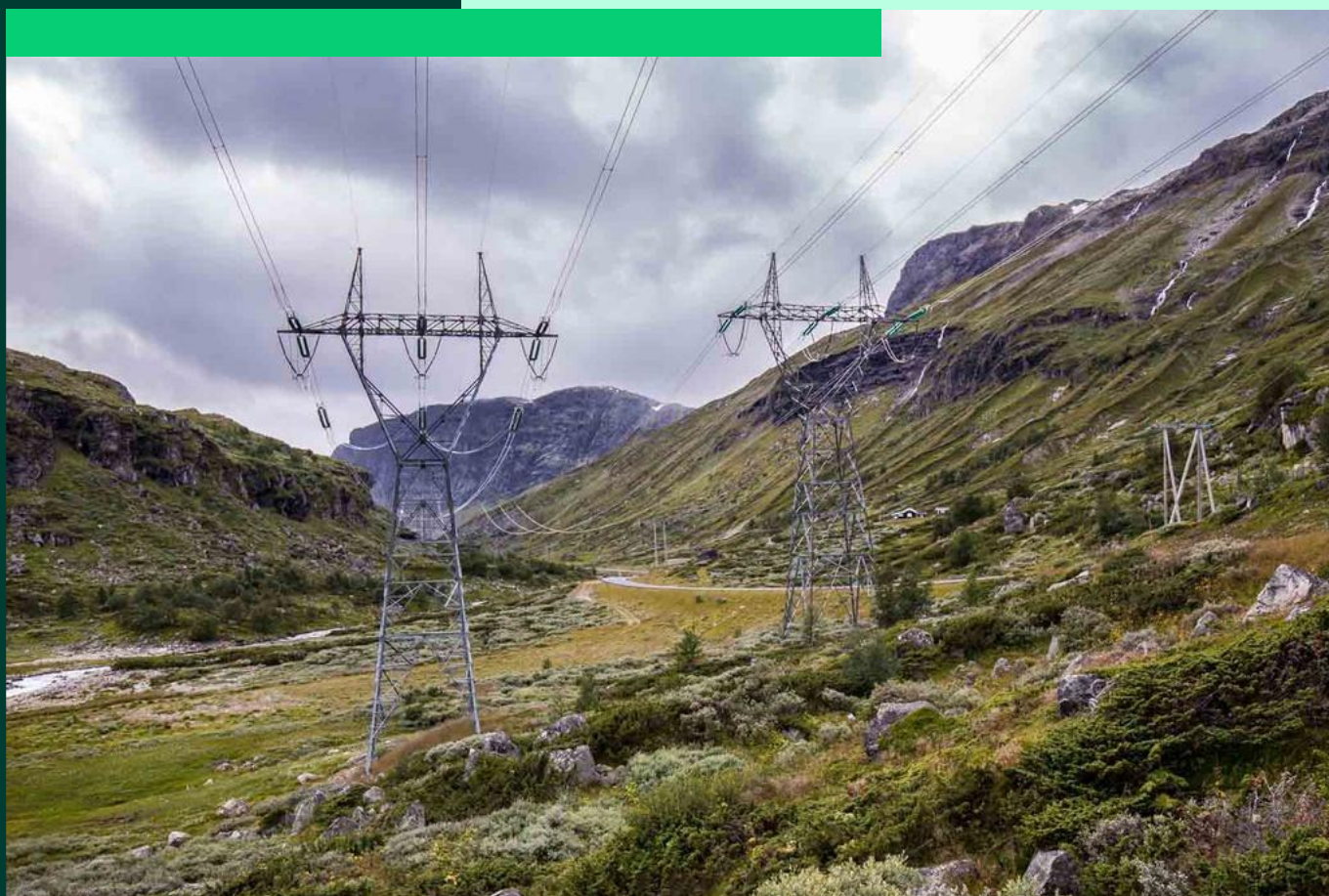


Årsrapport fra systemansvarlig

Til RME om drift av Kraftsystemet i Norge



Innhold

1	Driftssikkerhet og Driftsforstyrrelser	6
1.1	Større nasjonale driftsforstyrrelser	6
1.2	Driftssikkerhetsindikatorer i henhold til SOGL artikkel 15.3, 15.4 og 15.5	7
1.3	Antall utfall av dimensjonerende hendelse.....	7
1.4	Feilanalyser og statistikk rapportert for 2025	7
1.5	Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid	8
1.6	Antall minutter i systemtilstandene klassifisert iht. SOGL art. 18, utenom normaltilstand	9
1.7	Områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1	10
1.8	Oversikt over koblingsbilder som bryter med Statnetts driftskriterier	11
1.9	Gjennomførte tiltak og utbygging i 2025 som har forbedret driftssikkerheten	11
1.10	Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarforskriften.....	12
1.11	Statistikk over driftsstanser.....	12
1.11.1	Fordeling av driftsstanser over året.....	12
1.11.2	Varighet av driftsstanser	13
1.11.3	Driftsstanser per kundekategori	13
1.11.4	Årsaker til driftsstanser	14
1.11.5	Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister	15
1.11.6	Omprioriterte driftsstanser	15
1.11.7	Avslag på rapporterte driftsstanser.....	16
1.12	Vurdering av tiltak for å redusere antall planlagte driftsstanser som kommer etter fristen	17
1.13	Tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet	17
1.14	Minste tilgjengelig effekt	18
1.15	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 2025	20
2.2	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år	21
2.3	Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse i kraftsystemet.....	22
2.4	Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet	23

2.5	Beskrivelse av eventuelle tiltak for å håndtere utvikling med lav roterende masse i det nordiske kraftsystemet	24
2.6	Hendelser der det er utløst Fast Frequency Reserves (FFR)	24
2.7	Oversikt over hendelser hvor dimensjonerende feil er redusert som en konsekvens av lav roterende masse.....	24
2.8	Driftsspenning i transmisjonsnettet.....	25
2.8.1	Avvik fra nominell spenning	25
2.8.2	Områder med spenningsutfordringer	25
2.8.3	Utviklingen av driftsspenningen over tid	27
2.9	Redegjørelse for spenningsdipper	28
2.10	Redegjørelse for harmonisk støy	29
2.11	Feilhendelser med utfordringer knyttet til spenningskvalitet i 2025	32
2.12	Uønsket reaktiv effektinnmating fra lavere spenningsnivå	32
2.13	Vurdering av tilstanden på spenningskvalitet i regional og transmisjonsnettet	34
3	Systemtjenester og effektreserver.....	35
3.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver.....	35
3.1.1	Raske frekvensreserver (FFR)	35
3.1.2	Primærreserver (FCR)	35
3.1.3	Sekundærreserver (aFRR)	36
3.1.4	Tertiærreserver (aktiveringsmarkedet og kapasitetsmarkedet).....	37
3.1.5	Produksjonsflytting, Produksjonsglatting og Period Shift	40
3.1.6	Reaktiv effekt	41
3.1.7	Systemregulering	41
3.1.8	Systemvern.....	42
3.1.9	Netto kjøp av balanse- og effektkraft	42
3.2	Dimensjoneringskrav for frekvensreservene	43
3.3	Dataunderlag om dimensjonering av mFRR.....	45
3.4	Vurdering av utviklingen i dimensjoneringsprosessen for mFRR	45
3.5	Oversikt over timer der dimensjonerende hendelse har blitt redusert som følge av manglende reserver	46
3.6	Avvik mellom planer og faktisk drift	46
3.7	Ubalansekostnaden de siste fem årene	47
3.8	Restubalanse og unsatisfied demand	49
3.9	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse.....	52
3.10	Tiltak for å øke likviditeten i markedet	52
3.11	Status og tidsplan for overgang til markedsbasert anskaffelse av FCR og nye tekniske krav	54
3.12	Omfang, årsak og konsekvens av vedtak	55

3.12.1	Produksjonstilpasning.....	55
3.12.2	Tvangsmessig utkobling av forbruk	56
3.13	Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk.....	56
3.14	Tiltak som har begrenset fornybar kraftproduksjon	56
3.15	Balanse og effektkraft.....	57
3.16	Sammendrag av systemansvarskostnader	58
3.17	Utviklingen i kostnader det siste året, sett i historisk sammenheng.....	59
4	Handelsgrenser, budområder og flaskehalsbehandling.....	60
4.1	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	60
4.2	Redegjørelse for begrensninger i handlingskapasitet fra øvrige TSOer	61
4.3	Tilgjengelig kapasitet per budområde til intradag- og balansemarkedene	62
4.4	De vanligste flytmønstrene i det nordiske nettet	63
4.4.1	Metodikk	65
4.5	Redegjørelse for de vanligste flaskehalsene	66
4.6	Oversikt over plasseringen til flaskehals basert på størrelse og hyppighet av høye skyggepriser	69
4.7	Data om kraftflyt mellom nord og sør i Norge før Day Ahead-tidsrammen de siste tre årene ...	70
4.8	Reservasjon av kapasitet til deling, utveksling, aFRR og mFRR	70
4.9	Data på hvor store avvik det er fra Statnetts base case og den observerte tilstanden	74
4.10	Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester	76
4.10.1	Flaskehalsinntekter på alle forbindelser	76
4.10.2	Inntekter fra utveksling av systemtjenester	77
4.11	Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet.....	77
4.12	Forholdet mellom flaskehalsinntekter og tilhørende kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene	78
4.13	Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene.....	79
4.14	Utviklingen i markeds-kostnader ved flaskehals mellom budområder	80
4.15	Beskrivelse av funksjonen til verktøyet ABOT	82
4.15.1	Introduksjon	82
4.15.2	Verktøyet ABOT	83
4.15.3	Fremskrevet modell	83
4.15.4	Optimal budvelger	83
4.15.5	Sensitivitetsanalyse	83
4.15.6	Redegjørelse for og vurdering av hvordan flaskehalsbehandling har utviklet seg ved implementering av ABOT	84

4.16	Mengde bud og volum i mFRR EAM som har blitt utilgjengeliggjort av ABOT per uke og vurdering av dette	85
4.17	Mengde/volum spesialregulering og kostnader per uke i 2025	86
4.18	De viktigste / største spesialreguleringene	88
4.19	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	91
4.20	Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett i 2026.....	91
5	Forholdet til forvaltningsloven og offentlighetsloven	93
5.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	93
5.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak.....	94
6	Videreutvikling av systemdriften	95
6.1	Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2025	95
6.2	Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret	96
6.3	Status for arbeid med videreutvikling av Fosweb for å sikre systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av data	97
7	Internasjonal koordinering	98
7.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	98
7.1.1	ENTSO-E	98
7.1.2	Utvikling av europeisk regelverk	98
7.1.3	Regionalt driftssamarbeid.....	99
7.2	Status for nordiske investeringsplaner	99
7.2.1	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	100
7.2.2	Mellomlandsforbindelser ut av Norden.....	101
7.3	Status for arbeidet hos den nordiske RCC-en (regionalt koordineringssenter).....	103
7.3.1	Common Grid Model (CGM).....	103
7.3.2	Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)	103
7.3.3	Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)	104
7.3.4	Nordisk og europeisk koordinering av driftsstanser (OPC)	104
7.3.5	Nordisk og europeisk overvåking av effektbalanse (STA)	104
7.3.6	Informasjonssikkerhet og datadeling på OPDE	105
7.4	Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model	105
8	Vedlegg.....	106
8.1	VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet	106
8.2	VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht. SOGL	107

1 Driftssikkerhet og Driftsforstyrrelser

Større Driftsforstyrrelser

1.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Ikke levert energi (ILE) forårsaket av driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet utgjorde i 2025 totalt 4100 MWh. Dette er det nest høyeste nivået de siste ti årene. Antall registrerte driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet var 870, som er det høyeste nivået i samme periode.

Det relativt høye antallet driftsforstyrrelser skyldes i noen grad økt rapportering fra kraftprodusenter etter at systemansvarlig 7. oktober 2025 sendte brev med påminnelse om rapporteringsplikt i henhold til fos § 22.

Ekstremværet Amy

Ekstremværet Amy i starten av oktober medførte mange driftsforstyrrelser, også i regional- og transmisjonsnettet. Flere av hendelsene medførte store avbruddskonsekvenser, spesielt i Midt-Norge.

Den hendelsen som medførte størst ILE og KILE under ekstremværet skjedde hos Tensio TS i området Snilldal-Trollheim-Hemne. Driftsforstyrrelsen omfattet fire feil på to luftledninger, en feil på kabel og en vernfeil. Alle feilene oppstod innenfor samme hendelsesforløp. Hendelsen medførte 1790 MWh ILE, som tilsvarer 44 % av samlet ILE i regional- og transmisjonsnettet i Norge i 2025.

Mastehavari og øydrift nord for Ofoten

Den mest omfattende hendelsen i transmisjonsnettet oppstod etter to mastehavari på 420 kV ledning Ofoten-Kobbvatnet på grunn av snøskred. Det samme skjedde på en av 420 kV-ledningene fra Ofoten til Kvandal.

Samtidig var 220 kV-ledningen fra Varangerbotn til Finland utkoblet grunnet planlagt arbeid. Etter ytterligere utfall på 420 kV-ledningen Ofoten–Ritsem og 132 kV-ledningen Sildvik–Tornehamn som følge av feil på svensk side, ble kraftsystemet nord for Ofoten separert og havnet i øydrift.

Separatområdet ble opprettholdt ved at systemvern koblet ut 170 MW last.

HVDC-anleggene

Gjennom året har driften av HVDC-anleggene vært relativt stabile. Det har vært noen utfall, men konsekvensene har vært relativt små.

NordLink har en 53 km lang luftledning ned til Vollesfjord. Det har oppstått noen overslag under ugunstige værforhold. Disse gir imidlertid ganske kortvarige konsekvenser, typisk i form av hurtig frakobling med gjeninnkobling etter ca. ett sekund, og normal effektlyt har vært gjenopprettet innen tre sekunder.

Den mest alvorlige hendelsen på HVDC-forbindelsene var 15 januar på NSL. På grunn av SFS-lekkasje i SF6 anlegget i Kvilldal var kun én 420 kV-ledning (mot Rjukan) innkoblet. Det var høy eksport på NSL, og etter hvert som produksjonen i Kvilldal kraftverk ble redusert utover kvelden oppsto kraftig ustabilitet i spenningen. På det verste pendlet spenningen med +/- 50 kV på 420 kV samleskinne i Kvilldal. Før å gjenvinne kontroll på spenningen måtte NSL kolbes helt ut. Pendlingene skyldes at spenningsregulatoren på NSL ikke var tilpasset så lav kortslutningsytelse i Kvilldal.

Hendelsen påvirket leveringskvaliteten i store deler av Østlandet som følge av lav kortslutningsytelse i systemet, og i Oslo-området ble det rapportert synlig blinking i lyset. Ved oppstart av generatorene i Kvilldal ble kortslutningsytelsen styrket, og NSL kunne kobles inn igjen etter om lag 45 minutter.

1.2 Driftssikkerhetsindikatorer i henhold til SOGL artikkel 15.3, 15.4 og 15.5

Det har ikke vært hendelser i Norge i 2025 som av ENTSO-E kategoriseres som kategori 2 "Extensive incident" eller kategori 3 "Major incident", ref. Artikkel 15.5 ¹.

Driftssikkerhetsindikatorer for 2025 i henhold til SO GL¹ artikkel 15.3 og 15.4 er vist i VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht. SOGL

1.3 Antall utfall av dimensjonerende hendelse

I det nordiske synkronområdet er dimensjonerende hendelse definert som bortfall av 1400 MW produksjon. Typisk er det utfall av import på utenlandsforbindelsene til England og Tyskland som vil være av den størrelsen i Norge. Det var ingen slike hendelser i 2025.

Det var imidlertid flere utfall av 1400 MW eksport. Disse hendelsene ga små problemer i Norge, frekvensen steg typisk til 50,4 Hz, og vannkraften regulerte seg hurtig ned.

Det har ikke vært utfall av dimensjonerende hendelse i Sverige, Danmark eller Finland i 2025.

Feilanalyse og statistikk over driftsforstyrrelser

1.4 Feilanalyser og statistikk rapportert for 2025

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

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

Det ble totalt sendt inn 43442 FASIT-rapporter til systemansvarlig for hendelser i 2025, fordelt på 22170 *planlagte utkoblinger*, 21232 *driftsforstyrrelser*, og 40 rapporter med hendelsestype *systemvernuttønsning* som underlag for kompensasjon av korrekte systemvernuttønsninger iht. fos § 21. I 2024 var antall FASIT-rapporter til sammenligning 40393.

Det totale antallet FASIT-rapporter (43442) inkluderer rapporter fra berørt konsesjonær der en annen konsesjonær var ansvarlig for KILE.

Tabell 1.1 viser antall hendelser, der det kun er tatt med rapporter fra de ansvarlige konsesjonærene, for å unngå dobbelttelling. Antall hendelser i 2025 var 42961, mot 40179 i 2024.

Tabell 1.1. Antall hendelser i 2025 fordelt på type hendelse og systemspenninger

Systemspenning	≤ 1 kV	1-22 kV	33-132 kV	220-420 kV	SUM
Type hendelse					

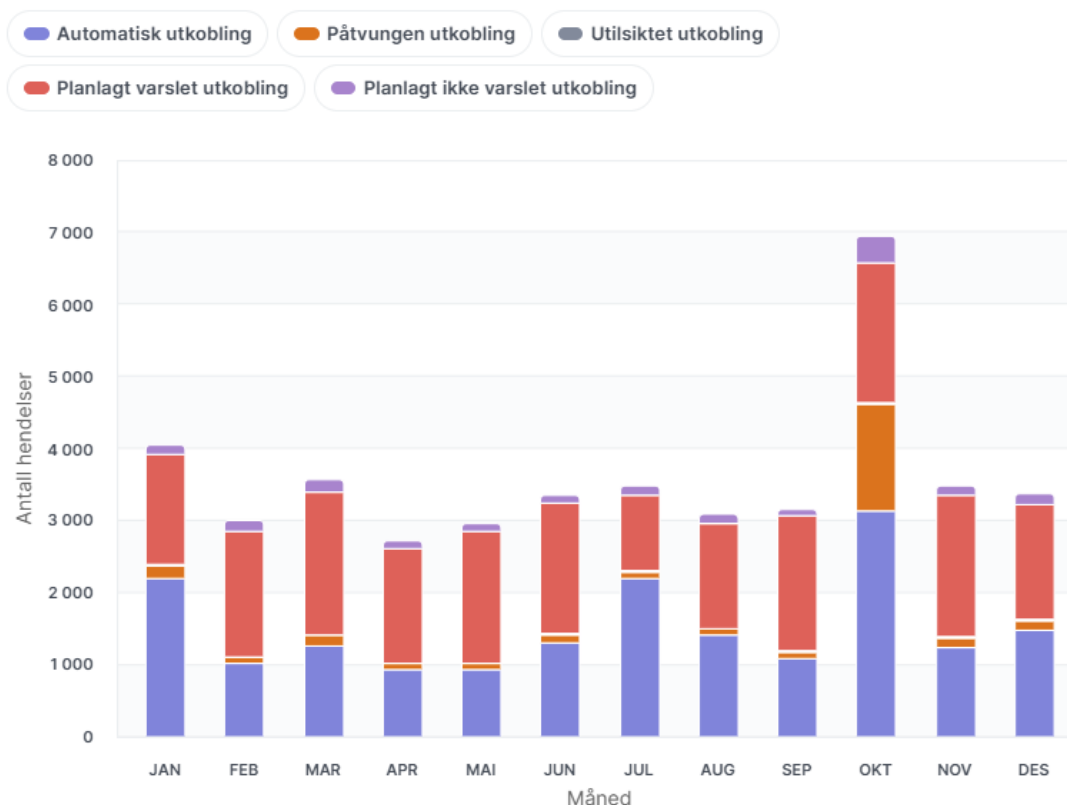
¹ Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SO GL)

Planlagt varslet utkobling	8 377	11 922	17	1	20 317
Planlagt ikke varslet utkobling	959	806	2	0	1 767
Automatisk utkobling*	7 395	9 852	549	243	18 039
Påtvungen utkobling*	1 848	766	57	14	2 685
Utsiktet utkobling*	22	73	14	4	113
Korrekt systemvernuttølsning	0	11	8	21	40
SUM 2025	18 601	23 430	647	283	42 961
SUM 2024	16 160	23 262	533	224	40 179

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

Som Tabell 1.1 viser var det en del færre hendelser i lavspenningsnettet (≤ 1 kV) enn i høyspenningsnettet (> 1 kV). Dette skyldes nok en viss underrapportering, da det er forventet at antall hendelser i lavspenningsnettet er minst like høyt som i høyspenningsnettet.

Ekstremværet Amy medførte veldig mange driftsforstyrrelser i begynnelsen av oktober, med et høyt antall avbrudd og tilhørende ikke levert energi som konsekvens. Fordelingen av hendelser over året er vist i Figur 1.1, som tydelig viser virkningen av Amy.

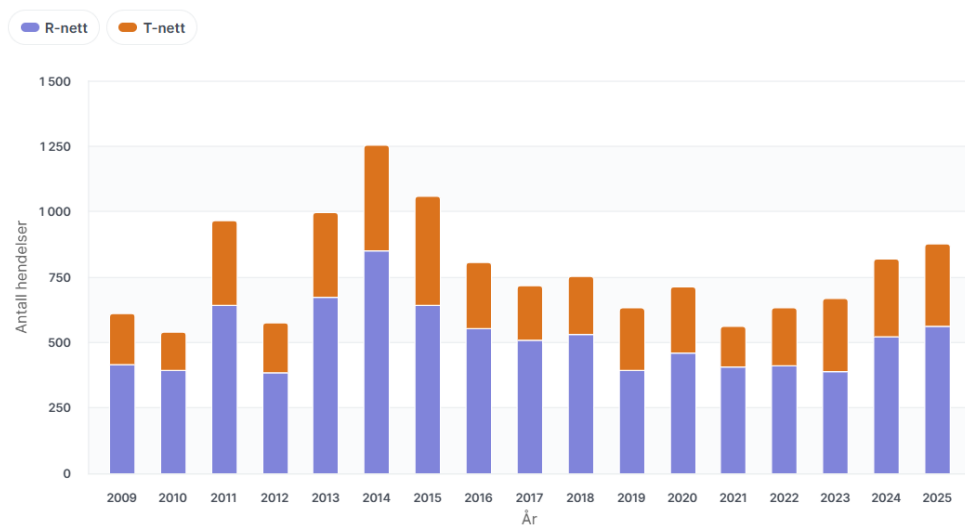


Figur 1.1 - Fordeling av hendelser per måned i 2025 (alle nettnivå). Systemvernuttølsninger er ikke med i figuren

1.5 Utviklingen i driftsforstyrrelser over tid

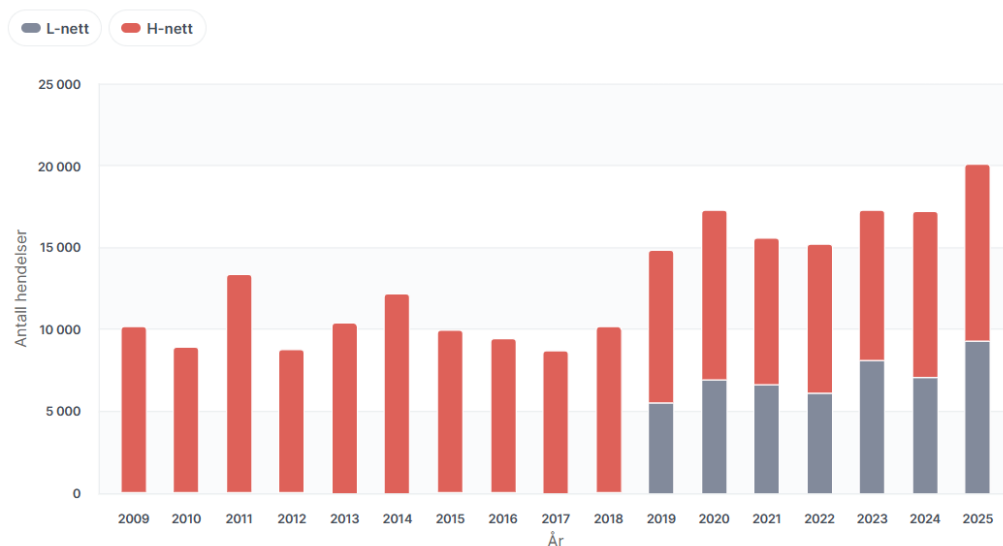
Trenden i antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet har vært stigende de siste fem årene, etter en fallende trend de fem foregående årene. Antall driftsforstyrrelser i 2025 var det høyeste på ti år. Noe av økningen i antall driftsforstyrrelser de to siste årene skyldes økt rapportering fra kraftprodusentene etter at de mottok brev fra systemansvarlig med påminnelse om rapporteringsplikten iht. fos § 22. I brevet

ba systemansvarlig om etterrapportering av hendelser til minimum starten av 2024. Uten rapportene fra kraftprodusentene er økningen mindre, men det er fortsatt en svakt økende trend de siste fem årene også for nettselskapene.



Figur 1.2 - Antall driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnettet i perioden 2009-2025

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. Figuren viser at antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet i 2025 var det høyeste som er rapportert siden det ble obligatorisk å rapportere hendelser i lavspenningsnettet i 2019.



Figur 1.3 - Antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet i perioden 2009-2025

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

Artikkel 15 i SOGL omhandler årsrapport for driftssikkerhetsindikatorer. Der heter det at ENTSO-E innen 30. september skal offentliggjøre en årsrapport basert på 'skalaen for klassifisering av hendelser som er vedtatt i samsvar med artikkel 8 nr. 3 bokstav a) i forordning (EF) nr. 714/2009'.

Det er derfor laget en detaljert metodebeskrivelse for å kunne klassifisere hendelsene i henhold til 'skalaen for klassifisering av hendelser' (eng: incident classification scale - ICS) riktig og med lik forståelse. Metoden oppdateres normalt hvert femte år. Den beskriver og grupperer alle kraftsystemhendelser etter alvorlighetsgrad og grensene mellom nivåene. Dette rapporteres på et standard detaljert format som hver TSO laster opp til ENTSO-E sin ENTREC portal/database. Dataene benyttes deretter til mange rapporter og minimerer dobbeltrapportering med forskjellig innhold. Antall minutter i hvert nivå og gruppe kan enkelt hentes fra TSOene sine rapporteringsfiler eller fra ENTREC-databasen.

Metoden i Artikkel 15 referer til de samme systemdriftstilstander (eng: system states) som beskrives mer overordnet og unøyaktig i Artikkel 18 i SOGL.

Kort beskrivelse av nivåene i Artikkel 15:

- 'Under nivået' er små hendelser der kraftsystemet er og forblir i 'normaldriftstilstand' (Eng: normal state / Below Scale).
- 'Nivå 0' er merkbare små hendelser der kraftsystemet er og forblir i 'normaldriftstilstand' (Eng: normal state).
- 'Nivå 1' er signifikante hendelser med brudd på operasjonelle sikkerhetsgrenser der kraftsystemet havner i eller forblir i skjerpet driftstilstand (Eng: alert state).
- 'Nivå 2' er store omfattende hendelser med samtidig konsekvens for flere TSOer der kraftsystemet havner i eller forblir i 'nøddriftstilstand' (Eng: emergency state).
- 'Nivå 3' er ekstreme hendelser der en eller flere TSOer delvis eller totalt mørklegges, og der kraftsystemet havner i 'nettsammenbruddstilstand' (Eng: blackout state).

Minutter utenfor Normaldriftstilstand:

- Nivå BS – Ikke rapportert.
- Nivå 0 – Ikke rapportert.
- Nivå 1 – Skjerpet driftstilstand var 114 minutter i 2025.
Kommentar: Det var feil i rapporteringen for 2024. Dette ble rapportert internt fra Statnett. F0 til F2 avvikene skal rapporteres av Svenska Kraftnät for det Nordiske Synkronområdet i henhold til metodikken for å unngå dobbeltarbeid
- Nivå 2 - Nøddriftstilstand var 0 minutter i 2025.
Kommentar: Hvis dette nivået nåes skal det lages en egen separat rapport for denne hendelsen.
- Nivå 3 - Nettsammenbruddstilstand var 0 minutter i 2025.
Kommentar: Hvis dette nivået nåes skal det lages en egen separat rapport for denne hendelsen.

Områder med redusert driftssikkerhet

1.7 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.

Slike feil inngår derfor normalt ikke i den operative vurderingen av N-1 i systemdriften. Armering av systemvern er heller ikke inkludert i N-1 rapporteringen. Drift med N-0 innebærer drift med redusert driftssikkerhet.

Ved intakt nett har nettet ikke vært drevet uten oppfylt N-1 i 2025.

1.8 Oversikt over koblingsbilder som bryter med Statnetts driftskriterier

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

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

Kravene kan fravikes etter vedtak av konsernsjef eller den hun gir fullmakt til. I 2025 var det 19 koblingsbilder som brøt med Statnetts driftskriterier. Disse ble i forkant godkjent av konsernsjef eller den hun ga fullmakt til.

1.9 Gjennomførte tiltak og utbygging i 2025 som har forbedret driftssikkerheten

Følgende tiltak og utbygging har forbedret driftssikkerheten.

Sør- og Vestlandet

Sogndal-Aurland 1 ble oppgradert fra 300 til 420 kV.

Haugsvær-Lindås fikk et ekstra kabelsett og økt kapasitet.

Ny Åsen transformatorstasjon ble satt på drift høsten 2025.

Fire 420 kV felt i koblingsanlegget i Aurland 1 er oppgradert i 2025.

Temperaturoppgraderinger:

Flesaker-Hof og Hof-Tveiten

Mauranger-Samnanger er blitt temperaturoppgradert, men har midlertidig redusert kapasitet grunnet skader

Sauda-Blåfalli ble temperaturoppgradert i desember 24

Midt og Nord

Idriftsettelse av Ørskog T3 har forbedret forsyningssikkerheten i regionalnettet under stasjonen.

Systemansvarliges vedtak om levering av systemtjenester hvor vindparker ble innstilt med statikk for frekvensregulering har økt sannsynligheten for vellykket overgang til separatområder.

Koblingsbilder

1.10 Pålagte endringer i faste koblingsbilder etter systemansvarsforskriften

Sør- og Vestlandet

Ingen endring i koblingsbilde i transmisjons- eller i regionalnettet på Sør- og Vestlandet.

Midt og Nord

Nettet på strekningen Ørskog-Kjelbotn-Grytten ble endret i 2025 til å normalt driftes samlet med tosidig forsyning.

Nordnettet ble i 2025 endret til å normalt driftes delt i Vinnelys, og er galvanisk oppdelt i et Finnmark-nett og et Troms-nett.

Østlandet

Ingen endring i koblingsbilde i transmisjons- eller i regionalnettet på Østlandet.

Planlagte driftsstanser

1.11 Statistikk over driftsstanser

For 2025 ble det rapportert 8811 driftsstanser med utkobling, inklusive de som senere ble avvist, avlyst eller trukket tilbake. Dette er drøyt 200 flere enn i 2024. 84 % av disse ble gjennomført i løpet av året, med eller uten endringer.

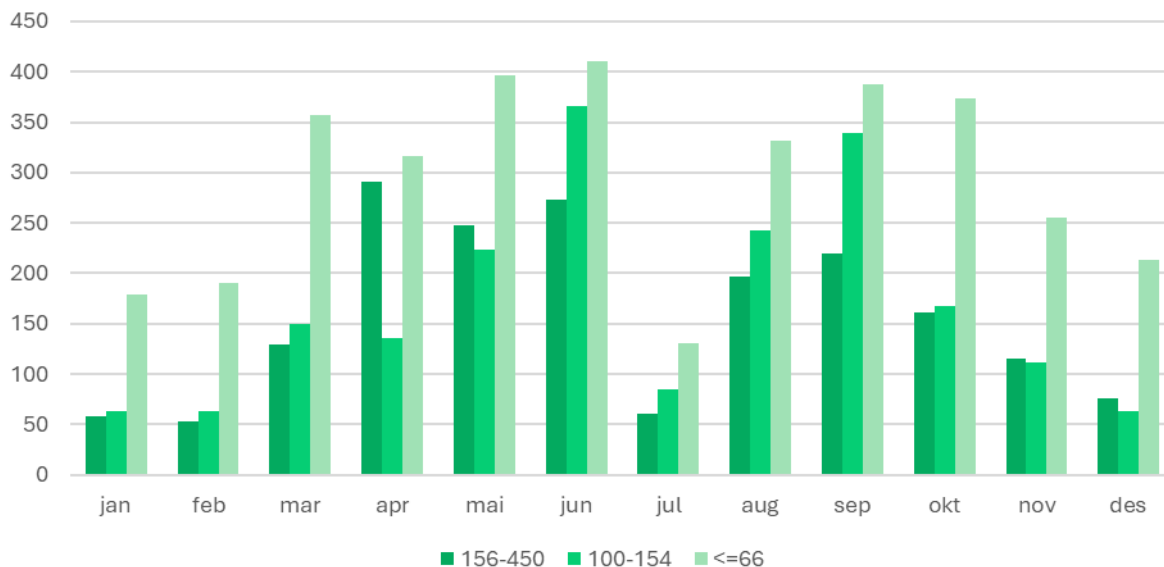
I tillegg ble det rapportert 1465 driftsstanser uten utkobling. Dette er arbeid som ikke medfører utkobling, men som typisk omfatter bruk av systemansvarliges virkemidler.

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2025. Om ikke annet er nevnt, omfatter tall og figurer gjennomførte driftsstanser med utkobling. Avviste, avlyste og tilbaketrunkne driftsstanser, samt driftsstanser registrert som utfall, er holdt utenfor. Statistikken omfatter både planlagte og ikke planlagte driftsstanser etter fos §17 annet og tredje ledd. For figurer med månedsoppløsning, er måned referert tidspunkt for planlagt oppstart av driftsstansene. Antall er referert antall anleggsdeler, dvs. noe flere enn antall planer for driftsstans, da hver plan for driftsstans kan omfatte flere anleggsdeler. Hver utkobling kan igjen være representert med flere driftsstanser.

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

1.11.1 Fordeling av driftsstanser over året

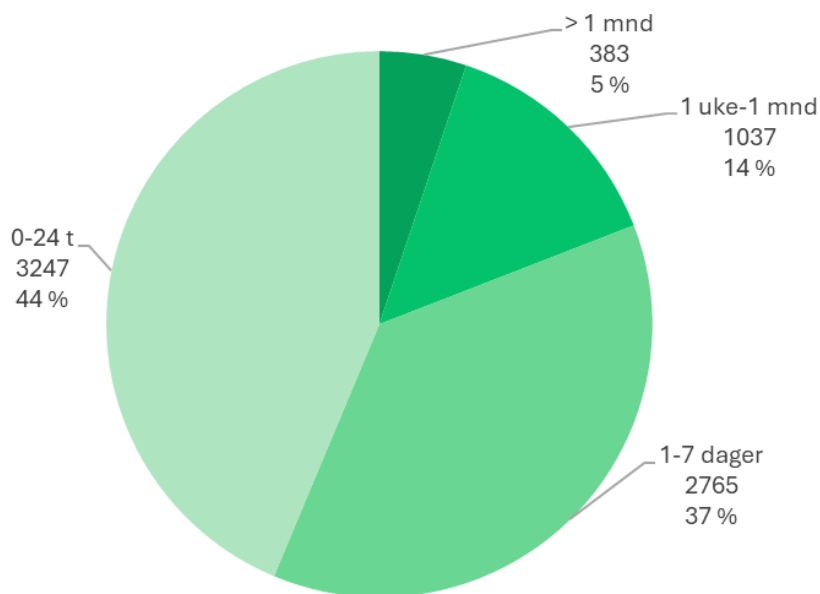
Aktiviteten er - som for tidligere år - høyest vår, sommer og høst, med unntak av juli. Aktiviteten utover våren påvirkes en del av tidspunkt for påsken. Driftsstanser på 66 kV og lavere har en jevnere fordeling over året, i hovedsak på grunn av at driftsstanser på generatorer registreres på dette spenningsnivået.



Figur 1.4 - Antall gjennomførte driftsstanser gjennom året fordelt på spenningsnivå

1.11.2 Varighet av driftsstanser

44 % av alle gjennomførte driftsstanser i 2025 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme anleggsdel. 19 % av driftsstansene hadde en planlagt varighet på mer enn én uke. Gjennomsnittlig planlagt varighet på alle gjennomførte driftsstanser var 7,7 dager. Reell utkoblingsperiode var noe lavere.

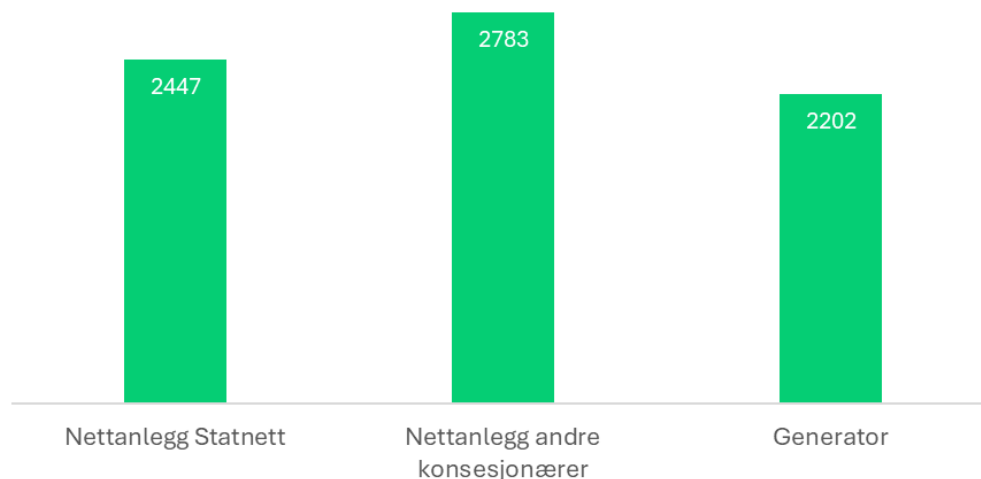


Figur 1.5 - Planlagt varighet av alle gjennomførte driftsstanser

1.11.3 Driftsstanser per kundekategori

33 % av alle gjennomførte driftsstanser som ble rapportert til systemansvarlig for 2025 var i Statnetts nettanlegg. Øvrige konsesjonærers nettanlegg sto for 37 %, og produksjonsanlegg for 30 % av alle gjennomførte driftsstanser.

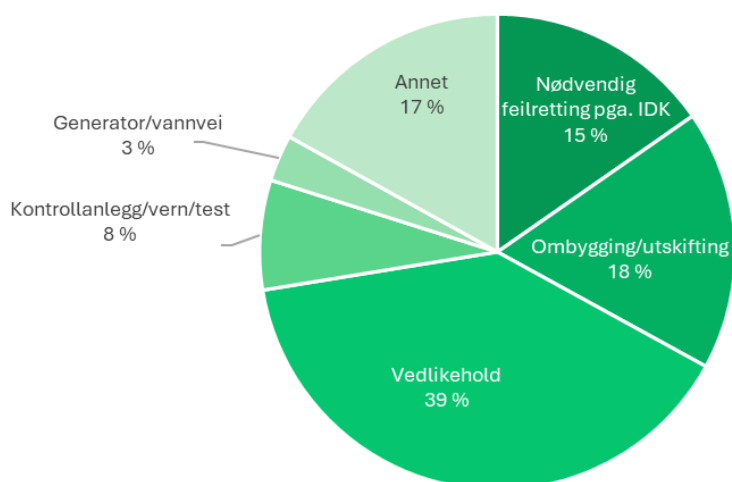
Mens det var en marginal nedgang i totalt antall gjennomførte driftsstanser i 2025 i forhold til 2024, ble det rapportert og gjennomført betydelig flere driftsstanser for generatorer (+12 %) sammenliknet med året før. Det ble også rapportert flere (+ 5 %) driftsstanser for øvrige konsesjonærers nettanlegg (dvs. unntatt Statnett), mens for Statnetts nettanlegg ble det rapportert og gjennomført 14 % færre driftsstanser i forhold til 2024.



Figur 1.6 - Gjennomførte driftsstanser fordelt på Statnett, nettselskap eller produsent

1.11.4 Årsaker til driftsstanser

Det er mange ulike årsaker bak et behov for driftsstans. Mye faller likevel inn under hovedkategoriene vedlikehold, nødvendig feilretting og ombygging/utskifting. Figur 1.7 viser aggregerte årsakskategorier for gjennomførte driftsstanser i 2025. Merk at de fleste av driftsstansene for produksjon føres under andre kategorier enn generator/vannvei.

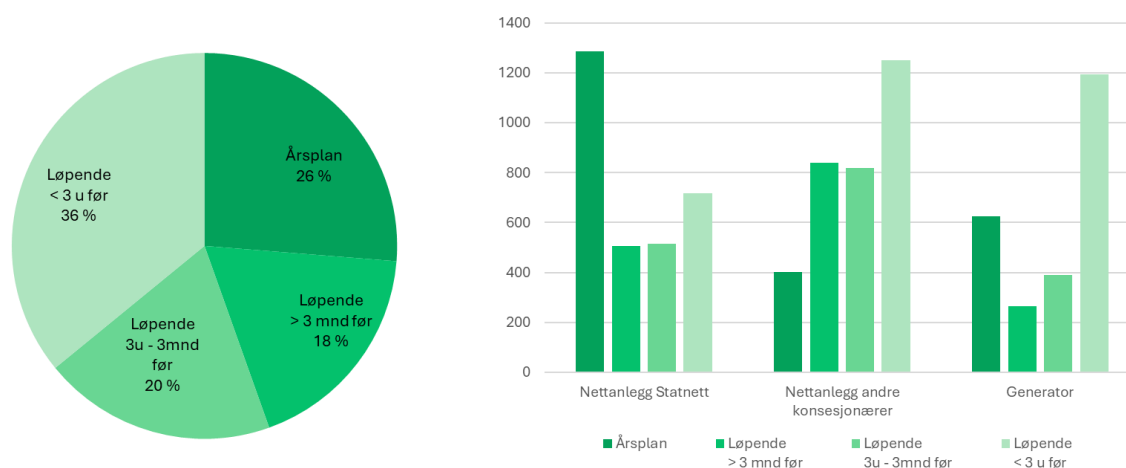


Figur 1.7 - Årsaker til driftsstanser

1.11.5 Rapporterte driftsstanser mottatt hhv. innen og etter angitte frister

Krav om rapportering til årsplan gjelder transmisjonsnett, inklusive utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett samt generatorer tilknyttet transmisjonsnett. Frist for rapportering til årsplan er 1. september året før. Øvrige driftsstanser skal som hovedregel rapporteres innen tre måneder før planlagt oppstart. Senere rapportering kan aksepteres i visse tilfeller, eksempelvis driftsstanser for 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.

