO5-NO1	3200-3900
NO2-NO5	0-500
NO5-NO2	200-600
NO1A-NO1	6400-6850
NO1-NO3	-500-500
NO3-NO1	-500-500
NO3-NO5	-500-800
NO5-NO3	-800-500
SE2-NO3	700-1000
Sum eksport NO4	1500-1800
NO4-SE1	500-700
SE1-NO4	300-600
NO4-SE2	0-250
SE2-NO4	100-300
NO4-NO3	900-1200
NO3-NO4	0-400

4.7 Foreløpige erfaringer med flytbasert kapasitetsberegning

Foreløpige erfaringer etter go-live av flytbasert markedskobling er at den nye markedsløsningen gjør det som var forventet at den skulle gjøre: Utnytte kapasiteten i kraftsystemet mer og bedre. Det er erfart at flyten er nærmere overføringsgrensene med økt kraftflyt mellom budområdene. Markedsflyten samsvarer nå bedre med forventet/målt flyt. Noe som da fører til mindre reguleringsbehov for å håndtere dette avviket i drift. I tillegg har mengden ikke-intuitiv flyt økt, noe som er i tråd med den eksterne parallellkjøringen (EPR) som har kjørt flytbasert-simuleringer siden 2022. Ikke-intuitiv flyt er flyt fra høy til lav pris når handel mellom to prisområder genererer en positiv samfunnsøkonomisk verdi i for optimeringen av hele det nordiske kraftmarkedet. Figur 4.3 viser gjennomsnittlig type flyt i Norden av de to første månedene etter go-live (november og desember 2024) sammenlignet med vinterperioden (november til februar) for de to siste årene i forkant av go-live (2022-2023 og 2023-2024).



Figur 4.3 - Gjennomsnittlig type flyt i Norden før og etter go-live og gjennom EPR (Nordic RCC. (05.02.2025) Nordic CCM post go-live stakeholder event.)

Flaskehals inntekter og -kostnader

4.8 Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester

4.8.1 Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Statnett får 50 % av flaskehalsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av flaskehalsinntektene på forbindelsene internt i Norge.

De totale netto flaskehalsinntektene i 2024 var på 895 mill. euro, opp fra 825 mill. euro i 2023. Det ble utvekslet mer kraft mot utlandet enn noen gang tidligere, totalt 47 TWh (33 TWh eksport og 14 TWh import). Snitt prisdifferanse ved eksport var ca. 33 euro/MWh, og ved import ca. 9 euro/MWh. Dette ga flaskehalsinntekter mot utlandet på 608 mill. euro, betydelig opp fra året før på 467 mill. euro

De interne flaskehalsinntektene ble redusert fra 2023 til 2024, fra 358 mill. euro i 2023 til 286 mill. euro i 2024. Noe lavere prisnivå over året for alle norske prisområder og tilsvarende noe lavere prisforskjeller mellom prisområdene var årsaken til denne nedgangen.

Andelen FLHI fra NO-internt av de totale FLHI ble redusert fra 43% i 2023 til 32% i 2024

Tabell 4.2 - Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hvert år 2016-2024

	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	Sum NO- internt	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
2016	17,9	2,7	30,5	1,6	13,7	-3,8	62,6	14,7	2,3	5,3	0,9	17,2	18,5	0,0		121,5
2017	3,4	0,3	4,4	0,4	15,4	0,8	24,7	12,7	3,6	9,1	1,8	22,9	29,1	0,0		103,9
2018	7,7	0,0	13,7	0,6	4,6	2,6	29,2	8,4	2,3	3,0	0,9	23,1	26,6	0,0		93,5
2019	1,6	-0,4	0,8	0,0	1,9	-0,3	3,6	9,0	3,3	2,5	0,5	24,4	12,7	0,0		56,0
2020	0,3	-0,5	2,7	0,4	3,7	-0,8	5,8	57,5	9,4	9,2	2,5	84,2	54,8	2,5		225,9
2021	19,5	38,4	4,4	3,2	31,6	55,4	152,6	48,4	5,2	10,8	3,8	111,7	75,2	80,4	77,5	565,6
2022	276,6	409,3	14,6	67,9	134,4	332,0	1234,7	220,6	50,1	73,2	21,0	150,8	63,7	182,1	171,4	2167,6
2023	154,2	44,4	15,3	69,2	69,0	6,1	358,4	56,1	15,7	21,2	4,2	85,7	48,1	101,7	133,8	825,0
2024	124,5	20,9	46,3	51,5	32,0	11,2	286,4	34,5	11,6	11,6	3,9	142,9	76,0	139,0	189,1	895,1

I Tabell 4.3 fremgår det at flaskehalsinntektene økte mye siste halvår av 2024, og spesielt november-desember ble FLHI betydelig høyere enn året før. Årsaken til dette var i stor grad svært sterk hydrologi i Norge og Norden, noe som medførte store prisforskjeller mot Europa, men også internt i Norge.

Tabell 4.3 - Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hver måned i 2024

2024	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
Jan	12,8	2,1	5,7	0,6	12,1	-5,5	4,9	0,6	2,9	0,6	1,7	1,2	2,3	3,2	45,3
Feb	0,9	2,0	0,4	0,2	4,3	-0,1	5,1	1,0	1,4	0,4	1,7	1,4	2,3	4,3	25,3
Mar	0,0	0,8	1,3	0,6	2,7	0,5	2,5	1,1	0,7	0,2	3,0	2,2	4,5	6,9	27,0
Apr	0,6	0,6	0,6	0,3	4,2	0,5	2,6	1,6	0,2	0,7	3,8	3,7	7,7	6,3	33,5
Mai	10,7	0,6	-0,4	3,8	-0,2	-0,6	0,2	0,8	0,7	0,3	9,7	6,6	12,6	20,1	65,0
Jun	8,9	1,0	0,6	3,5	0,2	0,0	0,6	0,4	0,4	0,1	12,1	5,4	12,4	17,7	63,1
Jul	12,1	0,2	0,4	4,0	-0,2	0,4	-0,2	1,4	0,9	0,3	16,3	7,1	15,2	23,7	81,3
Aug	34,6	0,2	0,2	12,8	0,0	-0,1	0,6	0,9	0,4	0,2	19,5	9,0	17,4	15,0	110,5
Sep	23,0	0,0	3,0	8,1	-0,8	-0,2	0,7	0,9	0,3	0,2	19,7	7,8	13,1	26,1	101,9
Okt	9,9	1,1	1,5	3,5	0,6	2,1	3,8	0,5	0,4	0,2	19,4	9,8	15,5	18,6	87,0
Nov	6,3	5,0	8,9	5,1	4,3	8,6	7,0	1,2	2,5	0,5	20,4	12,3	20,5	25,8	128,4
Des	4,7	7,3	24,0	9,1	4,8	5,4	6,7	1,3	1,0	0,3	15,6	9,6	15,6	21,5	126,8
Sum 2024	124,5	20,9	46,3	51,5	32,0	11,2	34,5	11,6	11,6	3,9	142,9	76,0	139,0	189,1	895,1

4.8.2 Inntekter fra utveksling av systemtjenester

Statnetts inntekter fra flaskehalsinntekter fra Jylland-Tyskland og fra aFRR-markedene, samt kapasitetsmarkedet i UK for hvert år i perioden 2015-2024, og per kvartal for 2024 er vist i Tabell 4.4.

Tabell 4.4 - Statnetts inntekter fra systemtjenester, øvrige flaskehalsinntekter og kapasitetsmarked [MEUR]

Skagerrak	Systemtjenester Skagerak (mill. €)	Inntekter Jylland- Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)	Intern Flaskehals Norge aFRR (mill. €)	Flaskehalsinntekter aFRR kapasitet Norge-Sverige (mill. €)	GB Capacity Market-NSL (mill. €)	Sum øvrige handels- inntekter (mill. €)
2015	6,4	2,8	9,2				9,2
2016	6,9	0,9	7,8				7,8
2017	6,7	2,9	9,6				9,6
2018	6,9	2,6	9,5				9,5
2019	7,7	1,4	9,1				9,1
2020	0,0	4,0	4,0				4,0
2021	0,0	5,7	5,7				5,7
2022		7,6	7,6				7,6
2023		5,1	5,1	0,03	2,3	6,2	13,5
2024		7,7	7,7	3,0	2,8	17,3	30,7
1.kvartal-24		0,8	0,8	0,3	0,4	4,0	5,5
2.kvartal-24		1,7	1,7	1,0	1,4	5,3	9,4
3.kvartal-24		1,3	1,3	0,6	0,5	3,5	6,0
4.kvartal-24		3,9	3,9	1,0	0,4	4,6	9,9

4.9 Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet

Tabell 4.5 viser kostnadene ved overføringstap til utlandet for årene 2015-2024

Tabell 4.5 - Kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet [MEUR]

	DK1-NO2	NO2-NL	NO2-DE	NO2-UK
	Tapskostnader	Tapskostnader	Tapskostnader	Tapskostnader
2015	2,1	2,2		
2016	2,7	2,0		
2017	2,9	2,8		
2018	4,0	3,3		
2019	3,5	2,5		
2020	1,2	0,8		
2021	10,2	4,7	5,9	2,5
2022	22,2	5,0	20,9	21,0
2023	9,0	4,0	8,5	13,3
2024	7,5	3,0	5,9	9,0

4.10 Forholdet mellom flaskehalsinntekter og tilhørende kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene

Tabell 4.6 viser de totale flaskehalsinntektene for likestrømsforbindelsene, per år, med tilhørende tapskostnader i forbindelse med overføringstap. Tapskostnadene er avhengig av prisnivået i eksporterende land, der tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende land. Dette resulterer i at forholdet mellom flaskehalsinntekt og tapskostnad kan variere betydelig.

Tabell 4.6 og Tabell 4.7 viser dette forholdet for hvert år, og per måned i 2024. Tapskostnadene i 2024 ble betydelig redusert fra 2023, pga. et lavere prisnivå i Norge.

