

**Oppdaterte
RETNINGSLINJER FOR
UTØVELSE AV
SYSTEMANSVARET**

**Oversendelse for godkjenning
30.09.2022**

-

Fos §§ 6, 9 og 11

Forord

Dette dokumentet er utarbeidet for å oppfylle forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 28a om retningslinjer.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig retningslinjer for §§ 6, 9 og 11, inkludert vedlegg til retningslinjer for fos § 9 – vilkår for FFR og vilkår for kapasitetsmarked mFRR og vedlegg til retningslinjer for fos § 11 – vilkår for mFRR.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1.06.2022 – 1.9.2022. Det ble også avholdt et digitalt informasjonsmøte om endringene 7. juni 2022. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Det er retningslinjene i kapittel 3, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.4, som sendes over til RME for godkjenning.

Vi gjør oppmerksom på ønsket implementeringsdato (fra og med 01.11.2022) for endring i fos § 11 – vilkår for mFRR. Øvrige retningslinjer er planlagt gjeldende fra og med 01.01.2023, bortsett fra vilkår for mFRR-kapasitetsmarked som er planlagt gjeldende fra mai 2023 og retningslinjer for fos § 6 som er planlagt gjeldende fra oppstart av flytbasert markedskobling.

Innhold

1	Om høringen.....	4
2	Merknader til forslaget om retningslinjer.....	4
2.1	Kommentarer til retningslinjene for fos § 6	4
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 9	6
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 11	7
3	Retningslinjer for fos §§ 6, 9 og 11.....	7
3.1	Retningslinjer for fos § 6	7
3.2	Retningslinjer for for fos § 9 annet ledd	11
3.3	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 11.....	15

1 Om høringen

Systemansvarlig mottok tilbakemelding fra:

- NORWEA
- NVE
- Hydro Energi AS
- Statkraft SF

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. I dette dokumentet er store deler av innspillene gjengitt, de fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene etter innkomne innspill. Disse er kommentert i kapittel 2, og markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer, som fremgår av kapittel 3. Tekst som ble endret før høringen er markert med grønn og rød gjennomstreking.

2 Merknader til forslaget om retningslinjer

2.1 Kommentarer til retningslinjene for fos § 6

Høringsinstansenes innspill

Norwea kommenterer at innføring av flytbasert markedskobling forventes på sikt å forbedre utnyttelsen av nettet, som beskrevet av Statnett. For produsenter av vindkraft er det viktig at systemansvarlig sørger for en grundig innføring i denne nye modellen slik at aktørene og markedet er i stand til å utnytte mulighetene i så stor grad som mulig.

Systemansvarliges merknad

Kommunikasjon mot markedsaktsørene håndteres av det nordiske prosjektet for kapasitetsberegning metode i samarbeid med Nordic-RCC. Det avholdes nordiske interessentmøter en gang i måneden. Det har imidlertid vært et opphold i disse møtene siden juni i påvente av gjenopptakelse av markedssimuleringer av flytbasert markedskobling. Markedssimuleringene har stoppet opp på grunn av feil i børsenes simuleringstøyt. Informasjon om disse møtene finnes på <https://nordic-rcc.net/flow-based>. I tillegg arrangerer TSOene i Norden nasjonale stakeholdermøter der ulike deler av flytbasert markedskobling diskuteres med bransjen. Ved ønske om å delta på de norske møtene ta kontakt via fb@statnett.no.

Høringsinstansenes innspill

Hydro etterlyser informasjon om tidspunkt for publisering av resultater fra de flytbaserte beregningene. Vi kan ikke se at dette er foreslått i retningslinjene per nå. Det er essensielt at bransjen konsulteres behørig i forbindelse med valg av nevnte tidspunkt. Vi ber Statnett kommentere den videre prosessen, i forbindelse med sin oppsummering av innkomne høringssvar.