Figur 1.8 viser at 26 % av alle driftsstanser for 2025 ble rapportert til årsplan, mot 30 % året før. For Statnetts nettanlegg ble 43 % rapportert til årsplan, mot 49 % året før. For øvrige konsesjonærs nettanlegg er andelen rapportert til årsplan redusert fra 14 til 12 %. For generatorer ble 25 % rapportert til årsplan, mot 24 % året før. Over halvparten (56 %) av alle driftsstanser ble rapportert mindre enn tre måneder før (mot 54 % året før), og over en tredel (36 %) ble rapportert mindre enn tre uker før utkobling (1 % lavere enn året før). Mange av disse er ikke unntatt kravet om rapportering til årsplan/tre måneder før, jf. beskrivelsen ovenfor. Se også Kapittel 1.12

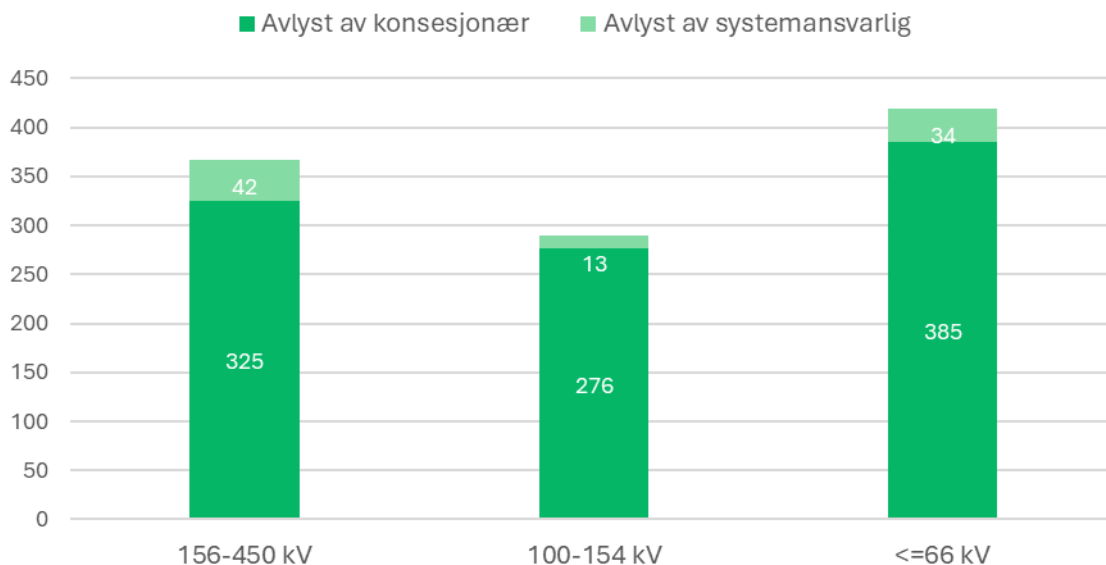


Figur 1.8 - Driftsstanser og rapporteringsfrister

1.11.6 Omprioriterte driftsstanser

1075 vedtatte driftsstanser for 2025 ble avlyst, tilsvarende nesten 13 % av alle rapporterte driftsstanser med utkobling. Dette er noe flere enn i 2024, der 815 driftsstanser ble avlyst. 92 % av alle avlyste driftsstanser i 2025 ble avlyst av konsesjonær og de øvrige av systemansvarlig.

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.

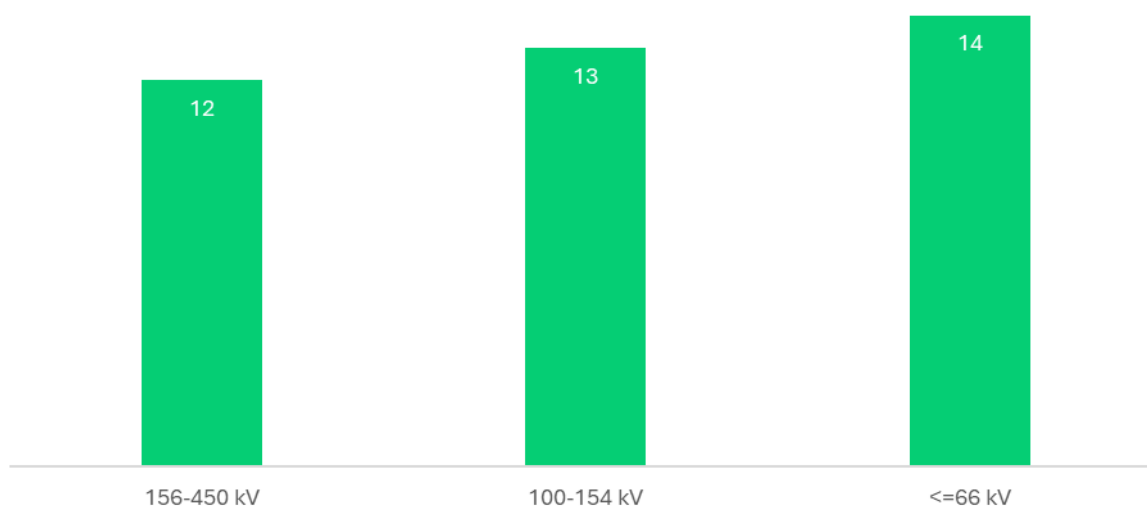


Figur 1.9 - Antall avlyste driftsstanser, fordelt på spenningsnivå

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 33 % av alle driftsstanser ble endret med nytt vedtak en eller flere ganger (mot 29 % året før).

1.11.7 Avslag på rapporterte driftsstanser

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvising kan være sen rapportering, formalfeil og konflikt med andre driftsstanser. For 2025 ble 39 driftsstanser avvist av systemansvarlig, som er 12 færre enn året før. Samtidig ble det trukket 262 søknader før vedtak, som er 12 flere enn året før.



Figur 1.10 - Antall driftsstanser der det er gitt et avslag, fordelt på spenningsnivå

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

Som nevnt i kapittel 1.15.4 er det i hovedsak driftsstanser i- og tilknyttet transmisjonsnettet som har krav om rapportering til årsplan, og andel rapportert til årsplan må vurderes i lys av dette. Øvrige driftsstanser skal, i henhold til dagens retningslinjer, som hovedregel rapporteres innen 3 måneder. Det er unntak fra dette kravet, blant annet for driftsstanser "i skyggen" av allerede vedtatte driftsstanser.

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

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

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

Effektbalanse

1.13 Tidsperioder med knapphet på reguleringsressurser i kraftsystemet

I løpet av 2025 har det vært tre tilfeller der Statnett har flagget gult i EAS grunnet for lite reserver, der innmeldt budvolum er betydelig lavere enn dimensjoneringskravet. For en nærmere beskrivelse av dimensjoneringskravet henvises det til kapittel 3.2.

Tabell 1.2 - Tidspunkt i 2025 der innmeldt budvolum er betydelig lavere enn dimensjoneringskravet og Statnett har flagget gult i EAS

Dato	Budområde	Timer	Verste MTU	Budvolum	Dimensjoneringskrav
20.11.2025	NO1, NO2, NO5	07-17	08:15-08:30	1649 MW	2016 MW
21.11.2025	NO1, NO2, NO5	06-07	06:45-07:00	1292 MW	1556 MW
02.12.2025	NO3	06-15	08:00-08:15	552 MW	973 MW

Dimensjoneringskravet er beregnet som normale ubalanser pluss prognosert dimensjonerende utfall.

De to første tilfellene omfatter Sør-Norge samlet, ettersom det er kapasitet til å dele reserver mellom prisområdene, og at utvekslingskapasiteten mellom NO3 og Sør-Norge er svært begrenset.

Regulerkraftressursene i NO3 og NO4 er derfor ofte ikke tilgjengelige for å dekke behovet for oppregulering i Sør-Norge.

Reservemangelen i disse tilfellene skyldes problemer med å prognosere dimensjonerende utfall, og da spesielt NSL-forbindelsen (NO2-EN). Det er vanskelig å prognosere flyt når forventet pris er lik i Sør-Norge (NO2) og England (EN). 20. november var prognosert flyt 1400 MW forskjellig fra børsresultatet. Dette gjorde at det ble kjøpt inn for lite reserver i kapasitetsmarkedet.

Tilfellet med reservemangel i NO3 skyldes feil i prognose på frivillige bud, derfor ble for lavt volum handlet inn i kapasitetsmarkedet. Gjeldende tidsperiode var det ikke nok kapasitet til naboområdene for å dekke reserveunderskuddet.

Tiltak for prognosefeil er iverksatt, og det blir nå kjøpt inn ekstra reserver i mFRR CM når det er usikkerhet i prognosene. Prognose for frivillige bud er forbedret.

1.14 Minste tilgjengelig effekt

Minste tilgjengelig effekt er her basert på mFRR-bud retning OPP som ikke er aktivert. Dette gjelder både bud som følger standardproduktet og non-standard bud.

Det har vært tilfeller der det har oppstått feil i utligningsgjøringer av bud (f.eks. tilfeller der elektronisk kommunikasjon mot aktørene går ned og automatikken utligningsgjør alle bud). Disse tilfellene illustrerer ikke en reell effektknapphet og derfor er ikke utligningsgjøringer tatt med i denne oversikten.

Tabell 1.3 - Oversikt over tilfeller med tilgjengelig effekt lavere enn 1000 MW i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5)

Dato 15 minutt	Tilbudt mFRR	Tilbudt non-standard	Aktivert mFRR	Tilgjengelig mFRR
8.25.2025 10:15:00 PM	518	565	334	749
8.25.2025 10:30:00 PM	518	565	333	750
8.25.2025 9:15:00 PM	463	565	233	795
8.25.2025 10:45:00 PM	518	565	260	823
8.26.2025 8:00:00 PM	483	565	223	825
8.26.2025 8:15:00 PM	483	565	212	836
8.25.2025 9:30:00 PM	509	565	227	847
8.25.2025 9:00:00 PM	463	565	178	850
8.26.2025 11:00:00 PM	970	565	666	869
8.25.2025 10:00:00 PM	518	565	210	873
11.21.2025 10:15:00 AM	1 258	485	867	876
8.26.2025 7:45:00 PM	528	565	197	896
11.21.2025 10:00:00 AM	1 248	485	818	915
8.26.2025 8:30:00 PM	483	565	116	932
8.25.2025 8:00:00 PM	565	565	188	942
8.26.2025 9:15:00 PM	522	565	139	948
8.26.2025 9:00:00 PM	522	565	122	965
8.25.2025 11:00:00 PM	665	565	250	980

Datoene 25. og 26. august var det moderat eksport over alle korridorene ut av landet (ingen import), og derav lavere dimensjoneringskrav og lavere volum kjøpt i mFRR CM.

21. november var preget av kombinasjonen lavt nivå av tilbudt mFRR og høy ubalanse.

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

Statnett benytter følgende tiltak for å redusere konsekvens av timer med høy knapphet på effekt og reguleringsressurser:

- Fatte vedtak etter fos § 12 fjerde og femte ledd for å rekvirere flere bud. Statnett kontakter aktører i aktuelle budområder for å rekvirere tilgjengelig produksjon, enten kvelden før (12.4 vedtak) eller i driftstimen (12.5).
- Redusere intradagskapasitet på relevante korridorer i relevant retning, med hensikt å forhindre handel som vil gjøre knappheten verre.
- Kontakte nabo-TSOer for å informere om situasjonen og avklare om deling av reserver er mulig i en effektbristsituasjon, gitt ledig kapasitet. Det kan for eksempel gjøres en effektkrafthandel på en av HVDC-forbindelsene i periode med knapphet på effekt.
- Flagge gult i EAS for å bevisstgjøre andre TSOer. ENTSO-E Awareness System (EAS) er en plattform som brukes av samtlige TSOer i Europa for å melde om hendelser som påvirker driften.
- Frigjøre ATC kapasitet over norske korridorer for RI (Resident Incident/dimensjonerende utfall). Det er reservert en egen RI kapasitet som kan frigjøres ved driftskritisk hendelse.

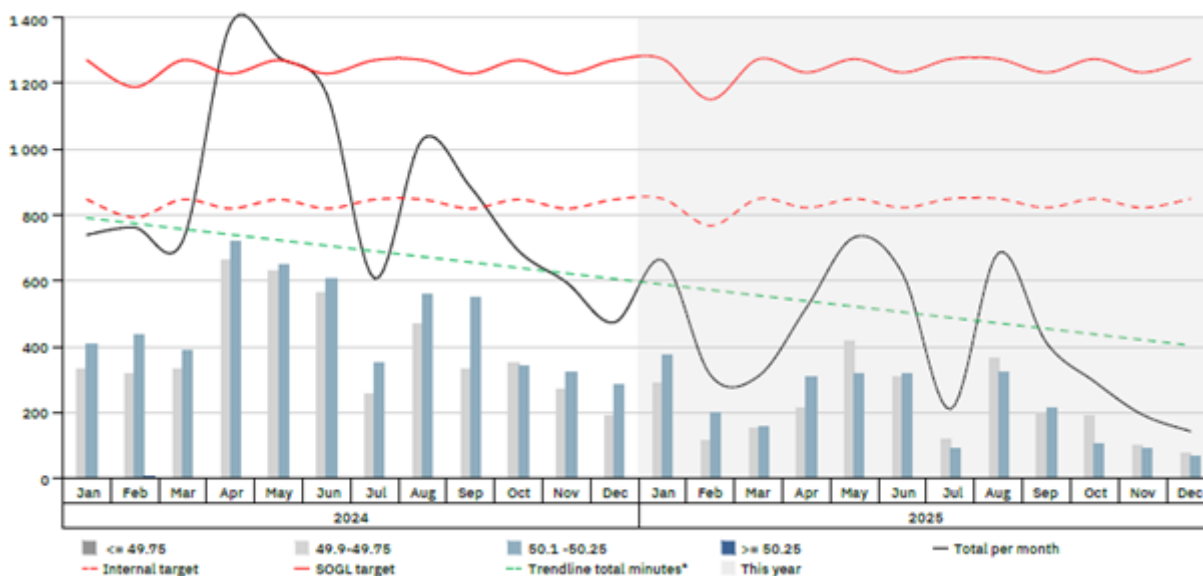
Andre tiltak som kan vurderes er å avbryte driftsstanser som gir redusert overføringskapasitet mellom områder. Dersom det ikke er tilstrekkelig med bud tilgjengelig i kapasitetsmarkedene for å dekke det dimensjonerte behovet kan det også vurderes å gjøre tiltak for å redusere dimensjonerende feil.

2 Frekvens og spenningskvalitet

Frekvenskvalitet

2.1 Data for frekvenskvalitet i 2025

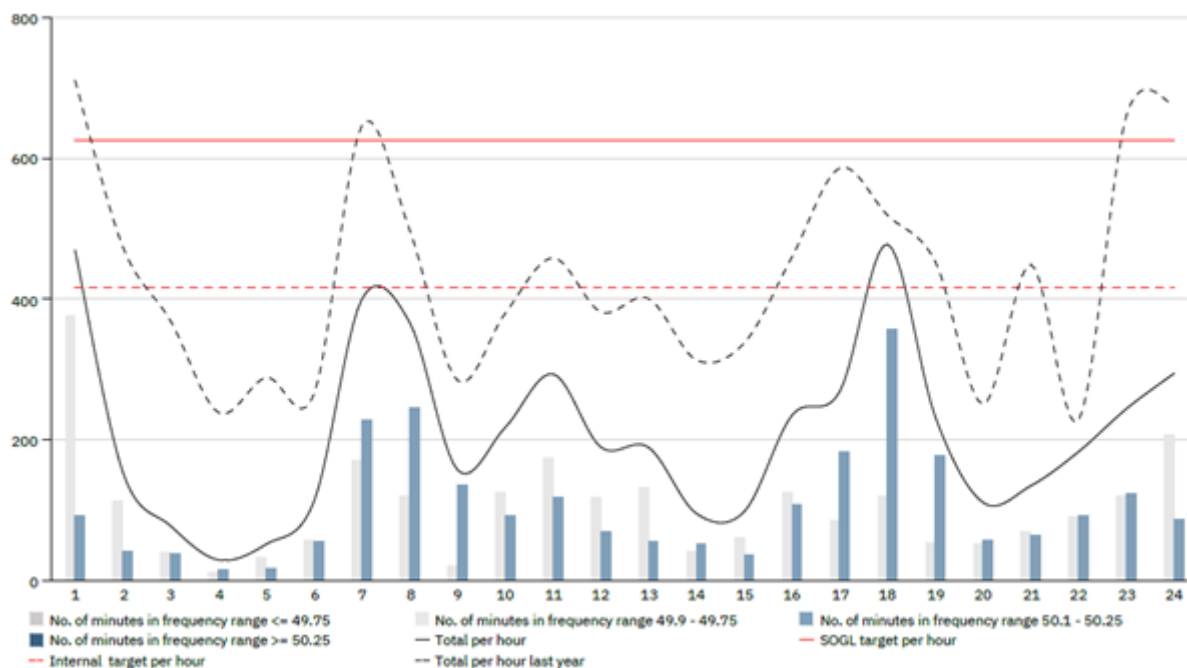
Frekvensen var utenfor frekvensbåndet i 5094 minutter i 2025. Dette er 4906 minutter under det felles nordiske målet på maksimum 10 000 minutter. Sammenlignet med 10 330 minutter i 2024 er dette en stor forbedring. I 2025 var det omtrent like mange minutter med overfrekvens og underfrekvens, 2 557 minutter over 50,1 Hz og 2 537 minutter under 49,9 Hz. Mai var måneden med flest minutter utenfor normalt frekvensbånd med 732 minutter. En viktig årsak til det høye frekvensavviket i denne perioden er vårmsmeltingen og høyt kjørefønske for uregulerbar kraft.



Figur 2.1 - Antall minutter utenfor standard frekvensområde i 2024 og 2025

Figur 2.1 viser antall minutter utenfor standard frekvensområde. Hver måned er delt i to søyler, den grå søylen er antall minutter hvor frekvensen er under 49,9 Hz og den blå søylen er antall minutter over 50,1 Hz. Røde linjer representerer det årlige SOGL- og Nordic SA interne målet for maksimalt antall minutter utenfor standard frekvensområde på 15 000 og 10 000 minutter på månedlig basis.

Frekvens er fremdeles dårligst rundt døgnskift, som har sin naturlige forklaring ettersom markedene klareres på døgnsbasis. Samtidig marker morgenoppkjøringen seg sammen med kveldslast timene som de periodene over døgnet med flest frekvensavvik. I 2025 gikk frekvensavviket for alle timene over døgnet ned sammenlignet med 2024. Dette er en meget positiv trend.



Figur 2.2 - Antall minutter utenfor standard frekvensområde per time

Figur 2.2 viser antall minutter utenfor standard frekvensområde per time. Hver time er delt i to søyler, den grå søylen er antall minutter hvor frekvensen er under 49,9 Hz og den blå søylen er antall minutter over 50,1 Hz. Røde linjer representerer det årlige SOGL-målet for maksimalt antall minutter utenfor standard frekvensområde på 15 000.

2.2 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

De senere årene har antall minutter med frekvensavvik ligget på rundt 10 000 minutter årlig, noe som har sammenfalt med det nordiske målet for maksimalt frekvensavvik. I 2025 har det imidlertid vært en markant forbedring i frekvenskvaliteten. Denne positive utviklingen skyldes ikke en enkelt faktor, men en kombinasjon av flere strukturelle endringer i hvordan det nordiske kraftsystemet balanseres og drives.

Automatisert balansering gjennom Nordic Balancing Model

Den mest grunnleggende endringen kom 4. mars 2025 med innføringen av Nordic Balancing Model (NBM). Frem til denne datoen var det Statnett og Svenska kraftnät som hadde det overordnede ansvaret for balanseringen i Norden. Dette var en relativt manuell oppgave der operatørene måtte aktivere regulerkraft basert på manuell vurdering av situasjonen.

Med NBM har store deler av balanseringsprosessen blitt automatisert. Hver systemoperatør (TSO) har nå ansvaret for sin egen ubalanse, målt gjennom ACE (Area Control Error). Håndteringen av ubalanser gjøres i all hovedsak basert på prognoser og automatisk aktivering av reserver gjennom det automatiserte energiaktiveringsmarkedet for mFRR (manual Frequency Restoration Reserve). Dette gir raskere respons på ubalanser og reduserer tiden systemet opererer utenfor normalfrekvensen.

15-minutters oppløsning fjerner strukturelle ubalanser

En annen viktig forbedring har vært innføringen av 15-minutters oppløsning i både Intradag- og Day Ahead-markedene i løpet av det siste året. Tidligere opererte disse markedene med timeoppløsning, noe som skapte strukturelle ubalanser i kraftsystemet. Det systematiske avviket mellom planlagt og faktisk forbruk har blitt betydelig redusert ved å gå over til kortere tidsintervaller.

I tillegg ble det mot slutten av 2025 innført krav om at produksjonsendringer skulle rampes - altså endres gradvis i stedet for i brå sprang. Rampingen på kablene er også blitt mer harmonisert i Norden og ramper nå 5 minutter før til 5 minutter etter hvert kvarter (MTU - Market Time Unit). Dette bidrar til at endringer i kraftflyt skjer mer forutsigbart og kontrollert, noe som reduserer plutselige ubalanser i systemet.

Økt tilgang på balanseringskraft

I forbindelse med innføringen av Nordic Balancing Model ble det utarbeidet nye dimensjoneringskrav for innkjøp i kapasitetsmarkedene. Dette har ført til at det er kjøpt inn større mengder med mFRR-reserver, noe som gir systemoperatørene bedre verktøy for å håndtere ubalanser når de oppstår.

Samtidig har innføringen av flytbasert markedskobling medført færre overlaste på nettet i gjennomsnitt. Overlaste oppstår når den fysiske kraftflyten mellom områder overstiger nettkapasiteten, noe som krever at systemoperatøren må gripe inn med systemreguleringer. Når overlastene reduseres, blir det også mindre behov for slike inngrep, noe som igjen bidrar til færre ubalanser i kraftsystemet.

Markedsdisiplin gjennom økonomiske insentiver

Ikke minst har høye ubalansepriser hatt en oppdragende effekt på aktørene i markedet. Når det blir dyrt å være i ubalanse, øker insentivene for markedsaktørene til å forbedre sine prognoser og planlegge sin produksjon og sitt forbruk mer nøyaktig. Dette skaper en positiv selvforsterkende effekt der aktørene tar større ansvar for sin egen balanse, noe som reduserer den totale ubalansen i systemet.

Samlet effekt

Samlet sett har disse tiltakene skapt et kraftsystem som er langt bedre i stand til å opprettholde en stabil frekvens nær 50 Hz. Automatiseringen har gitt raskere respons, finere tidsoppløsning har fjernet strukturelle problemer, økt reservekapasitet har gitt bedre verktøy, og økonomiske insentiver har skapt bedre markedsdisiplin. Resultatet er en markant forbedring i frekvenskvaliteten sammenlignet med tidligere år.

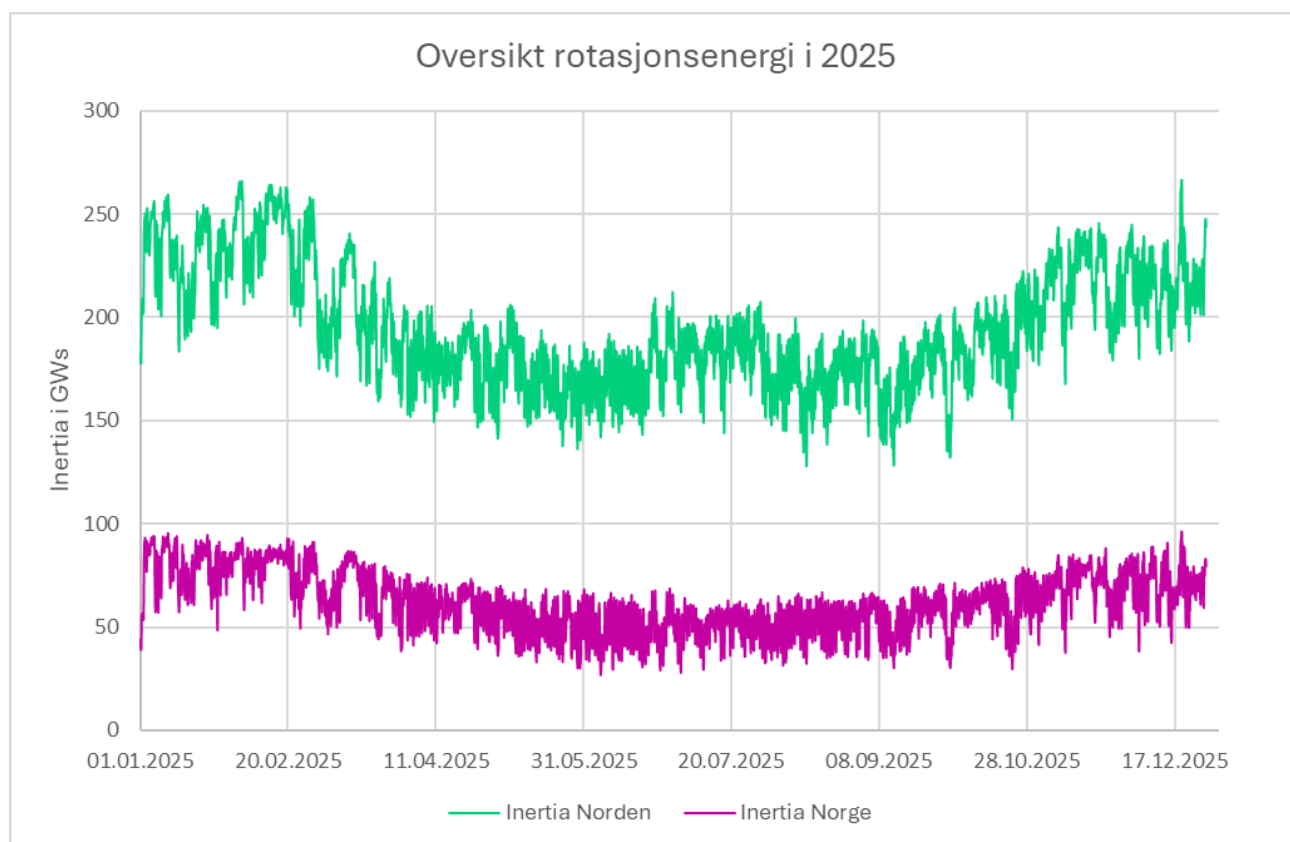
Roterende masse

2.3 Oversikt over tilgjengeligheten av roterende masse i kraftsystemet

I 2025 varierte nivået av kinetisk rotasjonsenergi (inertia) i det nordiske synkronområdet mellom 128 og 266 GWs, og i Norge mellom 27 og 96 GWs. Mengden inertia er nært knyttet til antall synkrontilkoblede generatorer i drift. Dette påvirkes blant annet av den hydrologiske situasjonen og prisforholdene i kraftmarkedet.

Inertianivået er normalt høyere i vintermånedene enn i sommermånedene. Selv ved relativt stabil etterspørsel gjennom døgnet kan nivået variere betydelig, avhengig av produksjonsmik og utveksling over HVDC-forbindelsene.

De siste årene har det også vært enkelte vintertimer med uvanlig lave nivåer av inertia. Dette skyldes i hovedsak økt andel produksjon fra ikke-synkrontilkoblede generatorene i det nordiske synkronområdet.



Figur 2.3 - Estimert kinetisk rotasjonsenergi / inertia i Norden og Norge

2.4 Vurdering av utviklingen for roterende masse i det nordiske kraftsystemet

Variasjoner av tilgjengelig roterende masse i det nordiske kraftsystemet påvirkes både av hydrologiske forhold og av variasjoner i vindkraftproduksjon. Dette gir merkbare utslag på henholdsvis sesong- og døgnnivå. Den mest fremtredende langsiktige utviklingen er imidlertid veksten i inverter-basert produksjon og innmating, særlig vind- og solkraft, HVDC-forbindelser og batterisystemer. Disse teknologiene tilfører ikke synkron rotasjonsenergi og bidrar derfor til en gradvis reduksjon i den tilgjengelige roterende massen i kraftsystemet.

Utviklingen viser at det nordiske synkronområdet forventes å få et økende antall timer med lav tilgjengelig kinetisk energi. Minimumsnivåer som tidligere i hovedsak forekom i sommerhalvåret, fordeler seg nå gjennom hele året. Dette kan gjøre det nødvendig å utvide dagens marked for FFR (Fast Frequency Reserve) eller vurdere andre tiltak for å opprettholde tilstrekkelig systemstabilitet.

De nordiske TSOene gjennomfører i perioden 2025–Q3 2026 en felles studie for å oppdatere kunnskapen om systeminerti i lys av økende fornybarandel og redusert roterende masse. Studien bygger på tidligere rapporter fra 2015 og 2017, men revideres som følge av endrede forutsetninger og behov for oppdatert teknisk innsikt. Formålet er å etablere en helhetlig og oppdatert oversikt over inertirelaterte problemstillinger samt å sikre et faglig grunnlag for regulatoriske vurderinger om fastsettelse av minimumsnivå for rotasjonsenergi og videre utvikling av et stabilt og driftssikkert nordisk kraftsystem.

Parallelt pågår et annet nordisk samarbeid for å håndtere utfordringene knyttet til en økende andel inverter-basert produksjon og for å utnytte nye teknologiske muligheter, blant annet nettfremmende egenskaper som kan bidra med stabiliserende funksjoner i fravær av synkrone maskiner.

Produksjonstyper som bidrar med roterende masse (rangert):

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

Produksjonstyper som ikke bidrar med inertia:

- Vindkraft
- Solkraft
- HVDC-innmating
- Batterisystemer

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

Artikkel 39.3(a) i «Kommissjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av overføringsnett for elektrisitet», SOGL krever at alle TSOer skal gjennomføre en felles studie per synkronområde for å vurdere behovet for å fastsette et minimumsnivå for rotasjonsenergi i kraftsystemet, tatt i betraktning kostnader og fordeler samt potensielle alternativer. Resultatene fra denne studien skal rapporteres til de nasjonale regulatorene.

Basert på den siste evalueringen² er konklusjonen til de nordiske TSOene at det foreløpig ikke er nødvendig å definere et spesifikt minimumsnivå for rotasjonsenergi. Samtidig fremheves Fast Frequency Reserve (FFR) som et effektivt og kostnadseffektivt verktøy for å opprettholde systemets sikkerhet i perioder med lav rotasjonsenergi.

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

Det var ingen hendelser i 2025 der det ble utløst FFR.

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

Det var ingen hendelser i 2025 der dimensjonerende feil ble redusert som en konsekvens av lite roterende masse. FFR ble benyttet heller enn å redusere dimensjonerende feil.

² [REQUIREMENTS FOR MINIMUM INERTIA IN THE NORDIC POWER SYSTEM](#)

Spenningskvalitet

2.8 Driftsspenning i transmisjonsnettet

2.8.1 Avvik fra nominell spenning

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

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

I 2025 var totalt overskridelse av spenningsgrenser på 300 kV og 420 kV på 738 001 minutter. Det må bemerkes at det er usikkerhet knyttet til tallene, da det er risiko for duplikater (at samme brudd teller flere ganger, eksempelvis at måling fra begge samleskinner teller med i tilfeller hvor det er samlet drift og kun én skulle vært med), samt at grenser satt i SCADA-systemet varierer med +/- 1 kV i transmisjonsnettet. Statnett utvikler derfor et nytt verktøy som baseres direkte på målinger, fremfor grenser satt i SCADA-systemet. Det skal øke kvaliteten på rapporteringen fremover.

Kravene om å overholde spenningsgrenser er satt for å verne mennesker og utstyr. Derfor jobber Statnett med en rekke tiltak for å forbedre situasjonen, se Kapittel 2.8.3.

Konsekvensene i driften av at spenningsgrensene brytes er først og fremst noe redusert forsyningssikkerhet. Dette kan innebære utkobling av anlegg (for eksempel kabler i tomgang) eller at nettet deles opp, da de reaktive reservene i nettet er veldig presset.

2.8.2 Områder med spenningsutfordringer

Kobbelv/Kobbvatn/Salten

Stasjonen driftes generelt med høy spenning, og er ofte opp i 419 kV. Dersom kraftverk står og ikke bidrar med spenningsstøtte er området sårbart for spenningsvariasjoner, da det ikke er reaktive komponenter i Kobbvatnet.

420 Ofoten-Kobbvatnet har vært lengre utkoblet grunnet mastehavari, noe som medfører at Salten er på en radial forbindelse i transmisjonsnettet, og dermed mer utsatt for spenningsvariasjoner grunnet svakere nett. Det har vært tilfeller hvor Salten-nettet har havnet i øydrift, grunnet utfall i transmisjonsnettet, noe som har medført store spenningsvariasjoner i overgang til øy.

Trofors/Kolsvik/Tunnsjødal

Generelt er det høy spenning i Kolsvik/Trofors. Dersom det ikke er produksjon i Kolsvik finnes det ingen tiltak for spenningsregulering. I høylastperioder er det problemer med spenning i Fosen-området og SVC kjører gjerne for fullt kapasitivt. For å avlaste SVC benyttes blant annet kondensatorbatterier i Tunnsjødal som gir økt spenning i Tunnsjødal og ringvirkninger i Kolsvik/Trofors. I Kolsvik og Trofors finnes det ikke lokal reaktor.

Nedre Røssåga

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

Åfjord/Hofstad

Ved lav last er spenningen ofte høy i området. Vindparkene på Fosen bidrar ikke ideelt med spenningsregulering. Ved høy produksjon på Sørmarksfjellet, kombinert med svakt nett, pga. revisjonsarbeid i transmisjonsnettet har det ved flere tilfeller oppstått spenningspendlinger. Årsaken er at spenningsregulator på parken har vært innstilt for et mye stivere nett. Innstillingene er nå endret.

Snilldal/Surna/Viklandet

Snilldal stasjon ligger som en radial fra Surna. Ved lav flyt, og lite produksjon i regionalnettet under Snilldal kan det være problematisk å holde spenningen nede. Produksjonsanlegg i området benyttes for spenningsregulering, da det ikke er egen reaktor i Snilldal eller Surna.

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

Det har vært ca. 4 ukers utkobling av 420 Surna-Viklandet. Dette har medført høy spenning i Surna og Viklandet ved lav last, da ledningene blir en lang radial og produserer store mengder reaktiv effekt. Nærmeste reaktive komponenter har vært i Klæbu og Viklandet, som har vært impedansmessig langt unna, grunnet utkoblingen 420 Surna-Viklandet.

Fræna/Nyhamna

Ved lav flyt i transmisjonsnettet oppstår det ofte høy spenning i Fræna stasjon, da ledningen 420 Fræna-Viklandet har høyt kapasitivt bidrag ved lav flyt. Tiltak er da å redusere spenningen i Viklandet.

Moskog-Ørskog

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

Samtidig med deling i Høyanger mot Sogndal har det vært arbeid på reaktor i Moskog. Transmisjonsnettet ligger radielt ned til Høyanger, og uten reaktor i Moskog har det vært vanskelig å unngå spenningsoverskridelser.

Osloområdet

Vi har hatt utfordringer med disse stasjonene i flere år. Idriftsettelse av reaktor i Sogn i 2023, har redusert antall overskridelser i området, men det er fortsatt problemer med høy spenning. Det er ikke tilstrekkelig med reaktive komponenter, og bruken av de dynamiske komponentene (SVS-anlegg) er ikke gunstig. I tillegg kobler Statnett ut kabler i 300 kV-nettet for å redusere MVAR bidraget i lettlast.

Vedlikehold i området, i tilstøtende områder påvirker også spenningen. Høy MVAR-flyt mellom TSO og DSO påvirker også spenningen i området.

Rendalen

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

Borgund

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

Nesflaten

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

Haugalandet

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

2.8.3 Utviklingen av driftsspenningen over tid

Tabell 2.1 - Utvikling av overspenninger siden 2021

Utvikling av overskridelser av spenningsgrensene – 300 kV og 420 kV	
2021	1 413 469 minutter
2022	1 149 123 minutter
2023	712 993 minutter
2024	584 696 minutter
2025	738 001 minutter

Spenningsoverskridelsene er på et lavere nivå enn de var for noen år tilbake, likevel observeres en negativ utvikling fra 2024. Årsaken til økende antall timer brudd er sammensatt, men mye kan forklares med flyten i nettet og hvilke utkoblinger som har vært. Av utkoblinger kan f.eks. utkobling av kabel mellom Sogn/Ulven i flere perioder blant annet fra 23. juni til 27. november nevnes, og reaktor i Frogner utkoblet 16. september til 11. desember.

Tabell 2.2 - Utvikling av underspenninger siden 2021

Utvikling av underspenninger – under 285 kV og 405 kV	
2021	35 625 minutter
2022	28 831 minutter
2023	36 369 minutter
2024	27 384 minutter
2025	27 644 minutter

Utvikling av underspenninger holdes på et relativt jevnt nivå sett i forhold til tidligere år.

Tiltak

Statnett gjennomfører spenningsanalyser for hele landet, for å sikre at områdeplaner og prosjektene inkluderer tilstrekkelig med reaktive komponenter. Statnett automatiserer mange eksisterende reaktive komponenter (reaktorer, kondensatorbatterier og SVS-anlegg) slik at de i større grad kan reagere umiddelbart uten inngripen fra operatør. Nye reaktive komponenter leveres nå med automatikk fra start av.

Det er utviklet et verktøy som gir oversikt over import av reaktiv effekt til transmisjonsnettet fra DSOene. Verktøyet gir tilgang på data som synliggjør at det mangler insentiver for DSOene til å balansere reaktiv effekt i eget område. En nærmere beskrivelse av dette finnes i kapittel 2.12.

En ny reaktor i Sogn ble satt i drift i juni 2023, noe som har bedre situasjonen i Osloområdet. Ny reaktor i Smestad i 2027 forbedre situasjonen ytterligere. I tillegg er det bestilt flere reaktorer spredt rundt i transmisjonsnettet.

Det har vært spenningsoverskridelser på Rendalen over mange år. Statnett har et prosjekt for å skifte transformatoren der til en ny med trinnkobler og bedre omsetningsforhold enn eksisterende transformator. Dette prosjektet har fått et fos § 14 vedtak, med planlagt idriftsettelse i 2026/2027.

2.9 Redegjørelse for spenningsdipper

Det har blitt gjort undersøkelser hvor det er gjennomgått alle spenningsdipper fra 12 tilfeldig valgte stasjoner i transmisjonsnettet de siste 5 årene. Hensikten har vært å undersøke om det ut fra måledata kan observeres en utvikling i dybde på spenningsdipper.

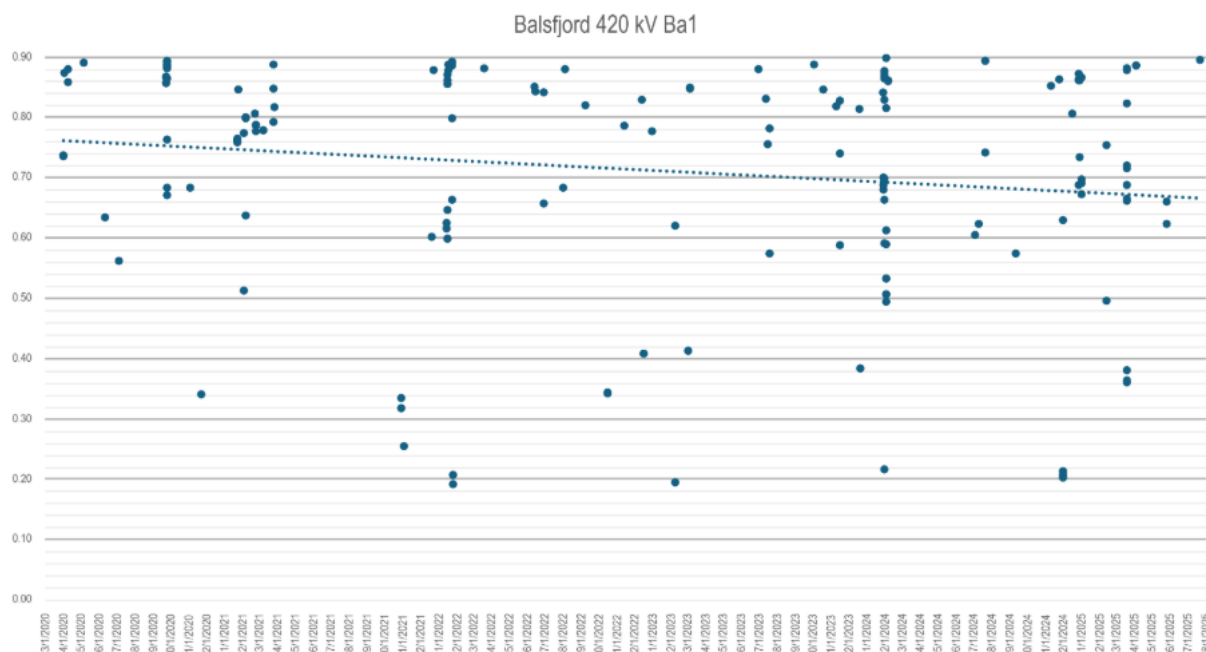
Det hovedsakelig fire faktorer som påvirker dybden på en spenningsdipp:

- hvor feilen skjer,
- hva slags feil det er,
- hvor mye synkrongeneratorer som ligger inne
- hvor, og hvordan koblingsbildet ser ut.

Disse faktorene ble ikke tatt hensyn til i undersøkelsen som har blitt utført, det er kun sett på måledataene.

Basert på de 12 målepunktene tyder resultatene på at spenningsdippene blir dypere ved 7 av stasjonene. Figur 2.4 viser spenningsdipper målt i en av stasjonene som ble undersøkt; Balsfjord. Tilsvarende utvikling kan bli sett for følgende stasjoner: Fræna, Kvinesdal, Modalen, Sauda, Snilldal, Sylling. For stasjonene Hasle, Kårstø, Lille Sotra, Namsos, Rana er det er det ikke mulig å si noe om utviklingen.

Ut ifra figuren kan det se ut som at dippene har blitt dypere over de siste årene, men det kan ikke si med sikkerhet om det er en trend eller bare et resultat av stokastiske variasjoner. For eksempel er det flere feil i siste halvdel av perioden som kan påvirke. I tillegg var det uvær i området rundt Balsfjord både i 2022, 2024 og 2025 som vil påvirke antall feil og kan påvirke restspenningene. Mange av de utvalgte stasjonene ble truffet av de samme uværene, og dette kan være med å påvirke resultatet av undersøkelsen. Derfor er det et behov for å undersøke disse resultatene nærmere, for å vurdere om spenningsdippene faktisk blir dypere, hva som i så fall er årsaken, eller om det finnes andre forklaringer på hvorfor måledata kan antyde en slik utvikling.



Figur 2.4 - Spenningsdipper målt i Balsfjord

Per nå er analyser av slik måledata en manuell prosess og frem til dette blir automatisert er antall analyserte målepunkter begrenset. Fremover vil Statnett rette fokuset mot å automatisere analysene og føre statistikk. Parallelt er det ønsket å se nærmere på faktorene som påvirker spenningsdippenes varighet og dybde. Dermed bør det følges med på stasjoner hvor virkningen av de ulike faktorene som påvirker restspenninger, kan kartlegges. Blant annet virkningen av koblingsbildet og produksjon i området.

2.10 Redegjørelse for harmonisk støy

Tabell 2.3 gir en oversikt over total harmonisk forvrengning av spenning (THDv) i 2025 ved de målepunktene hvor det også er redegjort for spenningsdipper i kapittel 2.9.

- THDv₅ (5. persentil) angir prosentverdi som THDv er lik eller lavere enn i 5% av tiden
- THDv₉₉ (99. persentil) angir prosentverdi som THDv er lik eller lavere enn i 99% av tiden
- THDv_{Avg} viser middelerdi for perioden.

Tabell 2.3 – Oversikt over THDv for målepunkter i 2025.

