

Rapport fra systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2022, Offentlig



FORORD

Denne rapporten fra Statnett SF som systemansvarlig for kraftsystemet i Norge i 2022 er utarbeidet på grunnlag av oppdrag fra Reguleringsmyndigheten for Energi -RME ved sak 202218805-1 av 14.12.2022. Men denne rapporten inneholder kun det som vurderes som 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 effekt reserver
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	8
1.4	Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2022	9
1.5	Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid	10
1.6	Oversikt over større separatområder.....	11
1.7	Oversikt over områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1.....	12
1.8	Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2022 har forbedret driftssikkerheten.....	12
1.9	Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarforskriften	12
1.10	Statistikk over driftsstanser.....	13
1.10.1	Fordeling av driftsstanser over året.....	13
1.10.2	Varighet av driftsstanser	14
1.10.3	Driftsstanser per kundekategori.....	14
1.10.4	Årsaker til driftsstanser	15
1.10.5	Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister	15
1.10.6	Omprioriterte driftsstanser	16
1.10.7	Avslag på rapporterte driftsstanser.....	17
1.11	Vurdering av tiltak for å redusere antall planlagte driftsstanser som kommer etter fristen ...	18
1.12	Effektbalanse og tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet.....	18
1.13	Tiltak for å redusere konsekvens av timer med høy knapphet på effekt- og reguleringsressurser	19
2	Frekvens- og spenningskvalitet.....	20
2.1	Data for frekvenskvalitet i 2022	20
2.2	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år	21
2.3	Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten	23
2.4	Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse	24
2.5	Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene.....	25
2.6	Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet.....	26
2.7	Beskrivelse av eventuelle tiltak for å håndtere utvikling med lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet	26
2.8	Beskrivelse av hendelser hvor det er utløst FFR	27
2.9	Oversikt over hendelser hvor dimensjonerende feil er redusert som en konsekvens av lav roterende masse	27
2.10	Avvik fra nominell spenning.....	27
2.10.1	Høye spenninger 2022 - Region Nord.....	27
2.10.2	Høye spenninger 2022 – Region sør.....	27
2.10.3	Lave spenninger 2022 – Region Nord.....	27
2.10.4	Lave spenninger 2022 – Region Sør.....	28

2.11	Årsak og hendelser	28
2.11.1	Region Sør	28
2.11.2	Region Nord	28
3	Omfanget av systemtjenester og effektreserver	29
3.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	29
3.1.1	Raske effektreserver (FFR)	29
3.1.2	Primærreserver (FCR)	29
3.1.3	Tertiærreserver (RKOM)	30
3.1.4	Produksjonsflytting	31
3.1.5	Produksjonsglatting	32
3.1.6	Reaktiv effekt	32
3.1.7	Spesialregulering	33
3.1.8	Systemvern	33
3.1.9	Sekundærreserver (aFRR)	33
3.1.10	Netto kjøp av balanse- og effektkraft	34
3.1.11	Omberamning av planlagte driftsstanser	34
3.2	Reserver i Norge og Norden	34
3.3	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	35
3.4	Oversikt over FFR, aFRR, RKOM og RK	37
3.4.1	FFR	37
3.4.2	aFRR	37
3.4.3	RK	38
3.4.4	RKOM uke høy kvalitet	38
3.4.5	RKOM uke begrenset kvalitet	39
3.4.6	RKOM sesong høy kvalitet	39
3.4.7	Tiltak for å øke likviditeten i markedet	40
3.5	Status og tidsplan for overgang til markedsbasert anskaffelse av FCR og nye tekniske krav. 42	
3.6	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	43
3.6.1	Produksjonstilpasning	43
3.6.2	Rekvirering av produksjon og forbruk i marked for regulerkraft, jf. fos 12.4	44
3.6.3	Rekvirering av tilgjengelig regulerbar effekt fra produksjon, jf. fos 12.5	44
3.6.4	Tvangsmessig utkobling av forbruk	45
3.7	Balanse- og effektkraft	45
3.8	Sammendrag av systemansvarskostnader	46
3.9	Utviklingen i kostnader over tid (2013-2022)	47
4	Handelsgrenser, budområder og flaskehalshåndtering	49
4.1	Årlig tilgjengelighet på HVDC-forbindelsene siden de ble idriftsatt	49
4.2	Redegjørelse for gitt handelskapasitet mellom norske budområder	49
4.3	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	49

4.4	Redegjørelse for begrensinger i handelskapasitet fra øvrige TSOer	49
4.5	Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge.....	51
4.6	Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen.....	51
4.7	Oversikt og redegjørelse for aktive normalbånd for handelskapasitet	51
4.8	Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester .	53
4.8.1	Flaskehalsinntekter på alle forbindelser	53
4.8.2	Inntekter fra utveksling av systemtjenester	56
4.9	Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet.....	56
4.10	Forholdet mellom Flaskehalsinntekter og kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet	57
4.11	Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene	60
4.12	Utvikling i markeds-kostnader ved flaskehals mellom budområder	61
4.13	Oversikt over spesialreguleringer	62
4.14	De viktigste/største spesialreguleringene.....	63
4.15	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	64
4.16	Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett fram til 2024	64
5	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	65
5.1	Oversikt over vedtak.....	65
5.1.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	65
5.1.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak.....	66
6	Videreutvikling av systemdriften.....	67
6.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2022 – Utvikling av reservemarkeder	67
6.1.1	aFRR	67
6.1.2	mFRR	67
6.1.3	Norflex – test av lokale fleksibilitetsmarkeder mot mFRR.....	67
6.1.4	Frequency Containment Process (FCP).....	67
6.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	68
6.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	70
6.3.1	Kraftsystemfunksjonalitet (KSF) (systemansvarsforskriften § 14).....	70
6.3.2	Kraftsystemdata (KSD) (energilovforskriften § 6-1, systemansvarsforskriften § 7, systemansvarsforskriften § 20)	70
6.3.3	Selskaps- og brukeradministrasjon (Sebra) i Fosweb.....	70
6.3.4	Informasjon om leveringspålitelighet og spenningskvalitet (systemansvarsforskriften § 22 og § 22b, samt leveringskvalitetsforskriften).....	71
7	Internasjonal koordinering	71
7.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	71
7.1.1	Internasjonal koordinering	71
7.1.2	ENTSO-E.....	71

7.1.3	Utvikling av europeisk regelverk	72
7.1.4	Regionalt driftssamarbeid	72
7.2	Status for nordiske investeringsplaner	73
7.2.1	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	73
7.2.2	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	73
7.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC, og etableringen av den nordiske RCCen	75
7.3.1	Common Grid Model (CGM).....	75
7.3.2	Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC).....	75
7.3.3	Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA).....	75
7.3.4	Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)	76
7.3.5	Nordisk og europeisk overvåkning av effektbalanse (STA).....	76
7.3.6	Informasjonssikkerhet.....	76
7.4	Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model	76
7.5	Status for arbeidet med flytbasert markedskobling	77
8	VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet	78

1 Større driftsforstyrrelser

1.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Det var ingen driftsforstyrrelser med nasjonale konsekvenser i 2022. 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 siden 2010.

For driftsforstyrrelser som har medført separatområder henvises til Kapittel 1.6 for nærmere beskrivelse. Ut over disse var det ingen driftsforstyrrelser med omfattende konsekvenser i form av stort antall berørte sluttbrukere eller høy ikke levert energi.

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

Driftssikkerhetsindikatorer for 2022 i henhold til SO GL¹ artikkel 15.3 og 15.4 er vist i Tabell 1-1.

Tabell 1-1: Driftssikkerhetsindikatorer for 2022

Artikkel	Indikator	Forkortelse	Verdi
15.3 a)	Antall utløste anleggsdeler i transmisjonsnettet per år	OS-A	56
15.3 b)	Antall utløste kraftproduksjonsanlegg per år	OS-B	10
15.3 c)	Energi som ikke er levert som følge av ikke-planlagte frakoplinger av forbruksanlegg	OS-C	545
15.3 d)	Varighet av tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OC-D1	0
15.3 d)	Antall tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OS-D2	4
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	0
15.3 f)	Antall spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F2	0
15.3 g)	Antall minutter utenfor standard frekvensintervall	OS-G1	9376
15.3 g)	Antall minutter utenfor 50 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik	OS-G2	3
15.3 h)	Antall nettoppdelinger eller lokale nettsammenbrudd	OS-H	3
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	0
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

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

Det har ikke vært hendelser i Norge i 2022 som av ENTSO-E kategoriseres som kategori 2 "Extensive incident" eller kategori 3 "Major incident", ref. Artikkel 15.5 ¹.

1.3 Driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene

Det har i løpet av året vært flere driftsforstyrrelser på HVDC-forbindelsene til utlandet, der NordLink har vært den med desidert flest driftsforstyrrelser.

NordLink:

Første delen av forbindelsen består på norsk side av en 53 km lang likestrøms luftledning fra Ertsmyra til Vollesfjord. Det har i løpet av året vært registrert fire driftsforstyrrelser knyttet til denne delen av anlegget, ett tilfelle av fasesammenslag, ett lynnedslag ved ledningen, og to tilfeller der vind, fukt og salting er antatt årsak til jordslutning i Vollesfjord muffehus. Disse feilene har imidlertid vært forbigående så ledningen har raskt vært tilgjengelig igjen.

I tillegg til disse ledningsfeilene har det vært 3 andre driftsforstyrrelser knyttet til stasjonen. Det har vært problemer relatert til kontrollanlegg, samt et havari av kondensatorer i strømretteranlegget.

Anlegget fremstår fremdeles som noe utsatt for barnesykdommer. Etter feil har det til tider tatt litt lang tid å få anlegget tilbake i drift, blant annet pga. kommunikasjonsproblemer med anlegget.

Skagerrak 1-4:

Det har i 2022 ikke vært store hendelser på Skagerrakforbindelsene. Det har vært fem mindre og kortvarige hendelser knyttet til kontrollanlegget, to ganger for SK4 og tre hendelser for SK1 / SK2. SK3 hadde ingen driftsforstyrrelser i 2022.

NorNed:

Det har ikke vært driftsforstyrrelser på norsk side for dette anlegget i 2022. Anlegget har imidlertid hatt én svært lang utetid i 2022 pga. kabelfeil på nederlandsk side. Det antas at deler av kabela har fått svekket isolasjonsholdfasthet, og som en foreløpig hjelp for å unngå flere kabelfeil er driftsspenningen nå redusert med 10 %, og det er også satt begrensninger knyttet til polaritetsskifter, dvs. endring av retning på effektflyten.

NSL:

Helt i starten på året var det to hendelser på NSL som ble lagt merke til. I forbindelse med utfall av ledning Kvilldal-Rjukan falt NSL ut. Det viste seg at et trippsignal fra vern for Rjukanavgangen var koblet feil slik at det også koblet ut effektbryter for NSL. Etter at denne feilen ble utbedret var eneste problemet en hendelse der en kommunikasjonsfeil i kjølesystemet for pol 2 ga frakobling av denne, men flyten var da så lav at Pol1 tok over fullt ut i monopoldrift.

Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

1.4 Feilanalyser og statistikk som er rapportert for 2022

Systemansvarlig presenterer feilstatistikk via [PQ Portal](#) (Power Quality Portal), som er en del av Fosweb, men portalen er foreløpig kun tilgjengelig for ansatte hos konsesjonærer og andre personer med tilgangsavtale. På litt sikt er planen å legge ut en åpen versjon av PQ Portal på Statnetts websider. I PQ Portal får man mulighet til å skreddersy statistikker basert på datagrunnlag fra 2009 fram til i dag. Datagrunnlaget oppdateres fortløpende etter hvert som konsesjonærene sender inn nye FASIT-rapporter.

Det ble totalt sendt inn 40356 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2022, fordelt på 24322 *planlagte utkoblinger*, 16010 *driftsforstyrrelser*, og 24 rapporter med hendelsestype *systemvernuttløsning*, som underlag for kompensasjon av korrekte systemvernuttløsninger iht. fos § 21. I 2021 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 41597.

Det totale antallet FASIT-rapporter (40356) 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 dobbelttelling. Antall hendelser i 2022 var 40152, mot 41352 i 2021.

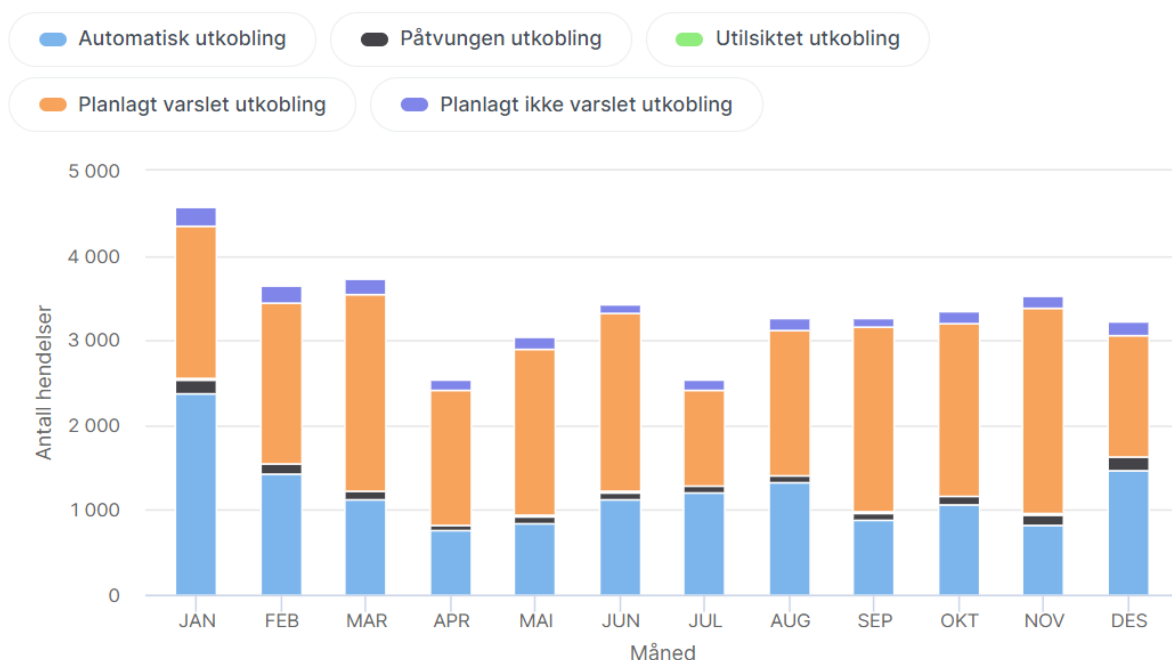
Tabell 1-2: Antall hendelser i 2022 fordelt på type hendelse og systemspenning

Systemspenning	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV	SUM
Type hendelse					
Planlagt varslet utkobling	9 423	13 085	21	3	22 532
Planlagt ikke varslet utkobling	800	961	2	0	1 763
Automatisk utkobling*	5 454	8 480	371	171	14 476
Påtvungen utkobling*	632	573	36	11	1 252
Utilsiktet utkobling*	17	78	7	3	105
Korrekt systemvernuttløsning	0	7	17	0	24
SUM	16 326	23 184	454	188	40 152
Sum 2021	16 576	24 099	509	168	41 352

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

Som Tabell 1-2 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.

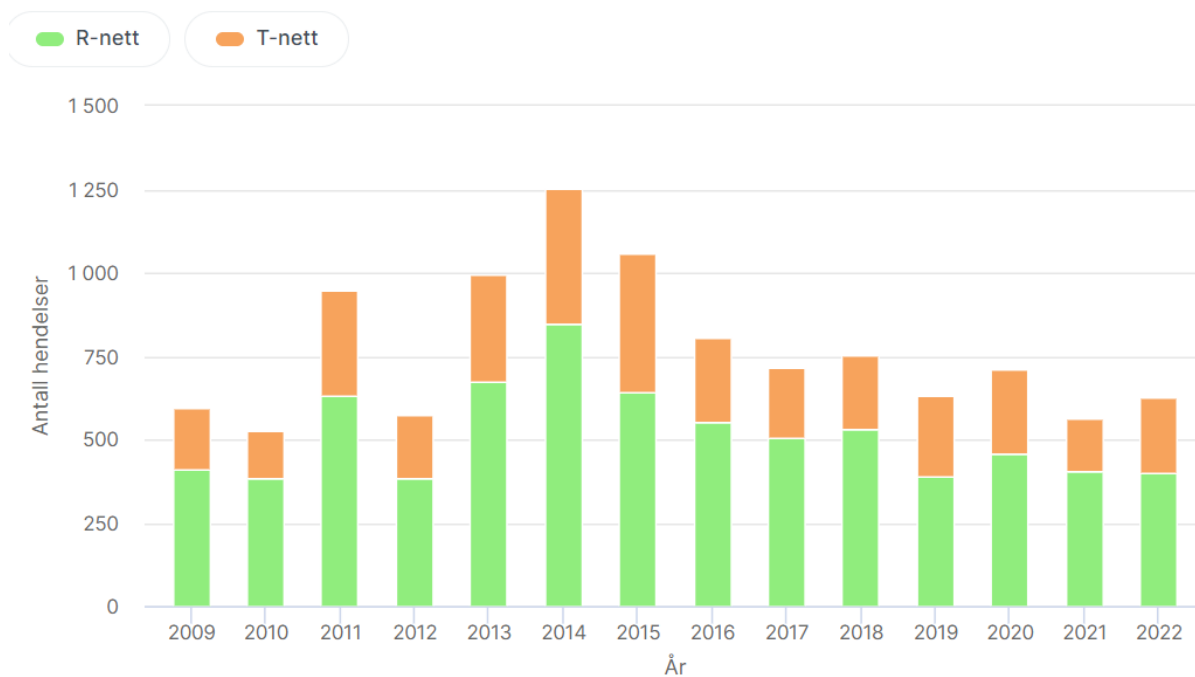
2022 var værmessig sett relativt rolig. Vinteren hadde kun ett varslet ekstremvær (Gyda), som rammet Trøndelag og Møre og Romsdal med kraftig vind og ekstremt mye nedbør (atmosfærisk elv). Gyda medførte en del utfall av luftledninger, spesielt i distribusjonsnettet. Fordelingen av hendelser over året er vist i Figur 1-1. Her ser vi et relativt høyt antall automatiske utkoblinger i januar, som til en viss grad kan tilskrives Gyda.



Figur 1-1 Fordeling av hendelser pr. måned i 2022 (alle nettnivå)

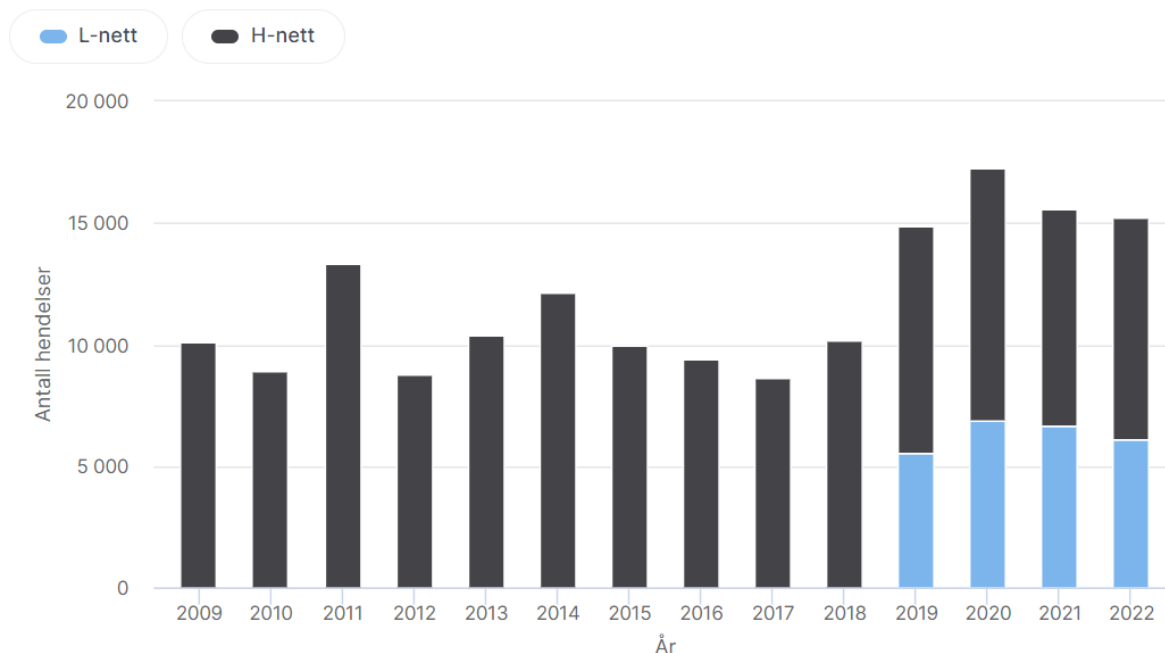
1.5 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

Antall feil under driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet har hatt en synkende trend etter 2014, og 2022 hadde det nest laveste antall driftsforstyrrelser siste 10 år.



