

Rapport fra systemansvarlig

om drift av kraftsystemet i Norge 2023
Offentlig



FORORD

Denne rapporten fra Statnett SF som systemansvarlig om drift av kraftsystemet i Norge i 2023 er utarbeidet på grunnlag av oppdrag fra Reguleringsmyndigheten for Energi -RME ved sak 202319723-1 av 14.12.2023, men denne versjonen er avkortet for å inkludere kun offentlig informasjon..

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve, sekundærreserve
AOF	Activation Optimization Function, automatisk optimaliserings funksjon
BRP	Balancing Responsible Party, balanseansvarlig
BSP	Balancing Service Provider, balansetjenester
FCR-D	Frequency Containment Reserve Disturbance, frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve
FCR-I	Frequency Containment Reserve Isolated, separatdriftsregulering
FCR-N	Frequency Containment Reserve Normal, frekvensstyrt normaldriftsreserve
FFR	Fast Frequency Reserve, raske frekvensreserver
HVDC	High-Voltage Direct Current, likestrømskabel
ILE	Ikke levert energi
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve, tertiærreserve
mACE	Modernisert Area Control Error, modernisert område ubalanse kontroll
NSL	North Sea Link
NVF	Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet
RK	Regulerkraft
RKOM	Regulerkraftopsjonsmarked
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition, monitorering og kontrollssystem

Innhold

1	Større driftsforstyrrelser.....	7
1.1	Større nasjonale driftsforstyrrelser	7
1.2	Driftssikkerhetsindikatorer i henhold til SO GL artikkel 15.3, 15.4 og 15.5	7
1.3	Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene	7
1.4	Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2023	8
1.5	Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid	10
1.6	Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarsforskriften	11
1.7	Statistikk over driftsstanser.....	11
1.11.1	Fordeling av driftsstanser over året.....	11
1.11.2	Varighet av driftsstanser	12
1.11.3	Driftsstanser per kundekategori.....	13
1.11.4	Årsaker til driftsstanser	13
1.11.5	Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister	14
1.11.6	Omprioriterte driftsstanser	14
1.11.7	Avslag på rapporterte driftsstanser.....	15
1.8	Vurdering av tiltak for å redusere antall planlagte driftsstanser som kommer etter fristen ...	16
1.9	Effektbalanse og tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet.....	17
1.10	Historisk utvikling av effektbalanse og reguleringsressurser	17
1.11	Minste tilgjengelige effekt	18
1.12	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 2023	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	23
2.5	Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene.....	24
2.6	Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet.....	24
2.7	Beskrivelse av eventuelle tiltak for å håndtere utvikling med lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet	25
2.8	Beskrivelse av hendelser hvor det er utløst 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 2023	26
2.10.2	Årsak og hendelser.....	26
2.10.3	Lave spenninger 2023	27
2.10.4	Årsak og hendelser.....	28
2.11	Områder med spenningsutfordringer	28
2.12	Utvikling av driftsspenningen over år.....	29

2.12.1	Tiltak i 2023	29
3	Omfanget av systemtjenester og effektreserver	30
3.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	30
3.1.1	Raske frekvensreserver (FFR)	30
3.1.2	Primærreserver (FCR)	30
3.1.3	Sekundærreserver (aFRR)	32
3.1.4	Tertiærreserver (RK og RKOM)	32
3.1.5	Produksjonsglatting	34
3.1.6	Reaktiv effekt	35
3.1.7	Spesialregulering	35
3.1.8	Systemvern	35
3.1.9	Netto kjøp av balanse- og effektkraft	36
3.1.10	Omberamning av planlagte driftstanser	36
3.2	Reserver i Norge og Norden	36
3.3	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	37
1.1.1	Tiltak for å øke likviditeten i markedet	38
3.5	Status og tidsplan for overgang til markedsbasert anskaffelse av FCR og nye tekniske krav 40	
3.6	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	41
3.6.1	Produksjonstilpasning	41
3.6.2	Rekvirering av produksjon og forbruk i marked for regulerkraft, jf. fos 12.4	42
3.6.3	Rekvirering av tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjon, jf. fos 12.5	42
3.6.4	Tvangsmessig utkobling av forbruk	42
3.7	Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk	43
3.8	Balanse- og effektkraft	43
3.9	Sammendrag av systemansvarskostnader	44
3.10	Utviklingen i kostnader over tid (2014-2023)	45
4	Handelsgrenser, budområder og flaskehals håndtering	47
4.1	Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt	47
4.2	Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder	47
4.3	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	47
4.4	Redegjørelse for begrensinger i handelskapasitet fra øvrige TSOer	47
4.5	Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge	49
4.6	Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen	49
4.7	Oversikt og redegjørelse for aktive normalbånd for handelskapasitet	49
4.8	Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester .	51
4.8.1	Flaskehalsinntekter på alle forbindelser	51
4.8.2	Inntekter fra utveksling av systemtjenester	53
4.9	Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet	54

4.10	Forholdet mellom Flaskehalsinntekter og kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet	54
4.11	Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene	56
4.12	Utvikling i markedskostnader ved flaskehals mellom budområder	57
4.13	Oversikt over spesialreguleringer	58
4.14	De viktigste/største spesialreguleringene	59
4.15	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og transmisjonsnett	60
5	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	61
5.1	Oversikt over vedtak	61
5.1.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	61
5.1.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	62
6	Videreutvikling av systemdriften	63
6.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2023 – Utvikling av reservemarkeder	63
6.1.1	mFRR	63
6.1.2	FCR	63
6.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	63
	Sentrale temaer i 2023	64
6.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	64
6.3.1	Kraftsystemfunksjonalitet (KSF) (systemansvarsforskriften § 14)	64
6.3.2	Kraftsystemdata (KSD) (energilovforskriften § 6-1, systemansvarsforskriften § 7, systemansvarsforskriften § 20)	64
6.3.3	Selskaps- og brukeradministrasjon (Sebra) i Fosweb	65
7	Internasjonal koordinering	65
7.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	65
7.1.1	Internasjonal koordinering	65
7.1.2	ENTSO-E	65
7.1.3	Utvikling av europeisk regelverk	66
7.1.4	Regionalt driftssamarbeid	66
7.2	Status for nordiske investeringsplaner	67
7.2.1	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	67
7.2.2	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	68
7.3	Status for den nordiske koordineringsenheten RCC	69
7.3.1	Common Grid Model (CGM)	69
7.3.2	Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)	69
7.3.3	Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)	69
7.3.4	Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)	70
7.3.5	Nordisk og europeisk overvåking av effektbalanse (STA)	70
7.3.6	Informasjonssikkerhet og datadeling på OPDE	70

7.4	Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model.....	70
7.5	Status for arbeidet med flytbasert markedskobling	72
	VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet.....	73
	VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht SOGL	74

1 Større driftsforstyrrelser

1.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Det var ingen driftsforstyrrelser med nasjonale konsekvenser i 2023. Ikke levert energi (ILE) forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet var det laveste på 10 år, og antall feil i regional- og transmisjonsnettet var det nest laveste i den samme perioden. Den hendelsen med høyest antall berørte sluttbrukere og avbrutt effekt var utfall av 420 kV-ledning Moskog-Høyanger 22. november etter fasesammenslag under kraftig vind. Denne feilen medførte avbrudd for 75 000 sluttbrukere i Sunnfjord og på Sunnmøre med ca. 285 MW avbrutt effekt. Tidligere samme dag opplevde de samme sluttbrukerne på Sunnmøre avbrudd etter feil på 420 kV Ørsta-Ålfoten, også som følge av fasesammenslag under kraftig vind. En hendelse i distribusjonsnettet med uvanlig store konsekvenser var brann i kabeldukt og havari av flere 22 kV-kabler som forsynte store deler av Mo Industripark. Denne hendelsen skjedde 7. september hos Svabo Industrinett AS, og mesteparten av forbruket i industriparken lå ute i 5-6 døgn. Dette medførte ILE på 19,2 GWh og KILE på 120 MNOK.

For driftsforstyrrelser som har medført separatområder henvises til Kapittel **Feil! Fant ikke referanseikilden.** for nærmere beskrivelse. Ut over disse var det ingen driftsforstyrrelser med omfattende konsekvenser i form av stort antall berørte sluttbrukere eller høy ILE.

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

Det har ikke vært hendelser i Norge i 2023 som av ENTSO-E kategoriseres som kategori 2 "Extensive incident" eller kategori 3 "Major incident", ref. Artikkel 15.5 ¹.

Driftssikkerhetsindikatorer for 2023 i henhold til SO GL¹ artikkel 15.3 og 15.4 er vist i vedlegg 2.

1.3 Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene

Det har også i løpet av dette året vært flere driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene til utlandet.

NordLink:

Første delen av forbindelsen består på norsk side av en 53 km lang likestrøms luftledning fra Ertsmyra til Vollesfjord. Det har vært flere hendelser med feil på luftstrekket som har medført utfall. Vi har hatt noen problemer med automatisk gjeninnkobling/omkobling til monopoldrift, noe som har gitt brudd i flyten. Problemet skal nå være løst slik at tilsvarende kortslutninger kun skal gi brudd i flyten i ca 1 s, noe som ikke har en praktisk betydning.

Det var imidlertid en alvorlig hendelse der en rampingfunksjon i kontrollanlegget responderte på en feil i det norske 300 kV-nettet med å reversere flyten fra 1400 MW import til 300 MW eksport. Dette ga et kraftig frekvensfall i det nordiske systemet før vannkraft og nødeffekt fra andre HVDC-forbindelser fikk kompensert for effektbortfallet. Årsaken til feilfunksjonen er identifisert og fjernet.

Skagerrak 1-4:

Det har i 2023 bare vært mindre driftsforstyrrelser for disse anleggene i Kristiansand knyttet til filter og kontrollanlegg. Ingen alvorlige feil med langvarig utetid har skjedd. Med fire separate forbindelser så har tilgjengeligheten dermed vært god.

NorNed:

Etter en langvarig kabelfeil på Nederlandsk side i 2022 har det i 2023 ikke vært alvorlige feil på anlegget. Det har vært to driftsforstyrrelser på norsk side som kun har hatt forbigående karakter. Problemet med flere kabelfeil på nederlandsk side de siste årene har medført at driftsspenningen for kabelen når er redusert og dermed også maksimal flyt. Av samme årsak er det også satt begrensning

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

på hvor ofte effektflyten kan endre retning, da polaritetsskiftet som følger med er en påkjenning for kabelen.

NSL:

Selve mellomlandsforbindelsen har vist god stabilitet, men det har vært tre hendelser med feil knyttet til stasjonsforsyningen og overvåkingssystemet som har gitt avbrudd eller reduksjon i utvekslingen på kabelen. Ingen av disse hendelsene hadde noen lang varighet.

Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

1.4 Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2023

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 litt sikt er planen å legge ut en åpen versjon av PQ Portal på Statnetts websider. I PQ Portal får man mulighet til å skreddersy statistikker basert på datagrunnlag fra 2009 fram til i dag. Datagrunnlaget oppdateres fortløpende etter hvert som konsesjonærene sender inn nye FASIT-rapporter.

Det ble totalt sendt inn 41724 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2023, fordelt på 23652 *planlagte utkoblinger*, 18056 *driftsforstyrrelser*, og 17 rapporter med hendelsestype *systemvernuttløsning*, som underlag for kompensasjon av korrekte systemvernuttløsninger iht. fos § 21. I 2022 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 40356.

Det totale antallet FASIT-rapporter (41724) inkluderer rapporter fra berørt konsesjonær der en annen konsesjonær var ansvarlig for KILE. Tabell 1-2 viser antall hendelser, der det kun er tatt med rapporter fra de ansvarlige konsesjonærene, for å unngå dobbeltelling. Antall hendelser i 2023 var 41590, mot 40152 i 2022.

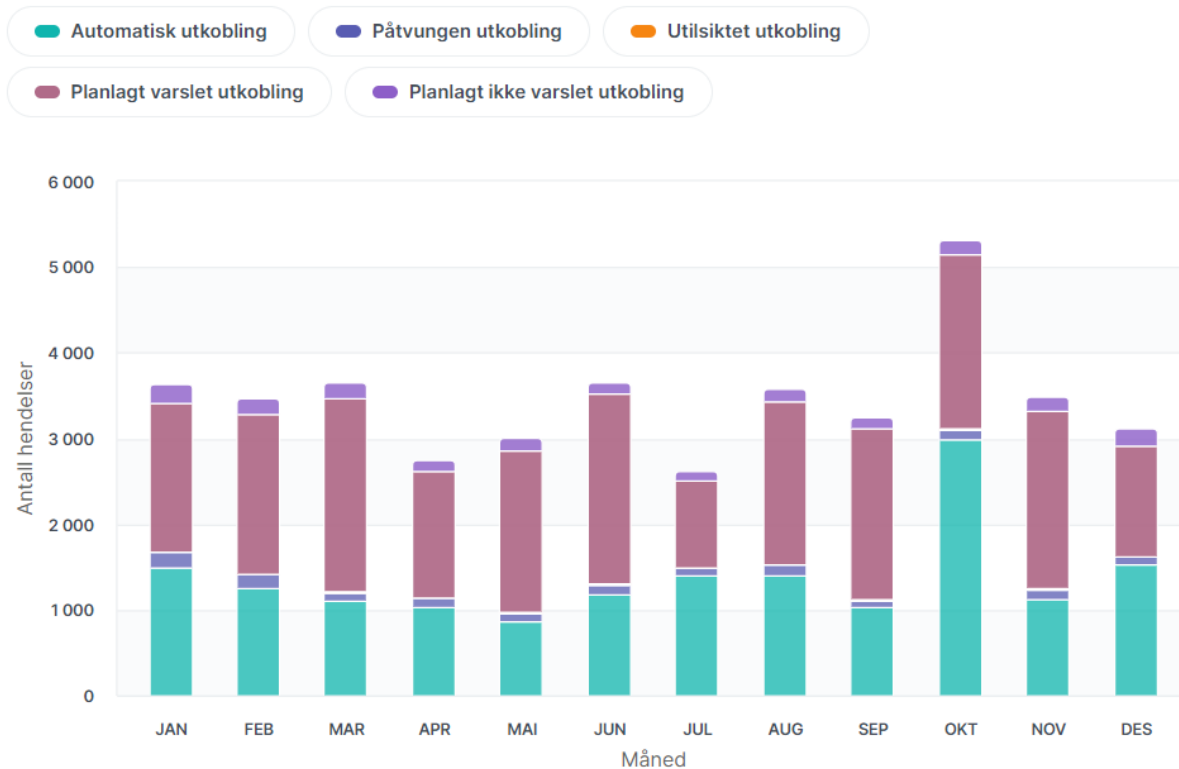
Tabell 1-1: Antall hendelser i 2023 fordelt på type hendelse og systemspenning

Systemspenning	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV	SUM
Type hendelse					
Planlagt varslet utkobling	8 676	13 061	23	1	21 761
Planlagt ikke varslet utkobling	867	1 045	0	2	1 914
Automatisk utkobling*	7 466	8 382	349	226	16 423
Påtvungen utkobling*	631	708	29	7	1375
Utilsiktet utkobling*	28	60	9	3	100
Korrekt systemvernuttløsning	0	0	10	7	17
SUM	17 668	23 256	420	246	41 590
Sum 2022	16 326	23 184	454	188	40 152

*) Driftsforstyrrelse er definert som "automatisk, påtvungen eller utilsiktet 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.

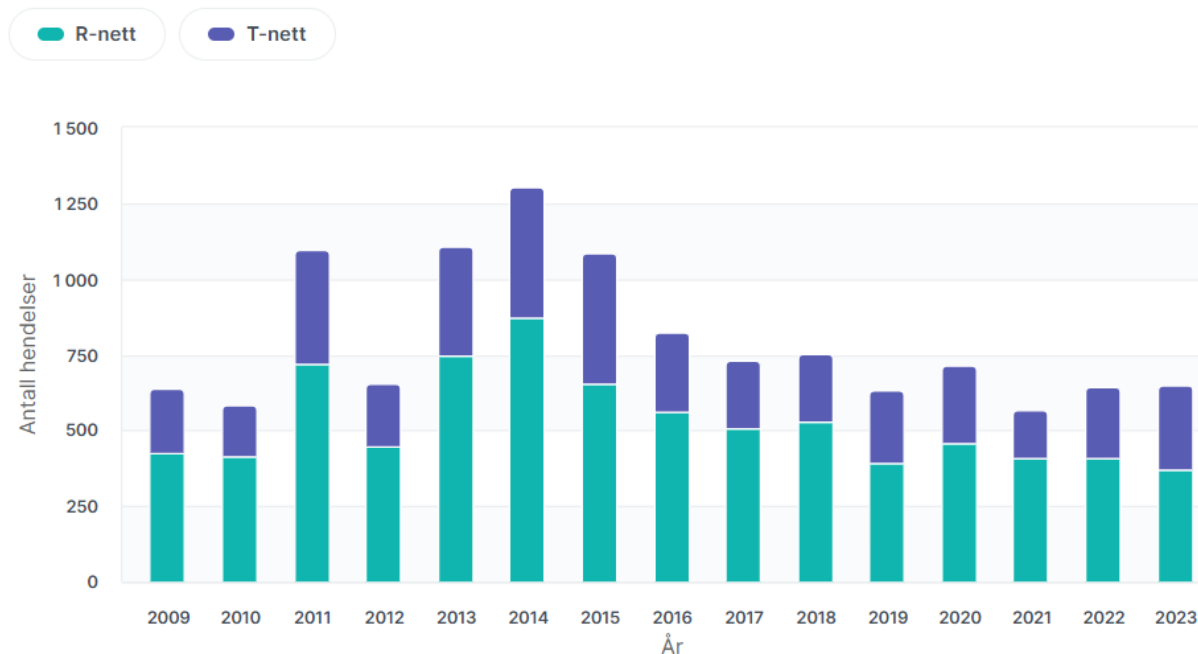
Ekstremværet Hans bidro til at 2023 kan karakteriseres som svært vått på Østlandet og indre deler av Vestlandet. Dette medførte en del problemer, spesielt i distribusjonsnettet og i enkelte kraftverk, men vi ser ingen tydelige utslag i landsstatistikken over hendelser i den perioden som ble påvirket av Hans (august). Fordelingen av hendelser over året er vist i Figur 1-1. (Det relativt høye antall automatiske utkoblinger i oktober skyldes overrapportering av lavspenningshendelser fra en konsesjonær).



Figur 1-1 Fordeling av hendelser pr. måned i 2023 (alle nettnivå)

1.5 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

Antall feil under driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet har vært relativt stabilt de siste fem årene, og 2023 hadde det fjerde laveste antall driftsforstyrrelser siste 10 år.



Figur 1-2 Antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet i perioden 2009-2023

Hendelser i lavspennings distribusjonsnett var ikke obligatorisk å rapportere til systemansvarlig før i 2019, noe som framgår tydelig av Figur 1-3. 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 1-3 Antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet i perioden 2009-2023

Koblingsbilder

1.6 Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarsforskriften

Det er ingen endringer i faste delingspunkter i nettet.

Planlagte driftsstanser

1.7 Statistikk over driftsstanser

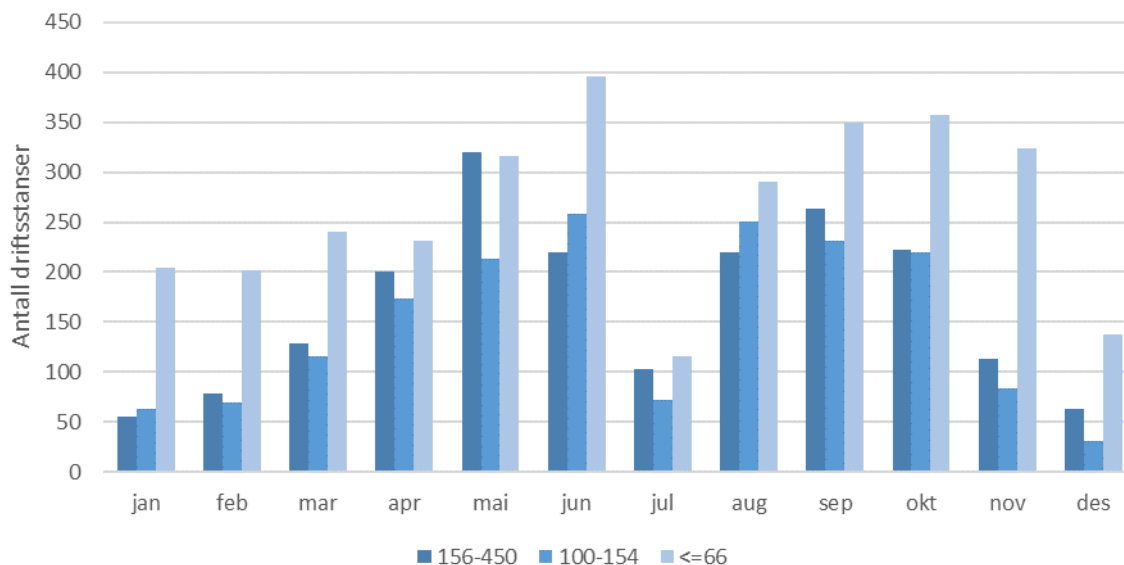
For 2023 ble det rapportert 7752 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist, avlyst eller trukket tilbake. Dette er 376 flere enn i 2022. 87 % av disse ble gjennomført, med eller uten endringer; noe høyere enn året før.

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2023. Om ikke annet er nevnt, omfatter tall og figurer gjennomførte driftsstanser med utkobling. Avviste og avlyste 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 månedsoppløsning, 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 en driftsstanser med flere måneders varighet. Antall driftsstanser gir likevel indikasjoner på omfang – og vil også kunne si noe om utviklingen over tid.