Målepunkt / Stasjon i 2025	THDv ₅ [%]	THDv _{Avg} [%]	THDv ₉₉ [%]
Fræna 420 kV Nyh	0,41	0,73	1,20
Snilldal 420 kV SU1	0,24	0,49	0,80
Sauda 420 kV Hy	0,30	0,47	0,70
Sylling 420 kV Ri1	0,30	0,45	0,68
Modalen 300 kV Re1	0,34	0,47	0,74
Kvinesdal 300 kV kl1	0,05	0,25	0,57
Kårstø 300 kV Håvik	0,27	0,47	0,81
Hasle 420 kV Tegneby_jan-mai	0,02	0,22	0,62
Rana 420 kV T5	0,19	0,51	0,99

Namsos 420 kV Tunnsjødal	0,37	0,64	1,23
Namsos 66 kV T1	0,23	0,45	1,35
Lille Sotra 300 kV Fana	0,30	0,64	1,48
Balsfjord 420 kV	0,25	0,46	0,92

Målingene indikerer at nivåene for THDv ved de valgte punktene i transmisjonsnettets i 2025 har vært innenfor akseptable grenser.

Tabell 2.4 viser utvikling av THDv ved Balsfjord for perioden 2020 til 2024.

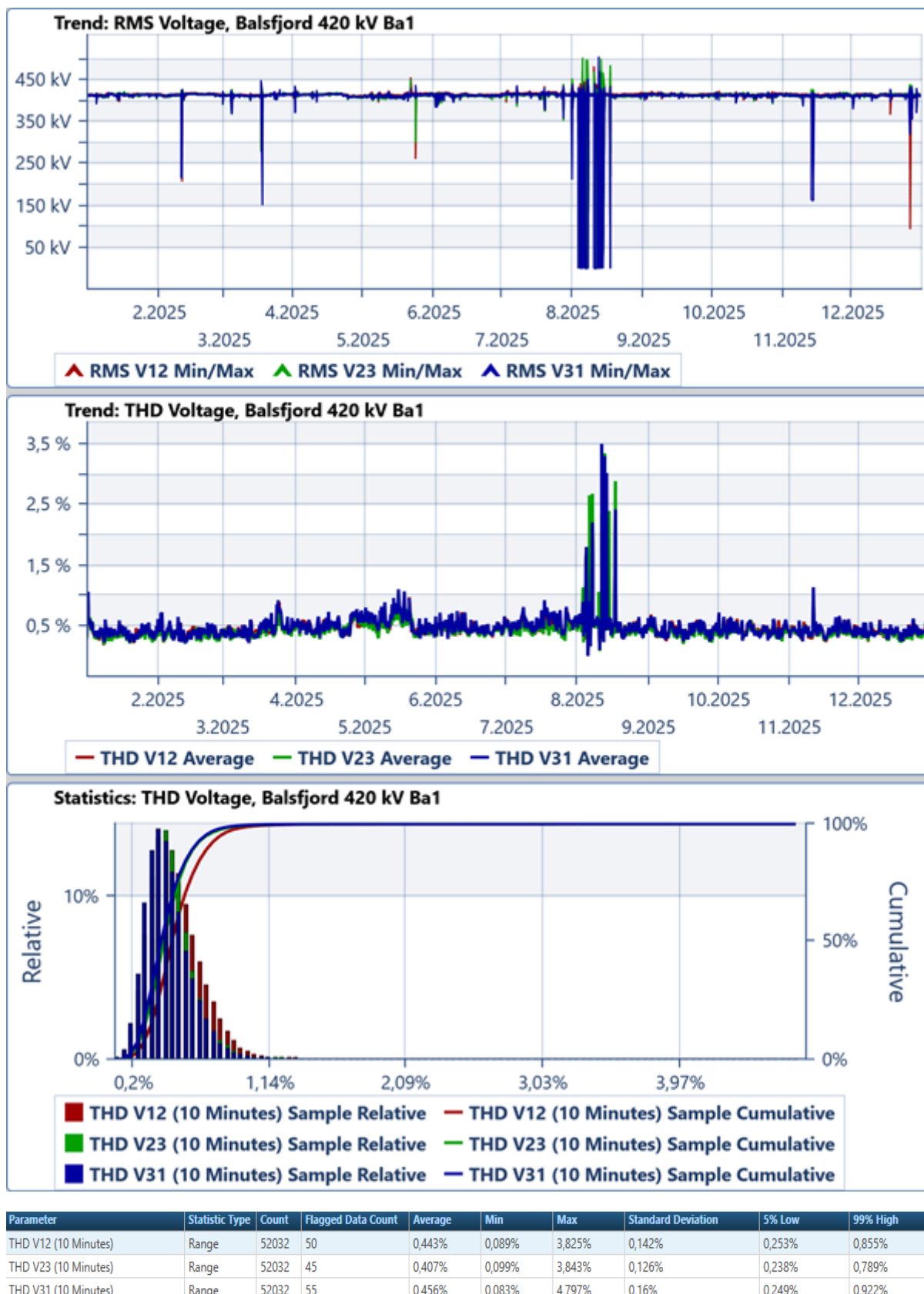
Tabell 2.4 – Oversikt over utvikling av THDv ved Balsfjord for 5 år før 2025.

Målepunkt / Stasjon, og periode	THD _{v5} [%]	THD _{vAvg} [%]	THD _{v99} [%]
Balsfjord 420 kV i 2020_jan-apr	0,24	0,48	1,12
Balsfjord 420 kV i 2021	0,29	0,40	0,87
Balsfjord 420 kV i 2022	0,21	0,41	0,81
Balsfjord 420 kV i 2023	0,21	0,41	0,80
Balsfjord 420 kV i 2024	0,21	0,42	0,91

Figur 2.5 viser grafisk utviklingen for spenning (RMS) og THD målinger i Balsfjord i 2025.

Dataene er basert på automatiske målinger fra NASDAT (Nasjonal Spenningskvalitets Database). Presentasjon og sammenstilling av resultater er manuelt bearbeidet ved bruk av analyseverktøyet Sapphire program. Avbrudd og dype spenningsdipper gir forhøyede verdier i trendkurven for THD-middelverdi. I den statistiske fremstillingen, er flaggede data knyttet til avbrudd og dype spenningsdipp blitt utelatt. Ved langvarige avbrudd, kan det for å få riktige resultater, være nødvendig å manuelt ta perioden med avbrudd ut av måleperioden.

For å kunne gi en systematisk vurdering av nivå og utvikling av harmonisk støy, vil det være nødvendig å måle og rapportere målinger av THD fremover ved flere målepunkter. Innhenting av rådata for målinger er allerede automatisert i NASDAT (PQ Portal). Statnett vil se på muligheten for å automatisere rapportføring av harmonisk støy i PQ portalen, på en standardisert måte. Dette for å rasjonelt og konsistent kunne redegjøre for utvikling av harmonisk støy i årsrapporter fremover.



Figur 2.5 – Grafisk representasjon av trend spenning, trend THD middelvei og THD statistikk ved Balsfjord i løpet av 2025.

2.11 Feilhendelser med utfordringer knyttet til spenningskvalitet i 2025

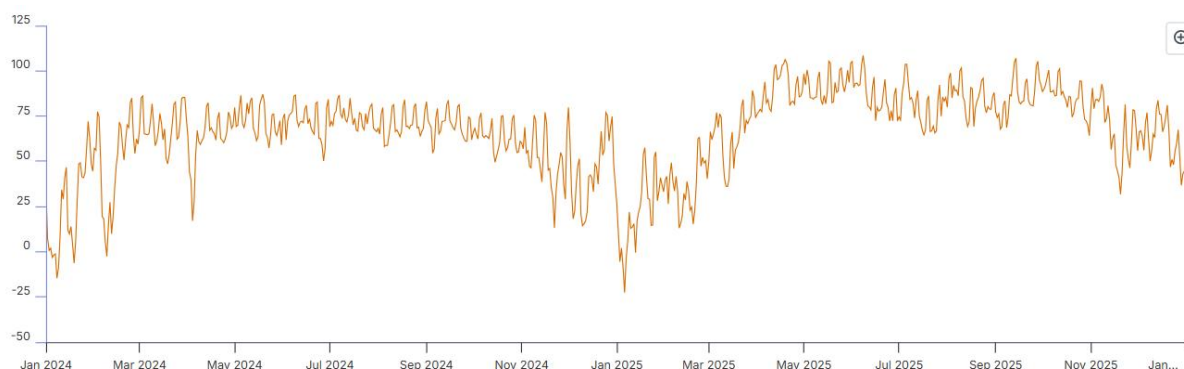
Det har i 2025 vært enkelte feil i nettet som har medført utfordringer for spenningskvaliteten og påvirket nettkunder. Den enkelthendelsen som berørte flest nettkunder og nettselskap inntraff 15.januar. En SF6 lekkasje medførte at to kraftlinjer ved Kvilldal ble koblet ut. Dette førte til hurtige spenningsdipper, med variasjoner på om lag 100 kV (peak-to-peak) på 420 kV-nivå. De hurtige spenningsvariasjonene resulterte i svært høye flimmerverdier. Nettkunder i store deler av Sør-Norge og Østlandet observerte synlig flimmer i belysningsutstyr, og det ble registrert et uvanlig høyt antall klager til nettselskapene samme kveld og påfølgende dag.

Reaktor R2 i Usta havarete i desember 2025. Reaktoren har hatt en viktig funksjon for nedregulering av spenning i Hallingdal og for spenningskontroll inn mot Oslo-området. Det forventes økte utfordringer med å overholde spenningsgrenser som følge av dette havariet.

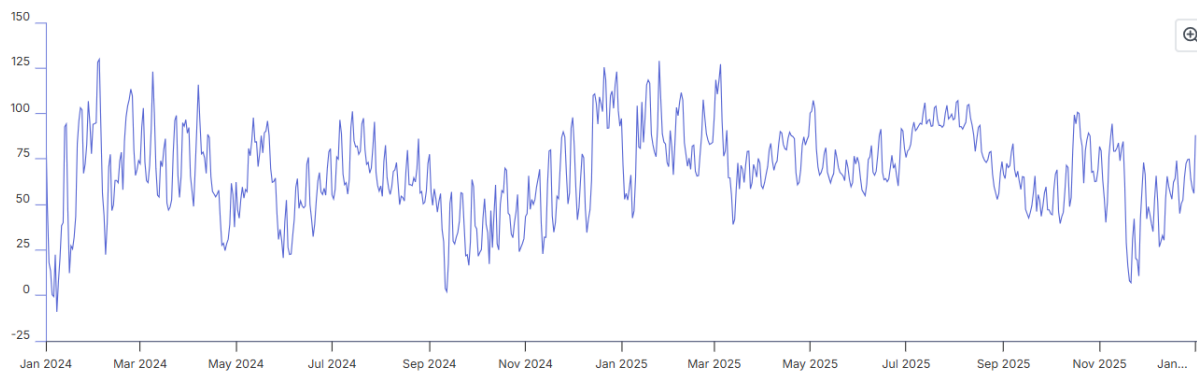
2.12 Uønsket reaktiv effektinnmating fra lavere spenningsnivå

Utviklingen av uønsket reaktiv effektinnmating på lavere spenningsnivå har vært negativ etter praktisering av kontrollforskriften ble avklart i 2019. Før endringen var det mindre reaktiv effektflyt mellom transmisjonsnett og regionalnett. Det ble da påpekt at innmating av reaktiv effekt til transmisjonsnettet ikke lenger kunne faktureres av systemansvarlig. Etter denne avklaringen så har transmisjonsnettet begynt å importere mer reaktiv effekt. Dette indikerer at flere regionalnettseiere ikke investerer tilstrekkelig i reaktive kompenseringer, men heller velger å "flytte" problemet til transmisjonsnettet. Dette bidrar til å løfte spenningen på transmisjonsnettet, og gjør at reaktive reserver blir enda mer presset. Denne utfordringen er adressert ovenfor RME, hvor Statnett ønsker endring i kontrollforskriften slik at reaktiv effektflyt til transmisjonsnettet kan tariffes. Der det er innført tariff for *uttak* av reaktiv effekt kan det observeres at aktørene får et mer aktivt forhold til sitt reaktive uttak, og at det gir en mer aktiv tilnærming til innstilling av utstyr og investeringer i kompenseringer.

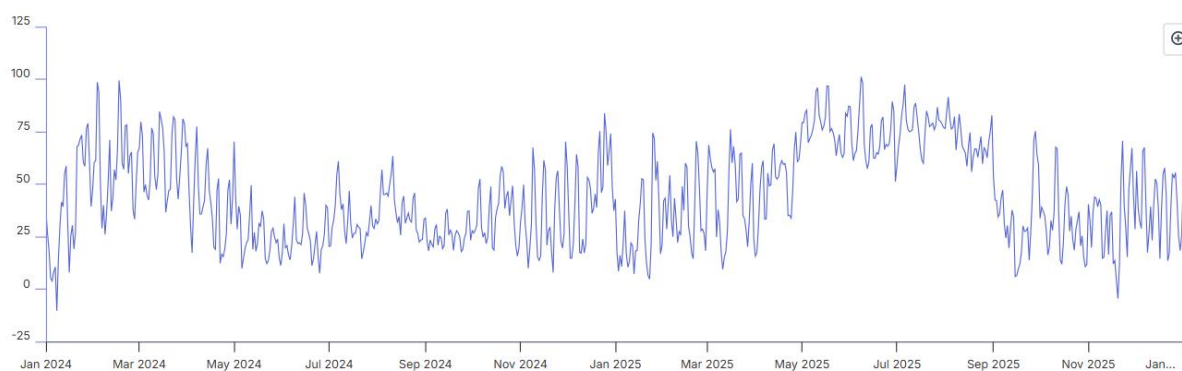
Under følger figurer som viser utveksling av reaktiv effekt mellom fem DSOer og transmisjonsnettet for de siste to årene (01.01.2024 - 01.01.2026). Positive tall betyr at reaktiv effekt importeres til transmisjonsnettet. DSOene er anonymisert i denne rapporten, men det er snakk om store aktører.



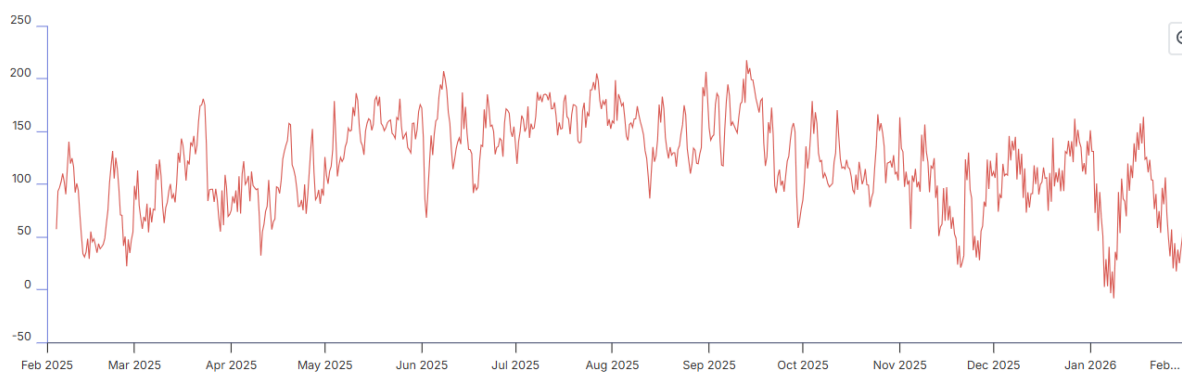
Figur 2.6 - DSO 1 - Tilhørende varighetskurve viser at det i 50 % av tiden er mer enn 70 MVAR import til transmisjonsnettet, og at det kun i 3 % av tiden er eksport fra transmisjonsnettet.



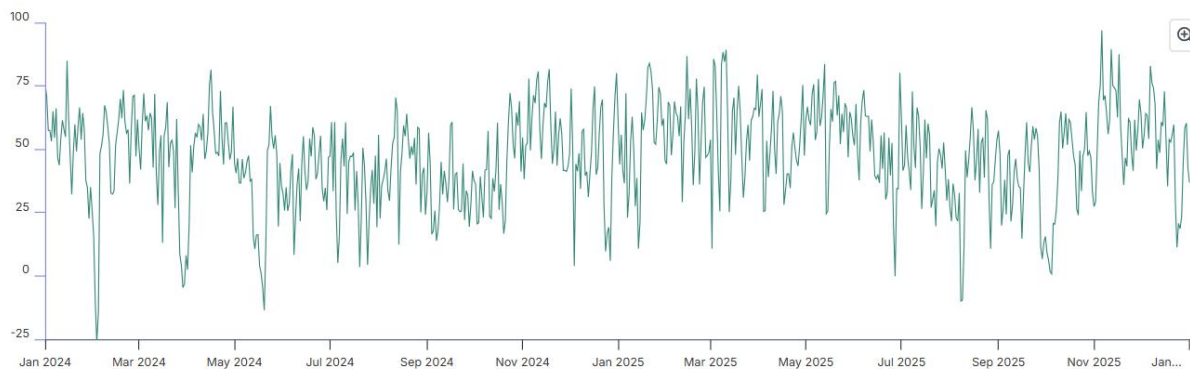
Figur 2.7 - DSO 2 - Tilhørende varighetskurve viser at det i 50 % av tiden er mer enn 68 MVA import til transmisjonsnettet, og at det kun i 1 % av tiden er eksport fra transmisjonsnettet.



Figur 2.8 - DSO 3 - Tilhørende varighetskurve viser at det i 50 % av tiden er mer enn 42 MVA import til transmisjonsnettet, og at det kun i 3 % av tiden er eksport fra transmisjonsnettet.



Figur 2.9 - DSO 4 - Tilhørende varighetskurve viser at det i 50 % av tiden er mer enn 123 MVA import til transmisjonsnettet, og at det kun i 1 % av tiden er eksport fra transmisjonsnettet. Merk at denne figuren kun har tall for perioden 01.02.2025-01.02.2026 på grunn av manglende data i verktøyet.



Figur 2.10 - DSO 5 - Tilhørende varighetskurve viser at det i 50 % av tiden er mer enn 49 MVar import til transmisjonsnett, og at det kun i 4 % av tiden er eksport fra transmisjonsnett.

2.13 Vurdering av tilstanden på spenningskvalitet i regional og transmisjonsnett

Spenningskvaliteten i det norske regional og transmisjonsnett var i 2025 i hovedsak på samme nivå som de foregående årene. I de fleste områdene av landet har spenningskvaliteten vært god. I noen få områder har det som tidligere år vært perioder med redusert spenningskvalitet. Flimmernivået i Nordland var også i 2025 det mest vedvarende problemet. Det har i tillegg vært noen få tilfeller av relativt kortvarige store forstyrrelser som eksempelet nevnt under Kapittel 2.11.

3 Systemtjenester og effektreserver

Omfang av systemtjenester og effektreserver

3.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

Kostnadene i kapittel 3.1 kan avvike fra systemansvarskostnadene i kapittel 3.16. Kostnadene presentert i dette kapittelet er innkjøpstall hentet fra innkjøpssystemene. I kapittel 3.16 presenteres regnskapstall.

3.1.1 Raske frekvensreserver (FFR)

Systemtjenesten FFR (Fast Frequency Reserve) er svært raske reserver som skal sikre stabiliteten i kraftsystemet i tilfeller med lav mengde roterende masse i kraftsystemet. Reserven handles kun for oppregulering, og hensikten er å begrense frekvensfallet ved større feilhendelser og hindre at frekvensen havner under 49,0 Hz. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt av leverandør. De nordiske TSOene dimensjonerer et nordisk behov for FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel som er lik fordelingen for FCR.

Statnett sikrer sin andel av reserven gjennom et nasjonalt marked. Reservekapasiteten anskaffes gjennom to ulike kontraktstyper "FFR Profil" og "FFR Flex". Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav. Utenfor sesongen kan Statnett kjøpe FFR-kapasitet fra aktører med samme bestillingsrutine som "FFR Flex".

I perioden januar til og med 25. april 2025 (utenfor sesong) ble det kjøpt inn FFR-kapasitet for 472 368 kroner. Prisen som ble betalt var lik marginalprisen for FFR Flex i 2024 sesongen, 419 NOK/MW/h.

FFR sesongen i 2025 varte fra 26. april til og med 24. oktober. I markedsklareringen ble det annonsert kjøp:

- 46,6 MW FFR Profil til en uniform markedspris på 119 NOK/MW/time. (Fem tilbud for FFR Profil ble akseptert.)
- 103,4 MW FFR Flex til en uniform markedspris på 390 NOK/MW/time. (Syv tilbud for FFR Flex ble akseptert.)

Total kostnad for FFR sesong 2025 ble 22 516 421 kr, fordelt på

- FFR Profil: 7 347 555 kr
- FFR Flex: 15 168 866 kr

I perioden 24. oktober 2025 til og med 31. desember 2025 har det ikke vært behov for FFR.

Total kostnad for FFR i 2025 er dermed 22 988 789kr. Dette er på linje med tidligere år (ca. 24 MNOK i 2023 og 2024).

3.1.2 Primærreserver (FCR)

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

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

- FCR-D (Frequency Containment Reserve, Disturbance) aktiveres raskt dersom systemfrekvensen havner utenfor normalfrekvensbåndet. FCR-D er delt mellom FCR-D Opp og FCR-D Ned. FCR-D Opp skal aktiveres når frekvensen faller under 49,9 Hz og være fullt aktivert ved 49,5 Hz. FCR-D Ned skal aktiveres når frekvensen stiger over 50,1 Hz og være fullt aktivert ved 50,5 Hz.

Denne reserven utgjør et viktig virkemiddel for å opprettholde stabil drift i kraftsystemet. Statnett arbeider gradvis for å sikre denne reserven gjennom markedsløsninger.

Tabell 3.1 - Kostnader og volum for FCR fordelt på marked og pålagt frekvensregulering

	Kostnader i markedet	Kostnader gjennom pålagt frekvensregulering	Anskaffet volum i markedet	Anskaffet volum utenfor markedet
FCR-N	457 818 316 kr	129 964 kr	2 032 878 MWh	649 820 MWh
FCR-D opp	19 097 926 kr*	1 465 615 kr	281 301 MWh	7 328 077 MWh
FCR-D ned	0**	2 522 562 kr	0**	12 612 810 MWh

* FCR-D opp ble anskaffet i perioden mai til september 2025. / **Det ble ikke gjennomført markedskjøp av FCR-D ned i 2025.

De samlede kostnadene for frekvensregulering gjennom FCR utgjorde 481 034 383 kroner i 2025.

3.1.3 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver betegnes vanligvis som aFRR, som står for automatic Frequency Restoration Reserve. aFRR aktiveres for å bringe frekvensen tilbake mot 50,00 Hz og frigjør dermed den aktiverte primærreserven, slik at denne igjen er tilgjengelig for å håndtere nye feil og ubalanser i kraftsystemet.

På lik linje med primærreserver er sekundærreserver en automatisk reguleringsfunksjon. Aktiveringen av aFRR håndteres av Statnetts driftssentralsystem. Automatikken overvåker kontinuerlig om frekvensen ligger over eller under 50,00 Hz, og aktiverer aFRR proporsjonalt blant alle leverandører i hele Norden etter en pro rata-mekanisme. Det sendes da et reguleringsignal fra Statnett til leverandørens (BSPs) kontrollsystem, som automatisk justerer effektresponsen i anlegget.

Tabell 3.2 - Oversikt over aFRR-kostnader og volum, samt salg og kjøp til utlandet for 2025

	Beløp	Anskaffet volum (symmetrisk)
aFRR kostnader (norsk netto)	455 241 405 kr	2 808 737 MWh
Salg til utland	-44 931 933 kr	-294 963 MWh
Kjøp fra utland	19 710 425 kr	55 350 MWh

3.1.4 Tertiærreserver (aktiveringsmarkedet og kapasitetsmarkedet)

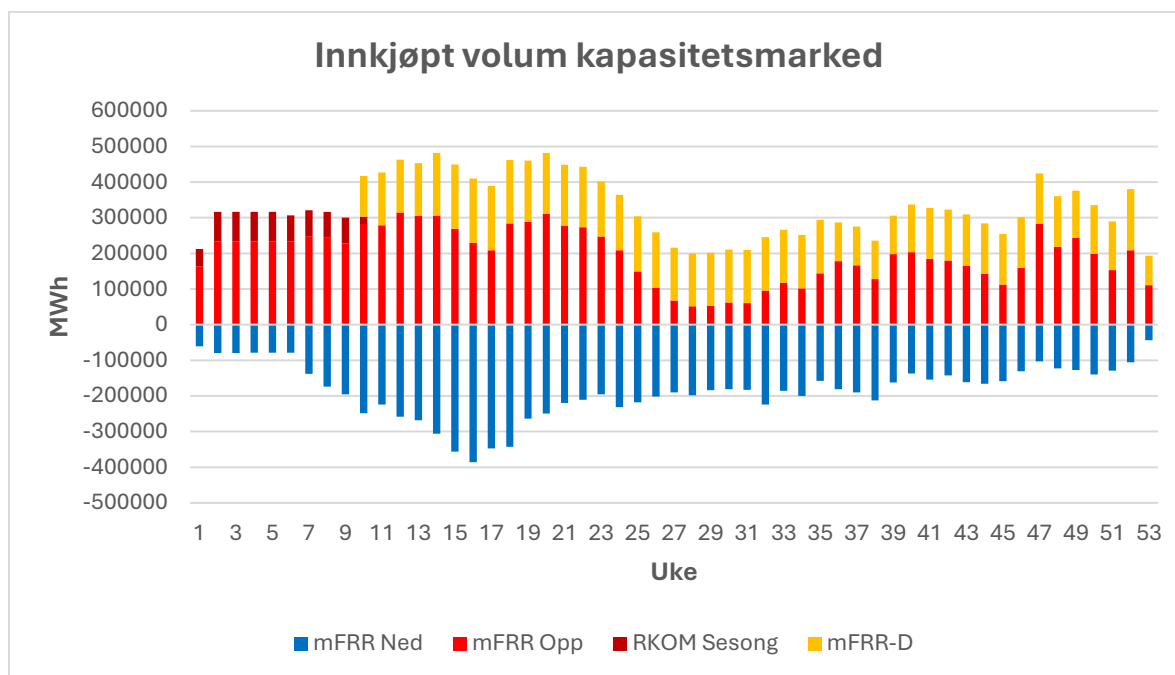
Kapasitetsmarkedet for tertiærreserver (mFRR CM) skal sikre at det er tilstrekkelig tilgjengelig reservekapasitet i aktiveringsmarkedet til å opprettholde balansen i kraftsystemet. Frem til 4. mars 2025 ble slike reserver anskaffet gjennom RKOM Sesong, et sesongbasert kapasitetsmarked for regulerkraft. I forbindelse med overgangen til automatisert balansering 4. mars ble RKOM erstattet av mFRR CM og regulerkraftmarkedet (RK) ble samtidig erstattet av mFRR EAM (energy activation market).

RK ble aktivert av operatør og ble brukt til å balansere det nordiske kraftsystemet på frekvens, samt å håndtere overlast og utfall med systemregulering. I det nye aktiveringsmarkedet (mFRR EAM), skjer aktivering gjennom den nordiske "Activation Optimization Function (AOF)". AOF optimaliserer aktivering av tilgjengelig reserve og kapasitet per budområde for å håndtere ubalanser i kraftsystemet på en mer koordinert og effektiv måte. Overgangen innebar også at markedet gikk fra 60 til 15 minutters tidsoppløsning for å forbedre håndteringen av ubalanser, samt være bedre tilpasset et mer variabelt kraftsystem. I forbindelse med overgangen til automatisert balansering ble produktet mFRR-D etablert. mFRR-D er klassifisert som reserver tilgjengelig ved driftsforstyrrelser og skal benyttes i situasjoner med større ubalanser eller andre svært spesielle situasjoner. Produktet har egne krav til aktiveringstid, deaktivering og hviletid, noe som muliggjør deltakelse fra flere aktører. Disse reservene anskaffes månedlig gjennom hele året.

Gjennom 2025 har det blitt anskaffet relativt jevnt med oppreguleringsressurser gjennom året, vist i Figur 3.1, med en økning i perioden etter uke 10 hvor Statnett gikk over til automatisk balansering. Før dette ble volumene dimensjonert mer statisk per budområde. Etter overgangen benyttes dynamisk dimensjonering, hvor blant annet reference incident (RI), normal imbalances (NI), tilgjengelig overføringskapasitet (ATC) og frivillige bud inngår i beregningen av reservebehovet. Dimensjoneringsmetoden er videreutviklet basert på erfaringer fra driften og sørger for at det ikke kjøpes mer reserver der man ikke forventer et stort behov. Reservekravene vil endre seg gjennom året ut fra forbruk/produksjon og generell drift, men figurene under indikerer en gradvis reduksjon i innkjøpt volum etter innføringen av dynamisk dimensjonering.

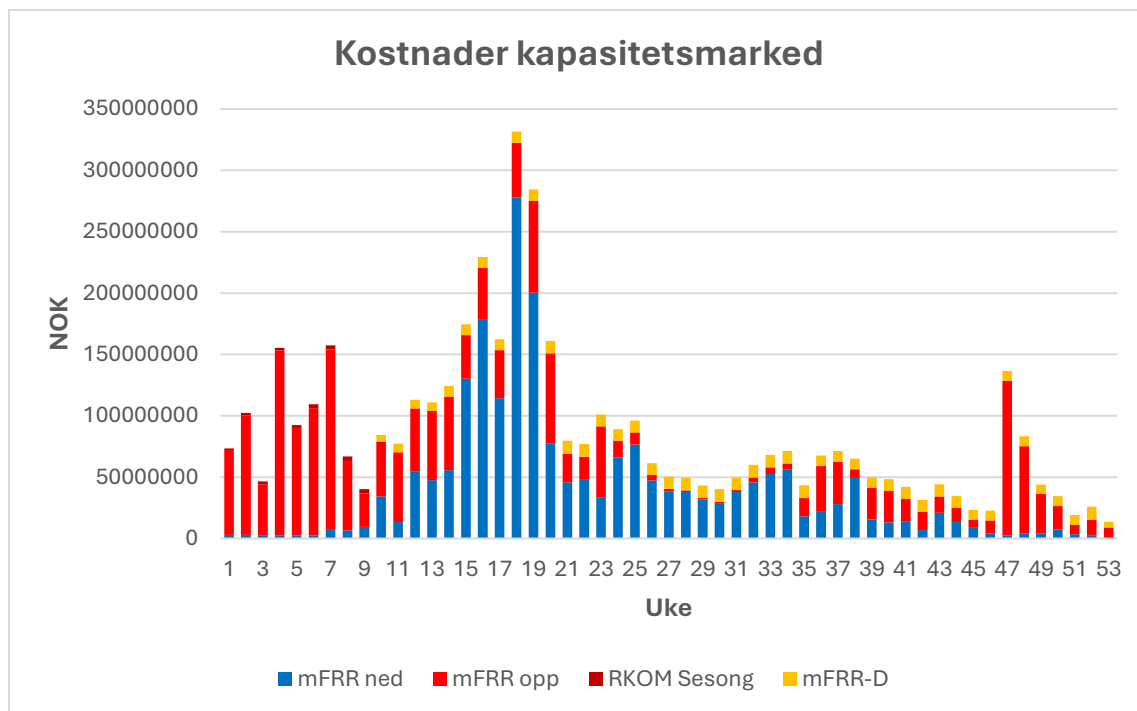
Normalt sett er det lavere innkjøpt volum i nedretning mFRR CM gjennom vinteren grunnet stort kjøpeønske hos vannkraftaktørene og dermed mye frivillige bud i nedretning. Om sommeren er situasjonen

omvendt da det er en del import fra land med høy andel produksjon fra sol og vind, samtidig er det behov for å ha produksjon i Norge for å kunne håndtere dimensjonerende utfall.



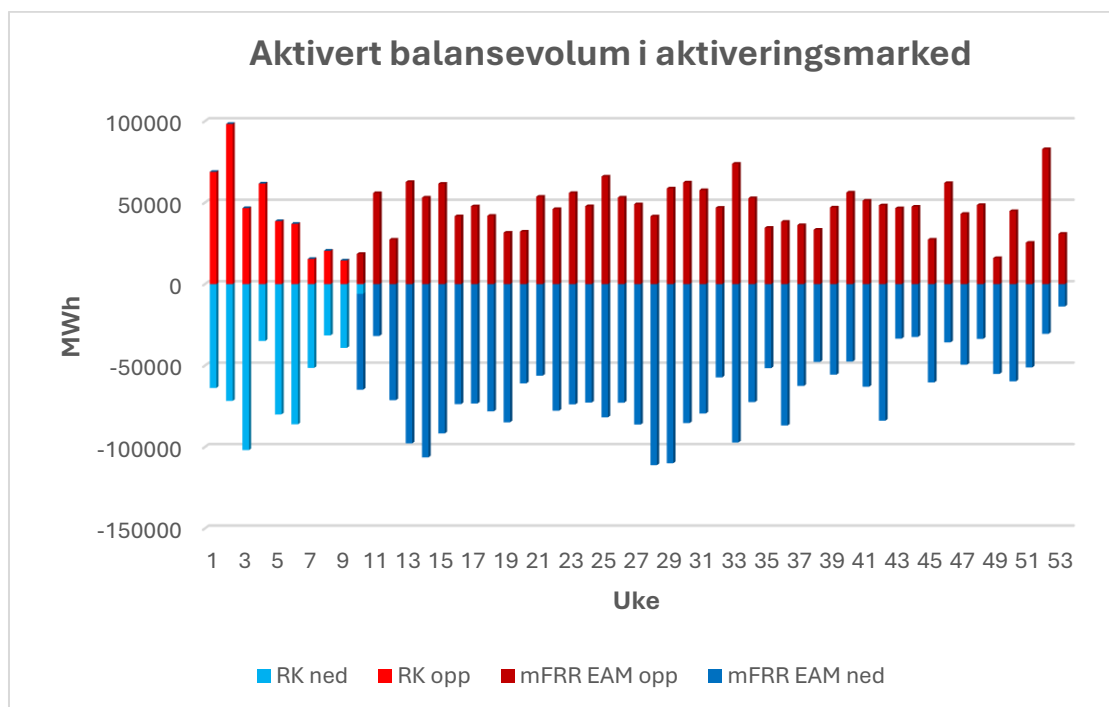
Figur 3.1 - Innkjøpt volum i kapasitetsmarkedet.

Figur 3.2 viser ukentlige kostnader for anskaffede reserver. Det observeres sesongbaserte tendenser på reserver i opp- og nedretning. Om vinteren koster det mye å ha produksjon stående for å være tilgjengelig for oppregulering på grunn av høyere spotpris. På sommeren oppstår det motsatte når det koster mye å ha produksjon i gang, fordi aktører helst vil holde på vannet til prisene blir gunstigere. Fra uke 12 til 20 var det en spesielt kostbar periode hvor det kostet mye å ha reserver tilgjengelig for nedregulering og man hadde en uke det ble brukt over 330 millioner kroner for tertiærreserver. Deretter stabiliserte den ukentlige prisen seg rundt 50 millioner NOK, og ofte lavere enn dette mot slutten av året.

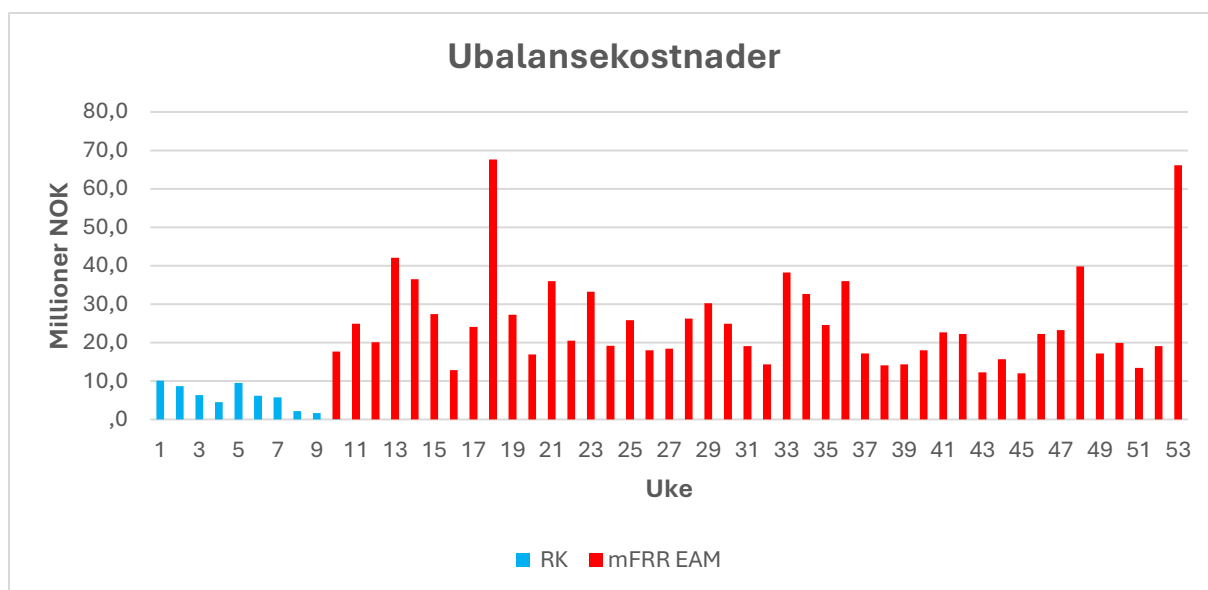


Figur 3.2 - Kostand anskaffelser i kapasitetsmarkedet.

Figur 3.3 presenterer volum aktivert i aktiveringsmarkedene. RK-markedet var aktivt frem til overgangen til mFRR EAM den 4. mars 2025. Volumet som presenteres inkluderer ikke systemreguleringer. Videre i Figur 3.4 presenteres den totale summen som er brukt på balansereguleringer i løpet av 2025. Disse kostnadene ilægges aktører som er i ubalanse i produksjon/forbruk og brukes til å dekke ubalanseprisen som oppstår i aktiveringsmarkedet. Det vil si at summen går fra aktører som er i ubalanse til aktører som bidrar til at systemet blir regulert til balanse.



Figur 3.3 - Aktivert balanseringsvolum i aktiveringsmarkedene i 2025



Figur 3.4 - Kostnader ilagt aktører for å dekke ubalanser i aktiveringsmarkedet

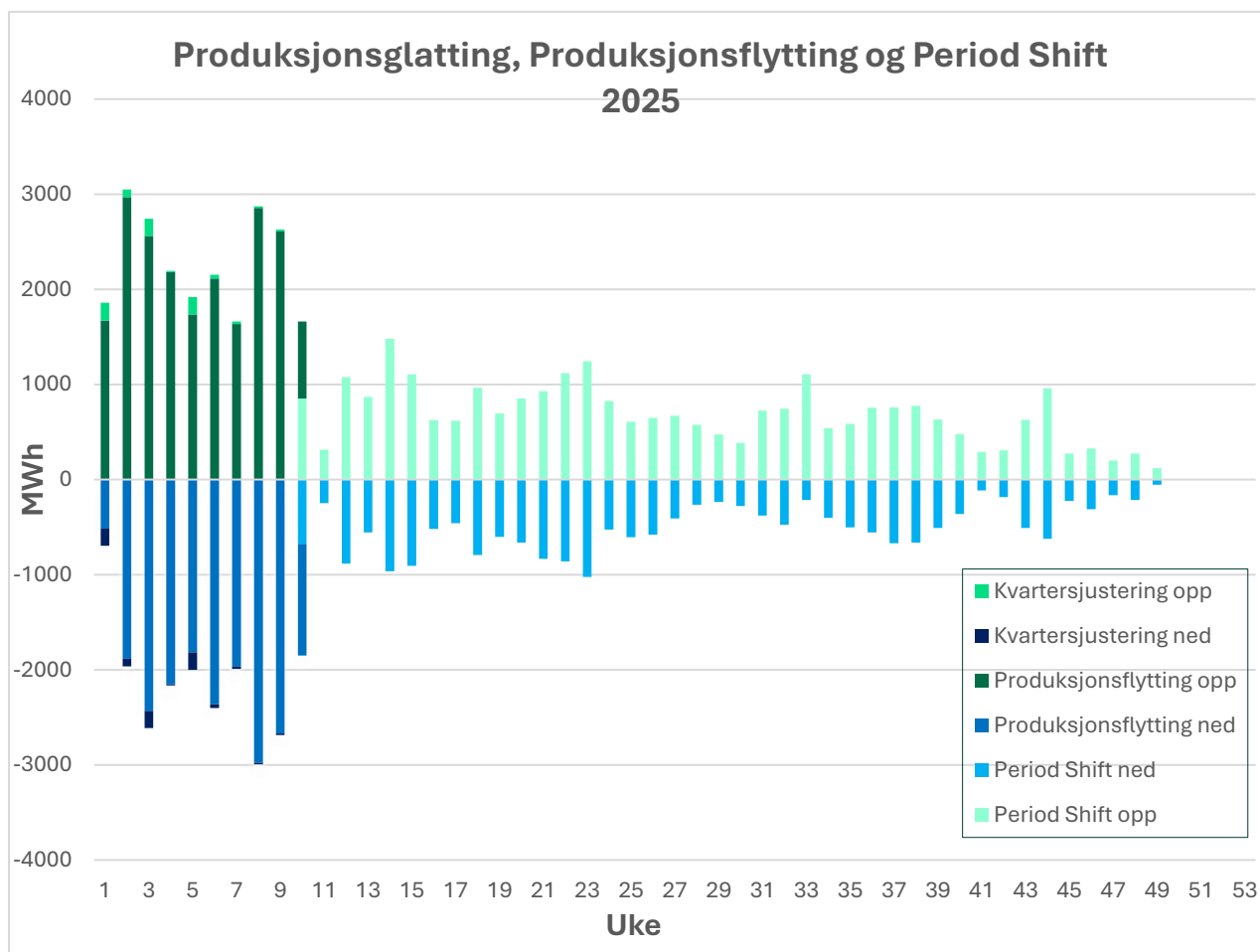
3.1.5 Produksjonsflytting, Produksjonsglatting og Period Shift

Frem til 4. mars 2025 ble produksjonsflytting og produksjonsglatting benyttet for å tilpasse planlagt produksjon til forventet forbruksmønster i drift. Produksjonsglatting ble bestilt kvelden før i en frivillig ordning for produsenter med produksjonsendringer over 200 MW. Ordningen var primært et virkemiddel for å redusere de største endringene ved timeskift kommende driftsdøgn. Produksjonsflytting ble gjennomført manuelt av operatør i driftstimen for å håndtere løpende endringer i produksjon og forbruk, særlig i tilknytning til timeskift.

Ved innføringen av automatisert balansering 4. mars ble disse virkemidlene erstattet av period shifts (PS). PS fungerer i praksis tilsvarende produksjonsflytting, ved at produksjonsstart eller -stopp kan forskyves med inntil fem minutter fra market time unit (MTU) gjennom bestilling fra den automatiske budvelgeren.

Figur 3.5 presenterer volum som er blitt flyttet og glattet gjennom 2025. Frem til uke 10, overgangen til automatisk balansering, var volumene betydelig høyere enn perioden etter. En forklaring kan være at i kalde vintermåned er det ofte større endringer på timeskift i forbindelse med store endringer i forbruk og høy produksjon. Produksjonsflytting utgjør den største delen, både i opp og ned retning. En av forskjellene på produksjonsflytting og PS er at PS kun flytter volumet 5 minutter fra MTU, mens før go-live kunne operatør flytte produksjonen 15 min. Dette gav muligheter til å håndtere ubalanser over ett større tidsrom og dermed ble et større volum flyttet.

Period shift ble tatt i bruk fra 4. mars og ble aktivert helt frem til 1. desember da det ble iverksatt en prøveperiode uten aktiveringer. Dette er igangsatt på grunn av at overganger til 15-minutters day-ahead har fordelt produksjon/forbruk bedre over timen og driften ser mindre store endringer over timeskift. I tillegg er aktørene pålagt å rampe produksjonsendringer jevnt istedenfor å raskt kjøre opp eller ned. Prøveperioden i desember ble suksessfull, og Statnett har gått ut med at PS skal avvikles.