Statnett skriver at på ENTSO-E 'Transparency Platform' skal systemansvarlig, for alle handelskorridorer, publisere informasjon om laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger. Hydro ønsker at Statnett presiserer hvorvidt nevnte vil bli publisert som ATC (available transmission capacity) (i likhet med kapasiteter for intradag og langsiktige kapasiteter), eller som flytbaserte kapasiteter (matrise med Power Transfer Distribution Factors (PTDF) og Remaining Available Margin (RAM)).

Systemansvarliges merknad

Ansvaret for å publisere resultater fra flytbaserte beregninger før flytbasert settes i reell drift ligger under det nordiske prosjektet for kapasitetsberegning metode sammen med Nordic RCC. Målsetningen har

vært, og er, å publisere markedsresultater fortløpende. Dette arbeidet har dessverre stoppet opp siden tidlig juni på grunn av at beregningsplattformen (børsenes Simulation Facility) ikke har vært operativ på grunn av feil i siste oppdatering. Vi har ikke fått noen dato for når plattformen vil være operativ igjen. De europeiske TSOene jobber imidlertid nå sammen med børsene med løsninger for å få plattformen i drift og hindre at tilsvarende episode skal kunne skje igjen. Så snart simuleringene starter igjen vil resultater publiseres på: [Flow-based – Nordic Regional Security Coordinator \(nordic-rc.net\)](http://Flow-based – Nordic Regional Security Coordinator (nordic-rc.net)).

Frem til flytbasert markedskobling blir implementert i hvert enkelt markedssegment (langsiktig, Spot & Intradag), vil publisering av kapasiteter fortsette som i dag med ATC. Når flytbasert markedskobling blir introdusert i hvert enkelt markedssegment, vil dagens ATC-kapasiteter bli erstattet av flytbasert-kapasiteter, og det er ikke planlagt at det vil bli publisert ATC.

Det nye forslaget til retningslinjer for fos § 6 er ment å gjelde fra og med flytbasert markedskobling settes i reell drift. Det er derfor ikke naturlig at retningslinejene inneholder informasjon om resultater fra ekstern parallellkjøring.

Høringsinstansenes innspill

Statkraft kommenterer at de i hovedsak synes at de nye forslagene er en forbedring av vilkårene, men at de likevel vil gi noen innspill til Statnett om behovet for gode og pålitelige estimat på fremtidig kapasitet, noe de også har fremført i andre flow-based sammenhenger.

- For en vannkraftaktør er det svært viktig med forutsigbarhet og forståelse rundt nettkapasiteter, ikke bare til day- eller week-ahead, men også 3-5 år frem i tid. Verdien av vannet henger tett sammen med handelsmulighetene mellom prisområder, og også for disponeringen over tid er det veldig viktig å vite i hvilke perioder som handelskapasiteten er begrenset. Det er nødvendig for å produsere riktig mengde til riktig tid, noe som ikke minst har betydning for forsyningssikkerheten. Statkraft kommenterer at de er litt urolige over om overgangen til flytbasert kommer til å gi dem dårligere informasjon om fremtidige nettkapasiteter, gitt hva som er beskrevet i det nye utkastet til retningslinjer
- Ad 1.2.1.2 Annet ledd:

- "Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlast scenario. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett høylast og ett lavlast scenario. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1."

Statkraft kommenterer at det spesielt i overgangsperioden når flytbasert er nytt vil være svært viktig for TSOene å publisere så mye kunnskap som mulig om forventningene til kapasiteter og hva som styrer utfallsrommet, siden det da vil være begrenset med historikk tilgjengelig for hvordan nettkapasitetene vil variere med ny markedsklarering. Statkraft hadde gjerne sett f.eks. en rapport eller webinar i forbindelse med oppdateringer av Y-1-kapasiteter, slik at aktørene i bransjen kan få best mulig forutsetning å forstå endringene.

. (...)

- "Ved planlagte driftsstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftsstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess."

Statkraft kommenterer at de også må få NUCS-melding om det er andre ting enn driftsstanser som forventes endre kapasitetene i nettet på sikt.