1.11.1 Fordeling av driftsstanser over året

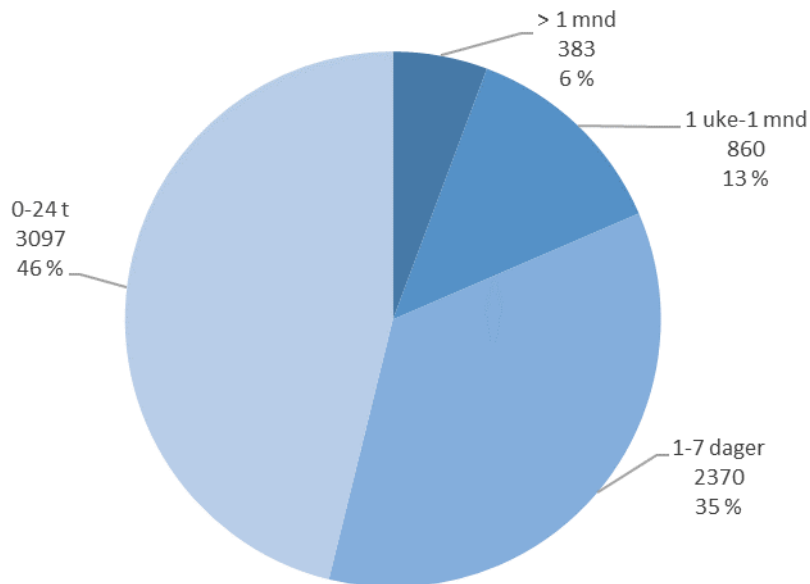
Aktiviteten er høyest vår, sommer og høst, med unntak av juli måned. Driftsstanser på 66 kV og lavere har en jevnere fordeling over året, i hovedsak på grunn av generatorer.



Figur 1-4: Antall gjennomførte driftsstanser gjennom året fordelt på spenningsnivå

1.11.2 Varighet av driftsstanser

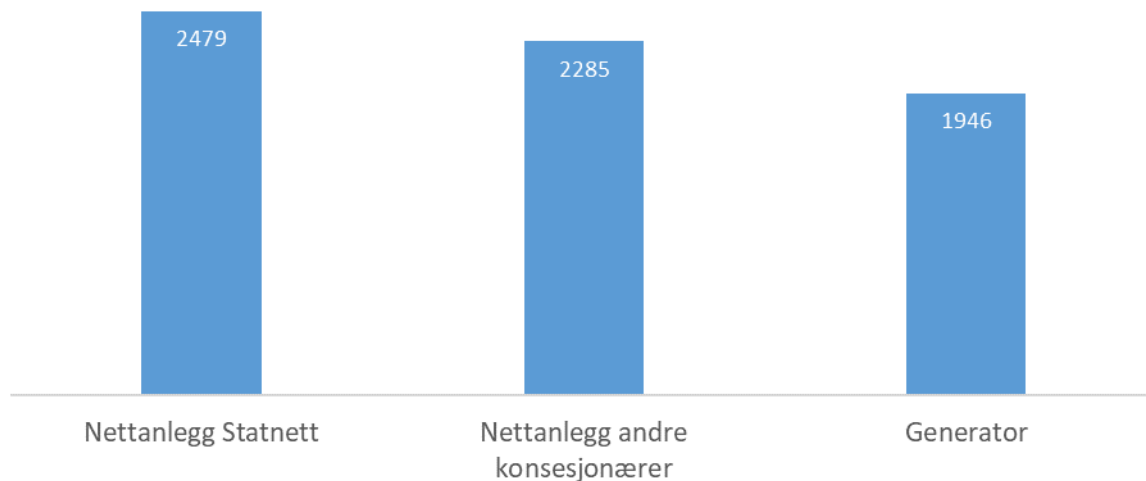
46 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2023 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme anleggsdel. 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



Figur 1-5 Varighet av gjennomførte driftsstanser

1.11.3 Driftsstanser per kundekategori

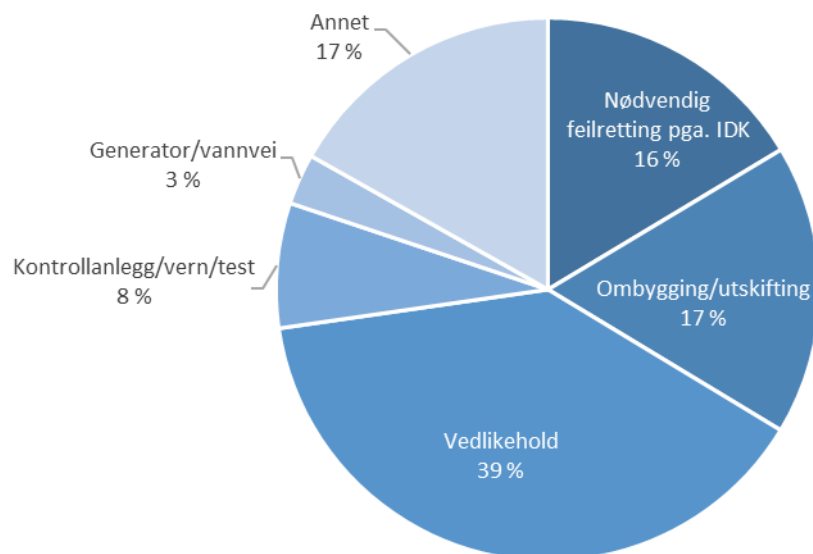
37 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2023 var i Statnetts nettanlegg. Øvrige konsesjonærers nettanlegg sto for 34%, og produksjonsanlegg 29 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2023. Antall driftsstanser i Statnetts og øvrige konsesjonærers nettanlegg har økt noe i forhold til 2022, mens det er marginalt færre driftsstanser for produksjonsanlegg.



Figur 1-6: Gjennomførte driftsstanser fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap

1.11.4 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. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier for gjennomførte driftsstanser i 2023. Merk at de fleste av driftsstansene for produksjon føres under andre kategorier enn generator/vannvei.

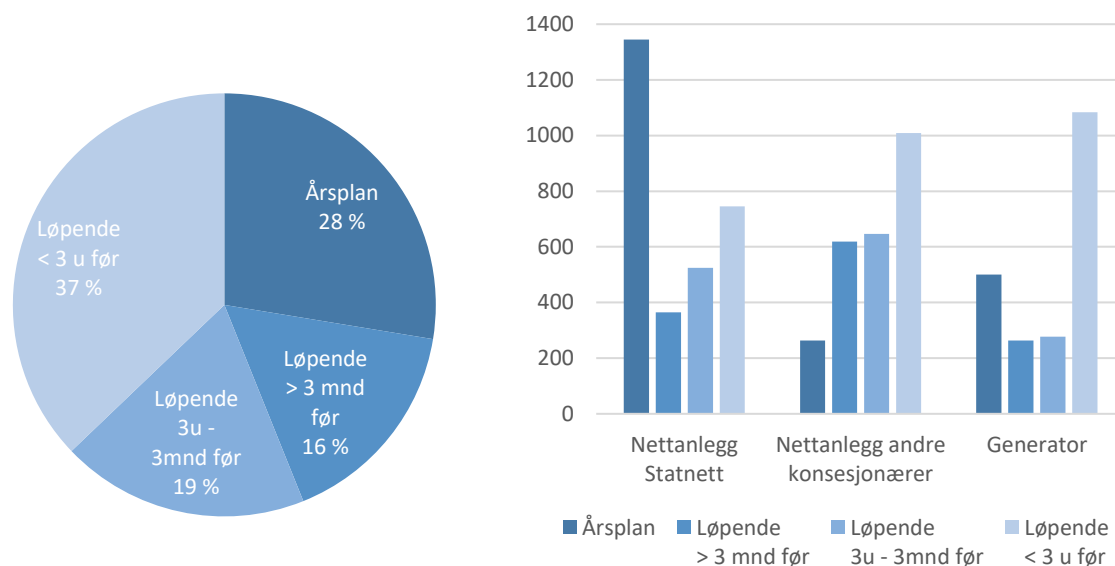


Figur 1-7: Årsaker til driftsstanser

1.11.5 Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

Krav om rapportering til årsplan gjelder transmisjonsnett, inklusive utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett samt generatorer tilknyttet transmisjonsnettet. Frist for rapportering til årsplan er 1. september året før. Øvrige driftsstanser skal 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.

Figuren nedenfor viser at 28 % av alle driftsstanser for 2023 ble rapportert til årsplan. Over halvparten ble rapportert mindre enn tre måneder før, og over en tredel ble rapportert mindre enn tre uker før utkobling. Mange av disse er ikke unntatt kravet om rapportering til årsplan/tre måneder før, jf. beskrivelsen ovenfor. Se også kapittel 1.11.

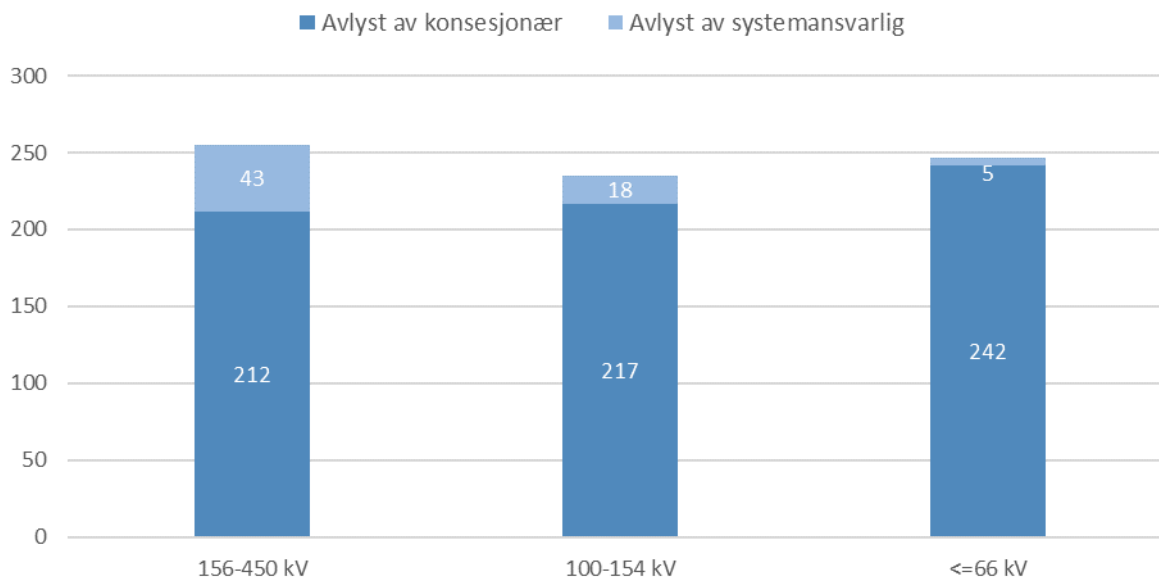


Figur 1-8: Driftsstanser og rapporteringsfrister

1.11.6 Omprioriterte driftsstanser

737 vedtatte driftsstanser for 2023 ble avlyst. Dette utgjør rundt 10 % av alle rapporterte driftsstanser med utkobling. 91 % av alle avlyste driftsstanser ble avlyst av konsesjonær og de øvrige av systemansvarlig. Antall avlyste driftsstanser er noe færre enn året før. Fra medio 2022 ble det innført mulighet for å trekke søknaden før vedtak, og dette kan ha bidratt noe til det reduserte antallet avlyste driftsstanser.

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.

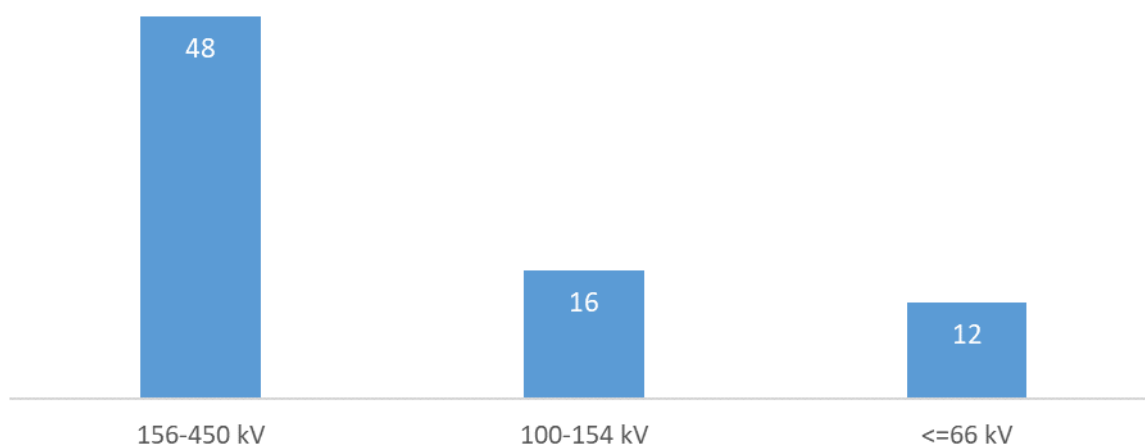


Figur 1-9: Antall avlyste driftsstanser, fordelt på spenningsnivå

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

1.11.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvising kan være sen rapportering, formalfeil og konflikt med andre driftsstanser. Da det tidligere ikke var mulig å trekke søknader før vedtak, ble dette også ofte håndtert gjennom å avvise søknadene. Ny funksjonalitet (medio 2022) for å trekke søknad før vedtak, har derfor bidratt til å redusere omfanget av avviste driftsstanser. For 2023 ble 76 driftsstanser avvist av systemansvarlig, som er 137 færre enn året før. Samtidig ble det trukket 229 søknader før vedtak, som er 172 flere enn året før.



Figur 1-10: Antall driftsstanser der det er gitt avslag, fordelt på spenningsnivå

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

Som hovedregel gjelder krav om rapportering av driftsstans til årsplan eller tre måneder før planlagt utkobling, som beskrevet i kapittel 1.11.5. Da dette kan fravikes i enkelte tilfeller, gir ikke Figur 1-8 et komplett bilde av hvor stor andel som rapporteres i henhold til angitte frister. Det er likevel mange planlagte driftsstanser som rapporteres for sent. 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 en for tiden stor prosjektportefølje, både hos Statnett og andre konsesjonærer

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

- Presisering av regelverk, herunder tydeliggjøring av hva som kan unntas hovedregelen om rapportering til årsplan og tre måneder før planlagt start. Samtidig er det viktig å stille strenge krav til de driftsstanser som påvirker driftssikkerheten eller som har konsekvenser for markedet.
- Systemansvarlig jobber for strengere praktisering av regelverket, med avslag på sent innmeldte driftsstanser, spesielt for driftsstanser med konsekvenser for driftssikkerhet og marked. Det antas at strengere praksis over tid vil virke "oppdragende", med bedre planlegging og tidligere rapportering av driftsstanser. I tillegg til formelle avslag på rapporterte driftsstanser, avvises i praksis en del i forkant av innmelding, samt at konsesjonær i samråd med systemansvarlig trekker sine søknader før vedtak.
- For å muliggjøre godt samordnede planer og tidlig rapportering, mener systemansvarlig det er viktig å forbedre den langsiktige planleggingen av driftsstanser. Tiltak for effektiv samordning av planer hos konsesjonær, og mellom konsesjonærer, gjøres ofte best i tidlig fase av prosjekter, og er ofte for sent i det tidspunktet driftsstansene rapporteres. Systemansvarlig ønsker å påvirke-, og legge til rette for forbedret langsiktig planlegging av driftsstanser.
- Videreutvikling av verktøy: Rapporteringsløsningen i Fosweb utvikles løpende, blant annet for at konsesjonær kan få bedre oversikt over og se konsekvenser av egne (og andres vedtatte) driftsstanser. Forbedret funksjonalitet antas å forenkle samordning og koordinering med andre driftsstanser. Det arbeides med ny funksjonalitet for rapportering av langsiktige utkoblingsbehov, herunder anbefalte utkoblingsperioder. Systemansvarlig legger til grunn at dette vil fremme tidligere planlegging og overholdelse av frister. Det jobbes også med bedre systemstøtte for systemansvarlig, for å bedre mulighetene for oppfølging og dermed forenkle håndteringen av sent innmeldte driftsstanser.

Effektbalanse

1.9 Effektbalanse og tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle nordiske TSOer skal sikre mFRR 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 flaskehalsar.

For å rapportere timer med høyest knapphet på reguleringsressurser er det tatt en gjennomgang av alle timene i 2023, 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 2023 var det 6 timer det var mindre enn 1400 MW med oppreguleringsbud i regulerkraftmarkedet.

Tabell 1-2: Timer med redusert dimensjonerende feil

Dato	Time (MW tilgjengelig)
4. februar	Time 10 (1286 MW) Time 11 (1230 MW) Time 12 (1271 MW)
6. mars	Time 1 (1296 MW)
17. november	Time 1 (1076 MW) Time 5 (1395 MW)

I alle disse timene er det tilnærmet full eksport ut av Norge på om lag 6000-7000 MW totalt. 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.

1.10 Historisk utvikling av effektbalanse og reguleringsressurser

Effektbalanse beskriver forholdet mellom tilgjengelig produksjonskapasitet og maksimalt effektforbruk. Forbruksrekorden i Norge er i dag er på litt over 25 000 MWh/h. I tillegg er det mulig å eksportere over 8000 MW via mellomriksforbindelser. Eksportkapasiteten har i de senere årene økt som følge av idriftsettelse av nye HVDC kabler.

Tilgjengelig produksjonskapasitet om vinteren i Norge er omtrent 30 000 MW. Dette tallet varierer med vinden ettersom det er installert i overkant av 5000 MW med vindkraft.

Det er derfor ikke tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke full eksport og forbruk en kald vinterdag, da dette i teorien kan komme opp i over 33 000 MW. Produksjonsrekorden i Norge er per nå på litt over 28 000 MWh/h.

Ettersom den totale eksportkapasiteten har økt, har viktigheten av å anskaffe tilstrekkelig med regulerkraftreserver blitt enda mer fremtredende, ettersom produksjonstaket nås i flere og flere timer. Statnett sikrer derfor regulerkraftressurser via av et kapasitetsmarked. Normalt sikres det rundt 2000 MW med oppreguleringsreserver i de timene det forventes at produksjonsapparatet i Norge kan gå for fullt. Dette gjelder store deler av vinterhalvåret. I flere og flere timer er det kun oppreguleringsressurser, forbruk og produksjon, anskaffet i markedet som er tilgjengelig.

1.11 Minste tilgjengelige effekt

I løpet av 2023 har det i fire 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.

Det er i hovedsak tre grunner til at det har vært mindre enn 500 MW med oppreguleringsbud i Sør-Norge.

1. 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 billigst i Norden og aktiveres derfor både ved flaskehals og ved store ubalanser i Norden.
2. Anskaffet for lite reserver via RKOM markedet. Dette tilfellet omtales i punkt 1.13
3. Utfall av linje internt i NO2 som førte til overlast på snittene inn mot NO2. Det ble derfor spesialregulert opp store kvantum for å overholde snittbegrensningene og kompensere for utfallet.

1.12 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 RK-markedet etter spot klareringen. Derfor må systemansvarlig i perioder med høyt forbruk sikre alle reserver som skal være tilgjengelige i driftstimen gjennom reservemarkedene. I forbindelse med overgangen til NBM (nordisk balanseringsmodell) innføres det nå flere nye ordninger for å sikre tilstrekkelig reserve tilgang i Norge og Norden.

Innføringen av det norske mFRR capacity markedet i februar 2024 med daglige innkjøp av mFRR reserver er ett av tiltakene Statnett gjør for å sikre tilgangen på RK-bud. Dette vil gjøre det enklere for aktørene å stille reserver tilgjengelig ettersom tidshorisonten nå kun blir ett døgn. Aktørene har tidligere måttet binde seg til å levere samme kvantum med reserver for alle hverdager. For Statnett sin del vil det også bli lettere å forutsi reservebehovet ettersom prognoser for forbruk og forventet flyt på mellomstrøksforbindelser ett døgn frem i tid er mer pålitelige. Det gir også muligheten til å evaluere reservetilgangen forløpende.

Sikring av nok reserver med riktig plassering er viktigste tiltak for å sikre balansen ved ulike hendelser. Oppfølging av aktørenes ubalanser, riktige insentiv for å planlegge seg i balanse og gode rutiner for utkobling av forbruk (TUF) er også viktige tiltak for å redusere ubalanser og konsekvensen av disse.

