

Statnett —

Kraftmarkedsåret 2025



Forord

Elektrisitetens betydning for vår levestandard kan vanskelig overvurderes. For et velfungerende samfunn har vi behov for god forsyningssikkerhet av elektrisk energi til lavest mulig kostnad. Et godt utformet marked bør gi markedsaktørene presise prissignaler, basert på nettet, produksjonsmiksen og de fysiske egenskapene ved forbruksmiksen, slik at verdiskapingen kan maksimeres. Ulike markeder tjener ulike formål, og skal understøtte en overgang til fornybar energi, mer variabel kraftproduksjon, og en god utnyttelse av kraftsystemet.

Kraftmarkedsåret 2025 gir en oversikt over de ulike kraftmarkedene, og utviklingen i dem. I 2024 og 2025 har det skjedd store endringer i markedene, med overgang til flytbasert markedskobling i døgnet, overgang til 15 minutters tidsoppløsning i alle energimarkeder og automatisert balansering. I tillegg har ny 420 kV ledning mellom Aurland og Sogndal gitt betydelig kapasitetsøkning mellom Midt- og Sør-Norge. Vi vil beskrive effektene av disse endringene.

Videre vil rapporten gi nøkkeltall for utviklingen i produksjon, forbruk, utveksling med utlandet og utviklingen i de ulike markedene og presentere prognoser for kjøp av kapasitet i reservemarkedene for 2026 og 2027.

Statnett tilbyr flere analyseprodukter som analyserer kraftmarkedet både for 2025 og hvordan det vil utvikle seg frem i tid. Disse er presentert i tabell 10. Rapporten benytter forkortelser, som er forklart i vedlegg.

Vi håper rapporten er av interesse for mange.

Send gjerne tilbakemeldinger og forbedringsforslag til firmapost@statnett.no.

Mars 2026

Peer Olav Østli
Konserndirektør Systemdrift og Marked

Kjerstin Bakke
Direktør Markedsdesign og Systemutnyttelse

Innhold

Forord	2
Kraftmarkedene inndeling	4
Energiåret 2025	7
Energimarkeder	12
Reservemarkeder	19
Finansielle markeder	32
Vedlegg	34

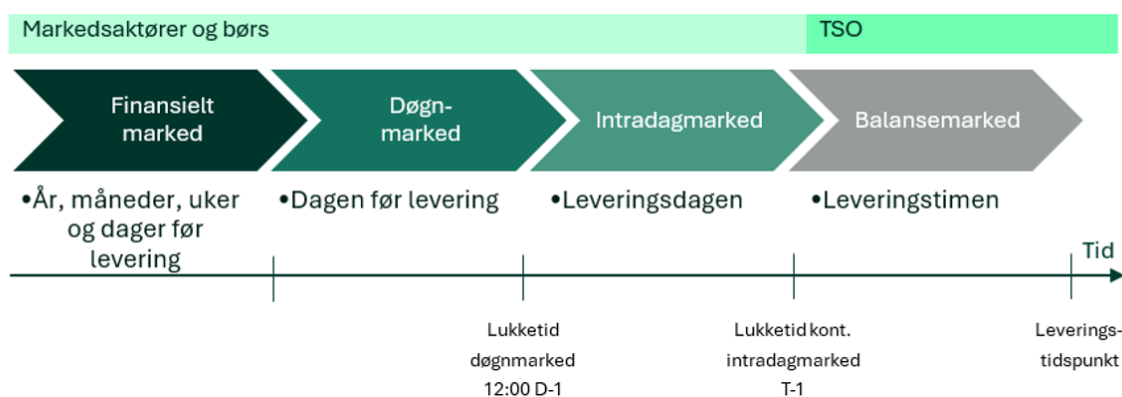
Kraftmarkedene inndeling

Kraftmarkedet har mange funksjoner. Det skal bidra til at vi har balanse mellom strømmen som forbrukes og produseres til enhver tid. Markedene er oppdelt i ulike tidsrammer frem mot driftstimen. Den samlede kostnaden av å dekke forbruket gjøres så lav som mulig ved å bruke de billigste kraftverkene først, på tvers av landegrensene. Kraftmarkedet er et verktøy for å drifte kraftsystemet på en sikker måte. Videre bidrar prissignalene i kraftmarkedet til en langsiktig tilpasning mellom installert produksjonskapasitet og forbruk. Dette kapitlet gir en forenklet oversikt over de ulike markedene, som det er vanlig å dele inn i.

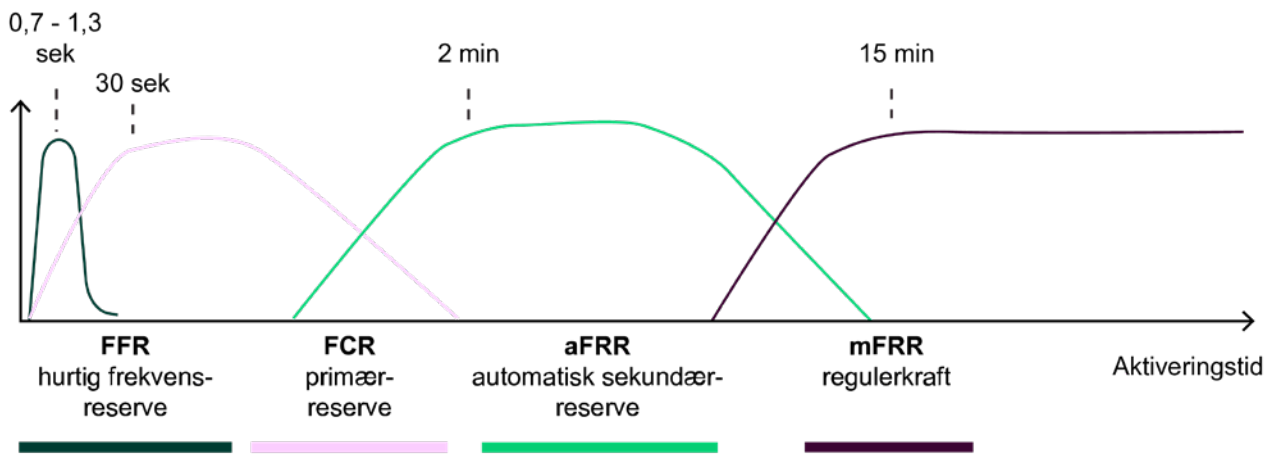
Finansielle markeder skal gi forutsigbarhet

Det finansielle kraftmarkedet er et marked som skiller seg fra det fysiske døgn- og intradagmarkedet på flere måter. For eksempel medfører finansielle produkter ikke fysisk levering, men bare prissikring, handelen finner sted lenge før leveringstimen og kontraktene har lengre tidshorisont enn de fysiske

produktene. Disse kan handles på børs eller bilateralt mellom partene. For aktører er hensikten med langsiktige kontrakter å gi en forutsigbar inntekt eller kostnad. Kontraktene kan også handles som et rent trading-instrument. Kontraktene kan ha ulik varighet, alt fra uker og år, og alle kontrakter gjøres opp finansielt, uten fysisk sluttoppgjør i form av kraftleveranser.



Figur 1: Figuren illustrerer markedene sekvensielt, inkludert klokkeslett for lukketid. D står for driftsdøgn og T for driftskvarter.



Figur 2: Oversikt over reservemarkedene med ledetider

Døgnet sørger for optimalisering av kraftressursene

I døgnet, også kalt spotmarkedet, omsettes mesteparten av kraften i det nordiske kraftsystemet. Denne handelen foregår dagen før fysisk leveranse, og danner basis for fordeling av produksjon og forbruk for kommende døgn. De nasjonale markedene er innlemmet i et felles europeisk marked gjennom Single Day-Ahead Coupling (SDAC), som er en felles markedsmodell bygget på en avansert algoritme kalt EUPHEMIA. Algoritmen beregner priser og kraftflyt mellom alle land i Europa for det neste døgnet.

Intradagmarkedene optimaliserer innenfor driftsdøgnet

Intradagmarkedene sørger for optimalisering nærmere driftstimen. Resultatet i døgnetklaringen gir viktig informasjon om det kommende driftsdøgnet, men det er umulig å forutsi helt nøyaktig hvor mye strøm det er behov for eller som kan produseres påfølgende dag. Intradagmarkedene er etablert for å gi aktørene mulighet til å korrigere ubalanser nærmere driftsfasen. Dette skjer enten gjennom det kontinuerlige intradagmarkedet (IDC), eller gjennom intradagauksjoner (IDA). Det gjennomføres tre auksjoner per døgn: kl. 15:00 (IDA 1) og kl. 22:00 (IDA 2) dagen før levering, samt kl. 10:00 (IDA 3) leveringsdagen. Prisene i auksjonene fastsettes på samme måte som i døgnet.

I det kontinuerlige intradagmarkedet skjer prisingen ved løpende matching av høyeste kjøpsbud mot laveste salgsbud frem til en time før levering. Kraftbørsene opererer med delte ordrebøker, slik at bud kan matches på tvers av store geografiske områder i Europa, så lenge det er tilgjengelig overføringskapasitet.

Det at markedsaktørene kan balansere sine posisjoner inntil én time før leveringstid er gunstig både for markedsaktørene og for systemoperatørene, fordi det reduserer behovet for å håndtere ubalanser i driften av kraftsystemet. Kostnadene forbundet med å sikre og benytte reserver blir lavere, og forsyningssikkerheten styrkes.

Reservemarkedene håndterer ubalanser i sanntid

Selv med god planlegging i døgnet- og intradagmarkedene, vil forbruk og produksjon avvike fra prognosene. Avvik skaper ubalanser, som Statnett må håndtere for å opprettholde frekvensen på 50 Hz og overføringsbegrensningene i nettet. Til dette benyttes reservemarkeder (balansemarkeder), og Statnett bruker fire forskjellige reserveprodukter se Figur 2: FCR (primærreserver), aFRR (sekundærreserver), mFRR (tertiærreserver) og FFR (raske frekvensreserver).

Statnett kjøper opsjoner på regulering gjennom kapasitetsmarkedet. Disse markedene stenger kl.



Figur 3: Tidslinje for markedsutviklingen. Markedene blir mer dynamiske og automatiserte.

07:30 dagen før levering og skal sikre at Statnett har tilstrekkelige reserver i driftsfasen. En andel av kapasiteten på hver overføringsforbindelse reserveres først til utveksling av aFRR og mFRR. Aktører som får tilslag i kapasitetsmarkedene for aFRR og mFRR, mottar betaling og er forpliktet til å levere tilsvarende volum når det er behov for aktivering.

En milepæl i 2025 var overgangen til automatisk balansering med mFRR og lanseringen av det nordiske energiaktiveringsmarkedet for mFRR (mFRR EAM). I dette markedet deltar både aktører med og uten deltakelse i kapasitetsmarkedet (mFRR CM). Aktører som får tilslag i mFRR CM er forpliktet til å levere et aktiveringsbud, mens andre aktører står fritt til å delta i mFRR EAM med frivillige bud. I likhet med døg- og intradagmarkedene, har mFRR EAM en tidsoppløsning på 15 minutter, og prisen fastsettes etter marginalprisingsmetodikk. En oversikt over de ulike reserveproduktene Statnett benytter finnes i Tabell 5 i vedlegg.

En tilsvarende ordning gjelder for aFRR, med både kapasitets- og aktiveringsmarked. Aktører som får tilslag i aFRR CM, får betaling for å være tilgjengelig og vil i tillegg få betaling ved aktivering. Reguleringsobjektene som får tilslag i aFRR CM, aktiveres parallelt for aktuelle objekter. Statnett planlegger deltakelse i det europeiske energiaktiveringsmarkedet for aFRR i løpet av 2028.

Markedene blir mer dynamiske og automatiserte

15 minutters tidsoppløsning ble innført i alle energimarkeder i 2025, som legger grunnlaget for mer presis og effektiv ressursutnyttelse.

Flytbasert markedskobling i døgnmarkedet ble innført i 2024, etterfulgt av automatisert balansering med mFRR. Videre skal innføring av flytbasert markedskobling i intradagauksjonene skje til neste år, og vi forventer da økt kapasitet og handel i intradagauksjonene. Tilknytning til de europeiske reservemarkedene for aFRR og mFRR forventer vi skje 2028 for aFRR og at det vil gi økt fleksibilitet og styrke forsyningssikkerheten. Som illustrert i Figur 3, har kraftmarkedene gjennomgått store endringer på kort tid, og utviklingen mot mer dynamiske og automatiserte løsninger vil fortsette.

Energiåret 2025

2025 var et vått og mildt år med økt tilsig. Kraftproduksjonen var den høyeste vi har registrert på 161,9 TWh, en økning på 4,7 TWh fra 2024. Det samlede kraftoverskuddet i Norge i 2025 var 22,7 TWh, som er en øking på 2,4 TWh sammenlignet med året før. Det store overskuddet ga også rekordstor eksport på 33,8 TWh og en nettoutveksling (eksport minus import) på 22,9 TWh. Temperatur og nedbør varierer mellom årene og påvirker kraftproduksjon og forbruk. Den underliggende trenden er at det blir lavere kraftoverskudd i årene framover.

Viktige hendelser i 2025

2025 er det første hele året der flytbasert markedskobling har blitt benyttet, som modell for kapasitetsfastsettelse for døgnet. Modellen reflekterer bedre fysikken i nettet og muliggjør mer kapasitet til markedene. Når overføringskapasiteten øker i eksisterende nett, gir det en høyere samfunnsøkonomisk gevinst.

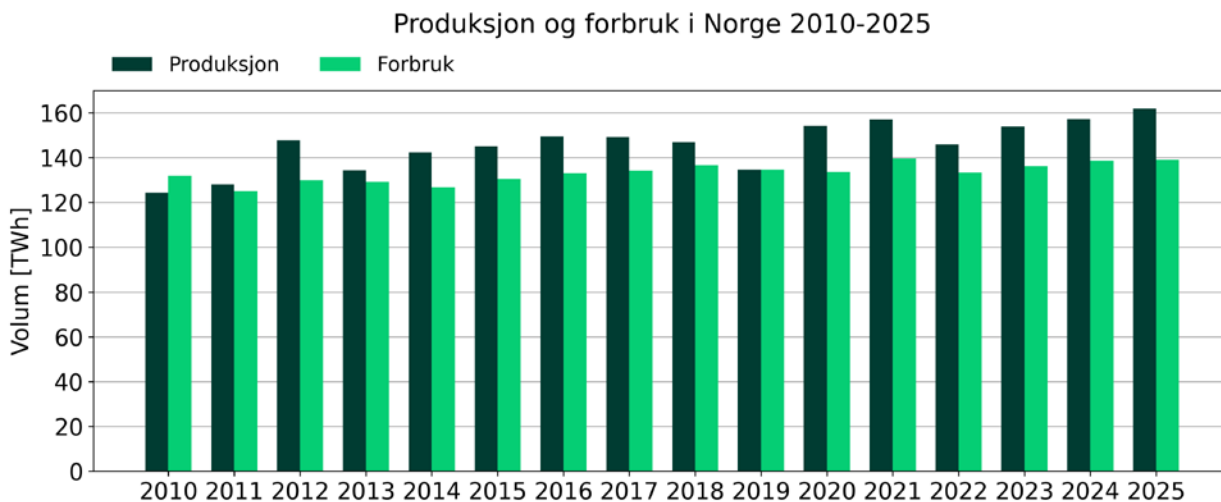
Tidsoppløsning ble endret fra 60 til 15 minutter for døgnet, intradagsmarkedet, og mFRR EAM. Dette legger grunnlaget for høyere presisjon i produksjons- og forbruksplanene, mer effektiv ressursutnyttelse samt forbedret frekvenskvalitet. mFRR EAM ble satt i drift 4. mars, IDA var første auksjon med 15 minutter med leveringsdato 19. mars, Fra 30. september gikk også døgnet over til kvarter, slik at Norge og resten av Europa hadde spotpriser med kvartersoppløsning fra 1. oktober 2025.

Automatisert balansering og flaskehalshåndtering var en forutsetning for finere tidsoppløsning i markedene. I tillegg ble oppgraderingen av ledningen Aurland-Sogndal fullført. Ledningen er nybygd på det høyeste spenningsnivået 420 kV. Ferdigstillingen av denne forbindelsen innebærer at det nå er et sammenhengende strømmnett på dette spenningsnivået fra Alta til Kristiansand.