Figur 1-2 Antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet i perioden 2009-2022

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 11000 i året, men med topper i 2011 og 2014 som først og fremst skyldes ekstremvær disse årene.



Figur 1-3 Antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet i perioden 2009-2022

1.6 Oversikt over større separatområder

Mange områder i Norge er i hele eller deler av året avhengig av kun én ledning eller transformator som forbindelse med transmisjonsnettet. I disse områdene er en da avhengig av produksjonsapparatets evne til sikker overgang til øydrift og videre stabil drift for å ha en situasjon som ligner på N-1. Det har gjennom året vært mange slike situasjoner der produksjonsapparatets egenskaper har fått testet seg.

Hendelsen som vakte mest interesse i 2022 var et separatområde som rammet hele Troms og Finnmark fra Bardu til Øst-Finnmark. Under en storm 24. januar falt først 420 kV-ledningen Kvandal-Bardufoss og 7 sekunder senere 420 kV ledning Kvandal-Balsfjord. I området var det svært stor produksjon av vindkraft i tillegg til at også en del vannkraftverk var innkoblet. Dette store produksjonsoverskuddet ble presset mot forbindelsen til Finland i Varangerbotn, noe som førte til svært stor flyt på 132 kV ledning Adamselv-Lakselv. Så stor at det ble spenningskollaps i Øst-Finnmark, og som følge av det utfall av 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo. Med det var siste forbindelse til det nordiske synkronsystemet utkoblet, og i separatområdet som oppsto medførte det store produksjonsoverskuddet at frekvensen steg over 52 Hz. Dette fikk så godt som all vindkraftproduksjon til å koble fra, og området fikk dermed et stort underskudd. Deretter falt frekvensen ned mot 48 Hz. Da trådte systemvern i området inn med frekvensstyrt belastningsfrakobling av ca. 100 MW forbruk. Dette var nok til at gjenværende kraftverk kunne stabilisere frekvensen til ca. 50 Hz. I løpet av ca. 15 minutter fikk man koblet 420 kV-ledningene inn igjen, faset sammen og lastet opp utkoblet forbruk.

Også i år havnet Saltenområdet i separatområdet. Området strekker seg fra Sørfold til Sundsfjord og er avhengig av at 132 kV ledning Salten-Siso, Salten T1 og 420 kV ledning Kobbvatnet-Salten er inne. Faller en av disse anleggsdelen ut havner området i separatområdet. Heldigvis er det bra med vannkraftverk i området, som gjør at overgang til separatområdet som regel går bra. 13. januar falt 420 kV ledning Kobbvatnet-Salten ut 2 ganger, mens Salten T1 falt både 12. og 14. juni. I alle tilfellene gikk

overgangen til separatdrift bra, men denne sårbarheten viser at det er viktig at det snart kommer en ny stasjon i Salten slik at man får etablert en fullverdig transformatorstasjon for Saltenområdet.

Den siste store separatdrifhendelsen i 2022 skjedde da en faseline på 300 kV ledningen Sauda-Nesflaten røk. Fasebruddet medførte av nettområdet med Odda, Røldal og Nesflaten havnet i separatdrift. Før hendelsen var det ca. 900 MW produksjon og 130 MW last i området. Takket være produksjonsapparatets meget raske nedregulering klarte nettområdet overgangen til separatdrift. Frekvensen var kortvarig oppe i hele 61 Hz, men stabiliserte seg raskt rundt 50,5 Hz. Intet forbruk falt ut, før en feil hos Hydro Energi medførte at to Suldal-aggregater i Nesflaten falt ut. I denne stasjonen er det tilkoblet noe lokalt forbruk, som dermed mistet forsyningen.

Statnett har kontinuerlig oppfølging av produsentene med tanke på å sikre at aggregatene har gode egenskaper for å håndtere overgang til separatdrifter. Vi bidrar til å få gjort fullskalatester av aggregatene for å sikre god funksjonalitet, noe som man for eksempel fikk stor glede av ved separatdriften i Odda-området, der aggregatene tidligere hadde vært med på omfattende tester som medførte flere forbedringer av funksjonaliteten.

Områder med redusert driftssikkerhet

1.7 Oversikt over områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1.

Begrepet N-1 driftssikkerhet skal i teorien ta høyde for alle enkeltutfall av anlegg som linjer, kabler, transformatorer, generatorer og samleskinner. Sannsynligheten for samleskinnefeil er imidlertid svært lav og i praksis tar vi ikke hensyn til dette i systemdriften i Statnett når vi sier at vi oppfyller N-1 kriteriet i tallene som presenteres under. Armering av systemvern er heller ikke inkludert i N-1 rapporteringen .

Drift med N-0 vil si drift med redusert driftssikkerhet.

Nord-Norge

Forsyningen til Lofoten/Vesterålen ligger periodevis på radiell drift i vinterhalvåret dersom det er lav vindproduksjon i området. Ellers er det redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

Midt-Norge

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

Østlandet

Det er kun redusert driftssikkerhet i kortvarige perioder i forbindelse med planlagte utkoblinger.

Sør- og Vestlandet

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

1.8 Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2022 har forbedret driftssikkerheten.

Østlandet

420- og 300 kV apparatanlegg og kontrollanlegg i Sylling er reinvestert.

Det er satt på drift nytt 300 (420) kV GIS anlegg i Smestad og Sogn transformatorstasjon, samt satt på drift to nye 300 (420) kV kabler mellom Smestad og Sogn.

Koblingsbilder

1.9 Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarforskriften

Det er ingen endringer i faste delingspunkter i nettet.

Planlagte driftsstanser

1.10 Statistikk over driftsstanser

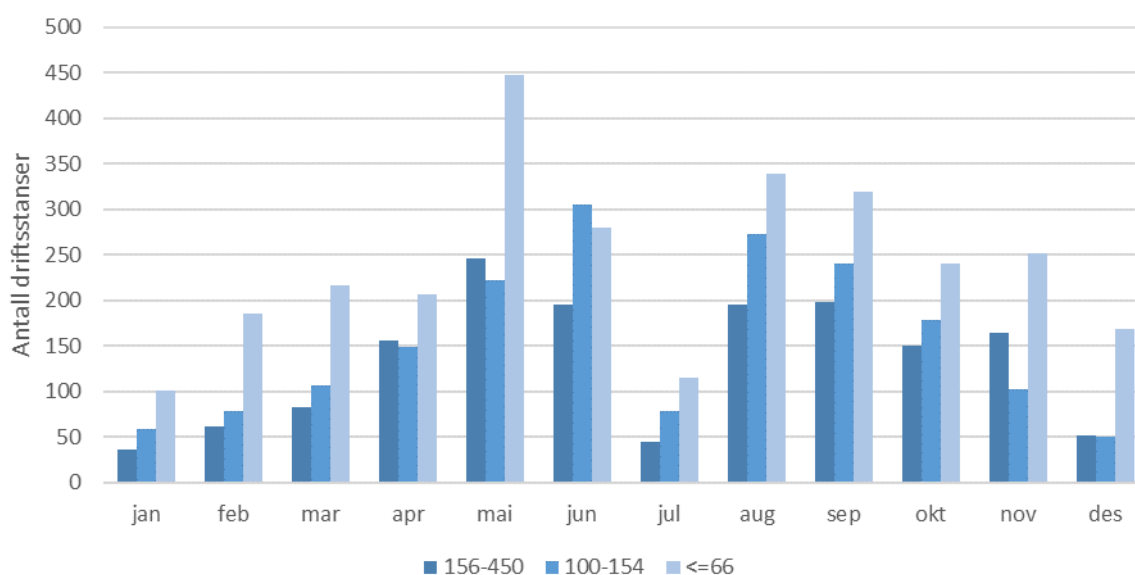
For 2022 ble det rapportert nesten 7400 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist, avlyst eller trukket tilbake. Dette er drøyt 400 flere enn i 2021, der driftsstanser på produksjon står for mye av endringen. 6300 driftsstanser ble gjennomført, med eller uten endringer.

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2022. 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 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.

1.10.1 Fordeling av driftsstanser over året

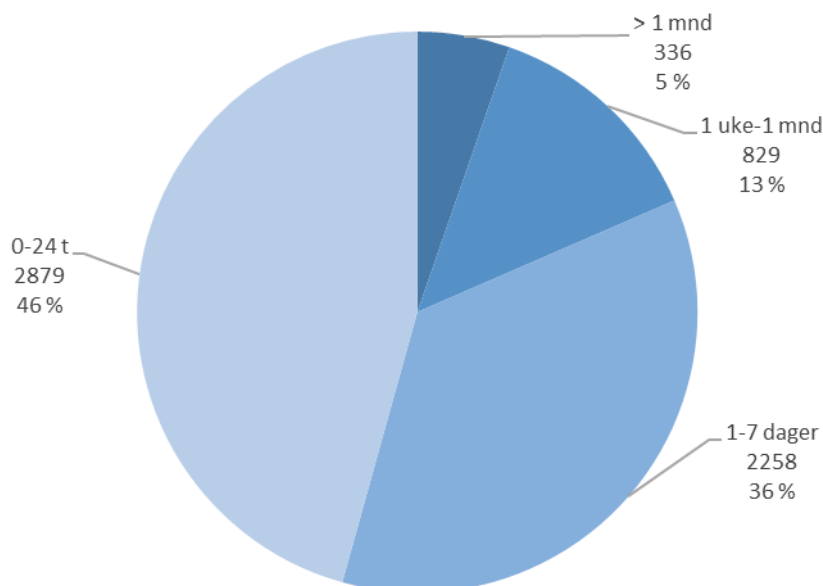
Aktiviteten er høyest vår, sommer og høst, med unntak av juli måned. I 2022 var det spesielt mange driftsstanser i mai på de laveste spenningsnivåene, der produksjonsenheter utgjør en betydelig andel.



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

1.10.2 Varighet av driftsstanser

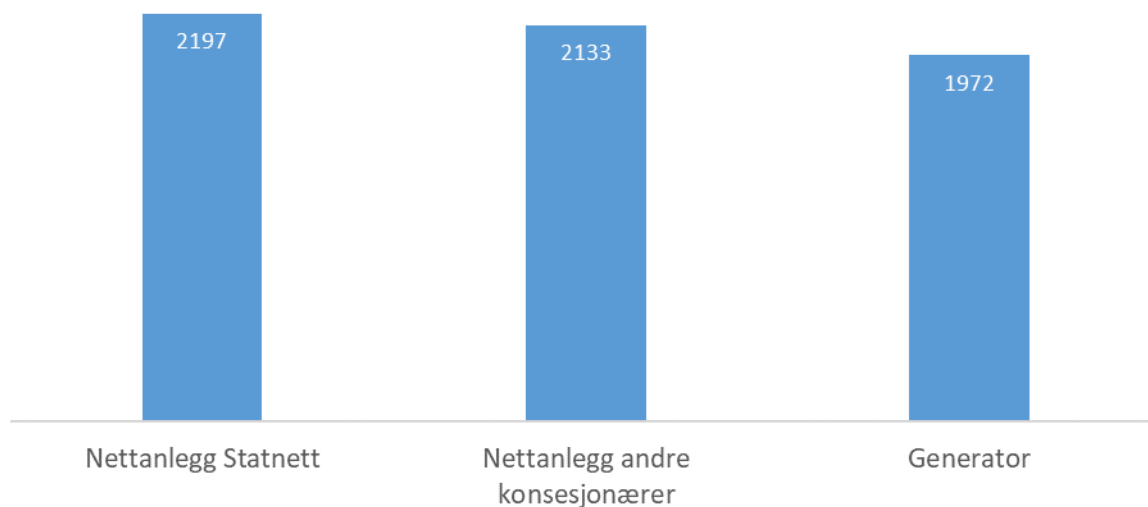
46 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2022 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme anleggsdel. 18 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke.



Figur 1-5 Varighet av gjennomførte driftsstanser

1.10.3 Driftsstanser per kundekategori

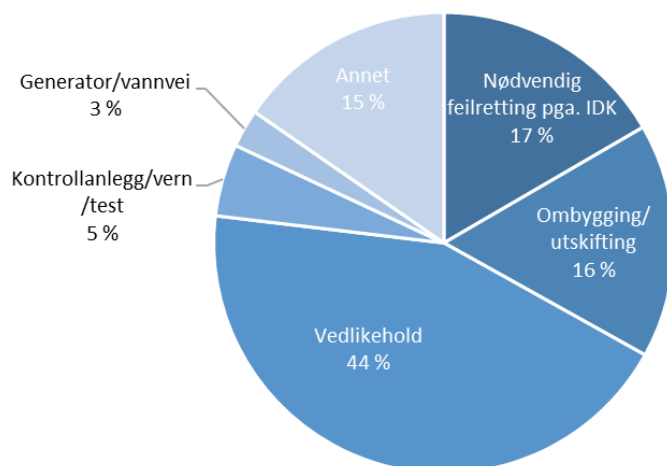
35 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2022 var i Statnetts nettanlegg. Øvrige konsesjonærers nettanlegg sto for 34 %, og produksjonsanlegg 31 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2022. Antall driftsstanser for produksjonsanlegg har økt noe i forhold til 2021, mens antall driftsstanser i Statnetts og øvrige konsesjonærers nettanlegg er noe redusert.



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

1.10.4 Årsaker til driftsstanser

Det er mange ulike årsaker bak et behov for driftsstans. Mye faller likevel inn under hovedkategoriene nødvendig vedlikehold, feilretting og ombygging/utskifting. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier for gjennomførte driftsstanser i 2022.

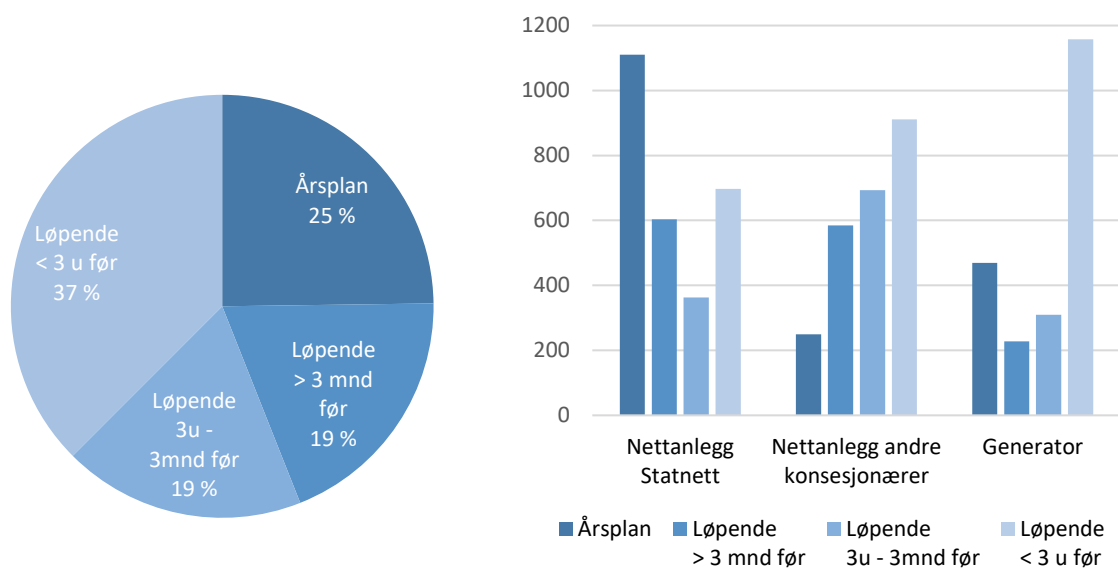


Figur 1-7: Årsaker til driftsstanser

1.10.5 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 produksjonseenheter tilknyttet regionalnett, driftsstanser "i skyggen av" allerede vedtatte driftsstanser, samt driftsstanser som er ferdig koordinert mot berørte før rapportering i Fosweb. Driftsstanser som følge av uforutsette hendelser, skal rapporteres så raskt som mulig etter at behovet eller hendelsen er kjent. Mer om frister og forutsetninger for disse er beskrevet i retningslinjene til fos §17, femte ledd.

Figuren nedenfor viser at 25 % av alle driftsstanser for 2022 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.

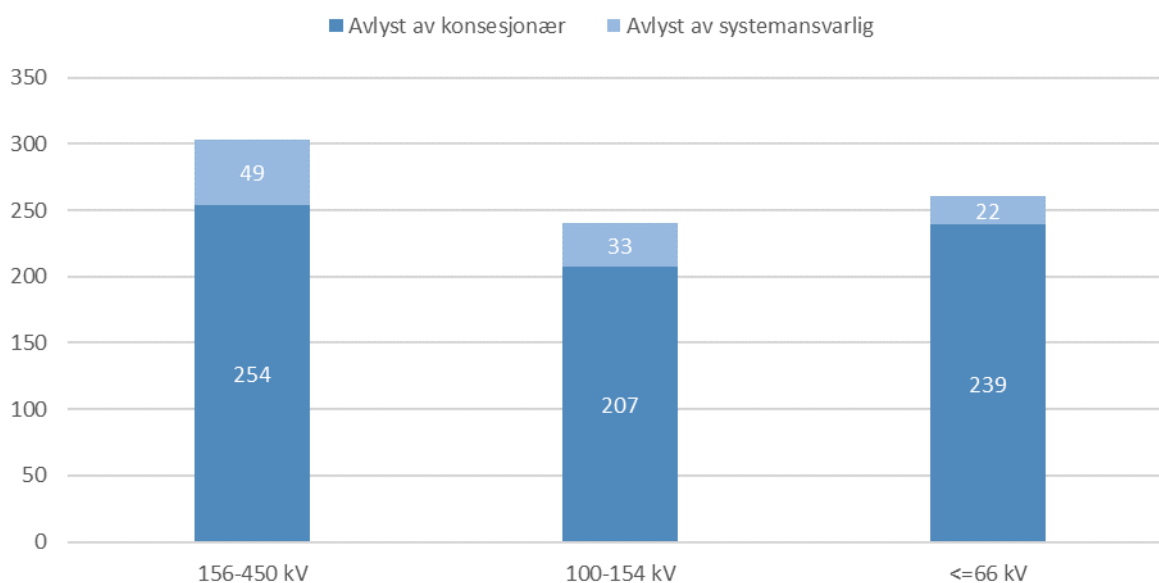


Figur 1-8: Driftsstanser og rapporteringsfrister

1.10.6 Omprioriterte driftsstanser

Rundt 800 vedtatte driftsstanser for 2022 ble avlyst. Dette utgjør rundt 11 % av alle rapporterte driftsstanser med utkobling. 87 % av alle avlyste driftsstanser ble avlyst av konsesjonær og de øvrige av systemansvarlig. Antall avlyste driftsstanser er på nivå med året før. I tillegg til avlyste driftsstanser ble rundt 50 rapporterte driftsstanser trukket før vedtak ble gjort.

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.