Tabell 4.6 - Statnetts andel av årlige flaskehalsinntekter (FLHI) og tapskostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR] for hvert år 2015-2024

DK1-NO2				NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel
2015	23	2,1	9,1 %	58,1	2,2	3,9 %						
2016	17,2	2,7	16,0 %	18,5	2,0	10,7 %						
2017	22,9	2,9	12,5 %	29,1	2,8	9,6 %						
2018	23,1	4,0	17,4 %	26,6	3,3	12,6 %						
2019	24,4	3,5	14,5 %	12,7	2,5	19,4 %						
2020	84,2	1,2	1,4 %	54,8	0,8	1,4 %						
2021	111,7	10,2	9,1 %	75,2	4,7	6,3 %	80,4	5,9	7,3 %	77,5	2,5	3,2 %
2022	150,8	22,2	14,7 %	63,7	5,0	7,9 %	182,1	20,9	11,5 %	171,4	21,0	12,3 %
2023	85,7	9,0	10,5 %	48,1	2,0	8,4 %	101,7	8,5	8,3 %	133,8	13,3	9,9 %
2024	142,9	7,5	5,3 %	76,0	3,0	3,9 %	139,0	5,9	4,3 %	189,1	9,0	4,8 %

Tabell 4.7 - Statnetts andel av månedlige flaskehalsinntekter (FLHI) i 2024 og tilhørende tapskostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR]

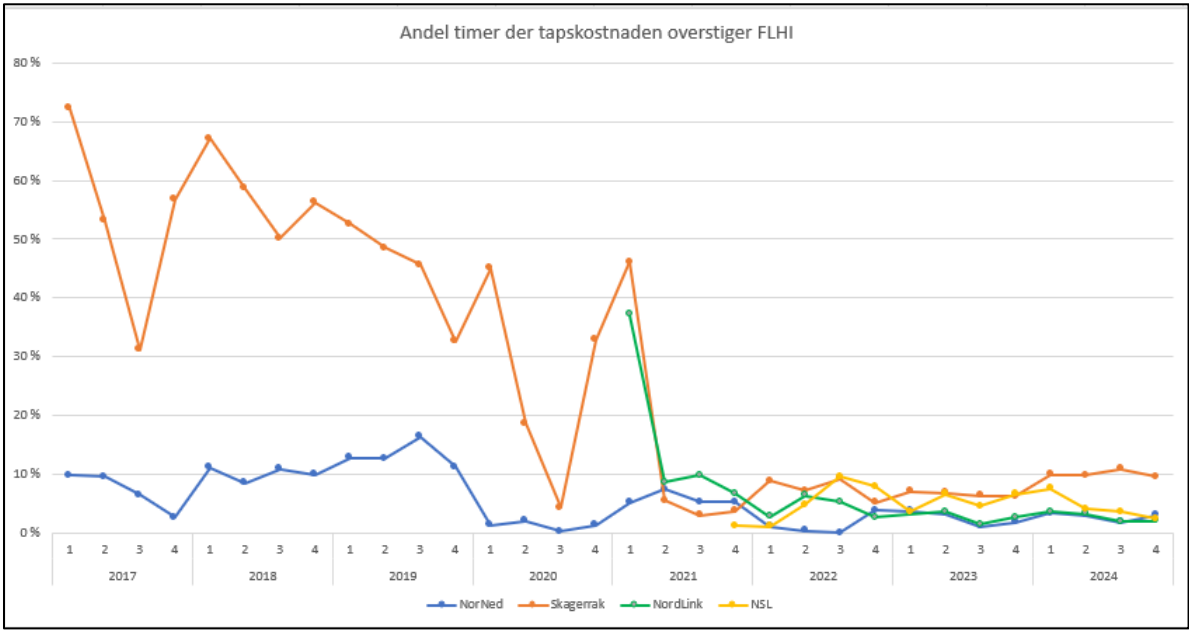
DK1-NO2				NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
2024	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel
Jan	1,7	0,7	40,1 %	1,2	0,2	16,6 %	2,3	0,5	20,7 %	3,2	0,8	24,8 %
Feb	1,7	0,5	29,8 %	1,4	0,2	17,5 %	2,3	0,4	17,9 %	4,3	0,8	18,3 %
Mar	3,0	0,7	21,5 %	2,2	0,3	12,1 %	4,5	0,6	12,4 %	6,9	0,9	13,4 %
Apr	3,8	0,4	10,3 %	3,7	0,2	6,1 %	7,7	0,5	6,8 %	6,3	0,7	11,7 %
Mai	9,7	0,6	6,2 %	6,6	0,2	3,5 %	12,6	0,5	4,1 %	20,1	0,8	3,8 %
Jun	12,1	0,6	5,0 %	5,4	0,2	4,1 %	12,4	0,5	3,8 %	17,7	0,7	4,2 %
Jul	16,3	0,5	3,3 %	7,1	0,2	2,5 %	15,2	0,4	2,7 %	23,7	0,7	2,8 %
Aug	19,5	0,7	3,4 %	9,0	0,3	2,9 %	17,4	0,5	2,8 %	15,0	0,7	4,7 %
Sep	19,7	0,6	3,0 %	7,8	0,2	2,9 %	13,1	0,4	2,7 %	26,1	0,7	2,6 %
Okt	19,4	0,6	3,0 %	9,8	0,3	2,8 %	15,5	0,4	2,8 %	18,6	0,5	2,8 %
Nov	20,4	0,8	3,8 %	12,3	0,3	2,6 %	20,5	0,5	2,7 %	25,8	0,8	3,2 %
Des	15,6	0,9	5,8 %	9,6	0,3	3,2 %	15,6	0,7	4,8 %	21,5	0,9	4,0 %
Sum	142,9	7,5	5,3 %	76,0	3,0	3,9 %	139,0	5,9	4,3 %	189,1	9,0	4,8 %

4.11 Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene

Figur 4.4 viser andelen timer der tapskostnaden på kablene overgår flaskehalsinntekten.

Skagerak-kabelen hadde ikke implisitt tapshandtering før i februar 2021. Derfor skiller denne kurven seg ut fra de andre før Q2-21. Implisitt tapshandtering bidrar til at det i utgangspunktet bare skal utveksles kraft dersom prisdifferansen bidrar til at flaskehalsinntektene er høyere enn tapskostnaden. Men pga. ramping-restriksjoner vil det være en del timer som har noe høyere tap enn inntekter på alle kablene.

I 2024 var det 10% av timene på Skagerak og 3-4% på de andre kablene som hadde tap marginalt høyere enn flaskehalsinntekten,



Figur 4.4 - Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Tabell 4.8 viser gjennomsnittet for andel timer per år de 10 siste årene.

Tabell 4.8 - Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten				
	NorNed	Skagerrak	NordLink	NSL
2014	12 %	42 %		
2015	3 %	67 %		
2016	10 %	61 %		
2017	7 %	53 %		
2018	10 %	58 %		
2019	13 %	45 %		
2020	1 %	25 %		
2021	6 %	15 %	16 %	1 %
2022	1 %	8 %	4 %	6 %
2023	2 %	7 %	3 %	5 %
2024	3 %	10 %	3 %	4 %

4.12 Utviklingen i markedskostnader ved flaskehalser mellom budområder

Markedskostnadene² er presentert i Tabell 4.9. For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil/utfall eller planlagte driftsstanser. Feil/utfall, planlagte driftsstanser og begrensninger på utenlandsk side er tatt med når de påvirker handelsgrensene. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt i denne oversikten. Markedskostnadene for 2024 er beregnet gjelder kun frem til flytbasert tok over 30.oktober.

Tabell 4.9 - Markedskostnader (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet

Korridor	Årsak	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 tom 30.10
NO1 – SE3	Driftsstans	97	96	192	53	294	1065	483	97	349	313
	Feil/utfall	12	164	34	15	0	113	0	0	0	21
NO3 – SE2	Driftsstans	10	9	9	14	37	85	22	38	34	88
	Feil/utfall	0	0	0	0	2	0	0	22	0	8
NO4 – SE1	Driftsstans	40	133	118	45	22	165	241	489	47	89
	Feil/utfall	2	0	3	0	19	0	7	0	0	8
NO4 – SE2	Driftsstans	15	65	70	26	23	68	31	67	13	8
	Feil/utfall	1	0	1	0	3	0	3	30	0	0
NO2 – DK1	Driftsstans	170	55	133	148	70	50	232	87	134	100
	Feil/utfall	7	0	20	5	189	720	174	1024	278	44
NO2 – NL	Driftsstans	71	40	61	42	29	296	109	0	75	296
	Feil/utfall	0	4	4	63	43	70	129	1639	772	17
NO2 – DE	Driftsstans							274	117	62	785
	Feil/utfall							115	97	83	44
NO2 – GB	Driftsstans							38	86	304	337
	Feil/utfall							1028	914	41	31
NO1 – NO2	Driftsstans	2	6	13	39	4	3	128	895	434	286
	Feil/utfall	4	41	27	0	0	2	0	0	0	61
NO1 – NO5	Driftsstans	6	3	7	55	0	0	0	0	0	29
	Feil/utfall	4	87	14	0	0	0	0	0	0	13
NO2 – NO5	Driftsstans	0	1	0	1	1	2	3	111	15	37
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
NO4 – NO3	Driftsstans	28	165	152	26	5	29	311	114	1	56
	Feil/utfall	1	0	2	0	3	0	5	0	0	0
NO5 – NO3	Driftsstans			12	2	9	0	10	170	263	56
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	1480	0	44
Sum		470	869	872	534	753	2708	3343	7477	2905	2780

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

Det nordiske kraftsystemet innførte flytbasert markedskobling 29. oktober 2024, med første dag i drift 30.oktober. Metoden bruker nettmodeller og snitt til å beskrive mulighetsrommet for handel. Med flytbasert markedskobling er det nå mulig å gi et riktigere bilde av den fysiske begrensingen i nettet.

Skyggepriser, som er et resultat fra flytbasert markedskobling, kan benyttes til å identifisere snitt som er markedsbegrensende. Skyggeprisen måles i EUR/MW og indikerer hvor mye den økonomiske verdien av kraftflyt ville endres dersom det var mer tilgjengelig kapasitet på et gitt nettverksnitt. Et nettverksnitt med høy skyggepris betyr for eksempel at begrensningen på snittet har stor innvirkning på prisene i markedet og kan indikere flaskehalser i nettet. Lav skyggepris betyr at snittet har liten eller ingen påvirkning på prisdannelsen for det aktuelle tidsintervallet. Tabell 4.10 viser de 20 mest begrensende snittene fra november og desember 2024. Det er ikke hentet ut informasjon for hele 2024, ettersom Statnett ikke gikk over til flytbasert markedskobling før i slutten av oktober.