Produksjon og forbruk

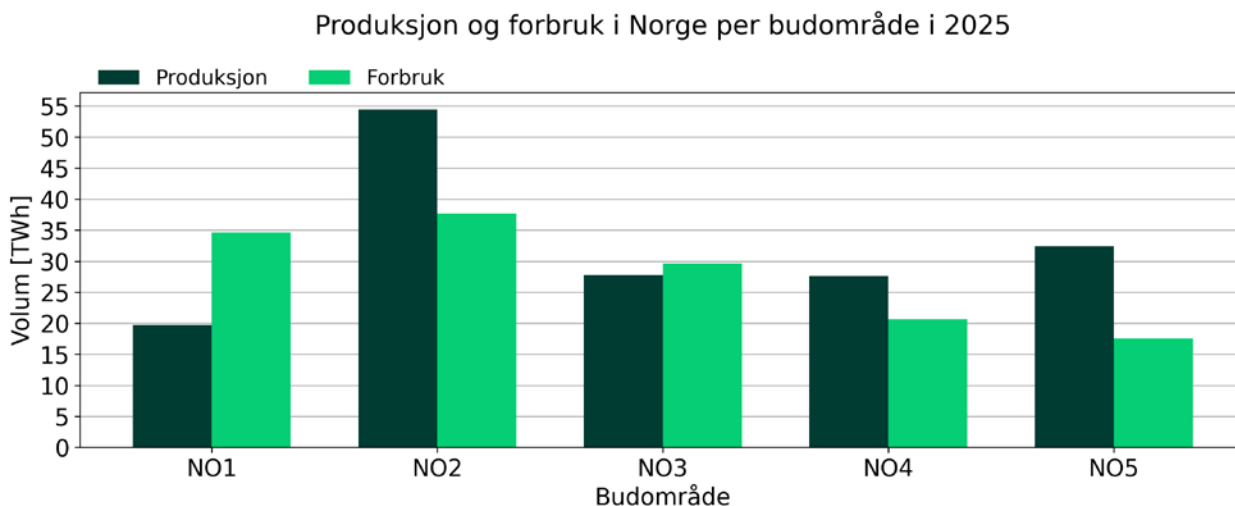
Produksjonsrekord i 2025

I 2025 ble det produsert 161,9 TWh kraft i Norge – den høyeste årsproduksjonen som er registrert, vist i Figur 4. Dette er 4,7 TWh mer enn i 2024, som tidligere hadde rekorden. Økningen skyldes i stor grad et høyt tilsig i Midt- og Nord-Norge. Forbruket i 2025 var 139,2 TWh, det nest høyeste som er målt i Norge. Dette er 0,3 TWh lavere enn i 2021.



Figur 4: Produksjon og forbruk i Norge siste 16 år. Nettap er inkludert i forbruket.

Datakilde: SSB for 2010-2024, Elhub for 2025.



Figur 5: Produksjon og forbruk i Norge for hvert budområde i 2025.

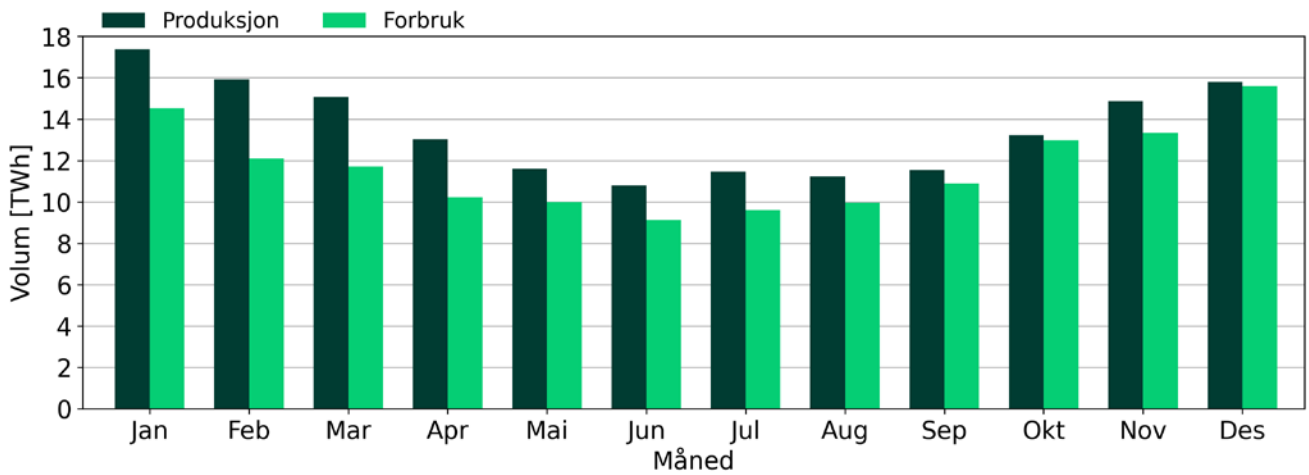
Nettap er inkludert i forbruket. Datakilde: Elhub

¹ Norge hadde dermed et kraftoverskudd på 22,7 TWh. Dette er det høyeste kraftoverskuddet som er registrert, og 2,4 TWh høyere enn våtåret 2020. Som figuren viser nedenfor, har Norge normalt et stort kraftoverskudd, der det kun har vært lavere produksjon enn forbruk i 2010 de siste 16 årene. 2025 var imidlertid et mildt år. Korrigeret for temperatur var forbruket noe høyere i 2025, og beregnet til 141 TWh. Statnetts Langsiktig markedsanalyse (LMA) viser at det er sterke drivere for økt forbruk og redusert kraftoverskudd i årene framover.

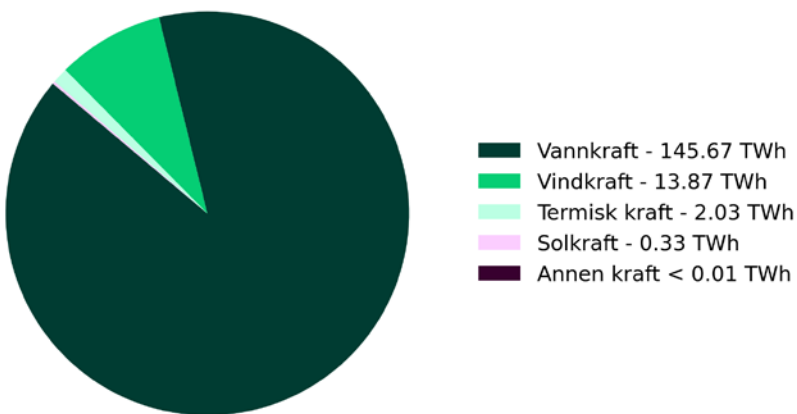
Overskudd i NO2, NO4 og NO5

NO2, NO4 og NO5 er områdene som normalt har betydelig produksjonsoverskudd, hovedsakelig basert på regulerbar vannkraft (se Figur 5). Høy produksjon i løpet av et år vil som regel følge av høyt tilsig, og motsatt for lavt tilsig. Produksjonen i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) var på omtrent samme nivå som i 2024, mens Nord-Norge (NO3 og NO4) hadde en markant økning. Samlet produksjon Nord-Norge var 55,4 TWh i fjor, mot 47 TWh i 2024.

Produksjon og forbruk i Norge per måned i 2025



Figur 6: Produksjon og forbruk i Norge per måned i 2025. Nettap er inkludert i forbruket. Datakilde: Elhub



Figur 7: Produsert mengde elektrisk kraft per produksjonstype. Datakilde: Elhub.

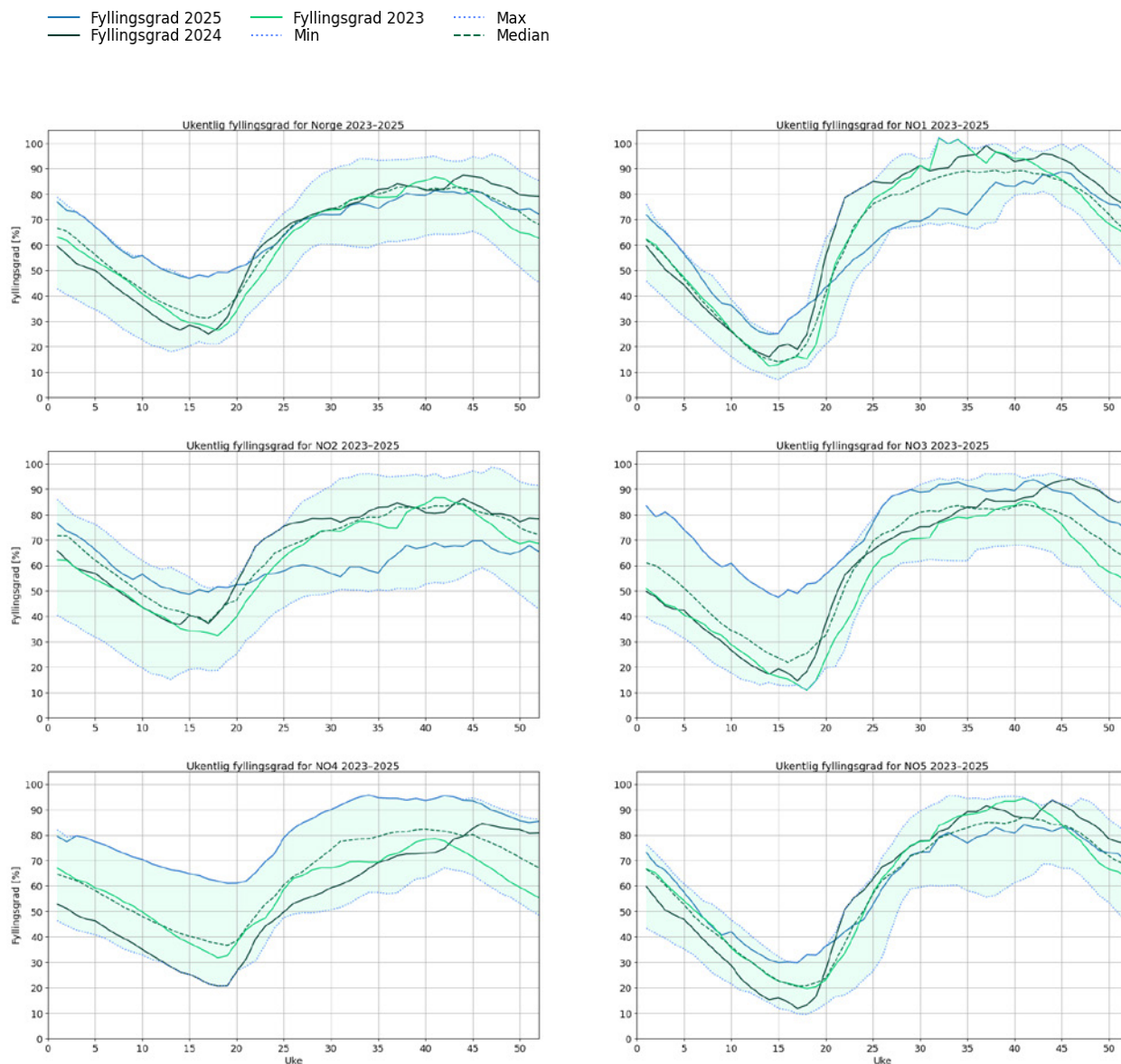
Januar hadde både det høyeste forbruket og den høyeste produksjonen i 2025, med henholdsvis 17,4 TWh og 14,8 TWh, som vist i Figur 6. Laveste produksjon ble registrert i juni, mens juli hadde lavest forbruk. Produksjonen var høyere enn forbruket i alle måneder gjennom året.

Produksjon fordelt på teknologi

I 2025 ble det produsert 145,7 TWh vannkraft og 13,9 TWh vindkraft, som vist i Figur 7. Dette utgjorde

henholdsvis 90,0 % og 8,6 % av total produksjon. Det meste av den resterende produksjonen kom fra termisk kraft med 2,0 TWh.

Elhub registrerer kun solkraft som mates inn på nettet. Den faktiske solkraftproduksjonen er derfor høyere enn de 0,33 TWh som fremgår av statistikken, siden egenproduksjon i industri og husholdninger ikke inkluderes. Dette er en økning på 0,08 TWh fra året før. NVE estimerer total solkraftproduksjon i 2025



Figur 8: Ukentlig utvikling av fyllingsgrad for norske vannmagasiner. Min-, maks- og medianverdier er basert på historikk for de siste 20 årene. Datakilde:NVE

til 0,62 TWh.² Dette indikerer at det totale forbruket i Norge er 0,30 TWh høyere enn det som registreres i statistikkene.

Rekordhøy fyllingsgrad i Nord-Norge, høy i Sør-Norge

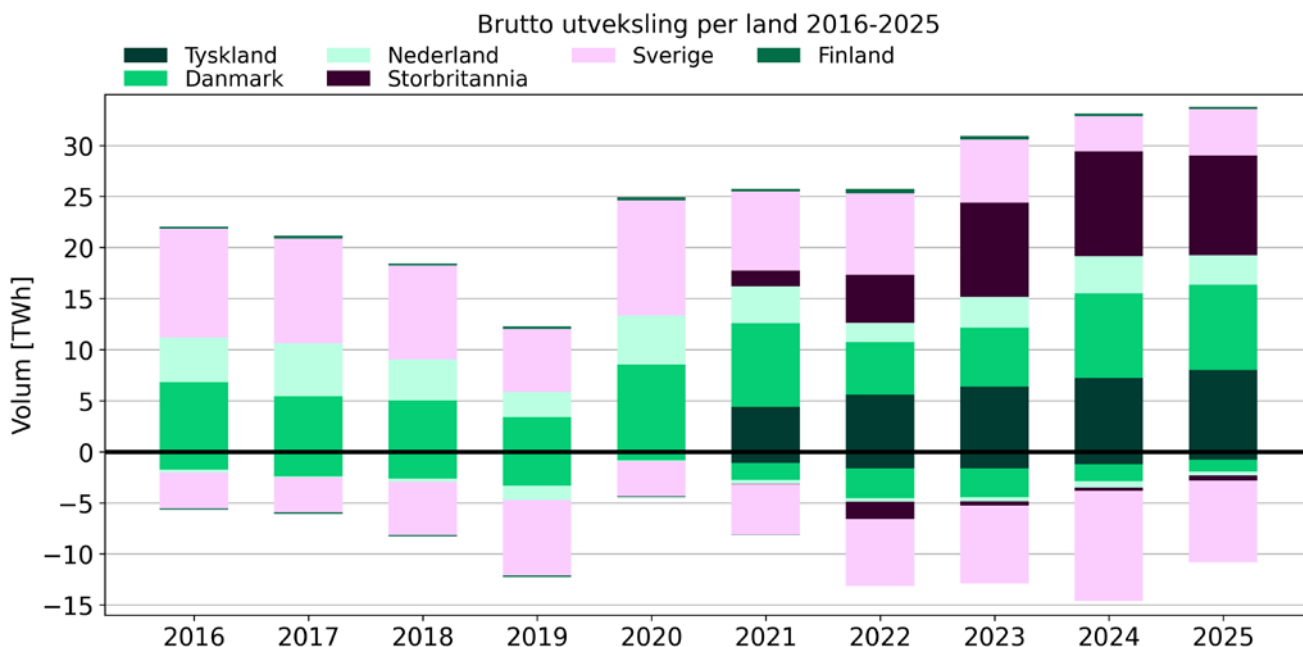
Magasinfylingen er en sentral indikator for kraftressurssituasjonen både nasjonalt og per budområde, og påvirker kraftprisene. Figur 8 viser utviklingen i magasinfylingen fra 2023 til 2025.

Utveksling

I 2025 ble det eksportert 34,3 TWh og importert 11,3 TWh, se Figur 9. Dette tilsvarer en bruttutveksling på 45,6 TWh³. Dette er den høyeste eksporten som er målt i Norge, tett etterfulgt av 2024 med 33,1 TWh eksport. Det er også den høyeste nettoeksporten. Som vist i figuren nedenfor var det mest utveksling med Sverige, som også var det eneste landet som Norge hadde nettoimport fra.

2 [Oversikt over solkraftanlegg i Norge - NVE](#)

3 Utvekslingstallene gjelder kun målere i transmisijsnettet, og utveksling knyttet til regionalnett er ikke inkludert. Dette gjelder alle utvekslingstall som presenteres i rapporten. Små avvik kan dermed forekomme mot andre kilder.



Figur 9: Årlig brutto utveksling fordelt på land 2016-2025. Eksport defineres som positiv retning og import negativ. Datakilde: Statnett.

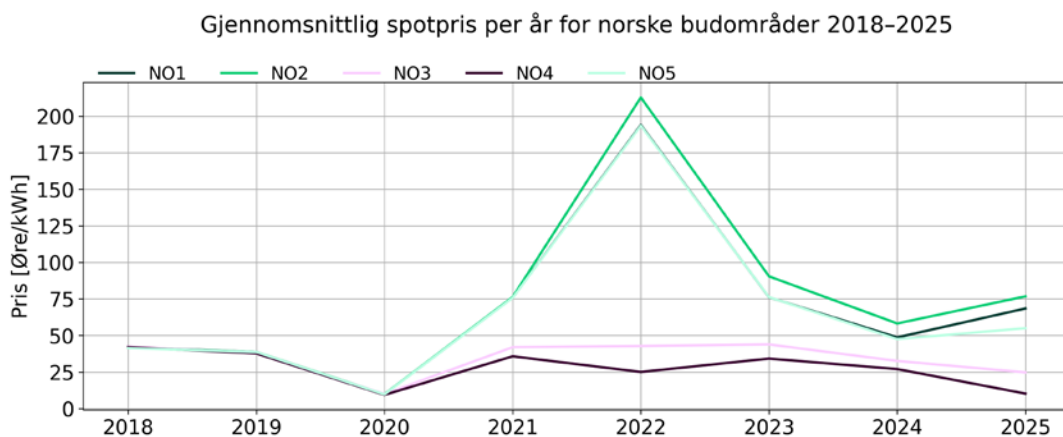
Eksporten var høyest til Storbritannia på 9,8 TWh, etterfulgt av Danmark og Tyskland på 8,3 TWh og 8,0 TWh. Eksporten til Danmark var dermed det samme som i 2024, men har økt med 0,8 TWh til Tyskland og blitt redusert med 0,5 TWh til Storbritannia. Samlet bruttoutveksling for kabelforbindelsene var 31,8 TWh, der 29,0 TWh var eksport og 2,8 TWh var import. Dette er den laveste importen på kabelforbindelsene siden forbindelsene mot Tyskland og Storbritannia ble satt i drift 2021.