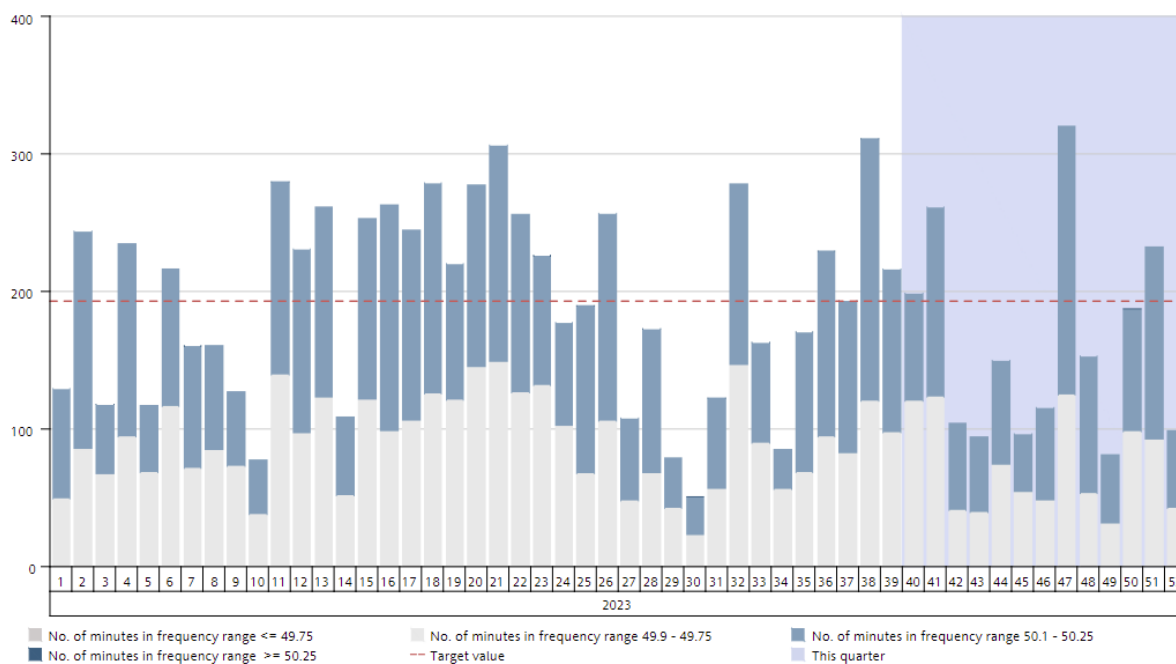
2 Frekvens- og spenningskvalitet

2.1 Data for frekvenskvalitet i 2023

Frekvensen var utenfor frekvensbåndet i 9714 minutter i 2023. Dette er 286 minutter under det felles nordiske målet på maksimum 10 000 minutter. Sammenlignet med 9376 minutter i 2022. I 2023 var det flere minutter med overfrekvens enn underfrekvens 4508 minutter under 49,9Hz og 5206 minutter over 50,1 Hz. Mai var måneden med flest minutter utenfor normalt frekvensbånd med 1219 minutter. At mai er måneden med flest frekvensavvik er tett knyttet opp mot vårløsningen, som finner sted i denne perioden, med stort bidrag fra uregulerbar kraft. Det lengste frekvensavviket i 2023 fant sted den 19.11.23 i time 20. Frekvensen lå da utenfor frekvensbåndet i 38 minutter.

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

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



Figur 2-1: Minutter per uke utenfor normalt frekvensbånd

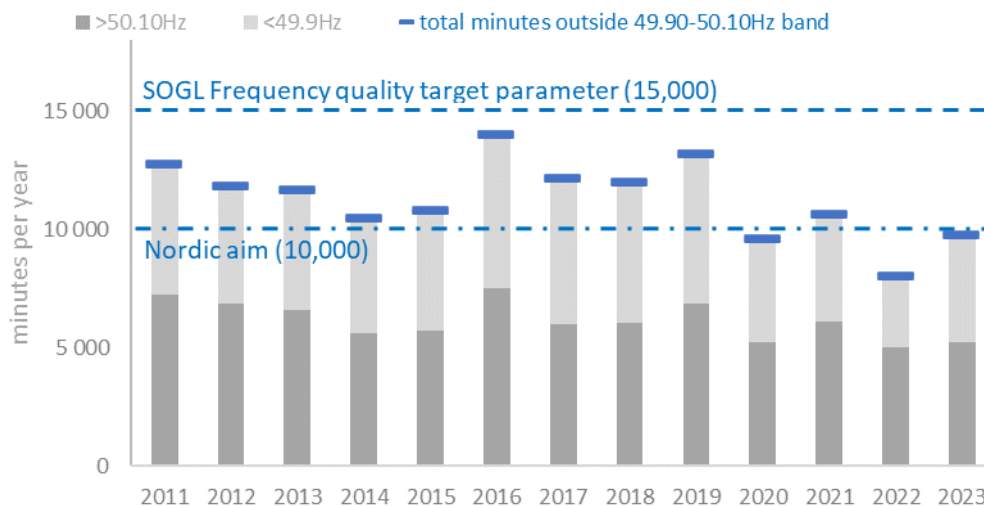
I figuren over er de grå søylene er antall minutter under 49,9 Hz og de blå søylene er antall minutter over 50,1 Hz. Den røde strippete linjen er en målverdi som viser gjennomsnittlig 192 minutter som tilsvare 10 000 minutter i ett år.

Ytterligere detaljert frekvenskvalitet for hele året 2023 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. Vi antar 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.

Minutes outside standard frequency range



Figur 2-2: Antall minutter per år utenfor normalt frekvensbånd

I tråd med stabiliseringen av utvikling av frekvenskvaliteten, har aFRR anskaffelsen ikke endret seg vesentlig i den senere tid. TSOene jobber også i parallell med andre virkemidler for å støtte opp under bruk av aFRR for å beholde dagens frekvenskvalitet.

De nordiske TSOene planlegger å gå over til å balansere kraftsystemet etter en såkalt modernisert ACE basert balansering, mACE, i løpet av 2024. 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.

I 2020 ble et nytt produkt, Fast Frequency Reserves (FFR), introdusert i Norden for å hindre en for dyp frekvensdipp ved store hendelser, som f.eks. kabelutfall. Gjennom et nasjonalt demonstrasjonsprosjekt ble markedsløsninger testet og videreført i 2021. I 2022 ble et nasjonalt marked etablert hvor FFR anskaffes på sesongbasis.

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

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

Økt referansehendelse er dimensjonerende for driftsforstyrrelsesreservene

Design av frekvensstyrte reserver har to styrende mål for frekvenskvalitet – stabil frekvens i normal drift og akseptable frekvensavvik ved momentane ubalanser. Idriftsettelsen av NordLink i 2020

medførte at det nordiske kraftsystemet fikk en økt referansehendelse for effektoverskudd. En referansehendelse er det største momentane ubalansen som kan skje ved en N-1-hendelse. Utfall av NordLink i full eksport gir momentant 1450 MW kraftoverskudd i Norden. For effektunderskudd er utfall av Oskarhamn 3 referansehendelsen, også 1450 MW.

Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet

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

Økte ubalanser i driftstimen

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

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

Det nordiske kraftnettet har ikke i tilstrekkelig grad blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen og den generelle markedintegreringen. 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 internasjonalsert, 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. TSOene 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. TSOene 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 vi har hatt tilstrekkelig med mFRR, aFRR og FCR-N 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 vi har hatt tilstrekkelig med FCR-D, FFR 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. Vi vil dermed kunne øke volumet som kan endres fra en time til den neste uten at ubalansene øker.

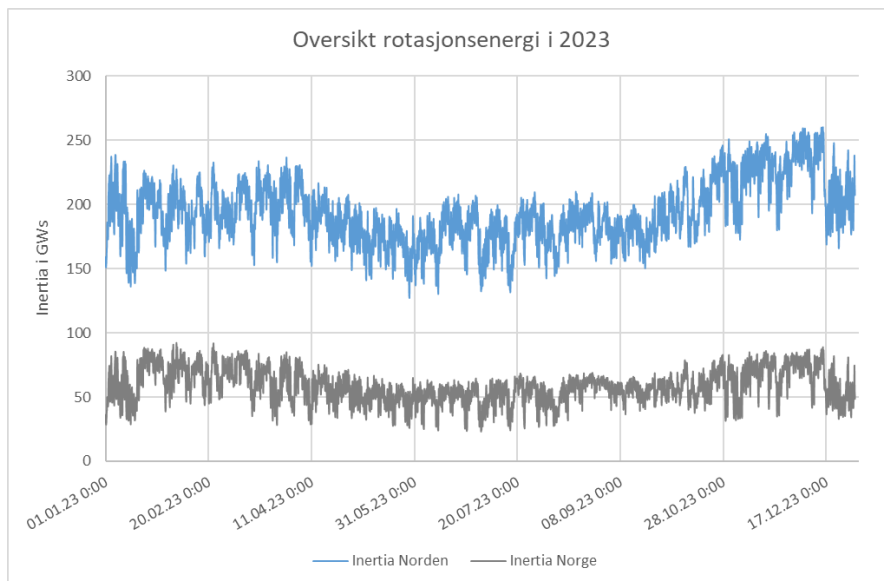
Det forventes at implementeringen av ACE basert balansering som beskrives i første avsnitt, vil medføre en forbedring av frekvenskvaliteten i seg selv fordi det legges opp til hyppige reguleringer som følger ubalansene tettere enn tilfelle er i dag. Som et ledd i dette, forventes det at aFRR volumene vil øke og anskaffes i alle døgnets 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 vi sier at den gir kraftsystemet nødvendig treghet eller inertia. Stadig oftere forsyner vindkraftproduksjon og import 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 TSOene 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.

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 effektespons 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

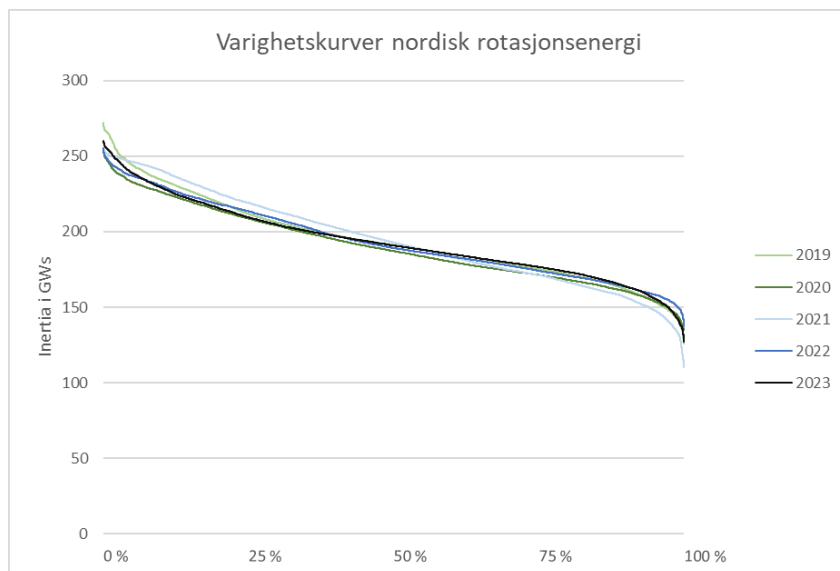


Figur 2-3 Inertia, Rotasjonsenergi i Norden og Norge

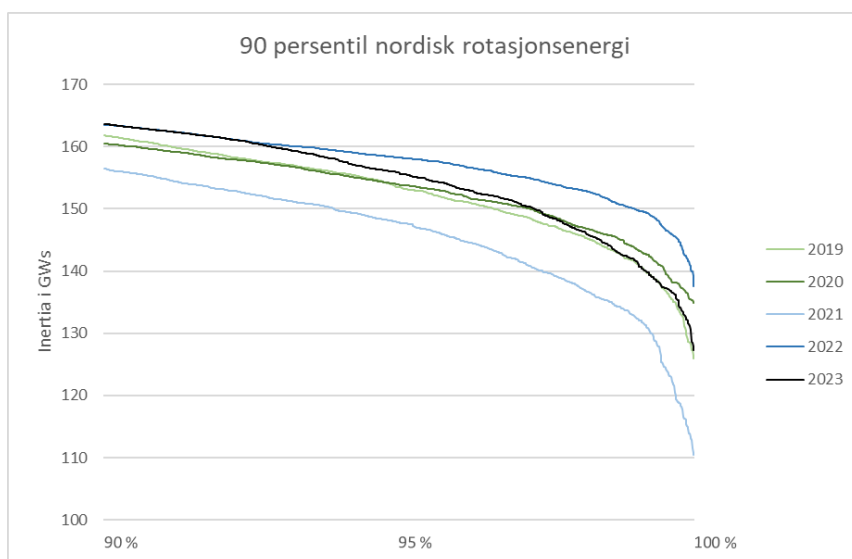
I 2023 varierte mengden kinetisk rotasjonsenergi i Norden mellom 130 og 260 GWs, og i Norge mellom 23 og 92 GWs. Mengden kinetisk rotasjonsenergi har nær sammenheng med antall innfasede synkrontilkoblede generatorer, som igjen avhenger av etterspørselen i kraftsystemet. Siden etterspørselen typisk er høyere i vintermånedene enn i sommermånedene vil det typisk være høyere nivåer kinetisk rotasjonsenergi i vintermånedene enn i sommermånedene. Selv med jevn etterspørsel over døgnet vil mengden roterende masse kunne variere avhengig av produksjonsmiksbil og import/eksport.

For Norge estimeres mengden kinetisk rotasjonsenergi basert på produksjon multiplisert med en gjennomsnittlig treghetskonstant (3,4). I de andre nordiske landene er det implementert en overvåking av generatorbryterstatus i SCADA systemet som summerer opp bidraget av kinetisk rotasjonsenergi av tilkoblede generatorer.

2.5 Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene



Figur 2-4 Varighetskurver over kinetisk rotasjonsenergi i det nordiske synkronområde 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 2023 var det laveste estimerte kinetisk rotasjonsenergi 127 GWs, som ligger omtrent i midten av de fem rapporterte år. Laveste kinetisk rotasjonsenergi (110 GWs) forekom i året 2021.
- Medianen for 2023 var rundt 191 GWs. Laveste median var i 2020 med 187 GWs.
- I 2023 var kinetisk rotasjonsenergi 10% av tiden under 164 GWs, som ligger omtrent på samme nivå som de andre årene. Kun 2021 viste en betydelig lavere kinetisk rotasjonsenergi med 156 GWs.

2.6 Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet

Basert på varighetskurvene fra de siste fem årene er det ingen klar trend på utviklingen av rotasjonsenergi-nivået i kraftsystemet. Mye av variasjonen mellom årene er pga. hydrologien for året,

været generelt og kraftverk ute på revisjon. De siste tre-fire årene har også inverter-basert produksjon, som vindkraft og import over HVDC-kablene, ført til tilfeller med lavere rotasjonsenergi. I nærmeste fremtid vil økt produksjon fra vindkraft og sol være de største bidragsyterne til lavere andel roterende masse i kraftsystemet. Rundt 2030 og utover vil andre faktorer få ytterligere innflytelse på rotasjonsenergi. Størst negativ påvirkning på rotasjonsenergi-nivået vil være etablering av mer inverter-basert produksjon.

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.
- Import over HVDC-kablene tilfører ingen inertia til systemet.

Det pågår et 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 inertia (i rangert rekkefølge):

1. Kjernekraft
2. Termisk kraft
3. Regulerbar 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 TSOene gjennomfører annethvert år en studie for å identifisere om det er behov for å definere et minimumsnivå for rotasjonsenergi i systemet. I studien vurderes også om andre tiltak kan sørge for sikker drift i perioder med lite rotasjonsenergi. Vurderingen til de nordiske TSOene er at det foreløpig ikke er nødvendig å definere et minstekrav til rotasjonsenergi, og at FFR er et effektivt og rimelig verktøy for å sørge for sikker drift i perioder med lav rotasjonsenergi.

2.8 Beskrivelse av hendelser hvor det er utløst FFR

Det var ingen hendelser i 2023 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 2023 der dimensjonerende feil ble redusert som en konsekvens av lite roterende masse. FFR ble benyttet heller enn å redusere dimensjonerende feil.

Driftsspenninger i transmisjonsnettet

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

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 2023

Det var totalt overskridelse av spenningsgrenser på 301 kV og 421 kV i 712 993 minutter.

2.10.2 Årsak og hendelser

2.10.2.1 Skillemoen/Kobbelv/Salten/Nedre Røssåga

Utkobling av 420 Salten – Svartisen medførte utfordringer med høy spenning nord for Salten, og relativt lav spenning sør for Salten. Utkoblingen varte i 4 uker på sommerstid i forbindelse med flytting av linjestrekk til ny stasjon.

Spenning i området påvirkes også av Salten verk som trekker mye reaktiv effekt. Dersom omkringliggende kraftverk står samtidig som Salten verk har endringer i lastuttak kan det påvirke spenningen i nærliggende stasjoner på transmisjonsnettet. Stålovnene i Svabo medfører støy og spenningshopp i perioder hvor det er lite produksjon i Nordland og demping i kraftnettet.

Kobbelv driftes generelt med høy spenning, og er ofte opp i 419 kV. Dersom kraftverk står og ikke bidrar med spenningsstøtte er området sårbart for spenningsvariasjoner.

I uke 30 var det utkobling i Sverige som medførte at 300 Nedre Røssåga – Gejmån - Ajaure lå ensidig forsynt fra Nedre Røssåga. Dette i tillegg til lite reaktive komponenter medførte noe forhøyet spenning i området.

Det er registrert en høy andel overspenning på Skillemoen, men her er driften uproblematisk, og vi er ikke plaget med høy spenning i stasjonen. Det er også god tilgang på reaktive komponenter. Ved spenningstrending av Skillemoen stasjon ser man en rekke spenningstransienter gjennom året. Det mistenkes at dette er målefeil i forbindelse med oppdatering av scada-systemet.

2.10.2.2 Fræna/Nyhamna

Høye spenninger på Fræna og Nyhamna på sommerstid. Nyhamna var uten lastuttak i perioden uke 20 til 33 som medførte problemer med å holde spenningen nede. SVC på Nyhamna var heller ikke tilgjengelig.

2.10.2.3 Nea

Lastendringer fra Sverige kan føre til store spenningsendringer. Vi har ikke automatikk på kondensatorbatteri, noe som kan føre til økte spenninger før det kobles ut manuelt.

2.10.2.4 Snilldal

Ved lite produksjon på vindparkene Geitfjellet/Hitra og lav flyt, får vi økt spenning og få muligheter for spenningsregulering. Vi har ingen reaktive komponenter i området.

2.10.2.5 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.

2.10.2.6 Stor-Oslo

Problem også med disse stasjonene i flere år. Det har i løpet av året foregått større ombygging i området, som en del av NSO og andre mindre ombyggingsprosjekter (f.eks. Sylling). Dette kombinert med feil, øvrig vedlikehold og endringer i koblingsbilder som følge av snitt, har medført problemer med spenningen.

2.10.2.7 Haugalandet

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

2.10.2.8 Sør-Rogaland

Utfordringer med høy spenning i området mellom Stokkeland og Kvinesdal, spesielt i perioder med lav kraftproduksjon og lav overføring på HVDC-forbindelsene i området.

2.10.2.9 Øvre Telemark

Utfordringer knyttet til snitthåndtering har medført behov for deling av driften i Nesflaten. Dette kombinert med lav kjøring mot Tokke/Flesaker, har gitt spenningsutfordringer i nettet rundt Songa.

2.10.2.10 Bergensområdet

Høy flyt DSO-TSO, kombinert med utkoblinger pga. vedlikehold/feil og lav last hos Equinor på Kollsnes.

2.10.3 Lave spenninger 2023**Tabell 2-1 Hendelser med lav spenning i transmisjonsnettet**

Lave spenninger 2023		
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	24 309 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	5752 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	5564 minutter

2.10.4 Årsak og hendelser

2.10.4.1 Haugalandet

Utfordringen i området er at det er høye spenninger på nordsiden av ringen og lave spenninger på sørsiden. Dette er naturlig når det stort sett er nord-sør flyt i området og forbrukstygndepunktet er lokalisert på sørsiden. Revisjoner i området, samt behov for endring i koblingsbilde pga. snitthåndtering, har gitt problemer med å holde seg innenfor spenningsgrensene. Delt drift i Håvik med f.eks. Hydro radielt forsynt fra Sauda har gitt lave spenninger på den siden av dele.

2.10.4.2 Borgund

Utfall av ledninger inn mot stasjonen har medført overgang til separatområde og påfølgende lave spenninger i stasjonen.

2.10.4.3 Sogndal

Behov for deling av drift i stasjonen pga. snitthåndtering, i forbindelse med vedlikehold (f.eks. utkobling Sogndal – Aurland 1). Mye produksjon lagt på radial fra Indre Sogn mot Bergen.

2.10.4.4 Vestlandet

Høy transittflyt gjennom Vestlandet. Både import og eksport.

2.10.4.5 Rjukan

Høy flyt mellom Kvilldal og Sylling.

2.10.4.6 Halden

Utfordringer ved flytendringer mellom NO1 og SE3.

2.10.4.7 Ørskog/Sykkylven/Ørsta/Ålfoten/Moskog

Høy flyt i kombinasjon med dårlig reaktivt bidrag fra lokale kraftverk i underliggende nett medførte periodevis lav spenning i området mellom Sykkylven og Moskog, i september og oktober. Industri på Svelgen trekker mye reaktiv effekt, samt en del reaktiv innmating til 132 kV-nettet fra Moskog. Mye reaktiv effekt ble transportert fra Fræna og Viklandet ned til Moskog. I samme periode har det vært en del spenningsvariasjoner i Ørskog.

Generelt vanskelig å opprettholde høy spenning mellom Moskog og Viklandet ved høy flyt, grunnet mangel på reaktive komponenter.

2.11 Områder med spenningsutfordringer

2.11.1.1 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 spenningssetpunkt etter spenningsnivå ved innfasing, og parkene kan ofte bli liggende med ugunstig setpunkt.

2.11.1.2 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 – 301 kV og 420 kV	
2021	1 413 469 minutter
2022	1 149 123 minutter
2023	712 993 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 2022.

Tabell 2-3 - Utvikling av underspenninger siden 2021

Utvikling av overskridelser av spenningsgrensene – 301 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

2.12.1 Tiltak i 2023

Nye reaktor i Sogn ble satt på drift i juni, noe som har bedre situasjonen i osloområdet, når det gjelder høy spenning.

Det er også byttet effektbrytere på Litle Sotra R1, noe som medfører at ferdselsrestriksjonene her er opphevet.

Nytt systemvern satt på 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. Der ser vi en negativ utvikling etter praktisering av kontrollforskriften ble avklart i 2019. Før endringen så 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 kompenseringer, 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.