Figur 3.5: Presenterer MWh som er blitt flyttet ved hjelp av produksjonsflytting, produksjonsglatting og Period Shift på ukentlig basis gjennom 2025.

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 Systemregulering

Systemregulering er opp- eller nedregulering som blir benyttet utenom prisrekkefølge i aktiveringsmarkedet. Normalt aktiveres bud i prisrekkefølge for å håndtere ubalanser i kraftsystemet; slike aktiveringer betegnes som ordinære reguleringer og inngår i balanseoppjøret mellom aktørene. Bud brukt for å avlaste lokale flaskehalser innenfor et elspotområde, håndtere feilsituasjoner og andre spesielle

årsaker, betegnes som spesialreguleringer. Ved spesialregulering dekkes merkostnaden av systemansvarlig, ettersom aktiveringen ikke skyldes ordinær systemubalanse, men behov for å ivareta sikker drift av kraftsystemet.

3.1.8 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nødeffekt er systemvern som reduserer import eller eksport på HVDC-kabler ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemvern som løser ut ved uønsket frekvens er frekvensstyrt, alt øvrig systemvern er hendelsesstyrt.

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

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

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

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

Tilknytningsvern virker teknisk på samme måte som systemvern, men skiller seg juridisk fra systemvern. Mens systemvern etableres etter vedtak iht. Forskrift om systemansvaret (fos), etableres tilknytningsvern som følge av en frivillig avtale mellom kunde og nettselskap. Tilknytningsvern etableres i områder hvor det i utgangspunktet er behov for oppgradering av nettet før nye kunder kan tilknyttes, men kunden får mulighet om tidlig tilknytning med visse vilkår. Vilkårene er at kunden kobles ut ved hjelp av tilknytningsvernet som følge av uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser, og at kunden dekker etablerings- og utløsningskostnadene av tilknytningsvernet.

3.1.9 Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differanse mellom handelsflyt og fysisk flyt på en utenlandskorridor. Utfall av en forbindelse vil typisk skape store volum balansekraft. Pris på balansekraft er middel av ubalansepris/mFRR-pris eller spotpris mellom de to aktuelle prisområdene, avhengig av hva som er avtalt mellom TSOene.

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

For ytterligere informasjon om volum og kostnader, se Kapittel 3.15.

3.2 Dimensjoneringskrav for frekvensreservene

Tabell 3.3 - Norske krav til reserver i 2025

FFR (Flex/Profil) [MW]	FCR-N [MW]	FCR-D (opp/ned) [MW]	aFRR opp (min/maks) [MW]	aFRR ned (min/maks) [MW]	mFRR opp (min/maks) [MW]	mFRR ned (min/maks) [MW]
100/50	234	565/546	92/230	86/215	Se også Tabell 3.5	Se også Tabell 3.5

FFR dimensjonering 2025

Behovet for FFR bestemmes av mengden kinetisk rotasjonsenergi og størrelsen på dimensjonerende feil i Norden. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel som er lik fordelingen for FCR. Statnetts andel i 2025 var 39 %. Tidligere analyser har estimert at det maksimale nordiske behovet er 300 MW, og at behovet hovedsakelig oppstår i perioden mai til september. På bakgrunn av dette dimensjoneres reservekjøpet av FFR for å kunne dekke et maksimalt norsk behov på 117 MW.

I Norge anskaffes FFR i et sesongmarked, gjennom to kontraktstyper kalt FFR Profil og FFR Flex. FFR Profil er en reserveleveranse med fast ukesprofil, og FFR Flex skal leveres ved bestilling fra Statnett.

FCR dimensjonering 2025

Kravet til FCR-N i det nordiske synkronområdet er fastsatt til 600 MW i den nordiske systemdriftsavtalen. Disse 600 MW fordeles mellom TSO-ene etter deres andel av summen av årsforbruk og årsproduksjon, relativt til totalen for hele Norden. Fordelingen baseres på tall fra år Y-2 og gjelder fra 1. januar i det aktuelle året (år Y).

For FCR-D er totalkravet i det nordiske synkronområdet definert som størrelsen på den dimensjonerende feilen i Norden. I dag er denne dimensjonerende feilen 1450 MW, både for opp- og nedregulering. Fordelingen av FCR-D mellom landene følger samme fordelingsnøkkel som for FCR-N. Totalkravet kan likevel variere over tid, for eksempel avhengig av hvilke kjernekraftblokker som er i drift. Fordi siste mulighet for å anskaffe FCR-D i de etablerte markedsløsningene er kl. 18 D-1, er det etablert en frist kl. 16 for å oppdatere dimensjonerende feil i det felles nordiske datasystemet NOIS. Alle TSO-er er derfor forpliktet til å sjekke sitt krav daglig etter kl. 16.

Norges krav til FCR-N dekkes i alle timer gjennom innkjøp i reservemarkedet. Systemansvarlig fatter årlige vedtak om grunnleveranse av primærreserve ved å fastsette et krav om maksimalt 12 % statikk, noe som skal sikre geografisk spredning av reserven og muliggjøre en vellykket overgang til separatudrift. Produsentene kan tilby volumet de leverer gjennom grunnleveranse tilbake i markedet. Som følge av dette vedtaket har Norge generelt en overleveranse av både FCR-N og FCR-D.

På grunn av denne overleveransen kjøpes det normalt ikke FCR-D gjennom en egen markedsløsning, ettersom kapasitetskravene store deler av året allerede oppfylles via vedtaket om maksimal 12 % statikk. Siden 2023 har Statnett likevel kjøpt 100 MW FCR-D opp gjennom sommermånedene. Dette tiltaket ble nødvendig fordi kraftsystemet om sommeren i flere timer hadde for lite FCR-D opp, til tross for grunnleveransen.

aFRR dimensjonering 2025

Dimensjoneringen av automatisk frekvensgjenopprettingsreserve (aFRR) i 2025 har vært basert på de nordiske TSOenes felles mål for frekvenskvalitet, samt løpende vurderinger av risiko og observert balanseringskvalitet. aFRR er anskaffet for alle timer og alle dager i året.

I forbindelse med oppstarten av det automatiserte nordiske mFRR energiaktiveringmarkedet (EAM) i februar 2025 ble aFRR-volumene midlertidig økt for å redusere operasjonell risiko i overgangsfasen. Etter stabil drift av nytt balanseringsregime er volumene gradvis redusert og tilpasset observert behov.

Tabell 3.4 - Oversikt over "nordisk" dimensjonering av aFRR gjennom 2025

Periode	aFRR opp [MW]	aFRR ned [MW]	Kommentar
Jan-feb 2025	~200–400*	~200–400*	Tidsdifferensierte volumer (natt/morgen/kveld). Basert på frekvenskvalitet.
3. mars 2025	500	500	Midlertidig økning i forbindelse med mFRR EAM go-live
April 2025	400	450	Gradvis reduksjon etter overgangsperiode
Mai-juni 2025	300–325	350–375	Videre reduksjon basert på stabil drift
Q3 2025	250–275	350–375	Redusert oppregulering
Q4 2025	250–275	300–375	Redusert nedregulering i kveld/natt

* I januar-februar var volumene tidsdifferensierte, med lavere nivåer i natttimer og høyere nivåer i morgen- og kveldstimer på hverdager.

mFRR dimensjonering 2025

Frem til 4. mars var reservekravet for mFRR 1400 MW tilgjengelig for oppregulering, tilsvarende den største dimensjonerende hendelsen i det norske kraftsystemet. I tillegg hadde Statnett et eget krav på 720 MW for å håndtere ubalanser.

Fra 4. mars ble kravet endret til at hvert enkelt budområde må ha tilstrekkelig med reserver for å håndtere både ubalanser og dimensjonerende hendelse, for opp- og nedregulering. Verdiene beregnes på timebasis per budområde og reguleringsretning. For å vise størrelsesorden så er tall for dimensjonerende hendelse og ubalanser presentert i Tabell 3.5. Her vises den omtrentlig største dimensjonerende hendelsen som kan inntreffe i hvert budområde. Ubalansene er beregnet fra en tidsserie med timesverdier for målt ubalanse per budområde. Ubalanser for hhv. opp- og nedretning tilsvarer 99- og 1-persentil fra denne serien.

Tabell 3.5 - Størrelsesorden for dimensjonerende hendelse og ubalanser per budområde

	NO1		NO2		NO3		NO4		NO5	
	Ubal.	Dim. feil	Ubal.	Dim. feil	Ubal.	Dim. feil	Ubal.	Dim. feil	Ubal.	Dim. feil
Opp (MW)	331	600	546	1400	397	1000	322	360	334	750
Ned (MW)	323	600	463	1400	375	470	269	600	368	400

3.3 Dataunderlag om dimensjonering av mFRR

Dataunderlaget viser størrelser for de viktigste elementene i dimensjoneringen av mFRR som er lagt til grunn for anbefalt innkjøp i kapasitetsmarkedet (daglig auksjon om morgenen D-1). Tidsseriene starter fra det tidspunktet Statnett tok i bruk dynamisk dimensjonering, dvs. 13. februar 2025. Data er angitt pr. budområde, retning (hhv. opp- og nedregulering)), pr. time, mht. prediksjoner for:

- Statiske tall for kapasitet til deling og netting over korridorer
- Normale ubalanser ("mfrn_ni")
- Dimensjonerende feil ("mfrn_ri")
- Frivillige bud i aktiveringsmarkedet ("voluntary_bids")
- Tilgjengelige mFRR-D bud ("mfrn_d_bids (derated)")
- Anbefalt innkjøpsvolum i kapasitetsmarkedet ("total_mfrn_recommendation")

3.4 Vurdering av utviklingen i dimensjoneringsprosessen for mFRR

Nordisk metode for dimensjonering ligger til grunn for de løsninger Statnett har utviklet og anvender ved dimensjoneringsprosessen for mFRR. Frem til 4. mars 2025 var det formelle kravet at hvert kontrollområde skulle være i stand til å dekke største dimensjonerende hendelse, i oppretning. I tillegg har Statnett hatt et eget krav om ytterligere reserver for ubalanser. Fra 4. mars og overgang til automatisk balansering har kravet til mFRR blitt radikalt endret, og skal nå dekke både ubalanser og dimensjonerende hendelse på per budområde og per retning.

Fra det gamle kravet til det nye så har dimensjoneringsprosessen hatt en stegvis overgang, både i markedsdesign og kompleksitet i behovsberegningen.

- I februar 2024 ble innkjøpet av mFRR flyttet fra et ukemarked (RKOM) til et døgnmarked, som fortsatt benyttes i dag. Det ble da mulig å spesifisere mFRR-behovet per retning, budområde og time. I tillegg ble reservasjon av overføringskapasitet, for utveksling av mFRR, en del av klareringsprosessen.
- Frem til februar 2025 så ble mFRR-behovet beregnet basert på statiske verdier for ubalanser, dimensjonerende hendelse og frivillige bud, samt andel reserver som allerede var sikret gjennom RKOM-sesong/mFRR-D. Dette ble beregnet per budområde og retning, men med noen sesongjusteringer. Operatør hadde mulighet til å gjøre manuelle justeringer.
- Fra februar 2025 ble dynamisk dimensjonering introdusert i beregningen av mFRR-behov. Fra da har Statnett benyttet et eget verktøy som daglig prognoserer behovet som skal kjøpes inn i kapasitetsmarkedet. Behovet blir beregnet basert på modeller som prognoserer ubalanser, dimensjonerende hendelser, frivillige bud, antatt deling av overføringskapasitet, og hensyntar en andel av innkjøpt mFRR-D (markert for driftsforstyrrelsesreserver, med månedlig oppkjøp). Reservebehov beregnes på tre ulike tidspunkt, dvs. D-2 20:00, D-1 07:00 og D-1 16:30. I starten var metoden for estimering av frivillige bud basert på profil per budområde, men skal endres til å dynamisk estimere frivillige bud per budområde. Operatør har mulighet til å gjøre manuelle justeringer.
- Fra mars 2025 ble mFRR EAM satt i drift

Dimensjoneringsprosessen har hatt en betydelig utvikling de siste årene. Kravet til reserver har økt kraftig, og det samme har kostnaden for innkjøp. Det er avgjørende at Statnett er i stand til å beregne korrekt

behov og sikre disse reservene til driften, samtidig som kostnadene til innkjøp ikke er unødvendig store. Det er lagt store ressurser i å utvikle verktøyet for å prognosere korrekt behov, dvs. som tilfredsstiller kravene målt over tid. Dimensjoneringsverktøyet er fortsatt under utvikling og gjennomgår løpende funksjonelle oppgraderinger for å øke presisjonen i estimatene.

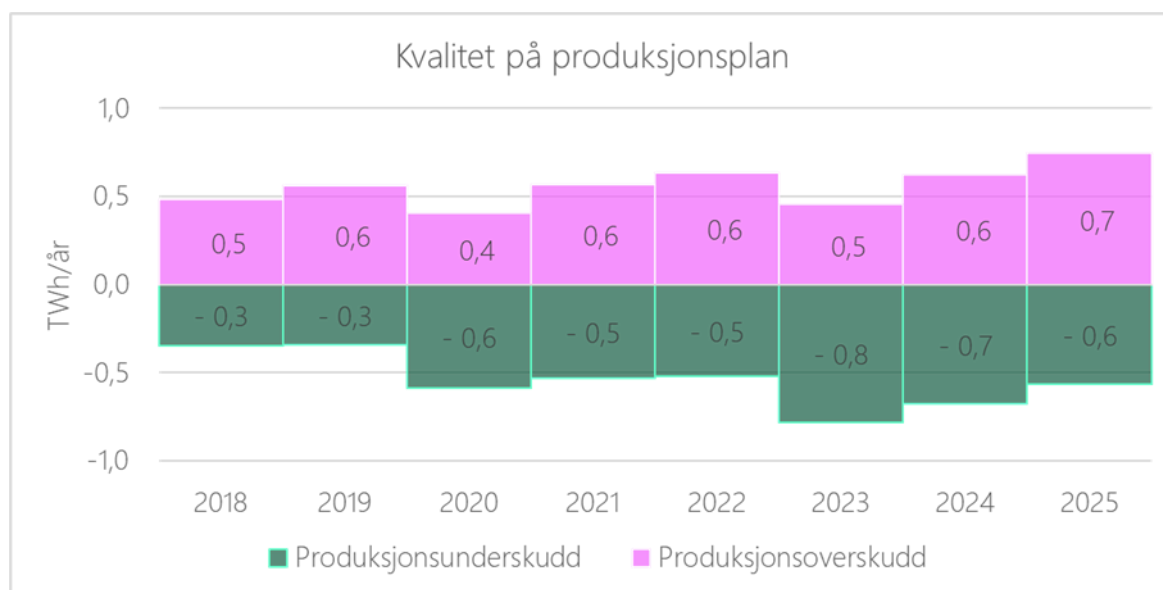
3.5 Oversikt over timer der dimensjonerende hendelse har blitt redusert som følge av manglende reserver

I 2025 har det ikke vært timer der dimensjonerende hendelse har vært redusert som følge av manglende reserver.

3.6 Avvik mellom planer og faktisk drift

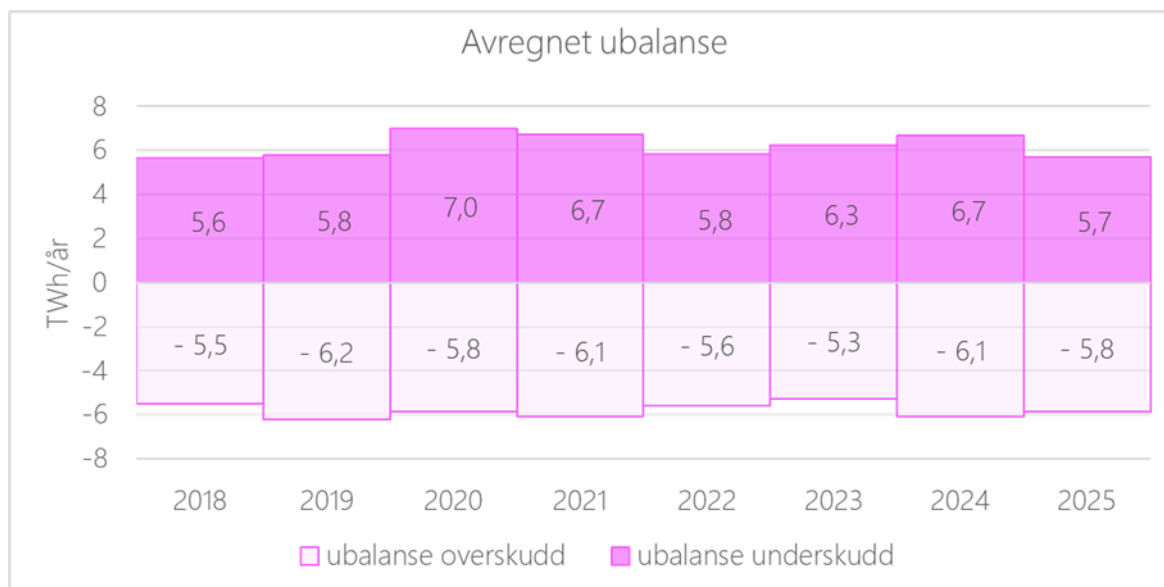
Avvik mellom produksjonsplaner og faktisk drift kan visualiseres med to størrelser; kvaliteten på produksjonsplanene og differansen mellom netto handel og netto innmating og uttak (avregnet ubalanse).

I Figur 3.6 vises kvaliteten på produksjonsplanene, definert som differansen mellom målt produksjon og innsendte produksjonsplaner. Kvaliteten på produksjonsplanene viser ingen entydig trend og "produksjonsubalansen" korrelerer med produksjonsvolum. Datagrunnlag for avvik mellom planer og faktisk drift i tabellformat på timesbasis finnes vedlagt som underlag.



Figur 3.6 - Produksjonsubalanse (målt produksjon uten småkraft og sol mot plan)

Avregnet ubalanse, som blir avregnet hos eSett, viser ingen vesentlig endring eller trend på årsbasis. Figur 3.7 viser aggregert overskudd og underskudd for de siste syv årene.



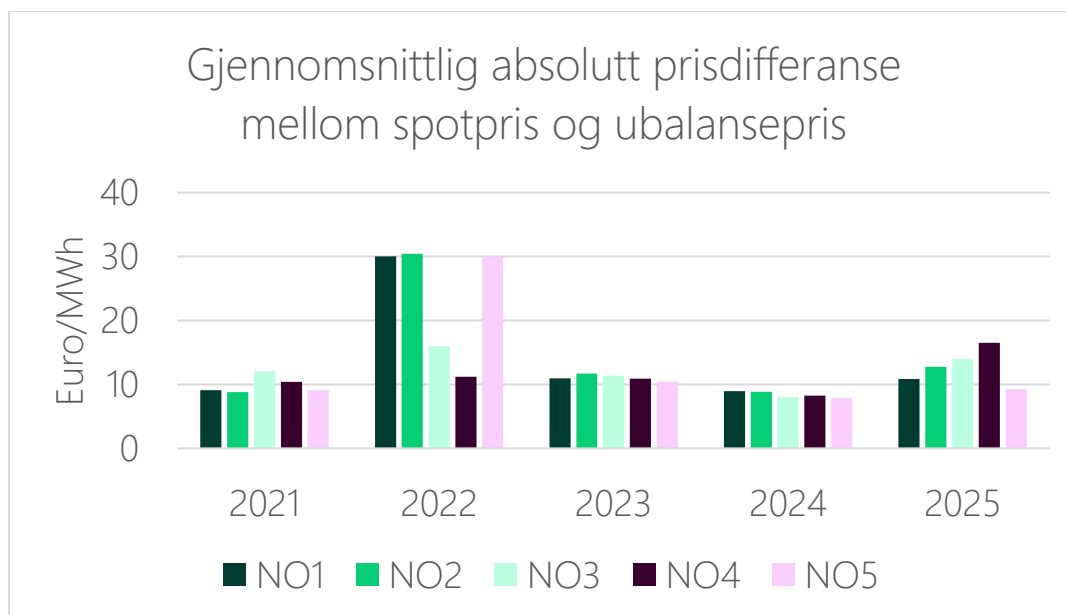
Figur 3.7 - Ubalansevolum i Norge

På vegne av systemansvarlig, har avregningsansvarlig en kontinuerlig markedsovervåkning. Oppdages for store ubalanser eller uakseptable skjevheter tar avregningsansvarlig direkte kontakt med balanseansvarlig.

Det må også presiseres at de balanseansvarlige kan ha mange forskjellige kunder (industri, vindkraft, leverandører, magasinkraft, elvekraft osv.) i sin portefølje, noe som medfører at man ikke se hvem av disse kundene som forårsaker hvilke ubalanser.

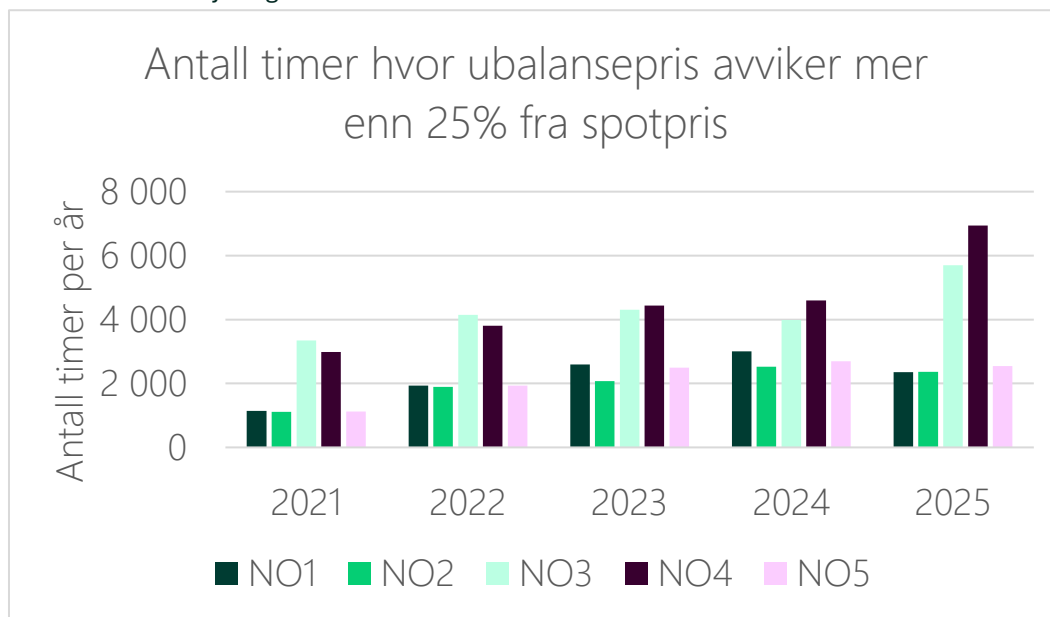
3.7 Ubalansekostnaden de siste fem årene

Som illustrert i Figur 3.8, har den gjennomsnittlige prisdifferansen mellom spotpris og ubalansepris vært relativt stabil gjennom de siste fem årene med unntak av 2022. I 2025 har prisdifferansen økt noe.



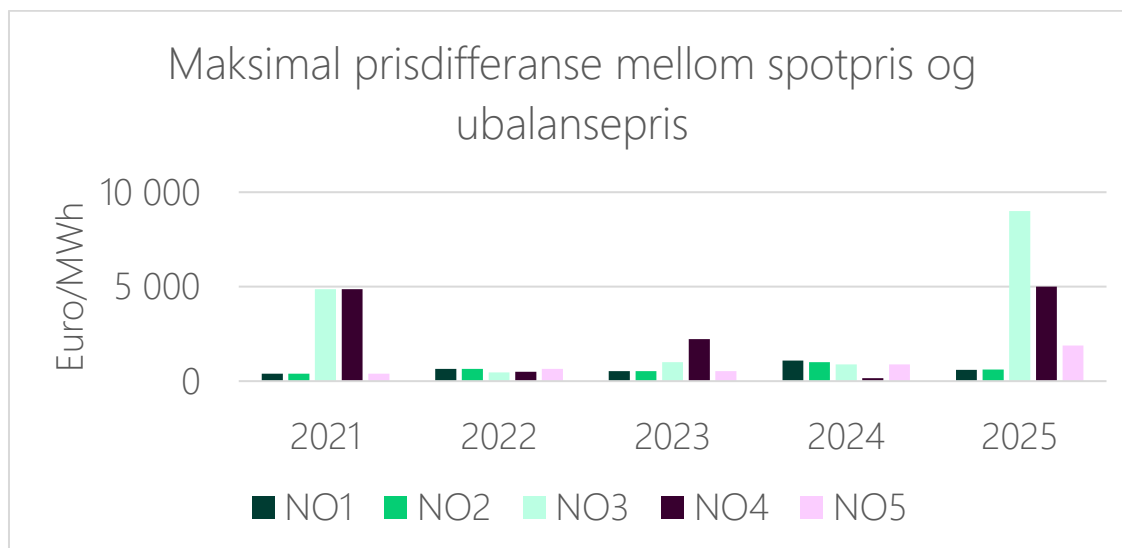
Figur 3.8 - Gjennomsnittlig absolutt prisdifferanse mellom spotpris og ubalansepris

Figur 3.9 viser at NO3 og NO4 tradisjonelt har hatt flere timer med større avvik mellom spotpriser og ubalansepriser sammenlignet med NO1, NO2 og NO5. I 2025 har antall timer med store avvik i disse to områdene økt betydelig.



Figur 3.9 - Antall timer hvor ubalansepris avviker mer enn 25% fra spotpris

Det observeres i Figur 3.10 en markant økning i den maksimale differansen mellom spotpris og ubalansepris for 2025 i NO3.



Figur 3.10 - Maksimal prisdifferanse mellom spotpris og ubalansepris

3.8 Restubalanse og unsatisfied demand

Restubalanse og satisfied demand ble introdusert som indikatorer samtidig med mFRR EAM go-live 4. mars. Data er derfor fra 4. mars til 31. Desember 2025.

Unsatisfied demand

Unsatisfied demand er hvor mye mFRR som er etterspurt, men som ikke ble aktivert av ulike årsaker:

- Insufficient bid volume - ikke nok tilgjengelige standardbud for å dekke etterspørsel i AOF (Activation Optimization Function)
- Rejection from BSP - aktør avviser aktiveringsmelding, ønsket volum blir ikke aktivert
- Bid made unavailable - bud er satt utilgjengelig av operatør eller automatisk som følge av manglende respons på heartbeat-melding. Heartbeat er en tom aktiveringsmelding som Statnett sender ut periodisk (tre ganger per MTU) til BSPer for å verifisere at disse er tilgjengelig for aktivering av bud.
- Timeout from BSP - aktør svarer ikke på aktiveringsmelding innen 2 minutter (svarfrist). Systemansvarlig tolker budet som ikke aktivert på grunn av manglende bekreftelse fra aktør.
- Bid selection failed - budvalideringen feiler (teknisk),
- Parallell bid selection - bud er brukt til direkteaktivering mellom lukketid for AOF og resultatene fra AOF er klare og kan ikke aktiveres som standardaktivering.

Unsatisfied demand per årsakskode

Årsak	Unsatisfied (MWh)
Insufficient bid volume	33 571,51
Rejection from BSP	22 358,07
Bid made unavailable	8 150,27
Timeout from BSP	3 157,54
Bid selection failed	1 098,94
Total	68 334,33

Figur 3.11 - Unsatisfied demand per årsakskode

I Figur 3.11 kan det observeres at for lite tilgjengelige bud er den mest vanlige årsaken som dekker nesten 50% av tilfellene. Operatører vil i slike tilfeller få alarm om dette og må vurdere å aktivere alternative reserver manuelt eller godta avviket.

Totalt har det vært 68334,33 MWh unsatisfied demand siden go-live fordelt på følgende aktiveringstyper:

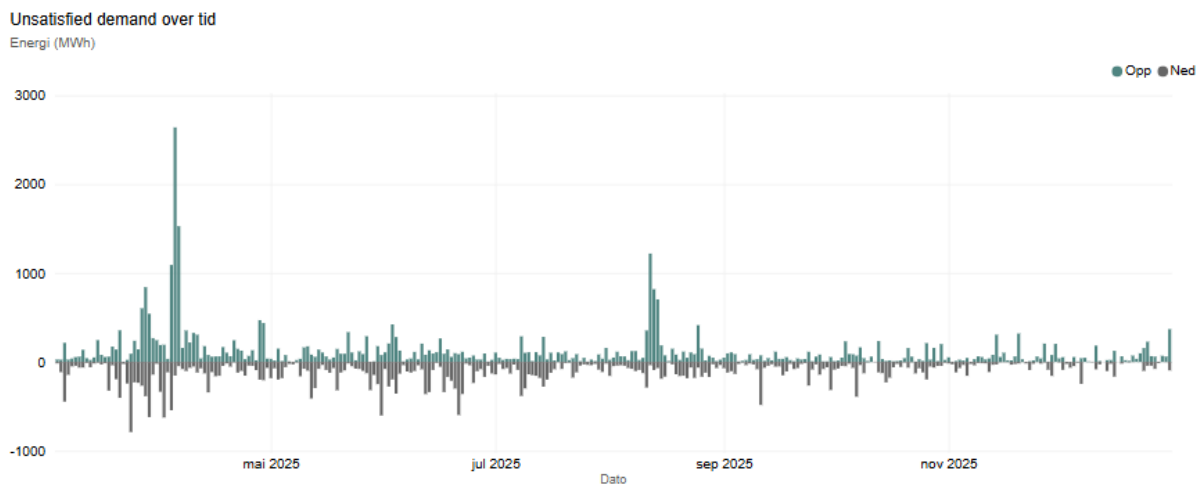
- Scheduled: standardaktiveringer i normalprosessen via AOF
- Period shift: period shift aktiveringer via lokal budvelger
- Direct: direkteaktiveringer aktivert manuelt av operatør via lokal budvelger

Unsatisfied demand per aktiveringstype

Aktiveringstype	Unsatisfied (MWh)
Scheduled	49 718,53
Period shift	15 006,44
Direct	3 609,36
Total	68 334,33

Figur 3.12 - Unsatisfied demand per aktiveringstype

Dette kan se ut som et veldig høyt volum, men fordelt over tid og sammenlignet med totalt aktivert volum oppleves ikke dette som en stor utfordring. Over tid er det en positiv trend med mindre unsatisfied demand. Dette kan være en konsekvens av modning i markedet.



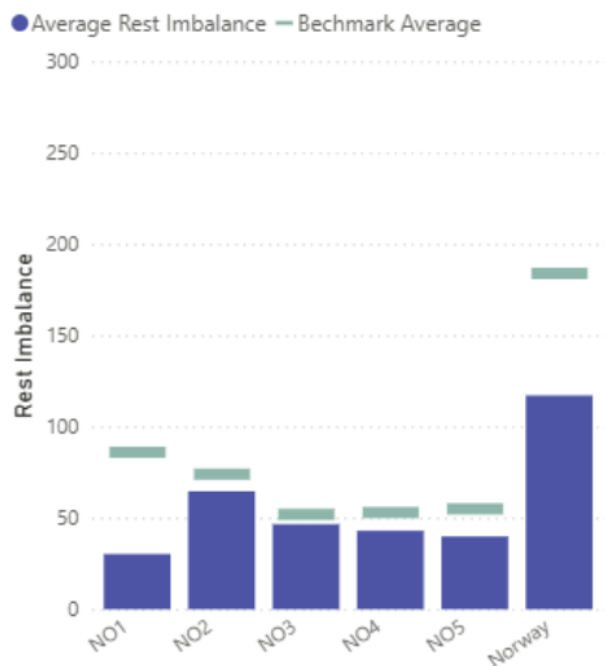
Figur 3.13 - Unsatisfied demand fordelt over tid gjennom 2025

Restubalanse

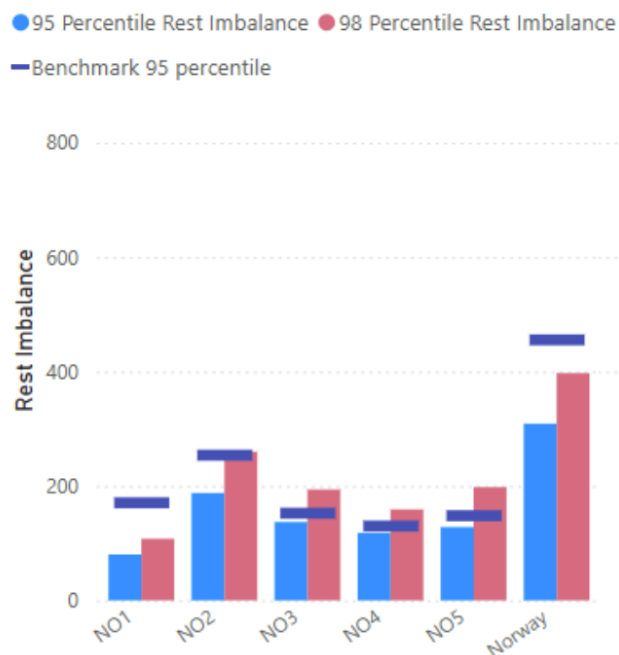
Restubalanse er ubalansen som er igjen i et budområde etter mFRR-aktiveringer og som må håndteres av automatiske reserver. Restubalanse = Satisfied demand – ACE OL hvor satisfied demand er summen av alle typer mFRR-aktiveringer som er bekreftet av aktører. Det vil si at når en aktør avviser en aktiveringsmelding (unsatisfied demand), så blir satisfied demand lavere enn ønsket og det blir en høyere restubalanse.

Statnett er godt innenfor måltallene på Restubalanse i Norge og Norden, noe som også reflekteres i frekvensstatistikken. Det vil være avvik når man ser på kortere perioder, men alle norske områder er innenfor måltall både på gjennomsnittlig restubalanse og 95 persentilen.

Average rest imbalance



Percentile rest imbalance



Figur 3.14 - Gjennomsnittlig restubalanse og 95 og 98 persentil med tilhørende måltall

Tabell 3.6 - Gjennomsnittlig restubalanse og 95 og 98 persentil med tilhørende måltall

	Gj.snittlig restubalanse	Gj.snittlig restubalanse måltall	95 persentil	95 persentil måltall	98 persentil
NO1	30,2	86	80,2	170,6	107,7
NO2	64,5	74	187,5	253,8	259,8
NO3	46,4	52	136,9	152,4	193,9
NO4	43	53	118	129,9	158,9
NO5	39,9	55	127,9	147,9	197,9
Norge	116,8	185	308,9	455,4	397,3

Måltallene er basert på historiske ubalanser og fordeling på tvers av Norden for fortsatt å nå felles nordiske målsetninger på ubalanser i synkronområdet.

Anmelding og planlegging av produksjon

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

I 2025 ble det ikke registrert vesentlige hendelser hvor konsesjonær hadde overtredelse av krav til å anmelde i balanse.

Likviditet i reservemarkedene

3.10 Tiltak for å øke likviditeten i markedet

FFR

Fra og med 2023 er det åpnet for uavhengig aggregering av reguleringsobjekter under et bestemt volum. Dette har imidlertid ikke ført til ny kapasitet.

Statnett veileder aktører som er interesserte i å delta i markedet gjennom skriftlig dialog og bilaterale møter, samt ved å forbedre beskrivelser og forklaringer som er tilgjengelige på Statnetts nettsider.

Rapportmalen for prekvalifisering er videre oppdatert, noe som tydeliggjør hva som skal til for å få nye enheter kvalifisert for deltakelse. Statnett tillater at inntil 20 % av klarert volum i markedet kan prekvalifiseres i etterkant av markedsklareringen. I 2025 ble det akseptert at reguleringsobjekter med et samlet volum på 15 MW gjennomførte prekvalifisering etter markedsklareringen. Dette senker terskelen for å bli med i markedet.

FCR CM

Fra 1. januar 2024 gjelder de tekniske kravene til FCR i Norden. Det er etablert en overgangsperiode fram til mars 2028, der reguleringsobjekter som er pålagt frekvensregulering gjennom vedtak har unntak fram til de er prekvalifisert.

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

Statnett har endret FCR-vilkårene ved å redusere minste budstørrelse til 0,1 MW for å legge bedre til rette for flere forbruksaktører. Denne endringen har åpnet for at flere aktører med reguleringsobjekter under 1 MW nå kan søke om prekvalifisering. Statnett har også fått godkjent nye FCR-vilkår som skal gjelde når FCR-markedene overføres til Nordic MMS (planlagt april 2026). Med de nye vilkårene blir det mulig for leverandører av FCR – prinsipielt det samme som BSP – å delta direkte i FCR-markedene, der man tidligere måtte være balanseansvarlig aktør (BRP) for å kunne levere.

Statnett jobbet i 2025 med tiltak for å stimulere aktørene til å utnytte overgangsperioden til å bygge opp prekvalifisert kapasitet, både fra eksisterende og nye anlegg. Se også videre beskrivelse under kapittel 3.11.

aFRR CM

Statnett arbeider kontinuerlig med prekvalifisering av nye reguleringsobjekter og vurderer hvordan nye aktører kan knytte seg til Statnetts kommunikasjonssystemer. Arbeidet omfatter både tekniske og operasjonelle forhold som påvirker muligheten for markedsdeltakelse.

Det er per i dag utfordrende å tilknytte nye aktører, blant annet som følge av begrensninger i eksisterende e-nett og krav til kommunikasjon. Det pågår et prosjekt for oppgradering av e-nettet. Statnett har hatt dialog med markedsaktører for å avklare status, utfordringer og videre tiltak for å legge til rette for økt deltagelse og likviditet i markedet. Gjennom dialogen med RME og NVE har Statnett bidratt til en felles forståelse av dagens situasjon i markedet, herunder hvilke strukturelle og tekniske forhold som begrenser rask innfasing av nye aktører, og hvilke tiltak som på sikt kan redusere disse barrierene. Dette arbeidet ses i sammenheng med videre utvikling av markedsløsninger og teknisk infrastruktur for å understøtte økt deltagelse og bedre likviditet.

mFRR CM

Kapasitetsmarkedet for mFRR (mFRR CM) skal sikre tilstrekkelig med reguleringsressurser, både for opp- og nedregulering, i den norske delen av mFRR-markedet og sørger dermed for at det er bud tilgjengelig. Aktører med tilslag i kapasitetsmarkedet for mFRR forplikter seg til å gi bud i aktiveringsmarkedet for mFRR. Det norske mFRR kapasitetsmarkedet ble innført 12. februar 2024, det er døgnbasert med klarering på morgenen D-1 og med timesoppløsning, per budområde. Overføringskapasitet mellom budområdene (CZC) reserveres på korridorene, innenfor tillatte grenseverdier i henhold til gjeldende metoder.

mFRR EAM (aktiveringsmarked)

Reduserte budstørrelser i mFRR-markedet

I markedsvilkårene for mFRR var minstekrav til budkvantum 10 MW i alle budområder utenom NO1 og NO3, hvor ett 5-9 MW bud per stasjonsgruppe var tillatt. Fra oppstart av mFRR EAM i mars 2025 kunne leverandør av balansetjenester levere ett bud fra 5 MW til 9 MW per stasjonsgruppe og per reguleringsretning i alle prisområder. Fra 2. desember 2025 ble minimum budkvantum senket til 1 MW i alle budområder som en tilpasning til overgangen til den europeiske markedsplattformen for aktivering av mFRR (MARI).

Med innføring av mFRR EAM i mars 2025 og bruk av ny dimensjoneringsmetodikk har behovet for mFRR-reserver økt. Dimensjonering skjer per område, og gjøres separat for normale ubalanser og dimensjonerende hendelse. Aktivering gjøres basert på behov per område, og et optimalt budvalg i en fellesnordisk markedsalgoritme som tar hensyn til tilgjengelig overføringskapasitet.

Midlertidig dispensasjon for krav til aktiveringsprofil

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

mFRR-D, marked for driftsforstyrrelsesreserver

Automatisering og innføring av europeisk regelverk har ført til strengere krav til mFRR-leveranser. For å bidra til å opprettholde budvolum har Statnett opprettet et nytt produkt kalt driftsforstyrrelsesreserve (mFRR-D). Markedet ble satt i drift samtidig som innføringen av mFRR EAM i mars 2025. Statnett evaluerer løpende bruk, utforming og virkningen av kapasitetsmarkedet og aktiveringsmarkedet for mFRR-D.

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 (EBGL) stilles det krav om at rollene som leverandør av balansetjenester (BSP) og balanseansvarlig (BRP) defineres separat og det skal utarbeides separate vilkår for disse. Den balanseansvarlige skal være ansvarlig for å planlegge seg i balanse og er økonomisk ansvarlig for ubalanse beregnet i balanseavregningen. Leverandør av balansetjenester skal være ansvarlig for å levere bud i balansemarkedene og er økonomisk ansvarlig for avvik i leveranse.

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

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

Status

Fra 1. januar 2024 har alle reguleringsobjekter vært pålagt å følge de tekniske kravene til FCR i Norden. Reguleringsobjekter som omfattes av krav om maksimal statikk har unntak fram til de blir prekvalifisert, og denne overgangsordningen gjelder fram til mars 2028.

Statnett gjennomfører flere tiltak for å sikre at FCR-leveransen oppfyller de tekniske kravene til FCR i Norden etter overgangsperiodens slutt. I 2025 ble det gjort to sentrale grep. For det første gjennomførte Statnett to auksjoner der aktører som har fått tilslag vil motta økonomisk støtte for prekvalifisering av FCR-enheter. Det er gitt tilslag til i alt 30 FCR-enheter. Volumet er hhv FCR-N 269 MW, FCR-D opp 561 MW og FCR-D ned 585 MW. For det andre ble det planlagt og forberedt en markedslansering av FCR-D opp kun for prekvalifisert kapasitet, med mål om å gi leverandørene forutsigbarhet og like konkurransevilkår når de priser inn sine investeringer. Anskaffelse av FCR-D opp i markedet starter i januar 2026 med et volum på 2 MW, og behovet skal deretter økes gradvis i takt med tilgjengelig prekvalifisert kapasitet.

I 2025 ble FCR-N anskaffet i markedet med et behov på 231 MW, fordelt mellom D-2-markedet (30 %) og D-1-markedet (70 %). I perioden mai til september ble det i tillegg anskaffet 100 MW FCR-D opp i markedet, en ordning som har vært gjeldende siden 2023 på grunn av redusert tilgang på primærreserver gjennom grunnleveransen i sommermånedene. Kapasitet kjøpt i 2025 har ikke vært prekvalifisert i henhold til de tekniske kravene til FCR i Norden.

Ved utgangen av 2025 er det prekvalifisert 8,7 MW FCR-N, 13,5 MW FCR-D opp og 12,5 MW FCR-D ned (se kapittel 3.10.2)

Videre plan

Statnett fortsetter å vurdere tiltak for å sikre at norsk FCR leveres i samsvar med de tekniske kravene til FCR i Norden fra mars 2028.

Virkemidler i drift

3.12 Omfang, årsak og konsekvens av vedtak

3.12.1 Produksjonstilpasning

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

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

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

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

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

I 2025 ble det gjennomført 220 produksjonstilpasninger i forbindelse med 308 driftsstanser. I tillegg ble det gjort vedtak om 65 produksjonstilpasninger, som senere ble avlyst. Totalt ble det utarbeidet og fattet vedtak om 285 produksjonstilpasninger i forbindelse med 387 driftsstanser.