Forbindelsene mot Tyskland, Danmark og Storbritannia utgjorde om lag 25-30 % hver av eksporten. Sverige er eneste land der det var nettoimport, og 74 % av importen kommer fra Sverige. Den høye importen fra Sverige skyldes blant annet stort produksjonsoverskudd i Nord-Sverige, som importeres til Norge via NO1 og går videre til Europa gjennom de undersjøiske

mellomlandsforbindelsene. Det var nest mest import fra Danmark, som utgjorde i underkant av 11 %. I 2025 ble importen på kablene halvert sammenlignet med 2024, fra 7 til 3.5 TWh. Dette skyldes i stor grad et vått vær i Midt – og Nord Norge.

Energimarkeder

Flytbasert markedskobling for døgnet bidro til økt kraftflyt mellom nord og sør. Omsatt volum i intradagsmarkedet er redusert og det er registrert færre timer med negative priser. Energimarkedene består av bilateral handel, døgnet og intradagsmarkedene.



Figur 10: Gjennomsnittlig spotpris per år for norske budområder. Datakilde: Nord Pool

Døgnet ga høyere spotpriser i sør og lavere i nord

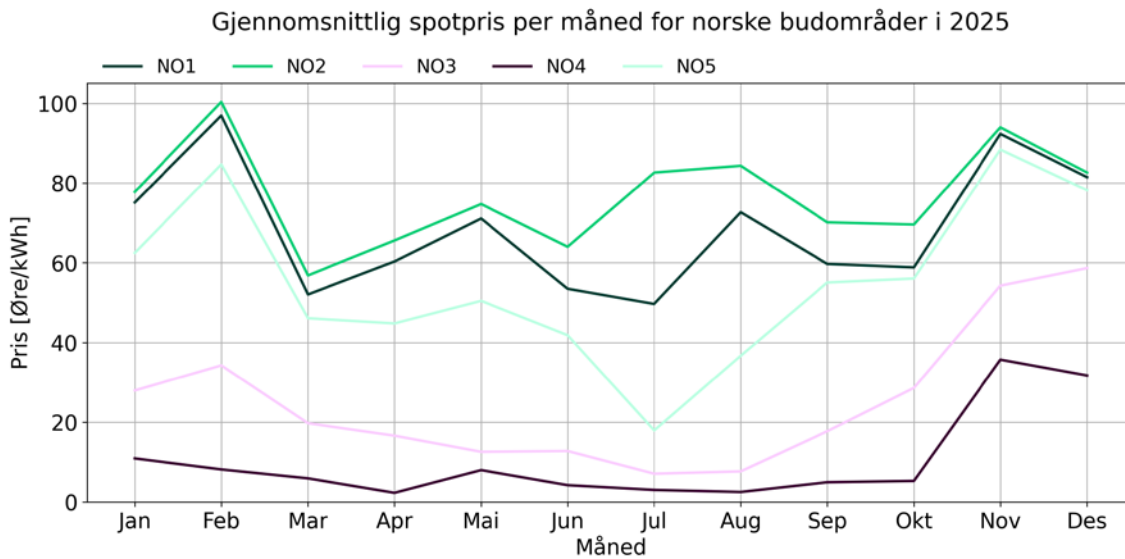
I 2025 hadde Norge en gjennomsnittlig spotpris i døgnet på 47,0 øre/kWh, en økning på drøyt 4 øre/kWh fra 2024, og noe høyere enn nivåene før 2021, da prisene steg kraftig før det eksepsjonelle året 2022. Se Figur 10.

De høye prisene i Sør-Norge i 2025 skyldtes blant annet relativt lite nedbør gjennom vinteren og sommeren, som resulterte i lavt tilsig. I NO3 og NO4 var situasjonen motsatt, med rekordhøyt tilsig og fulle vannmagasiner, som ga de laveste prisene siden vårtåret 2020. Den månedlige gjennomsnittsprisen for NO1 og NO2 lå mellom 50 og 100 øre/kWh i 2025, som vist i Figur 11. Tidligere har NO5 hatt svært lik pris

som NO1. Det observeres i både Figur 10 og Figur 11 at NO5 divergerer fra NO1 i 2025, som hovedsakelig skyldes introduksjonen av flytbasert markedskobling 30. oktober 2024. Dette var også tilfellet i perioden november – desember 2024, da NO5 begynte å divergere fra NO1⁴.

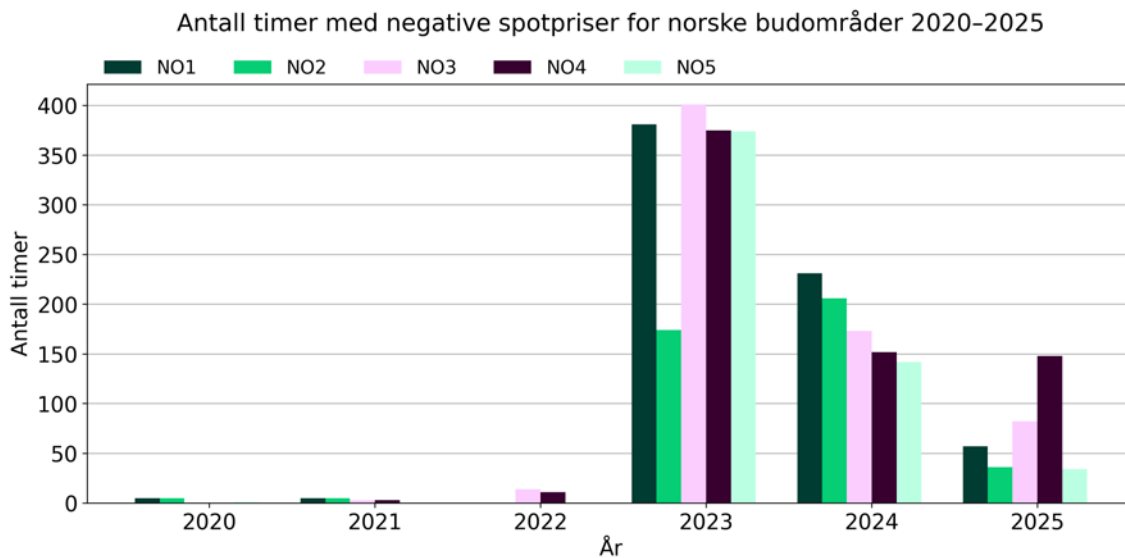
I juli oppsto spesielt store prisforskjeller internt i Sør-Norge. Flere utkoblinger i NO5, deriblant kraftverkene i Aurland som var adskilt fra resten av nettet, samt arbeid på flere andre linjer, reduserte kapasiteten med opptil 1800 MW mellom NO5 og NO1. Høye temperaturer i Sør-Norge ga redusert kapasitet på gjenværende ledninger, og forsterket effekten.

2. oktober 2025 ble den nye 420 kV-linjen mellom Sogndal og Aurland satt i drift. Dette



Figur 11: Gjennomsnittlig spotpris per måned for norske budområder i 2025.

Kilde: Nord Pool



Figur 12: Antall timer per år med negative spotpriser 2020-2025.

Kilde: Nord Pool.

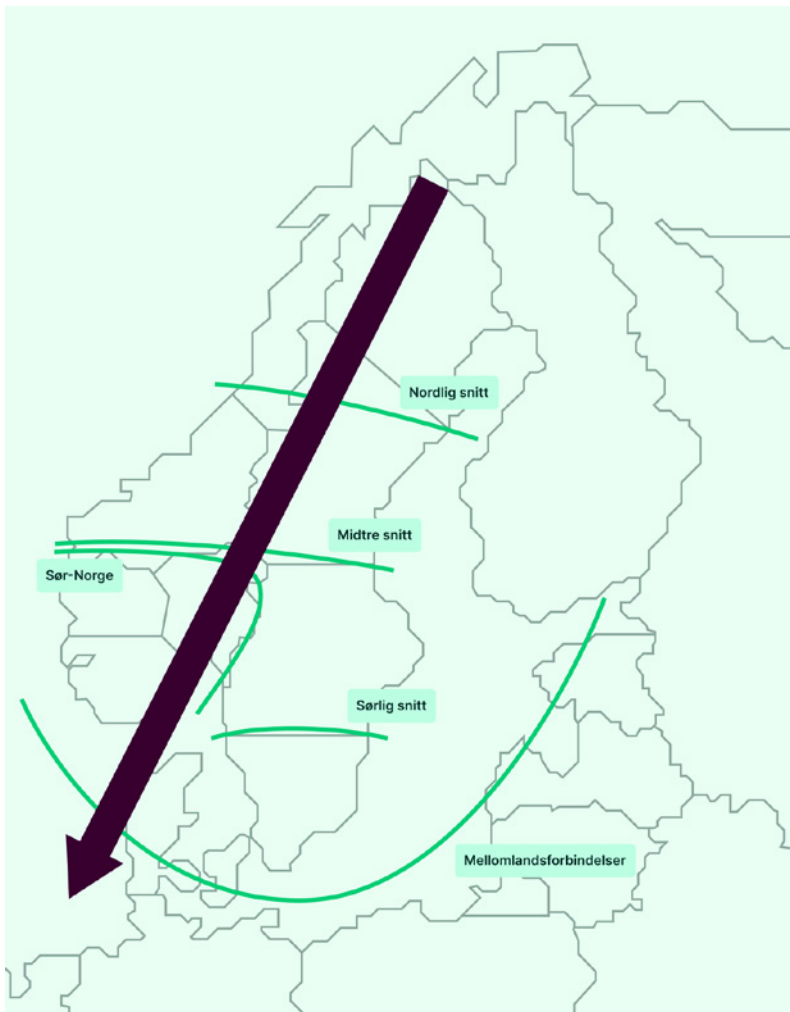
ga et sammenhengende 420 kV-sentralnett fra Skillemoen i Alta kommune til Kristiansand, og har økt overføringskapasiteten i nettet. Prisene i både NO3 og NO4 har økt etter idriftsettelsen, men må sees i sammenheng også med sesongvariasjoner med kaldere vær.

Nedgang i antall timer med negative priser

Negative priser oppstår når produksjonsønsket

overstiger forbruk og kapasitet ut av området. I 2025 var det en betydelig nedgang i antall timer med negative priser i alle prisområder, med unntak av NO3. Se figur 12

NO3 og NO4 påvirkes av vindkraft i Nord-Sverige og Finland. SE2 i Sverige var prisområdet i Europa med høyest andel negative priser i 2025.



Figur 13: Snitt i Norden. Nordlig snitt: NO4-NO3 og SE1-SE2, Midtre snitt: NO3-NO5, NO3-NO1 og SE2-SE3, Sør-Norge: NO1-SE3, NO3-NO5 og NO3-NO1, Sørlig snitt: SE3-SE4, og mellomlandsforbindelser, Norden og kontinentale Europa.

I Sør-Norge har alle tre prisområder hatt færre negative priser. En viktig årsak var lite nedbør gjennom årets første måneder. I 2023 og 2024 var snømagasinene store, noe som ga mye uregulerbar elvekraft under vårsmeltingen. Kombinert med import av solkraft fra kontinentet førte dette til flere tilfeller med negative priser gjennom våren og sommeren. I 2025 var snømagasinene lavere, noe som ga kortere smelteperiode og mindre produksjonspress. Uværet Hans i 2023 førte til mange negative priser på høsten, særlig i NO1. Det har ikke vært tilsvarende vær-situasjoner i 2025, men uværet Amy medvirket sterkt til negative priser i starten av oktober.

Flytbasert økte utvekslingen i Norden

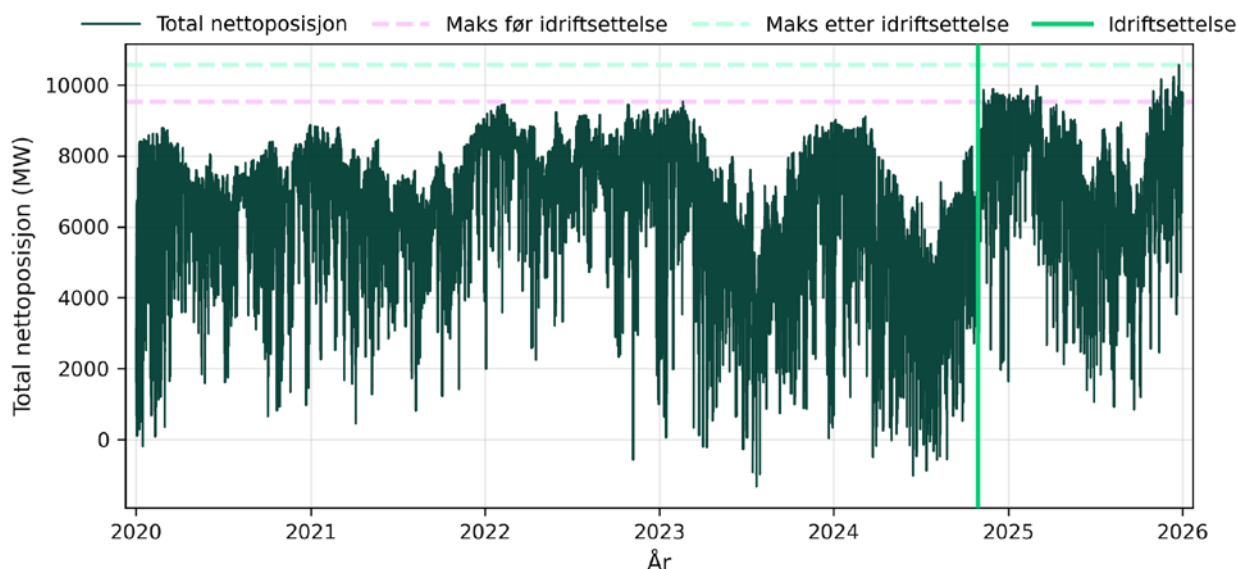
29. oktober 2024 markerte en fundamental endring i det nordiske kraftmarkedet, se Figur 13. Denne dagen ble flytbasert markedskobling i døgnet innført, med virkning fra påfølgende døgnet. Tidligere

ble handelskapasiteter beregnet som netto overføringskapasitet (NTC) per budområdegrens, mye basert på operatørens erfaring og kjennskap til systemet.

Med flytbasert markedskobling benyttes en detaljert nordisk nettmodell for beregning av kapasitet i nettet i Norden. Dette har økt utnyttelsen av eksisterende nett i gjennomsnitt over 20 % og gitt et økt samfunnsøkonomisk overskudd. Nytevirkingene vil fordeles ulikt mellom forbrukere og produsenter i de forskjellige budområdene, og variere over tid.

2025 var det første hele året med flytbasert markedskobling. Analysene viser gjennomgående økt kraftflyt fra overskuddsområdene i nord mot sør. Flyten har økt over alle store strukturelle flaskehalsen etter innføringen, se Figur 14.

Utvikling i nordlig nettoposisjon før og etter flytbasert markedskobling (NO3, NO4, SE1 & SE2)



Figur 14. Utvikling i nordlig nettoposisjon før og etter flytbasert markedskobling (NO3, NO4, SE1 & SE2). Kilde: Nord Pool.

Gjennomsnittlig flyt over snittene har økt som følge av høye magasinutfyllinger og sterk vindkraftproduksjon, mens økte maksimale flyter skyldes høyere tilgjengelig kapasitet – i stor grad som følge av flytbaserte beregninger, se Tabell 1. Sør-Norge viser en tydelig økning i både gjennomsnittlig og maksimal flyt. Det skyldes hovedsakelig økning i flyt mellom SE3 og NO1, der flyten var mye mer begrenset tidligere. Begrensninger på Kontiskan (HVDC-kabel DK1–SE3) og det sørlige snittet har i perioder påvirket flytmønsteret og dreid flyten mot disse snittene nevnt i tabellen.

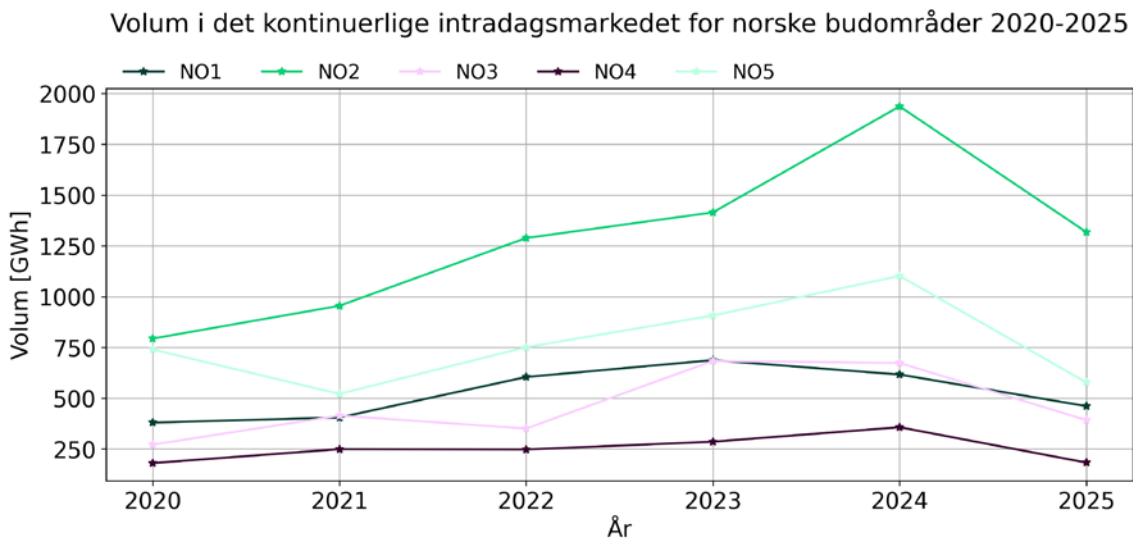
	Endring gjennomsnittlig flyt ⁵	Endring maks flyt
Nordlig snitt	↑ 32 %	↓ 6 %
Midtre snitt	↑ 31 %	↑ 9 %
Sørlig snitt	↑ 0,2 %	↑ 9 %
Sør-Norge	↑ 243 %	↑ 23 %
Mellomlandsforbindelser	↑ 6 %	→ 0 %

Tabell 1: Gjennomsnittlig og maksimal flytendring på viktige korridorer i Norden. Kilde: Nordic RCC.