3 Omfanget av systemtjenester og effektreserver

3.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

I henhold til forskrift om systemansvar i kraftsystemet (fos) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for, og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig. Se kap. 3.9 og 3.10 for kostnadsutvikling 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 TSOene dimensjonerer et nordisk behov for FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel. Statnett sikrer sin andel av reserven gjennom et nasjonalt, kommersielt marked. Reservekapasiteten kjøpes inn gjennom de to ulike kontraktstypene "FFR Profil" og "FFR Flex". Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav.

3.1.2 Primærreserver (FCR)

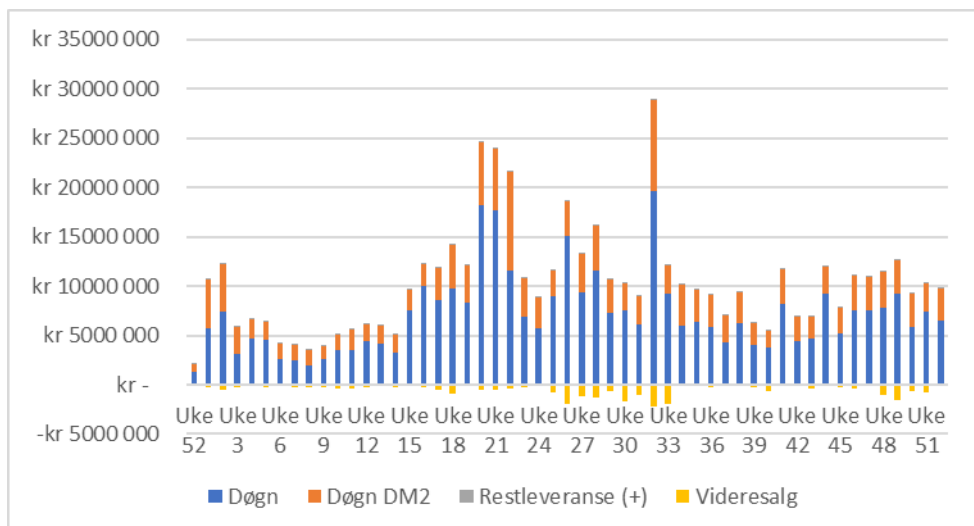
Primærreserver, eller frekvensbevaringsreserver (Frequency Containment Reserve, FCR) er automatiske effektreserver som aktiveres i begge retninger for å håndtere momentan ubalanse mellom produksjon og forbruk. Reserven deles inn i to hovedgrupper FCR-N/D, som forklares under.

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.

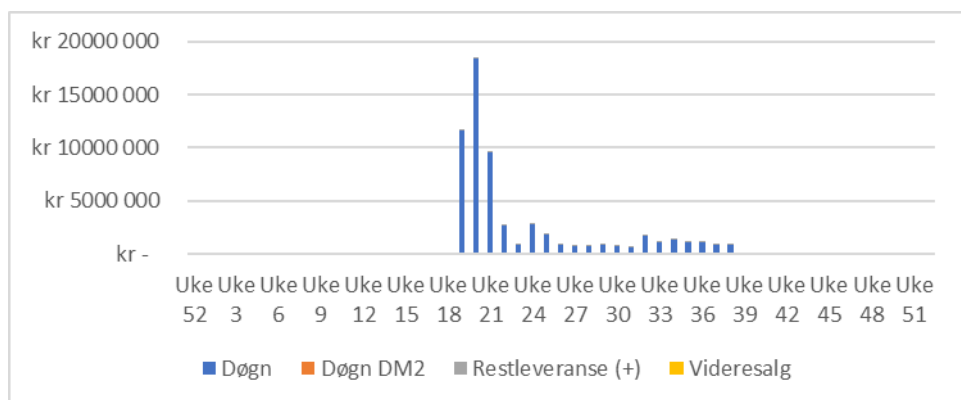
Denne reserven er førstelinjeforsvaret for å holde kraftsystemet stabilt. Statnett jobber gradvis med å sikre reserven gjennom markedsløsninger, i stedet for krav til respons fra produksjonsanlegg.

Figur 3-1 viser kostnadsutvikling for FCR-N per uke. Det ble kjøpt ca. 234 MW per driftstime og eventuelt mer når FCR-N ble videresolgt til Svenska Kraftnät og Fingrid. 30% av behovet kjøpes i D-2 (Døgn DM2) og 70% i D-1 (Døgn). Kostnadene per uke varierer mellom 3,2 MNOK og 26,6 MNOK. Vanligvis ligger kostnadene per uke mellom 5 MNOK og 10 MNOK. Høye kostnader kan oppstå ved både høye og lave spotpriser. I begge tilfeller vil kraftprodusenter kjøre aggregatene nær maks produksjon, så nær slagbegrenser som mulig. Ved høye spotpriser vil alternativkostnaden til å sette av kapasitet til å levere FCR være å selge kapasiteten i spot. Ved lave spotpriser (lavere enn vannverdi) vil produsenter som har mulighet til å spare vann gjøre det. Dette er stort sett de samme produksjonsanleggene som bidrar med frekvensregulering til vanlig. Dermed kjører de maksimalt og ha lite FCR-N å tilby. Høye kostnadene oppstår i slutten av mai og begynnelsen av august.



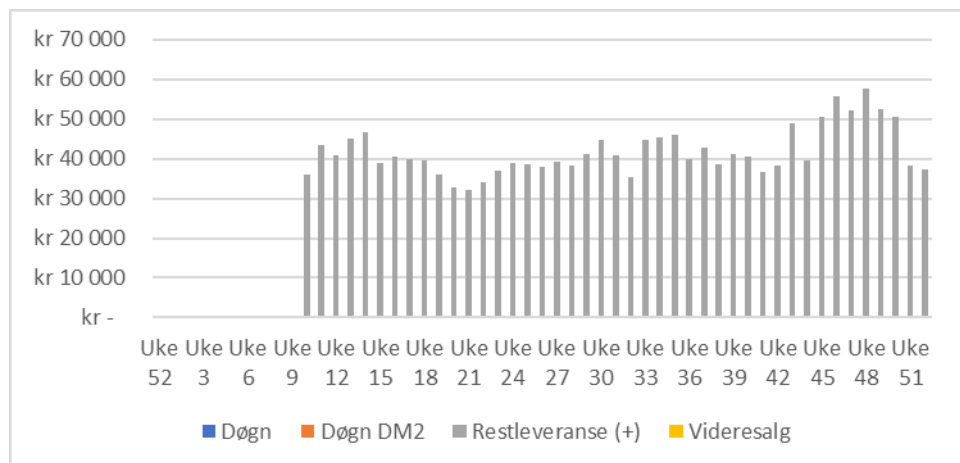
Figur 3-1 Innkjøp og viderealg av FCR-N per uke

I 2023 kjøpte Statnett for første gang FCR-D opp fra 9. mai til 22. september. I mai var oppkjøpskapasitet 200 MW, hvor også høye marginalpriser (opp til ca. 120 EUR/MW) oppstår. Dette resulterte i høye kostnader i slutten av mai som lå mellom 10 MNOK og 18 MNOK per uke. Oppkjøpskapasitet blir endret til 100 MW i begynnelsen av juni og med lavere marginalpris og innkjøpt volum gikk kostnadene ned til ca. 1,5 MNOK per uke. Kostnanene for restleveranse er ikke synlig i diagrammet, fordi de er veldig lave i forhold til kostnader i markedet. Restleveransen kostet ca. 20 kNOK til 30 kNOK per uke. Restleveransen blir godtgjort med 0,2 EUR/MW.



Figur 3-2: Innkjøp av FCR-D opp per uke

I 2023 var det ingen marked for FCR-D ned. Det er kun restleveransen som ble godtgjort med 0,2 EUR/MW. For ukene én til ni finnes ikke datagrunnlag.

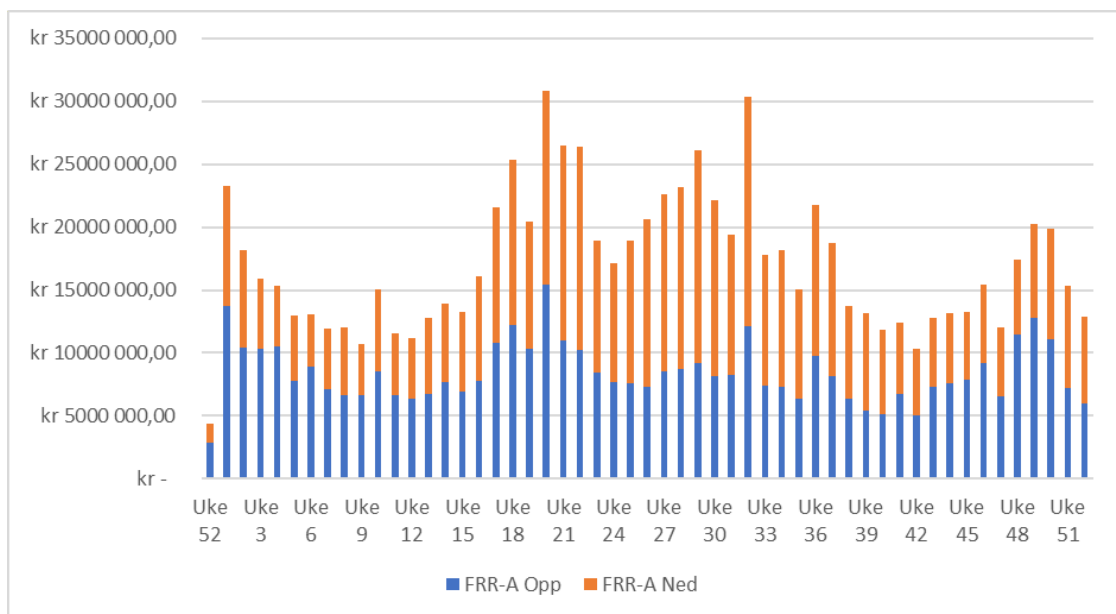


Figur 3-3: Innkjøp av FCR-D ned per uke

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 kjøpte inn sekundærreserver i et eget døgnmarked fram til desember 2022, og deretter i et felles nordisk kapasitetsmarked.

Diagrammet viser kostnadsutviklingen for aFRR opp og ned. En forklaring av kostnadene finnes i kapittel 3.10.

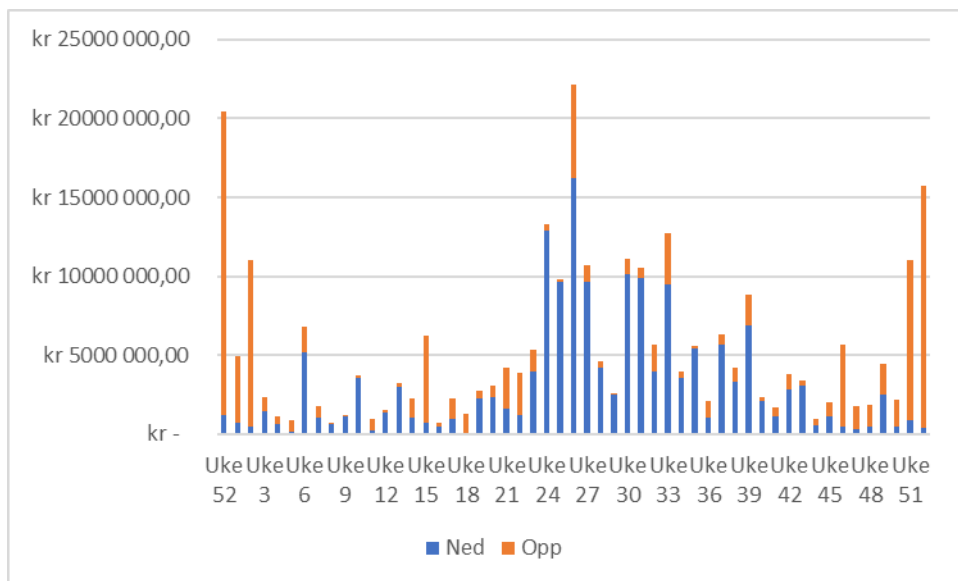


Figur 3-4: Innkjøp av sekundærreserver per uke

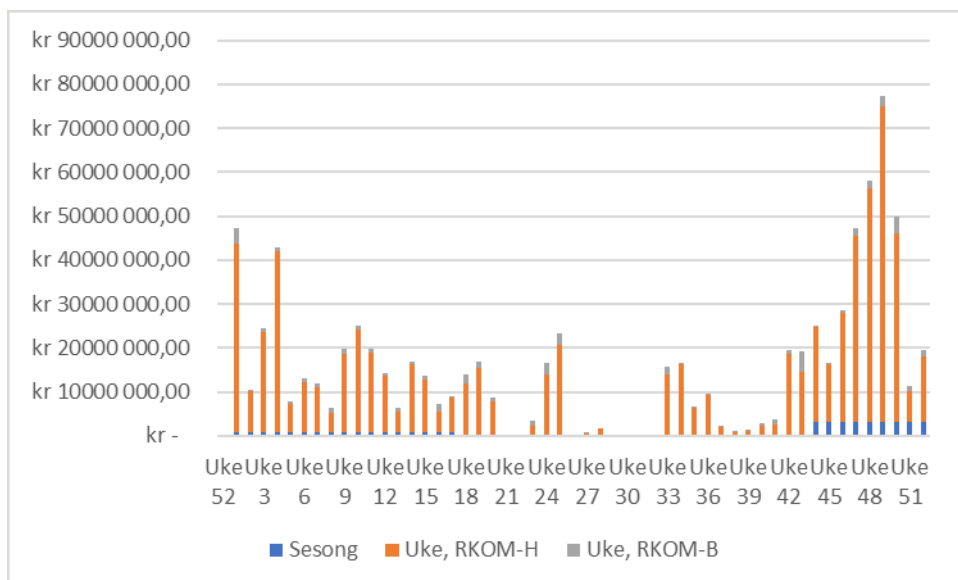
3.1.4 Tertiærreserver (RK og RKOM)

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som omfattes av ev. bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked.

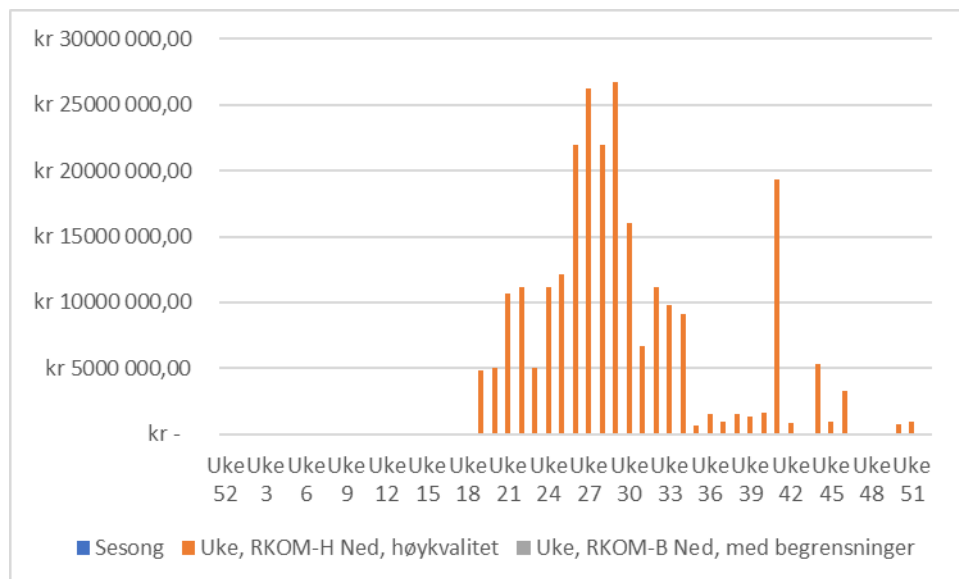
Følgende diagrammene viser kostnader per uke for RK, RKOM opp og ned. En forklaring av kostnadene finnes i kapittel 3.10.



Figur 3-5 Innkjøp av RK per uke



Figur 3-6: Innkjøp av RKOM opp per uke

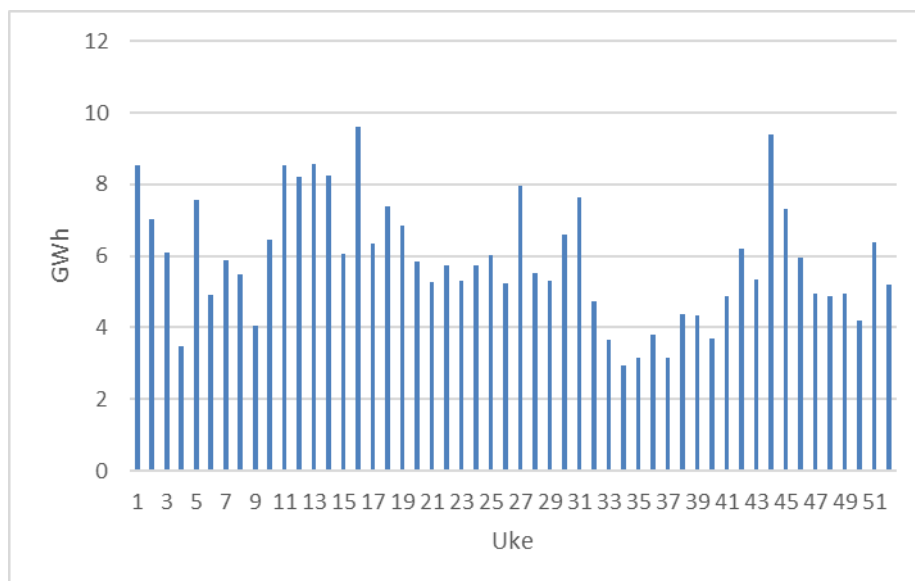


Figur 3-7: Innkjøp av RKOM ned per uke

2.11.1.3 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.

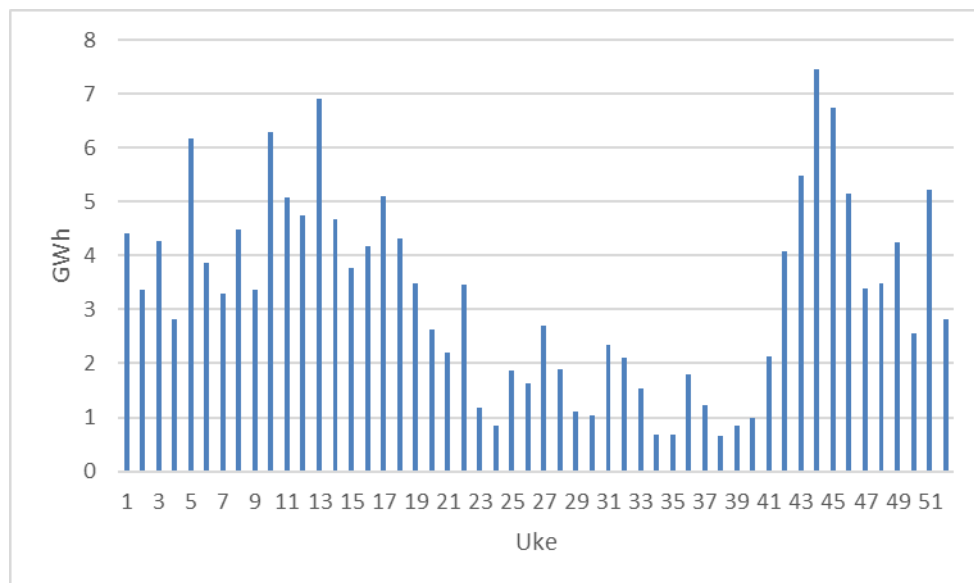
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 3-8: Omfang av produksjonsflytting pr. uke

3.1.5 Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som tilbys konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW pr. elspotområde. Ved produksjonsglatting bestill er 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 3-9 Omfang av produksjonsglatting pr. uke

3.1.6 Reaktiv effekt

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

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

3.1.7 Spesialregulering

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

3.1.8 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) 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 distribusjonsnett. Ved fastsettelse av betalingen vil systemansvarlig legge til grunn berørte sluttbrukeres avbruddskostnader jf. Kapittel 9 i forskrift 11.mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, 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.

3.1.9 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 TSOene.

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

3.1.10 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 har frem til nylig i hovedsak hatt behov for fire ulike typer reserver; frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N), frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D), sekundærreserve (aFRR) og manuelle reserver (mFRR), også kalt tertiærreserver. De tre førstnevnte dimensjoneres etter nordisk behov, og deretter fordeles behovet mellom de nordiske land etter ulike fordelingsnøkler. Behovet for manuelle reservene er bestemt delvis ut fra 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 på drift 7. desember 2022.

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

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

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

Norge dekker sitt krav til FCR-N i alle timer gjennom innkjøp i reservemarkedet. Systemansvarlig gjør årlige vedtak om grunnleveranse av FCR-N gjennom krav til maksimalt 12 % statikk for å sikre geografisk spredning av reserven og vellykket overgang til separatdrift. Produsentene har mulighet til å by 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. I Norge kjøpes det normalt ikke inn FCR-D gjennom en markedsløsning, da volumkravene store deler av året overholdes gjennom vedtaket om maks 12 % statikk.

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 Q1 2022 anskaffes aFRR gjennom hele uken, med unntak av time 2-5 hvert døgn. Fra og med 7. desember 2022 ble det innført et felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR. Statnett er for de kommende 5 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. Det er på mFRR at det er størst ulikheter i hvordan reserven anskaffes og brukes. Det er kun i Norge at reserve anskaffes i et ukemarked, og inngår i det ordinære regulerkraftmarkedet. Dette gjør at Statnett anskaffer noe mer enn det nordiske kravet, for også å kunne dekke vårt krav når noe av reserven allerede er brukt til å dekke ubalanser. Det er i dag ingen krav til nedregulering.