Av de gjennomførte produksjonstilpasningene var:

- 98 med varighet mindre enn 2 dager
- 67 med varighet mellom 2 og 5 dager
- 28 med varighet mellom 5 dager og to uker
- 16 med varighet mellom 2 og 4 uker
- 11 med varighet over 4 uker

En del produksjonstilpasninger har oppdaterte vedtak, for eksempel som følge av finjustering av kvoter eller endrede forutsetninger. Det totale antall vedtak er dermed større enn det oppgitte tallet på antall produksjonstilpasninger.

Systemansvarlig sender normalt varsel om vedtak til berørte aktører før det utarbeides ordinære (ikke-systemkritiske) vedtak om produksjonstilpasning. Gjennom dette får aktørene anledning til å komme med

innspill til den varslede produksjonstilpasningen. I 2025 ble det sendt ut varsel om vedtak i forkant for 217 (76 %) produksjonstilpasninger. For de resterende 68 produksjonstilpasningene lå det systemkritiske vedtak til grunn, i hovedsak som følge av feil eller kritisk feilretting.

Det ble utarbeidet 23 produksjonstilpasninger som følge av separatområder, der overføringen inn/ut av et radielt tilknyttet område ble frakoblet. 7 av disse var basert på systemkritiske vedtak.

3.12.2 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen hendelser med tvangsmessig utkobling av forbruk i 2025.

3.13 Beskrivelse av tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen hendelser med tvangsmessig utkobling av forbruk i 2025.

3.14 Tiltak som har begrenset fornybar kraftproduksjon

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

Med betydelige tiltak legger systemansvarlig her til grunn produksjonstilpasning av vindparker med minimum 100 MW reduksjon og varighet på minst en arbeidsdag (0,3 dag), eller minimum 50 MW og varighet på minst en arbeidsuke (5 dager).

Det er lagt til grunn at dette gjelder uregulerbar produksjon, som i henhold til kriteriene over vurderes til å i praksis kun omfatte vindparker. Varighet er korrigert for eventuelle delperioder uten begrensning, eksempelvis natt og helg.

Tabell 3.7 - Oversikt over produksjonstilpasninger med betydelig begrensning for fornybar kraftproduksjon

Produksjonstilpasning med betydelig begrensning for fornybar kraftproduksjon	Periode	Reduksjon (MW)	Varighet (dager)
Midtfjellet vindpark	23.04.25-25.04.25	150	2,3
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	05.05.25-08.05.25 (dels uten begrensning)	202-209	1,0
Egersund Vindkraftverk	09.05.25	112	0,3
Vindparkene Frøya, Geitfjellet og Hitra	13.05.25-15.05.25	136-265	2,4
Smøla vindpark	28.05.25-20.06.25	70	23,6
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	10.06.25-11.06.25	59-192	0,7
Frøya vindpark	16.06.25-08.07.25	59	22,0
Vindparkene Harbaksfjellet, Kvenndalsfjellet og Storheia	23.06.25-25.06.25 (dels inn på natt)	226	1,6
Vindparkene Bessakerfjellet, Einarisdalen, Haraheia, Skomakerfjellet og Sørmarkfjellet	30.06.25-01.07.25	157	1,3

Vindparkene Hamnefjell, Kjøllefjord og Raggovidda	28.07.25-29.09.25	~50 ³	63,3
Vindparkene Bjerkreim, Høg-Jæren, Måkaknuten, Skinansfjellet og Stigafjellet	02.09.25-04.09.25	201	2,3
Vindparkene Harbaksfjellet og Kvenndalsfjellet	08.09.25	248	0,3
Vindparkene Frøya, Geitfjellet, Hitra og Smøla	15.09.25-26.09.25	295	11,5
Smøla vindpark	16.09.25	150	0,4
Smøla vindpark	17.09.25-03.10.25	50	16,4
Midtfjellet vindpark	29.09.25	120	0,5
Midtfjellet vindpark	16.10.25	120	0,3
Smøla vindpark	20.10.25-21.11.25 (inn på natt/helg)	50	8,33

Balanse og effektkraft

3.15 Balanse og effektkraft

Tabell 3.8 - Netto kostnader for balanse- og effektkraft bokført fra TSO-TSO-oppgjørene for mellomlandsforbindelsene.

Forbindelse		Balansekraft	Effektkraft	Kommentarer
SK-forbindelsen	Kostnad (MNOK)	121	341	Høye volum effektkraft, skyldes balanseregulering.
	Volum (MWh)	181 778	818 308	
NorNed	Kostnad (MNOK)	15	0	Relativt lave volum og kostnader. Redusert kapasitet i 2025.
	Volum (MWh)	67 978	0	
NSL	Kostnad (MNOK)	92	1	Utfall gir høye volum balansekraft med høy kostnad.
	Volum (MWh)	153 549	1818	
NordLink	Kostnad (MNOK)	7	3	Færre avbrudd enn året før er med på å redusere balansevolum
	Volum (MWh)	115 393	3300	
NO1 - SE3	Kostnad (MNOK)	-229	0	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 363 459	291	
NO3 - SE2	Kostnad (MNOK)	-179	0	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	935 671	0	
NO4 - SE2	Kostnad (MNOK)	40	0	Små ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	375 805	0	

³ Pga. sumrestriksjon med vannkraft er antall MW reduksjon veldig omtrentlig

NO4 - SE1	Kostnad (MNOK)	235	0	Store ubalanser (balansekraft).
	Volum (MWh)	1 469 527	0	
Finland	Kostnad (MNOK)	-43	0	Liten linje og små ubalanser
	Volum (MWh)	267 650	0	

Netto kostnader for balanse- og effektkraft bokført fra TSO-TSO-oppgjørene for mellomlandsforbindelsene er vist i Tabell 3.8. 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 kategorien balanseregulering (avtalt mFRR Scheduled Activation). Volumene holder seg relativt stabile sammenlignet med 2024, men med en noe høyere kostnad. Dette skyldes en økning i mFRR prisene, som påvirker både balansekraft og effektkraft.

NorNed har også i 2025 hatt noe redusert kapasitet. I tillegg er kapasiteten lavere på denne forbindelsen enn de andre HVDC forbindelsene, som fører til at balansekostnadene og volumene oftest er relativt lave, og har holdt seg stabile i flere år.

For NSL og NordLink er det som regel utfall som driver kostnaden og volum på balansekraft opp. Balansekraftvolum ved utfall på NSL har økt med nærmest det dobbelte siden året før, mens det for NordLink har hatt en kraftig reduksjon. Man ser også en stor reduksjon i balansekraft ved ramping på NordLink, som tyder på at flyten på kabalen ikke har variert i like stor grad som i 2024. Selv om brutto beløp på kjøpt og solgt balansekraft har endret seg ganske kraftig, er netto beløp som vist i tabellen relativt lik som året før. Nytt for 2025 er noe utveksling av effektkraft over både NordLink og NSL.

For utenlandsforbindelsene til Sverige er det helt normalt med store volum på balansekraft, da dette er AC-forbindelser. Volumene er likevel redusert fra tidligere år og kan til dels forklares med innføringen av flytbasert markedskobling. Dette har igjen medført reduserte ubalansekostnader, spesielt for utvekslingen på NO1-SE3 og NO3-SE2. Effektkrafthandelen mot Sverige har som vanlig vært liten.

AC forbindelsen til Finland er liten og faktisk utveksling har ofte store avvik mot plan. Volum og beløp er likevel små sammenlignet med noen av AC forbindelsene til Sverige. Denne linjen er ny i tabellen, siden den fra og med flytbasert markedskobling har fått sin egen markedskorridor i Day-Ahead.

Samlede systemansvarskostnader

3.16 Sammendrag av systemansvarskostnader

Tallene i tabellen under er regnskapstall, i motsetning til andre rapporterte kostnader som er innkjøpstall hentet fra innkjøpssystemene. Disse tallene er ikke identiske på grunn av forsinkelse i faktureringen av reserver og mottak av faktura hos Statnett. I tillegg inneholder tallene i regnskapet avsetninger som kan avvike fra faktiske innkjøpstall.

Tabell 3.9 - Systemansvarskostnader de siste 10 årene, 2016 – 2025, [MNOK].

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Primæreserver (FCR), Herav	85	87	113	134	98	272	538	647	549	555

- Grunnleveranse	21	21	19	21	19	17	32	42	45	202
- Marked	97	105	164	162	93	281	530	633	531	354
- Salg	-33	-39	-70	-49	-14	-26	-24	-27	-27	0
Sekundærreserver (aFRR)	7	13	32	47	44	229	1317	638	525	498
Tertiærreserver (mFRR)	75	66	106	52	38	429	589	1037	2573	4572
Spesialregulering	146	110	121	88	104	214	529	283	183	422
Systemvern	11	15	16	39	3	1	10	5	77	39
Produksjonsflytting	7	7	13	6	3	15	113	-19	10	2
Produksjonsglatting	10	9	17	14	3	31	48	26	18	3
Energiopsjoner	5									
Reaktiv effekt	6	6	6	7	9	9	-75	-99	-52	-56
Omberamming av planlagte driftsstanser	1	2	8	4	2	0				
FFR					8	28	30	24	24	23
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	15	10	8	13	97	71	275	74	61	56
Øvrige systemdriftskostnader							3	13	-5	-8
Sum	368	325	441	399	409	1299	3376	2629	3962	6105

3.17 Utviklingen i kostnader det siste året, sett i historisk sammenheng

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.

I 2023 kjøpte Statnett for første gang i et marked for innkjøp av FCR-D opp. I både 2023, 2024 og i 2025 kjøpte Statnett inn FCR-D i perioden mai-september da endret produksjonsmikks, samt økt utveksling, gir perioder med økt sannsynlighet for at grunnleveransen ikke dekker den norske forpliktelsen. I 2023 var innkjøpt volum på 100-200 MW, mens volumet i 2024 og 2025 var på 100 MW.

Volum og antall timer med sekundærreserver har økt jevnt de siste årene frem til 2025. 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 er om lag 45%. Kostnaden for sekundærreserver er, som de andre reservemarkedene, tett knyttet opp mot kraftprisen. I 2024 økte volumet for aFRR i juli da Statnett begynte å kjøpe 200 MW i time 2-5. I 2025 økte innkjøpet av aFRR i en overgangsperiode i forbindelse med overgangen til automatisert balansering. Frekvensavvikene med automatisert balansering gikk betydelig ned, og som et resultat ble aFRR-innkjøpet minket i siste halvår av 2025.

Fra 12.februar i 2024 ble RKOM uke byttet ut med mFRR CM, et daglig kapasitetsmarked for tertiærreserver. Sesongmarkedet ble fortsatt benyttet på vinterhalvåret frem til 4.mars 2025, da et månedsmarked kalt mFRR-D overtok. mFRR-D kjøpes inn gjennom hele året.

Historisk er det et økende reservebehov, og det er flere årsaker til dette. En årsak er at det er stor volatilitet i det nordiske kraftsystemet med mange og raske flytendringer og økte ubalanser som følge av økt andel sol- og vindkraft i Norden og Europa. Etter at flytbasert markedskobling kom på drift i oktober 2024, ble kraftsystemet bedre utnyttet, noe som fører til lavere kapasitet i nettet til utveksling av reserver og mer må kjøpes lokalt i hvert budområde. Kraftprisene påvirker prisene på reserver i kapasitetsmarkedene mye. Fra 2020 og frem til i dag har kraftprisene økt, samtidig som det har vært stor variasjon. Fra 2021 til 2025 har voluminnkjøpet av tertiærreserver økt betydelig. Volumøkningen er en følge av at de systemansvarlige nettselskapene i Norden har gått fra å balansere på frekvens i hele Norden til områdevis balansering, og at overgangen til flytbasert kapasitetsfastsettelse er i gang. Disse to tiltakene henger tett sammen. Reserver anskaffes i begge retninger for å dekke normale ubalanser og dimensjonerende feil i sanntid, tidligere har ikke nedretning blitt hensyntatt i dimensjoneringen i samme grad som den gjøres i dag. Dimensjoneringen av reservebehovet er dynamisk og prognosebasert og det har pågått, og pågår fortsatt, kontinuerlige forbedringer av prognosene som innkjøpene gjøres med bakgrunn i.

Spesialreguleringskostnader har variert mer enn mange av de andre reservekostnadene da de ofte er avhengig av utbyggingsprosjekter. Spesialreguleringskostnadene endte i 2025 på 421 MNOK. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. Se kapittel 4.16-4.18 for ytterligere beskrivelser av spesialregulering.

Det er stadig endringer i både antall systemvern og hvilke deler av nettet som er tilknyttet systemvern. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av systemvernsfunksjon. Kostnadene for systemvern fordeler seg mellom PFK og BFK. For aktivering av BFK/PFK påløper det ingen kostnader. Kostnader for BFK kommer ved utløsning, dvs. at feil i nettet kobler ut forbruk. For beskrivelse av kostnader i 2025, se kapittel 3.12.5.

4 Handelsgrenser, budområder og flaskehalshåndtering

Handelsgrenser og budområder

4.1 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

Overgangen fra Net Transfer Capacity (NTC) til flytbasert markedskobling innebærer at det ikke lenger settes faste kapasitetsgrenser mellom prisområder. I stedet beregnes tilgjengelig kapasitet direkte basert på de fysiske begrensningene i transmisjonsnettet.

TSOene i Norden sender inn kritiske nettkomponenter til Nordisk RCC (Regional Control Center) i København, som bruker denne informasjonen til å utarbeide en PTDF-matrise. Matrisen beskriver hvordan handelsflyt mellom ulike prisområder påvirker belastningen på hver kritisk komponent. Markedskoblingen

finner deretter det handelsmønsteret som maksimerer samfunnsøkonomisk velferd, så lenge ingen av de kritiske komponentene overlastes.

Skyggepris – hva betyr den?

Skyggeprisen uttrykker den marginale verdien av en nettbegrensning og måles ofte i EUR/MW. Den viser hvor mye den totale økonomiske verdien i markedet ville økt dersom det fantes én ekstra MW kapasitet over et gitt snitt.

Slik tolkes skyggepriser:

- **Høy skyggepris:** Begrensningen har stor påvirkning på prisdannelsen. Dette indikerer en tydelig flaskehals i nettet.
- **Lav eller null skyggepris:** Snittet påvirker ikke prisene i den aktuelle perioden, og begrensningen er i praksis ikke bindende.

Skyggepriser brukes derfor til å analysere flyteffektivitet i nettet og til å vurdere hvor forsterkninger vil gi størst samfunnsøkonomisk nytte.

De fem mest begrensende snittene i Norge i 2025

Basert på totale skyggepriser peker følgende snitt seg ut som de mest kritiske:

1. **Mauranger–Blåfalli**
Denne forbindelsen har lenge vært en begrensning på Vestlandet. En temperaturoppgradering økte kapasiteten med 27 %, og Dynamic Line Rating (DLR) har vært forsøkt. Variasjonene i målingene gjorde imidlertid automatisk balansering utfordrende. Linjen er begrensende i litt over 10 % av tiden og skal oppgraderes til 420 kV.
2. **Refsdal–Modalen + Aurland T4**
Frem til idriftsettelsen av 420 kV Sogndal–Aurland høsten 2025 var dette et betydelig begrensende snitt.
3. **Surna–Viklandet + Orkdal–Aura**
Et av snittene som begrenser flyten fra Nord-Norge til Sør-Norge. Kapasiteten økes ved bruk av systemvern.
4. **Namsos–Ogndal + Tunnsjødal–Verdal**
Et annet viktig nord–sør-snitt der systemvern bidrar til å utnytte kapasiteten bedre.

4.2 Redegjørelse for begrensninger i handelskapasitet fra øvrige TSOer

For Norges del er det særlig to nord–sør-snitt i Sverige som har vært begrensende for flyten ut av NO4 og delvis ut av NO3. Begge disse inngår i det som ofte omtales som *snitt 2* i Sverige, som begrenser overføringskapasiteten mellom SE2 og SE3. Snittene har bidratt til å begrense nettoposisjonen i NO4, ettersom produksjon i dette området belaster snittene mer enn tilsvarende produksjon i SE1 og SE2.

Når det gjelder NorNed-forbindelsen mellom NO2 og Nederland, er det fortsatt en teknisk begrensning knyttet til den eldre kabelteknologien. Anlegget tåler raske retningsendringer dårlig. For å drifte kabelen så skånsomt som mulig fram til forventet utbedring i 2026, er det innført flere tiltak:

- Kabelen kjøres med redusert DC-spenning, noe som senker maksimal kapasitet fra 700 MW til 620 MW.
- Det blokkeres for retningsendringer som følge av intradaghandel.
- TenneT Tyskland reduserer kapasiteten på NordLink som følge av at flytbasert markedskobling i

Europa baserer seg på *Standard Hybrid Coupling*. Dette innebærer at interne begrensninger i det tyske nettet flyttes direkte til kabelen, noe som ofte medfører redusert utvekslingskapasitet på grunn av interne flaskehals i Tyskland. I Norden benyttes derimot *Advanced Hybrid Coupling (AHC)*, hvor forbindelser til områder utenfor Norden modelleres som egne virtuelle områder med egne PTDF-er. Dette gjør at SDAC-algoritmen tar hensyn til HVDC-flyt på interne snitt i Norden. For NorNed innebærer AHC også mer presis håndtering, men TenneT Nederland har svært få perioder med redusert kapasitet som følge av interne AC-begrensninger.

NSL-forbindelsen (North Sea Link) mellom Norge og Storbritannia er ikke en del av SDAC fordi Storbritannia etter Brexit ikke lenger deltar i EUs felles kraftmarked. Dette har gjort at Statnett og National Grid måtte etablere en egen, separat implisitt auksjon for handel på NSL.

Fraværet av SDAC-integrasjon innebærer mindre effektiv koordinering av kraftflyten mellom NO2 og Storbritannia. Dette har blitt tydeligere etter overgangen til flytbasert markedskobling, der prisene i de to områdene i større grad har nærmet seg hverandre og vært vanskelig å prognosere.

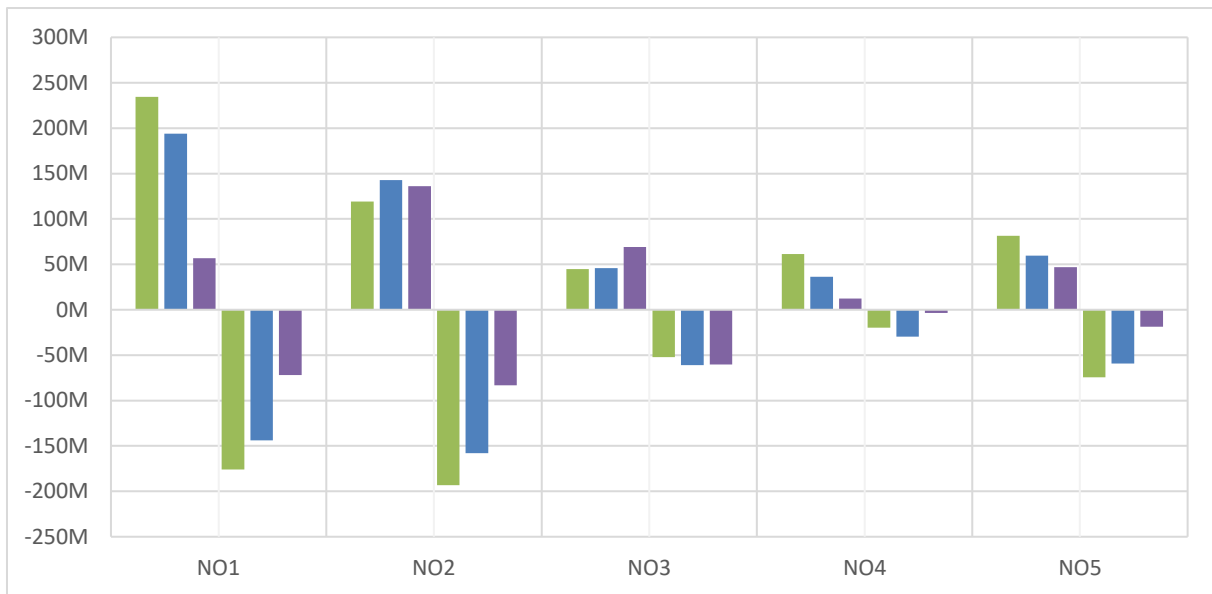
Det oppstår flere timer der flytprognosene ikke treffer, og fordelingen av hvor mye kapasitet som skal brukes på utenlandsforbindelsen blir dermed mer krevende å optimalisere.

4.3 Tilgjengelig kapasitet per budområde til intradag- og balansemarkedene

Figur 4.1 viser tilgjengelig import- og eksportkapasitet for intradag per budområde for 2023, 2024 og 2025. Fra 2023 til oktober 2024 er kapasiteten NTC-basert, det vil si at tilgjengelig kapasitet (ATC) er regnet ut fra tilgjengelig kapasitet for Day-ahead (NTC) og resultat fra Day-ahead (AAC). Fra og med november 2025 er tilgjengelig kapasitet beregnet fra flytbasertdomenet.

Perioden inneholder en blanding av kvarters- og timesoppløsning. Data er aggregert opp fra kvartersverdier for hele perioden, basert på initiell kapasitet. Endringer i løpet av driftsdøgnet, f.eks. ved utfall, er ikke tatt med. Importkapasitet vises som positive verdier, eksportkapasitet som negative verdier. 2023 har grønne søyler, 2024 blå og 2025 lilla.

Figuren viser en lavere tilgjengelig kapasitet i 2025 enn tidligere. Det sammenfaller med innføringen av flytbasert markedskobling. Nettet utnyttes mer i døgnet slik at det blir mindre kapasitet tilgjengelig til intradag og balansering.



Figur 4.1 - Tilgjengelig import- og eksportkapasitet for intradag per budområde for 2023-2025

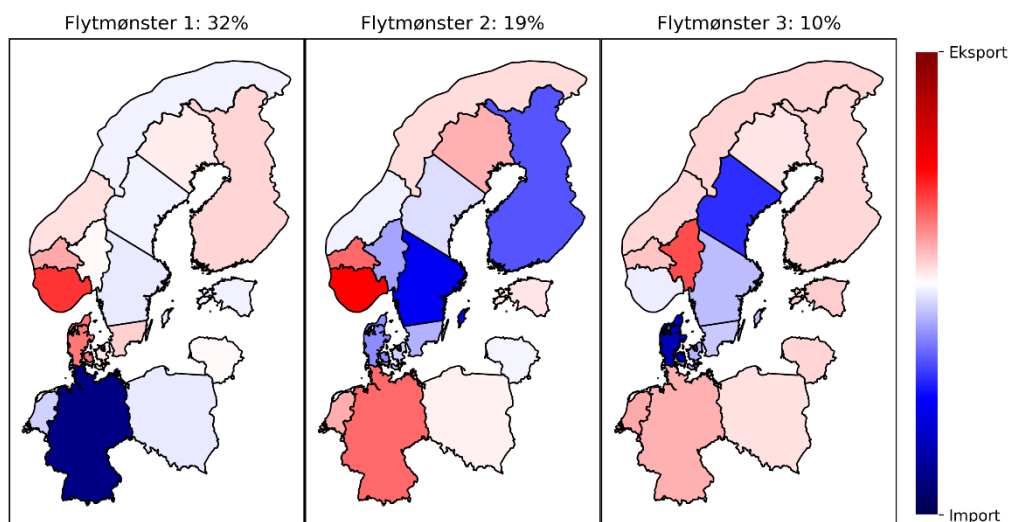
4.4 De vanligste flytmønstrene i det nordiske nettet

Før innføring av flytbasert markedskobling var det usikkerhet hvordan det ville påvirke flyten av strøm i Norden. For 2025 er det gjort en analyse av flytmønstre i og ut av Norden. Vår analyse viser tre typiske mønstre som beskriver flyten i mer enn 60% av tiden i 2025.

Metoden er ny, så det er en viss usikkerhet knyttet til resultatene. Det har også vært endringer i markedet som påvirker resultatene. Høsten 2025 ble handel i Day-ahead markedet endret fra time til kvartal. 4. kvartal har kvartersoppløsning mens de tre første kvartalene har timesoppløsning. Det betyr at 4. kvartal veier mer enn de tre første kvartalene til sammen.

Kartet i Figur 4.2 oppsummerer flytmønstrene ved å vise nettoposisjoner for hvert av de nordiske budområdene (merk at nettoposisjon for de ikke-nordiske områdene — DE, NL, PL, LT og EE — vises kun relativt til det nordiske markedet. Forbindelsene mot Storbritannia inngår i beregningene, men vises ikke i figuren). Rød farge betyr at budområdet eksporterer, og blå at budområdet importerer.

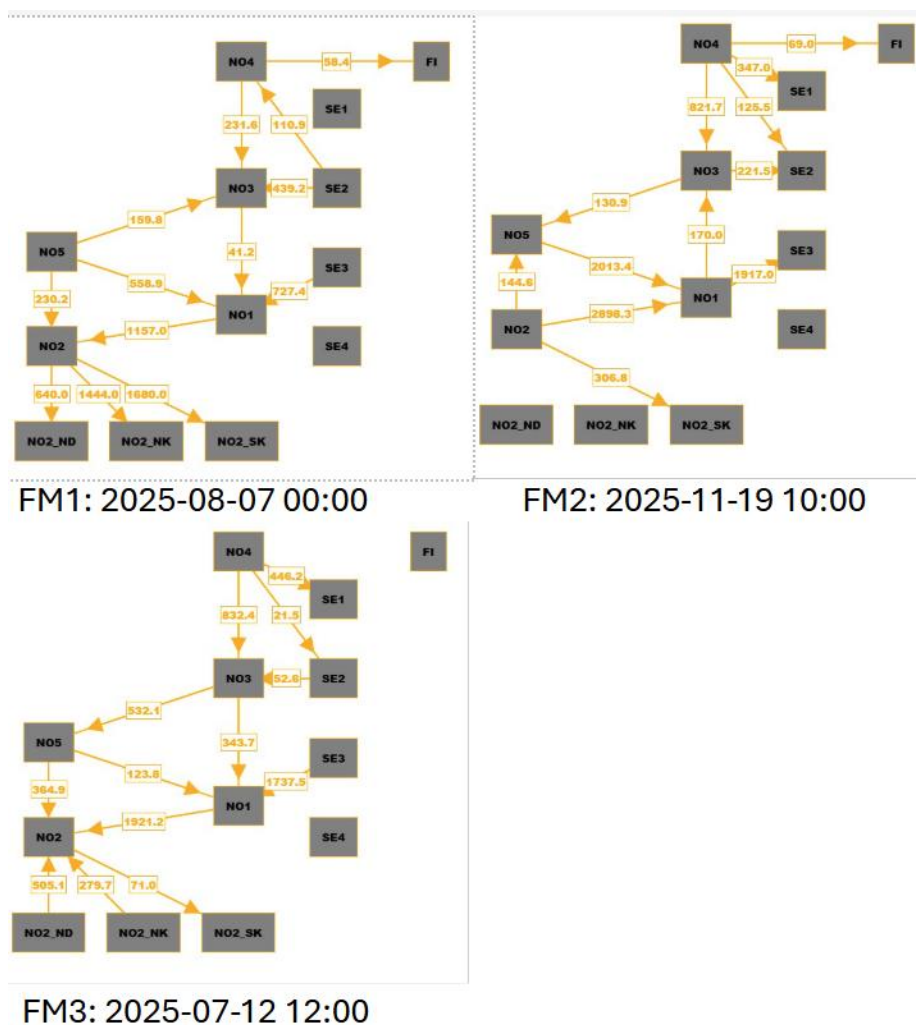
- Flytmønster 1 forklarer 32 % av variasjonen i data, og kjennetegnes av eksport fra NO2, DK1 og DK2 mot kontinentet. Ellers er nordområdene stort sett balanserte.
- Flytmønster 2 forklarer 19 % av variasjonen, viser fortsatt eksport fra NO2 og kjennetegnes av flyt østover (mot Sverige og Danmark).
- Flytmønster 3: Det forklarer 10 % av variasjonen, viser import fra kontinentet mot NO2 og Sverige, samt flyt fra nord til sør inn i Sverige



Figur 4.2 - Tre typiske flytmønstre som beskriver flyten i mer enn 60 % av tiden

Hvert flytmønster er en aggregering av flyt for ulike tidsenheter. For å illustrere hva hvert flytmønster representerer kan den faktiske flyten for timer eller kvarter som beskrives av hvert flytmønster, plukkes ut. Den Figur 4.3 viser flyt i og ut av Norge. De tre nederste boksene viser HVDC kabler til Tyskland (NordLink, NO2_NK), Danmark (Skagerrak, NO2_SK) og Nederland (NorNed, NO2_ND).

- Flytmønster 1: Fra midnatt 7. august var det høy eksport sørover fra Sør-Norge (NO2). Strømmen kom fra produksjon i Norge og import fra Sverige.
- Flytmønster 2: På morgenen 19. september var det høy eksport østover fra Sør-Norge (NO2) og eksport fra Norge til Sverige.
- Flytmønster 3: Midt på dagen 12. juli var NO2 dominert av import fra alle retninger.



Figur 4.3 - Illustrasjon av faktisk flyt av hvert av de tre flytmønstrene

4.4.1 Metodikk

Flytmønstrene i det nordiske nettet for året 2025 studeres ved å analysere variasjonen i flyten på budområdegrensene etter metodikken i [\[1908.02848\] Principal Cross-Border Flow Patterns in the European Electricity Markets](#). Nettet representeres som en graf med budområder som noder og grenser som kanter. Flyten for hver MTU representeres som en vektning på kantene, som kan tolkes som en flytvektor (med signert flytstørrelse på hver grense). Mønstrene finnes ved å utføre *Principal Component Analysis (PCA)* på flytvektorene:

- Kovariansmatrisen til flytvektorene beregnes.
- Egenvektorene og egenverdiene til matrisen beregnes og rangeres etter størrelsen på egenverdien. De tilsvarende egenvektorene er hovedkomponentene (PC fremover).

I dette tilfellet kan PCene forstås som et flytmønster som forklarer deler av variasjonen i datasettet. Andelen av variansen representert av hver PC er den normaliserte egenverdien (egenverdi / summen av alle egenverdier).

MTU-ene som ligner mest på hvert av mønstrene finnes ved å beregne *cosine similarity* mellom flytvektorene og PCene. Dette gjør det mulig å vise et «real-life»-eksempel på hvert mønster.

4.5 Redegjørelse for de vanligste flaskehalsene

Flyten av strøm i nettet kan begrenses av flaskehals. En flaskehals oppstår når det ikke er mulig å transportere mer strøm gjennom en del av nettet selv om det ville redusert prisforskjeller og gitt høyere samfunnsøkonomisk nytte.

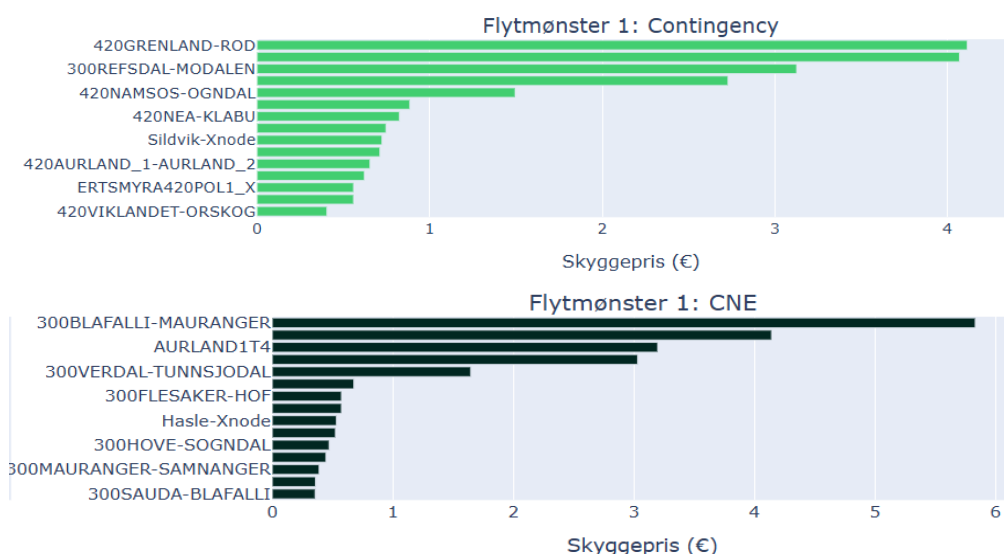
I markedskoblingen er begrensninger representert som snitt eller CNEC'er (Critical Network Element with Contingencies). Et snitt beskriver hva som skjer med en komponent (CNE) dersom en annen komponent (Contingency) faller ut. Enkeltkomponenter kan også være begrensende, for eksempel Mauranger-Blåfalli.

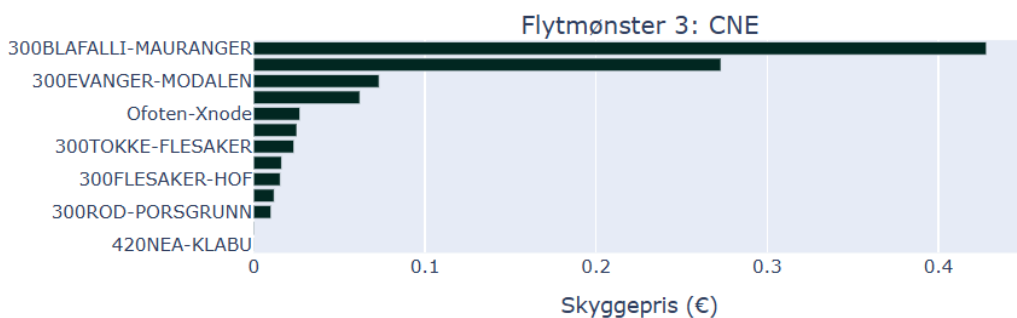
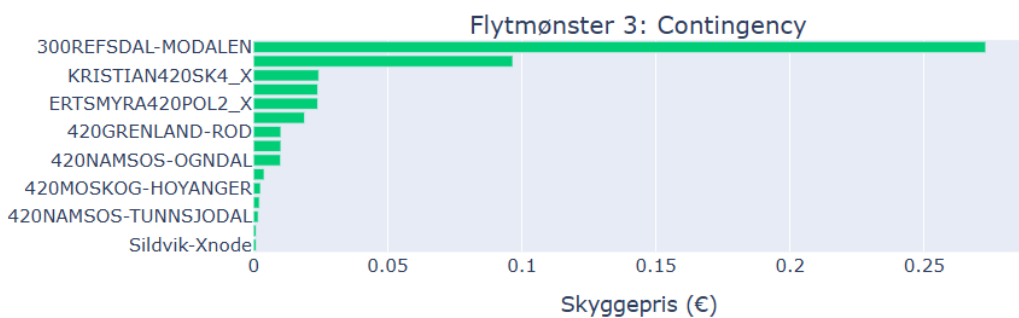
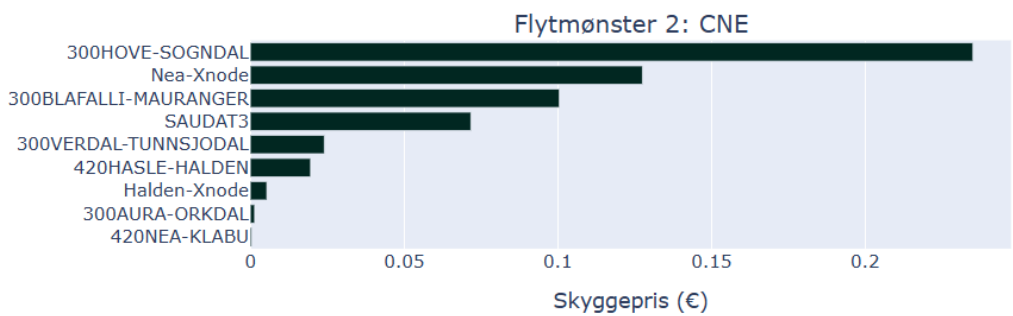
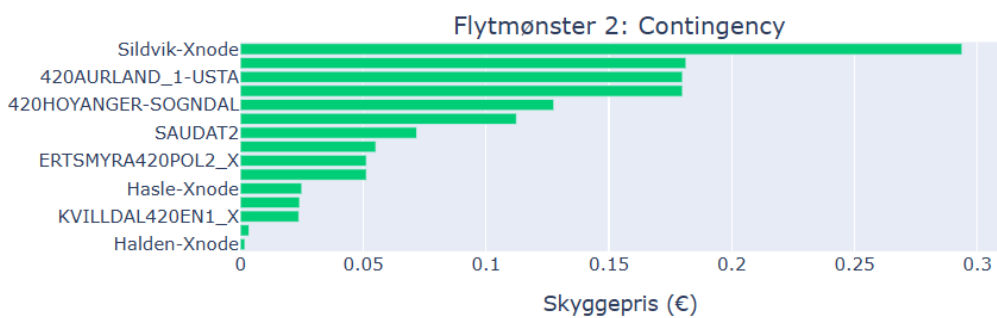
Når en CNEC begrenser markedet får den en skyggepris. Skyggeprisen sier hvor mye den samfunnsøkonomiske nytten vil øke dersom flyten over CNECen kunne økes med 1 MW. Skyggeprisene for hver CNEC er normalisert ved å dividere dem med antall MTU-er i 2025 som har en skyggepris høyere enn 10.

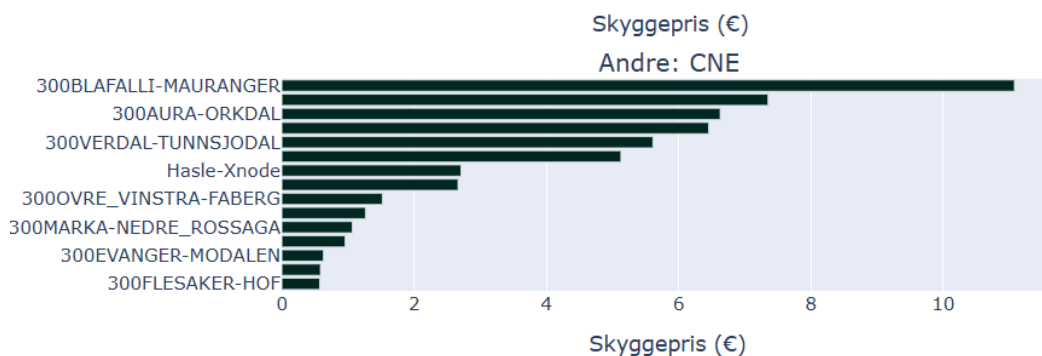
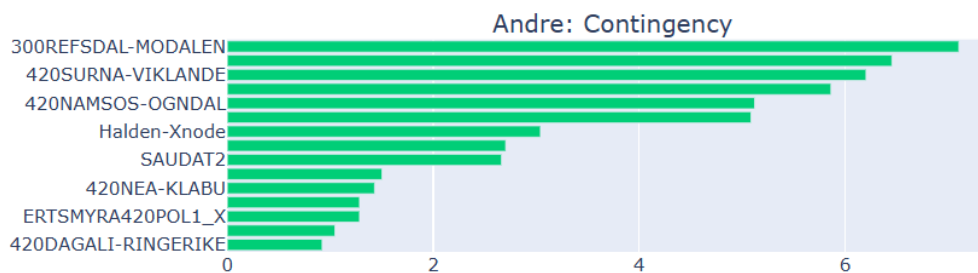
- Hver MTU tilhører enten et av de tre flytmønstrene, mens resten samles i kategorien "andre".
- De normaliserte skyggeprisene for snittene aggregeres over MTU-ene i gruppen, og de snittene med høyest normalisert skyggepris blir valgt ut.
- Siden skyggeprisene er normaliserte over hele perioden, viser figurene fordelingen av skyggeprisen.

Følgende figurer viser snitt i Norge som har de største skyggeprisene for hver gruppe. Siden et snitt består av en Contingency og et CNE, vises disse separat. Skyggeprisene er gjennomsnittet over antall MTU-er med skyggepris i hele året (ikke bare i sin gruppe). Merk da at den ulike størrelsen på gruppene skjevfordeler denne fordelingen mot de større gruppene.

Gjennomsnittlig skyggepris for Statnett CNEC

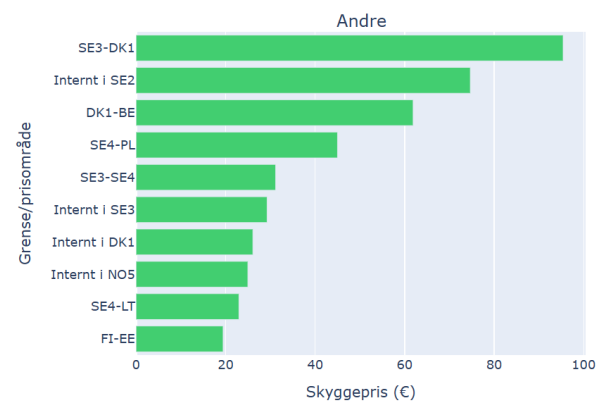
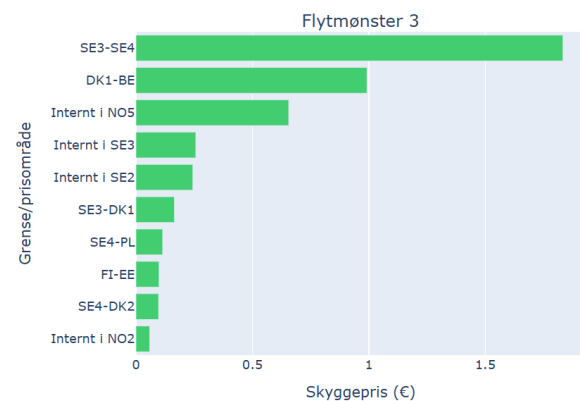
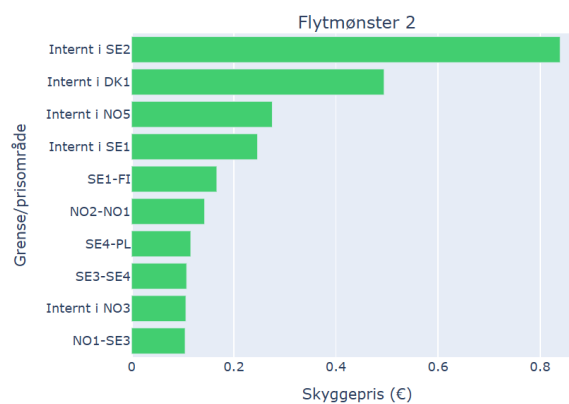
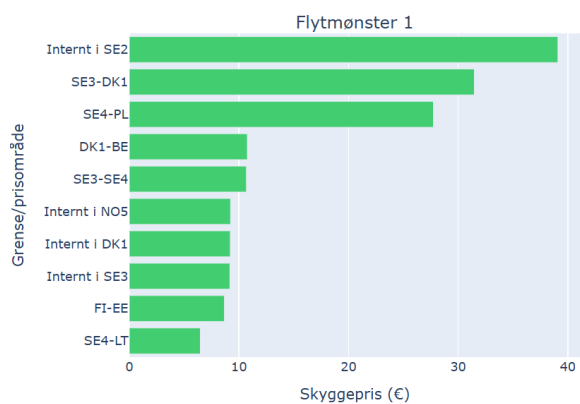






Flaskehals er oppstått ikke bare i Norge. Figurene under viser de mest begrensende flaskehalsene i hele Norden. Snittene med høy og hyppig skyggepris ligger ofte utenfor Norge. Snitt internt i NO5 og NO3 samt grensen mellom NO1 og NO2 er de eneste norske begrensningene som hevder seg i totaloversikten.