Figur 14 viser utviklingen i samlet nettoposisjon, definert som produksjon minus forbruk, basert på resulterende kraftoverføring fra døgnet for de nordlige budområdene NO3, NO4, SE1 og SE2 i perioden 2020-2025. Før innføringen av flytbasert markedskobling, var maksimal observert nettoposisjon 9 530 MW se Figur 14. Etter idriftsettelse av flytbasert 29. oktober 2024, observeres en tydelig økt overføring fra nord til sør i Norden. I vinterperioden økte maksimal nettoposisjon med 440 MW sammenlignet med nivåene før flytbasert. Ved å ta hensyn til faktiske begrensningene ved kapasitetsfastsettelsen muliggjøres en mer effektiv utnyttelse av nettet. Betydelig høyere tilsig nord i 2025 sammenlignet med 2024 bidro også til denne økte nettoposisjonen.

I løpet av 2025 økte den maksimale nettoposisjonen ytterligere, og nådde 10 566 MW. Sammenliknet med maksimumsnivået før flytbasert, tilsvarer dette en samlet økning på 1 036 MW, eller 10,87 %. Denne økningen kan ikke utelukkende tilskrives flytbasert alene. Blant annet ble 420 kV ledningen Aurland-Sogndal satt i drift 2. oktober 2025, og endret tilsig kan også ha påvirket flytmønstrene i denne perioden. Med mer erfaring fra driften framover forventer vi ytterligere noe kapasitetsøkning.

⁵ Datagrunnlag: Data fra NRCC, datasammenligning to år før innføring versus ett år etter.



Figur 15: Omsatt volum i det kontinuerlige intradagsmarkedet per budområde, som Nord Pool opererer.

Flytbasert innebærer at døgnet utnytter en større andel av kapasiteten i nettet. Dermed reduseres kapasiteten til de resterende markedene. At det er lite kapasitet igjen til intradagsmarkedene har for eksempel gjort det vanskeligere for aktørene å handle seg i balanse før driftstimen, noe som er omtalt nærmere i neste avsnitt.

Intradagsmarkedene får mindre av nettkapasiteten

Det er to intradagsmarkeder, kontinuerlig handel (IDC) og auksjoner (IDA). Intradagsmarkedene er volummessig betraktelig mindre enn døgnet, men likevel viktige for at aktørene skal kunne handle seg i balanse nærmere driftstimen. Omtrent 4 TWh ble omsatt i intradagsmarkedet for de norske budområdene i 2025, 3 TWh i det kontinuerlige markedet, og 1 TWh gjennom auksjonene. Dette er en nedgang på om lag 1 TWh fra 2024. Til sammenligning ble det omsatt 279 TWh⁶ i døgnet, som med flytbasert markedskopling utnytter mer av nettkapasiteten.

Redusert volum i det kontinuerlige intradagsmarkedet

Det kontinuerlige intradagsmarkedet har vokst jevnt de siste årene frem til 2024. Økt utbygging av

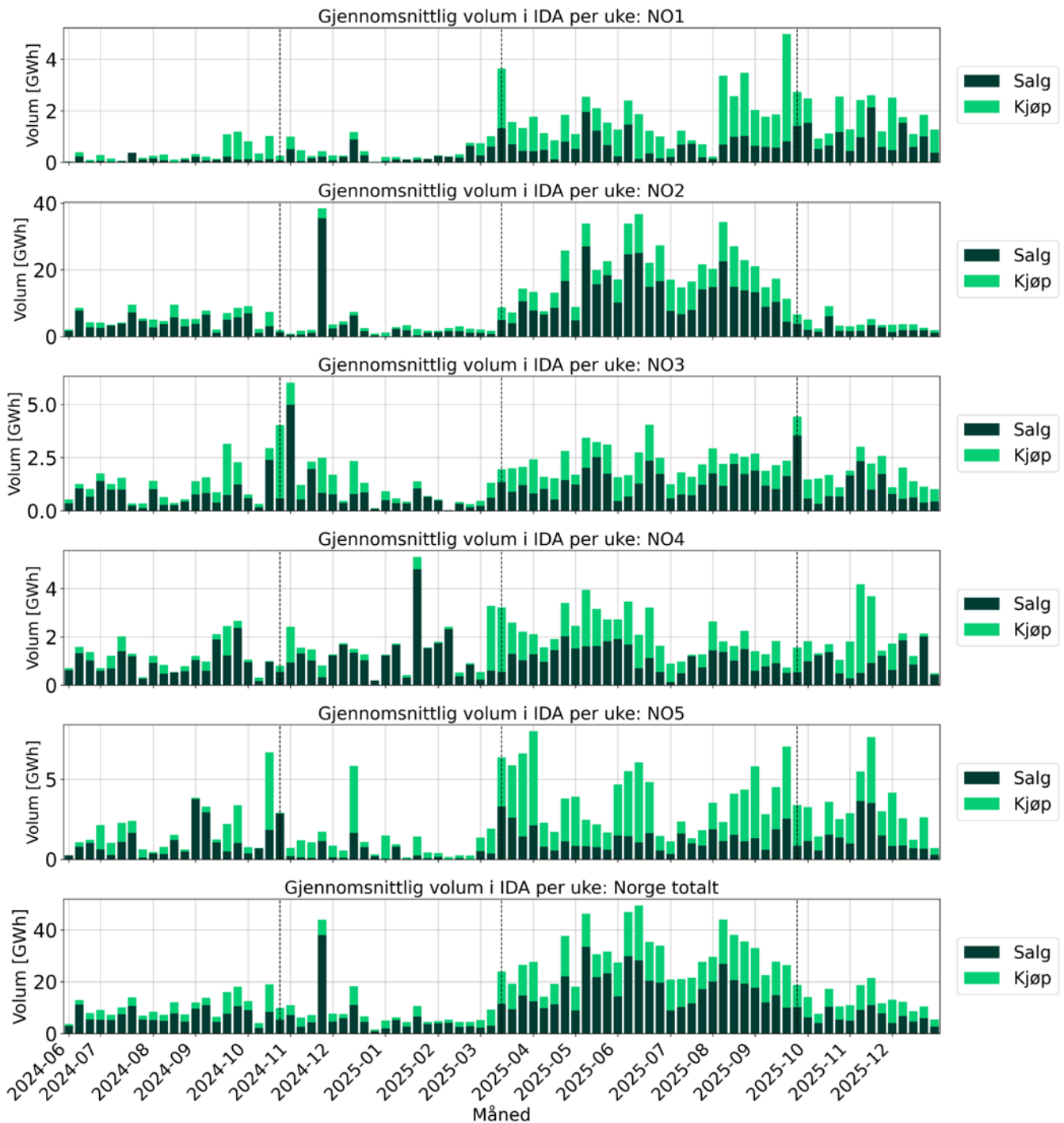
uregulerbar kraft øker ubalansene, samtidig som prisdifferansen mot spotpris ofte er lavere enn i reservemarkedet (mFRR EAM). Intradagsmarkedet gir derfor aktørene mulighet til å handle seg i balanse til en mer gunstig pris.

I 2025 har det vært en klar nedgang i det kontinuerlige intradagsmarkedet i Norge, fordi kapasiteten i nettet er benyttet av døgnet j.fr. Figur 15. Omsatt volum i det norske kontinuerlige intradagsmarkedet var på 2,9 TWh i 2025, og har blitt redusert med 37 % sammenlignet med året før.

Økt volum for intradagsauksjonene etter overgang til 15 minutters tidsoppløsning

Fra 18. mars.2025 gikk intradagsmarkedet over til 15 minutters tidsoppløsning, mens døgnet fortsatt hadde oppløsning på en time. Finere tidsoppløsning og økt kapasitet førte til at aktører med fleksibel produksjon hadde mulighet å selge mer kraft i intradagsauksjonene enn tidligere. Handelen i auksjonene økte for alle budområdene i Sør-Norge allerede den første uka etter ny tidsoppløsning var innført, j.fr. Figur 16.

⁶ Inkluderer kjøp og salg i alle norske budområder for døgnet. NSL-auksjonen er også inkludert, en egen auksjon for handel mellom NO2 og Storbritannia

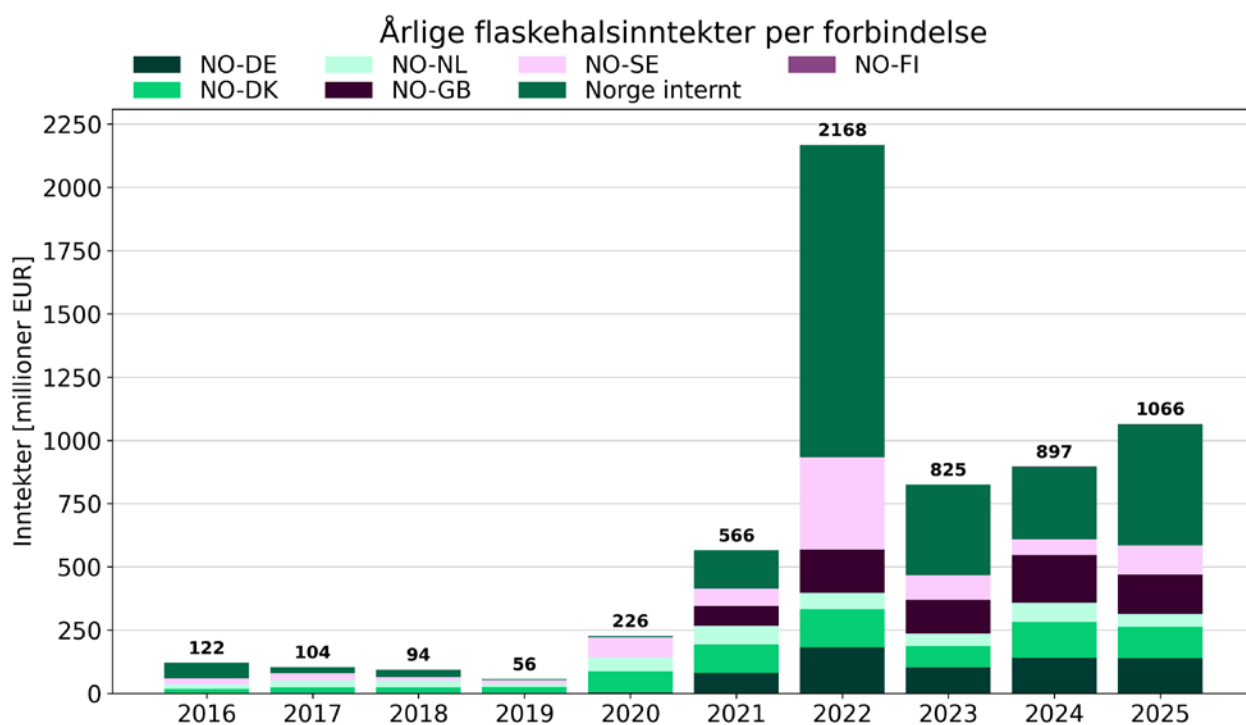


Figur 16: Gjennomsnittlig IDA volum i norske budområder og Norge totalt per uke siden oppstart. Oppgitte datoer i figur er første dato for levering. Datakilde: Nord Pool

Flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekter oppstår ved kraftflyt mellom budområder med ulik pris. I 2025 var flaskehalsinntektene på 1065,6 millioner EUR, en økning på om lag 170 millioner EUR fra 2024. Inntektene stammer hovedsakelig fra døgnetmarkedet, men noe kommer også fra intradagauksjonene

og aktiveringsmarkedet for mFRR. Figur 17 viser at over 45 % av flaskehalsinntektene kommer fra kraftflyt mellom norske budområder og mellom Norge og Sverige – en økning fra 2024. Av de øvrige utenlandsforbindelsene bidro forbindelsen til Storbritannia mest, med 157,6 millioner EUR, fulgt av Tyskland (138,7 millioner EUR) og Danmark (123,8 millioner EUR).



Figur 17: Årlige flaskehalsinntekter per forbindelse siste ti år, oppgitt i mill. EUR avrundet til heltall. Dette inkluderer flaskehalsinntekter fra alle aktuelle markeder: Døgnmarkedet, IDA, EPAD auksjoner og mFRR EAM. Datakilde: Statnett.

De årlige flaskehalsinntektene lå under 200 millioner EUR i perioden 2016–2019. I 2020, et vått år med høyt tilsig og magasinfylling, begynte inntektene å øke. Økningen ble forsterket i 2021 med blant annet idriftsettelsen av forbindelsene til England og Tyskland, samtidig som gassprisene steg. I 2022 toppet inntektene seg som følge av krigen i Ukraina og energikrisen i Europa. Skjev magasinfylling mellom Nord- og Sør-Norge, kombinert med unormalt høye kontinentale priser, resulterte også i interne flaskehalsinntekter på 1,23 milliarder EUR i 2022. Inntektsveksten fra 2023 til 2025 skyldes i hovedsak økte flaskehalsinntekter internt mellom norske budområder. Se Figur 17.

Statnett får også flaskehalsinntekter gjennom intradagauksjonene (IDA), som utgjorde 2,33 millioner euro i 2025. 87 % av dette kom fra IDA1, mens 10 og 3 % kom fra henholdsvis IDA2 og IDA3.

Reservemarkeder

2025 markerer innføringen av automatisk balansering og flaskehalshåndtering med mFRR. Statnetts totale netto⁷ reservekostnader økte fra 3,7 milliarder kroner i 2024 til 5,6 milliarder i 2025, drevet av økt innkjøp av kapasitetsreserver og økte energipriser i Sør-Norge. Dette kapittelet oppsummerer endringer i reservevolumer, kostnader og aktiveringer, samt virkning av gjennomførte markedsendringer.

Reservemarkeder brukes for å sikre at produksjon og forbruk i kraftsystemet til enhver tid er i balanse, og omfatter både kapasitetsmarkeder, der rettigheter til reserver kjøpes inn på forhånd, og aktiveringsmarkeder, der energi aktiveres i driften.⁸ Markedene dekker ulike tidsskalaer og formål fra svært raske reserver som FFR og FCR, til aFRR og mFRR.

Norge er i et felles nordisk synkronområde med Sverige, Finland og Sjælland (DK2) i Danmark, noe som betyr at frekvensen i kraftsystemet er felles for hele dette systemet. Statnett må sammen med de andre TSOene sikre at det er nok tilgjengelige reserver til å alltid kunne holde kraftsystemet i balanse, og at reservene er geografisk fordelt på en måte som ikke skaper unødige utfordringer for driften.

Endringer i markedsdesign

Omstillingen i det nordiske og europeiske kraftsystemet, med mer variabel fornybar energi og tettere markedsintegrasjon, påvirker også rammene for det nordiske kraftmarkedet. Dette medfører mer volatil i kraftflyt og prisdynamikk som stiller høyere

krav til balansering, selv om produksjon har også blitt mer volatil de seneste årene og forbruksmønstrene i Norge i seg selv er relativt stabile. For effektiv utnyttelse og sikker drift av kraftsystemet fremover endrer Statnett, sammen med de øvrige nordiske systemansvarlige, måten vi balanserer det nordiske synkronområdet på. Endringene legger også grunnlaget for tilkobling til europeiske plattformer for utveksling av reserver.

Den 4. mars 2025 ble regulerkraftmarkedet, som har eksistert siden 2004, erstattet av det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarkedet (mFRR EAM). Omleggingen er den største endringen i balansering av det nordiske synkronområdet som noensinne er gjennomført. Etter innføring av mFRR EAM balanseres hvert budområde individuelt og automatisk, med 15 minutters tidsoppløsning gjennom aktiveringsmarkedet for mFRR. Denne omleggingen styrker balansehåndteringen og sikrer mer presis aktivering av reserver.

Samtidig ble også automatisk flaskehalshåndtering innført. Prosessen skjer i en integrert del av budvalgsprosessen og bygger på en nettmodell med 15 minutters tidsoppløsning og scenarioanalyser.

⁷ Nettokostnader refererer til kostnader etter fradrag for tilhørende inntekter, herunder blant annet inntekter fra videresalg.

⁸ Mer om Statnetts reservemarkeder finnes på <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/>

Systemet identifiserer kapasitetsbegrensninger og kan gjøre bud utilgjengelig som skaper risiko for overbelastning, eller aktivere reserver for å avlaste nettet.