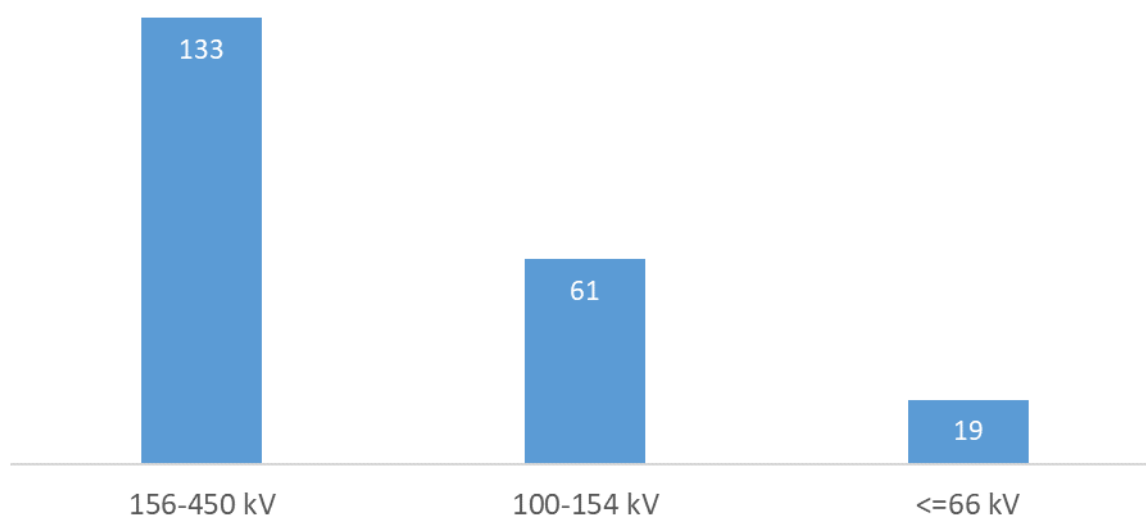


Figur 1-9: Antall avlyste driftsstanser, fordelt på spenningsnivå

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.

1.10.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvisning kan være sen rapportering, formalfeil og konflikt med andre driftsstanser. Fra medio 2022 ble det innført mulighet for å trekke søknaden før vedtak, noe som tidligere ofte ble håndtert gjennom å avvise søknaden. Dette har påvirket omfanget av avviste driftsstanser og for 2022 ble 213 driftsstanser avvist av systemansvarlig, som er 24 færre enn året før.



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

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

Som hovedregel gjelder krav om rapportering av driftsstans til årsplan eller 3 måneder før planlagt utkobling, som beskrevet i kapittel 1.10.5. 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 fortsatt rapporteres sent. Dette påvirker muligheter for effektiv samordning av utkoblingsbehov, som igjen har konsekvenser for både driftssikkerhet og kapasiteter i markedet, samt for tilgjengelige utkoblingsperioder for andre driftsstanser.

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

- Presisering og tydeliggjøring av regelverk: Fra medio 2021 ble det i retningslinjene for fos §17 tydeliggjort hvilke driftsstanser som er unntatt hovedregelen om rapportering til årsplan eller tre måneder før planlagt start. Samtidig ble det innført skjerpede krav for de driftsstanser som ikke unntas hovedregelen, blant annet driftsstanser som påvirker driftssikkerheten eller som har konsekvenser for markedet. Med noe kort erfaringsgrunnlag er det foreløpig vanskelig å vurdere effekten av presiseringene i retningslinjene.
- Strengere praksis: Systemansvarlig praktiserer en strengere håndtering av sent innmeldte driftsstanser og avviser stadig flere driftsstanser der angitte frister i retningslinjene ikke er overholdt. Det antas at denne praksisen over tid vil virke "oppdragende" med bedre planlegging og tidligere rapportering av driftsstansene. Flere avslag på grunn av sen rapportering reflekteres ikke i antall avviste driftsstanser, da det samtidig er færre andre avvisinger. Det har blant annet kommet ny funksjonalitet for å trekke søknader også før vedtak, slik at det ikke lenger er samme behov for å avvise søknader for å håndtere dette. I tillegg avvises i praksis en del driftsstanser i forkant av innmelding.
- Videreutvikling av verktøy: Rapporteringsløsningen i Fosweb utvikles løpende slik at konsesjonær blant annet kan få bedre oversikt over, og se konsekvensene av, egne (og andres vedtatte) driftsstanser. Forbedring av funksjonalitet i kart og gantt-diagram samt synliggjøring av konsekvens antas å gi bedre oversikt/innsikt for konsesjonær, og forenkler samordning og koordinering med andre driftsstanser. Det er videre utviklet ny funksjonalitet for rapportering av langsiktige utkoblingsbehov, herunder anbefalte utkoblingsperioder, som i en pilotversjon er gjort tilgjengelig for Statnett som konsesjonær. Systemansvarlig legger til grunn at dette til sammen vil fremme tidligere planlegging og overholdelse av frister. Vi har foreløpig ikke tilstrekkelig erfaringsgrunnlag til å vurdere effekten av disse tiltakene. Det jobbes også med bedre systemstøtte hos systemansvarlig, som blant annet vil bedre mulighetene for oppfølging og dermed forenkle håndteringen av sent innmeldte driftsstanser.

Effektbalanse

1.12 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 flaskehals.

For å rapportere timer med høyest knapphet på reguleringsressurser er det tatt en gjennomgang av alle timene i 2022, og sett på hvilke timer som har mindre enn 1400 MW med opp og nedreguleringsressurser tilgjengelig før driftstimen. Dette er maksimal dimensjonerende feil for Norge.

I løpet av 2022 var det to timer det var mindre enn 1400 MW med opp- og nedreguleringsbud i regulerkraftmarkedet. Dette fant sted tirsdag den 22.02.22 i time 9 og 10. Aktørene i markedet ble derfor kontakt kvelden før for å høre om de kunne stille med ytterligere oppreguleringsressurser. Det kom inn noen ekstra bud, og etter denne runden var det tilgjengelig hhv. 1305 og 1343 MW i time 9 og 10. Det ble derfor gjort ytterligere forsøk på å sikre tilstrekkelig med oppreguleringsressurser ved å ta kontakt med de andre TSO'ene i Norden. Energinet kunne melde om forventet tysk overskudd for å avhjelpe situasjonen i Norge. Påfølgende dag ble det gjort spesialkjøp i RKOM for å sikre nok oppreguleringsressurser for resten av uken.

Grunnen til manglene oppreguleringsressurser tirsdag den 22.02.22 var at det ikke var kjøpt inn oppreguleringsressurser i RKOM. Dette kjøpet gjøres i dag en uke frem i tid basert på prognoser. For denne uken samsvarte ikke det prognoserte behovet med det reelle behovet. I planleggingsfasen søker systemansvarlig alltid å dekke opp- og nedreguleringsbehovet for dimensjonerende feil pluss ressurser til balanseringsbehovet og flaskehalsar.

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

I planleggingsfasen har systemansvarlig tilgang til å reservere ressurser gjennom kjøp i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). I perioder med høy eksport og høyt forbruk i Norge vil hele volumet som skal til for å dekke dimensjonerende feil og ressurser til balanseringsbehovet og flaskehalsar måtte sikres gjennom dette markedet. Det forventes da ikke at det er tilgjengelig "gratis" reserver ettersom aktørene ønsker å selge mest mulig i spotmarkedet.

I planleggingsfasen, før elspotklarering, er det i tillegg mulig å gjøre spesialkjøp og evt. redusere kapasiteten på kablene ut av Norge. Før driftstimen er det mulig å kontakte aktørene og etterspørre reguleringsressurser. I tillegg er det mulig å kontakte andre TSO'er og etterspørre støtte.

Det er planlagt at kjøp av mFRR skal gå over til å være et døgnmarked. Dette vil gjøre det enklere å sikre reserver ettersom prognosene blir bedre, kun ett døgn frem i tid. Dette medfører også større forutsigbarhet og kontroll for aktørene i markedet som ikke må binde seg til leveranser i uke frem i tid. Dette gir aktørene større fleksibilitet.

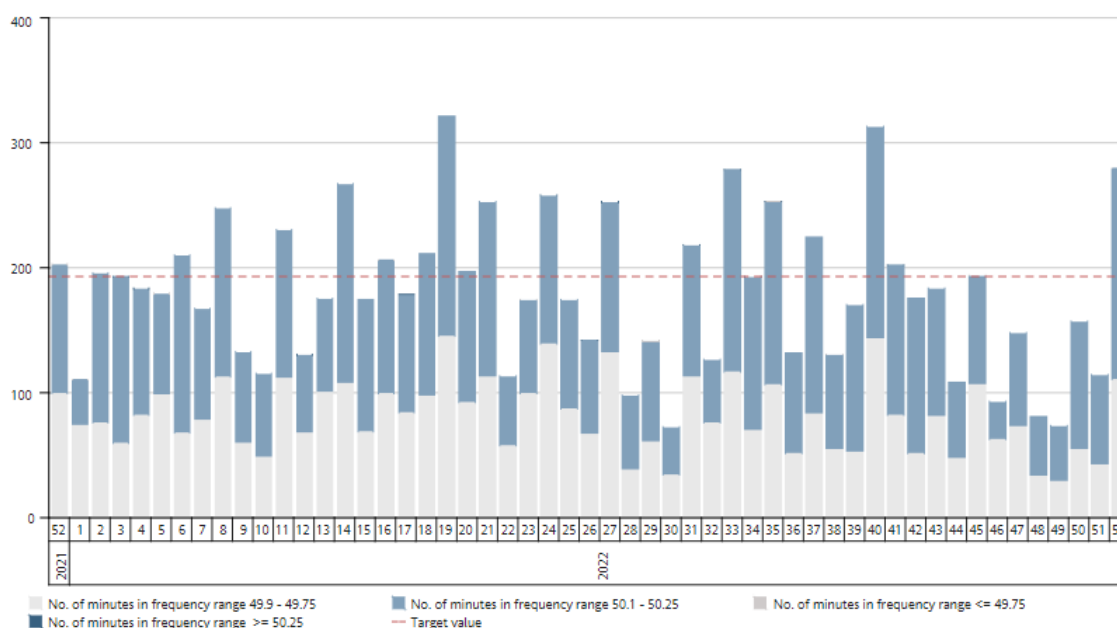
2 Frekvens- og spenningskvalitet

2.1 Data for frekvenskvalitet i 2022

Frekvensen var utenfor frekvensbåndet i 9376 minutter i 2022. Dette er 624 minutter under det felles nordiske målet på maksimum 10 000 minutter. Sammenlignet med 10618 minutter i 2021. I 2022 var det flere minutter med overfrekvens enn underfrekvens hhv 4215 minutter under 49,9Hz og 5624 minutter over 50,1 Hz. Mai var måneden med flest minutter utenfor normalt frekvensbånd med 992minutter. Time 7 var den timen på døgnet med flest timer utenfor det normale frekvensbåndet. Dette henger sammen med store strukturelle ubalanser knyttet til morgenoppkjøringen. Det lengste frekvensavviket i 2022 fant sted den 25. april i time 23. Frekvensen lå da utenfor frekvensbåndet i 39 minutter.

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

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



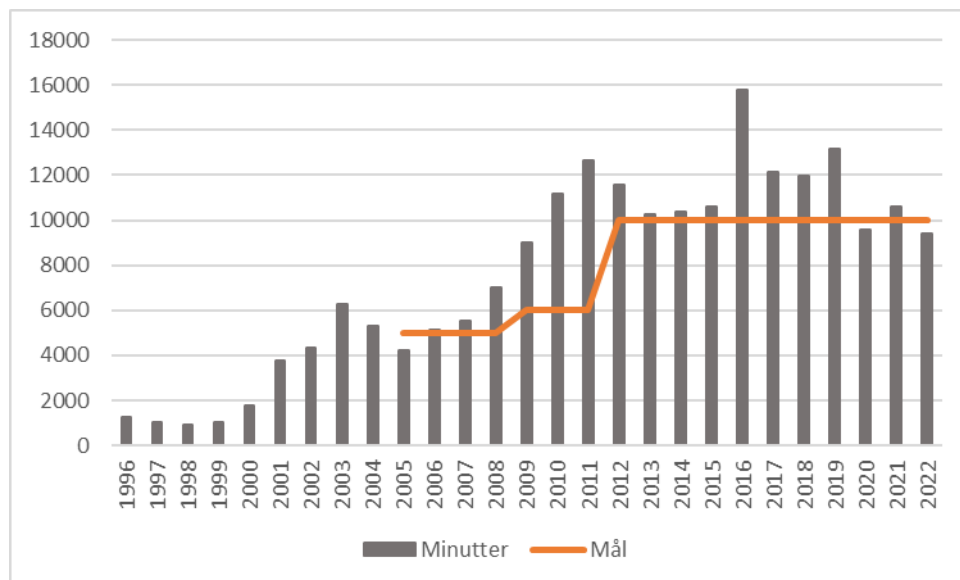
Figur 2-1: Minutter per uke utenfor normalt frekvensbånd

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 2022 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.



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

De nordiske TSOene har jevnlig økt anskaffelsen av aFRR de siste årene for å forsøke å motvirke den negative utviklingen i frekvenskvaliteten i tidligere år. TSOene jobber også i parallell med andre virkemidler for å støtte opp under bruk av aFRR.

De kommende årene med endringer i produksjonsmiksen i Norden, økt nettkapasitet mot andre synkronsystem, økt integrering av det europeiske balansemarkedet og balansering nærmere realtid vil utfordre frekvenskvaliteten ytterligere. Disse endringene i rammebetingelser, sammen med ønske om å legge til rette for en økt integrering av balansetjenestene i Europa, har medført at de nordiske TSOene er i ferd med å gjøre endringer i selve konseptet for balanseringen i årene som kommer. Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og flyt i nettet. TSOene vil derfor endre balanseringen i steg til såkalt modernisert ACE basert balansering (mACE).

I 2020 ble et nytt produkt, Fast Frequency Response (FFR), introdusert i Norden for å hindre en for dyp frekvensdipp ved store hendelser, som f.eks. kabelutfall. Gjennom et nasjonalt demonstrasjonsprosjekt ble markedsløsninger testet og videreført i 2021. I 2022 ble et nasjonalt kommersielt 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 ny kabelforbindelse øker utfordringen for det nordiske synkrone systemet. Det siste tiåret har det blitt idriftsatt flere nye kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkrone systemet uten at rampingrestriksjonene er endret. De nordiske 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 kveldstimen.

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 markedsintegrasjonen. Dette har medført et økende antall flaskehals i kraftnettet. Den løpende håndtering av disse flaskehalsene samtidig som totalbalansen skal håndteres, blir stadig mer krevende. Det er en tendens til at antall frekvensavvik i en uke har nær sammenheng med antallet og varigheten på flaskehalsene i nettet. Spesielt er dette tydelig ved mange flaskehals i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.

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

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

2.3 Vurdering av ulike tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

Frekvenskvaliteten har generelt hatt en negativ utvikling det siste tiåret, blant annet som følge av mer uregulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet. TSOene i Norden har satt i gang flere tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten, blant annet økt anskaffelse av aFRR.

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

De nordiske TSOene jobber videre for å forbedre frekvenskvaliteten. Frekvensen er en indikator på robustheten til kraftsystemet, og den er 50,0 Hz ved sikker og stabil drift. Endring i frekvensen indikerer en ubalanse i systemet og økt sårbarhet for hendelser. Ettersom det nordiske synkronområdet har felles frekvens, må løsninger 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 er nå en endret metode for rampingrestriksjoner tilpasset 15 MTU i markedene i konsultasjon.

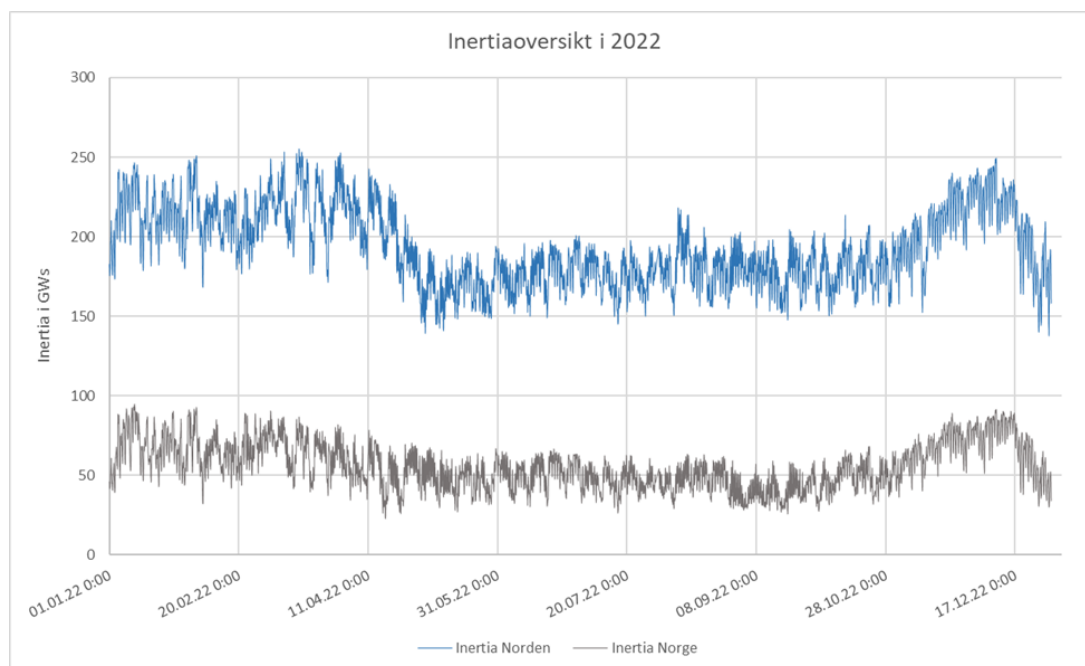
Det forventes at implementeringen av ACE basert balansering som beskrives i første avsnitt, vil medføre en forbedring av frekvenskvaliteten i seg selv fordi det legges opp til hyppige reguleringer som følger ubalansene tettere enn tilfelle er i dag. Som et ledd i dette, forventes det at aFRR volumene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

Vannkraft- og kjernekraftproduksjon sørger i dag for roterende masse i synkronsystemet. Ved feil i produksjon eller import, eller ved utfall av eksport, store forbrukenheter 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 effektreserver (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 ble oversendt de nordiske regulatorne for godkjenning i juni 2022. Transisjonsfasen for overgang til nye krav vil starte ved regulatorgodkjenning.

Roterende masse

2.4 Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse

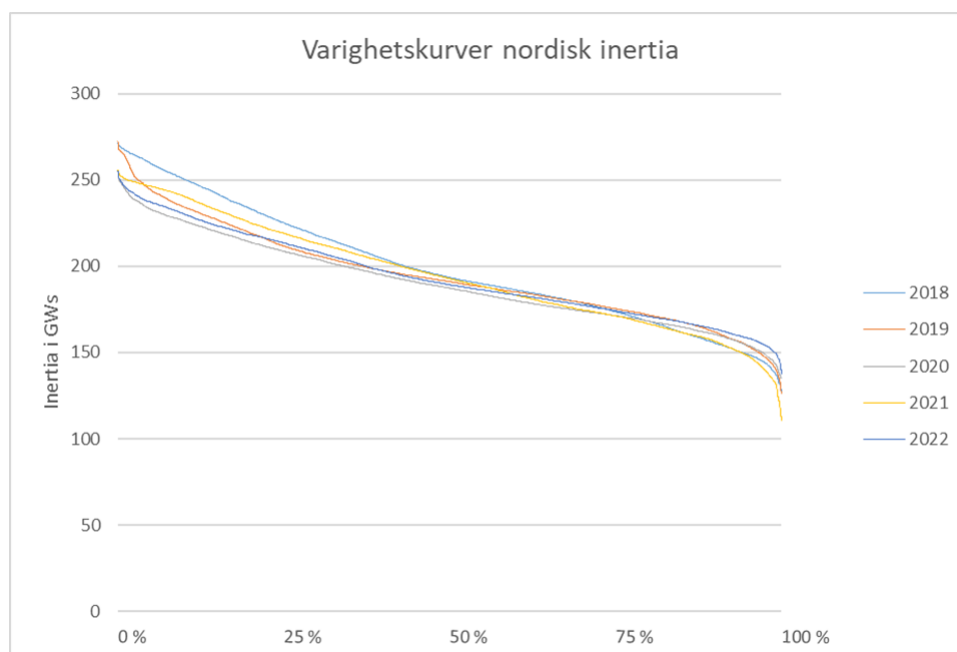


Figur 2-3 Inertia, Rotasjonsenergi i Norden og Norge

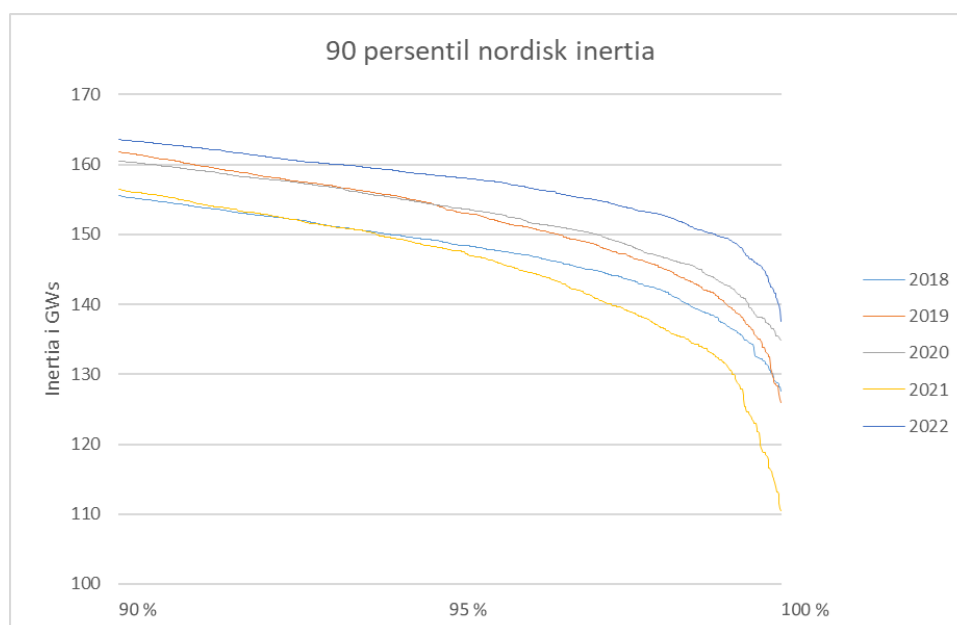
I 2022 varierte inertia-nivået i Norden mellom ca. 140 til 250 GWs. For Norge tilsvarte det mellom 25- og 90 GWs. Inertia-nivået er høyere om vinteren sammenliknet med sommeren pga. mer produksjon. Desember var en spesiell måned fordi inertia-nivået i andre halvdel sank ned på sommernivået.