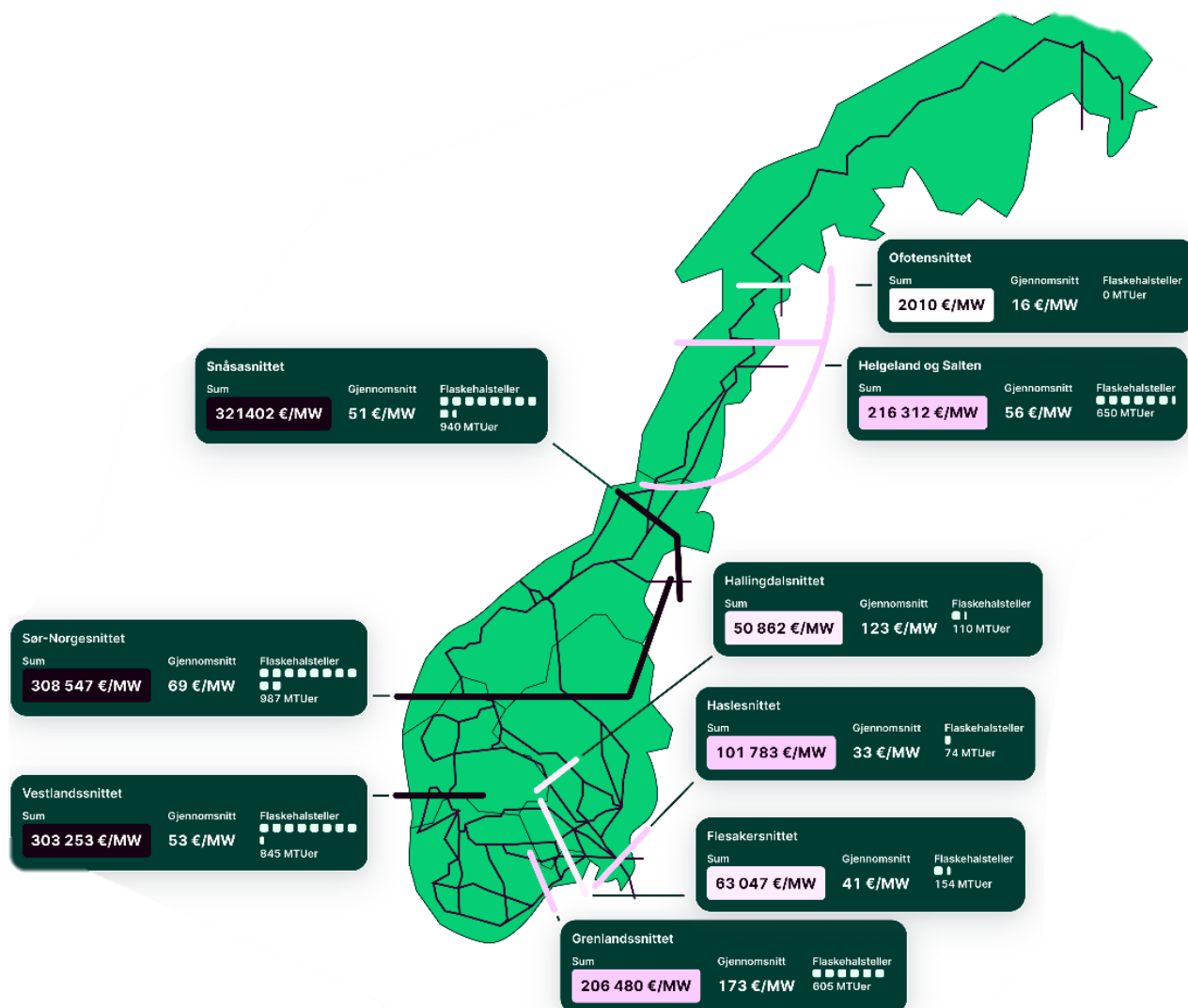
Gjennomsnittlig skyggepris for grense/prisområder i de ulike flytmønstrene



4.6 Oversikt over plasseringen til flaskehals basert på størrelse og hyppighet av høye skyggepriser

Figur 4.4 viser en oversikt over flaskehals i Norge fordelt på storsnitt, slik disse er definert i *Analyse av transportkanaler 2025-2050*. Markedssnittene er tilordnet storsnitt basert på lokasjonen til CNE-en i gjeldende CNEC. Allokeringen er gjort skjønnsmessig og kan i enkelte tilfeller være usikker.

Skyggeprisene tilordnet hvert storsnitt er summert og fargekodet etter størrelse. I tillegg vises en gjennomsnittsverdi som angir gjennomsnittlig skyggepris i de MTU-ene hvor det forekommer skyggepris. Gjennomsnittet er beregnet som summen av skyggeprisene dividert på antall MTU-er med registrert skyggepris.

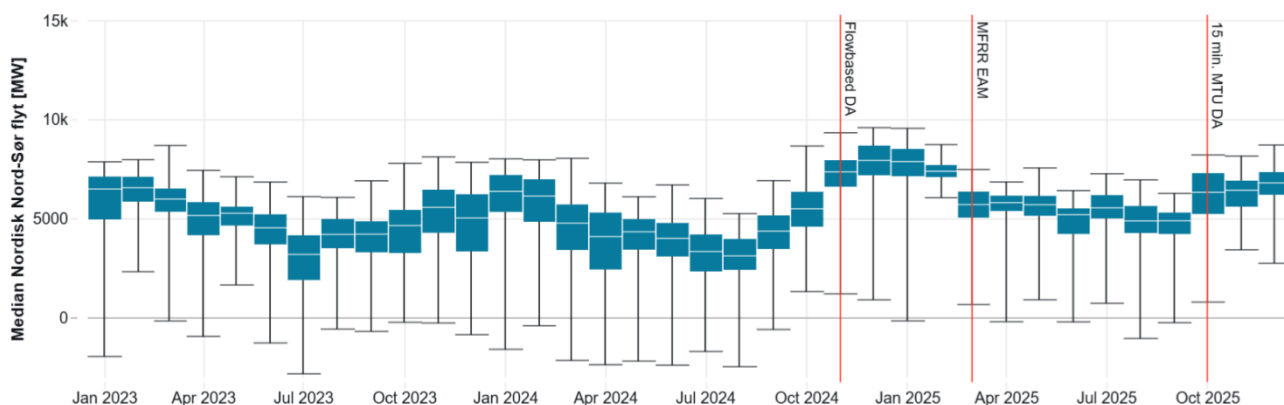


Figur 4.4 - Oversikt over flaskehals i Norge

Flaskehalstalleren viser antall MTU-er der storsnittet har en betydelig skyggepris, definert som mer enn 100 €/MW.

4.7 Data om kraftflyt mellom nord og sør i Norge før Day Ahead-tidsrammen de siste tre årene

I analysen har Statnett lagt til grunn en definisjon av nord og sør som inkluderer hele Norden. I beregningen av overføringen er NO3-NO5, NO3-NO1, SE2-SE3 og FI-SE3, summert. Visualiseringen inkluderer en visning av median, 50. og 25. persentil og ekstremalverdier for hver måned siden januar 2023. Dataen representerer estimert fysisk flyt etter døgnmarkedskoblingen. Kildene til dataene er åpen data innhentet fra ENTSO-E.



Figur 4.5 - Nordisk Nord-Sør flyt for 2023-2025

I tillegg har er det detaljert i Tabell 4.1, endringen av de årlige median og ekstremalverdiene siden 2023, samt endringen fra foregående år i prosent.

Tabell 4.1 - Endringen av de årlige median og ekstremalverdiene siden 2023

	2023	2024	2025
Maksimalverdi	8680	9570	9540
Δ - Maksimalverdi		+ 10 %	- 0%
Median	4980	4840	6190
Δ - Medianverdi		- 3%	+ 28%

4.8 Reservasjon av kapasitet til deling, utveksling, aFRR og mFRR

For å gi handelskapasitet til dayahead markedet beregnes RAM og PTDFer for alle markedsrelevante CNEC'er. For å finne RAM trekker man fra et ledd kalt AAC, already allocated capacity. AAC-verdi per CNEC beregnes av RCC basert på reservasjoner per korridor. Reservasjoner per korridor sendes inn av TSOene. Her følger en beskrivelse av hvordan Statnetts reservasjoner per korridor bestemmes.

Reservasjonene har tre formål:

- Minimere behovet for mFRR ved driftsforstyrrelser og ubalanser.
- Utveksling av mFRR ved ubalanser.
- Utveksling av aFRR ved ubalanser.

Reservasjonene har to ulike kilder:

- Dimensjoneringsprosessen for mFRR
- Kapasitetsmarkedet for aFRR og mFRR

Reservasjoner fra dimensjoneringsprosessen for mFRR:

Størrelsen på reservasjon for dimensjonerende hendelser fastsettes i den daglige dimensjoneringsprosessen for mFRR. Først beregnes dimensjonerende hendelse per budområde. Deretter benyttes tilgjengelig overføringskapasitet til å redusere det samlede reservebehovet innenfor hvert makroområde. Det gjennomføres separate beregninger for henholdsvis Sør- og Nord-Norge. Reservasjonen er begrenset til 10 % av max NTC per korridor (NO1-NO2, NO1-NO5, NO2-NO5 og NO3-NO4).

Den delen av tilgjengelig overføringskapasitet (10% av max NTC) som ikke benyttes til å dekke dimensjonerende hendelse, anvendes for å minimere mFRR-behovet knyttet til ubalanser. Dette inngår i den daglige dimensjoneringsprosessen for mFRR.

Reservasjoner fra kapasitetsmarkedet for aFRR og mFRR:

Basert på resultatet av reservedimensjoneringen for mFRR, som gjøres daglig, kjøpes reservene i et kapasitetsmarked. I dette markedet kan det reserveres inntil 10% av preliminær NTC per korridor (NO1-NO2, NO1-NO5 og NO3-NO4). Den preliminnære NTC fastsettes time for time basert på forventet flytbasert kapasitet. Hvor stor andel som faktisk reserveres, bestemmes ved prisoptimalisering for Norge totalt sett, slik at man kjøper reservene der de er tilgjengelige og har lavest kostnad. Det reserveres ikke mFRR-kapasitet på mellomlandsforbindelser ut av Norge.

For aFRR gjennomføres reservedimensjoneringen kvartalsvis, og reservene anskaffes i et kapasitetsmarked. Også i dette markedet kan det reserveres inntil 10% av preliminær NTC per korridor (NO1-NO2, NO1-NO5 og NO3-NO4). Den preliminnære NTC fastsettes time for time basert på forventet flytbasert kapasitet. I aFRR kapasitetsmarked reserveres det også kapasitet på mellomlandsforbindelser. Hvor stor andel som blir reservert, bestemmes ved prisoptimalisering for Norden totalt sett, slik at man kjøper reservene der de er tilgjengelige og har lavest kostnad.

Merk at aFRR-kapasitet kjøpes før mFRR-kapasitet og det er den totale reservasjonen av aFRR og mFRR som ikke kan overstige 10 % av preliminær NTC. Det vil si at reservasjon for utveksling av aFRR har prioritet over utveksling av mFRR.

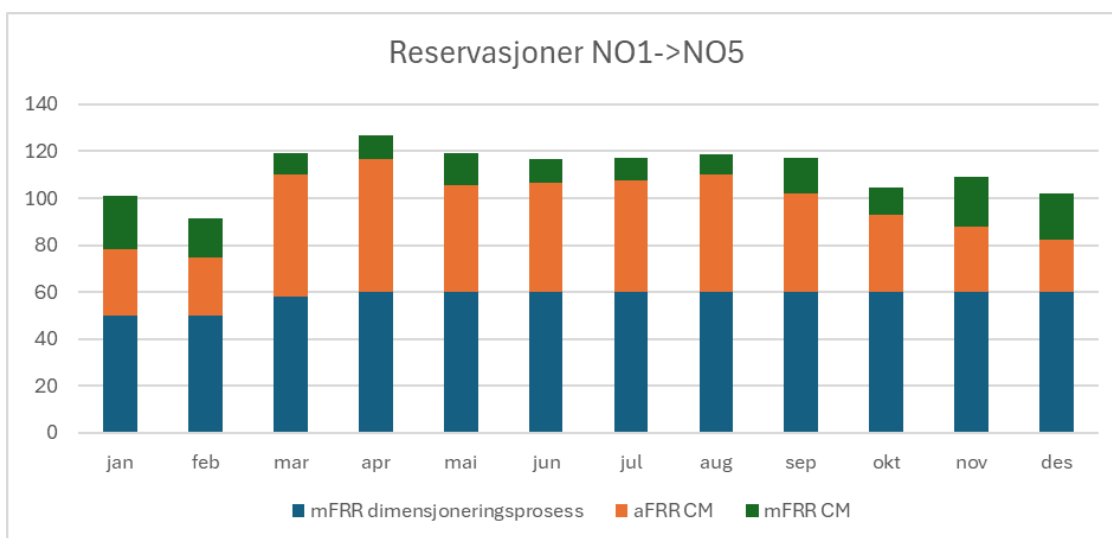
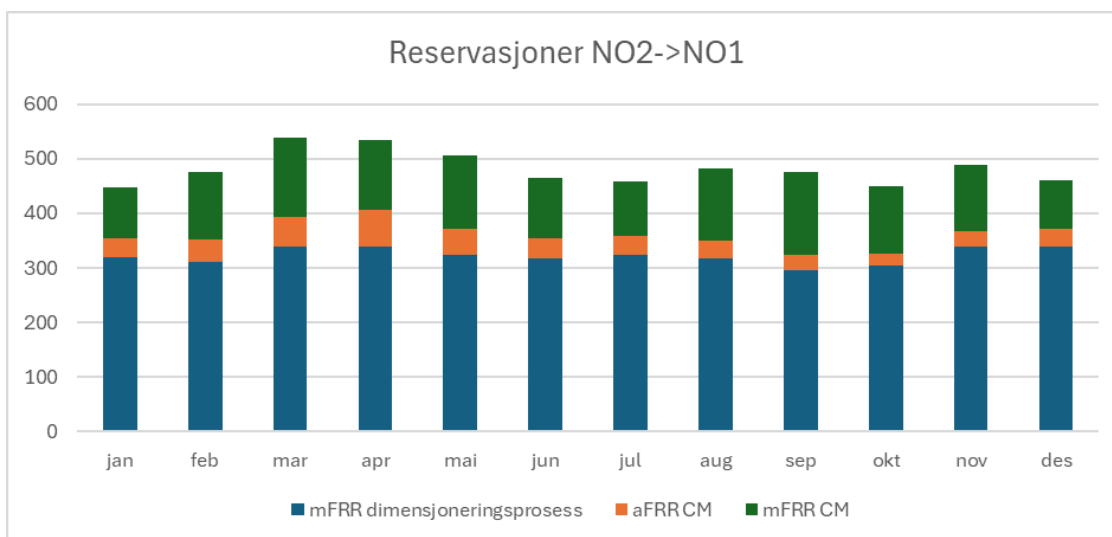
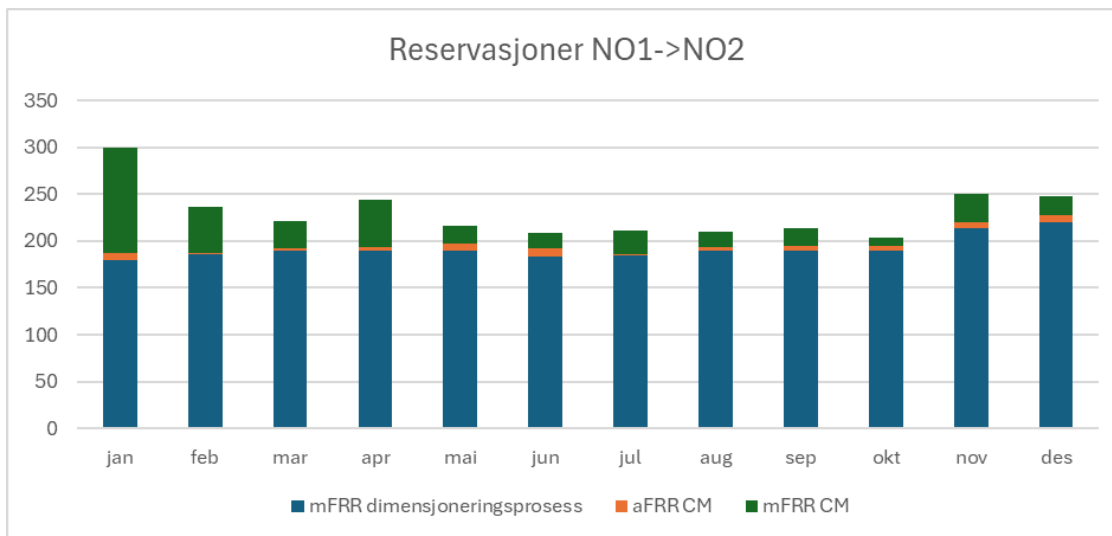
Fordeling av reservasjoner per CNEC:

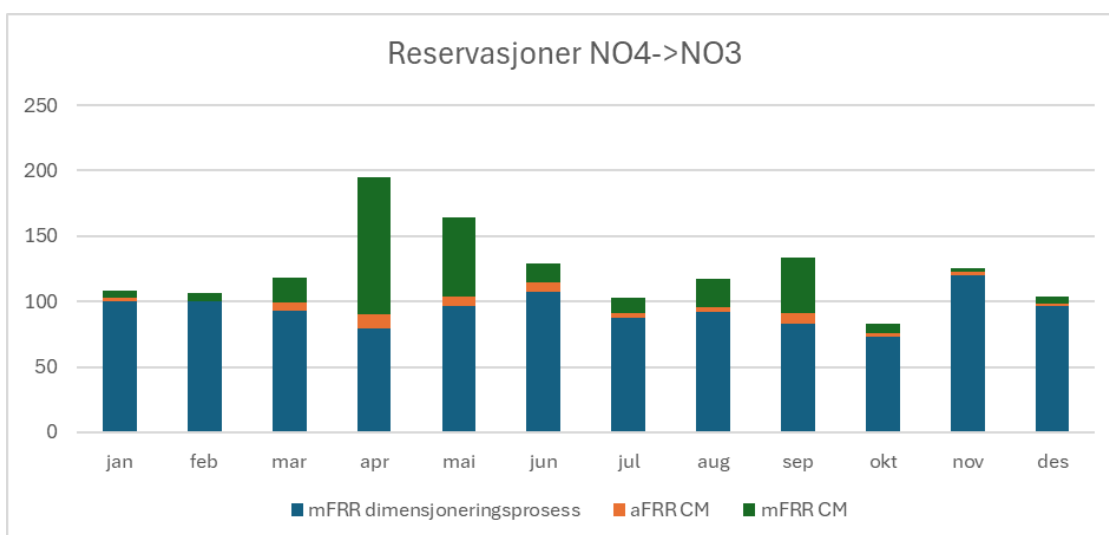
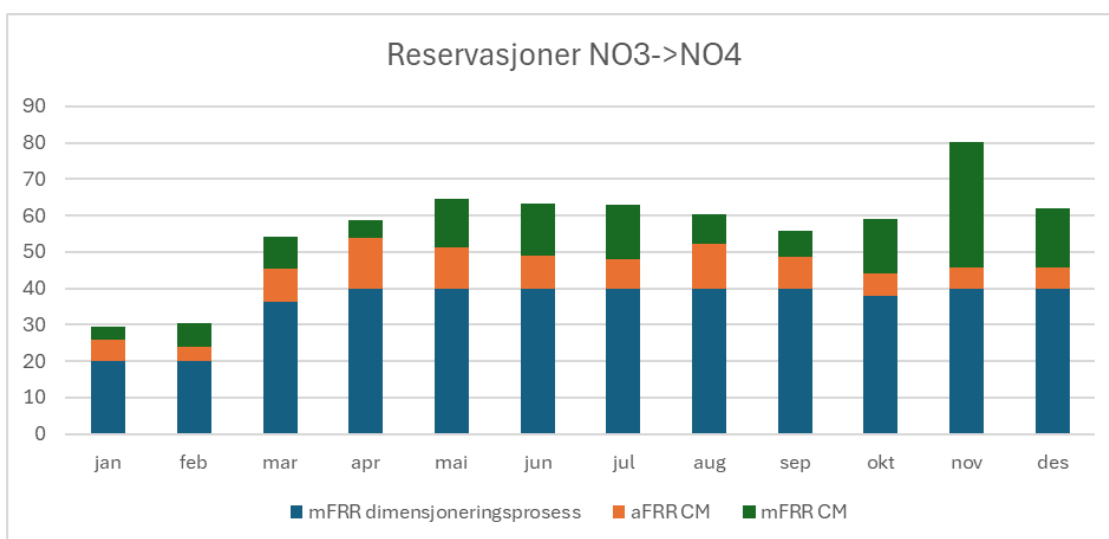
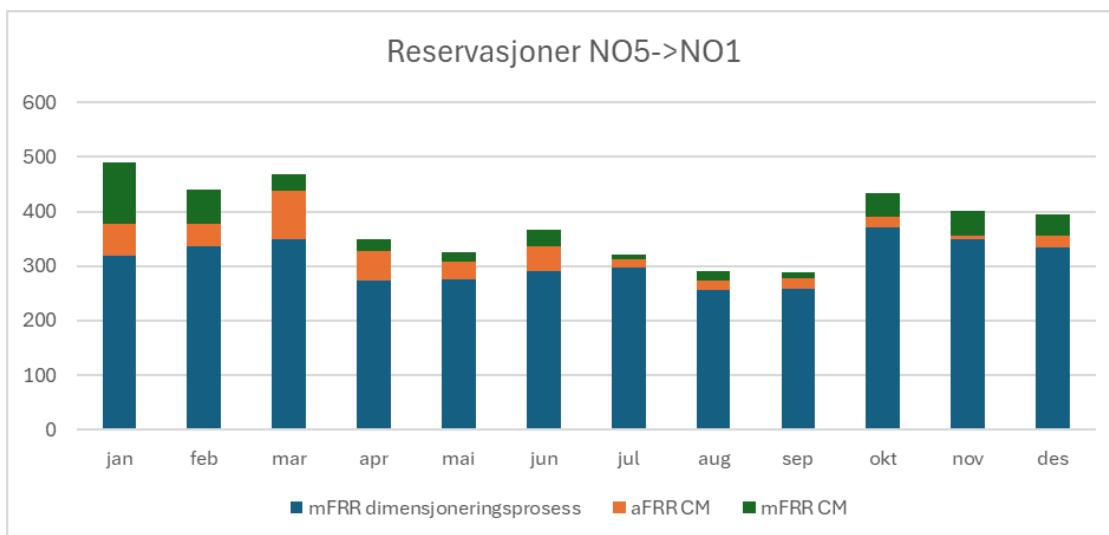
De tre typene reservasjoner per korridor sendes inn som inputdata til flytbasertberegningene i Norcap. Reservasjonene fordeles per CNEC ved bruk av sone-til-sone (z2z) PTFD for handel over de aktuelle korridorene. Både beregningen av PTFD'er og fordelingen av reservasjoner per CNEC inngår som en del av selve domeneberegningen. PTFD'ene er basert på den felles nordiske CGMen (Common Grid Model), inkludert alle nordiske TSOers GSK-verdi. AAC beregnes derfor for hele Norden. Eksempelvis kan reservasjoner over norske korridorer gi AAC på CNEC'er i Sverige og reservasjoner over svenske korridorer kan gi AAC på CNEC'er i Norge.

Fordeling av AAC per formål:

Hvor stor andel av AAC som kommer fra mFRR CM, aFRR CM og fra "annet" er tilgjengelig i domenet og kan hentes ut. Disse verdiene er ulike hver time gjennom året, da både reservasjonene per korridor er ulike, PTFD'ene er ulike og hvilke CNEC'er som er med og definerer flytbasertdomenet er ulike. Det kan derfor være mer hensiktsmessig å fremstille disse dataene per korridor i stedet for per CNEC.

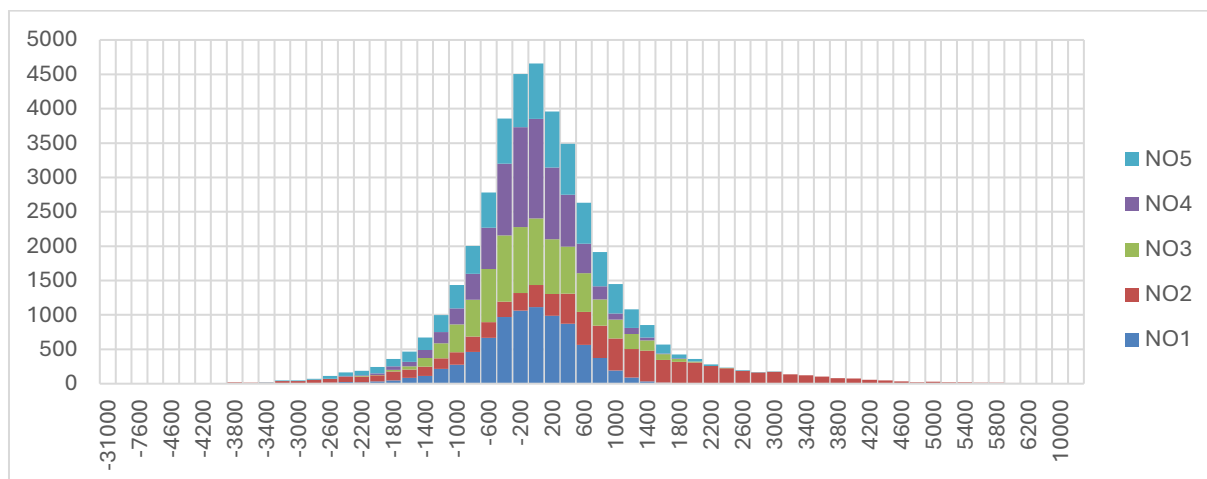
I det følgende presenteres Statnetts input til flytbasertberegningene i Norcap for reservasjoner per korridor i Norge. Tallene er beregnet som gjennomsnittsverdi MW/time over hver måned. Kun korridorer som har reservasjoner er presentert (gjenværende korridorer har ikke reservasjoner).





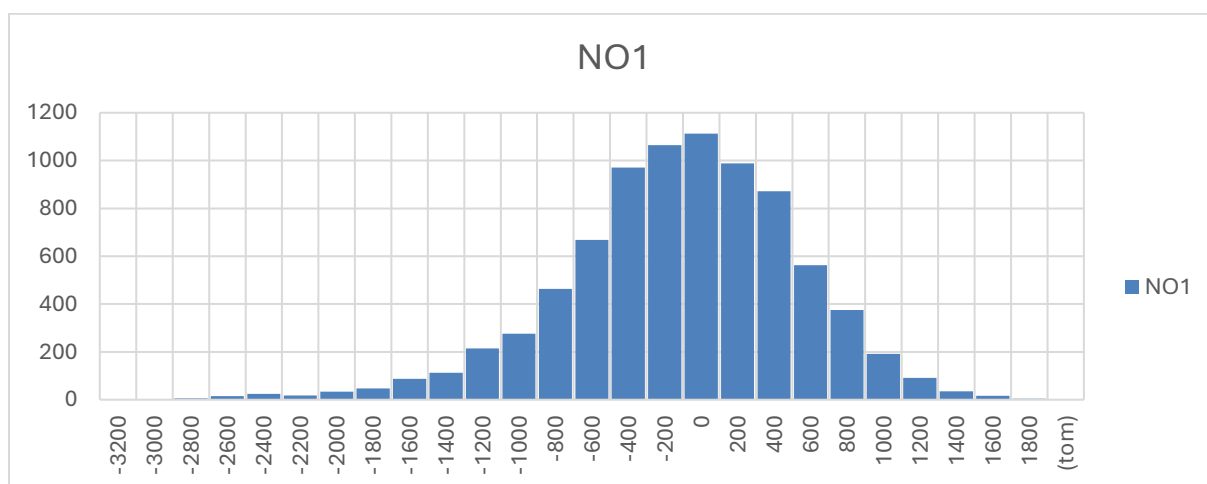
4.9 Data på hvor store avvik det er fra Statnetts base case og den observerte tilstanden

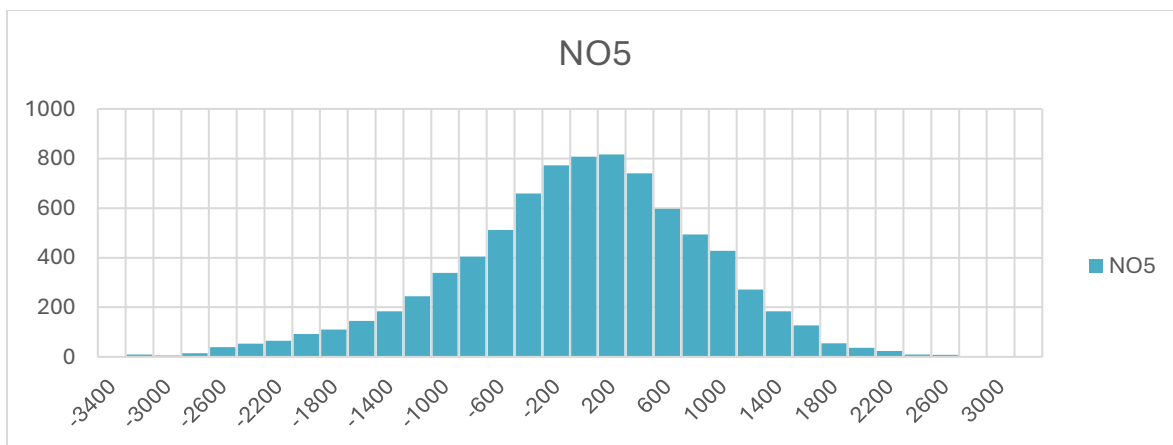
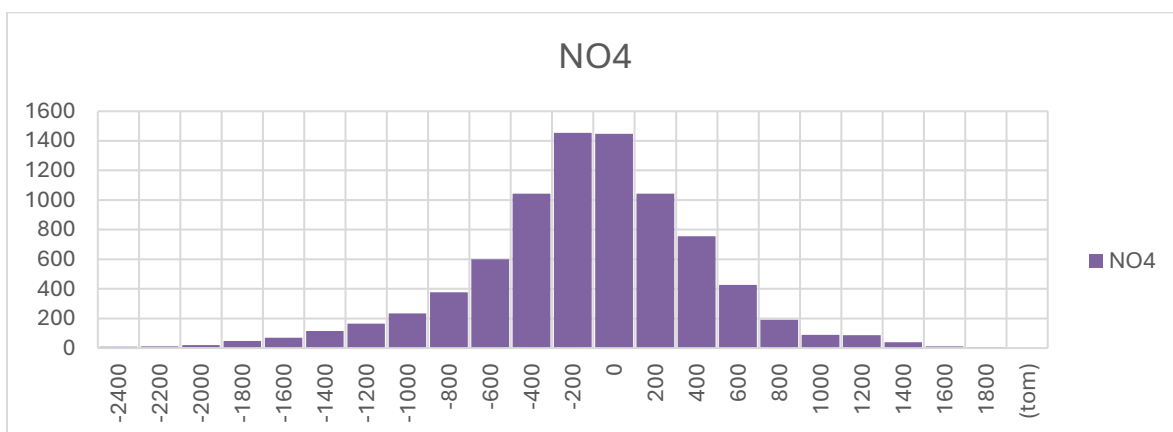
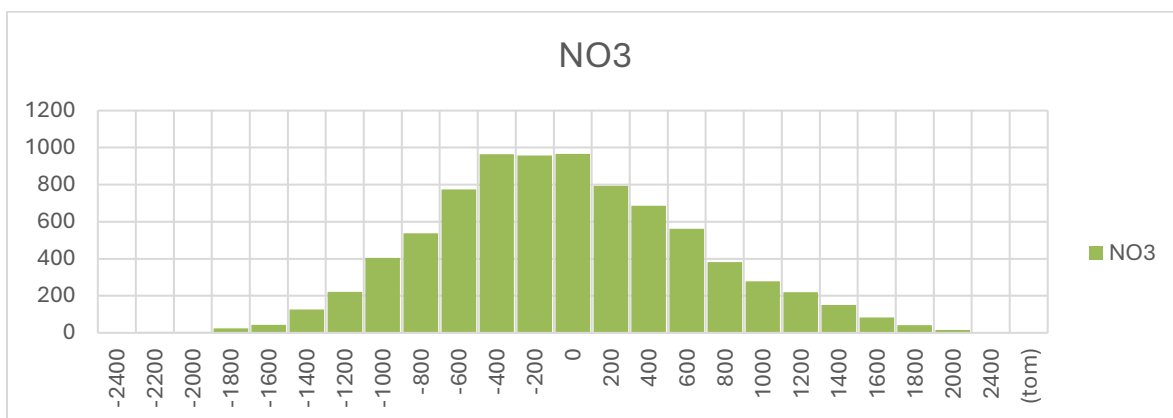
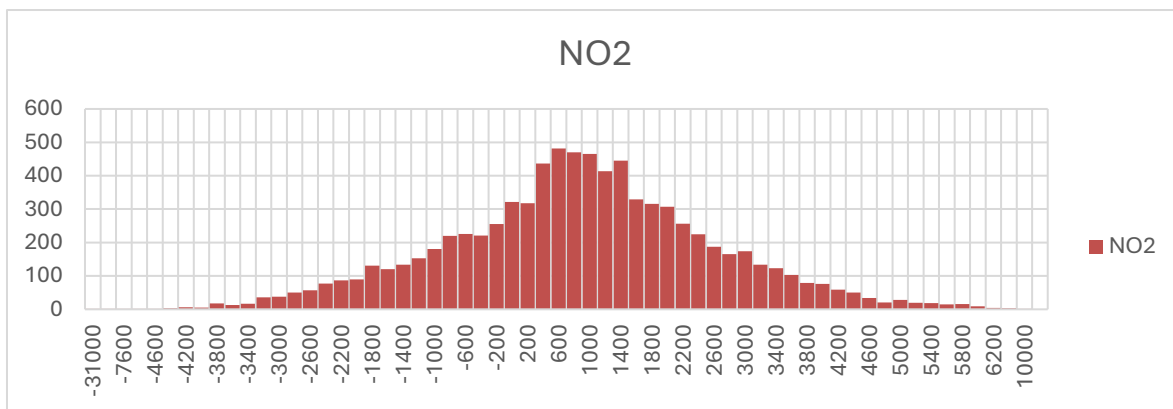
Flytbasert kapasitetsberegning tar utgangspunkt i et base case basert på prognoser for forbruk, utveksling med utlandet, fordeling av produksjon og forbruk med mer. Den forventede situasjonen kan uttrykkes som en nettoposisjon per budområde. Den faktiske driftssituasjonen kan tilsvarende oppsummeres som en observert nettoposisjon per område. Histogrammet i Figur 4.6 viser differansen mellom nettoposisjon i base case og den observerte tilstanden. En positiv differanse innebærer at den observerte nettoposisjonen er høyere enn forutsatt i base case.



Figur 4.6 - Differansen mellom nettoposisjonen i base case og den observerte nettoposisjonen.

Figurene under viser fordeling hver for seg. For NO1 ligger observert tilstand under base case. For NO2 er det stor variasjon med en betydelig andel hvor observert tilstand ligger over base case. NO3 tenderer svakt under, NO4 er noenlunde jevnt fordelt mens NO5 har stor spredning og tenderer til å ligge under.





Flaskehalsinntekter og -kostnader

4.10 Handelsinntekter, både flaskehalsinntekter og inntekter fra utveksling av systemtjenester

4.10.1 Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

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

De totale netto flaskehalsinntektene i 2025 var på 1066 mill. euro, opp fra 895 mill. euro i 2024. Det ble eksportert 33,7 TWh og importert 10,8 TWh mot utlandet i 2025. I 2024 ble det eksportert/importert 32,6 / 14,1 TWh. Snitt prisdifferanse ved eksport var ca. 29 euro/MWh i 2025 mot ca. 33 euro/MWh i 2024, og ved import ca. 18 euro/MWh i 2025 mot ca. 9 euro/MWh i 2024. Dette ga flaskehalsinntekter mot utlandet på 586 mill. euro, litt ned fra året før på 609 mill. euro

De interne flaskehalsinntektene økte betydelig fra 2024 til 2025, fra 286 mill. euro i 2024 til 480 mill. euro i 2025. Årsaken var høyere prisdifferanser mellom prisområdene i 2025 enn i 2024.

Andelen FLHI fra NO-internt av de totale FLHI økte fra 32% i 2024 til 45% i 2025.

Tabell 4.2 - Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR] for hvert år 2016-2025

	NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	Sum NO- inter nt	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	NO4- FI	DK1- NO2	NO2- NL	NO2- DE	NO2- UK	SUM FLHI
2016	17,9	2,7	30,5	1,6	13,7	-3,8	62,6	14,7	2,3	5,3	0,9		17,2	18,5	0,0		121,5
2017	3,4	0,3	4,4	0,4	15,4	0,8	24,7	12,7	3,6	9,1	1,8		22,9	29,1	0,0		103,9
2018	7,7	0,0	13,7	0,6	4,6	2,6	29,2	8,4	2,3	3,0	0,9		23,1	26,6	0,0		93,5
2019	1,6	-0,4	0,8	0,0	1,9	-0,3	3,6	9,0	3,3	2,5	0,5		24,4	12,7	0,0		56,0
2020	0,3	-0,5	2,7	0,4	3,7	-0,8	5,8	57,5	9,4	9,2	2,5		84,2	54,8	2,5		225,9
2021	19,5	38,4	4,4	3,2	31,6	55,4	152,6	48,4	5,2	10,8	3,8		111,7	75,2	80,4	77,5	565,6
2022	276,6	409,3	14,6	67,9	134,4	332,0	1234,7	220,6	50,1	73,2	21,0		150,8	63,7	182,1	171,4	2167,6
2023	154,2	44,4	15,3	69,2	69,0	6,1	358,4	56,1	15,7	21,2	4,2		85,7	48,1	101,7	133,8	825,0
2024	124,5	20,9	46,3	51,5	32,0	11,2	286,4	34,5	11,6	11,6	3,9		142,9	76,0	139,0	189,1	895,1
2025	65,8	76,5	130,4	74,4	63,8	68,7	479,7	84,0	14,3	12,0	3,8	1,6	123,8	50,1	138,7	157,6	1065,6

I Tabell 4.3 fremgår det at flaskehalsinntektene var høyest de tre første månedene av 2025, mens de var relativt stabile fra april til desember

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

2025	NO1-NO2	NO1-NO3	NO1-NO5	NO2-NO5	NO3-NO4	NO3-NO5	NO1-SE3	NO3-SE2	NO4-SE1	NO4-SE2	NO4-FI	DK1-NO2	NO2-NL	NO2-DE	NO2-UK	SUM FLHI
Jan	1,3	9,9	22,5	6,2	7,4	4,9	4,8	0,6	2,1	0,5	0,1	18,1	11,3	20,6	36,1	146,5
Feb	1,5	11,4	19,1	4,8	9,8	10,5	4,9	1,3	0,7	0,2	0,0	11,7	7,3	16,3	17,4	116,9
Mar	2,6	5,2	8,8	3,8	4,8	6,6	9,8	0,9	1,0	0,2	0,0	21,6	9,7	16,6	20,7	112,5
Apr	3,0	4,7	8,5	6,0	4,1	7,8	5,0	1,0	0,4	0,3	0,0	11,2	0,1	12,3	16,0	80,3
Mai	2,2	8,2	8,5	5,3	2,3	7,5	9,0	1,0	0,4	0,5	0,0	6,0	0,0	9,7	9,5	70,1
Jun	6,9	7,5	8,1	6,4	1,6	3,5	6,4	0,7	0,4	0,1	0,0	6,8	3,5	8,8	10,5	71,1
Jul	18,3	7,3	13,7	16,7	3,1	3,0	4,5	0,6	0,8	0,3	0,0	9,6	4,1	7,8	10,3	100,1
Aug	11,0	0,8	19,5	12,6	2,1	5,5	5,2	1,1	2,1	0,3	0,5	4,1	1,9	4,5	5,3	76,4
Sep	5,7	6,7	4,7	4,5	1,5	4,7	3,8	0,7	0,9	0,3	0,3	10,6	3,9	10,8	7,7	66,8
Okt	7,3	4,4	6,0	4,9	7,6	7,9	7,7	0,9	1,2	0,4	0,3	10,9	2,8	12,1	10,5	84,9
Nov	4,0	4,4	5,1	2,0	10,3	3,8	9,6	2,0	1,1	0,3	0,3	6,5	1,8	9,0	6,4	66,6
Des	1,9	6,1	6,0	1,3	9,2	2,9	13,2	3,4	1,0	0,3	0,2	6,7	3,8	10,2	7,3	73,4
Sum 2025	65,8	76,5	130,4	74,4	63,8	68,7	84,0	14,3	12,0	3,8	1,6	123,8	50,1	138,7	157,6	1065,6

4.10.2 Inntekter fra utveksling av systemtjenester

Statnetts inntekter fra flaskehalsinntekter fra Jylland-Tyskland og fra aFRR-markedene, samt kapasitetsmarkedet i UK for hvert år i perioden 2016-2025, og per kvartal for 2025 er vist i Tabell 4.4.

Inntekten i 2025 var kun 1 million euro høyere enn i 2024.

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

Skagerrak	Systemtjenester Skagerrak (mill. €)	Inntekter Jylland-Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)	Intern Flaskehals Norge aFRR (mill. €)	Flaskehalsinntekter aFRR kapasitet Norge-Sverige (mill. €)	GB Capacity Market-NSL (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter (mill. €)
2016	6,9	0,9	7,8				7,8
2017	6,7	2,9	9,6				9,6
2018	6,9	2,6	9,5				9,5
2019	7,7	1,4	9,1				9,1
2020	0,0	4,0	4,0				4,0
2021	0,0	5,7	5,7				5,7
2022		7,6	7,6				7,6
2023		5,1	5,1	0,0	2,3	6,2	13,5
2024		7,7	7,7	2,95	2,8	17,3	30,7
2025		8,7	8,7	3,5	0,8	18,7	31,7
1.kvartal-25		3,3	3,3	1,6	0,5	4,5	9,8
2.kvartal-25		1,7	1,7	1,4	0,2	3,7	7,0
3.kvartal-25		1,6	1,6	0,5	0,1	3,5	5,6
4.kvartal-25		2,1	2,1	0,1	0,0	7,0	9,2

4.11 Kostnader ved overføringstap over tid på likestrømsforbindelsene til utlandet

Tabell 4.5 viser kostnadene ved overføringstap til utlandet for årene 2016-2025

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

	DK1-NO2	NO2-NL	NO2-DE	NO2-UK	SUM
	Tapskostnader	Tapskostnader	Tapskostnader	Tapskostnader	Tapskostnader
2016	2,7	2,0			4,7
2017	2,9	2,8			5,6
2018	4,0	3,3			7,4
2019	3,5	2,5			6,0
2020	1,2	0,8			1,9
2021	10,2	4,7	5,9	2,5	23,3
2022	22,2	5,0	20,9	21,0	69,1
2023	9,0	4,0	8,5	13,3	34,8
2024	7,5	3,0	5,9	9,0	25,4
2025	10,0	3,2	8,7	11,6	33,4

4.12 Forholdet mellom flaskehalsinntekter og tilhørende kostnader ved overføringstap på likestrømsforbindelsene

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

Tabell 4.6 og Tabell 4.7 viser dette forholdet for hvert år, og per måned i 2025. Tapskostnadene i 2025 økte litt fra 2024, pga. et høyere prisnivå i Norge. Snittprisen i NO2 økte fra 50 euro/MWh i 2024 til 65 euro/MWh i 2025.