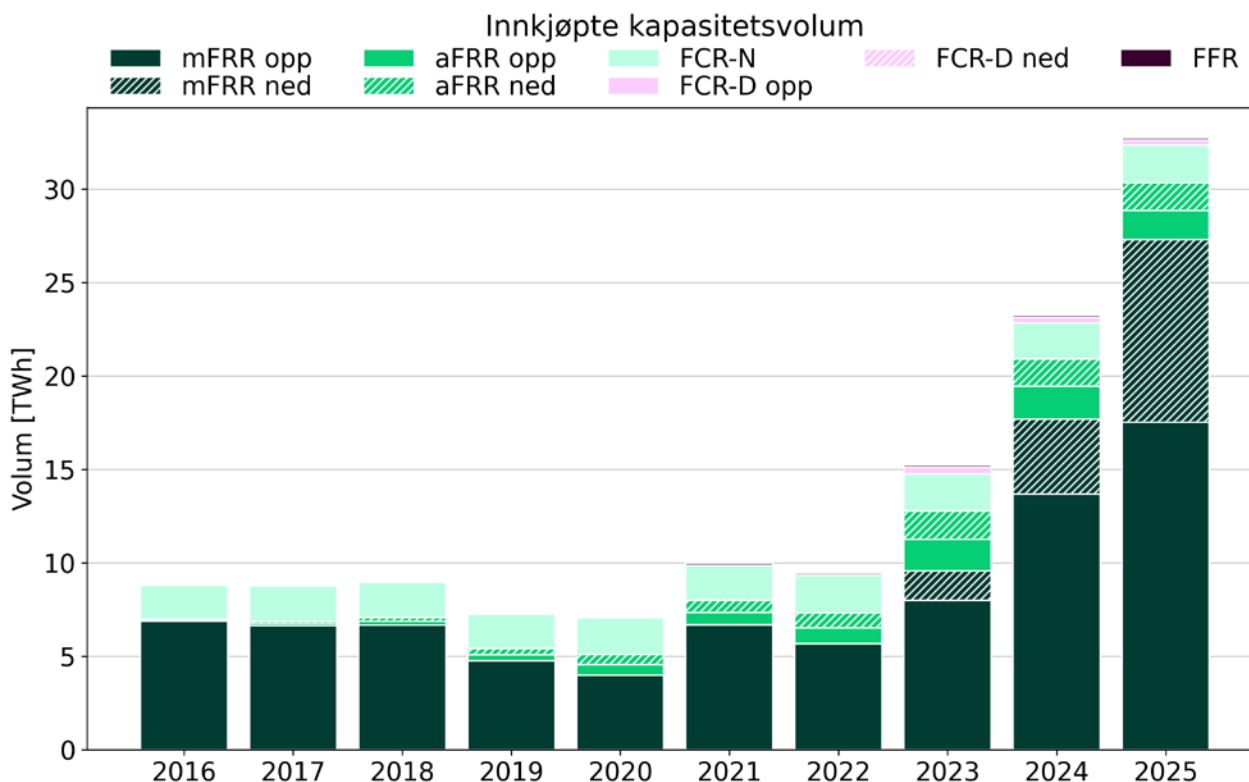
Neste fase i automatisert balansering er tilkobling til de europeiske plattformene for mFRR, MARI, og aFRR, PICASSO. Dette skal gi tilgang til europeiske reserver for balansering av det nordiske kraftsystemet og øker markedsadgangen for norske aktører til det europeiske markedet. Tilkobling er planlagt i 2028 for aFRR. I dag baseres mFRR-aktivering på ubalanse per område, mens aFRR aktiveres ut fra nordisk frekvens. Ved overgang til PICASSO, vil også aFRR aktiveres ut fra ubalanser per budområde, enten for egen ubalanse eller for å avhjelpe en ubalanse i et annet budområde. Norden vil balanseres fullt ut basert på ubalanser per budområde. Dette er det som kalles Area Control Error-basert balansering (ACE).

Den 2. desember i fjor ble minste budstørrelse i mFRR redusert til 1 MW. Dette ble gjort for å øke likviditeten i reservemarkedene ved å åpne for deltakelse med mindre volumer. Denne endringen er også et viktig steg mot gradvis åpning for aggregerte små ressurser.

Det ble også innført en ny rolle som leverandør av balansetjenester (BSP) i balansemarkedene. Den nye rollen gjør det mulig å delta i reservemarkedene uten å være balanseansvarlig (BRP), noe som har vært et krav inntil den BSP-rollen ble innført. Neste steg er planlagt i andre kvartal 2026, når grupper av mindre ressurser kan aggregeres på budområdenivå som et begrenset pilotprosjekt. Innledningsvis vil det være begrensninger for deltakelse for å sikre erfaring med løsningen.

Endringer i reservevolumer i kapasitetsmarkedene

Statnetts kjøp i kapasitetsmarkedet bestemmes av dimensjoneringen, som legger til grunn at man skal ha nok reserver til å både håndtere normale ubalanser og største enkeltfeil (såkalt dimensjonerende hendelse). I februar 2025 ble det innført en ny metode for å fastsette hvor mye reservervekapasitet som skal reserveres i kapasitetsmarkedet. Her hensyntas prognoser for blant annet priser, produksjon og forbruk i de enkelte budområdene, flytprognoser for budområdene, samt estimering av volum frivillige bud som legges inn i aktiveringsmarkedet.



Figur 18. Innkjøpte kapasitetsvolum 2016-2025. Datakilde: Statnett

Innkjøpt kapasitetsvolum totalt for mFRR-ressurser økte betydelig også i 2025, med en økning på 53,7 % fra 2024, som illustrert i Figur 18. Det er størst økning for nedregulering av mFRR. Her har volumet mer en doblet seg sammenliknet med fjoråret, noe som innebærer en seksdobling over de siste to årene. Årsaken til dette er blant annet de omfattende endringene vi har vært gjennom, men økningen gjenspeiler også endrede behov som følge av flere ubalanser i systemet.

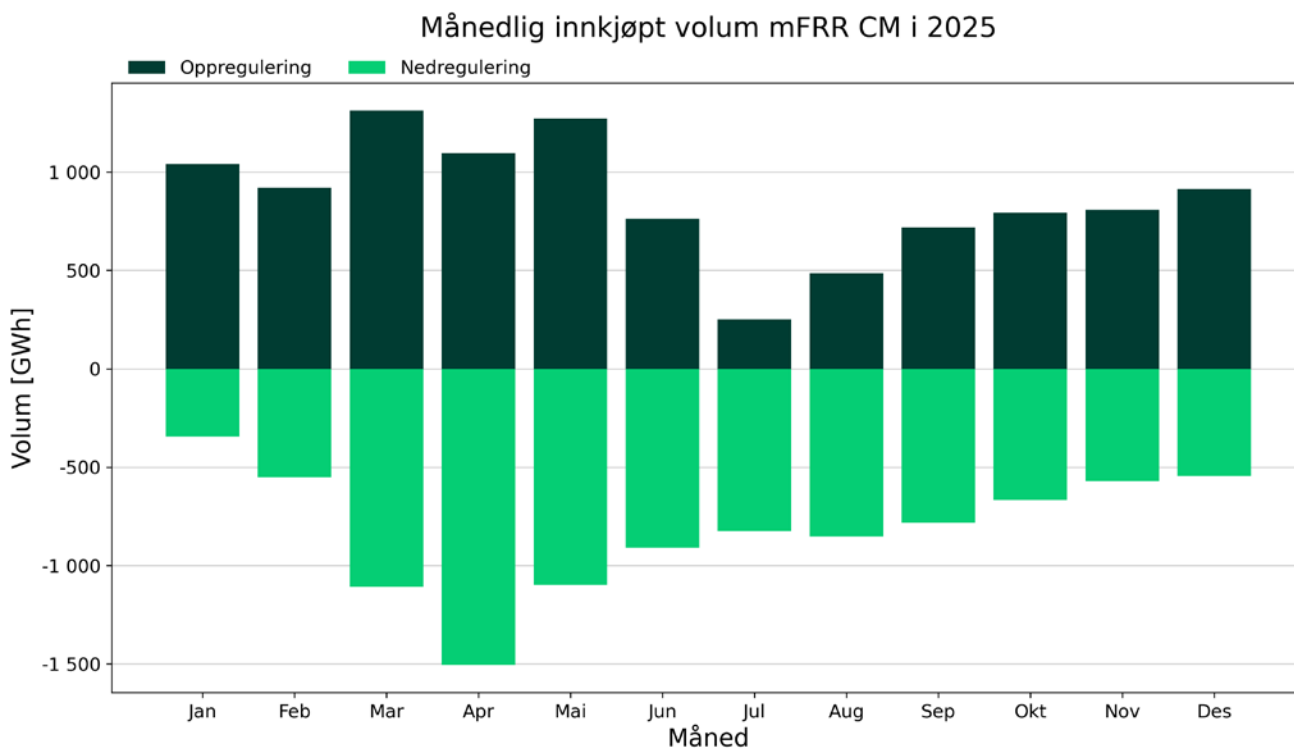
Fra 2022 inngikk Statnett en felles nordisk avtale om kjøp av aFRR kapasitet, der Statnett dekker en andel av det samlede nordiske behovet. I 2025 er det kjøpt inn noe mindre aFRR-reserver enn i 2024, og volumet er for første gang siden 2016 redusert sammenliknet med året før. Innkjøpt volum er justert flere ganger i forhold til observert frekvenskvalitet. Volumene for FCR-N, FCR-D opp og FFR har vært tilnærmet stabile.

Figur 19 viser innkjøpt volum av mFRR-reserver i 2025. Det høyeste volumet observeres i perioden rett etter oppstarten av mFRR EAM, hvor noe høyere reservevolum ble anskaffet for å sikre driften i en overgangsfase.

Fortsatt kostnadsvekst drevet av mFRR

Reservekostnader kommer fra innkjøp av reserver i kapasitetsmarkedene og må betales av Statnett. Reservekostnadene har økt de siste årene og lå i 2025 på 5,6 mrd. NOK. Figur 19 viser at reservekostnadene økte kraftig i kjølvannet av energikrisen i 2022, og at kostnadsnivået har steget ytterligere i de påfølgende årene. Årets kostnadsvekst skyldes kostnader i mFRR-kapasitetsmarkedet, som økte fra 2,6 milliarder NOK i 2024 til 4,6 milliarder NOK i 2025. Kostnadene for alle de øvrige reservene har gått noe ned i 2025, som primært følger av mindre oppkjøpt volum.

Reservekostnadene påvirkes av blant annet volum man må kjøpe inn, pris og handelskapasitet. Økningen i reservevolum i 2025 henger tett sammen med behov for mer reserver i en overgangsfase og balansering av hvert budområde for seg. Disse endringene har samlet gitt et høyere reservekrav i systemet, noe som påvirker reservekostnadene. Behov for kjøp av reserver for nedregulering øker kostnadene. Prisene i døgnet markedet påvirker også utviklingen i reservekostnadene. For å kunne

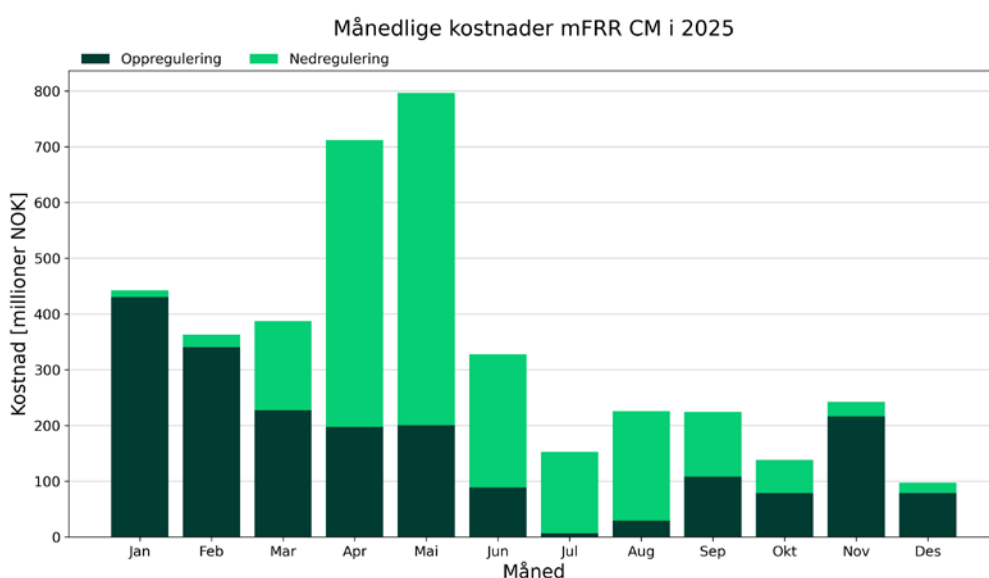


Figur 19: Innkjøpt volum i kapasitetsmarkedet for mFRR 2025. Volum for nedregulering er illustrert med negativt fortegn for bedre leselighet. Datakilde: Statnett.

År	Reserve-kostnader	Spotpris NO2	Kjøpt volum reserver	Aktiverte reserver*	Sol-/ vindkraft-produksjon
2019	307 MNOK	40 øre/kWh	7,4 TWh	3,6 TWh	5,5 TWh
2020	-39 %	-63 %	-3 %	7 %	80 %
2021	400 %	407 %	40 %	14 %	19 %
2022	164 %	180 %	-6 %	12 %	26 %
2023	-5 %	-58 %	61 %	10 %	-5 %
2024	56 %	-36 %	53 %	7 %	5 %
2025	54 %	33 %	40 %	11 %	-2 %

*Ikke uttømmende liste.

Tabell 3: Prosentvis endring fra året før av reservekostnader og relevante faktorer som påvirker reservekostnadene. Kilder: Statnett, Elhub og Nord Pool.



Figur 20: Kostnad innkjøpt volum i mFRR kapasitets-markedet 2025. Datakilde: Statnett

levere oppregulering må produsentene holde igjen kapasitet, noe som gir tapt inntekt når spotprisen ligger over vannverdien for magasinkraftverk. Tilsvarende må kraftverk opprettholde et minimumsnivå på produksjonen for å kunne tilby nedregulering. Når spotprisen er lavere enn vannverdien medfører dette et direkte tap. Disse tapene gjenspeiles i budene i reservemarkedene. I tillegg kan økt volatilitet i døgnmarkedsprisene føre til at aktørene priser inn mer risiko, noe som også bidrar til høyere bud.

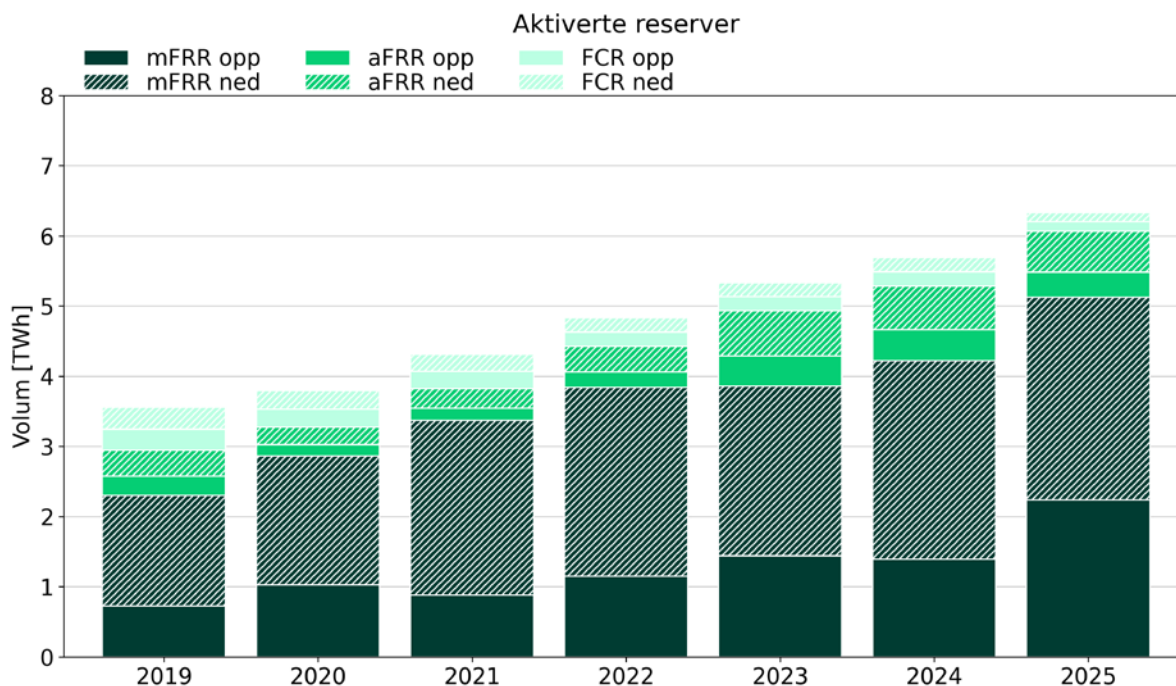
Tabell 3 viser utviklingen i reservekostnader fra 2019 til 2025 sammenliknet med flere faktorer som kan påvirke kostnadsnivået i reservemarkedene. For å illustrere utviklingen i energiprisene, er gjennomsnittlig spotpris i NO2 benyttet, ettersom

dette er området med størst reserveinnkjøp i tillegg til å representere prisnivået i Sør-Norge.

Fra 2024 til 2025 økte reservekostnadene med 54 %. Denne utviklingen har sammenheng med den betydelige veksten i innkjøpt reservevolum begge år. Energiprisene falt noe i 2024 før de steg igjen i 2025. Endringene i reservekostnadene ser imidlertid i større grad ut til å korrespondere med økningen i innkjøpt reservevolum enn med andre faktorer.