Statnett har per i dag ingen direkte oversikt over inertia-bidraget fra produksjonsenheter til enhver tid. For Norge estimeres inertia-bidraget 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 roterende kinetisk energi av tilkoblede generatorer.

2.5 Varighetskurver utvikling av roterende masse de siste fem årene



Figur 2-4 Varighetskurver over inertia 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:

- Ca. 90% av tiden de siste 5 årene var inertia-nivået over 155 GWs. 155 GWs er også estimert til å være det nivået hvor behovet for FFR først melder seg.
- Det laveste inertia-nivået i 2020 ble estimert til ca. 135 GWs, mens i 2021 ble det observert ca. 110 GWs.
- I 2022 var det estimerte inertia-nivået over 140 GWs.

2.6 Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet

Høy vindkraftproduksjon med import fra Sverige og kontinentet i kombinasjon med kjernekraft ute til revisjon har til tider ført til lav tilgang til roterende masse i det nordiske kraftsystemet.

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

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

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

Det 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 prioritert 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

Tidspunkt	Hendelse	Laveste frekvens [Hz]
Fredag 10.06.2022 03:07:28	Utfall NSL, import	49,70

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

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

Driftsspenninger i transmisjonsnett

DSB stiller krav til nedre og øvre driftsspenninger i transmisjonsnett (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 LfK. Det rapporteres på varighet og antall tilfeller på spenningsalarmer under 280- og 400 kV, og over 305- og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt varighet og antall tilfeller der spenningen er under 280- og 400 kV, og over 305- og 425 kV i mer enn 20 minutter. Videre rapporteres det på varighet på spenningsvarsler under 285- og 405 kV, og over 301- og 421 kV i mer enn 3 minutter. Tillatt målefeil for spenningstransformatorer er 1 %. Ved varsel om lav eller høy spenning i en stasjon vil dette også ofte være tilfeller i omkringliggende stasjoner.

2.10.1 Høye spenninger 2022 - Region Nord

I Region Nord var det overskridelse av spenningsgrensene på 301 kV og 421 kV i 54 095 minutter.

2.10.2 Høye spenninger 2022 – Region sør

I Region Sør var det overskridelse av spenningsgrensene på 301 kV og 421 kV i 1 095 028 minutter.

2.10.3 Lave spenninger 2022 – Region Nord

Tabell 2-1: Hendelser med lav spenning i transmisjonsnett i Region Nord

Lave spenninger 2022		
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	15 120 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	117 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	0 minutter

2.10.4 Lave spenninger 2022 – Region Sør

Tabell 2-2: Hendelser med lav spenning i transmisjonsnettet i Region Sør

Lave spenninger 2022		
285 kV og 405 kV	Varsler > 3 minutter	6 787 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 3 minutter	20 minutter
280 kV og 400 kV	Alarm > 20 minutter	145 minutter

2.11 Årsak og hendelser

2.11.1 Region Sør

Gudbrandsdalen

Området har et felles problem med høy spenning, men Rendalen stasjon peker seg ut som den med flest avvik. Spenningen i området påvirkes i stor grad av flyten sørover mot Oslo og nordover mot Trøndelag. Det har også vært utfordringer knyttet til utkobling av komponenter søm følge av revisjoner og feil. Det er også tilfeller der MVAR-flyt, mellom TSO og DSO, er med på å bidra til høye spenninger. Rendalen er som nevnt en av stasjonene med flest avvik, problemet skyldes først og fremst T2 som har feil omsetningsforhold. Primærsiden er lagt ut for 310 kV og det er ingen trinnkobler på trafoen. Transformatoren må byttes før det er hensiktsmessig å endre innstillingene i spenningsregulatoren på Rendalen-kraftverk. Ombygging av stasjonen er planlagt.

Stor-Oslo området

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

De gamle kabelforbindelsene mellom Smestad og Sogn er byttet i løpet av året, og det er flere større fornyelser planlagt de neste årene i forbindelse med Nettplan Stor-Oslo.

Haugalandet

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

Ombygging av nettet i forbindelse med Vestre Korridor prosjektet har også gitt medførte perioder med spenninger utenfor spenningsgrensene i denne delen av nettet, pga. utkobling av ledninger sør for området samt behov for oppdeling av nettet i området pga. snitthåndtering. De er planlagt flere nettførsterkninger i området i årene som kommer.

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. Det er planlagt flere nettførsterkninger i området i årene som kommer

2.11.2 Region Nord

Svartisen:

De fleste hendelsene med lave spenninger i Svartisen skjedde i tidsrommet da 420 Nedre Røssåga – Rana var ute 8. – 24. august 2022 for bl.a. reparasjon av topplinene. Utkoblingen av denne ledningen medførte at det norske kraftsystemet var delt, og det ga utfordringer knyttet til spenningsreguleringen. De hyppige variasjonene i uttaket av aktiv- og reaktiv effekt hos Celsa stålovn i Mo Industripark

påvirket spenningen kraftig i området Rana – Svartisen – Salten pga. den lavere kortslutningsytelsen i forbindelse med utkoblingen.

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

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

Stålovnene i Mo Industripark har i normaldrift et lastuttak som varierer hurtig mellom 0 – 70 MW, noe som resulterer i kraftige spenningsflimringer. SVS-anlegg og kraftverk i området bidrar til å dempe spenningsflimringen som oppstår. I tillegg påvirkes spenningen i dette området av Elkem Salten Verk som trekker reaktiv effekt. Salten Verk har ofte kortvarige reduksjoner i lastuttaket, og dette gir spenningsvariasjoner i området. Når Siso Kraftverk produserer bidrar generatorene med spenningsstøtte, men allikevel trekkes det normalt en del reaktiv effekt fra transmisjonsnett.

Kolsvik

Høye spenninger i Kolsvik har forekommet i løpet av hele året 2022, slik det også gjorde i 2021. En årsak til de høye spenningene er kabelforbindelser i 132 kV nettet under Kolsvik som leverer mye reaktiv effekt. Det finnes ikke reaktor som kan brukes i dette området for å få ned spenningen i Kolsvik, samt at Kolsvik Kraftverk ikke har bidratt tilfredsstillende for å få ned spenningen i tidsrom når kraftverket har vært i drift. Det ble iverksatt endringer i spenningsregulatorene på Kolsvik G1 og G2 på slutten av året, slik at kraftverket skal bidra bedre med spenningsreguleringen.

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 overføringsssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for, og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig. Se kapittel 15 for kostnadsutvikling av systemtjenester og effektreserver.

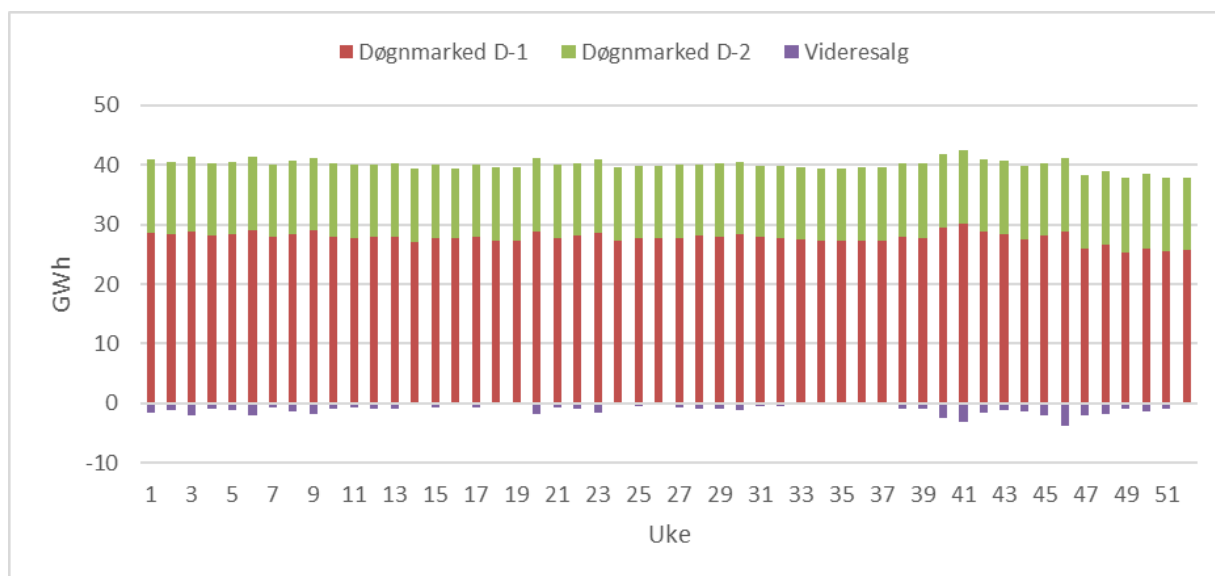
3.1.1 Raske effektreserver (FFR)

Balansetjenesten FFR er svært raske reserver som skal sikre stabiliteten i kraftsystemet i tilfeller der dimensjonerende hendelse faller ut. Disse effektreservene skal forhindre at frekvensen havner under 49,0 Hz slik at automatisk lastfrakobling kan unngås. Det er etablert et nasjonalt, kommersielt marked for FFR i 2022. Reservekapasiteten kjøpes inn gjennom de to ulike kontraktstypene "FFR Profil" og "FFR Flex". Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav.

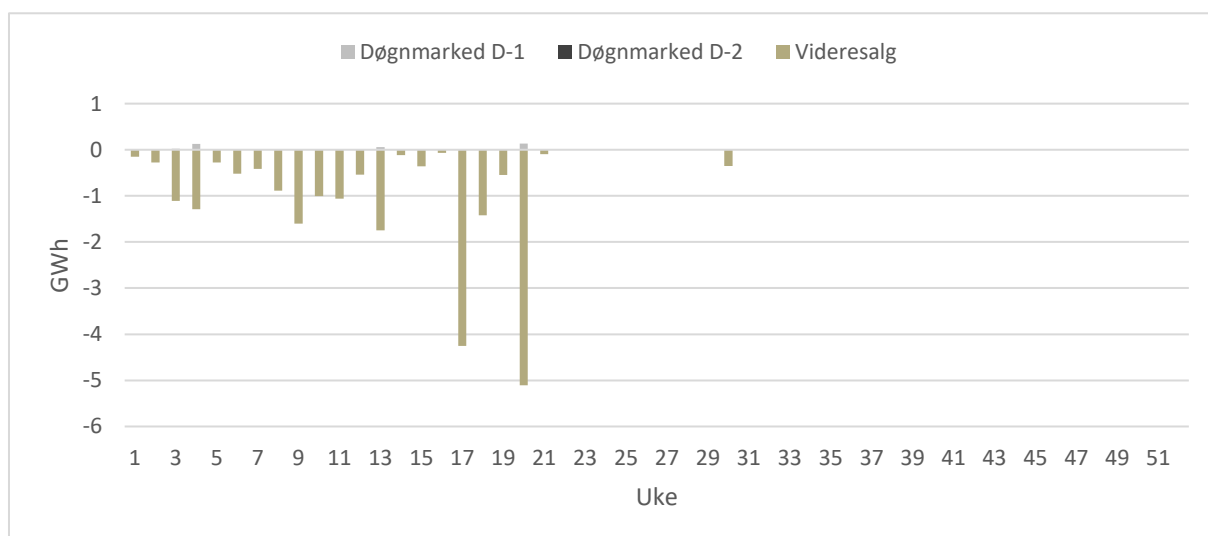
3.1.2 Primærreserver (FCR)

Primærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres i begge retninger for å håndtere den momentane ubalansen mellom produksjon og forbruk. Denne deles inn i FCR-N og FCR-D. FCR-N aktiveres innenfor frekvensområdet 49,90 - 50,10 Hz. FCR-D aktiveres når frekvensen faller under 49,90 Hz og skal være fullt aktivert ved 49,50 Hz.

Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver, og fra og med 2021 ble primærreservene handlet inn i et D-2 og et D-1-marked. Grunnleveranse er primærreserver som aktørene leverer utenfor døgn/ukemarkedet. Det kan også handles primærreserver med de øvrige nordiske land.



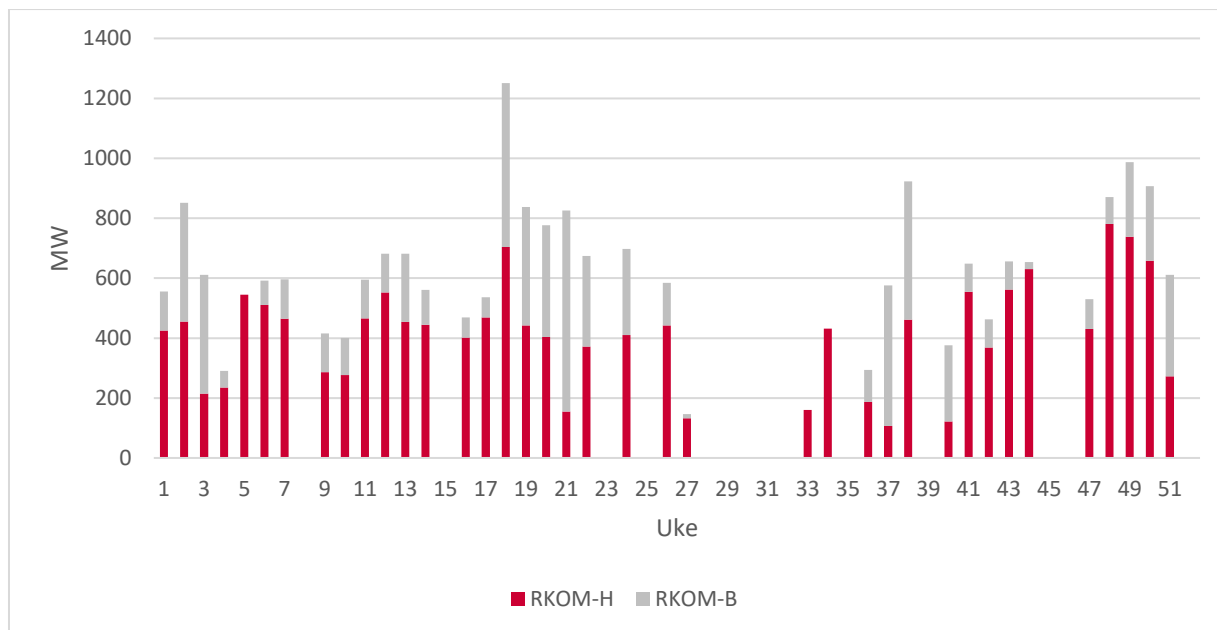
Figur 3-1 Innkjøp og videresalg av FCR-N per uke



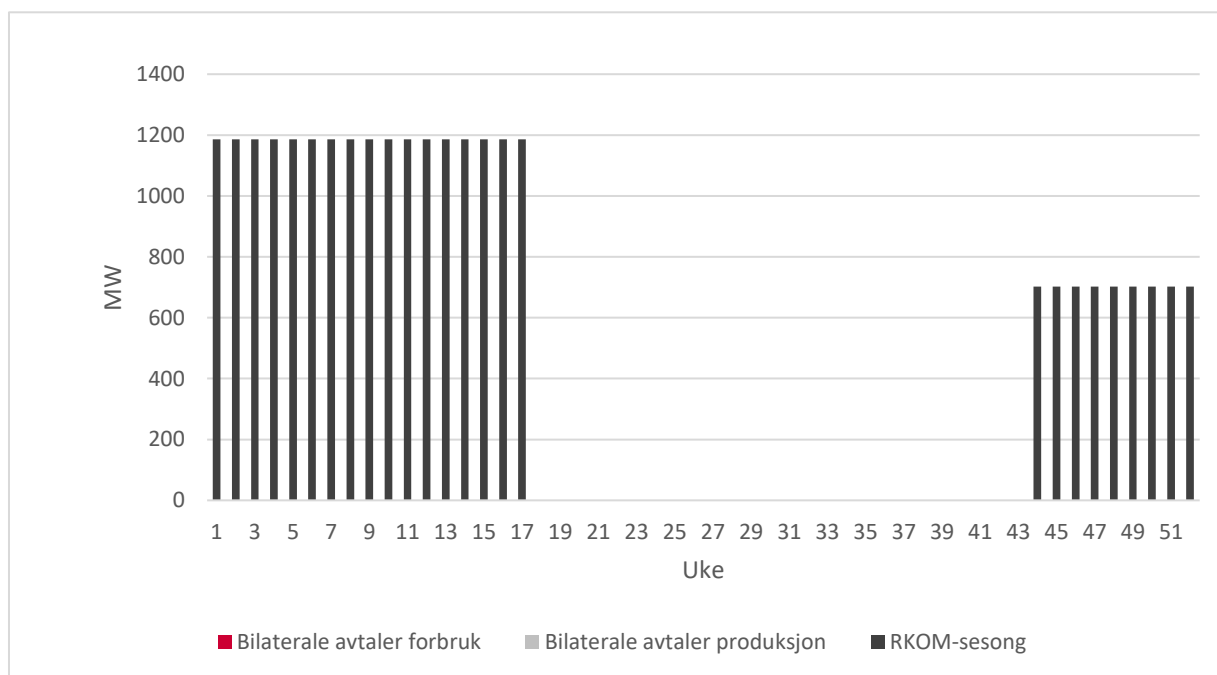
Figur 3-2: Innkjøp og videresalg av FCR-D per uke

3.1.3 Tertiærreserver (RKOM)

Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft (effektreserve) tilgjengelig i regulerkraftmarkedet for å holde balanse mellom forbruk og produksjon, samt håndtere vanskelige driftssituasjoner. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som omfattes av ev. bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked.