Tabell 3-1: Nordiske krav til reserver i 2023

	FCR-D (opp/ned)	FCR-N	aFRR opp (300/400 MW)	aFRR ned (300/400 MW)	mFRR opp (maksimalt krav)
Norge	566/547	230	138/184	129/172	1400(+720)
Sverige	556/537	231	78/104	84/112	1450
Danmark (DK2)	40/38	18	39/52	39/52	600
Finland	288/278	121	45/60	48/64	890

Anmelding og planlegging av produksjon

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

Statnett gjennomfører ukentlig ubalansanalyse basert på det siste ferdig innrapporterte datagrunnlaget. Det ble også i 2023 avdekket aktører med unødvendige ubalanser. Dette skyldtes i hovedsak svikt i interne rutiner hos respektive balanseansvarlig. Ubalansene ble ikke vurdert å ha signifikante konsekvenser for systemdriften. Avregningsansvarliges rutine ved oppdagelse av slike ubalanser er å ta direkte kontakt med balanseansvarlig. Det etterspørres både redegjørelse for ubalansen og beskrivelse av hvordan balanseansvarlig i fremtiden skal unngå lignende ubalanser. Samtlige balanseansvarlige Statnett tok kontakt med i 2023 gjorde rede for ubalansene og beskrev justeringer for å unngå at ubalansene gjentar seg. Ved etterkontroll viste det seg at de balanseansvarlige hadde rettet opp internt og dermed unngikk de unødvendige ubalansene.

1.1.1 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. Statnett veileder også interesserte aktører gjennom mailutvekslinger og møter. Det jobbes med å utforme rapportmaler for prekvalifisering som vil tydeliggjøre hva som skal til for å prekvalifisere reguleringsobjekter.

FCR

Siden 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR, hvor det er en overgangsperiode (2024 til slutten av 2027) der aktørene kan prekvalifisere seg etter de nye kravene. Statnett jobber med et forslag å innføre insentiv ordninger slik at prekvalifiseringen sprer seg utover overgangsperioden.

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. Statnett laget et støttedokument som har hensikten å forklare kravene på et enklere måte og er skrevet på norsk. Det gjøres også jevnlig aktørmøter og bilaterale møter hvor Statnett informerer om de nye tekniske kravene og mulighet for å søke om deltagelse i FCR markedene. Dette er tiltak Statnett gjør for å spre informasjon i bransjen og til nye aktører.

Statnett foreslår vilkårsendringer for FCR vilkår der minste budstørrelse reduseres til 0,1 MW for å tilrettelegge for flere aktører. Forslaget er for tiden på høring og vil eventuelt tre i kraft fra juni 2024.

Før det ble handlet i FCR-D opp markedet i 2023 jobbet Statnett aktivt med aktørkontakt for å øke interesse i bransjen og likviditet i markedet. Hvis det blir besluttet å kjøpe FCR-D opp markedet i 2024 skal Statnett gjenta fremgangsmåten og informere aktivt om mulighet for markedsdeltakelse.

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. 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. Det sees på alternative løsninger for å løse dette.

RKOM

Et nytt kapasitetsmarked for mFRR blir innført i 2024. Det nye nasjonale kapasitetsmarkedet for mFRR er et steg på veien mot et felles nordisk kapasitetsmarked og inngår som en del av ny nordisk balanseringsmodell NBM. Daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt på morgenen D-1 (dagen før driftsdøgnet) vil bidra til bedre disponering av ressursene og en mer effektiv reserveportefølje. Usikkerheten rundt alternativ-kostnaden for disponering av produksjonsapparatet vil reduseres desto nærmere driftstimen reserven anskaffes. Videre vil hyppige oppkjøp øke sannsynligheten for at de rimeligste reservene velges i løpet av perioden. Endringen fra ukeskontrakter til døgnmarked vil gjøre det enklere for uregulerbare kilder å selge sin produksjon i kapasitetsmarkedet. Det er viktig for at vindkraft kan få økte muligheter for å tilby sin fleksibilitet.

RK

Reduserte budstørrelser i mFRR-markedet

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

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

Med innføring av mFRR EAM i desember 2024 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. Aktivering vil gjøres basert på behov per område, og et optimalt budvalg i en fellesnordisk markedsalgoritme som tar hensyn til tilgjengelig overføringskapasitet.

Nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver under utvikling

Automatisering og innføring av europeisk regelverk fører til strengere krav til ordinære mFRR (regulerkraft) og mFRR kapasitet (RKOM). Dette kan føre til reduserte volum med mFRR aktiverings og kapasitetsbud. For å bidra til å opprettholde budvolum vil Statnett opprette et produkt kalt driftsforstyrrelsesreserve (mFRR-D). Markedet er planlagt å 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.

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

Statnett foreslo i høring mai 2023 en modell hvor leverandøren av balansetjenester må være balanseansvarlig for reguleringsobjektet og ha inngått en balanseavtale med Statnett. Dette sørger for å sikre konsistens mellom planer, bud og handler og at BSP er økonomisk ansvarlig for ubalansene den skaper. I praksis er det dermed samme aktør som opptrer i to roller.

Denne modellen ble ikke godkjent av RME og Statnett mottok anmodning om endring av forslaget i desember 2023. Med bakgrunn i dette utarbeidet Statnett en ny modell for å imøtekomme kommentarene fra RME. 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.

Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige ble godkjent 15.01.2024. Statnett skal påse at metoden er fullt iverksatt senest 12 måneder etter RMEs godkjenning.

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

De nye tekniske krav ble godkjent av RME i april 2023 og kravene gjelder i Norge siden 1.1.2024. I Norge vil det være en overgangsperiode av 4 år (2024 til slutten av 2027) hvor aktørene kan prekvalifisere seg etter nye krav. I denne overgangsperioden vil det være mulig å delta i FCR markedet etter nye og gamle krav. Statnett jobber med en mulighet at aktørene kan få økonomiske insentiver for å spre ut prekvalifiseringer i overgangsperioden. Etter overgangsperioden må aktørene være prekvalifisert etter nye krav for å delta i FCR markeder. Fra 2024 vil Statnett ta en aktiv rolle i å følge opp prekvalifiseringer av anlegg etter de nye kravene. Fra 2028 vil Statnett anskaffe sin fulle forpliktelse av FCR fra enheter som aktiveres i henhold til de nye kravene og Statnett vil dermed sørge for at vi anskaffer den responsen som best møter systemets behov. Etter hvert som vi får erfaring med innfasing av FCR som er prekvalifisert etter nye tekniske krav vil vi vurdere hvordan endringer i krav til grunnleveransen vil bli. Planen er at krav til grunnleveranse gradvis reduseres i denne perioden. Etter hvert vil da sikring av separatdriftsegenskaper skje gjennom krav til FCR-I funksjonalitet i henhold til NVF.

Statnett benytter et kontinuerlig marked kun for FCR-N. For FCR-D gjennomførte Statnett et sesongmarked fra mai til september 2023 for å øke likviditet i måneder hvor det var forventet lite FCR-D opp kapasitet gjennom grunnleveransen. Det var ingen marked for FCR-D ned i 2023. For 2024 vurderer Statnett igjen å anskaffe FCR-D opp, men det er ikke bestemt til dette tidspunktet og om dette blir igjen en sesong marked eller et kontinuerlig marked. Hvis systemansvarlig også ser behov for FCR-D ned vil det også vurderes oppkjøp av nedregulering.

Virkemidler i drift

3.6 Omfang, årsak og konsekvens av vedtak

3.6.1 Produksjonstilpasning

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

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

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

Årsakene til produksjonstilpasning er enten planlagte driftsstanser eller etter feil/utfall.

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 kjøreevne produsenten vil ha på tidspunktet for produksjonstilpasningen, verken på det tidspunktet driftsstansen vedtas eller på det tidspunktet driftsstansen skjer. Vedtak om produksjonstilpasning sendes normalt i god tid før selve produksjonstilpasningen, slik at aktørene kan ha mulighet til å gjøre eventuelle omdisponeringer eller legge eget planlagt arbeid i samme tidsperiode.

I 2023 ble det gjennomført 240 driftsstanser der det var registrert behov for å sende ut ett eller flere vedtak² om produksjonstilpasning. Av disse var:

- 131 driftsstanser med varighet mindre enn 2 dager
- 70 driftsstanser med varighet mellom 2 og 5 dager
- 26 driftsstanser med varighet mellom 5 dager og 2 uker
- 3 driftsstanser med varighet mellom 2 og 4 uker
- 10 driftsstanser med varighet mer enn 4 uker

De tre produksjonstilpasningene med lengst varighet i 2023:

- I forbindelse med planlagt revisjon av GIS-anlegg og montasje av nye måletrafoer i Oksla, ble Oksla, Mågeli og Tyso 2 produksjonstilpasset i nesten 7 uker. Produksjonen måtte tilpasses overføringskapasiteten på Åsen T3, som eneste gjenværende forbindelse ut av området. På grunn av samtidig generatorrevisjon i Oksla, ga produksjonstilpasningen ingen reell begrensning for denne.
- I forbindelse med ombygging i Eidum transformatorstasjon og forbi-looping av 132 kV linjene Eidum-Hersjøen og Eidum-Funna-Meråker, ble kraftverk bak knutepunktene Tevla, Meråker, Funna, Hersjøen, Hegsetfoss, Gresslifoss og Nea produksjonstilpasset i 6 uker. Kraftverkene ble med det nye midlertidige koblingsbildet liggende bak flere lokale flaskehalsen og produksjonen måtte tilpasses slik at det ikke ble overlast på linjene.
- På grunn av utkobling av 132 Adamselv-Lakselv for nødvendige utbedringer av forbindelsen, ble Adamselv, Hamnefjell, Raggovidda og Kjøllefjord produksjonstilpasset i nesten 7 uker. Produksjonen måtte tilpasses kapasiteten på 132/220 kV forbindelsen til Finland.

² I forbindelse med én enkelt driftsstans kan vedtak om produksjonstilpasning gå til flere produsenter. Det kan også bli sendt flere oppdaterte vedtak om produksjonstilpasning, både før og under driftsstansen, for eksempel ved endringer av driftsstans eller endringer i kapasitet eller lastforhold. Flere driftsstanser kan ha felles produksjonstilpasning. I denne oversikten, telles hver driftsstans der produksjonstilpasning har vært benyttet.

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

I 2023 ble det fattet ett systemkritisk vedtak om å få rekvirert regulerytelse anmeldt inn i regulerkraftmarkedet.

- 3.-5. mai. Grunnet planlagt utkobling av 300kV linjene Sogndal-Aurland og Spanne-Stord kombinert med forventet lav produksjon i perioder på grunn av lav magasinfylling, ba systemansvarlig om at alle aktører med reguleringsressurser i området fra og med Blåfalli i sør til og med Høyanger i nord anmeldte all tilgjengelig reserve for oppregulering inn til RK-markedet.

Den planlagte utkoblingen ble imidlertid flyttet til et senere tidspunkt på året der underskuddet i området var mindre. Det ble derfor sendt ut et nytt vedtak som opphevet vedtaket ovenfor,

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

Systemansvarlig har hatt flere runder med dialog med RME om bruken av fos § 12 femte ledd. Bestemmelsen var også en sentral del av RMEs tilsyn med fos våren 2023. I etterkant av tilsynet har systemansvarlig gjennomgått egne rutiner knyttet til bestemmelsen. Systemansvarlig har sendt den nye praktiseringen av fos § 12 femte ledd på høring av retningslinjene for systemsvaret.

Den nye praktiseringen baseres på to trinn. I de tilfeller der vi plutselig trenger en regulering i et gitt område uten at vi har (tilstrekkelige/egnede) bud i RK-lista, er trinnene slik:

- Trinn 1: Dersom det ikke er tilgjengelige bud i regulerkraftmarkedet fra aktuelle produksjonsenheter i berørt område, vil systemansvarlig kontakte disse for å om mulig få tilgang til å gjennomføre reguleringer. Normalt vil det i dialog med aktuelle produksjonsenheter bli enighet om gjennomføring av nødvendige reguleringer uten at systemansvarlig må fatte et eksplisitt vedtak om dette.
- Trinn 2: Dersom det etter dialogen i trinn 1 viser seg vanskelig å komme til enighet om regulering vil systemansvarlig fatte muntlig vedtak om regulering i henhold til denne bestemmelsen. Slikt vedtak er i henhold til fos § 28 tredje ledd systemkritiske og vil bli betegnet som dette.

For 2023 er det journalført 3 muntlige vedtak knyttet til manglende reguleringsressurser på RK-listen.

3.6.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2023.

3.7 Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2023.

3.8 Balanse- og effektkraft

Tabell 3-2: Netto kostnader balanse- og effektkraft per utenlandsforbindelse.

Forbindelse		Balansekraft	Effektkraft	Kommentarer
SK-forbindelsen	Kostnad (MNOK)	30	38	Høye volum effektkraft, som skyldes balanseregulering.
	Volum (MWh)	146 092	640 820	
NorNed	Kostnad (MNOK)	15	0	Relativt lave volum og små kostnader. Redusert kapasitet i store deler av 2023.
	Volum (MWh)	72 168	0	
NSL	Kostnad (MNOK)	98	0	Utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	152 659	0	
NordLink	Kostnad (MNOK)	127	0	Utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	231 349	55	
NO1 - SE3	Kostnad (MNOK)	641	0	Store ubalanser (balansekraft). Effektkraft er utvekslet systemregulering.
	Volum (MWh)	2 670 622	4 981	
NO3 - SE2	Kostnad (MNOK)	293	1	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 734 127	2 597	
NO4 - SE2	Kostnad (MNOK)	21	0	Små ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	525 938	0	
NO4 - SE1	Kostnad (MNOK)	134	1	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 673 661	2 367	

Netto kostnader for balanse- og effektkraft bokført fra TSO-TSO-oppgjørene for mellomlandsforbindelsene er vist i Tabell 3-2. Kostnadsnivået er noe lavere enn i 2022. Volumene er oppgitt som bruttoverdier 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 2023 kjøpte og solgte vi omtrent like mye volum effektkraft, som igjen ført til lavere netto inntekter på effektkraft over SK-forbindelsen enn i 2022. For balansekraft på SK-forbindelsen lå kostnadene og volumene på samme nivå som i 2022.

NorNed har hatt noe redusert kapasitet i 2023. 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 spesielt utfall som driver kostnaden på balansekraft opp. Høye kraftpriser og store ubalansevolum gjorde at utfallene ble svært kostbare.

For utenlandsforbindelsene til Sverige er det helt normalt med store volum balansekraft, da dette er AC-forbindelser. Volumene ligger på noe av det samme nivået som i 2022. NO1-SE3 og NO3-SE2 har likevel reduserte ubalansekostnader enn for 2022, forårsaket av det reduserte prisnivået. 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. Som i 2021 hadde vi en netto inntekt for effektkrafthandel på NO1-SE3. Effektkrafthandelen mot Sverige har vært liten i 2023.

Samlede systemansvarskostnader

Statnett har i tidligere rapporteringer kun beskrevet utviklingen i kostnader knyttet til kjøp av tjenester fra aktørene, angitt i tabell 14. De samlede kostnadene for Statnett som systemansvarlig, kostnader til drift og utvikling, har økt betydelig de seneste årene. Hovedgrunnen til dette er:

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

3.9 Sammendrag av systemansvarskostnader

Tabell 3-3: Systemdriftskostnader og inntekter 2014-2023 (MNOK)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Primæreserver (FCR), Herav	104	103	85	87	113	134	98	272	538	647
- Grunnleveranse	21	21	21	21	19	21	19	17	32	42
- Marked	103	130	97	105	164	162	93	281	530	633
- Salg	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24	-27
Sekundærreserver (aFRR)	20	29	7	13	32	47	44	229	1317	638
Tertiærreserver (mFRR)	34	46	75	66	106	52	38	429	589	1037
Spesialregulering	275	173	146	110	121	88	104	214	529	283
Systemvern	9	13	11	15	16	39	3	1	10	5
Produksjonsflytting	5	4	7	7	13	6	3	15	113	-19
Produksjonsglatting	1	6	10	9	17	14	3	31	48	26
Energiopsjoner	28	20	5							
Reaktiv effekt	6	4	6	6	6	7	9	9	-75	-99
Omberamning av planlagte driftsstanser	1	1	1	2	8	4	2	0		
FFR							8	28	30	24
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	32	20	15	10	8	13	97	71	275	74
Øvrige systemdriftskostnader									3	13
Sum	514	420	368	325	441	399	409	1299	3376	2629

3.10 Utviklingen i kostnader over tid (2014-2023)

Den generelle trenden for de totale systemdriftskostnadene viser et jevnt nivå med mindre variasjoner i årene fra 2014 til 2020. I 2021 nærmest tredoblet systemdriftskostnadene seg sammenlignet med de syv foregående årene og det oppstår her et markant skille fra tidligere når det gjelder kostnadsnivå. Systemdriftskostnadene nådde et nytt toppnivå i 2022 før de ble redusert i 2023, men kostnadsnivået for systemdriftskostnadene har normalisert seg på et betydelig høyere nivå enn tidligere. Det er flere årsaker til den store kostnadsøkningen, men hovedårsaken er at kostnadsnivået er tett knyttet til kraftprisene som økte betydelig fra 2021.

2021 var preget av langvarig kulde på vinteren og høyt kjøreønske til tross for lav magasinutfylling, mens 2022 ble en tørr sommer som hadde utgangspunkt i lav magasinutfylling. 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.

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 kjøreønske hos disse, som igjen avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet. Perioder med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor magasinverkene ønsker å produsere opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet. Begge disse årsakene har vært gjeldende for årene 2021-2023, og er forklaringen på de økte kostnadene. For fremtidig kostnadsutvikling vil økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon kunne ytterligere fortrenge produksjon fra magasinverk i lavlastperioder, og dermed gi økte kostnader. Om økt utvekslingskapasitet totalt sett øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene grunnet økt produksjon fra magasinverk. I 2023 hadde Statnett for første gang et marked for innkjøp av FCR-D. I perioden mai-september kjøpte Statnett inn 100-200 MW FCR-D da endret produksjonsmiks, samt økt utveksling gir perioder med økt sannsynlighet for at grunnleveransen ikke dekker den norske forpliktelsen.

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 TSOene. Norges andel av det avtalte nordiske aFRR-volumet er fom 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 1,3 mrd, mens den ble halvert i 2023. Kostnaden for sekundærreserver er, som de andre reservemarkedene, tett knyttet opp mot kraftprisen.

Kostnadene for tertiærreserver skyldes at systemansvarlig må sikre tilgang på effektressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er delt i to markeder: RKOM-sesong og RKOM-uke (som er delt i RKOM man-fre og RKOM helg). RKOM-sesong er først og fremst for aktører som trenger forutsigbarhet for å stille reserver. RKOM-uke er for aktører som vil bevare fleksibilitet mellom elspotmarkedet og RKOM, og ikke binde effekt for en hel sesong. Kravet til tertiærreserver fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke

ubalanser i Norge. Som med de andre reservemarkedene kom det et hopp i kostnadene 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 vi har sett i tidligere år. RKOM-tilslaget må kompensere aktørene for inntektene de ellers ville fått for leveranse i day-ahead-markedet. Hvis værmeldingen prognoserer en kuldeperiode og det er en forventning om høye spotpriser, vil aktørene prise seg høyt for å reservere produksjon som kunne gitt god verdi om de fikk tilslag i day-ahead-markedet. Kostnadene har historisk påløpt hovedsakelig i perioden november-mars, men sesongen med behov for å sikre reserver har blitt lenger de seneste årene fordi eksportkapasiteten har økt. Dette gjelder særlig fra 2021 da både NordLink og NSL er satt på drift. I 2023 settes mFRR CM, et nytt kapasitetsmarked med daglig innkjøp, på drift.

Spesialreguleringskostnader har variert mer enn mange av de andre reservekostnadene da de ofte er avhengig av utbyggingsprosjekter. Spesialreguleringskostnadene, som var i 2023 på samme nivå som i 2021, endte på 283 MNOK. Dette er en halvering fra 2022. Av de 283 MNOK som ble brukt på spesialreguleringer, kommer omtrent 55% fra håndtering av driftssikkerhet (snitt/overlast enkeltkomponenter) ved intakt nett, mens utkoblinger stod for omtrent 30%.

Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. I 2023 var det i stor grad flaskehals på Vestlandet som sørget for de høyeste kostnadene. Nedregulering stod for omtrent 60% av spesialreguleringskostnadene i 2023.

Antall systemvern har økt de siste årene, noe som vil medføre en økning i kostnadene til systemvern fremover. Noen systemvern blir også fjernet fordi investeringer i nettet gjør dem overflødige, men det totale antall systemvern går likevel opp. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av 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 2023 er kostnadene for systemvern omtrent 5MNOK, fordelt på forbruksfrakobling (BFK) på omtrent 2MNOK og produksjonsfrakobling på omtrent 3 MNOK.

I 2023 er netto kostnad for produksjonsflytting negativ som en konsekvens av nordisk fordeling av kvartersregulering som gir Statnett en netto inntekt. Kostnaden for produksjonsglatting endte på 26 MNOK i 2023, en halvering av kostnadene fra 2022.

De resterende kostnadspostene har variert noe fra år til år. Under øvrige systemdriftskostnader inngår blant annet 20 MNOK i kostnader for SAKS-tiltak. Reaktiv effekt er også registrert som en inntekt da NSL-inntekter grunnet reaktiv effekt-produksjon på Englandsiden av kabelen skaper en inntekt for Statnett. For reaktiv effekt-posten ser vi inntekter i regnskapet siden NSL kom på drift. For 2024 er forventet kostnadsutvikling tilsvarende 2023-nivået, men videre kostnadsutvikling må ses i sammenheng med automatisering av systemdriften og tilhørende endringer for innkjøp i reservemarkedene.