Tabell 4.6 - Statnetts andel av årlige flaskehalsinntekter (FLHI) og tapskostnader på likestrøms-forbindelsene [MEUR] for hvert år 2016-2025

	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel
2016	17,2	2,7	16,0 %	18,5	2,0	10,7 %						
2017	22,9	2,9	12,5 %	29,1	2,8	9,6 %						
2018	23,1	4,0	17,4 %	26,6	3,3	12,6 %						
2019	24,4	3,5	14,5 %	12,7	2,5	19,4 %						
2020	84,2	1,2	1,4 %	54,8	0,8	1,4 %						
2021	111,7	10,2	9,1 %	75,2	4,7	6,3 %	80,4	5,9	7,3 %	77,5	2,5	3,2 %
2022	150,8	22,2	14,7 %	63,7	5,0	7,9 %	182,1	20,9	11,5 %	171,4	21,0	12,3 %
2023	85,7	9,0	10,5 %	48,1	4,0	8,4 %	101,7	8,5	8,3 %	133,8	13,3	9,9 %
2024	142,9	7,5	5,3 %	76,0	3,0	3,9 %	139,0	5,9	4,3 %	189,1	9,0	4,8 %
2025	123,8	10,0	8,1 %	50,1	3,2	6,4 %	138,7	8,7	6,3 %	157,6	11,6	7,3 %

Tabell 4.7 - Statnetts andel av månedlige flaskehalsinntekter (FLHI) i 2025 og tilhørende tapskostnader på likestrømsforbindelsene [MEUR]

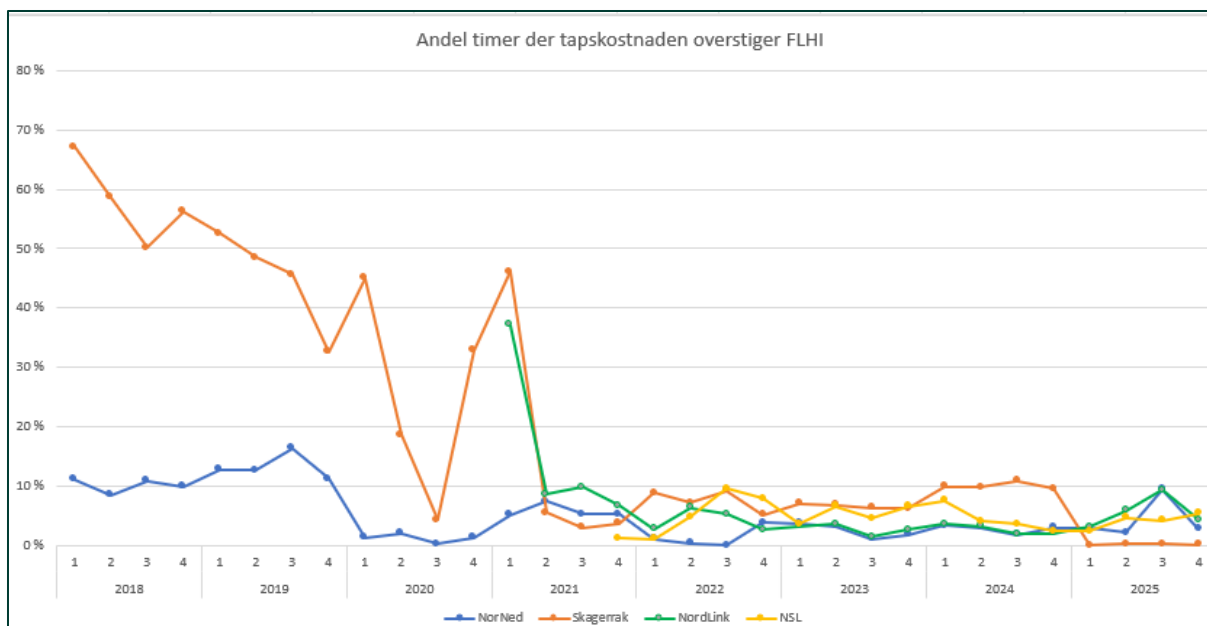
2025	DK1-NO2			NO2-NL			NO2-DE			NO2-UK		
	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel	FLHI	Taps-kostn.	Andel
Jan	18,1	1,0	5,6 %	11,3	0,4	3,6 %	20,6	0,8	3,8 %	36,1	1,2	3,2 %
Feb	11,7	1,2	10,0 %	7,3	0,5	6,5 %	16,3	1,1	6,8 %	17,4	1,2	7,1 %
Mar	21,6	0,8	3,6 %	9,7	0,3	2,9 %	16,6	0,5	3,0 %	20,7	0,6	2,9 %
Apr	11,2	0,7	6,1 %	0,1	0,0	7,3 %	12,3	0,5	4,2 %	16,0	0,8	5,3 %
Mai	6,0	0,5	8,6 %	0,0	0,0	0,0 %	9,7	0,6	5,9 %	9,5	1,0	10,4 %
Jun	6,8	0,5	7,5 %	3,5	0,2	5,2 %	8,8	0,4	4,8 %	10,5	0,8	7,3 %
Jul	9,6	1,0	10,2 %	4,1	0,4	9,3 %	7,8	0,7	8,5 %	10,3	1,2	11,9 %
Aug	4,1	0,8	19,2 %	1,9	0,3	14,9 %	4,5	0,7	15,6 %	5,3	0,8	15,1 %
Sep	10,6	0,8	7,4 %	3,9	0,3	7,3 %	10,8	0,7	6,4 %	7,7	0,8	10,0 %
Okt	10,9	0,8	7,7 %	2,8	0,2	7,5 %	12,1	0,8	6,6 %	10,5	1,0	9,6 %
Nov	6,5	1,0	15,2 %	1,8	0,3	14,6 %	9,0	1,0	10,8 %	6,4	1,0	16,3 %
Des	6,7	0,9	14,3 %	3,8	0,4	11,7 %	10,2	1,0	9,4 %	7,3	1,1	15,1 %
Sum	123,8	10,0	8,1 %	50,1	3,2	6,4 %	138,7	8,7	6,3 %	157,6	11,6	7,3 %

4.13 Andel timer der kostnadene ved overføringstap på likestrømsforbindelsene overstiger flaskehalsinntektene

Figur 4.7 viser andelen timer der tapskostnaden på kablene overgår flaskehalsinntekten.

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

Etter innføringen av FlowBased fra 30.10.2024, er det slik at negative FLHI sosialiseres for hele Norden. Dette påvirker FLHI for Skagerak-kabelen, og bidrar til at det er svært få timer som har lavere "sosialisert"-FLHI enn tapskostnaden.



Figur 4.7 - Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

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

Tabell 4.8 - Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten

År	NorNed	Skagerrak	NordLink	NSL
2014	12 %	42 %		
2015	3 %	67 %		
2016	10 %	61 %		
2017	7 %	53 %		
2018	10 %	58 %		
2019	13 %	45 %		
2020	1 %	25 %		
2021	6 %	15 %	16 %	1 %
2022	1 %	8 %	4 %	6 %
2023	2 %	7 %	3 %	5 %
2024	3 %	10 %	3 %	4 %
2025	4 %	0,2 %	6 %	4 %

4.14 Utviklingen i markedskostnader ved flaskehalser mellom budområder

Skyggepriser, som er et resultat fra flytbasert markedskobling, kan benyttes til å identifisere snitt som er markedsbegrensende. Skyggeprisen måles i EUR/MW og indikerer hvor mye den økonomiske verdien av kraftflyt ville endres dersom det var mer tilgjengelig kapasitet på et gitt nettverksnitt.

Et nettverksnitt med høy skyggepris indikerer at begrensningen på snittet har stor innvirkning på prisene i markedet og kan være uttrykk for en flaskehals i nettet. Lav skyggepris betyr at snittet har liten eller ingen påvirkning på prisdannelsen for det aktuelle tidsintervallet.

Tabell 4.9 viser de 20 mest begrensede snittene i 2025 målt etter summert skyggepris fra hele 2025 og gruppert etter like CNE og CONT. Navnene er endret der de er anonymisert på grunn av tilstedeværelse av komponenter som eies av SVK.

Tabell 4.9- Oversikt over de 20 mest begrensede snittene i 2025

Navn på CNEC	Fra BO	Til BO	MTUer	Snitt skyggepris	Sum skyggepris
300 Refsdal-Modalen + Aurland1 T4 Transformator S	NO5	NO5	2116	97	204,750
300 Mauranger-Blåfalli	NO5	NO5	3804	53	200,669
420 Rød-Grenland + Rød T4 Transformator S + 300 Rød-Porsgrunn	NO2	NO2	976	126	122,960
420 Surna-Viklandet + 300 Orkdal-Aura	NO3	NO3	835	132	110,433
420 Namsos-Ogndal + 300 Tunnsjødal-Verdal	NO4	NO4	2424	35	83,928
AC_Minimum_NO2_SK	NO2_SK	NO2_SK	105	721	75,660
EKSPORT NO4	SE2	SE2	1398	50	70,343
420 Klæbu-Surna + 300 Klæbu-Orkdal	NO3	NO3	1167	60	69,568
420 Loviseholm-Halden + 420 Borgvik-Hasle	SE3	NO1	1026	46	47,194
Sauda T2 Transformator P + Sauda T3 Transformator P	NO2	NO2	628	54	33,727
EKSPORT NO3	SE2	SE2	529	61	32,151
EKSPORT NO4	SE2	SE2	161	173	27,795
420 Høyanger-Sogndal + 300 Øvre Vinstra-Fåberg	NO1	NO1	751	31	23,573
420 Dagali-Ringerike + 300 Hemsil 2-Sogn	NO5	NO5	68	336	22,866
420 Sylling-Rjukan + 420 Hasle-Rød + 300 Sylling-Flesaker + 300 Tegneby-Flesaker	NO1	NO2	962	23	22,218
EKSPORT NO4	SE2	SE2	231	86	19,904
EKSPORT NO4	SE1	SE1	200	89	17,701
EKSPORT NO4	SE1	SE1	591	29	17,004
420 Aurland 1-Aurland 2 + 300 Modalen-Evanger	NO5	NO5	46	329	15,117
420 Usta-Dagali + 300 Hemsil 2-Sogn	NO5	NO5	40	367	14,678

Flaskehalshåndtering og spesialregulering

4.15 Beskrivelse av funksjonen til verktøyet ABOT

4.15.1 Introduksjon

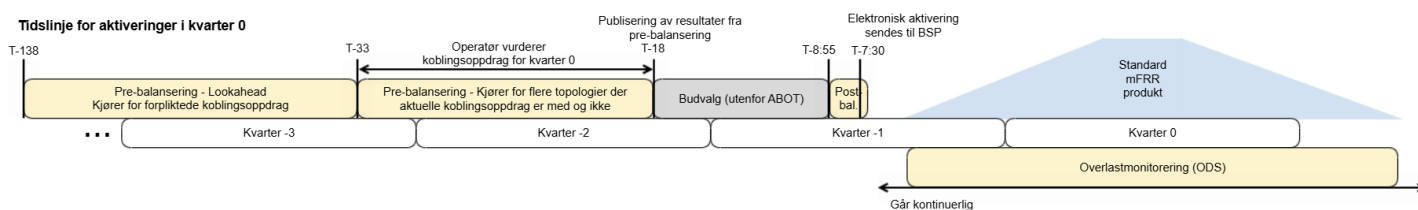
Formålet med flaskehalshåndtering i automatisert balansering er å redusere risikoen for overlast på (interne) flaskehalsar etter overgang til automatisert balansering i et kvarteroppløst mFRR-marked. En flaskehals oppstår når kraftflyten på en komponent eller et snitt overstiger den tillatte kapasiteten.

For å løse denne problemstillingen har Statnett utviklet verktøyet ABOT (Avoiding Bottlenecks). Tiltak som er tilgjengelig for ABOT er:

- Utilgjengeliggjøring av bud - mFRR-bud settes utilgjengelige for balanseringsalgoritmen dersom aktivering av budet vil forverre en eksisterende eller forventet flaskehals.
- Systemaktivering av bud - mFRR bud som aktiveres for å motvirke en flaskehals

Abot har følgende hovedtjenester:

Pre-balansering	<p>Vurderer behovet for flaskehalshåndtering før budvelgeren (AOF) kjører og sørger for nødvendige utilgjengeliggjøringer og systemaktivering for aktuelt driftskvarter</p> <p>Vurderer konsekvensene av et koblingsoppdrag og lar operatøren akseptere eller avslå oppdraget</p>
Post-balansering	Vurderer behovet for flaskehalshåndtering etter at budvelgeren (AOF) har kjørt for aktuelt driftskvarter og foreslår tiltak (systemaktivering) der det er overlastar
Overlastmonitorering	Overvåker i sanntid om det finnes komponentoverlastar i nettet, foreslår tiltak (systemaktivering) som operatør kan aktivere ved behov

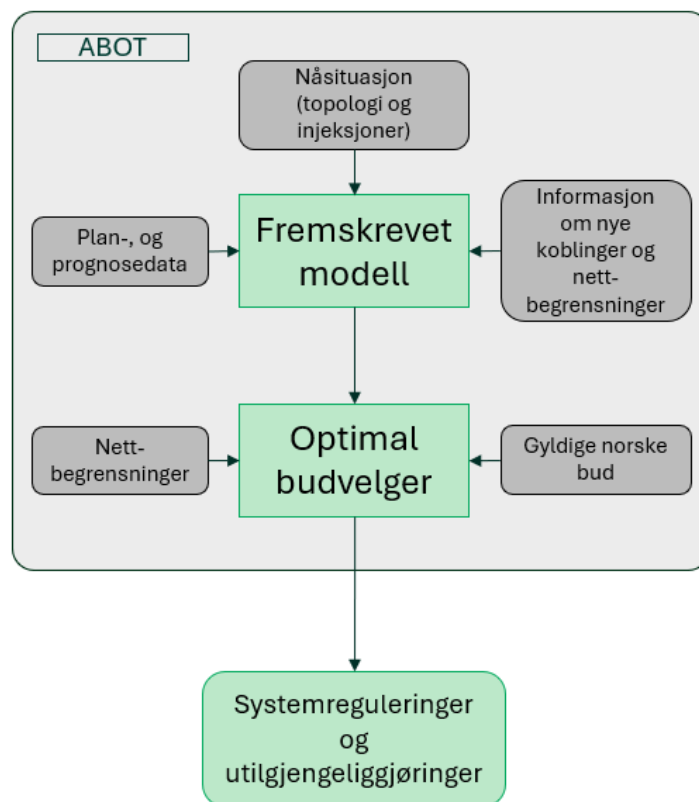


Figur 4.8 - Tidslinje for aktiveringer i kvarter 0

4.15.2 Verktøyet ABOT

ABOT kan deles inn i tre prosesser, informasjonsinnhenting for å fremskrive en systemtilstand i nettet, analyse av optimalt budvalg for håndtering av overlast ved ulike aktiveringsscenarioer i mFRR-markedet, og sensitivitetsanalyse for å utføre budvalg på tvers av analyseresultater.

Overordnet prosessdiagram:



4.15.3 Fremskrevet modell

En representasjon av systemtilstanden for de kommende driftskvarterene. Her innhentes nyeste systemtilstand før den fremskrives med informasjon om nær fremtid. Det være seg utvekslingsplaner, produksjonsplaner og andre prognoser. Operatører kontrollerer hvilke planlagte koblinger og nye snitt som skal inkluderes i analysene for hvert driftskvarter.

4.15.4 Optimal budvelger

Når en nettverkstopologi med snitt og komponentgrenser er tilgjengelig i systemtilstanden, fordeles mFRR-bud på generatorer for å beregne sensitiviteter per bud. Deretter beregnes en optimal lastflyt som løser nettbegrensninger og ubalans ved hjelp av budaktiveringer for ulike aFRR-leveranser og ubalansescenarioer.

4.15.5 Sensitivitetsanalyse

Det utføres en sensitivitetsanalyse på tvers av resultatene til de ulike ubalansescenarioene for å skille mellom hvilke aktiveringer som er antatte balanseaktiveringer i mFRR EAM, hvilke som må aktiveres som systemregulering for å unngå overlast, og hvilke bud som må utilgjengeliggjøres for å unngå overlast. Deretter blir budene enten automatisk valgt for aktivering, eller foreslått aktivert til operatør.

4.15.6 Redegjørelse for og vurdering av hvordan flaskehalshåndteringen har utviklet seg ved implementering av ABOT

Flaskehalshåndtering er blitt mer proaktiv etter ABOT. Før ABOT ble tiltak for flaskehalshåndtering gjort reaktivt ved overlast av snitt. Nå fremskriver ABOT situasjonsbildet frem i tid på bakgrunn av målinger, endringer og sannsynligheter, for å finne driftsituasjonen om 18 minutter. Dette gir en mulighet til å forutsi overlast på snitt og enkeltkomponenter, og regulere for disse før det blir en overlast.

Operatørens rolle omhandler nå mer overvåking, enn å gjøre aktive tiltak. ABOT klarer i de fleste tilfeller å forutsi og forhindre overlast. ABOT sine forslag til tiltak, gjør også operatøren oppmerksom på høyt belastede flaskehals, og en kan, før reguleringene blir sendt til aktør, lete frem om det finnes andre tiltak for flaskehalsen i stedet for å regulere. At ABOT løser mange av flaskehalsene selv, frigjør også tid for operatøren til å gjøre dypdykk i flaskehals for å undersøke hva den best mulige løsningen kan være.

Riktige data av god granularitet har blitt mye viktigere etter ABOT, da feil input kan skape store problemer. Hvis ABOT regulerer ugunstig, er det operatørens rolle å prøve å finne ut hva som kan være årsaken til dette, slik at en kan finne den beste måten å håndtere problemet på her og nå. Feil input til ABOT kan føre til at ABOT regulerer for snitt som ikke er belastet, eller at ABOT ikke regulerer for snitt som er belastet. Utilstrekkelig granularitet i data som benyttes av ABOT har ført til unøyaktigheter når allokering av produksjonsplaner og bud til flere topologiske noder er nødvendig fordi det ikke foreligger informasjon om hvilke generatorer som skal endre produksjonen. I perioder med dårlig kvalitet er det opp til operatør å prøve å løse dette problemet så fort som mulig, men å finne årsaken til en slik feil kan være veldig krevende. Hvis årsaken til feil input ikke lokaliseres, må automatikken overstyres for denne flaskehalsen frem til årsaken er funnet og problemet løst av utviklerne.

Å gjøre manuelle tiltak er mer krevende nå en tidligere, da en må klare å samarbeide med automatikken. Algoritmen til ABOT er kompleks, og det er til tider krevende å forutse hva den kommer til å gjøre. Manuelle tiltak har derfor blitt en prosess med mange flere steg, fordi automatikken har en tendens til å motvirke operatørens tiltak hvis de ikke gjøres i riktig rekkefølge.

Ved intaktnett håndterer ABOT flaskehals veldig bra. Revisjoner har en tendens til å skape problemer for ABOT.

Noen koblingsbilder i nettet håndteres fortsatt best av operatør. Det er ikke alle forhold som er like lette å mate inn til automatikken. Enkelte flaskehals og koblingsbilder kan foreløpig ikke håndteres direkte gjennom den automatiske løsningen. I slike tilfeller må ABOT anslå plassering av produksjon og bud, for eksempel ved deling på stasjonsnivå. Dette fører til at operatør overstyres ABOT i tilfeller der ABOT anslår feil. Områdene i nettet hvor dette er et problem ved intaktnett er det relativt god oversikt over, og operatørene håndterer disse manuelt når ABOT ikke klarer det. Under revisjonssesongen er dette mer krevende da det kan dukke opp nye problemstillinger grunnet nye koblingsbilder. Å løse disse situasjonene krever ekstra mye av operatør nå, da mye av informasjonen operatørene sitter på, er vanskelig å mate inn til automatikken i øyeblikket problemet oppstår. Det oppstår derfor konstant nye problemstillinger som må tas stilling til.

4.16 Mengde bud og volum i mFRR EAM som har blitt utilgjengeliggjort av ABOT per uke og vurdering av dette

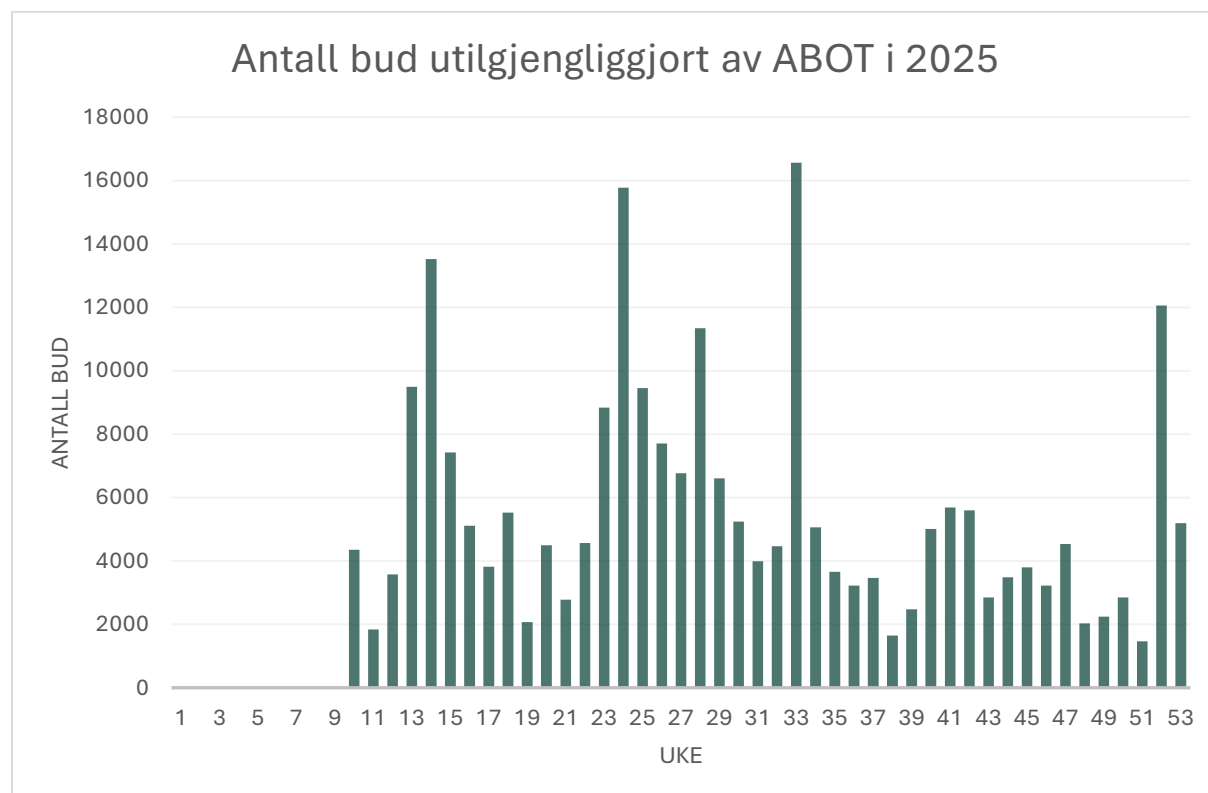
Utviklingen gjennom året viser varierende volumer av utilgjengeliggjøring, med en tendens til lavere utilgjengeliggjort volum i høst og vinter. Det er usikkert om denne utviklingen skyldes endrede nettsituasjoner eller forbedringer i ABOT og flaskehalshåndteringen.

Tabell 4.10 viser at 16% av totalt utilgjengeliggjort volum har gitt effekt for å håndtere flaskehalser og har ført til endret mFRR-pris. De resterende 84 prosentene har ikke gitt direkte effekt i markedet eller på flaskehalshåndteringen, men reflekterer usikkerhet i utfallsrommet som besluttes ved t-18.

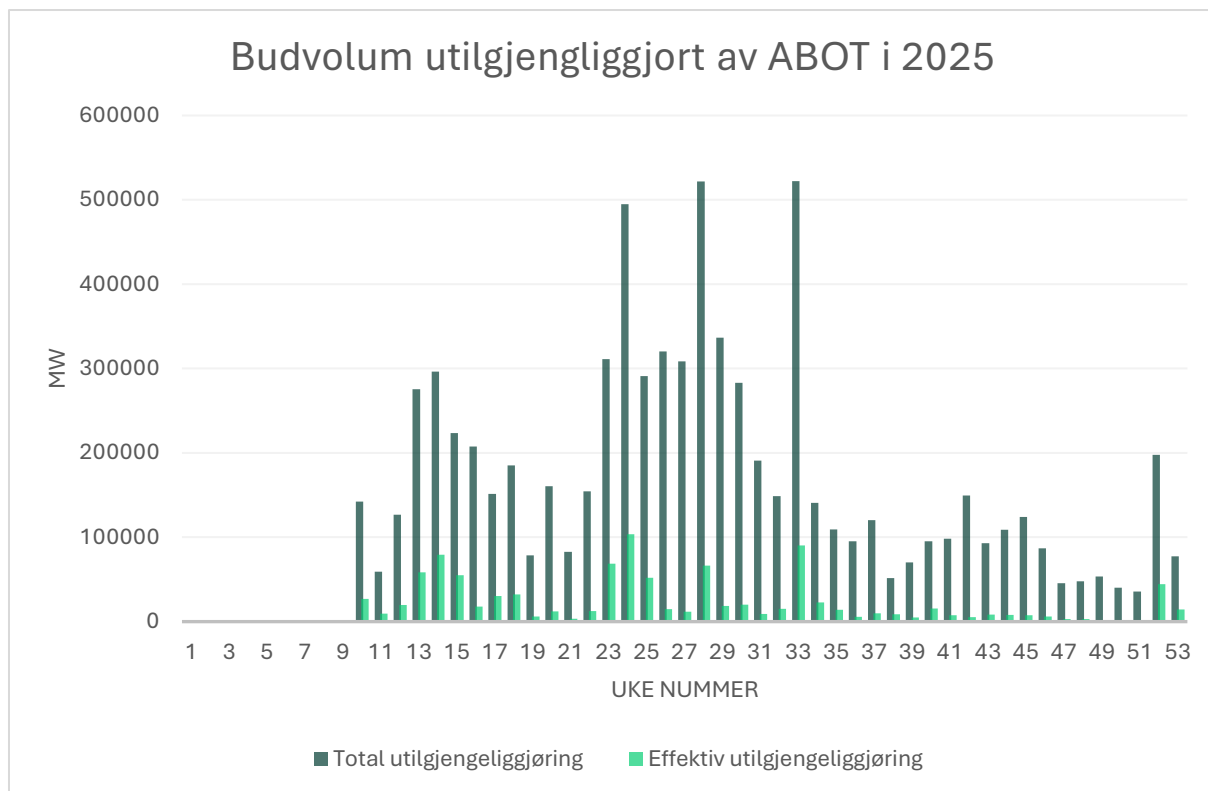
Operatør har utilgjengeliggjort 3 316 586 MW i 2025. Dette viser at ABOT ikke har håndtert utilgjengeliggjøring i perioder (Det bemerkes at når operatør utilgjengeliggjør, så utilgjengeliggjøres hele stasjonsgrupper som fører til store volumer).

Tabell 4.10 - Utilgjengeliggjøring per budområde

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Totalt
Antall bud utilgjengeliggjort	8 394	27 889	102 156	52 256	54 225	244 920
Bud volum utilgjengeliggjort (MW)	355 850	1 280 329	2 029 479	1 647 129	2 402 932	7 715 719
Overhoppet budvolum (MW)	98 405	368 720	195 196	195 196	344 904	1 202 421
Utilgjengeliggjøring gjort av operatør (MW)	97 753	207 825	680 111	1 149 149	1 181 748	3 316 586



Figur 4.9 - Antall bud utilgjengeliggjort av ABOT i 2025



Figur 4.10 - Budvolum utilgjengeliggjort av ABOT i 2025

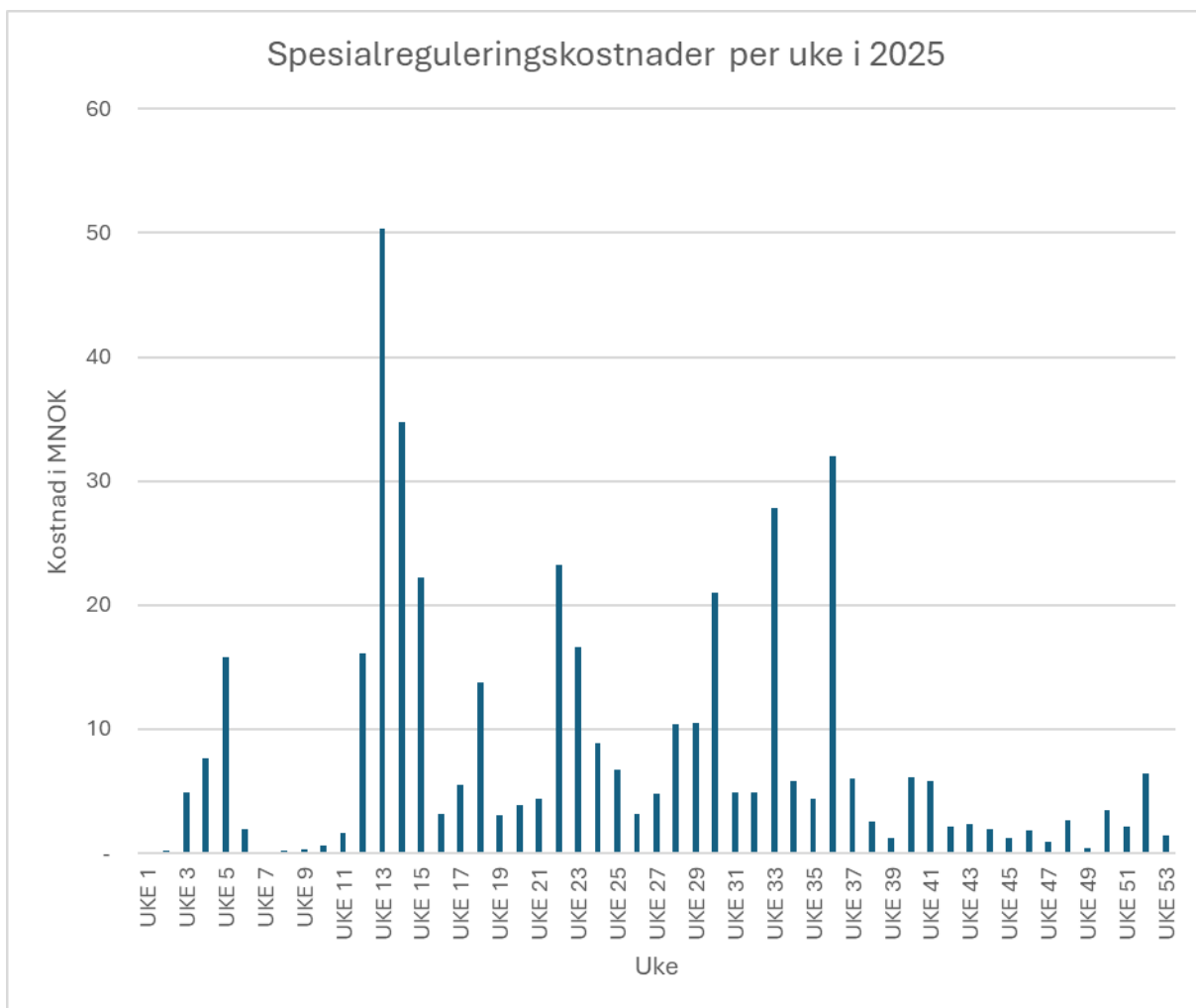
4.17 Mengde/volum spesialregulering og kostnader per uke i 2025

Tabell 4.11 - Kostnader for spesialregulering i MNOK de siste ti årene

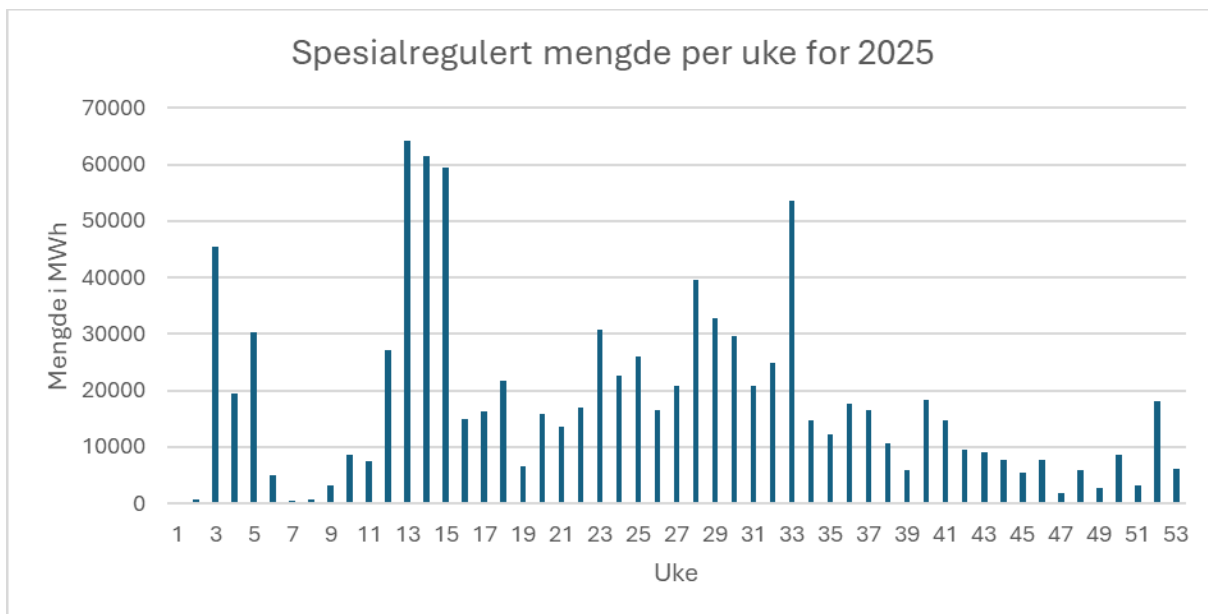
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Totalt	145	110	121	88	103	214	527	285	181	424

Tabell 4.12 - Reguleringer i energi (GWh) i opp og ned retning, de siste ti årene

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Regulert opp	274	125	194	256	162	360	183	289	306	253
Regulert ned	1138	762	677	372	1067	725	1029	615	412	700
Totalt	1412	887	871	628	1229	1085	1212	905	718	953



Figur 4.11 - Kostnader for spesialregulering (MNOK) per uke i 2025



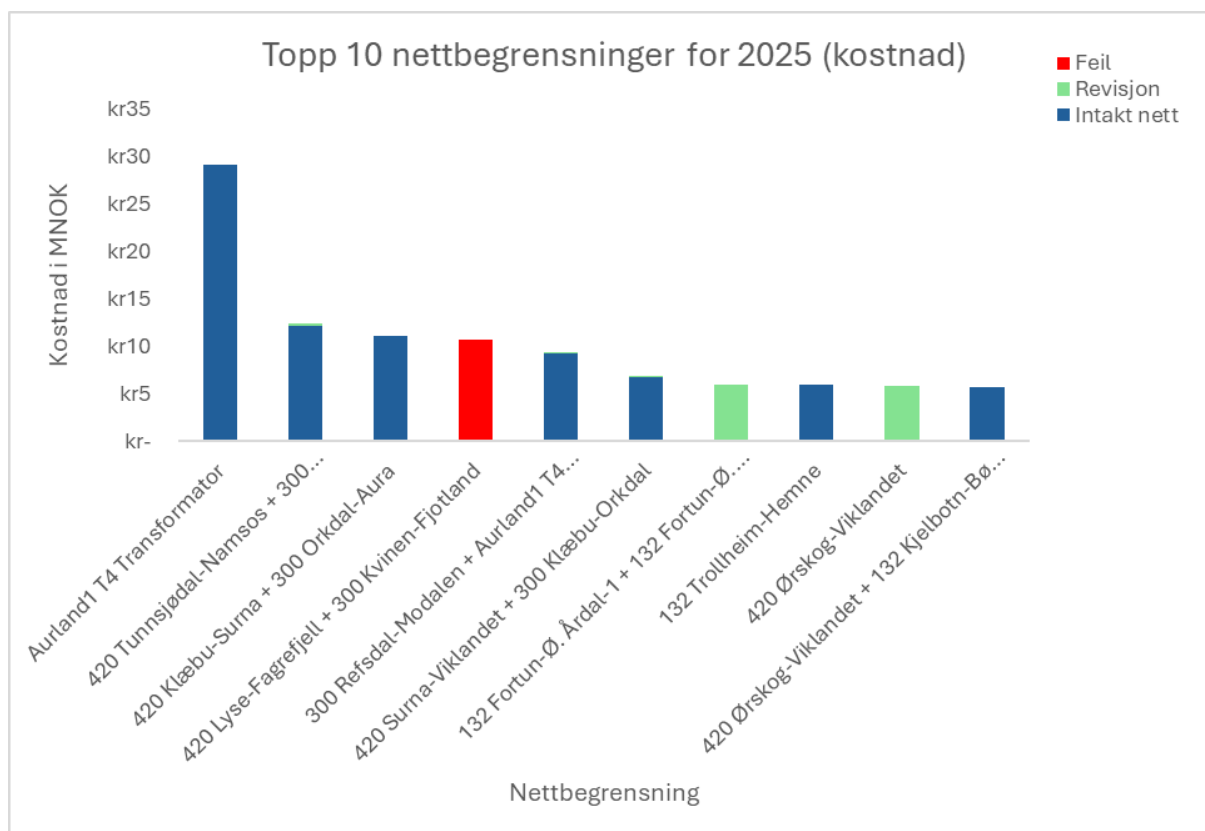
Figur 4.12 - Mengde spesialregulering (MWh) per uke i 2025

4.18 De viktigste / største spesialreguleringene

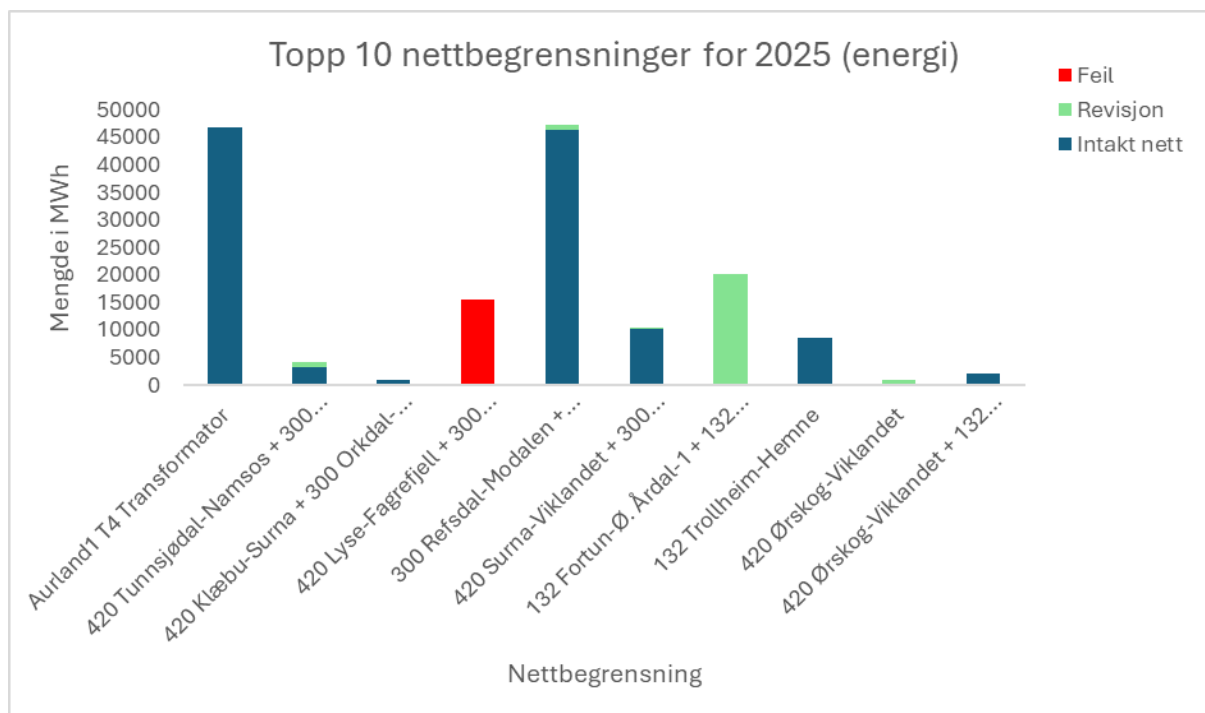
Etter figurene følger en forklaring for hver nettbegrensning. Figur 4.13 viser de topp 10 dyreste spesialreguleringene i millioner kroner, inkludert årsak. Figur 4.14 viser mengde spesialregulering i MWh for de samme nettbegrensningene.

Det knytter seg en del usikkerhet til årets spesialreguleringer. Av totale kostnader er 193,6 MNOK ikke tilordnet årsak. Dette skyldes dels en mulig feil i hvordan den automatiske flaskehalshåndteringen registrerer årsak, og dels operatørfeil i perioden etter idriftsettelse av automatisk balansering.

Oversikten over de mest kostnadskrevene spesialreguleringene er derfor basert på de reguleringene hvor årsak er registrert og kvalitetssikret.



Figur 4.13 - Kostnader for topp ti nettbegrensninger i 2025



Figur 4.14 - Mengde spesialregulering for topp ti dyreste nettbegrensninger i 2025

Beskrivelse av de 10 største spesialreguleringsårsakene

Aurland T4 Transformator

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Sør var anleggseier for transformatoren

Transformatoren Aurland T4 er i dårlig forfatning. Det er derfor besluttet at transformatoren ikke kan utsettes for overlast og den må dermed driftes etter kontinuerlig grense. Dette medfører redusert overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland, og til tider store reguleringskostnader. Etter ferdigstilling av 420 kV Aurland-Sogndal høsten 2025 er ikke denne komponenten lenger begrensende.

420 kV Tunnsjødal-Namsos + 300 kV Tunnsjødal-Verdal

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Nord er anleggseier for ledningene

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Tunnsjødal og Verdal ved utfall av ledningen mellom Tunnsjødal og Namsos. Høy eksport fra NO4 mot NO3, blant annet i forbindelse med vedlikehold på ledningen mellom Ofoten i NO4 og Ritsem i SE1 medfører høy flyt på snittet som definerer grensen mellom NO4 og NO3.

420 kV Klæbu-Surna + 300 kV Orkdal-Aura

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Nord er anleggseier for ledningene

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Orkdal og Aura ved utfall av ledningen mellom Klæbu og Surna. Høy eksport fra NO4 mot NO3 sammen med høy vindkraftproduksjon på Fosen gir typisk høy flyt på

dette snittet. Temperaturoppgradering på ledningen mellom Øvre Vinstra og Vågåmo medførte også noe økt grad av spesialregulering for å overholde snittet.

420 kV Lyse-Fagrefjell + 300 Kvinen-Fjotland

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Sør er anleggseier for ledningene

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Kvinen og Fjotland ved utfall av ledningen Lyse og Fagrefjell. Kombinasjon av feil på ledningen mellom Lyse-Tjørhom, lavt gasstrykk som krevde utkobling av ledningen mellom Kvilldal-Saurdal og feil på grunn av ising på ledningen mellom Fjotland-Honna medførte høyt volum av spesialregulering for å holde flyt nede på gjenværende ledninger.