Månedlige kostnader for mFRR i 2025 er vist i Figur 20. For ytterligere detaljer om mFRR-markedene, se Statnetts egne månedsrapporter.⁹

⁹ Statnetts månedsrapporter om mFRR CM og mFRR EAM: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraft-markedet/reservemarkeder/priser-volum-og-markedsresultater/>



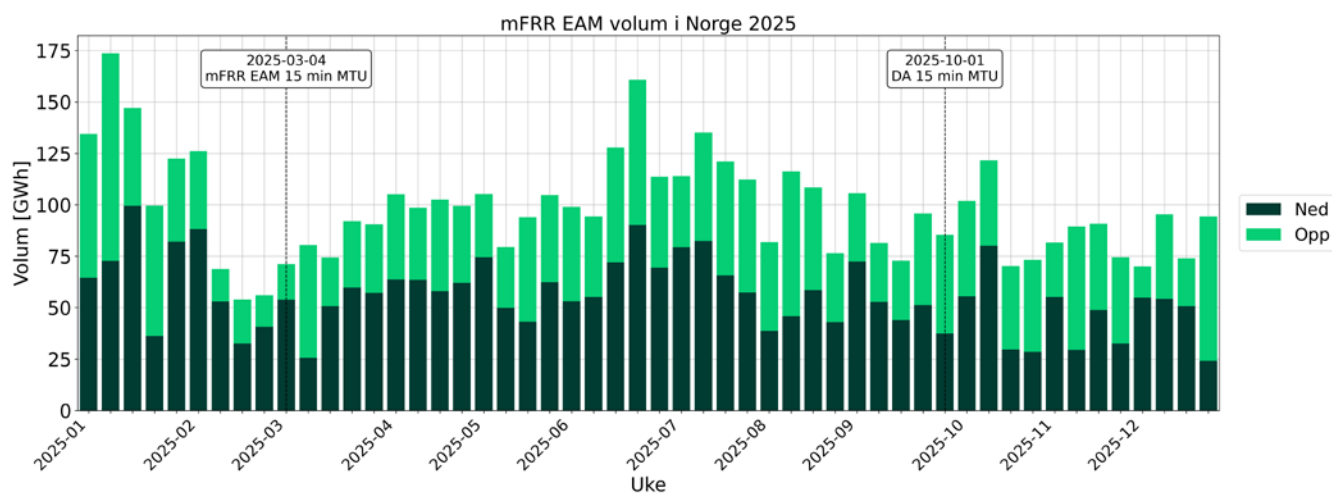
Figur 21: Aktiverte reserver 2019-2025. Datakilde: Statnett

Aktiverte reserver

Aktiverte reserver har økt gradvis de siste årene, som illustrert i Figur 21, og økningen fra 2024 til 2025 utgjør 11,3 %. Aktiverte volumer i FCR og aFRR, både for opp- og nedregulering, har gått ned i løpet av perioden, mens aktiverte volumer i mFRR har økt for begge reguleringsretninger. Økningen i samlet aktivering kan dermed i sin helhet tilskrives mFRR-markedet. Det har ikke vært noen aktiveringer av FFR siden 2022. Figur 22 viser utviklingen i aktivert volum i mFRR EAM i 2025 samlet for Norge. Figuren markerer tidspunkt for overgangen

fra 60 minutters til 15 minutters tidsoppløsning i mFRR og i døgnet. Disse markeringene er ment å gi kontekst for eventuelle endringer i aktiveringsmønsteret over tid.

Overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i døgnet kan bidra til redusert behov for mFRR-aktiveringer, blant annet som følge av bedre samsvar mellom planlagt og faktisk produksjon og forbruk. Det er imidlertid for tidlig å trekke klare konklusjoner. Figur 22 indikerer at aktiveringsvolumene på slutten av året, har vært lavere enn i januar og februar tidligere på året, samt i sommermånedene. Overgangen er en av



Figur 22: Aktivert volum mFRR volum i Norge i 2025. Datakilde: Statnett.

årsakene til bedre frekvenskvalitet i 2025. Samtidig er analysen begrenset til observasjoner fra 2025, som er relativt kort tid. Det vil derfor være relevant å følge utviklingen videre for bedre å kunne vurdere om denne tendensen vedvarer over tid.

Budområde	Antall driftskvarter med ubalansepris over 1000 [EUR/MWh]
NO1	0
NO2	0
NO3	27
NO4	54
NO5	3

Tabell 4: Høye ubalansepriser

Utvikling i ubalanseprisene

Siden innføringen av mFRR EAM i mars 2025 har det vært store utslag i ubalanseprisen i enkelte korte tidsperioder, med svært høye priser. I Norge har disse såkalte prisspikene i all hovedsak inntruffet i de to nordligste budområdene i forbindelse med oppregulering i aktiveringsmarkedet. Som vist i Tabell 4 hadde NO4 flest prisspiker, med 54 kvarter der prisen oversteg 1000 EUR/MWh. NO3 hadde om lag halvparten så mange tilfeller, men de høyeste prisene ble registrert i dette området, med priser over 9000 EUR/MWh i seks kvarter. En oversikt over dager med prisspiker over 5000 EUR/MWh finnes i vedlegget Reserveproduktene.

Aktiveringsmarkedet kan også gi store utslag i form av negative priser i forbindelse med nedregulering. Det har vært 27 driftskvarter med priser lavere enn -500 EUR/MWh i NO3 og NO4, men i resten av Norden har det vært tilfeller med -10 000 EUR/MWh, som er minimumsprisen man kan by i markedet. Prisspikrene i norske prisområder har oppstått i situasjoner med høy etterspørsel etter oppregulering. Antall kvarter med høye priser i aktiveringsmarkedet

Prisspiker i NO3 den 30. desember

På ettermiddagen og utover kvelden 30.12.2025 var det seks kvarter med oppreguleringspriser over 6000 EUR/MWh. Fra kl 16.15 og utover kvelden i NO3, tilsa vindkraftsprognoser en produksjon på over 1000 MW. Det ble imidlertid betydelig lavere vindkraftproduksjon enn antatt av aktørene, som førte til stor knapphet i NO3. Det var samtidig ikke mulig å hente tilstrekkelig med reserver fra nærliggende budområder, slik at det ble aktivert opp mot 453 MW i budområdet. Dette ga en oppreguleringspris på 9098,50 EUR/MWh, som var den høyeste prisen i mFRR EAM i Norge for 2025.

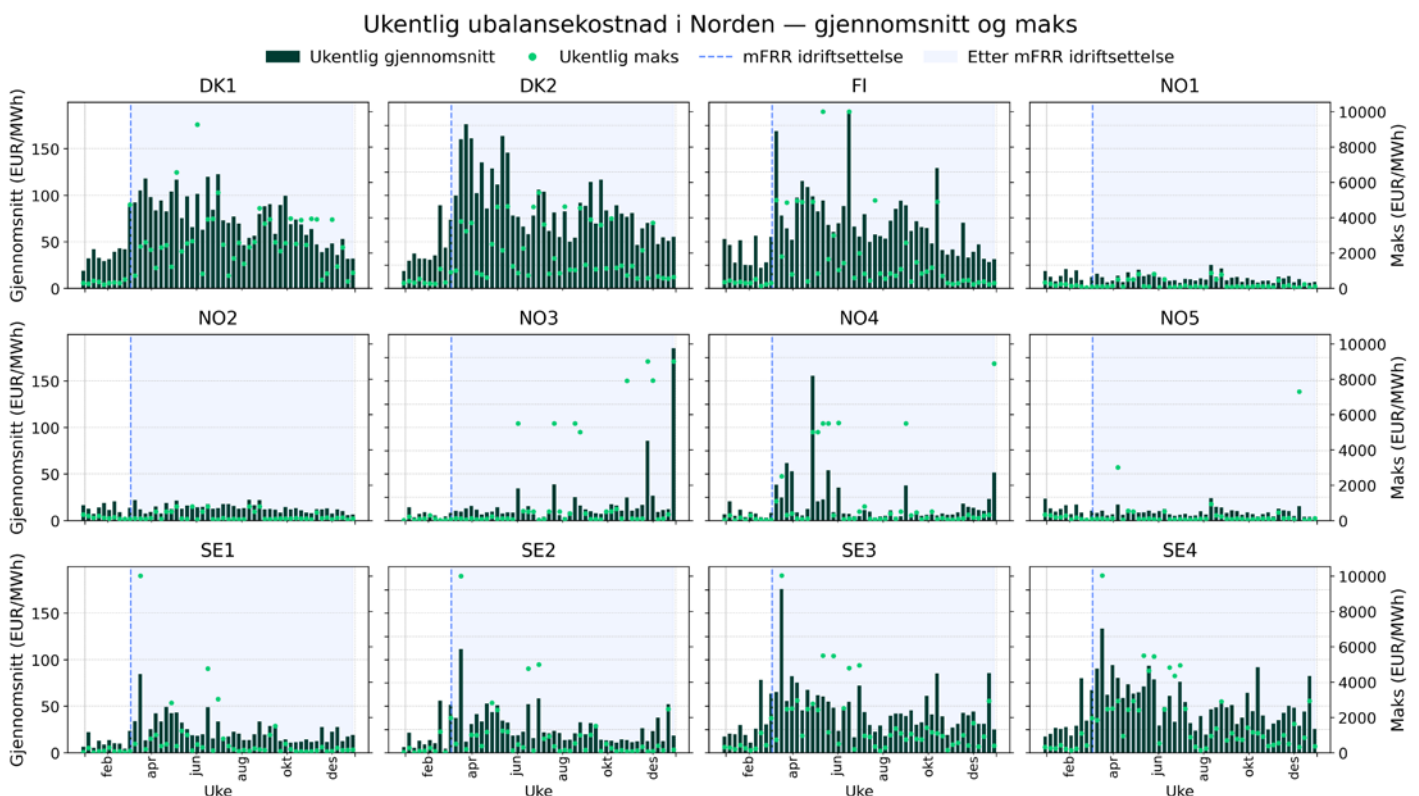
i norske budområder så langt har ofte flere og sammensatte årsaker. Det kan være reell knapphet på tidspunktet, eller få reserver i kombinasjon med lite overføringskapasitet, driftsforhold og andre faktorer. I slike situasjoner har det vært nødvendig å aktivere høyt prisede bud for å dekke etterspørselen. De dyre budene er i hovedsak knyttet til forbruk, og reflekterer derfor i liten grad vannverdier. I NO4 oppstod de fleste prisspikrene på våren og tidlig sommer, da et mastehavari medførte betydelige begrensninger for kapasiteten i nettet.

Aktørene skal planlegge seg i balanse, men det kan likevel oppstå ubalanser i driftsøyeblikket. Kostnadene for aktiverte reserver for å håndtere ubalansen betales av den enkelte aktør som er ansvarlig for den. Selv om prisspikrene er sjeldne kan de ha store konsekvenser, og det er ikke ønskelig at vi har prisutslag som gir store utfordringer for enkeltaktører i markedet. Statnett arbeider

kontinuerlig med tilpasninger og forbedringer med mål om unngå unødvendige prisspikere. Samtidig er det et mål at prisen reflekterer den reelle kostnaden ved ubalansen. Med automatisert balansering per budområde synliggjøres denne kostnaden bedre.

Ubalansekostnad

Figur 23 viser ukentlig ubalansekostnad for samtlige budområder i Norden i 2025, illustrert ved gjennomsnittlig ukentlig nivå og maksimumsverdier. Ubalansekostnaden (EUR/MWh) er beregnet som absoluttverdien av differansen mellom ubalansepris og spotpris, og gir et uttrykk for den økonomiske konsekvensen av en ubalanse for markedsaktørene. Figuren indikerer at de norske budområdene gjennomgående har lavere ubalansekostnader enn øvrige nordiske budområder i perioden, men for spesielt NO3 observeres høyere maksimumsverdier, særlig siste halvdel av 2025.



Figur 23. Ukentlig ubalansekostnad i Norden – gjennomsnitt og maks 2025. Gjennomsnittspris er angitt på y-akse til venstre, og makspris er angitt på y-akse til høyre. Det blå området er etter innføring av automatisert balansering. Datakilde: Statnett.

Konsekvenser som følge av endringer i markedsdesign

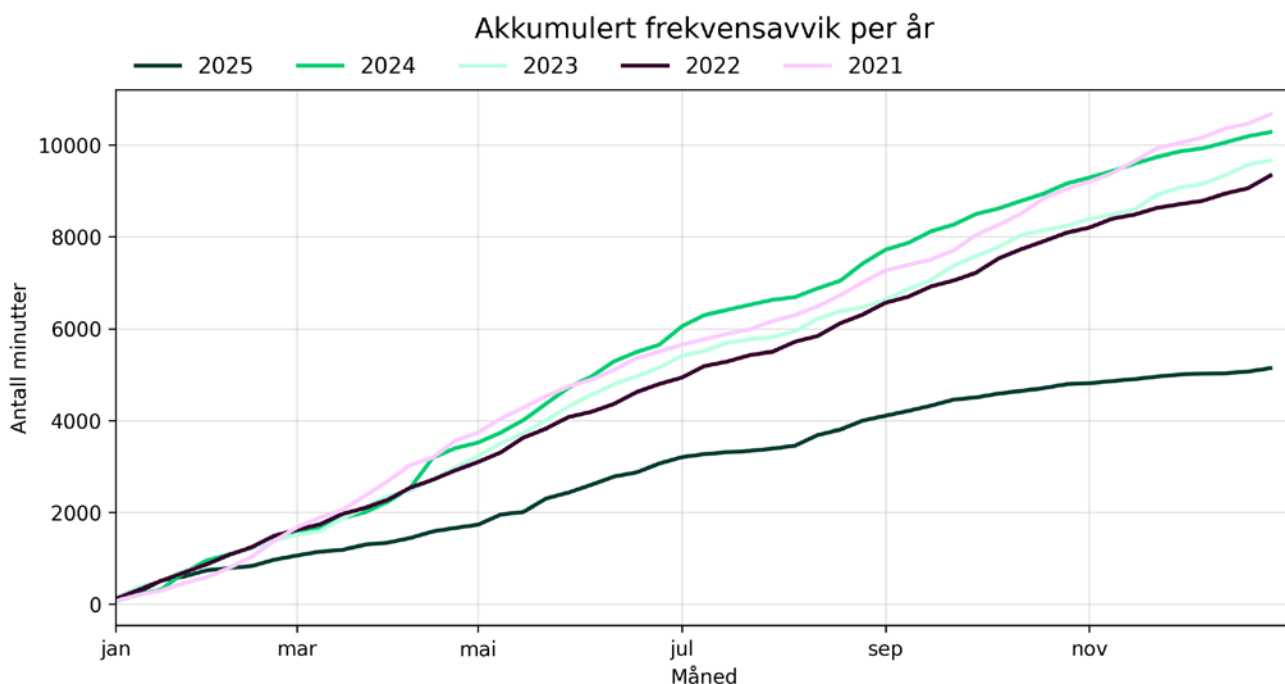
Endringene i markedsdesign i 2025 er først og fremst nødvendig for å legge til rette for effektiv systemdrift og legge til rette for en mer presis balansering i et kraftsystem med økende kompleksitet nå og i årene fremover. Samtidig innebærer endringene justeringer i hvordan reserver kjøpes inn og aktiveres, hvordan kostnader oppstår og hvordan markedsdata kan tolkes. Nedenfor beskrives sentrale konsekvenser som følge av endringer i markedsdesign.

Endringer i aktiveringslogikk og tidsoppløsning, samt balansering per budområde, kan bidra til endret geografisk fordeling av mFRR-volum. Dette kan påvirke kostnads- og prisnivået mellom budområder, og gi høyere og mer volatile ubalansepriser for enkelte aktører. Automatiseringen av systemdriften, blant annet gjennom automatisert balansering, er i hovedsak innrettet mot å sikre at nødvendige volumkrav til enhver tid oppfylles, og legger i mindre grad vekt på løpende kostnadsvurderinger. Dette innebærer at vurderinger som tidligere kunne gjøres av operatører basert på helhetsforståelse, situasjonsbilde og skjønn i større grad er erstattet av forhåndsdefinerte algoritmiske beslutninger.

Overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i mFRR EAM gir økt fleksibilitet i balanseringen og muliggjør mindre og mer målrettede aktiveringer. Samtidig øker antall beslutningsintervaller, noe som kan bidra til økt kortsiktig volatilitet i aktivering og ubalansepriser, uten at dette nødvendigvis indikerer en forverring av systemubalansen.

Økt aktivering av reserver, sammen med innføring av automatisert balansering og overgangen til 15 minutters markeder, fører til bedre frekvensstabilitet, uttrykt ved færre avvik utenfor standardfrekvensbåndet 50 Hz \pm 0,1 Hz. Figur 24 viser akkumulert antall minutter utenfor standardfrekvensbåndet per år, for de siste fem årene, og indikerer en forbedring i frekvenskvaliteten over perioden med en reduksjon i akkumulert frekvensavvik i størrelsesorden 50%.

Automatisert systemdrift muliggjør mindre budstørrelser i mFRR-markedet, noe som kan bidra til økt deltakelse og bedre utnyttelse av tilgjengelig fleksibilitet.



Figur 24: Akkumulert antall minutter per år der frekvensen er utenfor standardfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz).

Datakilde: Statnett

Tiltak for forbedring av reservemarkedene

Statnett har de siste årene gjennomført en rekke tiltak for å forbedre reservemarkedene og styrke balansehåndteringen i et stadig mer komplekst kraftsystem. Et sentralt område har vært mer presist og behovsbasert innkjøp av reserver, blant annet gjennom videre utvikling av dynamisk dimensjonering. Dette legger til rette for mer målrettede innkjøp og bedre ressursutnyttelse. Parallelt arbeider Statnett med å styrke likviditeten i markedene, både gjennom videreutvikling for økt deltakelse fra eksisterende aktører og gradvis tilrettelegging for flere og nye tilbydere av fleksibilitet.