4 Handelsgrenser, budområder og flaskehalshåndtering

4.1 Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt

De endelige tallene er ikke klare ennå. For dette rapporteringspunktet ønsker systemansvarlig å vise til den årlige publikasjonen ENTSO-E HVDC Utilisation and Unavailability Statistics som publiseres på [denne siden](#), se rapport for [2022](#). Denne rapporten offentliggjøres hvert år (forventet i juni), og dekker informasjonen som dette rapporteringspunktet omfatter. Systemansvarlig ber derfor RME om å vurdere å ta ut dette rapporteringspunktet i fremtidige årsrapporter.

Generelt kan det sies at det har vært relativt stabilt for Skagerakkforbindelsen Norge-Danmark. Noen driftsforstyrrelser har det vært, men vi har ikke hatt lange utetider, slik vi hadde det i 2022 på Nederlandforbindelsen. Antall driftsforstyrrelser på Nordlink-forbindelsen til Tyskland har gått ned, og det er lite problemer med NSL til Storbritannia. Se kapittel 1.3 for mer info.

4.2 Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder

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

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

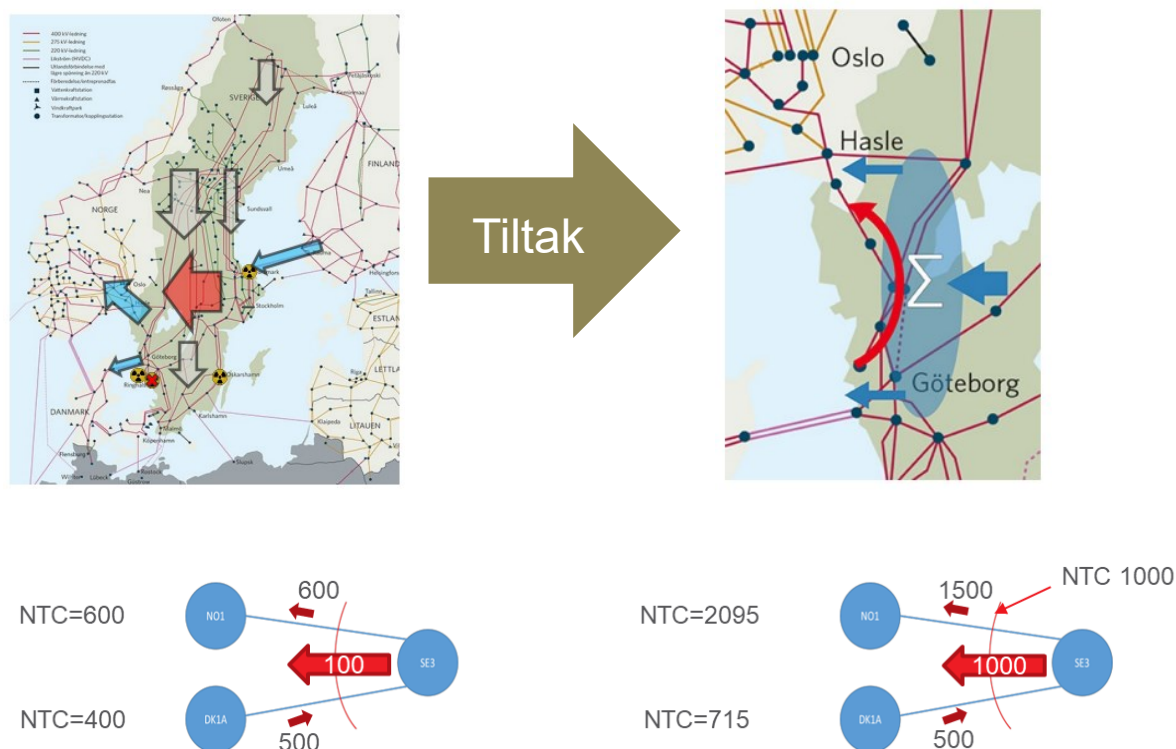
4.3 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

Gjennom året har de gitte handelskapasitetene mot utlandet i gjennomsnitt vært 80,7 % av maksimal tilgjengelig kapasitet. Dette skyldes både norske forhold, men påvirkes i stor grad også av langvarige begrensninger i handelskapasitet begrunnet med flaskehalser internt i Sverige, Tyskland og Nederland. Alle reduksjoner i gitt handelskapasitet fremkommer i egne markedsmeldinger publisert på NUCS. Under gis en begrunnelse på noen faktorer som har redusert handelskapasiteten:

- *NO2-DK1*: Skagerakkforbindelsene har hatt noen feil/eller utfall. Det har i flere imidlertid vært en langvarig begrensning på Skagerrak pol 4 (feil på dansk side) som reduserer kapasiteten i en retning, og i 2023 har primærretningen (med full kapasitet) vært endret en rekke ganger. Disse begrensningene opphørte i høst.
- *NO2-NL*: Nederland har begrenset NorNed til 620 MW i begge retninger grunnet feil på kablen på nederlandsk side. I tillegg lange perioder var det også feil på filter på i Nederland slik at NorNed-kapasiteten har redusert kapasiteten ytterligere ned til 420 MW.
- *NO2-DE*: Begrensningene i kapasiteten er hovedsakelig knyttet til flaskehalser i det tyske nettet. Flere kortvarige utfall av forbindelsen, men dette er ikke en vesentlig del av reduksjonen i handelskapasiteten sett over året.
- *NO2-GB*: Importkapasitet redusert grunnet driftssikkerhet i England, og at Statnett i starten av året reduserte kapasiteten til 1100 MW i begge retninger etter innføring av balansert utveksling, samt enkelte kortvarige utfall.
- *NO1-SE3*: Svenska kraftnät, SvK, har i perioder redusert Norges importkapasitet mellom NO1 og SE3 av hensyn til operasjonell sikkerhet i Sverige. I hovedsak øst-vest-flyt i Sverige. SvK innførte i 2022 sumrestriksjon for handelskapasitet ut fra SE3 mot NO1/DK1. Ved lettlast og høye utetemperaturer så reduseres samtidig Statnett eksport fra NO1 til Sverige og til NO2/eksport HVDC.

4.4 Redegjørelse for begrensninger i handelskapasitet fra øvrige TSOer

I slutten av mars 2022 innførte SvK en sumbegrensning som fordelte kapasiteten på elspotkorridorene SE3->NO1+DK1. Dette bidro til økt kapasitetsutnyttelse på de aktuelle korridorene. I 2023 har SvK fått bedre kontroll på øst-vest flyt gjennom Sør-Sverige. Dette har resultert i høyere importkapasitet i Hasle, SE3->NO1 enn i 2022. Nedenfor er en figur som forklarer sumbegrensningen:



Figur 4-1 Sumbegrensninger mellom områder

Kapasiteten på NordLink, NO2-DE, har i store deler av 2023 vært redusert på grunn av interne flaskehals i Tyskland. Problematikken gjør seg spesielt gjeldene ved høy vindkraftproduksjon. Reduksjonen ligger stort sett mellom 0-1000 MW i begge retninger.

Det har vært få planlagte reduksjoner på NSL mellom Storbritannia og NO2 i 2023 initiert av Storbritannia. I oktober var det planlagt vedlikeholdsarbeid på begge sider av kabelen i perioden 16.oktober til 27.oktober.

Kapasiteten på NorNed har i 2023 vært redusert til 620 MW pga. svekket kabel på nederlandsk side (siden høsten 2022). Maksimal ramping er redusert til 310 MW, og det frigis kun kapasitet til Intradag i en retning. Full kapasitet er ikke ventet før 1. juli i 2025.

Kapasiteten på Skagerrakforbindelsene mellom DK1-NO2 har i 2022 og frem til slutten av juni i 2023 vært preget av at en feil på dansk side på SK4 har ført til behov asymmetrisk kapasitet med begrensning i én retning. Forventning om kraftpriser og behov har ligget til grunn for hvilken retning som har blitt definert som primærretning med full kapasitet på 1632 MW. Den andre retningen fikk en kapasitet på 1110 MW. Kapasiteten har også blitt redusert noe i forbindelse med planlagte jobber på transmisjonsnettet på dansk side. Det har vært flere utfall av forbindelsene mellom NO2 og DK1 som også har gitt kapasitetsreduksjoner. Planlagt vedlikehold på selve kabelen har vært koordinert slik at det da har vært arbeid på både dansk og norsk side.

4.5 Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge

Det har tidvis også i 2023 vært store prisforskjeller mellom Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og resten av Norge (NO3 og NO4). Årsakene er relativt likt som i 2022. Prisforskjellen er en del av en større nordisk flaskehals mellom nord og sør. Den samlede kapasiteten mellom de nordlige og sørlige områdene i Norden kommer først og fremst fra de mange ledningene gjennom Sverige.

Prisen på gass var i 2023 fremdeles på et høyt nivå historisk sett. I kombinasjon med høye karbonpriser, ga det tilsvarende høye priser på kraft. Siden prisen i Sør-Norge er tett korrelert med de kontinentale prisene, spesielt Tyskland, gav dette også høye priser i denne delen av landet.

I sommer var det også perioder med store prisforskjeller internt i Sør-Norge mellom NO2 og NO1/NO5. Prisen i NO2 lå på nivå med kontinentet, mens prisen i NO1 og NO5 var unormalt lave. Årsaken er at det kom mye mer tilsig i NO1 og NO5 enn normalt – til elvekraftverk og vannkraftverk med små magasiner som ikke kan lagre vannet. Dette inntraff på en årstid med lavt forbruk og revisjoner i nettet. Dermed ble det flømtap og priser ned mot null i NO1 og NO5 – og stor prisforskjell mellom NO1/5 og NO2.

4.6 Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen

Det har ikke vært endringer i budområdeinndelingen i 2023.

4.7 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.

Tabell 4-1: Oversikt over gjeldende kapasitetsbånd Norge

Korridor/Område	Bånd (MW)
NO1-NO2	1700-2200
NO2-NO1	3100-3500
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

Flaskehalsinntekter 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 2023 var på 825 mill. euro, ned fra 2 167 mill. euro i 2022. De europeiske kraftprisene var betydelig lavere i 2023 sammenlignet med 2022. Men det ble utvekslet mye kraft mot utlandet, totalt 44TWh (31 TWh eksport og 13 TWh import), og med en snitt prisdifferanse på ca. 11 euro/MWh, så ga dette flaskehalsinntekter mot utlandet på 467 mill. euro.

De interne flaskehalsinntektene ble også betydelig redusert fra 2022 til 2023, men forskjellige perioder med store prisforskjeller internt medførte flaskehalsinntekter på 358 mill. euro.

Perioden juni-september, med mye nedbør og høy vannføring i Sør-Norge, medførte mye lavere priser i NO1 og NO5 mot NO2, og disse flaskehalsinntektene sto for 56% av de totale inntektene fra NO-internt. Mens perioden januar-april med mye lavere priser i NO4 mot NO3, sto for 15%.

I 2022 kom 60% av de interne flaskehalsinntektene fra utvekslingen mellom Midt og Sør-Norge (NO3 mot NO1/NO5). Mens i 2023 kom kun 14 % av de interne flaskehalsinntektene fra denne utvekslingen.

Tabell 4-2 viser Norges andel av flaskehalsinntektene internt og mot andre land på årsbasis, mens tabell 4-3 viser dette på månedsbasis for 2023.

Tabell 4-2: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hvert år 2015-2023:

	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
2015	2,1	1,8	2,4	0,4	4,1	0,0	10,8	14,3	1,5	1,5	0,6	23,0	58,1	0,0		109,8
2016	17,9	2,7	30,5	1,6	13,7	-3,8	62,6	14,7	2,3	5,3	0,9	17,2	18,5	0,0		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

Tabell 4-3: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hver måned i 2023:

2023	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	0,0	8,1	1,2	0,6	15,4	1,4	8,1	1,5	3,9	0,3	8,2	3,9	9,6	11,7	74,1
Feb	-0,7	9,4	8,0	1,6	10,4	2,5	5,5	0,6	2,9	0,5	5,7	5,7	8,2	16,9	77,2
Mar	0,0	6,9	0,3	0,1	10,8	1,2	7,5	1,6	1,4	0,3	4,8	3,4	5,7	12,2	56,1
Apr	0,0	4,7	0,5	0,3	15,5	3,5	7,8	0,9	4,3	0,8	4,0	3,1	5,0	6,0	56,5
Mai	1,9	1,1	0,1	1,0	5,6	4,4	3,5	0,8	0,5	0,3	3,5	3,5	5,5	9,4	41,1
Jun	16,7	5,8	-0,4	7,9	0,5	-1,1	-0,2	5,2	3,7	0,9	3,9	2,3	4,1	4,9	54,3
Jul	27,3	1,0	0,1	12,1	3,4	1,7	0,9	1,8	2,1	0,5	7,4	4,2	9,1	8,7	80,2
Aug	43,6	0,1	-0,1	20,0	0,3	0,2	4,9	0,3	0,6	0,0	11,6	4,2	12,5	13,6	112,0
Sep	52,7	-1,2	-0,1	21,7	-0,1	-0,6	1,3	0,1	0,1	0,0	19,8	6,2	15,5	21,1	136,6
Okt	7,0	4,9	0,8	3,4	0,4	-3,0	3,4	0,2	0,3	0,1	8,8	7,5	17,2	16,2	67,3
Nov	0,0	2,2	0,0	0,0	0,9	-3,9	6,7	0,6	0,1	0,0	2,6	1,5	3,1	9,1	23,0
Des	5,7	1,4	4,9	0,5	5,8	-0,1	6,7	1,9	1,2	0,3	5,4	2,6	6,2	4,0	46,6
Sum 2023	154,2	44,4	15,3	69,2	69,0	6,1	56,1	15,7	21,2	4,2	85,7	48,1	101,7	133,8	825,0

4.8.2 Inntekter fra utveksling av systemtjenester

Statnetts inntekter fra utveksling av systemtjenester, flaskehalsinntekter fra Jylland-Tyskland og fra aFRR, samt kapasitetsmarkedet i UK for hvert år i perioden 2015-2023, og per kvartal for 2023 er vist i tabellen under.

Tabell 4-4: Statnetts inntekter fra systemtjenester, øvrige flaskehalsinntekter og kapasitetsmarked [MEUR]

	System- tjenester Skagerak (mill. €)	Inntekter Jylland- Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handels- inntekter Skagerrak (mill. €)	Intern Flaskehals Norge - aFRR (mill. €)	Flaskehals- inntekter 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
1.kvartal- 23		1,5	1,5		0,2	1,4	3,1
2.kvartal- 23		0,7	0,7		0,9	1,8	3,4
3.kvartal- 23		1,3	1,3		0,7	0,7	2,7
4.kvartal- 23		1,6	1,6	0,03	0,4	2,3	4,3

4.9 Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet

Tabellen under viser kostnadene ved overføringstap til utlandet for årene 2015-2023

Tabell 4-5: Kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet [MEUR]

	DK1-NO2	NO2-NL	NO2-DE	NO2-UK
	Tapskostn.	Tapskostn.	Tapskostn.	Tapskostn.
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

4.10 Forholdet mellom Flaskehalsinntekter og kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet

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. Det ser man også ved å se på selve beregningen av flaskehalsinntekter

Ved implisitt tapsberegning, så håndteres kjøp av tapet i selve prisberegningen og også ved beregning av FLHI.

FLHI beregnes derfor slik:

FLHI = Flow recieving end * spot recieving end - flow sending end * spot sending end. (der Flow sending end = flow recieng end + implisitt tap)

Hvis man endrer litt på ligningen vil man se at den også kan skrives

FLHI = flow recieving end * (spot recieving end - spot sending end) - implisitt tap * spot sending end

Tabellene under viser dette forholdet for hvert år, og per måned i 2023. Mens tapskostnadene i 2020 var svært lave og skyldtes de lave prisene i Norge, har tapskostnaden i 2021 - 2023 vært svært høye pga. et betydelig høyere prisnivået 2021 - 2023.

Tabell 4-6: Statnetts andel av årlige flaskehalsinntekter (FLHI) og tapskostnader på likestrømsforbindelsene [MEUR] for hvert år 2015-2023

	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	4,0	8,4 %	101,7	8,5	8,3 %	133,8	13,3	9,9 %

Tabell 4-7: Statnetts andel av månedlige flaskehalsinntekter (FLHI) i 2023 og tilhørende tapskostnader på likestrømsforbindelsene [MEUR]

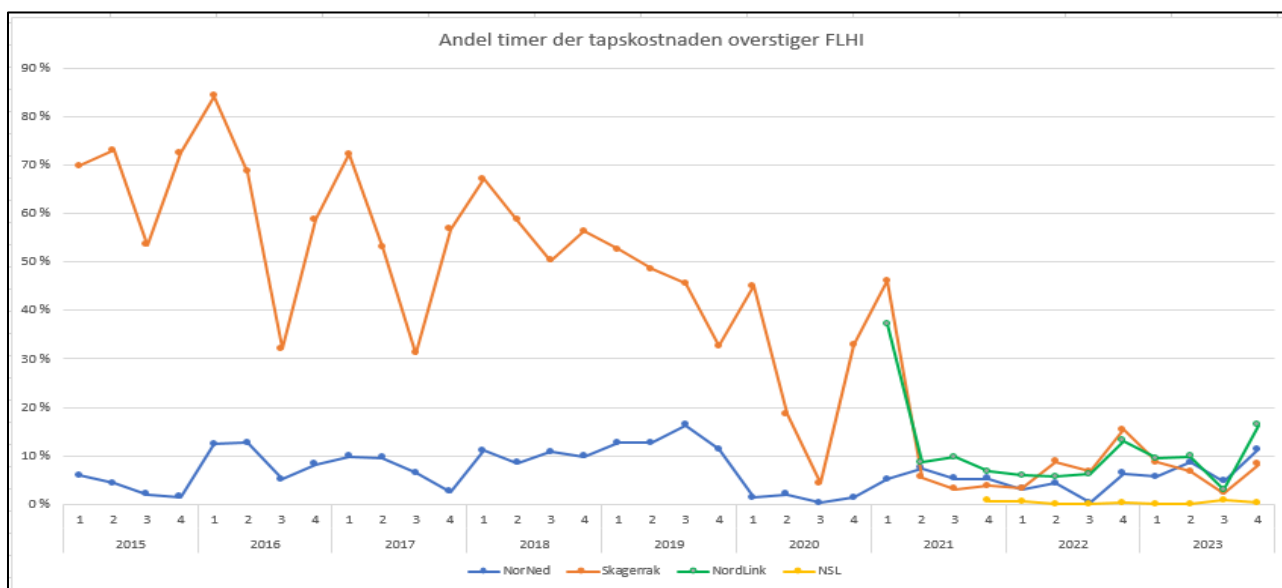
	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel
2023												
Jan	8,2	1,0	11,6 %	3,9	0,5	13,5 %	9,6	1,0	10,5 %	11,7	1,7	14,2 %
Feb	5,7	0,9	15,1 %	5,7	0,6	11,0 %	8,2	1,0	12,4 %	16,9	1,5	8,8 %
Mar	4,8	0,9	19,0 %	3,4	0,4	12,6 %	5,7	0,7	13,2 %	12,2	1,5	12,1 %
Apr	4,0	0,8	19,1 %	3,1	0,4	13,0 %	5,0	0,8	16,9 %	6,0	1,3	21,3 %
Mai	3,5	0,5	15,0 %	3,5	0,4	10,2 %	5,5	0,6	11,4 %	9,4	1,1	11,3 %
Jun	3,9	0,8	21,5 %	2,3	0,4	17,1 %	4,1	0,8	18,9 %	4,9	1,1	21,8 %
Jul	7,4	0,7	9,6 %	4,2	0,3	7,0 %	9,1	0,7	7,3 %	8,7	0,9	10,9 %
Aug	11,6	0,9	7,8 %	4,2	0,3	6,7 %	12,5	0,9	6,9 %	13,6	1,1	8,2 %
Sep	19,8	0,8	4,0 %	6,2	0,2	2,6 %	15,5	0,6	4,1 %	21,1	0,9	4,3 %
Okt	8,8	0,5	5,3 %	7,5	0,2	2,6 %	17,2	0,6	3,3 %	16,2	0,4	2,3 %
Nov	2,6	0,7	27,6 %	1,5	0,2	13,1 %	3,1	0,5	14,5 %	9,1	1,2	13,2 %
Des	5,4	0,5	9,9 %	2,6	0,2	6,8 %	6,2	0,3	4,1 %	4,0	0,7	17,6 %
Sum	85,7	9,0	10,5 %	48,1	4,0	8,4 %	101,7	8,5	8,3 %	133,8	13,3	9,9 %

4.11 Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene

Figur 4-2 under viser andelen timer der tapskostnaden på kablene overgår flaskehalsinntekten.

I november 2015 ble implisitt tapshåndtering innført på NorNed, og i februar 2021 ble implisitt tapshåndtering innført på Skagerrak. For NorLink og NSL har det vært implisitt tapshåndtering fra oppstart. Implisitt tapshåndtering bidrar til at 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.

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



Figur 4-2 Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Tabellen under 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 %	0,7 %
2022	3 %	8 %	8 %	0,2 %
2023	8 %	6 %	10 %	0,3 %

4.12 Utvikling i markedskostnader ved flaskehals mellom budområder

Markedskostnadene³ er presentert i tabell 4-10. For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil/utfall eller planlagte driftsstanser. Feil/utfall og planlagte driftsstanser på utenlandsk side er tatt med når de påvirker handelsgrensene. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt i denne oversikten.