300 kV Refsdal-Modalen + Aurland T4 Transformator

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Sør er anleggseier for ledningen og transformatoren

Snittet indikerer overlast på Aurland T4 transformator ved utfall av ledningen mellom Refsdal og Modalen. Høy flyt fra NO3 mot NO5 samt høy produksjon i Indre Sogn medfører tidvis høy flyt på snittet. Samtidig driftes Aurland T4 etter kontinuerlig overlastgrense, noe som medfører økte spesialreguleringskostnader. Revisjoner på ledningen mellom Sima og Samnanger, på ledningen mellom Litle Sotra-Kollsnes og på ledningen mellom Aura-Vågåmo medførte også noe økt spesialregulering for å kunne overholde snittet. Etter ferdigstilling av 420 kV Aurland-Sogndal er ikke dette snittet lenger gjeldende.

420 kV Surna-Viklandet + 300 kV Klæbu-Orkdala

Netteier: Statnett SF er ved Regionsentral Nord er anleggseier for ledningene

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Klæbu og Orkdal ved utfall av ledningen mellom Surna og Viklandet. Høy eksport fra NO4 mot NO3, høy import fra SE1/SE2 samt høy vindkraftproduksjon på Fosen gir typisk høy flyt på snittet. I forbindelse med oppgraderingen av Aurland T4 til 420 kV Sogndal-Aurland og temperaturoppgradering av ledningen mellom Øvre Vinstra og Vågåmo ble snittet ytterligere belastet.

132 kV Fortun-Ø.Årdal-1 + 132 kV Fortun-Ø.Årdal-2

Netteier: Linja AS er anleggseier for ledningene

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Fortun og Øvre Årdal-2 ved utfall av ledningen mellom Fortun og Øvre Årdal-1. I forbindelse med utkobling av 132 kV-ledningen mellom Fortun og Øvre Årdal-3 grunnet nærføring på grunn av broarbeid, så ble de to gjenværende ledningene høyt belastet og krevde større mengder spesialregulering for å overholde.

132 kV Trollheim-Hemne

Netteier: Tensio AS er anleggseier for ledningen

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Trollheim og Hemne. Grunnet utfordringer i 132 kV-nettet i Nordmøre legges produksjonen i Trollheim kraftverk på en produksjonsradial mot Hemne. Høye

temperaturer i sommermånedene medfører lavere overføringsgrense på ledningen og gir dermed termisk overlast når Trollheim produserer fullt.

420 kV Ørskog-Viklandet

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Nord er anleggseier for ledningen.

I forbindelse med vedlikehold på 420 kV-ledningen mellom Surna og Viklandet medførte dette tidvis høy last på komponenter sør for Viklandet. Ledningen mellom Ørskog og Viklandet ble tidvis høy belastet på grunn av dette arbeidet.

420 kV Ørskog-Viklandet + 132 kV Kjelbotn-Bø Rauma + 300 kV Sogndal-Hove

Netteier: Statnett SF ved Regionsentral Nord og Sør er anleggseier for henholdsvis Ørskog-Viklandet og Sogndal-Hove; Linja AS er anleggseier for ledningen mellom Kjelbotn og Bø Rauma.

Snittet indikerer overlast på ledningen mellom Sogndal og Hove etter utfall av ledningen mellom Ørskog og Viklandet. Ledningen mellom Kjelbotn og Bø Rauma vil også falle ut ved utfall av Ørskog-Viklandet. Dette snittet er ikke lenger gjeldende etter ferdigstilling av 420 kV Sogndal-Aurland.

4.19 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

I møte med RME 16. januar 2026 var det enighet om at rapportering på dette punktet ikke er hensiktsmessig. Listen med årsaker i Kapittel 4.18 tar for seg noen av de større bygging/endringene/revisjonene i nettet

4.20 Spesialregulering for å håndtere oppgradering og bygging av eller endringer i regional- og transmisjonsnett i 2026

I følgende liste kommer en oversikt over de største revisjonene som er planlagt i 2026. Det må regnes med noe spesialregulering i forbindelse med disse revisjonene, men det er derimot vanskelig å prognosere hvor store mengder spesialregulering disse revisjonene vil kreve. Dette er blant annet avhengig av hvilke driftsstanser som pågår parallelt, hvor godt man treffer med flytbasert kapasitetsberegning for de revisjonene hvor kapasiteten påvirkes, og samspillet mellom den automatiske balanseringen og flaskehalshåndteringen.

N 420 Klæbu-Surna

N 420 Viklandet-Ørskog

S 420 Aurland1-Sogndal

N 420 Ørskog-Sykkylven

N 300 Aura-Orkdal

S 300 Rendalen-Balbergskaret

S 300 Øvre Vinstra-Vågåmo

S 300 Dale-Evanger

S 300 Blåfalli-Mauranger

S 300 Øvre Vinstra-Fåberg

N 420 Nedre-Røssåga-Tunnsjødal

S 300 Øvre Vinstra-Fåberg

S Rendalen T2 Transformator

N 420 Sykkylven-Ørsta

S 300 Hove-Sogndal

S 300 Flesaker-Hof

S 300 Hove-Sogndal

S 420 Rjukan-Sylling

5 Forholdet til forvaltningsloven og offentlighetsloven

Oversikt over vedtak

5.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak
§ 8b annet ledd	Antall produksjonstilpasninger. Hver produksjonstilpasning kan ha flere oppdaterte vedtak (ikke inkludert). Inkludert de som senere ble avlyst (60).	217
§ 9 første ledd	Levering av systemtjenester (likelydende vedtak til 105 ulike konsesjonærer)	105
	Vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter når separatdrifter oppstår som følge av planlagte driftsstanser	13
§ 12 tredje ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av planlagte driftsstanser	Driftsområde Sør: 11 Driftsområde Nord: 2
§ 14 første ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i regional- og transmisjonsnett	Totalt: 177 Hvorav nettanlegg: 139 ⁴ Hvorav produksjonsanlegg: 38
§ 14 annet ledd	Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i produksjonsanlegg i distribusjonsnett	4
§ 17 annet ledd	Vedtak om godkjent planlagt driftsstans	5438
	Avslag på søknad om planlagt driftsstans	34
§ 17 fjerde ledd	Vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt)	2070
	Vedtak om omprioritering (avlyst driftsstans)	81
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 20 første ledd	Vern og reléplanlegging	1
§ 21 første ledd	Systemvern	6
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	26
	Betaling for omprioritering av driftsstanser	3
	Betaling for andre systemtjenester (likelydende vedtak til 105 ulike konsesjonærer)	105

⁴ Inkluderer apparatanlegg knyttet til forbruk/industri, samt vern og kontrollanlegg

5.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

Fos §	Beskrivelse	Antall vedtak
§ 5 annet og tredje ledd	Endring av budområder	0
§ 8b annet ledd	Antall produksjonstilpasninger. Hver produksjonstilpasning kan ha flere oppdaterte vedtak (ikke inkludert)	68
§ 9 første ledd	Vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter når separatdrifter oppstår som følge av driftsforstyrrelser	Driftsområde Sør: 6 Driftsområde Nord: 0
	Vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter når separatdrifter oppstår som følge av planlagte driftsstanser	7
§ 11 annet ledd	Antall suspenderte bud	0
§ 12 annet ledd	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser	Driftsområde Sør: 28 Driftsområde Nord: 43
§ 12 tredje ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av driftsforstyrrelser	Driftsområde Sør: 7 Driftsområde Nord: 1
	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering ved separatområder som følge av planlagte driftsstanser	Driftsområde Sør: 5 Driftsområde Nord: 2
§ 12 fjerde ledd	Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse anmeldes i regulerkraftmarkedet	7
§ 12 femte ledd	Bruk av tilgjengelig effekt ved vanskelig driftssituasjon	438
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet	Driftsområde Sør: 0 Nord: 0
	TUF større driftsforstyrrelser	Driftsområde Sør: 0 Nord: 0
§ 15 første ledd	Antall vedtak om spenningsgrenser eller grenser for utveksling av reaktiv effekt	Driftsområde Sør: 0 Driftsområde Nord: 0
§ 15 tredje ledd	Antall vedtak om endring av produksjonen av reaktiv effekt	Driftsområde Sør: 1 Driftsområde Nord: 0
§ 15 femte ledd	Antall vedtak ifm. at grenser satt av systemansvarlig gjennom vedtak etter § 15 første ledd ikke kan overholdes med egne tiltak eller med reaktiv støtte fra andre anleggseiere	Driftsområde Sør: 0 Driftsområde Nord: 0
§17 tredje og fjerde ledd	Vedtak om godkjent ikke planlagt driftsstans	1020
	Avslag på søknad om ikke planlagt driftsstans	8
	Omprioriteringer (endring av tidspunkt)	1133
	Omprioritering (avlysning)	669
§ 21 femte ledd	Antall aktiveringer, deaktiveringer eller endring av innstillinger på systemvern	2286

6 Videreutvikling av systemdriften

6.1 Piloter og prosjekter for videreutvikling av systemdriften i 2025

Under følger en beskrivelse av de største utviklingsprosjektene som treffer systemdriften.

MARI

MARI er et europeisk prosjekt for å utvikle og drifte en plattform for utveksling av balanseringsenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med manuell aktivering (mFRR). Plattformen ble satt i drift i oktober 2022. Et nødvendig steg for Statnett og de øvrige TSOene for tilknytning til plattformen har vært å først etablere et nytt felles nordisk mFRR-aktiveringsmarked med automatisert balansering, dette ble satt i drift 4. mars 2025. Statnett jobber med å forbedre løsningene som ble satt i drift og gjøre nødvendige endringer som er nødvendig for å klargjøre tilknytning til plattformen. De nordiske TSOene planlegger felles tilknytning til MARI i Q1 2027.

PICASSO

PICASSO er en europeisk plattform for utveksling av balanseringsenergi fra frekvensgjenopprettingsreserver med automatisk aktivering (aFRR). Plattformen ble satt i drift 1. juni 2022. Et nødvendig steg for Statnett har vært å ta i bruk ACE per budområde. Dette ble implementert ifbm mFRR EAM som gikk live 4. mars 2025. De nordiske TSOene jobber med å koordinere sine planer for tilknytning, som legger opp til en stegvis tilknytning av budområdene. Statnett er i slutfasen av implementeringen av nye LFCer i sin EMS-løsning og er i gang med å designe de nye løsningene som er nødvendig for markedsbasert aktivering av aFRR og tilknytning til PICASSO. Statnett planlegger for tilknytning i Q1 2028.

EMS-programmet

EMS – Energy Management System brukes til sanntidsovervåking, analyse og operativ styring av kraftsystemet. EMS-systemet skal oppgraderes til ny versjon. Oppgraderingen er et viktig risikoreduserende tiltak for å sikre stabilitet i driften av EMS, samt for å sikre et fremtidsrettet system med nødvendig funksjonalitet for drift av kraftsystemet. Dette inkluderer for eksempel funksjonalitet for håndtering av stabilitetsutfordringer i systemet. Dette vil være et omfattende arbeid, fordi flere av arbeidsprosessene i driftsplanlegging- og operativ drift må legges om. Oppgradering av EMS er planlagt ferdigstilt i 2028.

Flytbasert

Flytbasert er en kapasitetsberegningmetode der overføringskapasiteten utnyttes mer effektivt. Metoden ble først tatt i bruk i day-ahead markedet høsten 2024. I oktober 2025 ble flytbasert implementert i year-ahead kapasitetsberegningen. Neste steg er å ta i bruk flytbasert markedskobling i month-ahead kapasitetsfastsettelse og deretter intradag-markedet. Planlagt oppstart av flytbasert kapasitetsfastsettelse i month-ahead er i Q2 2026. Det jobbes med en nordisk plan for innføring i intradagauksjoner, som må følge europeisk plan for implementering i intradagløsningene.

Plan for aggregering / fleksibilitetsregister

Statnett tilrettelegger for deltakelse fra mindre, aggregerte ressurser i reservemarkedene, i første omgang i mFRR-markedet. For å understøtte dette skal Elhub opprette et fleksibilitetsregister for Statnett. Fleksibilitetsregisteret skal gi Statnett oversikt over aggregerte ressursene, noe som igjen bidrar til sikker drift og korrekt balanseavregning. Første versjon av fleksibilitetsregisteret planlegges å tas i bruk Q2 2026.

Fleksibilitetsregisteret bygger resultater fra FoU-prosjektet Euroflex, og utvikles på en slik måte at det på sikt kan videreutvikles til et nasjonalt fleksibilitetsregister.

Ny markedsløsning for NSL

Avtalen med Nord Pool om handel mellom NO2 og Storbritannia utløper i september 2026 og er ikke mulig å forlenge. Ny handelsløsning skal legge til rette for deltagelse fra flere kraftbørser i NO2, 30 minutters markedstidsperiode og to intradagauksjoner. Den offentlige anskaffelsen er nå gjennomført, og Nord Pool er valgt som leverandør med planlagt idriftsettelse i mai 2026. Løsningen vil bli innført i to trinn, der hoveddelen av funksjonaliteten kommer i Q4 2026.

Sikkerhetsanalyser

Sikkerhetsanalyser er en sentral tjeneste for Nordic RCC. En nordisk sikkeranalyse er satt i drift, men trenger forbedringer. Implementering av Regional Operational Security Coordination (ROSC) er i en startfase.

Implementering av harmonisert metodikk i mFRR- og aFRR-kapasitetsmarkedene

ACER vedtok i januar ny harmonisert metode for allokering av overføringskapasitet for balansemarkeder eller deling av reserver (EBGL art. 38(3)). Metoden stiller krav til at det skal utvikles en felles algoritme for alle regionale balansemarkeder. Dette er organisert i et europeisk prosjekt. Ny felles algoritme skal implementeres i nordiske markeder for FRR kapasitet. I tillegg omfatter metoden flere tilleggskrav, blant annet bruk av flytbasert metode for å beregne og overholde reservasjonsgrenser i nettet og samoptimering av aFRR og mFRR kapasitet. Fristen for å utvikle en felles europeisk algoritme er 30. juni 2026, mens fristen for implementeringen i Norden er satt til 30. juni 2027.

Pilot om flaskehalshåndtering i regionalnettet

Statnett har ansvar for å håndtere flaskehalser i regionale nett. På sikt kan det være en bedre løsning at nettselskapene selv overvåker og håndterer flaskehalser i egne nett. Dette kan gi gevinster i form av økt lokal fleksibilitet og bedre utnyttelse av nettet. Statnett planlegger sammen med Glitre og Lede å gjennomføre en pilot i 2028-29 for å teste hvordan dette kan fungere. Piloten har fått tilsagn om økonomisk støtte fra Enova. Et sentralt punkt i piloten er utveksling av mer plan- og driftsinformasjon med DSOene.

6.2 Digitaliseringsarbeid relevant for utviklingen av utøvelsen av systemansvaret

Automatisering av systemdriften er et omfattende, men nødvendig arbeid for å kunne drifte et kraftsystem med økende andel vind- og solkraft, flere overføringsforbindelser og finere tidsoppløsning i markedene.

Systemansvarlig har i 2025 levert flere store og viktige digitale initiativer for styring av kraftsystemet: automatisert balansering, 15 minutters tidsoppløsning i intradag og døgnmarkedet samt intradag auksjoner.

Overgangen til **automatisert balansering** har vært avgjørende for å kunne håndtere et mer komplekst kraftsystem med raskere og større variasjoner i produksjon og forbruk. Innføringen har krevd betydelig teknisk utvikling, etablering av nye arbeidsprosesser, endrede krav til og kommunikasjon med reservetilbydere samt økte krav til presise, tilgjengelige og pålitelige data.

Innføringen av **15 minutters tidsoppløsning** gir bedre samsvar mellom planer og faktisk forbruk, reduserer strukturelle ubalanser og muliggjør handel og balansering hvert kvarter. Dette gir økt effektivitet, mer presise priser og bedre utnyttelse av fleksibilitet.

Intradagauksjoner legger til rette for mer effektiv bruk av overføringskapasitet og samlet budklarering. Sistnevnte bidrar til å gjøre det enklere å handle seg i balanse, særlig for mindre aktører. Auksjonene bidrar også til økt intradagvolum og bedre håndtering av uforutsigbare endringer i produksjon og forbruk.

Gjennom 2025 har arbeidet knyttet til idriftsettelsen av de store prosjektene vært viktig. Erfaringene har generelt vært gode og mye har fungert bra. Samtidig har erfaringer fra driften og reservemarkedene avdekket behov for justeringer og forbedringer, og det er gjennom året arbeidet med å vurdere og implementere forbedringer. Dette arbeidet vil fortsette i 2026. Samtidig er neste fase i utviklingen i gang. For bruk av overføringskapasiteter innebærer det arbeid med flytbasert beregning av overføringskapasiteter i intradagmarkedet. For balanseringen innebærer dette å forberede tilknytning til de europeiske plattformene MARI og PICASSO.

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

Det har blitt utviklet støtte for å kunne rapportere data knyttet til fastsettelse av dynamiske strømgrenser med oppstart av frivillig rapportering fra 05.01.2026.

Det er lagt inn flere justeringer i validering for å sikre at data som rapporteres er riktig på første forsøk. Dette arbeidet fortsetter inn i 2026.

Det er utviklet støtte for å kunne kategorisere innmeldinger ut fra hvorfor innmeldingen opprettes. De tre typene som er opprettet er for å kunne knytte innmelding av kraftsystemdata til anlegg med fos § 14 vedtak, ordinære innmeldinger som skal gjelde for endringer som skal skje ved en gitt dato som ikke krever fos § 14-vedtak, og korrigeringer i data dokumentasjon som skal tre i kraft så raskt som mulig uten en gitt dato for når endringene skal gjelde. I tillegg vil en kunne se om innmeldingene inneholder spesielt viktige komponenter, og kunne følge status på innmeldingen som helhet i listevisningen. Hvor mye er godkjent og hvor mye gjenstår før rapporteringen er komplett er eksempler på statuser.

I kraftsystemfunksjonalitet-modulen som benyttes for å sende inn og behandle fos § 14 søknader er det lagt inn støtte for å kunne saksbehandle tilknytningsvern. Det gjør det mulig for systemansvarlig å ha en oversikt over status på tilknytningsvern på anleggene, og starte en dialog med anleggseiere som vil bruke slike vern. I tillegg er det også lagt inn funksjoner i anleggseiere sin del av løsningen for å gjøre søknadsprosessen smidigere med tanke på utfylling av søknadsskjema og saksbehandling.

7 Internasjonal koordinering

7.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

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

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

Kraftsystemet er kritisk infrastruktur. Som en sentral del av totalforsvaret har sikkerhet og beredskap derfor alltid vært høyt prioritert fra TSOene. I lys av den geopolitiske utviklingen har dette temaet fått mer oppmerksomhet og er nå et hovedområde for europeiske myndigheter og TSOer.

For TSOene vil utviklingen til havs fortsatt være et viktig område. 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 forsyningsikkerheten og øke utnyttelsen av kraftsystemet må de systemansvarlige nettselskapene øke samhandlingen og stadig utvikle og ta i bruk nye verktøy. Statnett har derfor som medlem i European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) vært med å utforme TSO-posisjoner for hvordan man skal hensynta systemdriften til havs og at denne må sees i sammenheng med systemdriften på land. Videre deltar Statnett i TSOenes offshoresamarbeid i Nordsjøen (OTC – Offshore TSO Collaboration).

7.1.1 ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) har i hovedsak to viktige roller. Den ene er koordinering og samhandling av TSOenes nasjonale mandater, mens den andre er lovpålagte oppgaver, blant annet i utviklingen og implementeringen av regelverk. Gjennom tredje energimarkedspakke er Statnett fullverdig medlem av ENTSO-E. Gjennomføring av lovpålagte oppgaver er et omfattende område som krever mye ressurser av TSOene og regulatorene. Dette gjelder utvikling og implementering av eksisterende regelverk, men også i forhold til nye områder eksempelvis økt fokus på sikkerhet og beredskap som beskrevet ovenfor. ENTSO-E er Statnetts viktigste europeiske arena for å ivareta nordiske og norske interesser. Statnett var i 2025 representert i Assembly, Board og i de ulike komiteene i ENTSO-E⁵. Statnett deltar i utvalgte arbeidsgrupper for å sikre at ENTSO-E kan levere på oppgavene og for å ivareta norske interesser.

7.1.2 Utvikling av europeisk regelverk

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

Mye av implementeringsarbeidet skjer regionalt i Norden.

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

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

ressurskrevende arbeidet. Statnett er videre opptatt av at den europeiske utviklingen må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta regionale hensyn. Et viktig element i dette er også sikkerhet, både i form av at fellesløsninger hensyntar sikkerhet, men også nødvendige back-up løsninger. Mange viktige beslutninger om utvikling av det nordiske synkronsystemet vil fremdeles måtte skje regionalt. Samarbeid i Norden for å sikre felles interesser er derfor viktig.

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

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

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

7.1.3 Regionalt driftssamarbeid

Dagens kraftmarked i Norge har utviklet seg fra et norsk, norsk-svensk og nordisk samarbeid til et europeisk marked. I takt med utviklingen på markedssiden har også samarbeidet og koordineringen mellom 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 hatt et langsiktig fokus. 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 Coordination Center (RCC). En nordisk RCC er etablert i København.

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

7.2 Status for nordiske investeringsplaner

Over flere tiår er det bygget ut mellomlandsforbindelser som gradvis har knyttet de nordiske landene tettere sammen til et felles nordisk kraftsystem og -marked. Det nordiske kraftsystemet er i stadig utvikling, og både i Norge, Sverige, Finland og Danmark planlegges og gjennomføres betydelige investeringer i transmisjonsnett. Investeringene skal bl.a. legge til rette for ny kraftproduksjon, nytt

kraftforbruk og elektrifisering av eksisterende industri. Det planlegges også økt overføringskapasitet mellom de nordiske landene og mellom det nordiske systemet og kontinentet.

Informasjon om enkeltprosjekter og den samlede prosjektporteføljen finnes i hver enkelt TSOs nettutviklingsplan/systemutviklingsplan. Annethvert år publiserer de nordiske TSOene en rapport med fellesnordiske perspektiver på utviklingen av kraftsystemet fremover (*Nordic Grid Development Perspective*). Rapporten fra 2025 beskriver blant annet status for prosjekter som er viktige i en nordisk kontekst. Sammen med den europeiske nettutviklingsplanen *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) og den enkelte TSOs hjemmesider, gir disse publikasjonene en god oversikt over utviklingen i det nordiske kraftsystemet og de enkelte prosjektene.

7.2.1 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

I perioden 2009 til 2014 ble det gjennomført investeringer for å forsterke fem nordiske overføringssnitt. Den siste tiårsperioden har kun ett prosjekt vært under bygging og blitt ferdigstilt (Aurora Line). Mange prosjekter internt i Norden er imidlertid under utredning. Oversikten under viser etablerte forbindelser siste 10 år og nye forbindelser under utredning.

Realiserte:

- **Aurora Line (Sverige (SE1) – Finland (FI)).** I november 2025 ble den tredje AC-forbindelsen mellom Sverige og Finland ferdigstilt. Forbindelsen øker utvekslingskapasiteten fra Sverige til Finland med 800 MW, og fra Finland til Sverige med 900 MW. Forbindelsen er begrunnet i tidvis store prisforskjeller mellom Sverige (overskudd) og Finland (underskudd). Prosjektet har status som *Project of Common Interest*⁶, og har mottatt betydelig finansiering fra EU gjennom ordningen *Connecting Europe Facility*.

Under utredning

- **Reinvestering Fenno-Skan 1 / Fenno-Skan 3 (Sverige (SE3) – Finland).** Svenska kraftnät og Fingrid vurderer en eventuell reinvestering av Fenno-Skan 1. Fenno-Skan 1 ble bygget i 1989, og har i dag kapasitet på 400 MW. Fingrid og Svenska kraftnät signerte i mai 2025 en intensjonsavtale (*Letter of Intent*) om å starte planleggingen. Planlagt kapasitet er 800 MW, og tidspunktet for ferdigstilling er anslått til 2038.
- **Reinvestering Öresund (Sverige (SE4) – Danmark (DK2)).** I Öresund ligger to parallellgående 400 kV-kabelforbindelser mellom Sjælland og Sverige. Den sørlige og eldste forbindelsen ble satt i drift i 1973 og ble fornyet i 2020. Den nordlige forbindelsen ble satt i drift i 1985, og er nå aktuell for fornyelse. Planlagt byggestart er Q1 2026, og planlagt idriftsettelse er Q4 2026.
- **Reinvestering Konti-Skan 1 og 2 / Konti-Skan Connect REI (Sverige (SE3) – Danmark (DK1)).** De to eksisterende HVDC-forbindelsene Konti-Skan 1 og 2 (samlet kapasitet på 715 MW) mellom Sverige og Danmark når forventet levetid i perioden 2030-2036. Svenska kraftnät og Energinet har i fellesskap utredet muligheten for en reinvestering i form av en ny forbindelse (Konti-Skan Connect REI) til erstatning for de to eksisterende. Den nye forbindelsen vil ha kapasitet på 1000 MW, med planlagt idriftsettelse i 2036. Konti-Skan 1 og 2 forventes å være i drift til den nye forbindelsen er ferdigstilt.

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

- **Aurora Line 2 (Sverige (SE1) – Finland (FI)).** I 2022 startet Fingrid og Svenska kraftnät innledende studier og utredninger av en fjerde AC-forbindelse (400 kV) i nord. Prosjektet er i tidligfase, og har status som *Project of Common Interest*. Prosjektet er forventet idriftsatt på midten av 2030-tallet og vil øke overføringskapasiteten mellom landene med om lag 1000 MW i begge retninger.
- **Nedre Røssåga – Ajaure – Grundfors (Norge (NO4) og Sverige (SE2)).** Statnett samarbeider med Svenska kraftnät om tekniske og økonomiske utredninger om ny 420 kV-ledning som erstatning for dagens 220 kV-ledning mellom Helgeland og Sverige. Beslutninger og fremdriftsplan koordineres mellom selskapene.
- **Reinvestering Skagerrak 1 og 2 (Norge (NO2) – Danmark (DK1)).** Forbindelsene ble bygget i 1976 og 1977, og har en samlet kapasitet på 500 MW. Forbindelsene nærmer seg endt levetid og Statnett og Energinet har i fellesskap besluttet å vurdere reinvestering av disse. Statnett utreder tiltaket i henhold til utredningsprogrammet som NVE har fastsatt. En eventuell konsesjonssøknad vil tidligst være klar i slutten av 2026.
- **Ny styringsenhet på Finlandsforbindelsen (Norge (NO4) – Finland (FI)).** Dagens 220 kV-ledning mellom Norge og Finland er svært lang (ca. 500 km), og handelskapasiteten er begrenset til ca. 20 % av termisk kapasitet av stabilitetshensyn. Statnett samarbeider med Fingrid om en ny styringsenhet i ny stasjon (Varangerbotn). Dette vil gi bedre styring og utnyttelse av forbindelsen og kraftnettet i området.

7.2.2 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

I 2021 passerte utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkronsystemet 10.000 MW. Oversikten under viser etablerte forbindelser siste 10 år og nye forbindelser under planlegging og utbygging.

Realiserte

- **NordBalt (Sverige (SE4) og Litauen (LT)).** En 700 MW HVDC-kabel mellom Sverige (Nybro) og Litauen (Klaipėda) ble satt i drift i 2016. Forbindelsen er særlig viktig for forsynings sikkerheten i de baltiske landene, og for tettere integrasjon mellom det baltiske og nordiske energimarkedet. Forbindelsen eies 50/50 av Svenska kraftnät/LitGrid.
- **COBRA Cable (Danmark (DK1) – Nederland (NL)).** En 700 MW HVDC-kabel mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven), som eies 50/50 av Energinet og TenneT. Idriftsatt september 2019.
- **NordLink (Norge (NO2) – Tyskland (DE)).** En 1400 MW HVDC-kabel mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein) som eies 50/50 av Statnett og TenneT / den tyske statseide investeringsbanekn KfW. Idriftsatt desember 2020.
- **Kriegers Flak (Danmark (DK2) – Tyskland).** Vindparkene og installasjonene knyttet til offshore vindparken Kriegers Flak (600 MW) ble idriftsatt i desember 2020. Dette inkluderer en AC-kabel (400 MW) fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland. I tillegg til vindparken på Kriegers Flak, er også vindparkene Baltic 1 (48 MW) og 2 (288 MW) tilknyttet. Siste del av utbyggingen ble idriftsatt i 2021.
- **Jylland-Tyskland (Østkysten).** Kapasiteten mellom Jylland og Tyskland (østkysten) ble i 2012 oppgradert til 1500 MW i nordgående retning og 1780 MW i sydgående retning. Forbindelsen ble i

2020 spenningsoppgradert fra 220 kV til 400 kV, noe som bidrar til å øke den teoretiske kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.

- **North Sea Link (Norge (NO2) - England):** 1400 MW HVDC-kabel mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth), som eies 50/50 av Statnett og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt i 2021.
- **Viking Link (Danmark (DK1) – England):** En 1400 MW HVDC-kabel mellom Danmark (Revsing, Jylland) og England (Bicker Fen, Lincolnshire). Forbindelsen er 770 km lang og eies 50/50 av Energinet og National Grid. Prosjektet ble idriftsatt i desember 2023.

Under bygging:

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

Under utredning

- **Danske energiøyer:** Danmark har ambisjoner om å bygge to energiøyer / offshore vindhuber (Nordsjøen og Østersjøen/Bornholm). Øyene planlegges tilknyttet Danmark, men også andre land. Øyene skulle etter planen etableres innen 2030, men begge er blitt utsatt. Ulike nettløsninger utredes i forbindelse med utbygging av havvind i Danmark.
 - **Bornholm (Danmark (SE4) – Tyskland).** Energinet og 50Hz (tysk TSO) utreder bygging av ny forbindelse Danmark-Tyskland, via dansk energiøy (Bornholm). Målet er å knytte 3 GW havvind i Østersjøen til Danmark og Tyskland. Prosjektet har fått betydelig støtte (645 millioner euro) fra EUs infrastrukturprogram *Connecting Europe Facility*. Prosjektet har status som *Project of Common Interest* og er også ett av de åtte prosjektene i EU-kommisjonens *Energy Highways Initiative*. I januar 2026 inngikk den danske og tyske regjeringen en bilateral avtale om prosjektet.⁷
 - **Hybrid mellomlandsforbindelse Danmark og Tyskland:** Energinet og Amprion (tysk TSO) utreder en HVDC-kabel for å knytte 4 GW havvind i dansk økonomisk sone til Danmark og Tyskland, og samtidig legge til rette for kraftutveksling mellom landene.
- **Estlink 3 (Finland – Estland):** Fingrid og Elering undertegnet i 2022 intensjonsavtale for en eventuell ny tredje HVDC-kabel på 700 MW mellom Finland og Estland. Forventet idriftsettelse er siste del av 2030-tallet. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*.

Annen utvikling

- **Hansa Power Bridge:** Svenska kraftnät og den tyske TSOen 50Hertz Transmission undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny 700 MW-forbindelse mellom Sverige og Tyskland, med planlagt idriftsettelse i 2029 og et mulig andre byggetrinn (Hansa

⁷ https://energy.ec.europa.eu/news/energy-highways-germany-and-denmark-agree-joint-development-bornholm-energy-island-offshore-wind-2026-01-26_en

Power Bridge 2), også på 700 MW. I juni 2024 besluttet den svenske regjeringen å avslå Svenska kraftnäts konsesjonssøknad, og selskapet avsluttet derfor prosjektet.

- **Hybride nettløsninger for havvind (fra Norge):** Energidepartementet i Norge besluttet i 2025 å ikke gå videre med hybrider nå, men utelukker ikke at det kan bli aktuelt i fremtiden. For å opprettholde muligheten for idriftsettelse av en eller flere hybrider innen 2040, jobber Statnett med aktiviteter som må være gjennomført før en eventuell prosjektoppstart med partner.
- **Triton Link (Danmark (DK1) - Belgia).** Energinet og Elia har undertegnet en intensjonsavtalt om bygging av ny forbindelse mellom Danmark og Belgia, via dansk energiøy i Nordsjøen. Prosjektet har status som *Project of Common Interest*, men ble satt på vent i 2024.

7.3 Status for arbeidet hos den nordiske RCC-en (regionalt koordineringscenter)

Nordisk Regional Coordination Center (RCC) ble formelt etablert som eget selskap 1. juli 2022. Selskapet eies av de fire nordiske TSOene og styret består av én representant fra hver TSO. Det er etablert en nordisk samarbeidskomité (Cooperation Committee) som skal fungere som hovedarena for samarbeid mellom RCC og de nordiske TSOene.

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

Nordisk RCC skal i samarbeid med de nordiske TSOene utvikle og operasjonalisere nye nordiske tjenester for driftstanskoordinering, sikkerhetsanalyser og kapasitetsfastsettelse, basert på felles nordisk nettmodell (CGM). TSOene deler individuelle nettmodell (IGM) for ulike tidshorisoner i spennet fra ett år frem i tid (Y-1) til noen timer frem i tid (ID), som sammenstilles til nordiske CGM-er av RCC. Status for arbeid med de ulike tjenesten blir beskrevet nærmere i delkapitlene under.

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.

I løpet av 2025 har Statnett utviklet og etablert systemer for produksjon, validering og distribusjon av IGM for ett år og én måned frem i tid (Y-1 IGM og M-1 IGM). Disse IGM-ene er viktig for det nordiske arbeidet med langsiktig kapasitetsfastsettelse (LTCC), for langtidsplanlegging og for markedsmeldinger (NUCS).

Fokus for 2026 er å etablere systemer for produksjon og innsending av Statnetts IGM-er for intradag. ID IGM skal benyttes til nordiske sikkerhetsanalyser.

7.3.2 Flytbasert Kapasitetsfastsettelse (CCC)

Tjenesten for flytbasert kapasitetsfastsettelse for Day-Ahead gikk live i oktober 2024. Siden da har NRCC kalkulert flytbaserte kapasiteter basert på D-2 CGM og dette har blitt brukt som input i markedsklarering.

Siden idriftsettelsen av flytbasert kapasitetsberegning har det vært signalisert behov fra markedet om tidligere publiseringer av forventede kapasiteter. Dette da flytbasertkapasiteter kun publiseres én gang per dag kort tid før markedskoblingen. Det ble derfor i 2025 besluttet å innføre publisering av preliminare

kapasiteter to dager før leveringsdøgnet, som forventes å være representative for kapasitetene som gis markedet. Dette ble etablert 8 januar i 2026, hvor Nordic RCC nå publiserer kapasitetene via JAO (Joint Allocation Office) to ganger per døgn.

Samtidig som Day-Ahead-markedet har innført flytbasert metodikk, brukes det fortsatt NTC-metodikk i Intradagmarkedet. Siden nettet utnyttes mer effektivt i Day-Ahead, er den tilgjengelige kapasiteten til Intradag ofte svært begrenset. I 2025 har de nordiske TSOene derfor jobbet sammen om å identifisere mulige forbedringer til beregning av Intradagkapasiteter. Det ble i 2025 utført en testperiode med endring av parameter i beregningen, noe som vil kunne gi noe høyere kapasiteter. Etter testperioden på to måneder ble endringen gjort permanent.

Langsiktig kapasitetsberegning (LTCC) er et område som har hatt prioritet i 2025, ved siden av forbedring av Day-ahead. For Y-1 gikk denne tjenesten live i slutten av oktober 2025. Denne tjenesten leverer prognoserte kapasiteter for kommende år og beregnes av RCC basert på Y-1 CGM. Tilsvarende prosess for en M-1 er planlagt i første halvdel av 2026. De langsiktige kapasitetsberegningene er basert på forhåndsdefinerte scenarier, og vil kunne avvike fra beregninger med andre tidsrammer, der målet er å gi aktørene bedre informasjon.

De nordiske TSOene har sammen med Nordic RCC, i løpet av 2025, startet opp prosjekt for innføring av flytbasert kapasitetsfastsettelse til Intradagauksjonene. Når flytbasert metodikk blir innført, vil det bety at kapasitetene vil kunne re-beregnes før hver auksjon, slik at kapasitetene som går til markedet er mer oppdaterte enn i dag, hvor kapasitetene kun beregnes en gang daglig. Idriftsettelse av prosjektet vil være avhengig av utvikling på Europeisk nivå. Det planlegges med en 6 måneders ekstern parallellkjøring, hvor kapasiteter beregnes og publiseres parallelt med dagens NTC-metodikk, slik at aktører kan sammenligne resultatene.

7.3.3 Koordinerte Sikkerhetsanalyser (CSA)

Det er RCC som driver det nordiske prosjektet for CSA og Statnett følger dette arbeidet tett. Første versjon av en nordisk sikkerhetsanalyse består av en daglig overlast og utfallsanalyse for kommende dag, basert på D-1 CGM. Tjenesten er viktig for å sikre at markedsresultatet er driftsmessig sikkert.

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

RCC har initiert utvikling av Intradag sikkerhetsanalyse, som skal basere seg på Intradag CGM. Implementasjonen av dette i Statnett avhenger derfor av parallelt arbeid med å frembringe ID CGM. I tillegg til dette har RCC også startet opp arbeid med kartlegging av RAO (Remedial Action Optimization) som vil være en del av den fremtidige sikkerhetskoordineringen.

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 overvåking av effektbalanse (STA)

Tjenesten sammenstiller nordiske prognoser for kapasitet, produksjon og last, og skal varsle om fare for effektbrist i Norden. STA ble satt i drift i 2019, og Statnett sender daglige oppdaterte prognoser for kommende 7 dager. Ved avdekket fare for effektbrist skal RCC være koordinator mellom de nordiske

TSOene for å avtale tiltak som kan bedre situasjonen. Det gjenstår fremdeles forbedringsarbeid før norske prognoser er av tilstrekkelig kvalitet. Nordisk STA inngår i en paneuropeisk STA-prosess som håndteres av RCC.

I 2025 ble videreutviklingen av nordisk STA lagt på et minimum.

7.3.6 Informasjonssikkerhet og datadeling på OPDE

Datautveksling med Nordisk RCC og ENTSO-E er underlagt omfattende europeiske krav til informasjonssikkerhet.

Deling av Statnetts D-1 og D-2 IGM-er er utsatt fra 2025 til Q1 2026. Hensikten er i første omgang å oppfylle vår forpliktelse om å delta i den europeiske prosessen.

7.4 Status for arbeidet med NBM – Nordic Balancing Model

I 2025 har Statnett gjennomført en rekke endringer til balanseringen, hvor automatisering av balanseringsprosessen og flaskehalshåndteringen var en enorm endring for alle involverte aktører. Overgangen var svært vellykket, men det ble også identifisert store behov for videre utvikling. Dette arbeidet har gått gjennom året og vil fortsette i tiden fremover.

De viktigste milepælene har vært:

- Dynamisk dimensjonering i kapasitetsmarkedet for mFRR innført 12. februar 2025. Dette muliggjør for mer målrettet reserveinnkjøp med varierende etterspørsel per time, budområde og reguleringsretning basert på prognoser for markedet.
- Automatisert balansering i aktiveringsmarkedet for mFRR innført 4. mars 2025. Med dette er normalprosessen i aktiveringsmarkedet for mFRR fullstendig automatisert inkludert flaskehalshåndtering, optimalisering og aktivering av ressurser hvert 15. minutt for å sikre balanse i hvert budområde.
- 15 min MTU i Intradag 19. mars
- Europeisk overgang til 15 min MTU Day Ahead 1. oktober har vært viktig for å sørge for samme tidsenhet på tvers av markeder.
- Investeringsbeslutning og oppstart av utviklingsarbeid for tilknytning til europeiske plattformene for utveksling av mFRR (MARI) og aFRR (PICASSO)

Det har vært mye fokus på høye priser i enkelte MTUer etter innføring av automatisert balansering. De viktigste tiltakene har vært manuell sikring og korrigerende av feilaktige priser fra algoritmen og forbedring av algoritmen for å unngå at feilaktige priser treffer markedet. For å sikre transparens og forståelse i markedet har Statnett også publisert månedsrapporter om mFRR-markedet fra juni 2025.

8 Vedlegg

8.1 VEDLEGG 1: Rapportering av frekvenskvalitet

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

Tabell 8.1 - Tall på frekvenskvalitet fra 2025

Rapporteringspunkt	Benevning	År
Gjennomsnittlig frekvens	Hz	49.999981
Standardavvik	Hz	0.032631
1-prosentil	Hz	49.916
5-prosentil	Hz	49.948
10-prosentil	Hz	49.962
90-prosentil	Hz	50.038
95-prosentil	Hz	50.053
99-prosentil	Hz	50.087
Maksimalt frekvensavvik	Hz	49.7 Hz, 04.10.2025 00:01:00 50.4 Hz, 13.06.2025 15:17:00
Maksimalt steady-state frekvensavvik	Min	58
Minutter med frekvensavvik > 100 mHz og < 200 mHz	Min	2557
Minutter med frekvensavvik < -100 mHz og > -200 mHz	Min	2537
Minutter med frekvensavvik > 200 mHz og < 500 mHz *)	Min	1
Minutter med frekvensavvik < -200 mHz og > -500 mHz *)	Min	0
Minutter med frekvensavvik > 500 mHz	Min	0
Minutter med frekvensavvik < -500 mHz	Min	0
Hendelser med frekvensavvik > 500 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik < -500 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik > 1000 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik < -1000 mHz	Antall	0
Hendelser med frekvensavvik > 200 mHz og ikke < 100mHz innen 15 min.	Min	35
Hendelser med frekvensavvik < -200 mHz og ikke > -100mHz innen 15 min.	Min	0

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

8.2 VEDLEGG 2: Tabell over driftssikkerhetsindikatorer iht. SOGL

Tabell 8.2 - Driftssikkerhetsindikatorer for 2024 og 2025

Artikkel	Indikator	Forkortelse	2024	2025
15.3 a)	Antall utløste anleggsdeler i transmisjonsnettet per år	OS-A	48	73
15.3 b)	Antall utløste kraftproduksjonsanlegg per år	OS-B	0	4
15.3 c)	Energi som ikke er levert som følge av ikke-planlagte frakoplinger av forbruksanlegg	OS-C	300	0
15.3 d)	Varighet av tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OC-D1	11	77
15.3 d)	Antall tilfeller av skjerpet driftstilstand og nøddriftstilstand	OS-D2	13	2
15.3 e)	Varighet av hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E1	0	0
15.3 e)	Antall hendelser der det ble konstatert mangel på reserver	OS-E2	0	0
15.3 f)	Varighet av spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F1	12:00	0
15.3 f)	Antall spenningsavvik som oversteg intervallene 0,90-1,05 pu	OS-F2	1	0
15.3 g)	Antall minutter utenfor standard frekvensintervall	OS-G1	10 330	5 094
15.3 g)	Antall minutter utenfor 50 % av maksimalt stasjonært frekvensavvik	OS-G2	3	0
15.3 h)	Antall nettoppdelinger eller lokale nettsammenbrudd	OS-H	7	0
15.3 i)	Antall strømstanser som omfatter to eller flere TSOer	OS-I	0	0
15.4 a)	Antall hendelser der en hendelse som inngår i listen over uforutsette hendelser, førte til en forringelse av systemets driftstilstand	OPS-A	12	2
15.4 b)	Antall hendelser nevnt i bokstav a) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene	OPS-B	0	0
15.4 c)	Antall hendelser der det oppsto en forringelse av systemets driftsforhold som følge av en ekstraordinær uforutsett hendelse	OPS-C	0	0
15.4 d)	Antall hendelser nevnt i bokstav c) der en forringelse av systemets driftsforhold inntraff som følge av uventede avvik fra forbruks- eller produksjonsprognosene	OPS-D	0	0
15.4 e)	Antall hendelser som førte til en forringelse av systemets driftsforhold som følge av mangel på reserver av aktiv effekt	OPS-E	0	0

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



Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