Før innføringen av automatisert balansering ble det identifisert en utfordring med aktivering av udelelige bud førte til at områder fikk lik pris selv om rimeligere, delbare bud var tilgjengelige. Dette, som ble omtalt som uønsket prissmitte, ga feilaktige mFRR- og ubalansepriser og krevde manuell prisretting i enkelte tilfeller. Den 25. november satte de nordiske TSOene en oppdatert budvalgsalgoritme i drift som eliminerte denne feilen.

Endringer i markeddesign vurderes løpende, og Statnett forbereder implementeringen av nytt regelverk for hvordan nettkapasitet skal fordeles mellom energi- og reservemarkedene. I tillegg pågår det arbeid for å redusere antall tilfeller med ekstreme utslag i ubalansepris. Hovedårsaken til disse er få tilgjengelige bud og begrenset nettkapasitet til utveksling av aktiveringsreserver mellom budområdene. Statnett jobber både lokalt

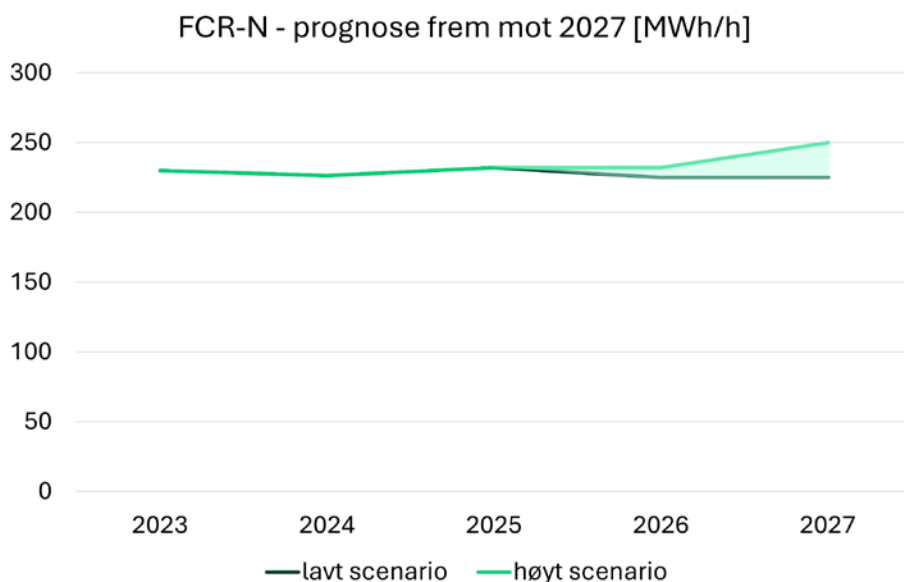
og sammen med nordiske TSOene med en rekke tiltak for å redusere antallet ekstreme prisutslag og øke forutsigbarheten for markedsaktørene, blant annet gjennom tiltak for økt likviditet i mFRR EAM, mer treffsikker flaskehalshåndtering og priselastisk etterspørsel. Statnett har også økt innsatsen for å styrke transparensen i markedene. Dette inkluderer forbedret markedsovervåking, mer regelmessig rapportering, og publisering av foreløpige kapasitetsberegninger i flytbasert markedskobling to dager før driftsdøgnet. Samtidig pågår det arbeid for å videreutvikle ubalanseprognoser, budvalg og flaskehalshåndtering i den automatiske balanseprosessen, slik at systemet håndterer ulike driftssituasjoner på en effektiv måte.

Prognoser for reservemarkeder for 2026 og 2027

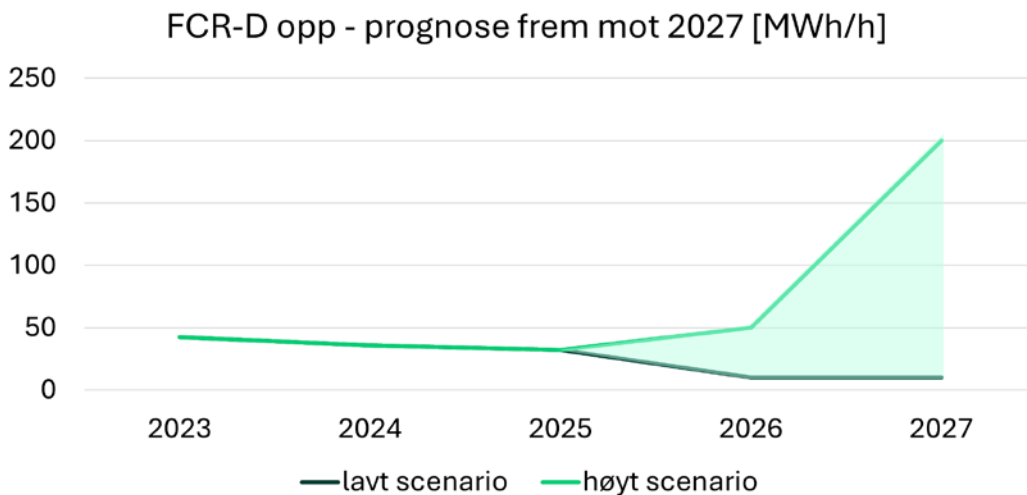
Statnett kjøper inn ulike reservetyper og under følger prognoser for hva vi forventer innkjøpt i 2026 av de ulike typene.

FCR-N (Normaldriftsreserver) og FCR-D (driftsforstyrrelsesreserver)

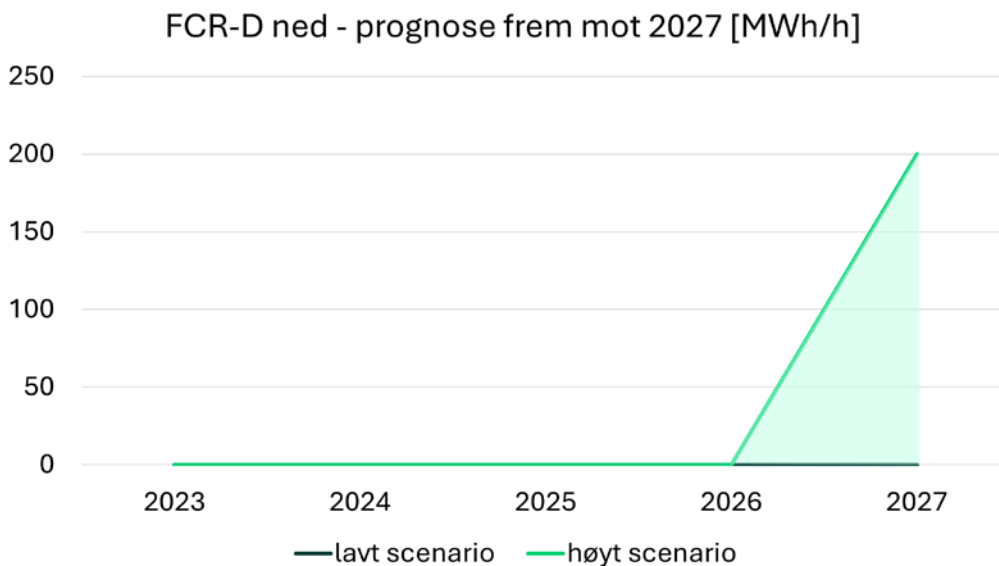
Det nordiske volumkravet for frekvensbevaringsreserver FCR har vært konstant i mange år og det er ikke planlagt å endre dette nordiske kravet. For FCR-N kjøper Statnett hele den norske forpliktelsen i kapasitetsmarkedet. Den norske andelen av den nordiske forpliktelsen på 600 MW er 37,72 %, det vil si 226 MW. Det er forventet at dette volumet vil forholde seg forholdsvis likt i tiden fremover, som vist i Figur 25.



Figur 25: FCR-N prognose fram mot 2027



Figur 26 FCR-D opp - prognose frem mot 2027



Figur 27: FCR-D ned prognose frem mot 2027

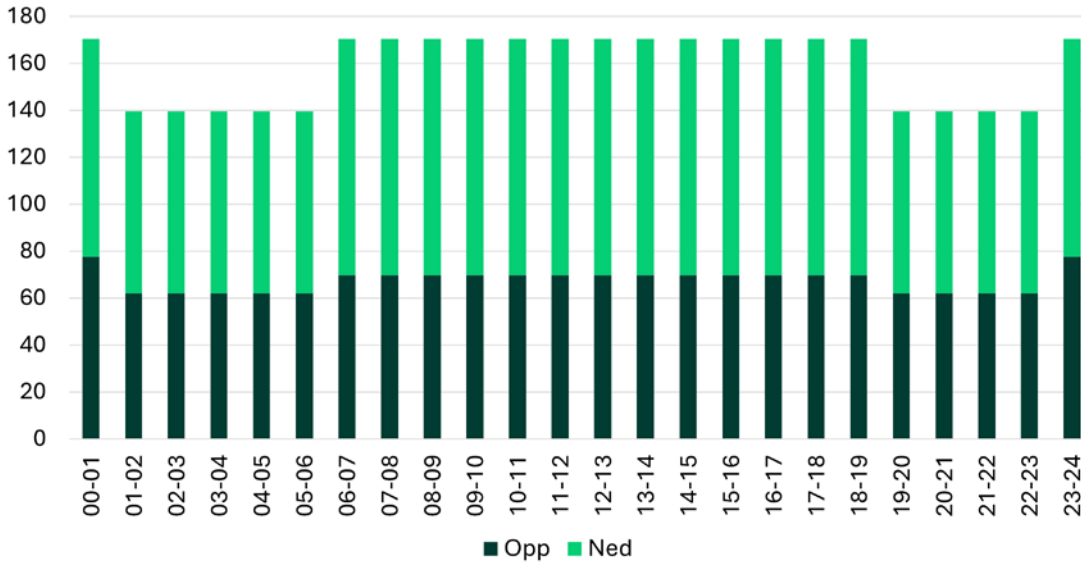
Dimensjoneringen for FCR-D er basert på den nordiske dimensjonerende hendelsen på 1450 MW. For FCR-D har Norges forpliktelse vært dekket av produksjon de siste årene, bortsett fra noen måneder på sommerhalvåret der Statnett har kjøpt 100 MW i oppretning. Fra starten av januar i 2026 kjøper Statnett kontinuerlig prekvalifisert FCR-D oppretning. Det er i starten et lavt volum som er prekvalifisert, så innkjøpet vil øke gjennom 2026 fra 2 MWh/h ved oppstart av markedet til omtrent 10-50 MWh/h mot slutten av året. Det er store usikkerheter i estimatene for innkjøp i 2027, noe som illustreres av Figur 26. Den resterende delen av Norges forpliktelse blir inntil videre sikret gjennom grunnleveranse.

Statnett har ikke kjøpt kapasitet i nedretning. Det er ikke sannsynlig at det blir oppkjøp i nedretning i 2026, men som Figur 27 viser, legger prognosene til grunn at det kan bli aktuelt å starte et marked for nedretning for FCR-D i 2027.

aFRR

For å forbedre frekvenskvaliteten, har aFRR-volum økt de siste årene. Etter automatisert balansering startet, ble frekvenskvaliteten bedre og aFRR-volumet nødvendig for å holde frekvenskvaliteten gikk ned.

Norsk forpliktelse aFRR opp og ned gjennom døgnet per Q1 2026
[MWh/h]



Figur 28: Norsk forpliktelse aFRR opp og ned gjennom døgnet første kvartal 2026

Den norske forpliktelsen varierer i første kvartal 2026 over døgnet med volum mellom 200-250 MW i oppretning og 250-325 MW i nedretning, som illustrert i Figur 28. For aFRR er den norske andelen av den nordiske forpliktelsen på 31 % i både opp- og nedretning i første kvartal 2026.

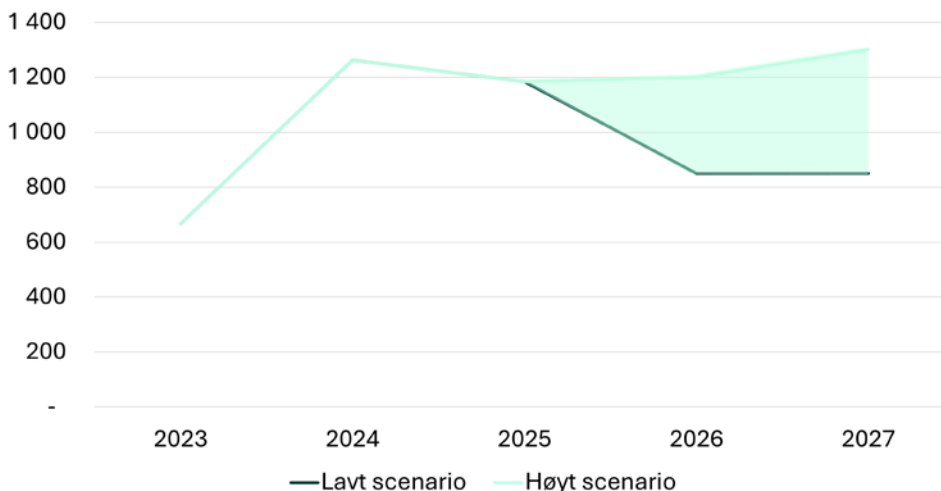
For resten av 2026 og for 2027 forventes det at den norske forpliktelsen holder seg rimelig stabil, med et utfallsrom mellom 60-130 MW i oppretning og mellom 75-150 MW i nedretning. På et nordisk nivå gjøres det nye vurderinger hvert kvartal for aFRR gjeldende for kommende kvartal.

Det forventes at volumet for aFRR vil øke på sikt, fordi dimensjoneringen vil bli basert på ubalanser per budområde i stedet for frekvenskvalitet i forbindelse med tilknytning til den europeiske markedsplattformen PICASSO for utveksling av aFRR.

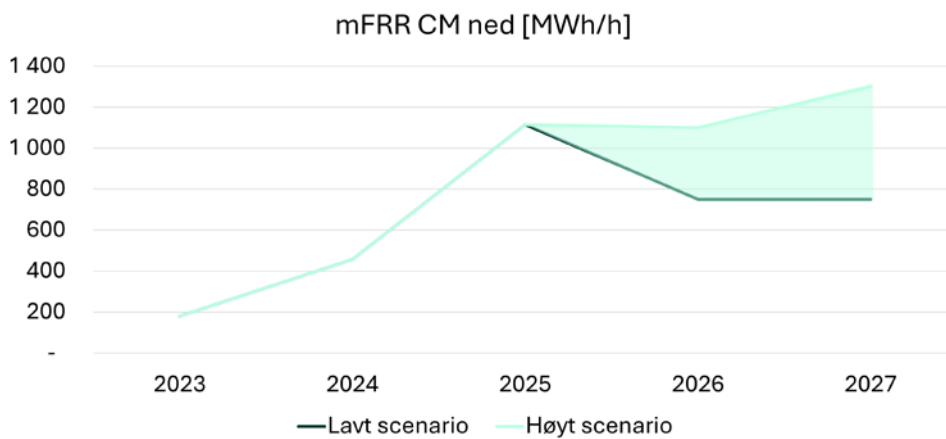
mFRR kapasitetsmarked

Ny metode for kapasitetsfastsettelse påvirker innkjøpet av kapasitetsreserver for mFRR. Ved slike overganger ser en stor volatilitet i prognosene for voluminnkjøp. Automatisert systemdrift med balansering per budområde og bedre utnyttelse av kraftsystemet i energimarkedene gir mindre kapasitet

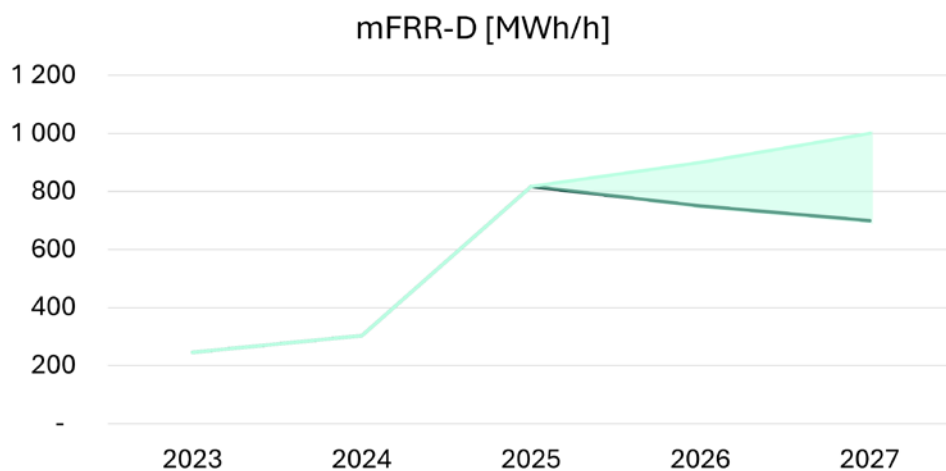
mFRR CM Opp [MWh/h]



Figur 29. Prognose for mFRR CM opp 2026-2027



Figur 30. Prognose for mFRR CM ned 2026-2027



Figur 31: Prognose for mFRR-D 2026-2027.

i nettet til utveksling av reserver og gjør at reservene i større grad må kjøpes i budområdene. Beregning av behovet ble forklart under Dynamisk dimensjonering av mFRR-behov.