Tabell 4-9 Markedskostnader (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet

Korridor	Årsak	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NO1 – SE3	Driftsstans	303	97	96	192	53	294	1065	483	97	349
	Feil/utfall	0	12	164	34	15	0	113	0	0	0
NO3 – SE2	Driftsstans	1	10	9	9	14	37	85	22	38	34
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	2	0	0	22	0
NO4 – SE1	Driftsstans	5	40	133	118	45	22	165	241	489	47
	Feil/utfall	0	2	0	3	0	19	0	7	0	0
NO4 – SE2	Driftsstans	2	15	65	70	26	23	68	31	67	13
	Feil/utfall	0	1	0	1	0	3	0	3	30	0
NO2 – DK1	Driftsstans	90	170	55	133	148	70	50	232	87	134
	Feil/utfall	0	7	0	20	5	189	720	174	1024	278
NO2 – NL	Driftsstans	34	71	40	61	42	29	296	109	0	75
	Feil/utfall	3	0	4	4	63	43	70	129	1639	772
NO2-DE	Driftsstans							0	274	117	62
	Feil/utfall							40	115	97	83
NO2-GB	Driftsstans								38	86	304
	Feil/utfall								1028	914	41
NO1 – NO2	Driftsstans	3	2	6	13	39	4	3	128	895	434
	Feil/utfall	5	4	41	27	0	0	2	0	0	0
NO1 – NO5	Driftsstans	4	6	3	7	55	0	0	0	0	0
	Feil/utfall	0	4	87	14	0	0	0	0	0	0
NO2 – NO5	Driftsstans	0	0	1	0	1	1	2	3	111	15
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	3	28	165	152	26	5	29	311	114	1
	Feil/utfall	0	1	0	2	0	3	0	5	0	0
NO5-NO3	Driftsstans				12	2	9	0	10	170	263
	Feil/utfall				0	0	0	0	0	1480	0
Sum		453	470	869	872	534	753	2708	3343	7477	2905

³ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon x prisforskjell (mellom områdene), og dette er en forenkling.

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 ved planlagte driftsstanser.
- Feil/utfall: Reguleringer etter feil/utfall i nettet.
- Annet: Reguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.

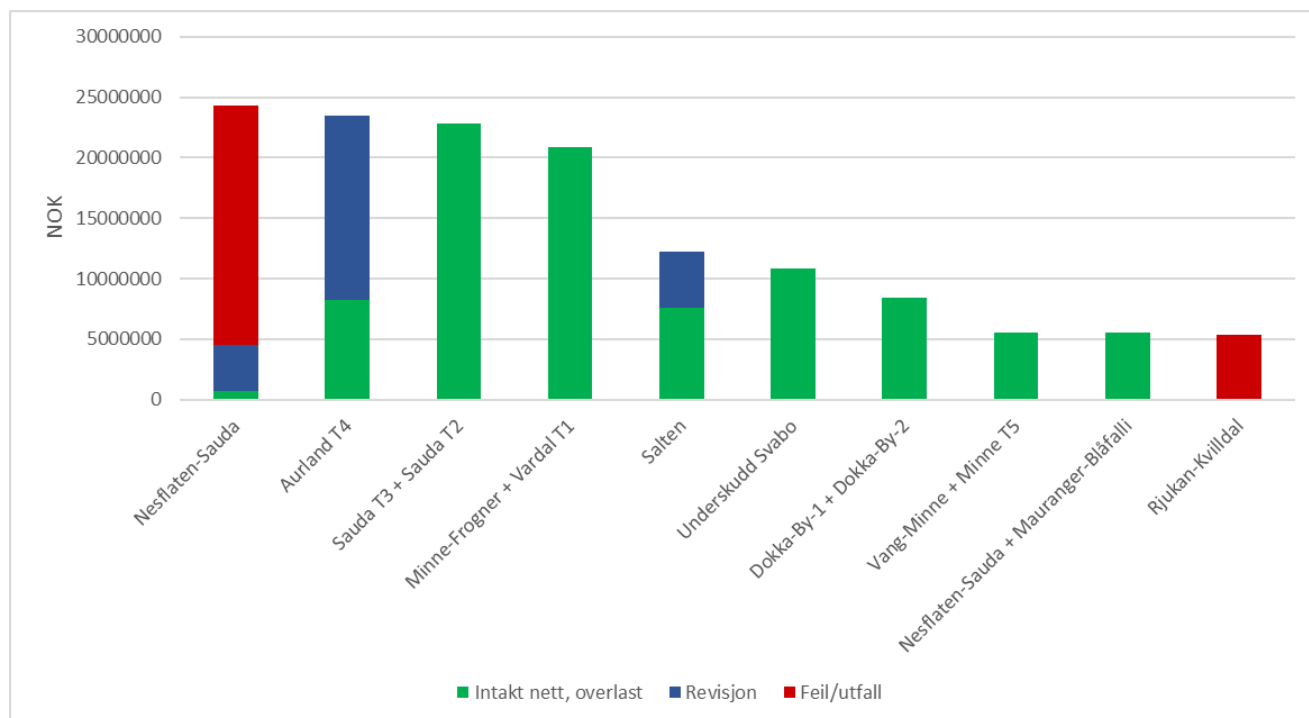
Tabell 4-10: Spesialreguleringskostnader (MNOK) fordelt på hovedtypene

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Intakt nett, overlast	84	45	58	29	43	25	42	99	340	154
Intakt nett, spenning	4	2	0	3	1	1	1	0	1	1
Revisjoner	159	88	70	64	65	44	51	84	120	88
Feil/utfall	20	29	8	10	10	16	7	25	47	37
Annet	3	9	9	4	2	2	2	6	19	5
Totalt	270	173	145	110	121	88	103	214	527	285

Tabell 4-11: Mengde (GWh) spesialregulering

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Regulert opp	804	528	274	125	194	256	162	360	183	289
Regulert ned	1159	1 000	1 138	762	677	372	1067	725	1029	615
Totalt	1963	1 528	1 412	887	871	628	1229	1085	1212	904

4.14 De viktigste/største spesialreguleringene



Figur 4-3: De 10 dyreste (i kr) spesialreguleringsårsakene

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene:

- Kostnadene knyttet til 300 kV-linjen Nesflaten-Sauda er i størst grad knyttet til et utfall av linjen på nyåret som førte til store reguleringsvolum for å håndtere økt flyt inn til Bergensområdet over linjestrekket Sima-Samnanger og over transformatoren Aurland T4, i tillegg til høy flyt sørover fra Nesflaten ned mot Songa stasjon.
- Transformatoren Aurland T4 er i dårlig forfatning. Det er derfor besluttet at transformatoren ikke kan utsettes for overlast og dermed må den driftes etter kontinuerlig grense. Dette medfører redusert overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland, og til tider store reguleringskostnader.
- Transformatorene i Sauda blir høyt belastet ved mye import på utenlandsforbindelsene i NO2. De største kostnadene er knyttet til nattetimene hvor mye av produksjonen mellom Sauda og Modalen i tillegg står. Det er mye kraft som presser seg nordover mot NO5 over transformatorene som medfører til tider store reguleringsvolum og høye reguleringskostnader.
- I tilfeller hvor mye kraft vil ned mot Oslo via Gudbrandsdalen blir transformatoren Vardal T1 begrensende. Ved utfall av 300 kV-linjen Minne-Frogner vil noe av kraften finne veien gjennom 132 kV-nettet i Gudbrandsdalen (Østnettet) og legge seg over transformatoren i Vardal på vei sørover. Dette fører ofte til mye regulering i 132 kV-nettet for å håndtere.
- Saltenområdet: Flaskehals internt i Salten-nettet oppstår raskt både ved intakt nett, og spesielt ved revisjoner og utfall. Dette kan til tider medføre store reguleringskostnader.
- På grunn av koblingsbilde som medfører deling i 132 kV-nettet mellom Grytåga stasjon og Alsten stasjon i Nordland, og deling på samleskinner i 132 kV Rana stasjon, så blir de to gjenværende 132 kV-linjene mellom Nedre Røssåga og Svabo høyt belastet ved last- og produksjonsendringer i området mellom Rana og Alsten. Det er spesielt underskudd i dette området som blir problematisk når produksjonen kjører ned og det må til tider reguleres mye opp.
- Ved høy produksjon i 132 kV-nettet i Gudbrandsdalen (Østnettet) vil man dele på samleskinnene i Dokka stasjon. Dette gir noe bedre lastfordeling, men det vil likevel være behov for spesialregulering for å overholde snitt.

- Samme problematikk som Minne-Frogner + Vardal T1: mye kraft vil sørover gjennom Gudbrandsdalen. Ved utfall av 300 kV Vang-Minne oppstår det transitt gjennom 132 kV-nettet i Gudbrandsdalen og ut igjen over transformatoren Minne T5.
- Ved høy flyt på 300 kV-linjen Nesflaten-Sauda er et vanlig tiltak å dele på samleskinnene i Nesflaten stasjon slik at noen produksjon tvinges mot Songa stasjon. I tilfeller hvor kraftflyten er fra Bergensområdet og til NO2, så kan dette likevel gi problemer ved at et utfall av Nesflaten-Sauda gir for høy flyt over 300 kV-linjen Mauranger-Blåfalli.
- Utfall av Rjukan-Kvilldal på sommeren førte til stort behov for å spesialregulere både i NO2 og i NO5 for å håndtere flyten på gjenværende linjer.

4.15 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og transmisjonsnett

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 i forrige delkapittel er ingen direkte kobling til de større bygge- eller oppgraderingsprosjektene. Samtidig viser omfanget av de mange snittproblemene på Vestlandet (i oversikten i forrige delkapittel) at det vil kunne bli utfordrende å få gjennomført nødvendige utvidelser og oppgraderinger på Vestlandet uten omfattende reguleringsbehov.

Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett fram til 2024. Kostnadene for spesialregulering var i 2023 betydelig lavere enn i 2022 og omtrent på samme nivå som tidligere år. Spesialreguleringsprisene følger også den generelle prisøkningen vi ser i kraftprisene. Dette er beskrevet nærmere i avsnitt 3.10. For 2024 forventer vi et kostnadsnivå for spesialregulering som er tilsvarende det som har vært i 2023, men det er mange faktorer som kan påvirke kostnadsnivået, som kraftpris, vannbeholdning i magasinene, utkoblinger og uforutsette hendelser i driften. Det vil fortsatt være behov for mange driftsstanser i forbindelse med oppgradering av kraftnettet også de kommende årene.

5 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

5.1 Oversikt over vedtak

5.1.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Tabell 5-1: Antall ikke systemkritiske vedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak, ikke syst. kritisk
§ 14 første ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i regional- og transmisjonsnett	Totalt: 151
		Hvorav nettanlegg ⁴ : 114
		Hvorav produksjonsanlegg: 37
§ 14 annet ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i produksjonsanlegg i distribusjonsnett	0
§ 17 annet ledd	Vedtak om godkjent planlagt driftsstans	4409
	Avslag på søknad om planlagt driftsstans	53
§ 17 fjerde ledd	Vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt)	1527
	Vedtak om omprioritering (avlyst driftsstans)	46
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 20 første ledd	Vern og reléplanlegging	0
§ 21 første ledd	Systemvern	9
§ 9 første ledd	Betaling for systemtjenester	1
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	9
§ 27	Betaling for omprioritering av driftsstanser	4

⁴ Inkluderer nettanlegg knyttet til forbruk/industri og nettanlegg i kraftstasjoner

5.1.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

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

Tabell 5-2: Systemkritiske vedtak

Fos §	Antall vedtak, systemkritisk	Kommentar
§ 5 annet og tredje ledd	0	
§ 8b annet ledd	240 vedtak om produksjonstilpasning	Tallet inkluderer både normale vedtak og systemkritiske vedtak. Tallet refererer til antall driftsstanser med produksjonstilpasning (PT), der flere driftsstanser kan være knyttet til samme PT og hver PT kan ha flere vedtak.
§ 9 første ledd	0	
§ 11 annet ledd	0	
§ 12 annet til femte ledd	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 53	Anslag
	Antall fastsettelser av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av driftsforstyrrelser: ca. 5	Anslag
	Antall fastsettelser av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av planlagte driftsstanser: 7	Det er flere fastsettelser av hvem som skal kjøre frekvensregulering enn de som er angitt her, men av systemkritiske vedtak som angir hvem som skal kjøre frekvensreguleringer er det omtrent 7.
	Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse anmeldes i regulerkraftmarkedet: 1	
§ 13 annet og tredje ledd	Bruk av tilgjengelig effekt ved vanskelig driftssituasjon: 3	
	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 ganger produsenter har fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt: 13	
§ 15 femte ledd	Antall vedtak ifm. i forbindelse med 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: 898	
	Avslag på søknad om ikke planlagt driftsstans: 16	
	Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 820 Omprioritering: (avlysning): 524	
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 2101	

6 Videreutvikling av systemdriften

6.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2023 – Utvikling av reservemarkeder

6.1.1 mFRR

Forberedelse for et norsk mFRR D-1 kapasitetsmarked med timesoppløsning pågår. Markedet skal ha oppstart i februar 2024. Dette markedet vil bli operert gjennom tilsvarende IT løsning som aFRR kapasitetsmarkedet, og vil bygge på de samme prinsippene.

6.1.2 FCR

Primærreserver, eller frekvensbevaringsreserver (Frequency Containment Reserve, FCR) er en automatisk reserve som har i oppgave å håndtere umiddelbare ubalanser i kraftsystemet. Nye tekniske krav til FCR har blitt utviklet over flere år med hensikt å forbedre frekvenskvaliteten i normaldrift samt sikre tilstrekkelig rask og stabil respons ved hendelser. 3. april 2023 godkjente RME og øvrige nordiske reguleringsmyndighetene for energi TSO-enes oppdaterte metodeforslag for ytterligere egenskaper og dimensjonering av FCR i henhold til forordning om retningslinje for systemdrift (SOGL). Fra 1.1.2024 gjelder de nye tekniske krav i Norge. Aktørene kan nå prekvalifisere seg etter de nye tekniske krav i en overgangsperiode som varer til slutten av 2027. Etter overgangsperioden må alle aktørene være prekvalifisert etter de nye tekniske kravene for å kunne delta i FCR-markedene. En viktig endring i oppdateringen er at det er spesifisert tekniske krav som er relevante for at batterier og forbruk skal kunne delta i FCR markedet.

6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Systemansvarlig har i 2023 fortsatt og intensivert arbeidet med automatisering av systemdriften. 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. Det er også nødvendig for å kunne etterleve kommisjonsforordninger som nylig er tatt inn i norsk rett.

Å automatisere driften er vesentlig mer omfattende og krever mer avanserte løsninger for Statnett enn andre europeiske TSOer. Dette skyldes at det norske kraftsystemet skiller seg signifikant fra de andre systemene ved at:

- Vi har fem budområder og vesentlig flere flaskehalsar i kraftsystemet. Mens systemansvarlig overvåker flere hundre snitt så er det kun en håndfull snitt i Sverige og enda færre i Finland og Danmark.
- En betydelig andel av fleksibiliteten som benyttes for å balansere og håndtere flaskehalsar er tilknyttet det regionale distribusjonsnett.
- Vi har installert en betydelig mengde systemvern.
- Det er langt flere aktører som tilbyr reserver enn i våre naboland. Det betyr at vi er mer avhengig av dem og at vi har en effektiv kommunikasjon med dem.

En overgang fra manuelle til automatiserte prosesser stiller også krav til IT-systemer og datakvalitet på et annet nivå enn tidligere. Digitaliseringen treffer ikke bare sentrale prosesser, men også støtteprosesser og leverandører. Dette er en endring som er omfattende og tar tid.

I 2023 har systemansvarlig oppdatert strategisk veikart for digitalisering de neste fem årene. Veikartet er blitt mer omfattende enn i 2022 og fremstår nå som ambisiøst. Veikartet omfatter, men er ikke begrenset, til:

- Innføring av flytbasert markedskobling
- Innføring av 15-minutters tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene

- Økt digitalisering og automatisering av balanseringen av kraftsystemet (gjennom NBM), herunder
 - Etablering av nordiske kapasitetsmarkeder for sekundærreserve (aFRR) og manuell reserve (mFRR)
 - Utvikling av et nordisk mFRR energiaktiveringsmarked (mFRR EAM) basert på modernisert Area Control Error (mACE)
 - Utvikling av ny nordisk balanseavregning
 - Tilknytning til de europeiske plattformene for utveksling av mFRR (MARI) og aFRR (PICASSO)
- Kraftsystemdata og modeller som underbygger automatisert systemdrift og gir bedret kunnskap om kraftsystemet
- Økt utnyttelse av kapasitet i eksisterende nettanlegg
- Forbedrede prosesser rundt plan, kundetilknytning og analyse

Veikartet er basert på Statnetts samfunnsoppdrag, strategi, systemutviklingsplan og nettoutviklingsplan

Sentrale temaer i 2023

I 2023 har Statnett styrket digitaliseringsarbeidet. Arbeidet med automatisert balansering som del av det nordiske samarbeidet Nordic Balancing Model (NBM) har vært spesielt sentralt. Arbeidet med utvikling av løsninger for mFRR aktiveringsmarked er omorganisert - på den måten at Statnett har tatt et selvstendig ansvar for utvikling av løsninger tilpasset det norske kraftsystemets unike behov - og prosjektet kjører med økt kapasitet fram mot planlagt driftssetting Q4 2024. Kapittel 7.4 beskriver omfang, leveranser og status for NBM mer i detalj.

Flytbasert markedskobling er en forløper for NBM og har vært kjørt i skyggedrift gjennom hele 2023. Kapittel 7.5 gir en mer detaljert oversikt over arbeidet.

I tillegg til disse sentrale prosjektene har 2023 vært preget av arbeid med videreutvikling av systemer for økt kvalitet på kraftsystemdata og -modeller same videre utvikling av FosWeb som beskrevet i kapittel 1

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

6.3.1 Kraftsystemfunksjonalitet (KSF) (systemansvarsforskriften § 14)

Digitalt søknadsskjema for fos § 14-søknader ble lansert i Fosweb i 2021 og medførte betydelige forbedringer for konsesjonær i rapporteringen til systemansvarlig, knyttet til både effektivitet og sikkerhet. I 2023 har det blitt gjort tilsvarende forbedringer i systemansvarliges interne saksbehandlingsflate, som har effektivisert saksbehandlingen betydelig. En lang kø av saker er redusert til et minimum, behandling av hver sak går raskere, og det er etablert et tydeligere ansvarsforhold mellom konsesjonær og systemansvarlig i saksbehandlingen. I 2023 så har også alle word-skjemaer blitt erstattet med webskjema, og det er blitt mulig å laste opp prøverapporter som beskriver funksjonaliteten til anleggene direkte knyttet til saken. På den måten kan saksbehandlere følge opp at anlegg har ønsket funksjonalitet i henhold til krav i vedtaket. Det er også mulig å fatte avslag for vedtak med tilhørende oppfølging inne i løsningen.

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

Kraftsystemdatamodulen i Fosweb har gjennomgått større tekniske oppgraderinger, et arbeide som fortsetter i 2024. Løsningen er under kontinuerlig forbedring, og i 2023 var det fokus på følgende områder:

- Teknisk oppgradering samt tilpasninger til nytt rammeverk. Første listevising for stasjoner er lansert. Arbeidet med listevisinger fortsetter i 2024.
- Forbedringer for innlegging av data. Fokus på verdier som kan regnes ut av løsningen basert på andre inputdata i større grad regnes ut, i stedet for å måtte fylles ut. Dette arbeidet vil fortsette i 2024.
- Lagt til rette for å kunne melde inn maksimal aktiv effekt for produksjon. Verdien er tettere knyttet opp mot den europeiske tolkningen av installert effekt enn merkedata for hver del av produksjonsanlegget (generator, turbin, og transformator). Maksimal aktiv effekt angir ferdig utregnet verdi for hele enheten.
- Det er lagt inn støtte for å kunne angi mulighet for økt belastning av transformatorer (strategisk overlast). Dette gir høyere kapasitet uten å måtte bytte ut komponenter.
- Det er mulig å knytte kraftstasjoner som er direkte knyttet til regionalnettet, men på lavere spenningsnivå enn 30 kV (ingen overføring) til stasjonen kraftstasjonen mater inn i.

6.3.3 Selskaps- og brukeradministrasjon (Sebra) i Fosweb

- Forbedringer og utvidelser av løsning for selskaps- og brukerhåndtering et eksempel er at det nå er mulig å sette dato for konsesjonærendring når en endrer konsesjonær for objekter.

7 Internasjonal koordinering

7.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

7.1.1 Internasjonal koordinering

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

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

For TSOene vil utviklingen til havs være et viktig område fremover. Spesielt vil EUs offshorestrategi og eventuelt påfølgende regelverk være av betydning for utviklingen av havvind. Strategien legger bl.a. til rette for at nettutviklingen til havs går fra radielle forbindelser og mellomlandsforbindelser til mer masket nett. Det er viktig at fremtidige løsninger effektivt integreres med det europeiske kraftmarkedet og at systemdriften hensyntas for hele kraftsystemet. Utviklingen skaper nye utfordringer for TSOene, og for å ivareta 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 systemdriften til havs må sees i sammenheng med systemdriften på land.

7.1.2 ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) har omfattende lovpålagte oppgaver, blant annet i utviklingen og implementeringen av vedtatt regelverk. Gjennom tredje energimarkedspakke er Statnett fullverdig medlem av ENTSO-E. Gjennomføring av lovpålagte oppgaver er et omfattende område som vil kreve mye ressurser av TSOene og regulatorne fremover. Spesielt gjelder dette utvikling og implementering av eksisterende regelverk, men også i forhold til utviklingen til havs som beskrevet ovenfor. ENTSO-E er Statnetts viktigste europeiske arena for å ivareta nordiske og norske interesser. Statnett var i 2023 representert i Assembly og 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.