Tabell 4.10 - Oversikt over de 20 mest markedsbegrensende snittene fra november og desember 2024.

Snitt	Budområde	Gjennomsnittlig Skyggepris [€/MW]	Antall timer
65% 420 Aurland 1-Usta + 65% 420 Aurland1-Sima + 300 Sogndal-Hove	NO5	187,66	103
300 Mauranger-Blåfalli	NO5-NO2	35,80	492
20% 420 Rjukan-Kvittdal + 300 Husnes-Børtveit	NO2	24,78	73
NO4->SE1	NO4->SE1	14,71	320
AC_Minimum_NO2_SK	NO2->SK	9,63	199
40% 420 Høyanger-Sogndal + 300 Øvre Vinstra-Fåberg	NO1	8,70	337
65% 420 Rød-Grenland + 300 Rød-Porsgrunn	NO2	7,86	190
NO4->SE1	NO4->SE1	6,76	51
40% 420 Moskog-Høyanger + 300 Øvre Vinstra-Fåberg	NO1	4,53	169
60% 420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal	NO4->NO3	4,39	246
NO1	NO1	3,56	33
SE3->NO1	SE3->NO1	2,61	131
80% 300 Refsdal-Modalen + Aurland1 T4 Transformator S	NO3	2,55	109
NO2->DK1	NO2->DK1	1,78	24
NO1	NO1	1,56	106
97% Sauda T2 Transformator P + Sauda T3 Transformator P	NO2	1,27	34
40% 300 Øvre Vinstra-Fåberg + 420 Moskog-Høyanger	NO3	1,27	91
55% 420 Nea-Klæbu + 420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal	NO4->NO3	0,70	3
30% 420 Tegneby-Hasle + 300 Flesaker-Hof	NO1->NO2	0,68	5
NO4->SE1	NO4->SE1	0,68	64

Spesialregulering

4.13 Oversikt over spesialreguleringer

Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

- Intakt nett, overlast: Reguleringer for å unngå overlast eller overskride N-1 ved intakt nett
- Intakt nett, spenning: Reguleringer for å ha tilfredsstillende spenning ved intakt nett
- Revisjoner: Reguleringer knyttet til planlagte driftsstanser

- Feil/utfall: Reguleringer knyttet til feil eller utfall i nettet
- Annet: Reguleringer for årsaker som ikke passer inn i øvre kategorier. Dette kan være f.eks. reguleringer for andre TSO-er eller regulering utenfor prisrekkefølge ved store last/frekvensendringer

Tabell 4.11 - Total kostnad for spesialreguleringer per kategori de siste ti år (i MNOK). Kostnadene er beregnet på bakgrunn av gjennomsnittlig valutakurs for 2024 hvor 1 kr = 11,6276 € (Kilde: Norges Bank)

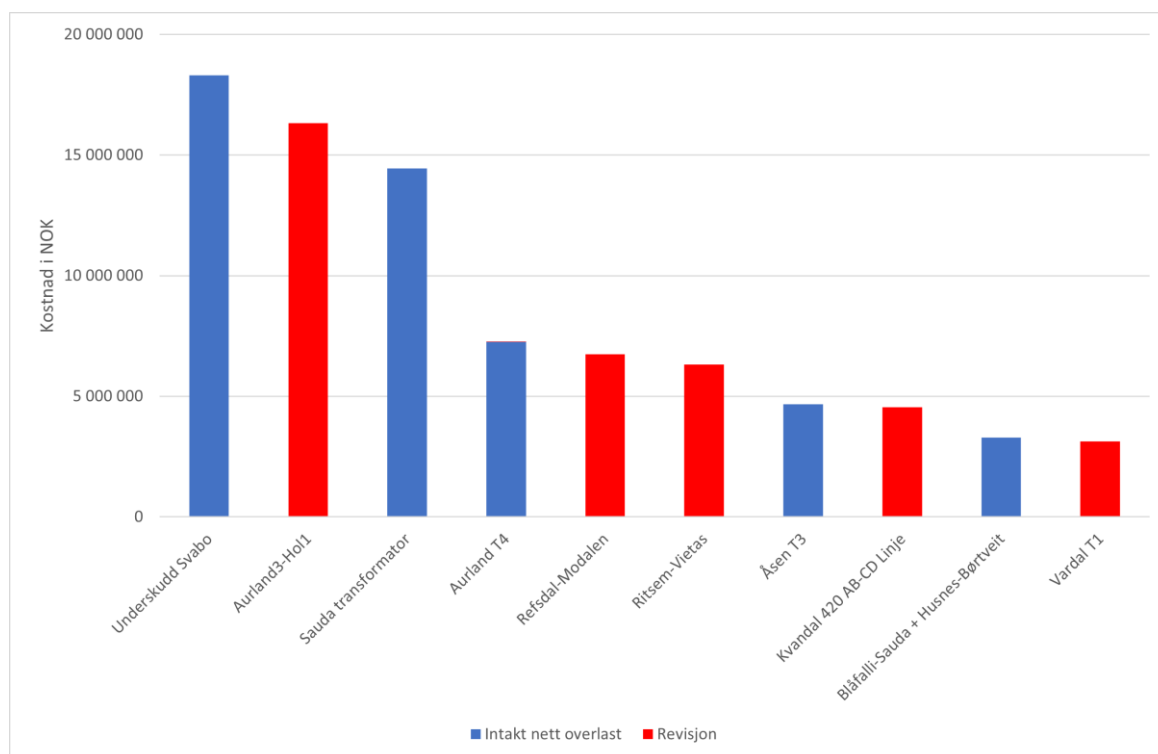
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Intakt nett, overlast	45	58	29	43	25	42	99	340	154	89
Intakt nett, spenning	2	0	3	1	1	1	0	1	1	1
Revisjoner	88	70	64	65	44	51	84	120	88	79
Feil/utfall	29	8	10	10	16	7	25	47	37	6
Annet	9	9	4	2	2	2	6	19	5	6
Totalt	173	145	110	121	88	103	214	527	285	181

Tabell 4.12 -Totalt volum for spesialreguleringer per retning de siste ti år (i GWh)

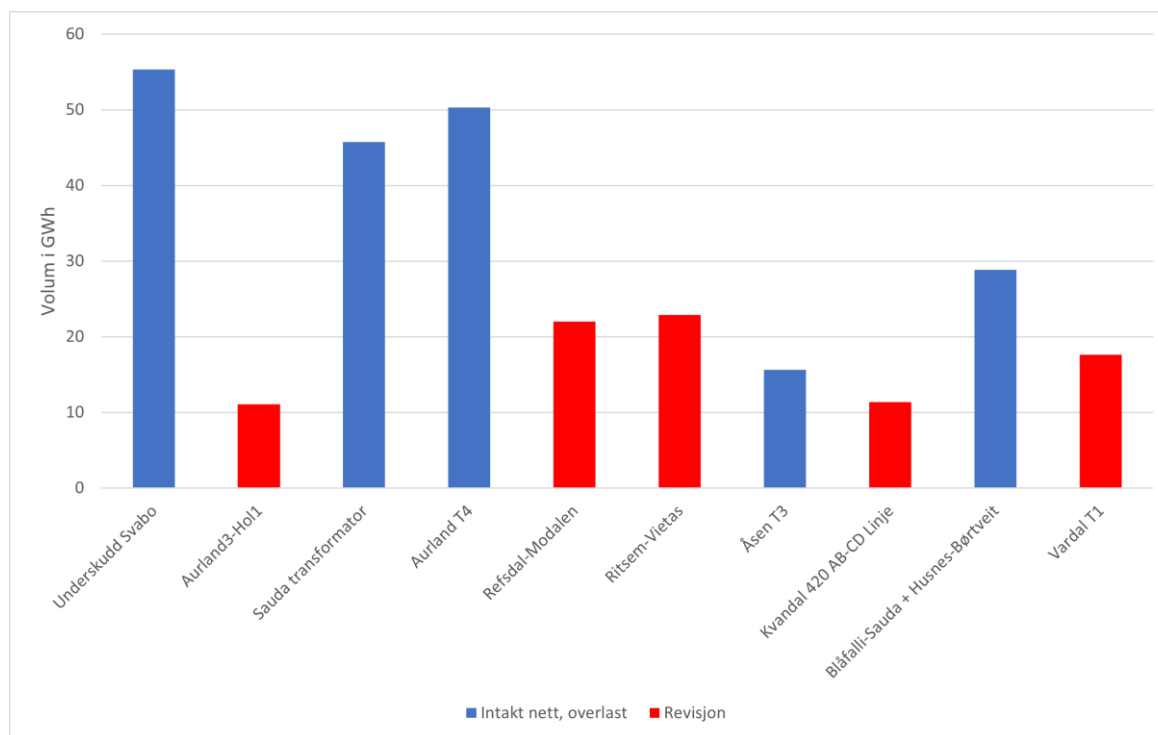
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Regulert opp	528	274	125	194	256	162	360	183	289	306
Regulert ned	1000	1138	762	677	372	1067	725	1029	615	412
Totalt	1528	1412	887	871	628	1229	1085	1212	905	718

Spesialreguleringskostnadene for 2024 er lavere enn for 2023, noe som hovedsakelig kan knyttes til lavere kostnader ved feil/utfall i nettet som medfører regulering av dyre reguleringsobjekter samt betydelig lavere kostnader for å håndtere overlast ved intakt nett. Det er umiddelbart vanskelig å si hvorfor kostnadene for regulering av overlaster ved intakt nett er såpass lavere for 2024 sammenliknet med 2023. Det kan både være fordi det har vært færre tilfeller av overlaster, men det vil også påvirkes av kraftprisene og av hvordan kraftprodusentene priser budene sine i regulerkraftmarkedet. Samtidig er kostnadene mer på linje med 2021 og tidligere år, mens 2022 og 2023 var to spesielt dyre år som skiller seg ut.