Dagens nordiske dimensjonering tar utgangspunkt i nye europeiske krav til anskaffelse av reserver. Kravene i metoden sier at hvert budområde skal ha nok reserver til å kunne håndtere egne ubalanser og dimensjonerende hendelse gitt avtalt risikonivå. Innkjøpet er dynamisk og baserer seg på prognoser for forventede frivillige bud i aktiveringsmarkedet. Resterende forventede behov må kjøpes inn, med mulighet for noe reservasjon av reserver mellom budområdene. For mFRR består dimensjoneringen av reserveinnkjøp i oppretning, nedretning og mFRR-D. mFRR for opp- og nedretning kjøpes inn i et kapasitetsmarked med daglige klareringer, mFRR-D kjøpes i et månedlig kapasitetsmarked.

Innkjøpsbehovet for kapasitet av mFRR varierer avhengig av flere faktorer og vil variere avhengig av sesong. I fremstillingen nedenfor er det en prognose for innkjøpsvolum de neste to årene. Prognosen for voluminnkjøp i 2026 og 2027, som fremstilles i denne rapporten, refererer til forventet årsgjennomsnitt med et utfallsrom for årsgjennomsnittet. Det er viktig å understreke at for enkelt dager og enkeltperioder vil innkjøpet være både betydelig lavere og betydelig høyere enn forventet årsgjennomsnitt som er presentert her.

Statnett vil koble seg på den europeiske plattformen MARI for utveksling av mFRR. Det er forventet at innkjøpet etter dette kan øke noe, men det er foreløpig stor usikkerhet i hvor stor grad. I Figur 29 - 31 presenteres en grafisk fremstilling av forventet utvikling i voluminnkjøp for mFRR opp, mFRR ned og mFRR-D (tidligere RKOM Sesong-tall i historikken).

Finansielle markeder

Hensikten med de finansielle markedene er å gi mulighet for prissikring av strøm i budområdene. Målet for Statnett med EPAD-auksjonene, er å understøtte stabiliteten og likviditeten i det finansielle kraftmarkedet. EPAD-auksjoner har bidratt til en volumøkning i Norge med 33 TWh i 2025 mot 12 TWh i 2024. Statnett vil videreføre sitt engasjement i EPAD-auksjonene for å sikre likviditet.

Utvikling i finansielle kontrakter og markedslivlighet

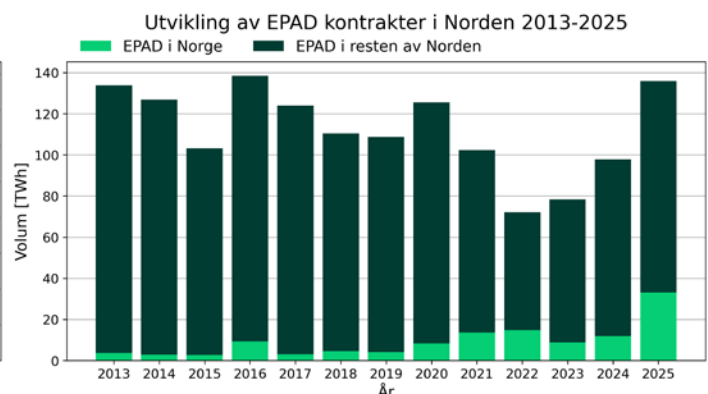
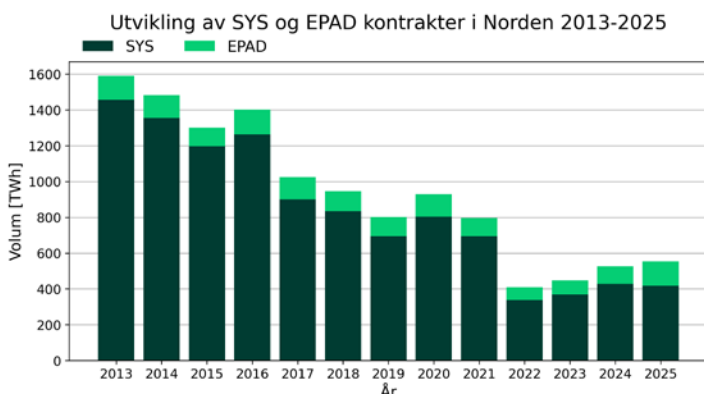
Trenden de siste ti årene viser dalende omsetning av systempriskontrakter, med et lite oppsving de siste årene fra bunnåret i 2022. Utviklingen er fremstilt i Figur 32. for Statnett organiserer EPAD-auksjonene på oppdrag av Energidepartementet og Nord Pool er operativ tjenesteleverandør.

Statnetts rolle i EPAD-markedet fortsetter

I tråd med RME sitt vedtak, jf. forordningen om langsiktig kapasitetstildeling, skal Statnett fortsette å tilby kjøp og salg av EPAD-kontrakter. Kontraktene tilbys for alle norske budområder gjennom auksjoner

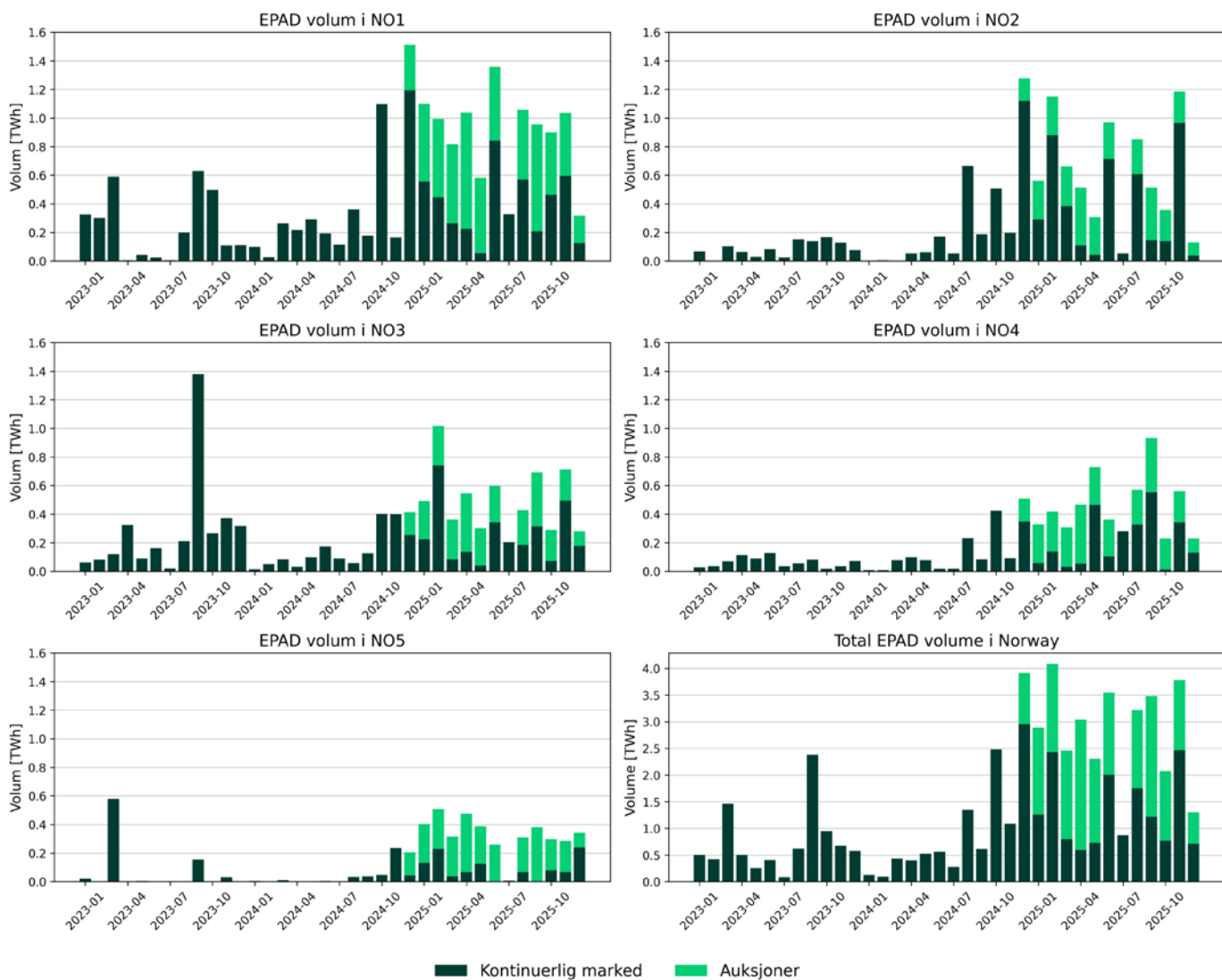
annenhver tirsdag. Matching skjer over følgende budområdegrensener: NO1–NO2, NO5–NO1 og NO3–NO4. 18 til 23 deltagende selskaper i hver auksjon.

I 2025 endte omsatt auksjonsvolum per kvartal på henholdsvis 9,4 TWh, 9,0 TWh, 7,6 TWh og 7,8 TWh, vist i Figur 33. Det lavere volumet i tredje kvartal skyldes at det ikke ble avholdt auksjoner i juli. I desember var det kun en auksjon, som medførte lavere volum i fjerde kvartal. For mer detaljerte analyser av likviditetsutviklingen, se Statnetts kvartalsrapporter om temaet.¹⁰ En detaljert årsrapport om likviditetsutviklingen vil bli publisert i slutten av Q1 2026. På neste side følger en oversikt for de tre siste årene med omsetning pr. buområde.



Figur 32: Utvikling av systempris - og EPAD kontrakter i Norden i figuren til venstre. Utvikling av systempris - og EPAD - kontrakter kun i Norge i figuren til høyre.

¹⁰ Statnetts kvartalsvise EPAD-rapporter publiseres på denne siden: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/epad-auksjoner--skal-styrke-aktorenes-mulighet-til-risikosikring/>



Figur 33: EPAD volum i norske budområder og Norge totalt 2023 - 2025.

Kilde: Nasdaq Commodities

Vedlegg

Forkortelser

aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve
(sekundærreserver)

ATCE – Available Transfer Capacity Extraction

BSP – Balance Service Provider
(balansetjenestetilbyder)

CM – Capacity Market (kapasitetsmarkedet)

D-2 – To dager før driftsdøgnet

DA – Day-ahead (dagen-før) ofte brukt i forbindelse
med Døgnmarkedet

EAM – Energy Activation Market
(aktiveringsmarkedet)

EPAD – Electricity Price Area Differential
(differansekontrakter)

FBMC – Flow-Based Market Coupling (flytbasert
markedskobling)

FCR – Frequency Containment Reserve
(primærreserver)

FFR – Fast Frequency Reserve (raske
frekvensreserver)

HVDC – High Voltage Direct Current

ID – Intraday (intradag)

IDA – Intraday Auctions (intradagsauksjoner)

IDC – Intraday Continuous (kontinuerlig
intradaghandel)

MARI – Manually Activated Reserves Initiative

mFRR – manual Frequency Restoration Reserve
(tertiærreserver)

MTU – Market Time Unit

NRCC – Nordic Regional Coordination Center
(nordiske regionale koordinatoren)

NTC – Net Transfer Capacity

PICASSO – Platform for the International Coordination
of Automated Frequency Restoration and Stable
System Operation

QH – driftskvarter

TSO – Transmission System Operator
(transmisjonssystemoperatør)

Reserveproduktene

Tabell 5: Oversikt over de ulike reserveproduktene.

Kategorier av reservetjenester	Formål	Reserveprodukter	Beskrivelse
FFR	Bremser frekvensendringer.	FFR Profil FFR Flex	FFR Profil er et underliggende produkt som varer hele sommeren. FFR Flex brukes dersom det er ekstra behov.
FCR	Stanser frekvensendringer og stabiliserer frekvensen på et nytt nivå.	FCR-N FCR-D opp FCR-D ned	Håndterer frekvensendringer utenfor normalbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D er et asymmetrisk produkt, og har forskjellig pris per retning (opp/ned).
aFRR	Bringer frekvensen tilbake mot nominell verdi (50,0 Hz).	aFRR opp aFRR ned	aFRR er et asymmetrisk produkt som betyr at det har en egen pris for opp- og ned-regulering.
mFRR	Frigir aFRR og opprettholder balansen inntil ny balanse nås i energimarkedet.	mFRR opp mFRR ned mFRR-D opp mFRR-D ned	mFRR er et asymmetrisk produkt som betyr at det har en egen pris for opp- og ned-regulering. mFRR-D har unntak fra mFRR-kravene og skal kun benyttes ved driftsforstyrrelser.

Tabell 6: Norske krav til reserver 2025. Dimensjoneres i samarbeid med de nordiske TSOene og utgjør Norges andel av det totale nordiske reservebehovet. mFRR dimensjoneres etter nasjonale behov. Datakilde: Statnett, Nordic System Operation Agreement (SOA)/ Load-Frequency Control & Reserves (LFCR).

Norske krav til reserver 2025 [MW]						
FCR-N	FCR-D (opp/ned) ¹¹	aFRR opp (min/max) ¹²	aFRR ned (min/max)	mFRR opp/ned ¹³	mFRR ned	FFR (Profil/Flex)
234	39 % av RI (maks 566)	92/230	86/215	95 % av NI og 80 % av RI (90% NO2)	95 % av NI og 80 % av RI	50/100

11 Kravet endres daglig

12 Kravet til aFRR-reserver i Norden bestemmes hvert kvartal, hvor 200 MW er minstekravet og 500 MW er det maksimale kravet.

13 Dimensjoneres dynamisk.

Tabell 7: Kostnader for aFRR-kapasitetsreserver siste fire år. Summene viser opp- og nedregulering samlet. Hver for seg utgjør opp- og nedregulering omtrent halvparten hver. Datakilde: Innsikt (volum), Årsrapport for systemansvarlig (kostnader), Statnett.

aFRR CM-innkjøp	2021	2022	2023	2024	2025
Sum innkjøpt MWh	1 201 415	1 675 803	3 199 820	3 227 430	3 048 350
Sum innkjøpt beløp NOK	228 651 558	1 317 242 291	638 040 291	524 574 008	497 570 608
NOK/MWh reservert energi	190,3	786,0	199,4	162,5	163,2

Tabell 8: Kostnader for mFRR-kapasitetsreserver siste fire år. Summene viser opp- og nedregulering samlet. Hver for seg utgjør opp- og nedregulering omtrent halvparten hver. Datakilde: Innsikt (volum), Årsrapport for systemansvarlig (kostnader), Statnett.

mFRR CM-innkjøp	2021	2022	2023	2024	2025
Sum innkjøpt MWh	6 680 673	5 682 643	9 596 236	17 679 884	27 294 165
Sum innkjøpt beløp NOK	428 701 977	589 038 043	1 036 930 149	2 573 313 230	4 572 458 482
NOK/MWh reservert energi	64,2	103,7	108,1	145,6	167,5

Tabell 9. Prisspiker over 5 000 EUR/MWh 2025.

Dato	Budområde	Ubalansepris [EUR/MWh]
28. apr	NO4	5005
29. apr	NO4	5003,62
6. mai	NO4	5041
16. & 18. mai	NO4	5504
25. mai	NO4	5501,5
3. jun	NO3 & NO4	5522
23. jul	NO3	5515
18. aug	NO3	5505,5
31. aug	NO3	5021
3. sep	NO4	5504
30. okt	NO3	7977,5
30. nov	NO3	9068
1. des	NO3	8007,5
9. des	NO5	7374,5
30. des	NO3 & NO4	9098,5 & 8962,5

Nyttige informasjonssider

Tabell 10: Oversikt over nyttige nettsider med utdypende informasjon.

Tema	
Statnetts informasjonssider om reservemarkeder	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/
Statnetts informasjonsside om hvordan en kan delta i reservemarkeder	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/delta-i-reservemarkedene/
Statnetts informasjonsside om flytbasert markedskobling	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/flytbasert-markedskobling/
Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2024-2029	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/
Statnetts langsiktige markedsanalyse 2024-2050	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse/
Statnetts Analyse av Transportkanaler 2025-2050	https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/atk/analyse-av-transportkanaler-2025-2050.pdf
Statnetts informasjonsside om EPAD-auksjoner	https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/epad-auksjoner--skal-styrke-aktorenes-mulighet-til-risikosikring/
Energidepartementets faktaside om norsk energisektor	https://energifaktanorge.no/
Norges vassdrags- og energidirektorats informasjonsside om hvordan kraftsystemet fungerer	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/
ENTSO-Es Transparency Platform som samler og publiserer kraftmarkedsdata for det pan-europeiske markedet	https://transparency.entsoe.eu/
JAO Publication Tool som bl.a. publiserer data fra flytbasert markedskobling i Norden	PuTo Nordic CCR
NVEs sider om kraftpriser og kraftsystemdata	https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kraftpriser-og-kraftsystemdata/

Rammebetingelser spesielt relevante for kraftmarkedet

Tabell 11: Oversikt over rammebetingelser som er spesielt relevante for kraftmarkedene.

Listen er ikke uttømmende.

Rammeverk	
Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)	https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50
Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448
Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM)	https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2019-10-24-1413
Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301
Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557
Fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EBGL)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-balansering-av-kraftsystemet-eb/
Fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-kapasitetstildeling-og-flaskehalshaandtering-capacity-allocation-and-congestion-management-cacm/
Fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (SOGL)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-drift-av-transmisjonsnett-for-elektrisk-kraft-so/
Fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-langsiktig-kapasitetstildeling-forward-capacity-allocation-fca/
Transparensforordningen: Regelverk for kraftmarkedet om innsending og offentliggjøring av opplysninger	https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/markedsovervakning/regler-for-markedsadferd-og-transparens-i-kraftmarkedet/transparensforordningen-regelverk-for-kraftmarkedet-om-innsending-og-offentliggjoering-av-opplysninger/

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no