Figur 3-3 Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke

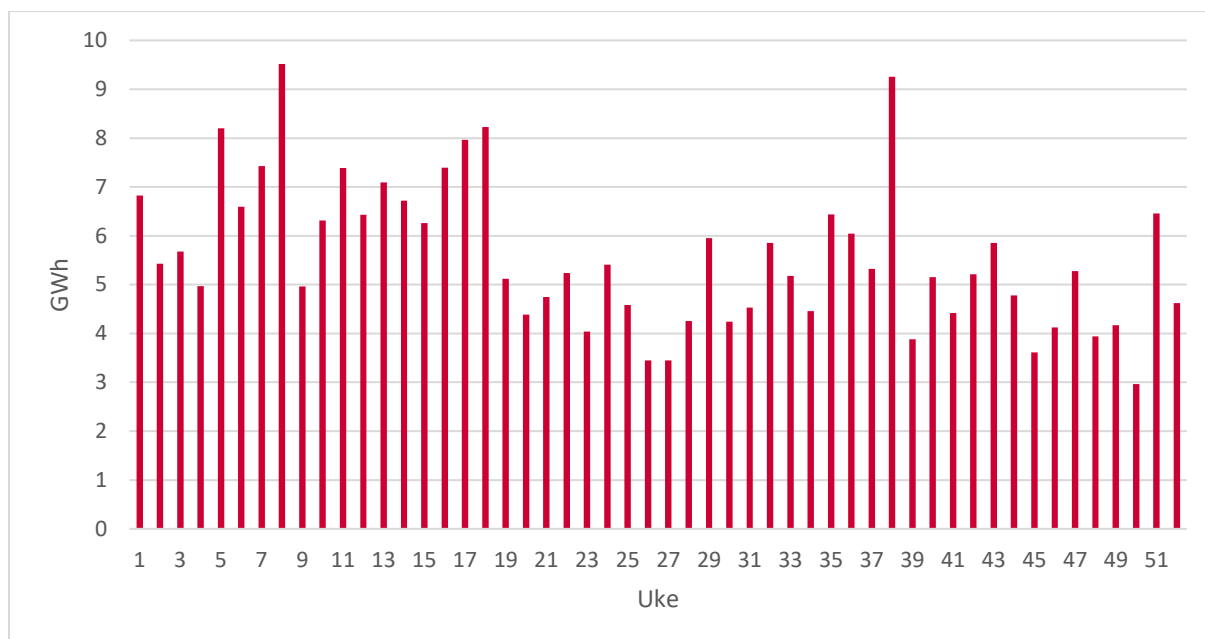


Figur 3-4: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke

3.1.4 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.

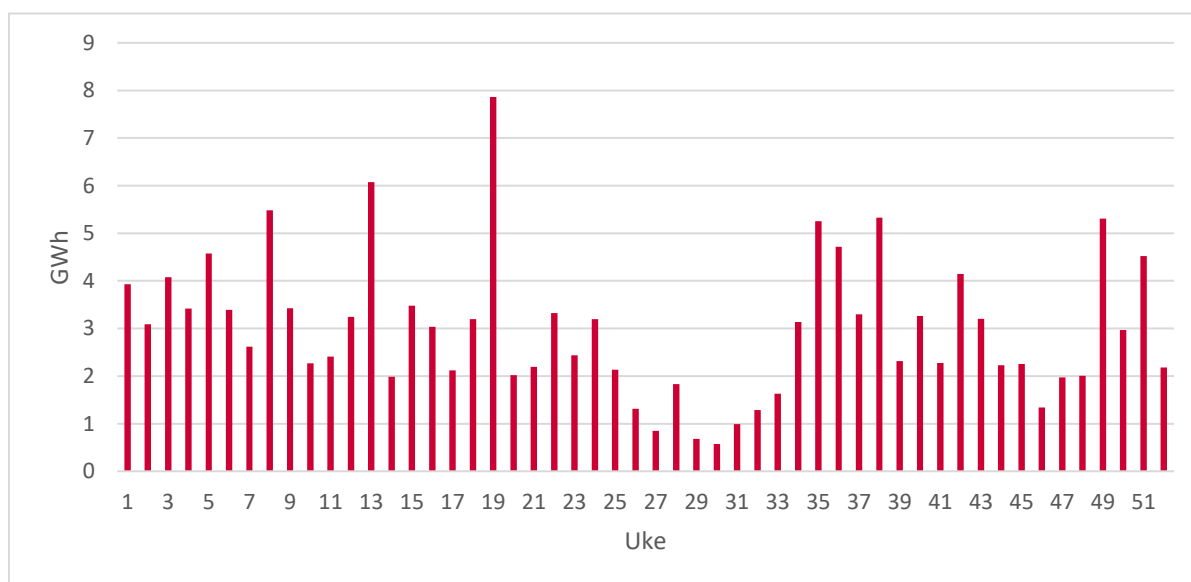
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 3-5: 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 bestiller systemansvarlig en fordeling av produksjonsendringer over timen som er tilpasset kraftsystemets behov. Formålet er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Dette er ubalanser innenfor driftstimen som skyldes en forutsigbar og ikke ideell tilpasning i planfasen mellom produksjon, forbruk og utveksling som følge av at profilene på endringer i produksjon, forbruk og kraftflyt ut/inn av systemet er ulike.



Figur 3-6 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 flaskehalsen 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 transmisjonsnett. 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:

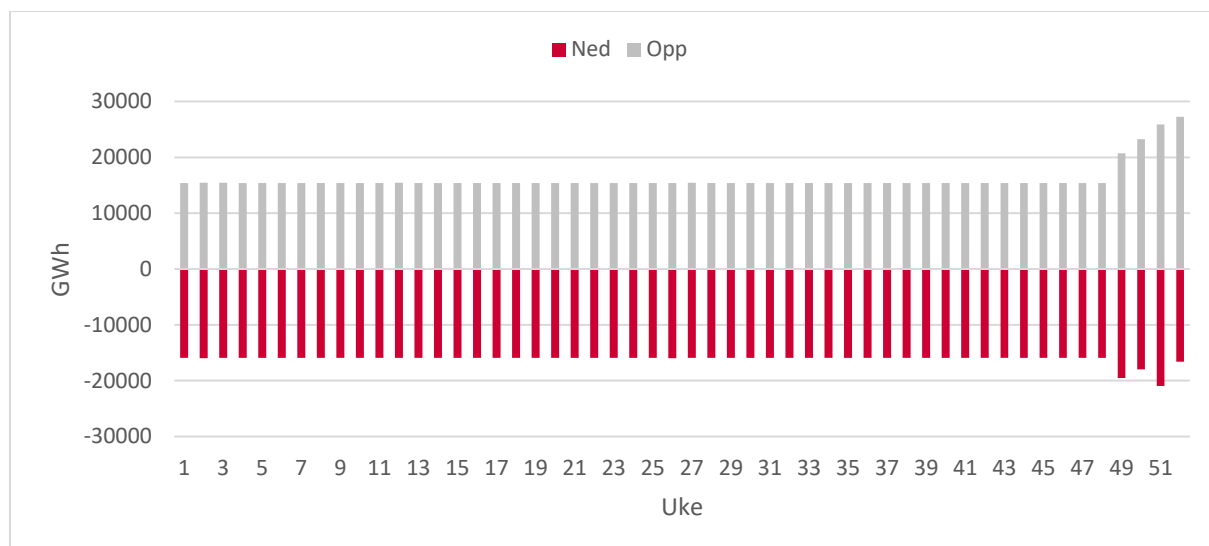
- Øke overføringskapasitet i definerte snitt
- Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall
- Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)
- Hindre lokalt nettsammenbrudd

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 tariff, med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale. Ved fastsettelse av betalingens størrelse og betaling til berørt nettkonsesjonær vil det bli tatt hensyn til virkningen av inntektsrammereguleringen.

3.1.9 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 døgntil marked fram til desember 2022, og deretter i et felles nordisk kapasitetmarked.



Figur 3-7: Innkjøp av sekundærreserver per uke

3.1.10 Netto kjøp av balanse- og effektkraft

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

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

3.1.11 Omberamning av planlagte driftsstanser

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

3.2 Reserver i Norge og Norden

Det nordiske synkronområdet har frem til nå i hovedsak hatt behov for fire ulike typer reserver; frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N), frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D), sekundærreserve (aFRR) og manuelle reserver (mFRR), også kalt tertiærreserver. De tre førstnevnte blir delt mellom de nordiske land etter ulike fordelingsnøkler, mens de manuelle reservene er bestemt delvis ut fra nasjonale forhold. Hvordan de ulike typene reserver anskaffes, er ulikt 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 effektreserver (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. Både FCR-N og FCR-D utveksles mellom land.

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

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 allokeres 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. Den påvirktes altså ikke av andre lands dimensjonerende feil. Det er på mFRR at det er størst ulikheter i hvordan reserven anskaffes og brukes. Det er kun i Norge at reserve anskaffes i et ukemarked, og inngår i det ordinære regulerkraftmarkedet. 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 2022

	FCR-D (Opp/ned)	FCR-N	aFRR opp (300/400 MW)	aFRR ned (300/400 MW)	mFRR (maksimalt krav)
Norge	566/547	234	136/181	133/177	1400(+720)
Sverige	556/537	230	79/106	83/111	1450
Danmark (DK2)	40/38	17	39/52	38/50	600
Finland	288/278	119	46/61	47/62	890

Anmelding og planlegging av produksjon

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

Statnett gjennomfører ukentlig ubalanseanalyser basert på det siste ferdig innrapporterte datagrunnlaget. Det ble også i 2022 avdekket aktører med unødvendige ubalanser. Dette skyldtes i hovedsak svikt i interne rutiner hos respektiv 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 2022 gjorde rede for ubalansene og beskrev justeringer for å unngå at ubalansene gjentar seg. Ved etterkontroll viste deg seg at de balanseansvarlige hadde rettet opp internt og dermed unngikk de unødvendige ubalansene.

Likviditet i reservemarkedene

3.4 Oversikt over FFR, aFRR, RKOM og RK

Tallene som presenteres i dette kapitlet er med forbehold og kan inneholde feil og mangler.

Perioden som er brukt er 1.1.2022 til og med 31.12.2022.

Merk: tilgjengeligheten av volumene varierer fra sesong til sesong, dag til dag, og time for time. I dette kapitlet presenteres et beste tilfelle-estimat.

3.4.1 FFR

Tabell 3-2: FFR per budområde

Budområde	Enheter [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Prekvalifisert volum [MW]
NO1	6	3	12,9
NO2	4	3	110,9
NO3	5	2	21,9
NO4	1	1	4,2
NO5	1	1	1,2
Totalt	17	-	151,1

3.4.2 aFRR

* For aFRR har Statnett foreløpig bare mulighet til å hente ut historikk for valgte bud.

* Enheter er på aFRR-enhetsnivå som p.t samsvarer med stasjonsgruppeinndeling.

Tabell 3-3: aFRR per budområde

Budområde	Enheter [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Prekvalifisert volum [MW]
NO1	1	1	10
NO2	12	5	485
NO3	0	0	0
NO4	0	0	0
NO5	9	4	290
Totalt	22	-	785

3.4.3 RK

* Enheter er på stasjonsgruppenivå

* Volum er summert fra timen med høyest tilgjengelig budvolum

Tabell 3-4: RK per budområde

Budområde	Enheter [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Volum (opp) [MW]	Volum (ned) [MW]
NO1	15	5	874	954
NO2	37	9	7130	6500
NO3	30	8	2049	2875
NO4	28	8	2856	3111
NO5	23	8	4629	4293
Totalt	133	-	17538	17733

3.4.4 RKOM uke høy kvalitet

* Volum er summert fra timen med høyest tilgjengelig budvolum

Tabell 3-5: RKOM uke høy kvalitet per budområde

Budområde	Aktør [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Volum (opp) [MW]	Volum (ned) [MW]
NO1	3	3	536	110
NO2	9	7	1880	1000
NO3	3	3	753	400
NO4	3	3	1060	1000
NO5	5	4	1794	1050
Totalt	23	-	6023	3560

3.4.5 RKOM uke begrenset kvalitet

* Volum er summert fra timen med høyest tilgjengelig budvolum

Tabell 3-6: RKOM uke begrenset kvalitet per budområde

Budområde	Enhet/Aktør [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Volum (opp) [MW]	Volum (ned) [MW]
NO1	4	3	159	0
NO2	7	5	481	0
NO3	4	3	779	0
NO4	2	1	672	0
NO5	2	2	293	0
Totalt	19	-	2384	0

3.4.6 RKOM sesong høy kvalitet

* Volum er summen av de høyeste budene fra hver aktør for denne kvaliteten

Tabell 3-7: RKOM sesong høy kvalitet per budområde

Budområde	Enhet/Aktør [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Volum (opp) [MW]	Volum (ned) [MW]
NO1	1	1	20	0
NO2	2	2	60	0
NO3	0	0	0	0
NO4	1	1	20	0
NO5	2	2	60	0
Totalt	6	-	160	0

RKOM sesong begrenset kvalitet

* Volum er summen av de høyeste budene fra hver aktør for denne kvaliteten

Tabell 3-8: RKOM sesong begrenset kvalitet per budområde

Budområde	Enhet/Aktør [antall]	Balanseansvarlige [antall]	Volum (opp) [MW]	Volum (ned) [MW]
NO1	0	0	0	0
NO2	3	3	584	0
NO3	1	1	82	0
NO4	1	1	135	0
NO5	1	1	225	0
Totalt	6	-	1026	0

3.4.7 Tiltak for å øke likviditeten i markedetFFR

Fra og med 2023 er det åpnet opp for uavhengig aggregering av reguleringsobjekt under et bestemt volum. Systemansvarlig vil også vurdere å gjennomføre et nytt sesongoppkjøp for en vintersesong for å sikre reservevolum hele året.

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 nye søknader fra disse områdene samt andre budområder behandles fortløpende. 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

Det planlegges å innføre et nytt kapasitetsmarked for mFRR i 2023. 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.

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 blir minste budkvantum i prisområde NO3 redusert til 5 MW i mFRR-vilkårene fra 1.1.2022.

Nytt konsept for driftsforstyrrelsesreserver under utvikling

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

Ny rolleinndeling (BSP/BRP)

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

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

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

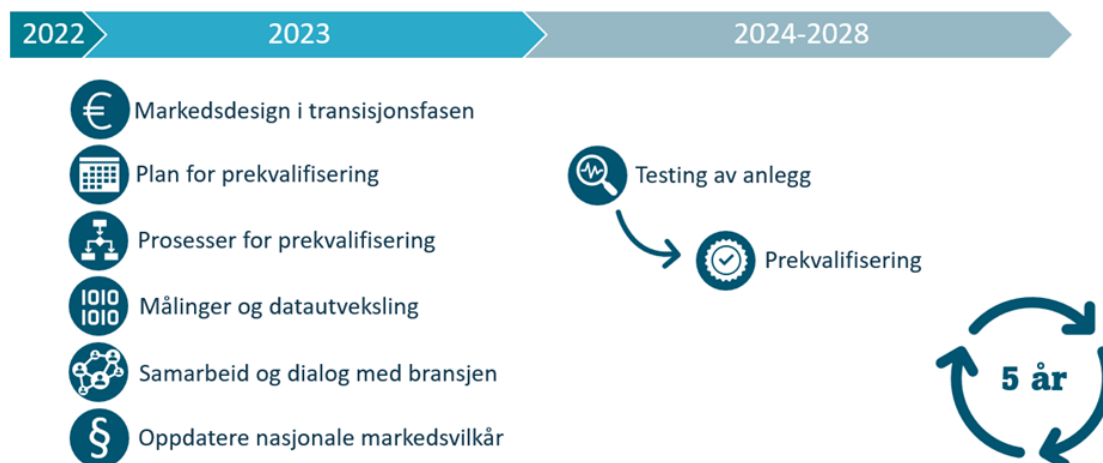
Statnett foreslår på bakgrunn av dette og innspill fra aktørene en stegvis implementering, hvor leverandøren av balansetjenester i første omgang må være balanseansvarlig for reguleringsobjektet og ha inngått en balanseavtale med Statnett. Dette sørger for å sikre konsistens mellom planer, bud og handler og at BSP er økonomisk ansvarlig for ubalansene den skaper. I praksis er det dermed samme aktør som opptrer i to roller, som håndteres separat. Dette medfører at aktøren må opptre i

rollen som BSP ved interaksjon med Statnett sine løsninger for balansemarkedene. I eSett vil detaljert informasjon om aktiveringer kun være synlig for BSP rollen. Aktivert volum overføres som en ubalansejustering på aggregert nivå til BRPs balanseavregning.

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

Statnett og de nordiske TSOene forventer regulatorgodkjenning av nye tekniske krav til FCR i april 2023 og vil da initiere transisjonsperioden på 5 år for overgang til de nye kravene. Statnett vil bruke resterende av 2023 til å planlegge transisjonen, herunder spesifisere markedsdesign, definere prosesser for prekvalifisering og innsamling av sanntidsmålinger, og oppdatere markedsvilkår for FCR. Det vil også bli lagt en plan for gjennomføring av prekvalifiseringstester på norske anlegg, noe som vil gjøres i dialog med bransjen. 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. Planen er at krav til grunnleveranse gradvis reduser i denne perioden. Etter hvert vil da sikring av separatudriftsegenskaper skje gjennom krav til FCR-I funksjonalitet i henhold til NVF.

Statnett planlegger å starte oppkjøp av FCR-D opp sommeren 2023 selv om ikke volum er prekvalifisert etter nye tekniske krav. Bakgrunnen er lite FCR-D kapasitet fra grunnleveranse på sommertid, spesielt det siste året. Markedet er planlagt som en sesongmarked fra når vi forventer at snøsmeltingen begynner til høst 2023, med mulighet for videreføring. Hvis systemansvarlig også ser behov for FCR-D ned vil det også vurderes også oppkjøp av nedregulering.



Figur 3-8 Prosess for overgang til markedsbasert anskaffelser av FCR og nye tekniske krav

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 kjøreeønske 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 2022 ble det gjennomført 240 driftsstanser der det var registrert behov for å sende ut ett eller flere vedtak² om produksjonstilpasning. Av disse var:

- 136 driftsstanser med varighet mindre enn 2 dager
- 51 driftsstanser med varighet mellom 2 og 5 dager
- 37 driftsstanser med varighet mellom 5 dager og 2 uker
- 7 driftsstanser med varighet mellom 2 og 4 uker
- 9 driftsstanser med varighet mer enn 4 uker

De tre produksjonstilpasningene med lengst varighet i 2022:

- I forbindelse med ombygging av Lutufallet stasjon, ble Lutufallet kraftverk produksjonstilpasset i 13 uker. Kraftverket var allerede søkt utkoblet i perioden, og produksjonstilpasningen hadde ingen reell begrensning. Vedtaket var systemkritisk og ble sendt 25 dager før aktivering.
- Rehabilitering av en transformator i Kjelland medførte produksjonstilpasning av Øgrefoss kraftverk og Egersund og Svåeheia vindkraftverk i over 10 uker. Dette på grunn av begrensninger i overføringskapasiteten ved redusert trafokapasitet. Varsel om vedtak ble sendt 245 dager før aktivering, i forbindelse med årsplan. Oppdatert varsel med justerte kvoter ble sendt fire dager senere, og vedtak etter ytterligere 24 dager. Det ble sendt tre oppdaterte vedtak med hhv oppdaterte kvoter og endret varighet.
- På grunn av havari av en transformator i Sørtveit ble alle kraftverk tilknyttet distribusjonsnett under Sørtveit, Hauen og Moflata produksjonstilpasset i over 10 uker. Dette på grunn av begrenset kapasitet i distribusjonsnett. Vedtaket om produksjonstilpasning ble ved en feil sendt ut over tre uker etter at feilen inntraff. Vedtaket var systemkritisk og ble gjort gjeldende fra neste anmelding i døgnet og frem til estimert tidspunkt for retting av feil. Det ble sendt ut fire oppdaterte vedtak med justerte kvoter og nye estimat på varighet.

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 2022 ble det fattet ett systemkritisk vedtak om å få rekvirert regulerytelse anmeldt inn i regulerkraftmarkedet.

- 6.-20. mai. Grunnet nødvendig utkobling og feilretting av 420 kV linjen Høyanger- Moskog kombinert med forventet lav produksjon i perioder på grunn av lav magasinfilling, ba systemansvarlig om at alle aktører med reguleringsressurser i området fra Sauda i sør til Modalen i nord anmeldte all tilgjengelig reserve for oppregulering inn til RK-markedet.