7.1.3 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 TSOene som legger frem forslag som regulatorene skal godkjenne. Etter dette er det bindende regelverk.

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

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

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

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

Effektive markeds løsninger gjennom markeds kobling 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 TSOene er med og bruker ressurser. Eksempelvis ser man at mer og mer ressurser går med til rapportering av data og generell informasjon til nasjonale og europeiske myndigheter.

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

7.1.4 Regionalt driftssamarbeid

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

Omstillingen av kraftsystemet med mer fornybar, ikke-regulerbar kraft, sterk vekst i forbruk gjør driften mer krevende. Samarbeidet Statnett har med systemansvarlige over landegrensene, særlig de nærmeste nabolandene, blir viktigere for å opprettholde både forsynings- og driftssikkerhet.

Tradisjonelt har driftsplanleggingen hos TSOene videre hatt et mer langsiktig fokus og mange beslutninger tas i operativ drift. Etter hvert som endringene i produksjon og forbruk rett før driftstimen blir større, trenger TSOene stadig bedre prognoser for å gjennomføre balanseringen og flaskehalshåndteringen på en effektiv måte. Behovet for en styrket driftsplanlegging også med kortsiktig 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

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

endret kraftsystem har TSOene etablert Regional Security Coordination Center (RCC). En nordisk RCC er etablert i København.

7.2 Status for nordiske investeringsplaner

Det nordiske kraftsystemet er i stadig utvikling. Nye prosjekt blir blant annet kommunisert gjennom hver TSOs nettutviklingsplan/systemutviklingsplan. I tillegg publiserer de nordiske TSOer hvert andre år en nordisk utviklingsrapport (Nordic Grid Development Perspective), som også gir status for ulike prosjekt. Sammen med ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan, de nasjonale nettutviklingsplaner samt den enkelte TSOs hjemmesider gir disse publikasjoner en god oversikt over utviklingen i kraftsystemet samt over de enkelte prosjekt. En grov oversikt over mellomlandsforbindelser mellom de nordiske land og ut av Norden vises i kapittel 7.2.1 og 7.2.2.

7.2.1 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla tidligere Nordel forsterkning av 5 prioriterte nordiske overføringsnett. Disse ble realisert som følger:

- **Nea – Järpströmmen:** 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Midt-Sverige til erstatning for eksisterende 300kV-ledning. Viktig for forsynings sikkerheten i Midt-Norge. Idriftsatt i 2009.
- **Storebælt:** 600 MW HVDC-forbindelse mellom Vest-Danmark og Øst-Danmark, som knytter sammen det synkrone nordiske og kontinentale system. Idriftsatt i 2010.
- **Fennoskan 2:** 800 MW HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige (link nummer to). Viktig både som følge av kjernekraftutbygging i Finland samt økt overføringsbehov Sverige-Finland (til dels store prisforskjeller). Idriftsatt januar 2012.
- **Skagerrak 4:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Kabelen har en kapasitet på 700 MW og ble idriftsatt desember 2014.
- **Sødra lenken (SydVest-linken):** 1200 MW HVDC(AC)-forbindelse mellom Midt- og Sør-Sverige. Nordre del (AC) ble idriftsatt 2015, mens søndre del (DC) har hatt større forsinkelser. Planlagt idriftsettelse av denne er mars 2021. Forbindelsen var tidligere planlagt med en gren mot Norge, men denne ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige inter-nordiske mellomlandsforbindelser

- **Aurora Line, 3rd AC-line (SE1-FI).** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette har Fingrid og Svenska Kraftnät besluttet en 3dje AC-forbindelse i nord (SE1-FI), noe som vil øke kapasiteten med ca.800 MW. Ledningen planlegges idriftsatt desember 2025. I tillegg har utredningen startet for nok en AC-linje (Aurora-line II, 2035).
- **Reinvestering FennoSkan 1 (SE3-FI).** Svenska Kraftnät og Fingrid har startet vurderinger rundt en eventuell reinvestering av FennoSkan 1. FennoSkan 1 er på 500 MW og ble bygget i 1989. En reinvestering er tidligere vurdert lengre nord enn dagens trase (SE2-FI med navn Kvarken). SvK og Fingrid har imidlertid skrinlagt Kvarken og konkludert med at ny forbindelse bør legges nær dagens trase, og skyver samtidig dette ut i tid (2040).
- **Reinvestering Øresund (Sverige-Danmark).** SvK og Energinet har skiftet ut et av kabelsystemene over Øresund mellom Sjælland og SE4. Kablene ble opprinnelig lagt i 1973, mens nye kabler ble idriftsatt i 2020. Kabelsystem 2 forventes erstattet i 2026.
- **Reinvestering Kontiskan (Sverige-Danmark).** SvK og Energinet har startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen (Jylland-SE3). Forbindelsen tenkes reinvestert om ca. 10 års tid og utredes med kapasitet 700 eller 1400 MW.
- **Reinvestering Skagerrak 1,2.** Basert på alder (bygget 1976/77) har Statnett og Energinet vurdert levetiden av eksisterende kabler som kort, dette da det ikke synes å være lønnsomt å reparere disse ved eventuelle feil. Ved eventuell reinvestering synes kapasitet 700 MW å være mest aktuell.
- **Back-to-Back konverter NO-FI.** Ved installering av en BtB i nye Seidafjellet stasjon på 220 kv-linje NO-FI vil en kunne styre flyten, og på denne måten øke tilgjengelig markedskapasitet. Økt kapasitet NO-FI er estimert til ca. 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

- **Estlink 2:** HVDC-forbindelsen Estlink mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. I februar 2014 idriftsatte Fingrid og Elering (estlandsk TSO) Estlink 2 (kapasitet 650 MW). Samlet kapasitet Finland-Estland: 1000 MW.
- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet. Eies 50/50 av SvK/LitGrid. Ble satt i drift februar 2016.
- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet og TenneT. Idriftsatt september 2019.
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Eies 50/50 av Statnett og tysk systemoperatør TenneT. Idriftsatt desember 2020.
- **Kriegers Flak:** 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 og 2 (336 MW). Siste del av utbyggingen ble idriftsatt i 2021.
- **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 (220→400 kV), noe som bidrar til å øke den teoretiske kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har dog kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.
- **North Sea Link:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth). Eies 50/50 av Statnett og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt i 2021.
- **Viking Link:** 1400 MW HVDC-link mellom Danmark og England (770 km). Eies 50/50 av Energinet og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt desember 2023.

Under bygging:

- **Jylland-Tyskland (Vestkysten):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen er under bygging og er planlagt ferdigstilt sommer 2025.

Konsesjonssøkte

- **Hansa Power Bridge:** Svenska Kraftnät og den tyske TSOen 50Hertz Transmission) undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland. Den konsesjonssøkte forbindelsen er på 700 MW og planlegges idriftsatt 2029. I tillegg utreder de et eventuelt andre byggetrinn, også på 700 MW.

Under utredning

- **Danske energiøyer:** Det danske Folketinget besluttet i 2020 bygging av 2 offshore vindhub'er 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, og planlegges etablert innen 2030.
 - **Triton Link (Danmark-Belgia).** Energinet og Elia har undertegnet intensjonsavtale om bygging av ny forbindelse Danmark-Belgia, via dansk energiøy i Nordsjøen. Foreløpig vurderes en kapasitet på 2000 MW til Belgia og 1400 MW til Danmark.
 - **Bornholm (Danmark-Tyskland).** Energinet og tysk TSO 50Hz utreder bygging av ny forbindelse Danmark-Tyskland, via dansk energiøy (Bornholm). Foreløpig vurderes en kapasitet på 2000 MW mot Tyskland og 1200 MW retning Danmark.
- **Hansa Power Bridge 2 (Sverige-Tyskland):** Svenska Kraftnät og tysk TSO (50Hertz Transmission) utreder muligheten for ytterligere en kabel (700 MW) Sverige-Tyskland (2035).
- **Estlink 3. (Finland-Estland).** Fingrid og Elering undertegnet i 2022 intensjonsavtale for en eventuell ny 3. HVDC-forbindelse mellom Finland og Estland. Kapasitet 700 MW (2035).
- **LaSGo Link (Sverige-Gotland-Latvia).** I den europeiske nettutviklingsplanen utredes muligheten for en HVDC-forbindelse Sverige-Gotland-Latvia (700/500 MW). Prosjektet er et såkalt tredjepartsprosjekt (non-TSO).
- **Danmark-England.** I den europeiske nettutviklingsplanen utredes muligheten for en ny link Danmark-England (1400 MW). Prosjektet er et såkalt tredjepartsprosjekt (non-TSO).

7.3 Status for den nordiske koordineringsenheten RCC

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon, økt forbruk, produkter med kortere tidshorison 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 TSOene utvikle og operasjonalisere nye nordiske tjenester for driftstanskoordinering, sikkerhetsanalyser og kapasitetsfastsettelse, basert på felles nordisk nettmodell (CGM). TSOene deler individuelle nettmodell (IGM) for ulike tidshorisoner i spennet fra et år frem i tid (Y-1) til noen timer frem i tid (ID), som sammenstilles til nordiske CGMer av RCC. CGMer fra de ulike RCC-regionene skal slås sammen til en europeisk CGM og gi grunnlag felleseuropeiske analyser. All informasjon skal deles på OPDE-plattformen.

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

Nordisk Regional Coordination Center (RCC) ble formelt etablert som eget selskap 1. juli 2022. Selskapet eies av de fire nordiske TSOene 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 ny nordisk samarbeidskomité (Cooperation Committee) som skal fungere som hovedarena for samarbeid mellom RCC og de nordiske TSOene. Det siste året har avdekket behov for å avklare mandat og grensesnitt mot andre nordiske arbeidsgrupper, og vi jobber med å få på plass en klarere samarbeidsstruktur første halvdel av 2024.

I 2023 har Statnett i samarbeid med RCC etablert ny ordning for utveksling av ansatte på tvers av bedriftene, som en del av tettere nordisk samarbeid og kompetanseutveksling. I løpet av 2023 har en håndfull Statnett-ansatte hatt opphold på RCC-kontoret i København, og en RCC-ansatt har hatt opphold hos Statnett i Oslo.

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 skal 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 2023 har vært konsentrert om kvalitetsheving av D-2 IGM, økt automatisering i prosessen for oppdateringer av IGM grunnmodell, forbedret operatørstøtte og videreutvikling av ny vaktfunksjon for oppfølging av nordisk prosess for IGM og CGM på kveldstid. Den nordiske Y-1 CGM prosessen ble gjennomført for første gang, med manuell innsending av IGM for ulike scenarier. Y-1 CGM skal på sikt benyttes til driftstanskoordinering og langsiktig kapasitetsfastsettelse.

Kvalitetsarbeidet for D-2 modell fortsetter i 2024. Etablering av systemstøtte for produksjon av Statnetts intradag IGM er i gang og forventes levert i 2025.

7.3.2 Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)

Arbeidet med flytbasert markedskobling til spotmarkedet har hatt høyeste prioritet blant RCC-tjenestene, og vært hovedfokus for 2023.

Se 7.5 Status for arbeidet med flytbasert markedskobling.

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 blir viktig for å sikre at markedsresultatet er driftsmessig sikkert etter flytbasert go live, og er derfor høyest prioritert blant RCC-tjenestene, nest etter flytbasert kapasitetsfastsettelse.

De første månedene med nordisk prøvedrift i 2022-2023 avdekket større svakheter i analyseresultater, kjøretid og brukergrensesnitt. I påvente av utbedringer på RCC sin side er tjenesten satt på pause. Oppgradert IT-oppsett hos RCC kom på plass mot slutten av 2023, og har forbedret kjøretiden betraktelig.

Ytterligere forbedringstiltak samt arbeid med å inkludere Statnetts systemvern i analysen er på planen våren 2024. Ny go-live dato er foreløpig satt til Q3 2024. Det forventes at videre arbeid med data- og modellkvalitet blir viktig for å få analyser av tilstrekkelig kvalitet for operative beslutninger.

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 2023 ble videreutviklingen av nordisk OPC lagt på et minimum, med fokus på å teste utfallsanalyse på første versjon av Y-1 CGM, som forberedelse til fremtidig årlig driftsstanskoordinering.

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 TSOene 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 2023 ble videreutviklingen av nordisk STA lagt på et minimum, med fokus på å få mest mulig verdi av den europeiske STA-prosessen.

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, og Statnett sikter på å starte deling av D-1 og D-2 IGM'er i Q2 2024. 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 er gitt høyeste prioritet i den digitale porteføljen i selskapet sammen med innføringen av flytbasert markedskobling.

Arbeid i NBM-programmet har gått fremover i 2023, og flere viktige felles nordiske samt nasjonale milepæler har blitt passert (se også kap.6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret).

- Vi har utviklet og satt i drift felles nordisk plattform for oppkjøp av kapasitet for mFRR. Plattformen brukes foreløpig for nasjonale markeder for Energinet og Svenska kraftnät, og Statnett vil koble seg på 1. januar 2024.
- Plattformen for automatisert balansering ("FiftyOne"), er i skarp drift fra 1. desember, foreløpig som støtte for dagens manuelle balansering. De resterende verktøyene som NBM-programmet utvikler vil også plasseres på denne plattformen, inkludert kjernen i de lokale verktøyene som MARI vil baseres på.
- Vi har passert "15minISP/60", hvilket innebærer at eSett er teknisk klar til å ta imot og sende data på 15 min oppløsning. Dette er en forutsetning for senere overgang til 15 min tidsoppløsning i energimarkedene.

- Teststrategi og innføringsplan mot aktører har blitt etablert sammen med markedsaktører som deltar i balanseringen, og denne ble publisert 19. desember 2023. Siden november 2023 og er det avholdt en rekke bilaterale koordineringsmøter med markedsaktører og systemleverandører for å koordinere det videre utviklings- og testarbeidet for mFRR aktiveringsmarked (mFRR EAM). Dette pågår og vil fortsette videre i 2024. Testing med de første markedsaktører starter vår 2024. I slutten av 2022 ble det identifisert flere utfordringer med å realisere det felles nordiske veikartet for NBM innenfor planlagt tidsfrister. I første halvdel av 2023 var fokus derfor på vurdering av alternative måter for å forenkle innføring og overgangen til automatisert balansering (innføringen av nytt aktiveringsmarked for mFRR) og dermed muliggjøre raskere overgang til de felles europeiske plattformene/markedene for balansering, samt kunne følge det europeiske løpet for overgang til 15min tidsoppløsning i energimarkedene (big bang overgang i 2025). I dette arbeide kunne vi, i felleskap i Norden, konkludere med følgende
- Vi kan få til forenklinger i konseptet, men det skulle resultere i store begrensninger i systemdriften og resulterende effektivitetstap for drift og marked.
- Det ville krevd spesielløsninger som endret fokus på IT-utviklingen og prosesser, og forsinke overgangen til MARI (og PICASSO) ytterligere.

Totalt sett kunne vi, igjen, konkludere med at det ikke er noen vei utenom å automatisere balanseringen, som et trinn for å muliggjøre overgangen til 15min tidsoppløsning i energimarkedene, samt tilknytning til MARI/PICASSO.

Sammen med disse vurderinger ble det jobbet fokusert med å finne kraftige tiltak knyttet til scope og gjennomføringsmodell, og ny tidsplan ble kommunisert til bransjen Q4'23. Denne planen innebærer overgang til automatisert balansering 3. desember'24, overgang til 15min tidsoppløsning i januar'25, samt tilknytting til MARI og PICASSO i '26.

Som del av de kraftige tiltakene som har blitt gjennomført kan det nevnes store organisatoriske endringer samt kraftig oppskalering på ressursiden.

- Statnett og Svenska kraftnät har samarbeidet godt siden 2015 om felles utvikling av lokale løsninger for balansering. For å kunne starte automatisert balansering, er det behov for automatisering av løsninger for å håndtere hendelser (IT/drift). Her har det svenske og det norske kraftsystemet svært ulike utfordringer, og automatiseringen må derfor videreutvikles tilpasset henholdsvis det norske og det svenske kraftsystemet. For å effektivisere gjennomføringen, har vi valgt å forenkle organisasjon, med fortsatt utvikling i separate løp for Statnett og SvK.
- En endret gjennomføringsmodell har også medført mulighet til kraftig oppskalering. Totalt sett arbeider nærmere 200 personer i prosjektet knyttet til automatisering av balanseringen. Dette er en kraftig økning sammenlignet med tidligere, og har vært mulig gjennom det førstnevnte organisatoriske grepet. Det dreier seg om både IT-utviklingsressurser, behovseiere og fagpersoner fra den operative systemdriften, produkteiere etc. Disse ressursene vil til stor grad være kjernen av utviklingsstaben for videre arbeid med MARI og PICASSO.

7.5 Status for arbeidet med flytbasert markedskobling

Det nordiske samarbeidet for å introdusere flytbasert markedskobling (FB) ble påbegynt i 2012. I 2015 ble den europeiske forordningen for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) introdusert, og Norden fikk dermed også et pålegg om å introdusere flytbasert. Den nordiske metoden for flytbasert markedskobling ble formelt godkjent av de nordiske regulatorene i 2020.

De nordiske TSOene, startet sammen med nordisk RCCen, ekstern parallellkjøring av Flytbasert (FB) markedskobling (FB) Q1 2022. De de flytbaserte domeneene, som angir FB-markedskapasitet, har siden dette blitt validert daglig kl 08.00 av Landssentralen. I 2022 ble det etablert ny vaktfunksjon på Landssentralen for oppfølging av CCC-prosessen på kveldstid. Som forberedelse til ekstern parallellkjøring har vi imidlertid også deltatt i intern parallellkjøring fra august 2021.

Ekstern parallellkjøring, som skal foregå minst 12 måneder kontinuerlig, består i prinsippet av to elementer, FB-kapasitetsberegning og FB-markedssimulering. I juni 2022 oppstod imidlertid en driftsstopp for simuleringsverktøyet (børsenes simuleringsverktøy) som benyttes ved markedssimuleringene. Mens selve kapasitetsberegningsprosessen pågikk kontinuerlig i hele perioden med driftsstans, medførte driftsproblemene et langvarig opphold i FB-markedssimuleringene, og vi fikk dermed ingen fullverdig parallellkjøring. En backup-løsning ble etablert først i slutten av november 2022, og en fullverdig parallellkjøring ble gjenopptatt fra desember 2022.

Markedssimuleringene vil bli tilbakeført til simuleringsverktøyet så snart dette igjen er operativt. Backup-løsningen vil imidlertid fortsatt være tilgjengelig i tilfelle nye driftsstanser for simuleringsverktøyet. Som følge av driftsstoppen for markedssimuleringene, vil FB bli satt i drift tidligst Q1 2024. RCC har for øvrig vært ansvarlig for overføring av NTC kapasiteter til NordPool siden 28. august 2018. Kapasitetene koordineres og sendes via Nordic Outage Information System (NOIS).

VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet

Tabellen angir preliminnære tall som foreløpig ikke har vært behandlet av RGN

Rapporteringspunkt	Benevning	År
Gjennomsnittlig frekvens	Hz	50.000002
Standardavvik	Hz	0.040281
1-prosentil	Hz	49.903
5-prosentil	Hz	49.935
10-prosentil	Hz	49.950
90-prosentil	Hz	50.050
95-prosentil	Hz	50.067
99-prosentil	Hz	50.100
Maksimal frekvensavvik	Hz	49.3 & 50.9
Maksimalt steady-state frekvensavvik	Min	38
Minutter med frekvensavvik > 100 mHz og < 200 mHz	Min	120
Minutter med frekvensavvik < -100 mHz og > -200 mHz	Min	25
Minutter med frekvensavvik > 200 mHz og < 500 mHz *)	Min	0
Minutter med frekvensavvik < -200 mHz og > -500 mHz *)	Min	0
Minutter med frekvensavvik > 500 mHz	Min	2
Minutter med frekvensavvik < -500 mHz	Min	3
Hendelser med frekvensavvik > 500 mHz	Antall	2
Hendelser med frekvensavvik < -500 mHz	Antall	3
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.	Antall	6
Hendelser med frekvensavvik < -200 mHz og ikke > -100mHz innen 15 min.	Antall	1

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

VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht SOGL

Driftssikkerhetsindikatorer for 2023:

Artikkel	Indikator	Forkortelse	Verdi
15.3 a)	Antall utløste anleggsdeler i transmisjonsnettet per år	OS-A	48
15.3 b)	Antall utløste kraftproduksjonsanlegg per år	OS-B	2
15.3 c)	Energi som ikke er levert som følge av ikke-planlagte frakoplinger av forbruksanlegg	OS-C	151
15.3 d)	Varighet av tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OC-D1	179,3
15.3 d)	Antall tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OS-D2	5
15.3 e)	Varighet av hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E1	0
15.3 e)	Antall hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E2	0
15.3 f)	Varighet av spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F1	10:00
15.3 f)	Antall spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F2	1
15.3 g)	Antall minutter utenfor standard frekvensintervall	OS-G1	9714
15.3 g)	Antall minutter utenfor 50 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik	OS-G2	4
15.3 h)	Antall nettoppdelinger eller lokale nettsammenbrudd	OS-H	2
15.3 i)	Antall strømstanser som omfatter to eller flere TSO-er.	OS-I	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
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
15.4 c)	Antall hendelser der det oppsto en forringelse av systemets driftsforhold som følge av en ekstraordinær uforutsett hendelse	OPS-C	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
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