4.14 De viktigste / største spesialreguleringene



Figur 4.5 - Kostnad for de 10 dyreste årsakene til spesialregulering (i NOK)



Figur 4.6 - Reguleringsvolum for de 10 dyreste årsakene til spesialregulering (i GWh)

Topp 10 viktigste/største spesialreguleringer:

1. Underskudd Svabo: På grunn av koblingsbilde som medfører deling i 132 kV-nettet mellom Grytåga stasjon og Alsten stasjon i Nordland samt deling på samleskinnene i Rana stasjon, så blir de to gjenværende 132 kV-linjene mellom stasjonene Nedre Røssåga og Svabo tidvis høyt belastet ved produksjons- og lastendringer i området rundt Svabo, Rana og Langvatn. Det er spesielt underskudd i området som blir problematisk i tilfeller hvor produksjonen i området kjører ned. Linea AS er eier av 132 -kV linjene mellom Nedre-Røssåga og Svabo.
2. Aurland3-Hol1: Revisjon på linjen Aurland3-Hol1 førte til store reguleringsbehov for å begrense transitt via linjene Aurland1-Sogndal-Hove ved utfall av linjen mellom Aurland1-Usta. Kombinert høy flyt sørover fra NO3 og fra området rundt Indre Sogn og Aurlandsområdet førte til høy belastning på gjenværende linje mellom Aurland1-Usta. Ved utfall av Aurland1-Usta må flyten gå gjennom Bergensområdet for å komme sørover, og dette fører til overlast på Aurland T4 samt 300 kV-linjene inn Bergensområdet. Statnett SF er eier av transmisjonsnettet som utgjør de nevnte flaskehalsene.
3. Sauda transformatorer: Kombinasjonen av mye last nord for Sauda transformatorene i Sunnhordland og Bergen, og høy produksjon sør for transformatorene fører til at transformatorene blir høyt belastet når produksjonen nord for transformatorene kjører ned og det i tillegg er høy import på utenlandsforbindelsene. Dette fører til at kraften presser nordover langs Vestlandet mot Bergen. Statnett SF er eier av systemtransformatorene i Sauda som er begrensende anleggsdeler.
4. Aurland T4: Transformatoren Aurland T4 er i dårlig forfatning. Det er derfor besluttet at transformatoren ikke kan utsettes for overlast og den må dermed driftes etter kontinuerlig grense. Dette medfører redusert overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland, og til tider store reguleringskostnader. Statnett SF er eier av Aurland T4.
5. Refsdal-Modalen: Revisjon av linjen mellom Refsdal og Modalen førte til høye reguleringskostnader. Både høyere belastning på linjer sørover fra NO3 samt på de to gjenværende linjene inn til Bergensområdet førte til utfordrende drift og mye regulering for å overholde snitt. Statnett SF er eier av det nevnte transmisjonsnettet.
6. Ritsem-Vietas: Svensk jobb på linjen Ritsem-Vietas mellom NO4 og SE1 førte til mye spesialregulering på grunn av tidvis stort underskudd nord for Ofoten. Underskuddet må begrenses for å kunne håndtere utfall av den 420 kV-overføringen sør for Ofoten. Statnett SF eier dette transmisjonsnettet.
7. Åsen T3: Transformatoren mellom 66 kV- og 300 kV-nettet i Odda blir tidvis høyt belastet ved høy produksjon under 66 kV-nettet. Statnett SF eier Åsen T3.
8. Kvandal 420 kV AB-CD Linje: Linjesegmentet forbinder linjene Ofoten1-Kvandal1 med Ofoten2-Kvandal2. Ved utkobling av linjen blir nettet nord for Kvandal i Troms og Finnmark radielt forsynt via Ofoten2-Kvandal2. Det må dermed både spesialreguleres opp for å overholde tillatt underskudd ved utfall av Ofoten2-Kvandal2 og ned for å kontrollere flyten mot Finland i tilfeller med mye vindkraft i området rundt Varanger. Ved utkobling av en av 420 kV overføringene mellom Kvandal og Ofoten vil det parallellførte 132 kV-nettet kunne være begrensende. I dette området eier Statnett SF de aktuelle 132 kV-overføringene. 132 -overføringen Sildvik – Tornehamn kan også være begrensende i slike tilfeller. Denne overføringen eies av Statnett SF på norsk side av grensen.
9. Blåfalli-Sauda + Husnes-Børtveit: Ved høy produksjon i NO5 kombinert med lav produksjon i NO2 samt eksport på HVDC-forbindelsene blir linjen Blåfalli-Sauda høyt belastet. Ved utfall av linjen

Blåfalli-Sauda oppstår det transitt via 300 kV-linjen som går fra Blåfalli mot Børtveit og tilbake mot Sauda ("SKL-ringen") for å få kraften ned til NO2. Problemet blir forverret ved skjevflyt i nettet hvor deler av flyten som skulle gått NO1 -> NO2 legger seg over NO5 -> NO2. De begrensede 300 kV linjene eies av Statnett SF.

10. Vardal T1: Vardal T1 er en av tre transformatorer som knytter 132 kV-nettet i Innlandet opp mot 300 kV-nettet. Det ligger mye produksjon på denne siden av 132 kV-nettet som normalt mates til 300 kV-nettet i Gudbrandsdalen via transformatoren. Ved utkobling av transformatoren vil denne produksjonen presses mot de to gjenværende transformatorene i Vang og Minne, noe som fører til høyere last enn normalt på deler av 132 kV-nettet. Samtidig som denne revisjonen pågikk ønsket Åbjøra kraftverk å testkjøre, noe som førte til et større overskudd og økt volum av spesialregulering. Det begrensede 132 kV-nettet under Vardal T1 eies av Elvia.

4.15 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

Etter avklaring med RME i møte 12.2.2021 rapporteres det ingen eksplisitte kostnader som direkte kan knyttes til oppgradering og bygging av regional- og transmisjonsnett. Dette grunnet at mange av disse reguleringene skjer i kombinasjon med eller i skyggen av andre planlagte driftsstanser i eksisterende kraftsystem. I oversikten over de 10 største spesialreguleringene er det kun Vardal T1 som var direkte knyttet til et større oppgraderingsprosjekt hvor transformatorytelsen ble økt til i forbindelse med forventning om økt kraftforbruk- og produksjon i 132 kV-nettet i Innlandet.

4.16 Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett fram til 2025

Som nevnt i 4.15 rapporteres det ingen eksplisitte kostnader som direkte kan knyttes til oppgradering og bygging av regional- og transmisjonsnett. Det forventes ikke at mengden spesialregulering som følge av slike oppgraderinger vil endre seg drastisk det kommende året.

5 Forholdet til forvaltningsloven og offentlighetsloven

Oversikt over vedtak

5.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak
§ 8b annet ledd	Antall produksjonstilpasninger. Hver produksjonstilpasning kan ha flere oppdaterte vedtak (ikke inkludert).	168
§ 9 første ledd	Levering av systemtjenester (likelydende vedtak til 105 ulike konsesjonærer)	105
§ 14 første ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i regional- og transmisjonsnett	Totalt: 147 Hvorav nettanlegg ³ : 122 Hvorav produksjonsanlegg: 25
§ 14 annet ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i produksjonsanlegg i distribusjonsnett	0
§ 17 annet ledd	Vedtak om godkjent planlagt driftsstans	5164
	Avslag på søknad om planlagt driftsstans	38
§ 17 fjerde ledd	Vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt)	1573
	Vedtak om omprioritering (avlyst driftsstans)	56
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 20 første ledd	Vern og reléplanlegging	1
§ 21 første ledd	Systemvern	19
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	26
	Betaling for omprioritering av driftsstanser	0
	Betaling for andre systemtjenester (likelydende vedtak til 105 ulike konsesjonærer)	105

³ Inkluderer apparatanlegg knyttet til forbruk/industri, apparatanlegg i kraftstasjoner samt vern og kontrollanlegg

5.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak
§ 5 annet og tredje ledd	Endring av budområder	0
§ 8b annet ledd	Antall produksjonstilpasninger. Hver produksjonstilpasning kan ha flere oppdaterte vedtak (ikke inkludert)	77
§ 9 første ledd	Vedtak om aktivering av frekvensreguleringsfunksjonen LFSM hos utvalgte vindparker under krevende driftssituasjoner i Nord-Norge	2
	Vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter når separatdrifter oppstår som følge av driftsforstyrrelser	5
	Vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter når separatdrifter oppstår som følge av planlagte driftsstanser	25
§ 11 annet ledd	Antall suspenderte bud	0
§ 12 annet ledd	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser	67
§ 12 tredje ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av driftsforstyrrelser	5
	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av planlagte driftsstanser	25
§ 12 fjerde ledd	Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse anmeldes i regulerkraftmarkedet	2
§ 12 femte ledd	Bruk av tilgjengelig effekt ved vanskelig driftssituasjon	270
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet	0
	TUF større driftsforstyrrelser	0
§ 15 første ledd	Antall vedtak om spenningsgrenser eller grenser for utveksling av reaktiv effekt	0
§ 15 tredje ledd	Antall vedtak om endring av produksjonen av reaktiv effekt	0
§ 15 femte ledd	Antall vedtak ifm. at grenser satt av systemansvarlig gjennom vedtak etter § 15 første ledd ikke kan overholdes med egne tiltak eller med reaktiv støtte fra andre anleggseiere	0
§17 tredje og fjerde ledd	Vedtak om godkjent ikke planlagt driftsstans	968
	Avslag på søknad om ikke planlagt driftsstans	7
	Omprioriteringer (endring av tidspunkt)	985
	Omprioritering (avlysning)	551
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer	2266

6 Videreutvikling av systemdriften

6.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2024

MARI

MARI er et europeisk prosjekt for å utvikle og drifte en plattform for utveksling av balanseringsenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering (mFRR). Plattformen ble satt i drift i oktober 2022. Et nødvendig steg for Statnett og de øvrige TSO-ene for tilknytning til plattformen har vært å først få en felles mFRR EAM løsning. Nå som dette arbeidet avsluttes i 2025 har Statnett jobbet med planleggingsarbeidet i forbindelse med tilknytning til den europeiske plattformen. Neste steg er å fortsette utvikling av mFRR EAM løsningene til Statnett for å klargjøre tilknytning til plattformen og planlegge tilknytningen sammen med de andre nordiske TSO-ene. Som besvart til RME januar 2025 er det flere usikkerhetsmoment til tidslinjen for tilknytningen til MARI, hvor man med nåværende innsikt ser for seg en tidligst tilknytning til plattformen rundt årsskifte 2026/2027.