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

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

Systemansvarlig har tidligere redegjort for at de fleste vedtakene etter fos § 12 femte ledd fattes muntlig, mens de tidligere årsrapportene kun har omtalt omfanget av de systemkritiske vedtakene som har blitt bekreftet skriftlig. Systemansvarlig ser på muligheter for at det fullstendige antallet, både muntlige og skriftlige vedtak, kan rapporteres mer eksakt i fremtidige årsrapporter. Foreløpig benyttes antallet etterregistrering av spesialreguleringer som en indikasjon på omfanget av bruken av fos § 12 femte ledd.

For 2022 er det registrert 449 etterregistreringer av spesialreguleringer, antallet fos § 12 femte ledd-vedtak anslås til å være halvparten av antallet etterregistreringer.

Det var ingen hendelser som medførte skriftlig vedtak etter fos § 12 femte ledd.

3.6.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2022. Beskrivelse av rekvirering av effekt eller tvangsmessig utkobling av forbruk

Beskrivelsen av rekvirering av effekt er beskrevet i kapittel 3.6.3. Det var ingen tilfeller med TUF i 2022.

3.7 Balanse- og effektkraft

Tabell 3-9: Netto kostnader balanse- og effektkraft per utenlandsforbindelse.

Forbindelse		Balansekraft	Effektkraft	Kommentarer
SK-forbindelsen	Kostnad (MNOK)	56	-814	Høye netto inntekter på effektkraft, som skyldes balanseregulering.
	Volum (MWh)	142 552	656 602	
NorNed	Kostnad (MNOK)	17	0	Ute i en lang periode.
	Volum (MWh)	57 967	0	
NSL	Kostnad (MNOK)	87	0	Utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	147 019	0	
NordLink	Kostnad (MNOK)	107	0	Mange utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	265 626	0	
NO1 - SE3	Kostnad (MNOK)	1 262	-36	Store ubalanser (balansekraft). Effektkraft er utvekslet systemregulering.
	Volum (MWh)	2 377 053	29 906	
NO3 - SE2	Kostnad (MNOK)	558	4	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	2 106 388	7 628	
NO4 - SE2	Kostnad (MNOK)	10	3	Små ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	630 750	9 526	
NO4 - SE1	Kostnad (MNOK)	-15	1	Små ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	905 099	1 667	

Netto kostnader for balanse- og effektkraft bokført fra TSO-TSO-oppgjørene for mellomlandsforbindelsene er vist i Tabell 3-9. Kostnadsnivået er generelt høyere enn tidligere år og dette skyldes de høye kraftprisene vi har hatt 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 2022 solgte vi mye balanseregulering til Danmark og hadde svært høye netto inntekter på effektkraft over SK-forbindelsen. For balansekraft på SK-forbindelsen var kostnadene høyere i 2022 sammenlignet med 2021, og dette skyldes både høyere kraftpriser og større ubalansevolum.

NorNed var ute av drift fra starten av mai til slutten av september, og vi hadde dermed lite handel av balansekraft på forbindelsen. NSL har vært mer stabil, men noen utfall driver likevel kostnaden på balansekraft opp. NordLink har hatt mange utfall i 2022 og spesielt i august. Høye kraftpriser og store ubalansevolum gjorde at utfallene ble svært kostbare.

For utenlandsforbindelsene til Sverige er det helt normalt med store volum balansekraft, og for NO1-SE3 og NO3-SE2 var ubalansevolumene større i 2022 sammenlignet med 2021. Balansekostnaden på NO1-SE3 ble spesielt høy på grunn av store prisforskjeller mellom de to prisområdene. Likt som i 2021 hadde vi en netto inntekt for effektkrafthandel på NO1-SE3.

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 avskrivinger på nye IT-løsninger

3.8 Sammendrag av systemansvarskostnader

Tabell 3-10: Systemdriftskostnader og inntekter 2013-2022 (MNOK)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Primærreserver (FCR), Herav	135	104	103	85	87	113	134	98	272	538
- Grunnleveranse	30	21	21	21	21	19	21	19	17	32
- Marked	147	103	130	97	105	164	162	93	281	530
- Salg	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24
Sekundærreserver (aFRR)	62	20	29	7	13	32	47	44	229	1317
Tertiærreserver (mFRR)	87	34	46	75	66	106	52	38	429	589
Spesialregulering	104	275	173	146	110	121	88	104	214	529
Systemvern	13	9	13	11	15	16	39	3	1	10
Produksjonsflytting	9	5	4	7	7	13	6	3	15	113
Produksjonsglatting		1	6	10	9	17	14	3	31	48
Energiopsjoner	30	28	20	5						
Reaktiv effekt	6	6	4	6	6	6	7	9	9	-75
Omberamming av planlagte driftsstanser	2	1	1	1	2	8	4	2	0	
FFR								8	28	30
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	19	32	20	15	10	8	13	97	71	275
Øvrige systemdriftskostnader										3
Sum	467	514	420	368	325	441	399	409	1299	3376

3.9 Utviklingen i kostnader over tid (2013-2022)

De totale systemdriftskostnadene var stigende fra 2013 til 2014, mens kostnadsnivået i perioden etterpå var avtagende. Fra 2017 til 2018 steg igjen kostnadene, for deretter å synke noe og flate ut til litt under gjennomsnitt for perioden for både 2019 og 2020. Systemdriftskostnadene i 2021 og 2022 står som et markant skille sammenlignet med det relativt jevne nivået de foregående åtte årene. Det er flere grunner til den store kostnadsøkningen, men hovedårsaken er at kostnadene til reservekapasitet og produksjonsflytting/-glatting er sterkt knyttet til kraftprisene, som har vært rekordhøye i 2021 og 2022.

Da 2021 var preget av langvarig kulde på vinteren og høyt kjøreønske til tross for lav magasinifylling, var det i 2022 en tørr sommer som hadde utgangspunkt i lav magasinifylling, som førte til at Statnett meldte om stram kraftsituasjon. Det ble opprettet en rapporteringsordning med NVE som samlet inn produksjonsdata for de store magasinene i Sør-Norge og produsentene ble oppfordret til å holde igjen vann som kunne spares til vinteren og prisingen av produksjonen ble dermed høy. I Europa var gassprisene på rekordhøye nivåer og usikkerheten med krig mellom Ukraina og Russland forverret situasjonen da Europa i stor grad har gjort seg avhengig av russisk gass. 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.

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, 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 i 2021 og 2022, 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.

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. 2022 fortsatte trenden fra 2021 og det ble kjøpt inn aFRR for hele 1255MNOK i 2022. Årsaken til denne økningen i kostnad er, som de andre reservemarkedene, knyttet opp mot kraftprisen og økt antall timer og volum innkjøpt.

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 tertiærreserve fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke ubalanser i Norge. I 2021 så vi en betydelig økning i kostnadene i RKOM-markedet fra tidligere år. I 2022 var kostnadene i tertiærreguleringsmarkedet enda høyere enn det vi observerte i 2021, med en økning i underkant av 30 %. Det er i stor grad tre av de siste ukene i 2022, nærmere bestemt uke 48-50 som gjør at totalsummen blir så høy for 2022. De tre ukene alene sørget for over 218MNOK i RKOM-kostnader. 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, og det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil ligge på et høyere nivå fremover sammenlignet med årene frem til 2021.

Spesialreguleringskostnadene har i 2022 hatt en tilsvarende trend som de andre reservemarkedene. Kostnadene er i overkant av doblet fra 2021. Av de 529 MNOK som ble brukt på spesialreguleringer, kommer omtrent 60% fra håndtering av driftssikkerhet (snitt/overlast enkeltkomponenter) ved intakt nett, mens utkoblinger stod for omtrent 25% av de totale kostnadene. Omtrent 10% av kostnadene kom som en konsekvens av feil/utfall i nettet. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. I 2022 var det i stor grad flaskehals på Vestlandet som sørget for de høyeste kostnadene, se tabell i avsnitt 18.2 for en oversikt over de høyeste spesialreguleringsårsakene. Nedregulering stor for omtrent 85% av spesialreguleringskostnadene i 2022.

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 2022 er kostnadene for systemvern omtrent 10MNOK, fordelt på forbruksfrakobling (BFK) på omtrent 7MNOK og produksjonsfrakobling på omtrent 3 MNOK.

For 2022 er kostnadene for produksjonsglatting og produksjonsflytting på det høyeste nivået for 10-årsperioden. Kostnaden for begge disse produktene er direkte koblet til volumet som blir flyttet/glattet, og energiprisen. Volumet knyttet til produksjonsglatting og produksjonsflyttinger økte kraftig i 2021 før en ny betydelig økning i volum vises for 2022, og sammen med høyere kraftpriser forklarer dette økningen i kostnadene.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend. Raske effektreserver (Fast Frequency Reserves - FFR) er en ny reserve i Norden til bruk i perioder der nivået av inertia i synkronsystemet er lavt. For 2023 er forventet kostnadsutvikling tilsvarende 2022-nivået, men videre kostnadsutvikling må ses i sammenheng med modning av reservemarkedet og antall aktører, samt utvikling i reservebehov.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i Tabell 3-10. Omfanget av markedsordninger har økt, og økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Dette har medført at den totale ressursbruken i Statnett knyttet til systemansvaret er større enn tidligere. Kommende år skal flere markeder endres slik at innkjøpene blir gjort oftere, med kortere tidshorisont. Dette vil medføre økt ressursbruk til innkjøp av systemtjenester. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer.

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 publiserer på [denne siden](#). Rapporten for 2021. Denne rapporten offentliggjøres hvert år (i mai), og dekker informasjonen som dette rapporteringspunktet omfatter. Systemansvarlig ber derfor RME om å vurdere å ta ut dette rapporteringspunktet i fremtidige årsrapporter.

Generelt kan det sies at det har vært relativt stabilt for Skagerakkforbindelsen Norge-Danmark, lang utetid pga. kabelfeil på Nederlandsk side for NordNed. En god del driftsforstyrrelser på Nordlink-forbindelsen til Tyskland og 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, og i egen forsendelse ligger en fullstendig oversikt time for time mellom alle korridorer knyttet til norske områder.

4.3 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

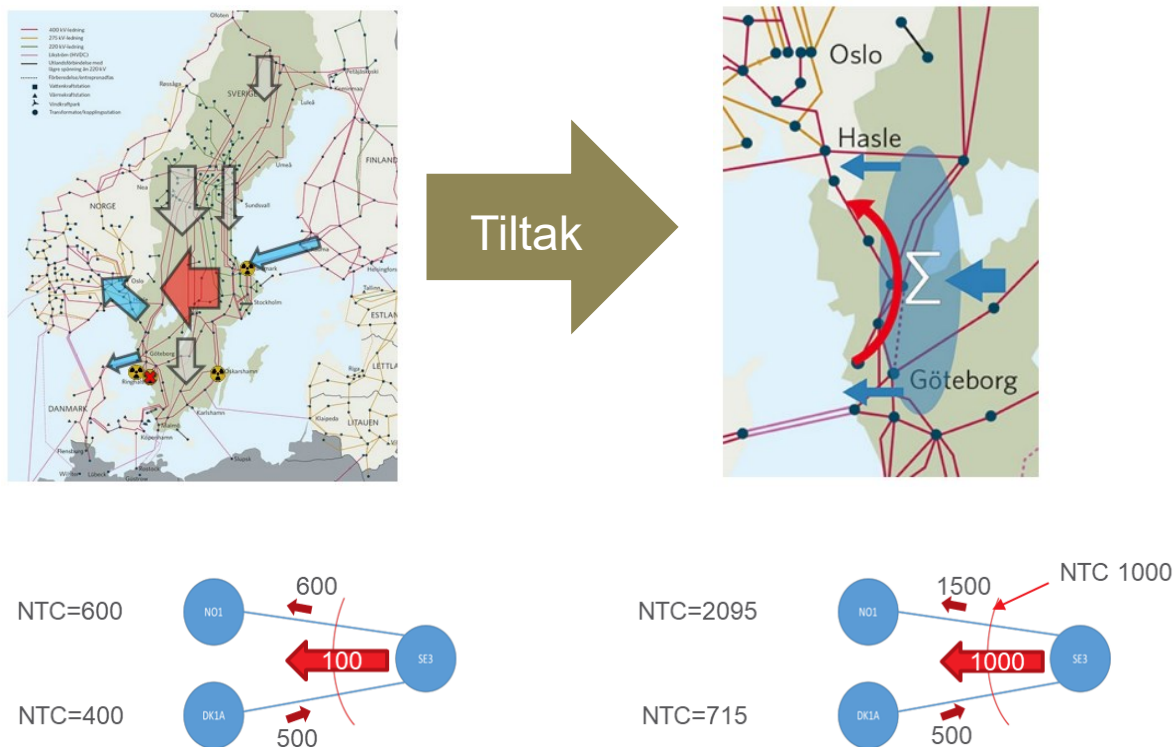
Gjennom året har handelskapasitetene mot utlandet vært lavere enn normalt, og dette skyldes bl.a. langvarige begrensninger i handelskapasitet begrunnet med flaskehals internt i Sverige, Tyskland og Nederland. Alle reduksjoner i gitt handelskapasitet fremkommer i egne markedsmeldinger publisert på NUCS.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

- **NO2-NL:** NorNed-forbindelsen hadde feil på filter på nederlandsk side fra 13. mars som reduserte kapasiteten ned til 420 MW. Deretter kabelfeil på nederlandsk side fra 6. mai som ga 0 MW i kapasitet, og med innkobling 17. oktober. Kabelen har en svekkelse på nederlandsk side og må nå driftes med redusert spenning, redusert kapasitet og med begrensninger i endringen av flyt gjennom nullgjennomgang.
- **NO2-DK1:** Skagerakkforbindelsene har hatt relativ få feil/eller utfall. Det er imidlertid en langvarig begrensning på Skagerrak pol 4 (feil på dansk side) som reduserer kapasiteten i en retning, og i 2022 har primærretningen (med full kapasitet) vært endret en rekke ganger.
- **NO2-DE:** Begrensningene i kapasiteten er hovedsakelig knyttet til flaskehals i det tyske nettet. Mange kortvarige utfall av forbindelsen, men dette er ikke en vesentlig del av reduksjonen i handelskapasiteten sett over året.
- **NO2-GB:** Kabelforbindelsen til England, NSL, har også hatt flere kortvarige utfall, og to lange perioder med halv kapasitet grunnet feil på pol 1 (9. november 2021 - 7. februar 2022 og 22. mars – 14. juni).
- **NO1-SE3:** Svenska kraftnät, Svk, har i perioder redusert Norges importkapasitet mellom NO1 og SE3 av hensyn til operasjonell sikkerhet i Sverige. Svk innførte 29. mars sumrestriksjon for handelskapasitet ut fra SE3 mot NO1/DK1. Eksportkapasiteten fra Norge har vært redusert mellom NO1->SE3 grunnet behovet for en balansert utveksling mot Sverige. Eksportkapasiteten til Sverige ble fra uke 50 satt opp fra 1450 til 2050 MW som følge av at systemvern Hasle igjen nå er inkludert i kapasitetsfastsettelsen.

4.4 Redegjørelse for begrensninger i handelskapasitet fra øvrige TSOer

I 2022 har Svk hatt problemer med høy øst-vest flyt gjennom Sør-Sverige. Dette har medført lav importkapasitet i Hasle, SE3->NO1. For å ivareta driftssikkerheten har Svk redusert kapasiteten i planleggingsfasen og mothandlet ved behov i driftstimen. Frem til 29.mars ble import kapasiteten til NO1 fra SE3 redusert til mellom 500-1000 MW. I tillegg garanterte Statnett at de kunne stille med oppreguleringsressurser i Sør-Norge i tilfelle snittene på svensk side gikk fulle. Den 29.03.22 ble det

innført sum begrensning i markedsklaringen av elspot, SE3->NO1+DK1. Innføringen av sumbegrensningen førte økt kapasitet mellom områdene. Se figur:



Figur 4-1 Sumbegrensninger mellom områder

Kapasiteten på NordLink, NO2-DE, har i store deler av 2022 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.

Kapasiteten på NSL, NO2-GB, har i store deler av 2022 vært redusert av National Grid ESO på grunn av begrenset tilgang på reserver på Britisk side. Reduksjonen ligger stort sett mellom 100-400 MW i begge retninger.

Kapasiteten på NorNed har vært redusert til 420 MW i begge retninger fra 13. april på grunn av feil på et filter i Eemshavn. Deretter falt kabelen ut på grunn av en kablefeil den 6.mai og ble liggende ute til 17. oktober. Da kabelen kom inn var kapasiteten redusert til 620 MW i begge retninger. Maks ramping er redusert til 310 MW per timeskift og det gis kun kapasitet i Intradag som ikke fører til retningsendringer. Feilen på landkabelen på nederlandsk side er planlagt rettet i løpet av 2023.

Kapasiteten på Skagerrakforbindelsene, DK1-NO2, har 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 får en kapasitet på 1110 MW. Primærretningen kan endres, noe den har blitt gjort flere ganger gjennom året, men det krever et arbeid som tar omtrent 48 timer og som da gjør kabelen utilgjengelig i denne perioden.

4.5 Redegjørelse for årsakene til prisforskjellene internt i Norge

De store prisforskjellene mellom Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og resten av Norge (NO3 og NO4) i 2022 skyldes flere årsaker. Prisforskjellen er en del av en større nordisk flaskehals mellom nord og sør. Den samlede kapasiteten mellom de nordlige og sørlige områdene i Norden kommer først og fremst fra de mange ledningene gjennom Sverige.

Kombinert med et stort overskudd i de nordlige områdene har dette ført til veldig høy andel tid med eksport for å unngå tap av vann, som senker prisene. Det store overskuddet kommer fra stor vekst i vindkraft i Nord-Sverige de siste årene samt mye vannkraftproduksjon pga. mye tilsig i 2022.

Energiknappheten på kontinentet medførte rekordhøye priser på gass, som igjen ga tilsvarende høye priser på kraft. Siden prisen i Sør-Norge er tett korrelert med de kontinentale prisene, spesielt Tyskland, gav dette også de høyeste prisene i denne delen av landet noensinne. I tillegg var første halvdel av 2022 et svært tørt år i Sør-Norge og det var stort behov for import av kraft, noe som medførte at prisen måtte ligge over kontinental pris.

4.6 Redegjørelse for eventuelle endringer i budområdeinndelingen

Fra og med 13. juni ble grensene mellom prisområdene NO3 (Midt-Norge) og NO5 (Vest-Norge) endret slik at produksjonen fra Mel kraftverk fra da av ble en del av NO5. Ingen forbrukere endret prisområde.

Før endringen lå produksjonen til Mel kraftverk i NO3 (Midt-Norge). Imidlertid viste erfaringer fra driften av kraftnettet etter idriftsettelse av nye produksjonsanlegg at nettet normalt er delt nord for kraftverket, slik at Mel kraftverk da bør være en del av NO5. Kommende endringer i kraftsystemet vil forsterke dette bildet. Grensen mellom NO3 og NO5 ble flytte fra ledningen 132 kV Mel-Grindsdalen til 132 kV Myklebustdalen-Mel. Prisområdedelet mellom NO3 og NO5 i 420 kV-nettet, er fortsatt mellom Høyanger og Sogndal.

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.

Kraftmarkedet i 2022 har vært preget av svært høye europeiske kraftpriser og perioder med store prisforskjeller mellom norske og utenlandske priser. Det er først og fremst de stadige stigende gassprisene i Europa og høye priser på utslippskvoter som har gitt gjennomgående nye rekordhøye kraftpriser på kontinentet og i Sør-Norge.

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

Store prisforskjeller internt i Norge og fra Sør-Norge mot kontinentet medførte derfor rekordhøye flaskehalsinntekter i 2022.