PICASSO

PICASSO er en europeisk plattform for utveksling av balanseringsenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering (aFRR). Plattformen ble satt i drift 1. juni 2022. Et nødvendig steg for Statnett har vært å etablere ACE per budområde som kommer i 2025 ifbm mFRR EAM etableringen. Nå som dette arbeidet avsluttes i 2025 har Statnett jobbet med planleggingsarbeidet i forbindelse med tilknytning til den europeiske plattformen. Neste steg er å starte etableringsarbeidet av aFRR EAM, utvikle løsningene for markedet og planlegge tilknytningen sammen med de øvrige nordiske TSO-ene. Som besvart til RME januar 2025 er det flere usikkerhetsmoment til tidslinjen for tilknytningen til PICASSO, hvor man med nåværende innsikt ser for seg en tidligst tilknytning til plattformen rundt årsskifte 2027/2028.

N-SIDE

FoU-prosjektet "TSO/DSO-koordinering via hierarkisk markedsklarering" er gjennomført med prosjekt-partnerne N-SIDE; Statnett (TSO) og Tensio (DSO). Prosjektet inngikk som pilot i FME CINELDI⁴. Prosjektet har demonstrert hvordan hierarkisk TSO-DSO koordinering kan benyttes for å øke bruk av fleksible ressurser tilknyttet distribusjonsnettet, for balansering av kraftsystemet, og at dette gjøres uten at det skapes nye problemer i kraftsystemet (f.eks. nye flaskehalser oppstår i distribusjonsnettet som følge av aktivering av reserver).

Gjennom metodikk for hierarkisk klarering har prosjektet undersøkt hvordan fleksible ressurser lokalisert i distribusjonsnettet kan benyttes både av DSO og TSO. Nettbegrensninger knyttet til bruk av fleksibilitet lokalisert i distribusjonsnettet, inkluderes i bud inn i reservemarkedene til TSO. Målsettingen er å bidra til et mer effektivt marked for omsetting av fleksibilitet, hvor både nettbegrensninger hos DSO og TSO er hensyntatt.

Motivasjonen bak metodikken for hierarkisk TSO-DSO koordinering er å kunne tilby reserver tilknyttet distribusjonsnettet inn i reservemarkedene til TSO. Dette gjøres ved at tilgjengelige reserver i

⁴ www.cineldi.no

distribusjonsnettet og tekniske begrensninger i distribusjonsnettet samles inn i et bud til TSO, for deretter å disaggregeres slik at de faktiske reservene aktiveres.

Piloten har vært gjennomført på realistiske case i Trondheims-området, hvor det er laget en nettmodell bestående av både distribusjons- og transmisjonsnett. Med utgangspunkt i denne nettmodellen har metodikken for hierarkisk klarering blitt brukt for både å modellere behov for, og tilgang på, fleksibilitet.

Euroflex

Det Enovastøttede Euroflexprosjektet skal pilotere, utvikle og teste en komplett verdikjede for kjøp og salg av forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet. Prosjektet ledes av Å Energi fleksibilitet, i samarbeid med nettselskapene Statnett/Elhub, BKK, Tensio, Linja, Lnett, Fagne, Norgesnett, Glitre nett og Elvia, i tillegg til Nodes og Baseline. Prosjektet skal gå fra 2024-2026.

Statnett, med Elhub som partner, skal lede arbeidet med å kartlegge og pilotere funksjonalitet for et "fleksibilitetsregister" i Euroflex-prosjektet. Et slikt fleksibilitetsregister vil være en viktig digital byggekloss for å understøtte et marked for fleksibilitet på tvers av alle nettnivåer

Freki

Freki er et forskningsrådstøttet IPN-prosjekt som har som mål å utvikle en ny og enklere prosess for prekvalifisering av FCR ved å validere simuleringsmodeller av kraftverk uten å forstyrre driften. Hovedidéen er å bruke metoder fra systemidentifikasjon for å finne modeller av kraftverk som kan brukes til prekvalifiseringen. Prosjektet skal bestemme mengden kvalifisert FCR basert på disse modellene, som vil føre til raskere og billigere prekvalifisering, bedre forsyningssikkerhet, og lavere driftskostnader for TSO-ene. Prosjekteier er Fornybarakademiet AS.

Prosjektet startet opp i 2024 og varer til 2026. Prosjektet fikk lovende resultater med ett datasett fra en sprangtest, men resultatene fra normaldrift var ikke like gode og trenger mer arbeid. Det ble også gjort noen initielle undersøkelser av ulike metoder som kan brukes for å estimere mengde FCR og respons i frekvensdomene. Den initielle testingen indikerer at metodene er sensitive til støy, noe som bør studeres nærmere.

I 2025 vil både alternative tester og gjeldende tester gjennomføres på kraftverk. Statnett vil bidra med å validere resultatene fra disse testene. Statnett vil også bidra i diskusjonene om hvordan de alternative testene kan designes på en best mulig måte.

6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Å automatisere systemdriften er et omfattende arbeid som er nødvendig for å kunne drifte et kraftsystem med mer vind- og solkraft, flere overføringsforbindelser og finere tidsoppløsning i markedene.

Systemansvarlig har i 2024 levert ett stort og viktig digitalt initiativ for styring av kraftsystemet: Flytbasert Markedskobling, som ble innført for elspotmarkedet i oktober 2024. Flytbasert Markedskobling gir en mer presis beregning og effektiv utnyttelse av nettet gjennom en ny, forbedret metode for kapasitetsberegning, som tar hensyn til kraftnettets fysiske egenskaper og begrensninger.

Flytbasert Markedskobling har vært en tydelig forutsetning for neste steg i Statnetts satsing på automatiseringen av Systemdriften: automatisert balansering av mFRR-reserver.

Gjennom 2024 har arbeidet med automatisert balansering av mFRR-reserver og etablering av et Nordisk mFRR energiaktiveringsmarked (EAM) fortsatt med høyt aktivitetsnivå i Statnett som del av det nordiske samarbeidet Nordic Balancing Model (NBM). Arbeidet innebærer vesentlig teknisk utvikling på en rekke områder, endring og innføring av nye arbeidsprosesser, endrede krav til og kommunikasjon med reservetilbydere samt høyere krav til presise, tilgjengelige og pålitelige data. Etter en helhetlig vurdering besluttet Statnett å forskyve innføringen av automatisert balansering for mFRR fra siste kvartal 2024 til første kvartal 2025 tross god fremgang.

Viktigste mål for 2025 er

- Vellykket lansering av mFRR EAM i Q1
- Innføring av 15-minutters tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene

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

I 2024 har det vært økt fokus på å innhente informasjon fra brukere for å øke brukervennligheten av løsningen. Det jobbes med justeringer av hvordan data skal meldes inn, hvordan brukere får varsler om gjenstående arbeid, og endringer i meldingstjenesten mellom konsesjonær og saksbehandler hos systemansvarlig for å nevne noen eksempler. Arbeidet med hvilke data som skal meldes inn, og tilpasninger i grensesnittet for å gjøre det enklere å melde inn korrekte data fortsetter inn i 2025.

Statnett ser innrapportering av data i sammenheng med søknadsprosessen for fos § 14 vedtak i modulen kraftsystemfunksjonalitet. Det er nødvendig å ha fos § 14 vedtak for å kunne rapportere inn data for den største andelen av anlegg som rapporteres inn til systemansvarlig og disse prosessene er knyttet sammen i Fosweb.

I arbeidet med Fosweb – Kraftsystemfunksjonalitet er søknadsprosessen gjort mer effektiv for saksbehandlere hos systemansvarlig. Plattformen har fått et stort løft med tanke på brukervennlighet så man lettere forstår hva søknader iht. fos § 14 handler om. Det har blitt etablert rikere statistikkfunksjonalitet for bedre oversikt over hvor mange søknader som ligger inne til saksbehandling, og hvor mange søknader som venter på oppdatert informasjon fra konsesjonærene.

Mål for 2025 er å gjøre plattformen bedre å bruke for konsesjonærer, både lesbarhet og brukervennlighet. Endringer og nye krav i nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) 2025 som er på høring vil også forberedes i Fosweb – Kraftsystemfunksjonalitet så de er klare for å settes ut i løsningen 1. juli. Dette vil også påvirkes av endringer basert på høringsinnspill som kan komme i løpet av våren. Noen av disse endringene vil kreve nye eller endrede parameterlister som enda ikke har blitt satt ut på høring. Dette betyr at endringer som forberedes i portalen ikke nødvendigvis kan bli satt ut i løsningen før til høsten 2025 selv om kravene er gyldig fra 1. juli 2025.

7 Internasjonal koordinering

7.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

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

Det europeiske energisystemet er inne i en omfattende omstilling. Elektrifiseringen gjør samfunnet mer avhengig av kraftsystemet og EU tar stadig nye steg mot målet om mer effektiv energibruk, økt fornybar kraftproduksjon og reduserte klimagassutslipp. I tillegg gjennomfører EU en omfattende satsing på hvordan man kan styrke europeisk konkurranseevne.

Sikkerhet og beredskap har alltid vært høyt prioritert fra TSO-ene. I lys av den geopolitiske utviklingen har dette temaet fått mer oppmerksomhet og er nå et sentralt tema i mange sammenhenger både nasjonalt, regionalt og europeisk.

For TSO-ene vil utviklingen til havs være et viktig område fremover. Spesielt vil EUs offshorestrategi og eventuelt påfølgende regelverk være av betydning for utviklingen av havvind. Strategien legger bl.a. til rette for at nettutviklingen til havs går fra radielle forbindelser og mellomlandsforbindelser til hybrider og mer masket nett. Det er viktig at fremtidige løsninger effektivt integreres med det europeiske kraftmarkedet og at systemdriften hensyntas for hele kraftsystemet. Utviklingen skaper nye utfordringer for TSO-ene, og for å ivareta forsyningssikkerheten og øke utnyttelsen av kraftsystemet må de systemansvarlige nettselskapene øke samhandlingen og stadig utvikle og ta i bruk nye verktøy. Statnett har derfor som medlem i European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) vært med å utforme TSO- posisjoner for hvordan man skal hensynta systemdriften til havs og at denne må sees i sammenheng med systemdriften på land.

7.1.1 ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) har i hovedsak to viktige roller. Den ene er koordinering og samhandling av TSO-enes nasjonale mandater, mens den andre er lovpålagte oppgaver, blant annet i utviklingen og implementeringen av regelverk. Gjennom tredje energimarkedspakke er Statnett fullverdig medlem av ENTSO-E. Gjennomføring av lovpålagte oppgaver er et omfattende område som vil kreve mye ressurser av TSO-ene og regulatorene fremover. Dette gjelder utvikling og implementering av eksisterende regelverk, men også i forhold til nye områder slik som utviklingen til havs som beskrevet ovenfor. ENTSO-E er Statnetts viktigste europeiske arena for å ivareta nordiske og norske interesser. Statnett var i 2024 representert i Assembly, Board og i de ulike komiteene i ENTSO-E⁵. Statnett deltar i utvalgte arbeidsgrupper for å sikre at ENTSO-E kan levere på oppgavene og for å ivareta norske interesser.

7.1.2 Utvikling av europeisk regelverk

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

⁵ Mer informasjon om ENTSO-E finnes på www.entsoe.eu

Mye av implementeringsarbeidet skjer regionalt i Norden. Prosjekter som flytbasert markedskobling, finerer tidsoppløsning og felles nettmodeller for kapasitetsplanlegging (Common Grid Model) er viktige prosjekter for systemansvarlig.

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

Videre deltar Statnett i arbeid med å lage Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), offshore nettplan, samt europeiske og regionale forsyningssikkerhetsanalyser. Disse analysene er sentral informasjon for europeiske, nordiske og norske aktører og myndigheter.

Effektive markedsløsninger gjennom markedskobling for spot- og intradaghandel er viktig for en god norsk ressursutnyttelse. Statnett deltar derfor i utforming, videreutvikling og implementering av felles-europeiske løsninger på dette. I tillegg pågår det en rekke andre initiativ der det forventes at Statnett og TSO-ene deltar og bruker ressurser. Eksempelvis ser man at flere ressurser går med til rapportering av data og generell informasjon til nasjonale og europeiske myndigheter.

Statnett deltar også i arbeidet med et nytt europeisk regelverk for forbrukerfleksibilitet og TSO/DSO koordinering. Dette regelverket blir sentralt for samhandlingen mellom DSO-ene og TSO-ene fremover.

7.1.3 Regionalt driftssamarbeid

Dagens kraftmarked i Norge har utviklet seg fra et norsk, norsk-svensk og nordisk samarbeid til et europeisk marked. I takt med utviklingen på markedssiden har også samarbeidet og koordineringen mellom TSO-ene utviklet seg. Gjennom nasjonale nettmodeller og driftserfaring har de nordiske TSO-ene tildelt overføringskapasitet.

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

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

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

Mesteparten av det regionale driftssamarbeidet foregår under ledelse av den nordiske driftsgruppen – RGN (Regional Group Nordic).

7.2 Status for nordiske investeringsplaner

Det nordiske kraftsystemet har en lang historie. Over flere tiår er det bygget ut mellomlandsforbindelser som gradvis har knyttet de nordiske landene tettere sammen til et felles nordisk kraftsystem og -marked, og som stadig er i utvikling.

Både i Norge, Sverige, Finland og Danmark planlegges og gjennomføres betydelige investeringer i transmisjonsnett. Investeringene skal bl.a. legge til rette for ny kraftproduksjon, nytt kraftforbruk og elektrifisering av eksisterende industri. Det planlegges også økt overføringskapasitet mellom de nordiske landene og mellom det nordiske systemet og kontinentet.

Informasjon om enkeltprosjekter og den samlede prosjektporteføljen finnes i hver enkelt TSOs nettutviklingsplan/systemutviklingsplan. Annethvert år publiserer de nordiske TSO-ene en rapport med fellesnordiske perspektiver på utviklingen av kraftsystemet fremover (*Nordic Grid Development Perspective*). Denne rapporten beskriver status for prosjekter som er viktige i en nordisk kontekst. Sammen med ENTSO-Es tiårsnettutviklingsplan (*Ten Year Network Development Plan*) og den enkelte TSOs hjemmesider, gir disse publikasjoner en god oversikt over utviklingen i det nordiske kraftsystemet og de enkelte prosjektene. En grov oversikt over mellomlandsforbindelser mellom de nordiske landene og ut av Norden vises i kapittel 7.2.1 og 7.2.2.

7.2.1 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

- **Aurora Line (Sverige (SE1) – Finland (FI)).** På grunn av store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette er Fingrid og Svenska kraftnät i gang med å bygge en tredje AC-forbindelse i nord. Forbindelsen vil øke utvekslingskapasiteten fra Sverige til Finland med 800 MW, og fra Finland til Sverige med 900 MW. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*⁶, og har mottatt betydelig finansiering fra EU gjennom ordningen *Connecting Europe Facility*. Ledningen planlegges idriftsatt innen utgangen av 2025.
- **Aurora Line 2 (Sverige (SE1) – Finland (FI)).** Fingrid og Svenska kraftnät startet innledende studier og utredninger av en fjerde AC-forbindelse i nord i 2022. Prosjektet er i tidligfase, og har status som *Project of Common Interest*.
- **Reinvestering Fenno-Skan 1 / Fenno-Skan 3 (Sverige (SE3) – Finland).** Svenska kraftnät og Fingrid vurderer en eventuell reinvestering av Fenno-Skan 1. Fenno-Skan 1 ble bygget i 1989, og har i dag kapasitet på 400 MW. En reinvestering er tidligere vurdert lengre nord enn dagens trase (SE2-FI med navn Kvarken), men både SvK og Fingrid har konkludert at ny forbindelse heller bør legges nær dagens trase. FinGrid og Svenska kraftnät har besluttet å gjennomføre tiltak som forlenger levetiden til Fenno-Skan 1 fra 2030 (forventet teknisk levetid) til 2040, og en eventuell reinvestering av forbindelsen er derfor skjøvet noe ut i tid.
- **Reinvestering Öresund (Sverige (SE4) – Danmark (DK2)).** I Öresund ligger to parallellgående 400 kV-kabelforbindelser mellom Sjælland og Sverige. Den sørlige og eldste forbindelsen ble satt i drift i 1973 og ble fornyet i 2020. Den nordlige forbindelsen ble satt i drift i 1985, og er nå aktuell for fornyelse. Forventet idriftsettelse av ny forbindelse er 2026/2027.

⁶ Iht. EUs parlaments- og rådsforordning 2022/869 on Guidelines for trans-European energy infrastructure... (TEN-E), på norsk kalt "Infrastrukturforordningen".

- **Reinvestering Konti-Skan 1 og 2 / Konti-Skan Connect (Sverige (SE3) – Danmark (DK1)).** De to eksisterende HVDC-forbindelsene Konti-Skan 1 og 2 (samlet kapasitet på 700 MW) mellom Sverige og Danmark når forventet levetid i perioden 2030 – 2036. Svenska kraftnät og Energinet har i fellesskap utredet muligheten for en reinvestering i form av en ny forbindelse til erstatning for de to eksisterende, og startet nylig prosjektet Konti-Skan Connect. Prosjektet innebærer etablering av en ny forbindelse på 1000 MW, med planlagt idriftsettelse i 2036. Konti-Skan 1 og 2 forventes å være i drift til den nye forbindelsen er ferdigstilt.
- **Reinvestering Skagerrak 1 og 2 (Norge (NO2) – Danmark (DK1)).** Forbindelsene ble bygget i 1976 og 1977, og har en samlet kapasitet på 500 MW. Forbindelsene nærmer seg estimert teknisk levetid, og tekniske vurderinger viser at forbindelsene, med normalt vedlikehold, nærmer seg det punktet der det ikke lenger vil være forsvarlig å holde dem i drift. Det er økende risiko for at reparasjon av feil ikke vil være lønnsomt. Med dette som utgangspunkt har Statnett og Energinet satt i gang et felles prosjekt for å utrede mulige tekniske løsningen for en eventuell reinvestering av kablene. Statnett sendte i november 2024 melding til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) med forslag til utredningsprogram.
- **Back-to-back omformer (Norge (NO4) – Finland (FI))⁷.** Dagens 220 kV-forbindelse mellom Norge og Finland er svært lang (ca. 500 km), og handelskapasiteten er begrenset til ca. 20 % av termisk kapasitet av stabilitetshensyn. Ved installering av en back-to-back omformer i nye Seidafjellet stasjon vil man kunne styre flyten på forbindelsen, og på denne måten kunne øke handelskapasiteten mellom Norge og Finland med rundt 150 MW.

7.2.2 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

I 2021 passerte utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkrone systemet 10.000 MW. Oversikten under viser etablerte forbindelser siste 10 år samt planlagte nye forbindelser:

Realiserte

- **NordBalt (Sverige (SE4) og Litauen (LT)):** En 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige (Nybro) og Litauen (Klaipėda) ble satt i drift i 2016. Forbindelsen er særlig viktig for forsyningssikkerheten i de baltiske landene, og for tettere integrasjon mellom det baltiske og nordiske energimarkedet. Forbindelsen eies 50/50 av Svenska kraftnät/LitGrid.
- **COBRA Cable (Danmark (DK1) – Nederland (NL)):** En 700 MW HVDC forbindelse mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven), som eies 50/50 av Energinet og TenneT. Idriftsatt september 2019.
- **NordLink (Norge (NO2) – Tyskland (DE)):** En 1400 MW HVDC forbindelse mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein) som eies 50/50 av Statnett og tysk systemoperatør TenneT. Idriftsatt desember 2020.
- **Kriegers Flak (Danmark (DK2) – Tyskland):** Vindparkene og installasjonene knyttet til offshore vindpark Kriegers Flak (600 MW) ble idriftsatt fra desember 2020. Dette inkluderer en 400 MW-AC-forbindelse fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland. I tillegg til vindparken på Kriegers Flak, tilknyttet også vindparkene Baltic 1 (48 MW) og 2 (288 MW). Siste del av utbyggingen ble idriftsatt i 2021.