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

Tabell 4-2: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hvert år 2014-2022:

	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	Sum NO- internt	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
2014	1,7	4,0	5,3	0,2	0,6	0,0	11,8	21,8	1,9	1,6	0,5	20,2	41,0	0,0		98,8
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

Tabell 4-3: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hver måned i 2022:

2021	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
Jan	0,3	0,4	0,2	0,0	5,4	-0,4	0,4	0,2	1,9	0,4	1,4	1,0	1,0		12,2
Feb	11,7	0,2	0,2	0,2	0,9	-1,9	0,6	0,1	0,2	0,1	1,0	0,0	1,0		14,3
Mar	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	-0,3	2,4	0,0	0,1	0,0	5,3	0,2	2,2		10,3
Apr	0,6	0,1	1,8	0,2	0,6	0,3	2,0	0,2	0,2	0,1	4,0	2,6	3,5		16,3
Mai	0,1	0,5	0,1	0,0	1,8	1,7	2,8	0,5	0,7	0,3	5,5	3,1	4,7		21,8
Jun	3,9	0,4	0,0	1,9	2,6	1,4	0,5	0,1	1,2	0,4	9,5	5,3	5,1		32,4
Jul	1,5	0,8	0,0	0,4	9,5	1,7	2,7	1,3	3,5	0,9	10,3	5,4	6,4		44,3
Aug	0,0	1,0	0,0	0,0	8,0	2,4	1,1	0,3	0,3	0,8	6,4	3,4	4,1		28,0
Sep	0,0	5,9	0,0	0,0	1,3	9,8	3,4	0,5	0,8	0,3	10,2	4,6	4,7		41,7
Okt	1,2	6,7	1,0	0,3	1,2	13,7	7,4	0,2	0,2	0,2	15,8	16,3	10,2	26,7	101,0
Nov	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	12,4	7,1	0,4	0,4	0,1	21,8	18,8	16,5	26,0	108,1
Des	0,1	17,8	1,0	0,1	0,1	14,5	17,9	1,2	1,3	0,3	20,6	14,5	21,1	24,8	135,2
Sum 2021	19,5	38,4	4,4	3,2	31,6	55,4	48,4	5,2	10,8	3,8	111,7	75,2	80,4	77,5	565,6

Tabell 4-4 Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hver måned i 2022

2022	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	23,5	8,7	1,3	0,1	26,2	14,7	0,4	0,5	0,1	13,4	11,6	18,7	20,8	140,0
Feb	0,0	22,2	0,5	0,1	0,8	11,9	14,3	1,3	1,8	0,4	11,7	9,5	9,9	22,9	107,1
Mar	0,0	52,4	0,0	0,0	2,1	6,4	21,8	0,7	1,2	0,3	30,7	17,0	38,5	37,8	208,9
Apr	0,1	35,7	0,3	0,1	18,2	4,2	31,5	1,0	5,0	1,6	12,4	5,2	12,8	8,3	136,3
Mai	0,5	34,1	0,0	0,1	2,7	24,1	12,3	7,4	5,0	2,5	5,0	0,2	7,5	6,1	107,6
Jun	35,9	28,1	0,1	6,7	1,5	26,2	7,7	6,9	4,3	1,6	16,7	0,0	16,5	3,7	155,8
Jul	125,0	34,6	0,0	29,9	0,0	34,8	18,3	4,3	4,1	1,1	13,6	0,0	19,6	12,7	297,9
Aug	114,0	73,7	4,5	29,3	7,0	76,4	25,0	6,7	2,8	1,0	9,6	0,0	10,1	6,4	366,7
Sep	0,0	69,0	0,0	0,0	30,3	77,9	45,9	3,9	9,0	2,5	10,5	0,0	9,7	13,2	271,9
Okt	0,9	17,7	0,0	0,2	12,1	25,5	8,4	2,8	2,7	1,5	5,0	0,7	10,4	7,9	95,8
Nov	0,2	8,0	0,0	0,1	11,2	12,1	7,5	10,9	14,1	3,0	11,5	15,0	20,0	20,6	134,2
Des	0,0	10,5	0,3	0,1	48,5	6,3	13,2	3,8	22,8	5,4	10,8	4,5	8,3	10,9	145,3
Sum 2022	276,6	409,3	14,6	67,9	134,4	332,0	220,6	50,1	73,2	21,0	150,8	63,7	182,1	171,4	2167,6

4.8.2 Inntekter fra utveksling av systemtjenester

Statnetts inntekter fra utveksling av systemtjenester og flaskehalsinntekter for hvert år i perioden 2015-2022, og per kvartal for 2022 er vist i tabellen under.

Tabell 4-5: Statnetts inntekter fra systemtjenester Skagerrak og Jylland-Tyskland [MEUR]

Skagerrak	Systemtjenester (mill. €)	Inntekter Jylland-Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)
2015	6,4	2,8	9,2
2016	6,9	0,9	7,8
2017	6,7	2,9	9,6
2018	6,9	2,6	9,5
2019	7,7	1,4	9,1
2020	0,0	4,0	4,0
2021	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	7,6	7,6
1.kvartal-21		2,1	
2.kvartal-21		1,1	
3.kvartal-21		2,1	
4.kvartal-21		2,3	

4.9 Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet

Tabellen under viser kostnadene ved overføringstap til utlandet for årene 2014-2022

Tabell 4-6: Kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet [MEUR]

	DK1-NO2	NO2-NL	NO2-DE	NO2-UK
	Tapskostn.	Tapskostn.	Tapskostn.	Tapskostn.
2014	2,4	3,0		
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

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

Tabell 4-7 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 recieving end = flow sending end – implisitt tap)

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

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

Tabellene under viser dette forholdet for hvert år, og per måned i 2022. Mens tapskostnadene i 2020 var svært lave og skyldtes de lave prisene i Norge, har tapskostnaden i 2021 og 2022 vært svært høye pga. det kraftig stigende prisnivået utover i 2021 og i hele 2022.

Tabell 4-8 viser den samme oversikten per måned i 2022.

Tabell 4-7: Statnetts andel av årlige flaskehalsinntekter (FLHI) og tapskostnader på likestrømsforbindelsene [MEUR] for hvert år 2014-2022

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

Tabell 4-8: Statnetts andel av månedlige flaskehalsinntekter (FLHI) i 2022 og tilhørende tapkostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR]

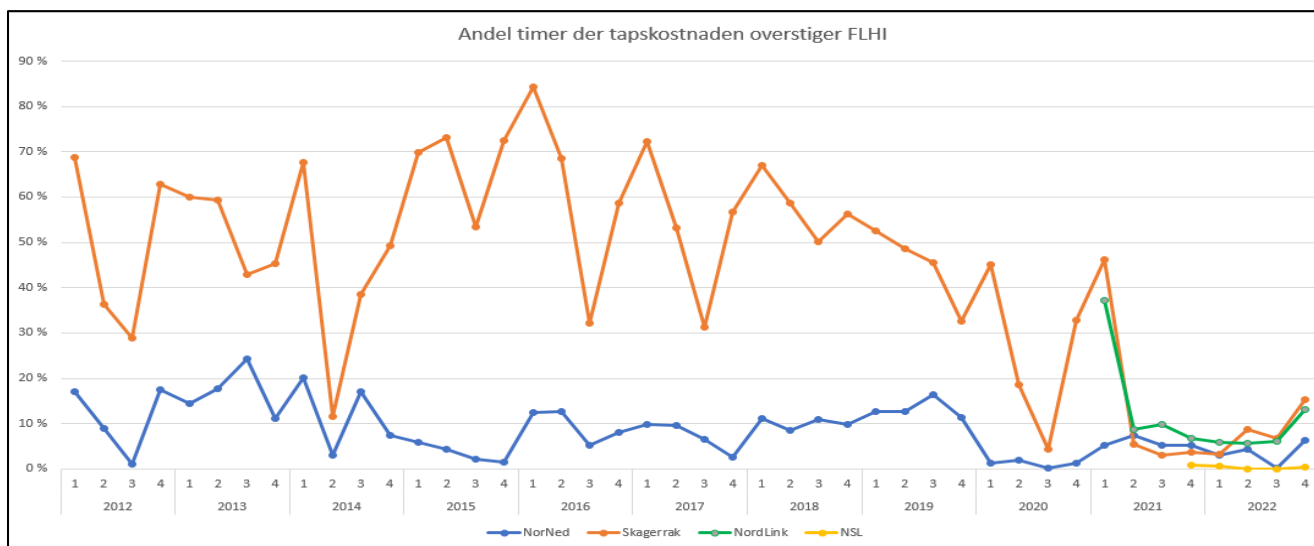
2022	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel	FLHI	Tapskostn.	Andel
Jan	13,4	1,1	8,2 %	11,6	0,9	7,8 %	18,7	1,3	7,0 %	20,8	0,9	4,3 %
Feb	11,7	1,0	8,3 %	9,5	0,7	6,9 %	9,9	0,7	7,1 %	22,9	1,0	4,4 %
Mar	30,7	2,0	6,6 %	17,0	1,1	6,5 %	38,5	2,3	5,9 %	37,8	2,3	6,0 %
Apr	12,4	1,2	9,3 %	5,2	0,6	11,0 %	12,8	1,4	11,2 %	8,3	1,2	14,3 %
Mai	5,0	1,1	21,7 %	0,2	0,1	44,6 %	7,5	1,5	19,7 %	6,1	0,8	12,8 %
Jun	16,7	2,2	13,4 %	0,0	0,0		16,5	2,2	13,6 %	3,7	1,3	34,1 %
Jul	13,6	2,9	21,7 %	0,0	0,0		19,6	2,6	13,1 %	12,7	2,7	21,2 %
Aug	9,6	5,1	52,7 %	0,0	0,0		10,1	3,4	33,7 %	6,4	3,2	50,2 %
Sep	10,5	1,8	17,6 %	0,0	0,0		9,7	1,7	17,4 %	13,2	2,8	21,1 %
Okt	5,0	0,9	18,9 %	0,7	0,2	29,1 %	10,4	1,0	10,1 %	7,9	1,1	14,2 %
Nov	11,5	0,9	7,6 %	15,0	0,7	4,5 %	20,0	1,2	6,0 %	20,6	1,1	5,5 %
Des	10,8	1,9	18,0 %	4,5	0,8	18,6 %	8,3	1,5	18,3 %	10,9	2,6	24,3 %
Sum	150,8	22,2	14,7 %	63,7	5,0	7,9 %	182,1	20,9	11,5 %	171,4	21,0	12,3 %

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 19.februar 2021 ble implisitt tapshåndtering innført på Skagerrak. For NorLink og NSL har det vært implisitt tapshåndtering fra oppstart.

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



Figur 4-2 Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Tabellen under viser gjennomsnittet for andel timer per år de 11 siste årene.

Tabell 4-9: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten				
	NorNed	Skagerrak	NordLink	NSL
2012	11 %	49 %		
2013	17 %	52 %		
2014	12 %	42 %		
2015	3 %	67 %		
2016	10 %	61 %		
2017	7 %	53 %		
2018	10 %	58 %		
2019	13 %	45 %		
2020	1 %	25 %		
2021	6 %	15 %	16 %	0,7 %
2022	3 %	8 %	8 %	0,2 %

4.12 Utvikling i markedskostnader ved flaskehals mellom budområder

Markedskostnadene³ er presentert i tabell 15. For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil/utfall eller planlagte driftsstanser. Feil/utfall og planlagte driftsstanser på utenlandsk side er tatt med når de påvirker handelsgrensene. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt i denne oversikten.

Alle bakgrunnsdata for 2022, inklusive plassering av flaskehalsene, varighet, hyppighet og størrelse, oversendes som eget vedlegg.

Tabell 4-10 Markedskostnader (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet

Korridor	Årsak	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NO1 – SE3	Driftsstans	251	303	97	96	192	53	294	1065	483	97
	Feil/utfall	4	0	12	164	34	15	0	113	0	0
NO3 – SE2	Driftsstans	10	1	10	9	9	14	37	85	22	38
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	2	0	0	22
NO4 – SE1	Driftsstans	11	5	40	133	118	45	22	165	241	489
	Feil/utfall	0	0	2	0	3	0	19	0	7	0
NO4 – SE2	Driftsstans	4	2	15	65	70	26	23	68	31	67
	Feil/utfall	0	0	1	0	1	0	3	0	3	30
NO2 – DK1	Driftsstans	96	90	170	55	133	148	70	50	232	87
	Feil/utfall	0	0	7	0	20	5	189	720	174	1024
NO2 – NL	Driftsstans	55	34	71	40	61	42	29	296	109	0
	Feil/utfall	147	3	0	4	4	63	43	70	129	1639
NO2-DE	Driftsstans								0	274	117
	Feil/utfall								40	115	97
NO2-GB	Driftsstans									38	86
	Feil/utfall									1028	914
NO1 – NO2	Driftsstans	6	3	2	6	13	39	4	3	128	895
	Feil/utfall	9	5	4	41	27	0	0	2	0	0
NO1 – NO5	Driftsstans	0	4	6	3	7	55	0	0	0	0
	Feil/utfall	0	0	4	87	14	0	0	0	0	0
NO2 – NO5	Driftsstans	0	0	0	1	0	1	1	2	3	111
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	6	3	28	165	152	26	5	29	311	114
	Feil/utfall	0	0	1	0	2	0	3	0	5	0
NO5-NO3	Driftsstans					12	2	9	0	10	170
	Feil/utfall					0	0	0	0	0	1480
Sum		599	453	470	869	872	534	753	2708	3343	7477

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.

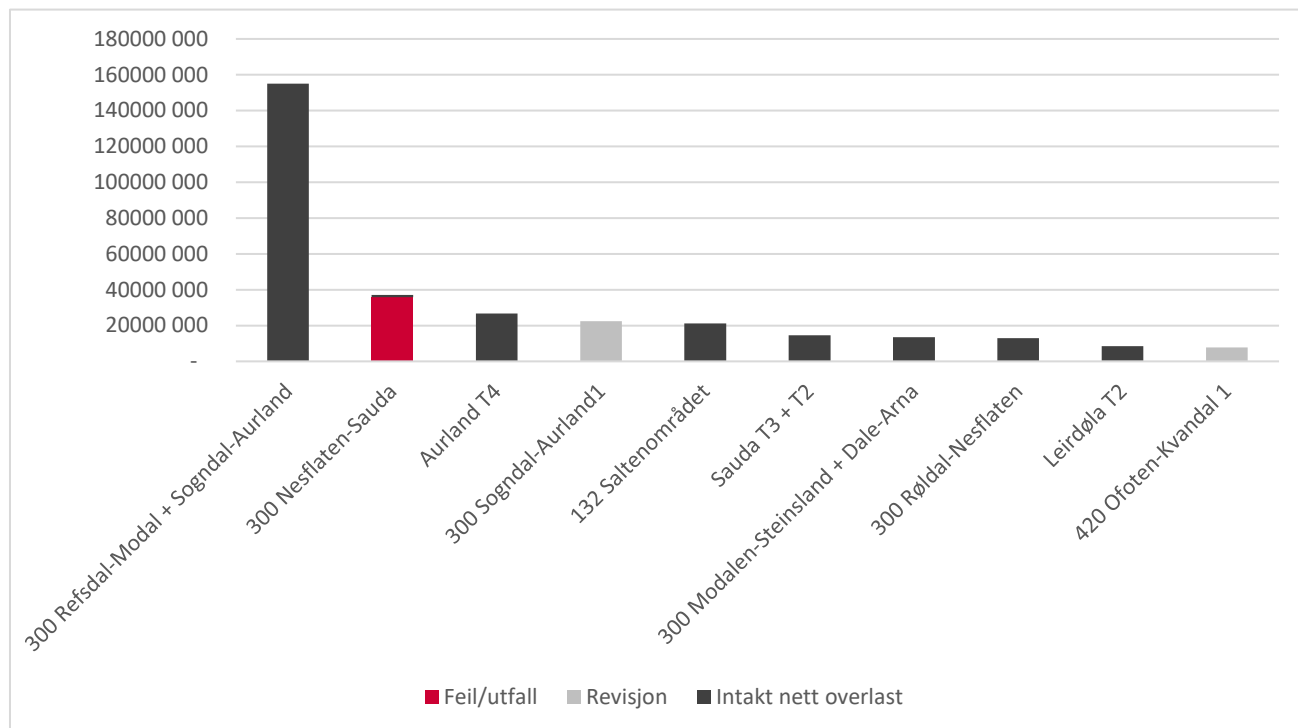
Tabell 4-11: Spesialreguleringskostnader (MNOK) fordelt på hovedtypene

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Intakt nett, overlast	38	84	45	58	29	43	25	42	99	340
Intakt nett, spenning	1	4	2	0	3	1	1	1	0	1
Revisjoner	43	159	88	70	64	65	44	51	84	120
Feil/utfall	20	20	29	8	10	10	16	7	25	47
Annet	2	3	9	9	4	2	2	2	6	19
Totalt	104	270	173	145	110	121	88	103	214	527

Tabell 4-12: Mengde (GWh) spesialregulering

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Regulert opp	366	804	528	274	125	194	256	162	360	183
Regulert ned	475	1 159	1 000	1 138	762	677	372	1067	725	1029
Totalt	841	1 963	1 528	1 412	887	871	628	1229	1085	1212

4.14 De viktigste/største spesialreguleringene



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

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene:

- Intaktnettsnitt 300 kV Refsdal-Modalen på 300 kV Sogndal-Aurland: Prisbildet i store deler av året med lave priser i midt- og nord har gitt ønske om stor flyt fra Midt-Norge til Vestlandet.
- 300 kV Nesflaten-Sauda: Fasebrudd på luftledningen inn til Nesflaten medførte separatområde i Odda i desember. Dette ga mye innestengt produksjon og spesialregulering i over to uker, men små konsekvenser for sluttbrukere.
- Aurland T4: I slutten av september ble det oppdaget at transformatoren Aurland T4 var i dårlig forfatning. Det ble besluttet at transformatoren ikke kan utsettes for overlast, og må driftes etter kontinuerlig grense. Dette medfører redusert overføringskapasitet fra Sogndal og sørover, og til tider store spesialreguleringskostnader.
- Planlagt utkobling 300 kV Sogndal-Aurland1: Flere omganger med planlagt arbeid.
- Saltenområdet: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved både lav og høy produksjon i 132 kV nettet under Salten.
- Intaktnettsnitt Sauda T3 på Sauda T2: Ved stor import på utenlandskablene, så får man ofte en situasjon der mye av produksjonen mellom Sauda i sør og Modalen i nord blir lav. Dette fører til flere snittproblemer ved for stor flyt inn til denne delen av Vestlandet for å dekke forbruket der ved lav produksjon.
- Intaktnettsnittet 300 kV Modalen-Steinsland på 300 kV Dale-Arna: Tilsvarende problemstilling som kulepunktet rett ovenfor og første kulepunkt.
- 300 kV Røldal-Nesflaten: Tilsvarende forklaring som kulepunktet ovenfor.
- Leirdøla T2: Mye underliggende produksjon som på sommeren skal ut over T2. Stasjonen er nå ombygd og satt i drift i høst.
- 420 kV Ofoten-Kvandal1: Utkoblet for planlagt arbeid. Spesialreguleringer for å holde et tilfredsstillende over-/underskudd i nettet nord for Kvandal, ved utfall av gjenværende 420 kV Ofoten-Kvandal2.

4.15 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

Etter avklaring med RME i møte 12.2.2021 rapporteres det ingen eksplisitte kostnader som direkte kan knyttes til oppgradering og bygging av regional- og sentralnettet. Dette grunnet at mange av disse reguleringene skjer i kombinasjon med eller i skyggen av andre planlagte driftsstanser i eksisterende kraftsystem. I oversikten over de 10 største spesialreguleringene i forrige delkapittel er 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.