⁷ En back-to-back omformer er to HVDC transformatorer som settes inntil hverandre i én stasjon. Dette er tilsvarende HVDC transformatorer som står på hver ende av Statnetts utenlandssjøkabler, men i en back-to-back settes disse sammen. Målet er å oppnå momentan styring av strømflyt og effekt uten behov for å dele nettet. Dette gir rask mulighet for regulering og justering ved behov.

- **Jylland-Tyskland (Østkysten):** Kapasiteten Jylland-Tyskland (Østkyst) ble i 2012 oppgradert til 1500 MW i nordgående retning og 1780 MW i sydgående retning. Forbindelsen ble i 2020 spenningsoppgradert fra 220 kV til 400 kV, noe som bidrar til å øke den teoretiske kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har dog kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.
- **North Sea Link (Norge (NO2) – England):** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth), som eies 50/50 av Statnett og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt i 2021.
- **Viking Link (Danmark (DK1) – England):** En 1400 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark (Revsing, Jylland) og England (Bicker Fen, Lincolnshire). Forbindelsen er 770 km lang og eies 50/50 av Energinet og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt desember 2023.

Under bygging:

- **West Coast Line (Danmark (DK1) – Tyskland):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen er under bygging, og idriftsettelse er planlagt Q2/Q3 2026. Forbindelsen har status som *Project of Common Interest*.

Under utredning

- **Danske energiyøyer:** Det danske Folketinget besluttet i 2020 bygging av 2 offshore vindhuber i Nordsjøen (3 GW) og i Østersjøen/Bornholm (2 GW) med til sammen 5 GW offshore vindkraft. Øyene planlegges tilknyttet Danmark, men også andre land. Øyene skulle etter planen etableres innen 2030, men begge er blitt utsatt. Ulike nettløsninger utredes i forbindelse med energiyøyene.
 - **Triton Link (Danmark (DK1) – Belgia):** Energinet og Elia har undertegnet intensjonsavtale om bygging av ny forbindelse Danmark - Belgia, via dansk energiyøy i Nordsjøen. Forbindelsen utredes med en kapasitet på 2000 MW. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*.
 - **Bornholm (Danmark (SE4) – Tyskland):** Energinet og tysk TSO 50Hz utreder bygging av ny forbindelse Danmark-Tyskland, via dansk energiyøy (Bornholm). Foreløpig vurderes en kapasitet på 2000 MW mot Tyskland og 1200 MW retning Danmark. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*.
 - **Hybrid mellomlandsforbindelse Danmark og Tyskland:** Energinet og Amprion utreder en HVDC-forbindelse mellom de danske energiyøyene og Tyskland. Målet er å legge til rette for mer vindkraft (2 GW) på energiyøyene gjennom økt handelskapasitet til Tyskland.
- **Estlink 3 (Finland – Estland):** Fingrid og Elering undertegnet i 2022 intensjonsavtale for en eventuell ny tredje HVDC-forbindelse på 700 MW mellom Finland og Estland. Forventet idriftsettelse er 2035. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*.
- **LaSGo Link (Sverige-Gotland-Latvia):** I den europeiske nettutviklingsplanen utredes muligheten for en HVDC-forbindelse Sverige-Gotland-Latvia. Prosjektet innebærer 700 MW økt kapasitet mellom Sverige og Gotland, og 500 MW i overføringskapasitet mellom Gotland og Latvia. Prosjektet er et såkalt tredjepartsprosjekt (non-TSO).
- **Hybrid nettløsning fra Sørvest F (Norge – DK/DE/NL/BE/UK):** På oppdrag fra Energidepartementet har Statnett utredet radielle og hybride nettløsninger fra bunnfast havvind i Sørvest F. Utredningen legger til rette for at Energidepartementet kan fastsette nettkonsept i forkant av en eventuell utlysning av havvind. Dersom myndighetene ønsker å

bygge en eller flere hybride nettløsninger, vil Statnett utvikle disse sammen med utenlandske partnere. Alle landene rundt Nordsjøen er mulige partnere for hybridprosjekter.

Annen utvikling

- **Hansa Power Bridge:** Svenska kraftnät og den tyske TSO-en 50Hertz Transmission undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny 700 MW-forbindelse mellom Sverige og Tyskland, med planlagt idriftsettelse i 2029 og et mulig andre byggetrinn (Hansa Power Bridge 2), også på 700 MW. I juni 2024 besluttet den svenske regjeringen å avslå Svenska kraftnåts konsesjonssøknad, og selskapet har derfor besluttet å avslutte prosjektet.

7.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC, og etableringen av den nordiske RCC-en

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon, økt forbruk, produkter med kortere tidshorisont og flere mellomlandsforbindelser setter økte krav til driftsplanlegging og koordinering i Norge, Norden og Europa. Nordisk koordinering og samarbeid med Nordisk RCC blir en sentral del av driftsplanleggingen for Statnett i tiden som kommer.

Nordisk RCC skal i samarbeid med de nordiske TSO-ene utvikle og operasjonalisere nye nordiske tjenester for driftstanskoordinering, sikkerhetsanalyser og kapasitetsfastsettelse, basert på felles nordisk nettmødel (CGM). TSO-ene deler individuelle nettmødel (IGM) for ulike tidshorisonter i spennet fra et år frem i tid (Y-1) til noen timer frem i tid (ID), som sammenstilles til nordiske CGM-er av RCC. CGM-er fra de ulike RCC-regionene skal slås sammen til en europeisk CGM og gi grunnlag for felleseuropeiske analyser. All informasjon skal deles på OPDE-plattformen.

Nettmødelene, som inneholder informasjon om forventet fremtidig flyt i kraftsystemet, vil kunne benyttes til å se kommende flaskehalser i nettet og gi informasjon slik at sentralene kan forberede den automatiserte flaskehalshåndteringen og balanseringen.

Nordisk Regional Coordination Center (RCC) ble formelt etablert som eget selskap 1. juli 2022. Selskapet eies av de fire nordiske TSO-ene og styret består av én representant fra hver TSO. RCC erstatter Nordisk Regional Security Center (RSC), og skal utføre en rekke nye oppgaver i tillegg til å videreføre RSC-tjenestene. Det er etablert en nordisk samarbeidskomité (Cooperation Committee) som skal fungere som hovedarena for samarbeid mellom RCC og de nordiske TSO-ene.

Samarbeid om utveksling av ansatte på tvers av Statnett og RCC er videreført i 2024.

7.3.1 Common Grid Model (CGM)

Statnett har etablert daglige automatiserte IGM-leveranser til RCC for D-2 og D-1. D-2 IGM benyttes i flytbasert kapasitetsfastsettelse, mens D-1 IGM er grunnlag for nordiske sikkerhetsanalyser. IGM-produksjon og innsending skjer via Statnetts internutviklede plattform Cactus, som også har brukergrensesnitt som viser status for input data og innsendte modeller.

Arbeidet i 2024 har vært konsentrert om kvalitetsheving av D-2 IGM, økt automatisering i prosessen for produksjon av Statnetts IGM, forbedret operatørstøtte og videreutvikling av ny vaktfunksjon for oppfølging av nordisk prosess for IGM og CGM på kveldstid. D-2 IGM ble en del av skarp drift i følge med idriftsettelsen av flytbasert markedskobling i oktober, og tjenesten har leverer hittil stabilt.

Den nordiske Y-1 CGM prosessen for 2025 ble gjennomført med manuell innsending av Statnetts IGM for 10 ulike scenarier. Y-1 CGM skal på sikt benyttes til driftsstanskoordinering, langsiktig kapasitetsfastsettelse og markedsinformasjon.

Fokus for 2025 er å etablere systemer for produksjon og innsending av Statnetts IGM-er for intradag og M-1. ID IGM skal benyttes til flytbasert kapasitetsfastsettelse i intradagmarkedet og nordiske sikkerhetsanalyser. M-1 IGM skal danne grunnlag for langsiktig kapasitetstildeling og markedsinformasjon.

7.3.2 Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)

Arbeidet med flytbasert markedskobling til spotmarkedet har hatt høyeste prioritet blant RCC-tjenestene, og vært hovedfokus for 2024.

7.3.3 Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)

Første versjon av en nordisk sikkerhetsanalyse består av en daglig overlast og utfallsanalyse for kommende dag, på basert på D-1 CGM. Tjenesten er viktig for å sikre at markedsresultatet er driftsmessig sikkert, og er derfor høyest prioritert blant RCC-tjenestene, nest etter flytbasert kapasitetsfastsettelse.

Tjenesten gikk i drift i september 2024 hos alle nordiske TSO-er med unntak SvK. Det gjenstår fremdeles arbeid med data- og modellkvalitet, både hos Statnett og nordisk, for å få analyser av tilstrekkelig kvalitet for operative beslutninger. Det pågår nordisk arbeid med transisjon til ENTSO-E definerte utvekslingsformater.

RCC har initiert utvikling av CSA for intradag. Implementasjonen vil avhenge av parallelt arbeid med ID CGM/IGM.

7.3.4 Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)

Tjenesten består av nordisk koordinering av årsplan for driftsstanser og ukentlig koordinering av utkoblinger som påvirker elspotkapasitetene. RCC legger til rette for gjennomgang av planene som er registrert i det eksisterende planverktøyet NOIS. Årsplanleggingen skal benytte Y-1 CGM. Nordisk OPC inngår i en paneuropeisk OPC-prosess som håndteres av RCC.

I 2024 ble videreutviklingen av nordisk OPC lagt på et minimum.

7.3.5 Nordisk og europeisk overvåkning av effektbalanse (STA)

Tjenesten sammenstiller nordiske prognoser for kapasitet, produksjon og last, og skal varsle om fare for effektbrist i Norden. STA ble satt i drift i 2019, og Statnett sender daglige oppdaterte prognoser for kommende 7 dager. Ved avdekket fare for effektbrist skal RCC være koordinator mellom de nordiske TSO-ene for å avtale tiltak som kan bedre situasjonen. Det gjenstår fremdeles forbedringsarbeid før norske prognoser er av tilstrekkelig kvalitet. Nordisk STA inngår i en paneuropeisk STA-prosess som håndteres av RCC.

I 2024 ble videreutviklingen av nordisk STA lagt på et minimum.

7.3.6 Informasjonssikkerhet og datadeling på OPDE

Datautveksling med Nordisk RCC og ENTSO-E er underlagt omfattende europeiske krav til informasjonssikkerhet definert i MVS Security Plan. I desember 2021 gikk den europeiske CGM-prosessen i drift. Etter tredjepartsrevisjon type 1 (2019/2020) og type 2 (2021) ble Statnett vurdert som "compliant" i henhold til sikkerhetskrav, og fikk dermed tilgang til felles europeisk plattform for datautveksling (OPDE). Statnett gjennomfører årlig tredjepartsrevisjoner av alle systemer som håndterer IGM og CGM.

Risikoen knyttet til å dele norsk IGM på OPDE vurderes nå som akseptabel. Deling av Statnetts D-1 og D-2 IGM-er er utsatt fra 2024 til Q2 2025. Hensikten er i første omgang å oppfylle vår forpliktelse om å delta i den europeiske prosessen.

7.4 Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model

Utviklingen av NBM har gjennom 2024 hatt høyeste prioritet i den digitale porteføljen i selskapet sammen med innføringen av flytbasert markedskobling. Statnett har i løpet av 2024 sett store, positive effekter av tiltakene som ble gjennomført i 2023, fremfor alt knyttet til endret gjennomføringsstrategi og oppskalering i prosjektorganisasjonen.

Arbeid i NBM-programmet har gått fremover i 2024, og flere viktige felles nordiske, samt nasjonale milepæler er passert

- Et nasjonalt marked for oppkjøp av kapasitet for mFRR er startet opp. Dette sammen med innføring av flere støtteverktøy og prosesser knyttet til å sikre tilstrekkelig dimensjonering/anskaffelse av reserver i driften.
- Plattformen for automatisert balansering ("FiftyOne"), sammen med de øvrige verktøyene essensielle for det nye aktiveringsmarkedet for mFRR, har blitt formelt overført til drift, og driftes i "skygge" med de krav til oppetid som vil gjelde i skarp drift. Dette utgjør et viktig verktøy for opplæring av operatørene i systemdriften.
- Pilotering av nye prosesser og verktøy for "driftsstanser" er startet opp. Driftsstanser og koblingsprosesser blir fundamentalt påvirket av innføringen av automatisert balansering, og får med det andre krav til nøyaktighet i inn/utkobling av komponenter i kraftsystemet.
- Viktige milepæler sammen med markedsaktørene har blitt passert. Ende-til-ende test har blitt gjennomført for samtlige viktige BSP-er, og i løpet av 2024 har det blitt verifisert at mesteparten av leverandørene er klare for oppstart av automatisert balansering.

I løpet av året ble det tydelig at det var behov for ytterligere tid for å sikre løsningenes stabilitet, at prosessene er robuste, samt god opplæring av brukerne av systemet før idriftsettelse kan skje. Dermed valgte de nordiske TSO-ene å flytte idriftsettelsen fra 3. desember til første kvartal i 2025. Med tanke på at aktiveringsmarked for mFRR EAM og flaskehalshåndtering er helt sentrale komponenter i balanseringen, var dette en rasjonell beslutning for å sikre en vellykket innføring.

Til tross for at det primære fokuset har vært på innføringen av aktiveringsmarked for mFRR, er det tatt viktige trinn fremover knyttet til arbeidet med tilknytting til de europeiske plattformene for balansering, MARI (mFRR) og PICASSO (aFRR). Systemansvarlig har i løpet av siste kvartal definert omfang for nødvendig utvikling, initiert arbeidet med revidering av balanseringsfilosofi, samt rampet opp med flere dedikerte ressurser på området. I løpet av de første to kvartalene i 2025 forventes en gradvis oppramping av utvikling på området, både forretningsmessig og IT-utviklingsmessig.

7.5 Status for arbeidet med flytbasert markedskobling

Det nordiske systemet for flytbasert markedskobling i spotmarkedet ble satt i drift 29. oktober 2024, med første leveransedag 30. oktober. Hittil har det tekniske fungert uten særlige utfordringer, og observasjonene tilsvarer i stor grad det som ble sett i parallellkjøringen. Hovedsakelig i Sverige har det blitt observert en kraftig økning i flyt i nord-sør-retning. Svenskene rapporterte om 30% økning fra SE2 til SE3. Også i Norge har det vært noe økt handel, spesielt på forbindelsene NO3-NO1 og NO5-NO2. Likevel har det også vært noen utfordringer knyttet til avvik i prognosene, som ved økt kapasitet kan by på utfordringer for driften. Statnett valgte derfor å øke sikkerhetsmarginen på kapasiteten gitt til markedet, slik at det er større margin om prognosene er langt unna realiteten.

For intradagmarkedet benyttes en midlertidig markedsløsning basert på NTC. Kapasitetene til intradag er nå basert på de flytbaserte markedskapasitetene som er gitt til spotmarkedet. Gjenværende kapasitet fra spotmarkedet inngår i en beregning der restkapasitet gis til intradagmarkedet i form av ATC. På grunn av økt kapasitet til spotmarkedet og en kapasitetsmodell for intradagmarkedet som tar hensyn til alle mulige handler samtidig, har det blitt en tydelig reduksjon av intradagkapasitetene sammenlignet med før flytbasert gikk på luften. Det jobbes stadig med å videreutvikle den foreløpige metoden for å gi mer intradagkapasitet, før flytbasert også kommer til intradagmarkedet.

For tiden arbeides det både på nordisk og europeisk nivå med en flytbasert løsning for intradagmarkedet. Dette vil på sikt omfatte både intradag auksjoner, og kontinuerlig handel. Spesielt FB-løsningen for kontinuerlig handel har vist seg svært vanskelig å få til på en god måte. Det foreligger dermed enda ikke klarhet i hvordan løsningen vil komme til å se ut, eller en tidsplan for implementering. Det er for øvrig flere mulige kandidater til løsning, og Statnett vil komme tilbake med oppdatering så snart det foreligger en god løsning, sammen med plan for arbeidet.

8 Vedlegg

8.1 VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet

Tabell 8.1 angir preliminære tall som foreløpig ikke har vært behandlet av RGN

Tabell 8.1 - Tall på frekvenskvalitet fra 2024

Rapporteringspunkt	Benevning	År
Gjennomsnittlig frekvens	Hz	50.000016
Standardavvik	Hz	0.039885
1-prosentil	Hz	49.902
5-prosentil	Hz	49.936
10-prosentil	Hz	49.952
90-prosentil	Hz	50.049
95-prosentil	Hz	50.066
99-prosentil	Hz	50.102
Maksimalt frekvensavvik	Hz	49.6 Hz, 03.06.2024 10:41:00 50.9 Hz, 03.05.2024 16:32:00
Maksimalt steady-state frekvensavvik	Min	43
Minutter med frekvensavvik > 100 mHz og < 200 mHz	Min	5 617
Minutter med frekvensavvik < -100 mHz og > -200 mHz	Min	4 670
Minutter med frekvensavvik > 200 mHz og < 500 mHz *)	Min	7
Minutter med frekvensavvik < -200 mHz og > -500 mHz *)	Min	0
Minutter med frekvensavvik > 500 mHz	Min	3
Minutter med frekvensavvik < -500 mHz	Min	0
Hendelser med frekvensavvik > 500 mHz	Antall	3
Hendelser med frekvensavvik < -500 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik > 1000 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik < -1000 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik > 200 mHz og ikke < 100mHz innen 15 min.	Min	98
Hendelser med frekvensavvik < -200 mHz og ikke > -100mHz innen 15 min.	Min	79

* Iht. SOGL 18.2 som angir 250 mHz avvik av varighet 5 minutter eller lenger.

8.2 VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht. SOGL

Tabell 8.2 - Driftssikkerhetsindikatorer for 2023 og 2024

Artikkel	Indikator	Forkortelse	2023	2024
15.3 a)	Antall utløste anleggsdeler i transmisjonsnettet per år	OS-A	48	48
15.3 b)	Antall utløste kraftproduksjonsanlegg per år	OS-B	2	0
15.3 c)	Energi som ikke er levert som følge av ikke-planlagte frakoplinger av forbruksanlegg	OS-C	151	300
15.3 d)	Varighet av tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OC-D1	179,3	11
15.3 d)	Antall tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OS-D2	5	13
15.3 e)	Varighet av hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E1	0	0
15.3 e)	Antall hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E2	0	0
15.3 f)	Varighet av spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F1	10:00	12:00
15.3 f)	Antall spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F2	1	1
15.3 g)	Antall minutter utenfor standard frekvensintervall	OS-G1	9 714	10 330
15.3 g)	Antall minutter utenfor 50 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik	OS-G2	4	3
15.3 h)	Antall nettoppdelinger eller lokale nettsammenbrudd	OS-H	2	7
15.3 i)	Antall strømstanser som omfatter to eller flere TSO-er	OS-I	0	0
15.4 a)	Antall hendelser der en hendelse som inngår i listen over uforutsette hendelser, førte til en forringelse av systemets driftstilstand	OPS-A	3	12
15.4 b)	Antall hendelser nevnt i bokstav a) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene	OPS-B	0	0
15.4 c)	Antall hendelser der det oppsto en forringelse av systemets driftsforhold som følge av en ekstraordinær uforutsett hendelse	OPS-C	0	0
15.4 d)	Antall hendelser nevnt i bokstav c) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene	OPS-D	0	0
15.4 e)	Antall hendelser som førte til en forringelse av systemets driftsforhold som følge av mangel på reserver av aktiv effekt	OPS-E	0	0

* Foreløpig tall basert på første innlevert versjon av data til ENTSO-E.

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no