4.16 Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett fram til 2024

Kostnadene for spesialregulering var i 2022 høyere enn tidligere år. Spesialreguleringsprisene følger også den generelle prisøkningen vi ser i kraftprisene. Dette er beskrevet nærmere i avsnitt 3.9. For 2023 forventer vi et kostnadsnivå for spesialregulering som er tilsvarende det som har vært i 2022. 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
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	238
§ 14 første ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i regional- og transmisjonsnett	Totalt: 130 Hvorav nettanlegg ⁴ : 88 Hvorav produksjonsanlegg ⁵ : 35 Hvorav annet ⁶ : 7
§ 14 annet ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i produksjonsanlegg i distribusjonsnett	1
§ 17 annet ledd	Vedtak om godkjent planlagt driftsstans	4344
	Avslag på søknad om planlagt driftsstans	140
§ 17 fjerde ledd	Vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt)	1448
	Vedtak om omprioritering (avlyst driftsstans)	82
§ 18	Målinger og meldinger	4
§ 19	Jordstrømkompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og reléplanlegging	0
§ 21 første ledd	Systemvern	30
§ 27	Betaling for systemtjenester	78
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	27
§ 27	Betaling for omprioritering av driftsstanser	1

⁴ Definert som alle vedtak fattet til nettselskap

⁵ Definert som alle vedtak fattet til produksjonsselskap

⁶ Definert som alle vedtak fattet til selskap som ikke passer i ovennevnte kategorier, for eksempel industriaktører

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	
§ 8	240 vedtak om produksjonstilpasninger	Tallet inkluderer både normale vedtak og systemkritiske vedtak. Tallet er knyttet til hver enkelt driftsstans, men det kan være flere vedtak pr. driftsstans.
§ 9 første punktum	1	
§ 11	0	
	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 49	Anslag
	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av driftsforstyrrelser: ca. 6	Anslag
§ 12 annet til femte ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av planlagte driftsstanser: 7 Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse anmeldes i regulerkraftmarkedet: 1	Det er flere fastsettelse 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.
	Bruk av tilgjengelig effekt ved vanskelig driftssituasjon: 0/225	Ingen skriftlige systemkritiske vedtak, samt et anslag på ca.225 muntlige vedtak, jf. beskrivelse i kap. 13.1.3.
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsfor styrrelser: 0	
§ 15	Antall ganger produsenter har fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt: 24	
§17 tredje og fjerde ledd	Vedtak om godkjent ikke planlagt driftsstans: 773 Avslag på søknad om ikke planlagt driftsstans: 15 Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 725 Omprioritering: (avlysning): 530	
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 1308	

6 Videreutvikling av systemdriften

6.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2022 – Utvikling av reservemarkeder

6.1.1 aFRR

Det ble gjort en vellykket oppstart av et nytt og felles nordisk aFRR D-1 kapasitetsmarked med timesoppløsning, i begynnelsen av desember 2022. I dette markedet anvendes nå metode for reservasjon av overføringskapasitet for aFRR på de fleste korridorer mellom budområder i Norden. Statnett er Market Operator for dette kapasitetsmarkedet, på vegne av de fire nordiske TSO'ene.

Selv om det nye markedet nå har vært i drift kun kort tid, viser trenden foreløpig at det totale antallet daglige aFRR kapasitetsbud fra aktørene i Norden har økt, og at den totale nordiske kostnaden for innkjøp av aFRR kapasitet nå er lavere selv om det totale nordiske reservekravet i volum har økt noe.

Foran oppstarten av nytt nordisk aFRR kapasitetsmarked, har Statnett lyktes med å prekvalifisere enkelte aktører også i NO3 og NO4 for leveranse av aFRR, og arbeidet med å øke antallet leverandører fortsetter.

6.1.2 mFRR

Det er i 2022 også startet forberedelser for et mFRR D-1 kapasitetsmarked med timesoppløsning. Dette markedet vil bli operert gjennom tilsvarende IT-løsning som aFRR kapasitetsmarkedet, og bygge på mange av de samme prinsippene. Nasjonalt mFRR D-1 kapasitetsmarked vil bli implementert i 2023, og samtidig vil dagens RKOM ukesmarked opphøre.

6.1.3 Norflex – test av lokale fleksibilitetsmarkeder mot mFRR

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

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

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

I 2022 ble konseptet testet i praksis. Aggregert fleksibilitet fra forbrukskunder ble tilbudt til mFRR aktiveringsmarked via NODES. Det ble også gjennomført aktiveringstester for å kunne verifisere at automatisk aktivering fungerer gjennom hele verdikjeden fra Landsentralen til slutt kunder via NODES og aggregator og laster ble faktisk koblet ut. Avregning mellom de forskjellige aktører i verdikjeden ble også demonstrert.

6.1.4 Frequency Containment Process (FCP)

Primærreserver, eller Frequency Containment Reserves (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. Markedsbasert anskaffelse av FCR-N (primærreserver for normaldrift) og FCR-D opp- og nedregulering (primærreserver for driftsforstyrrelser) skal ligge til grunn for den nordiske frekvensstabiliteten i fremtiden, samtidig som dagens krav til grunnleveranse vil fases ut. Høsten 2021 og våren 2022 ble det gjennomført et fellesnordisk pilotprosjekt, der hensikten var å undersøke om skjerpede krav til dynamisk respons og stabilitet blir mulig å overholde i praksis på ulike typer anlegg. I porteføljen til prosjektet deltok 6 forskjellige vannkraftprodusenter (4 francis, 2 pelton), samt én aktør innen laststyring av ladestasjoner for elbil.

De første testene ble gjennomført på senhøsten 2021. Det var opprinnelig ønsket at all testing kunne fullføres i 2021, men utsettelse hos flere av deltagere førte til at kun 3 anlegg gjennomførte komplett testprogram før årsskiftet. Årsaken til utsettelsene var omfattende og tett testprogram (ettersom samme underleverandør av turbinregulator bistod fem av deltagerne), i tillegg til høye kraftpriser i november og desember 2021 som gjorde det lite attraktivt å stille produksjonsanlegg utilgjengelig for markedsdeltagelse for å kunne gjennomføre pilottesting. Resterende tester ble gjennomført de første månedene av 2022.

Under piloten har Statnett hatt god dialog med deltagere og underleverandører underveis og slik fått verdifulle tilbakemeldinger på de foreslåtte FCR-spesifikasjonene, gjennomføring av testprogram og evaluering av testresultater. Resultatene fra piloten resulterte i noen justeringer i de foreslåtte kravene før de ble sendt til regulatorgodkjenning i juni 2022.

6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Systemansvarlig har i 2022 spisset den digitale innsatsen til primært å automatisere systemdriften, noe som omfatter både flytbasert markedskobling og Nordic balancing model (NBM). Å automatisere systemdriften 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.

Automatiseringen krever at vi har høy oppetid på en lang rekke IT-systemer, data av høyere kvalitet enn hva de manuelle prosessene krevde og digitalisering av mange støtteprosesser. Automatiseringen krever også at alle leverandører av regulerkraft/ mFRR digitaliserer dele av sin verdikjede.

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

- Vi har fem budområder og vesentlig flere flaskehalsen 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 flaskehalsen 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.

I 2022 har systemansvarlig laget et veikart for digitalisering de neste fem årene. Det er naturligvis vanskelig å anslå mulig fremdrift og nødvendig ressursbruk for tiltak som vi ennå ikke har startet. Men vi mener det har stor verdi å legge milepæler ut i tid, for å gi større forutsigbarhet. Ved utarbeidelsen av veikart har vi lagt vekt på å lage et realistisk og fokusert veikart. Vi mener at rask fremdrift sikres best ved å konsentrere oss om færre oppgaver av gangen.

Veikart for Systemdrift og Kraftsystem og marked

Tematema	2023	2024	2025	2026	2027	Gevinster
Automisere systemdriften	<ul style="list-style-type: none"> Flytbasert markedsklarering i spot-markedet Automatisert balansering (minimum viable solution) Effektiv sikring av reserver Planer etablert for business continuity tilpasset automatisert og integrert systemdrift Avklare mulig bruk av kunders fleksibilitet, inklusive automatiserte systemvern, for å knytte til flere kunder EMS er teknisk oppgradert Sanntidsdata og strukturelle data med riktig kvalitet for automatisert drift 	<ul style="list-style-type: none"> 15 min oppløsning og auksjonsbasert handel i intradag-markedet Opplæring og sertifisering av operatører tilpasset automatisert drift Reservemarkedene åpnet for 1 MW bud 2. gen NBM: Første tilknytning til europeisk handelsplattform for reserver (MARI) 	<ul style="list-style-type: none"> 15 min oppløsning i spot-markedet Automatisk håndtering av overlast som skyldes utfall i kraftsystemet 2. gen NBM: Andre tilknytning til europeisk handelsplattform for reserver (PICASSO), inklusivt at disse reservene aktiveres i prisrekkefølge 	<ul style="list-style-type: none"> Flytbasert markedsklarering i intradag Statnett overholder 70 %-regelen i Norden NBM er fremtidsrettet Reserver sikres av RCC EMS er modernisert og tilrettelagt for videre automatisering 	<ul style="list-style-type: none"> Statnett overholder 70 %-regelen på kablene Automatisert driftsplanlegging som tilrettelegger for automatisering av systemvern Reservetilbydere er prekvalifisert og leveranser kontrollert Alle muligheter for å tilby aggregerte reserver 	<ul style="list-style-type: none"> Høy driftssikkerhet og handelskapasitet i det grønne kraftsystemet Økte handelsmuligheter med tilgang til europeiske markeder God endringsevne i organisasjonen og IT-systemene for å håndtere utviklingen i kraftsystemet
Utvikling i samarbeid med bransjen	<ul style="list-style-type: none"> Digital kundereise for tilknytning Etablert selskap e.l. for felles digitalisering av planprosess og kundetilknypning 	<ul style="list-style-type: none"> Digitale områdeplaner Kapasitetskart for transmissjons- og regionalnettet publisert 	<ul style="list-style-type: none"> Nasjonalt register for kapasitetsforespørsler Utveksling av strukturelle data og plandata med aktørene 		<ul style="list-style-type: none"> Deling av overføringsnett og fastsatte koblingsbilder med aktørene 	<ul style="list-style-type: none"> Effektiv samhandling med kunder og myndigheter
Prognose	610 MNOK	610 MNOK	610 MNOK	610 MNOK	610 MNOK	

Statnett

Det grønne taktskiftet

Figur 6-1 Planer Systemdrift

Systemansvarligs oppdaterte tiltaksplan fra desember '21 gir en adekvat oppsummering av hva som er blitt gjennomført ila året knyttet til digitalisering/automatisering av balanseringsprosessen. Det gis derfor en kort beskrivelse av tiltakene under. Dette arbeidet blir i all hovedsak gjennomført innenfor rammen til det nordiske balanseringsprogrammet (Nordic Balancing Model, NBM), og skjer i stor grad i felleskap med SvK:

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

Utvikle bedre prognoser for kortsiktig ubalanse, forbruk og vindkraft

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

Utvikle budfiltrering bud utvelgelse for flaskehalshåndtering

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

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

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

Systemet velger den mest kostadseffektive kombinasjonen av bud gitt TSOenes behov og

Systemet skal tas i bruk i samband med oppstart av mFRR EAM 2023⁷, og være i drift frem til tilknytning til europeisk plattform for balansering (MARI, 2023/2024).

Videreføring av elektronisk bestilling av mFRR (regulerkraft) og produksjonsflytting

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

Det første steget for innføring av nytt mFRR-marked som treffer aktørene er overgang til nytt format for budinnsending og aktivering. Testing av nytt format for mFRR er i gang. Flere aktører har fått godkjent test og har tatt i bruk det nye formatet. Fristen for overgang til nytt format er 28.4.2023, og det utbetales en økonomisk kompensasjon til de aktørene som rekker fristen.

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 2022 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. Arbeidet med denne effektiviseringen vil fortsette i 2023, og det vil blant annet bli satt fokus på oppfølging av funksjonalitet etter funksjonstesting av anlegg.

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 2023. Løsningen er under kontinuerlig forbedring, og i 2022 var det fokus på følgende områder:

- Teknisk oppgradering samt tilpasninger til nytt rammeverk
- Støtte for rapportering av HVDC-anlegg
- Utvidet integrasjon med KSF-applikasjon i Fosweb - samspill og dataintegrasjon mellom fos § 14-søknader og rapportering av kraftsystemdata i KSD
- Tilstandsdata på transformator – bedret datakvalitet for oljeprøverapporter
- Forbedring av grensesnitt/funksjonalitet
- Autofos – onboarding, og støtte til deltagende selskaper

6.3.3 Selskaps- og brukeradministrasjon (Sebra) i Fosweb

- Felles landingsside utarbeidet
- Forbedringer og utvidelser av løsning for selskaps- og brukerhåndtering

⁷ Pågående re-planlegging der nytt, mer presist data for golive skall defineres.

6.3.4 Informasjon om leveringspålitelighet og spenningskvalitet (systemansvarsforskriften § 22 og § 22b, samt leveringskvalitetsforskriften)

Systemansvarlig har utviklet PQ Portal, en modul i Fosweb for presentasjon og søk etter leveringskvalitetsinformasjon. Datagrunnlaget oppdateres og tilgjengeliggjøres kontinuerlig og er basert på FASIT-rapporter og spenningskvalitetsmålinger hos konsesjonærene. Eksempler på hva man finner i PQ Portal:

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

PQ Portal er tilgjengelig for alle med Fosweb-tilgang.

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 effektiv 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 nettviklingen 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 reguleratorene 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 2022 representert i Assembly og i de ulike komiteene i ENTSO-E⁸. Statnett deltar i utvalgte arbeidsgrupper for å sikre at ENTSO-E kan levere på oppgavene og for å ivareta norske interesser.

⁸ Mer informasjon om ENTSO-E finnes på www.entsoe.eu

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 regulatorerne 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), samt europeiske og regionale forsyningssikkerhetsanalyser. Disse analysene var sentrale for europeiske, nordiske og norske aktører og myndigheter gjennom den krevende situasjonen som man opplever som følge av russisk annektering av Ukraina.

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 som skal skrives i 2023.

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

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

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon og flere mellomlandsforbindelser skaper et behov for bedre koordinering i Norge, Norden og Europa. For å møte utfordringene med et endret kraftsystem har TSOene etablert Regional Security Coordination Center (RCC). En nordisk RCC er etablert i København, se kapitte 0

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

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 nettutviklingsplan (siste plan ble kalt Nordic Grid Development Perspective). 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 og ble idriftsatt i 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 Sverige-Finland.** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette planlegger Fingrid og Svenska Kraftnät 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).
- **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 nå 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.

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.

Under bygging:

- **Viking Link:** Energinet og National Grid har startet byggingen av en 1400 MW kabel mellom Danmark og England (770 km). Prosjektet planlegges idriftsatt desember 2023.
- **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 planlagt realisert i løpet av 2023 men usikkerhet rundt tidsplanen.

Konsesjonssøkte

- **NorthConnect:** En gruppe bestående av Vattenfall, ECO, Lyse og Agder Energi har konsesjonssøkt en ny 1400 MW forbindelse mellom Sima (Norge) og Peterhead (Skottland).
- **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 2028/29. 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.
- **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.
- **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, RSC, og etableringen av den nordiske RCCen

Omstillingen av kraftsystemet med mer ikke-regulerbar produksjon, økt forbruk, produkter med kortere tidshorisonter 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 tidshorisonter 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 flaskehalser i nettet og gi informasjon slik at sentralene kan forberede den automatiserte flaskehalshåndteringen og balanseringen.

I tråd med revidert elektrisitetsforordning om det indre markedet for energi ble Nordisk Regional Coordination Center (RCC) 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 operativt samarbeid mellom RCC og de nordiske TSOene.

I 2022 arbeidet tre Statnett-ansatte ved RSC-kontoret i København. Ved overgang fra RSC til RCC kan ikke TSOene lenger sende ansatte på samme måte som tidligere. Det jobbes med nye ordninger for erfaringsdeling og kompetansebygging på tvers i Norden, og allerede i 2023 er det planlagt å arrangere arbeidsopphold for ansatte fra RCC hos Statnett og vice versa.

7.3.1 Common Grid Model (CGM)

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

Arbeidet i 2022 har vært konsentrert om kvalitetsheving av D-2 IGM, og opprettelse av nye vaktfunksjoner for oppfølging av nordisk prosess for IGM og CGM på kveldstid. Det er også etablert IT-support for Cactus-plattformen.

Kvalitetsarbeidet for D-2 modell fortsetter i 2023. I tillegg er det planlagt med en første manuell leveranse av Y-1 IGM som skal benyttes til utvikling av langsiktig driftstanskoordinering og kapasitetsfastsettelse.

7.3.2 Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)

Se kap 7.5 Status for arbeidet med flytbasert markedskobling.

7.3.3 Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)

Første versjon av en nordisk sikkerhetsanalyse basert på D-1 CGM er etablert. Tjenesten består av en daglig overlast og utfallsanalyse for kommende dag, med visning av resultater. Det gjøres foreløpig ingen koordinering av tiltak for identifiserte overlast. Statnett deltar med delvis automatisert datainnsending, men er foreløpig ikke en del av det daglige koordineringsmøtet i Norden, som følge av utilstrekkelig kvalitet på inputdata og resultater fra analysen. I 2022 er det jobbet med å inkludere Statnetts systemvern i analysen, og dette arbeidet fortsetter også i 2023.

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.

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. Det pågår en vurdering av om det nordiske verktøyet for STA kan erstattes av paneuropeisk verktøy utviklet under ENTSO-E.

7.3.6 Informasjonssikkerhet

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). Risikoen knyttet til å dele norsk IGM på OPDE ble imidlertid foreløpig vurdert som for høy, og Statnett avventer deltagelse i den europeiske CGM-prosessen inntil risikoen vurderes som akseptabel. Statnett gjennomfører årlig tredjepartsrevisjoner av alle systemer som håndterer IGM og CGM, og gjør en jevnlig vurdering risikoen knyttet til deling av data på OPDE.

7.4 Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model

Arbeid i NBM-programmet har gått fremover i 2022 og flere viktige felles nordiske samt nasjonale milepæler har blitt passert (se også kap.6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret).

- Oppstart av nordisk kapasitetsmarked (D-1) for aFRR basert på en ny felles nordisk plattform. Statnett er markedsoperatør på vegne av de fire nordiske TSOene.
- Ferdig utviklet nordisk "AOF" (optimal budutvelgelse,) for nordisk mFRR energiaktiveringsmarked, brukt for "skyggedrift" av den automatiserte balanseringsprosessen.
- Oppnådd et godt nivå på kvaliteten på normal automatisk balanseringsprosess (i skyggedrift). Dette inkluderer Statnett sin evne til å prognostisere ubalanser per budområde samt aktivere reserver slik at restubalansen etter aktivering er på et akseptabelt nivå.

I løpet av 2022 har Statnett i tillegg fokusert på videreutvikling av nasjonal struktur og organisasjon for å møte de store endringene som innføringen av ny balanseringsmodell innebærer. Det er gjennomført flere tiltak på tvers av organisasjonen, samt på tvers av Statnett og SvK og den felles IT-utviklingsorganisasjonen "Fifty" for å øke utviklingstakten. For Statnett sin del er ressurspådraget økt betydelig og utviklingen av NBM er gitt høyeste prioritet i den digitale porteføljen i selskapet.

I løpet av året har dialog og involvering av markedsaktører og systemleverandører økt, og det er formalisert en plan for transisjon av markedsaktører slik at de skal bli klare for deltakelse i et nytt energiaktiveringsmarked (Nordic mFRR EAM, MARI). For aktørene innebærer dette levering av reservebud i henhold til nytt standardformat og nye budattributter i tråd med det europeiske implementeringsregelverket.

I det at programmet har beveget seg fremover, har vi fått ytterligere økt forståelse for hva som vil kreves for lykkes med overgang til automatisert drift, og spesielt det som vil kreves for å håndtere hendelser som ikke automatikken håndterer (dvs. manuelle inngrep i en automatisert prosess). I løpet av andre halvår 2022 har en ny vurdering av tidsplan blitt gjennomført, med konklusjonen at det vil trenge mer utviklingstid før overgangen til automatisert balansering. Dette vil ha påvirkning på tidspunkt for tilknytning til MARI/PICASSO, og mest sannsynligvis også innføringen av 15 minutters ubalanseprising.

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).

8 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	0.040269
1-prosentil	Hz	49.904
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	49.4 & 50.8
Maksimalt steady-state frekvensavvik	Min	39
Minutter med frekvensavvik > 100 mHz og < 200 mHz	Min	1
Minutter med frekvensavvik < -100 mHz og > -200 mHz	Min	0
Minutter med frekvensavvik > 200 mHz og < 500 mHz *)	Min	1
Minutter med frekvensavvik < -200 mHz og > -500 mHz *)	Min	3
Minutter med frekvensavvik > 500 mHz	Min	2 **)
Minutter med frekvensavvik < -500 mHz	Min	1 **)
Hendelser med frekvensavvik > 500 mHz	Antall	2
Hendelser med frekvensavvik < -500 mHz	Antall	1
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	16
Hendelser med frekvensavvik < -200 mHz og ikke > -100mHz innen 15 min.	Antall	0

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

** Angir antall hendelser (og ikke minutter)