Systemansvarliges merknad

Reglene for langsiktig kapasitetsberegning er gitt i kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om retningslinjer om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (Forward Capacity Allocation, FCA) ¹. Regelverket krever at det skal beregnes kapasiteter for opptil 12 måneder frem i tid. Det er foreløpig ikke planer om å innføre lenger tidsperspektiv enn dette. Vi har full forståelse for behovet, men må også bemerke at kapasitetsberegning med lenger tidsperspektiv et ett år frem i tid uansett vil inneha svært stor grad av usikkerhet.

Når det gjelder oppdateringer av Y-1-kapasiteter har dette vært tema, og vil bli tema på fremtidige brukermøter. Ved ønske om å delta på møtene ta kontakt via fb@statnett.no.

Når det gjelder behovet for NUCS-melding også om andre driftsforhold enn driftsstanser vil dette bli oppdatert i retningslinjene. Endringen som er gjort etter høringen er markert med blå tekst.

2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 9

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringene i vilkår for FFR og justeringene i retningslinjene som følge av metoder fra SO GL.

I ettekant av høringen har systemansvarlig sett behov for å gjøre en justering av forslaget til vilkår for kapasitetsmarked for mFRR. Justeringen er ikke knyttet til mottatte innspill på høringen. Endringen gjelder mulighet for å kunne gjøre spesialkjøp også innenfor markedssystemet (Fifty Nordic Market Management System, FNMMS). Vi foreslår derfor å stryke presiseringen i kapittel 4 - 'Aksept av tilbud – fastsettelse av pris' om at spesialkjøpet skal gjøres utenom FNMMS. Vår vurdering er at det ikke har konsekvenser for aktørene om spesialkjøpet gjøres gjennom FNMMS, og vår oppfatning er derfor at det ikke er nødvendig med en ny konsultasjon på dette punktet:

Forslaget til endring i vilkår er markert med blå tekst i selve vilkårsdokumentet. Endringen som foreslås er:

Lokale nettforhold og andre hensyn kan medføre at det inngås kontrakter til høyere priser enn marginalpris, der oppgjør skjer til tilbudt pris ("pay-as-bid"). Dette er i så fall spesialkjøp ~~som gjøres utenom FNMMS~~.

Innspill til nytt kapasitetsmarked for mFRR og dimensjonering av FRR

Høringsinstansenes innspill

Norwea forutsetter at endringene i kapasitetsmarkedene og bruk av effektreserver muliggjør en størst mulig grad av utnyttelse av ikke fleksibel produksjonskapasitet til dette formål. I denne sammenheng er det viktig at spesielt vindkraft, som etter hvert vil utgjøre en betydelig andel av den samlede produksjonskapasiteten i Norge inkluderes i den grad det er formålstjenlig.

Systemansvarliges merknad

Vi legger til rette for teknologinøytral deltakelse i kapasitetsmarkedene. Vi regner med at overgang til daglig handel nærmere driftsdøgnet vil gi mer forutsigbarhet for aktørene.

Høringsinstansenes innspill

Hydro Energi viser til at Statnett planlegger for at nytt kapasitetsmarked for driftsforstyrrelsesreserver (DFR) skal overta for RKOM/mFRR CM fra høsten 2023, og at nye vilkår for mFRR CM skal gjelde fra 5. mai 2023. Siste sesong med bud i RKOM for større industribedrifter (sluttbruk) blir da sesongen 2022/23. Samtidig skriver Statnett at for å kunne tilby mFRR reserver etter 1. mars 2023, må den

tekniske transisjonen i forbindelse med mFRR aktiveringsmarked gjennomføres. Det er dermed noe uklart hva som blir betingelsene for industribedrifter for bud i RKOM kommende sesong, evt om kommende sesong planlegges avsluttet allerede 1. mars. Hydro Energi ber Statnett kommentere dette.

Systemansvarliges merknad

Vi vil informere aktørene nærmere om planer for overgangsperioden om kort tid. Vilkår for nytt kapasitetsmarked for driftsforstyrrelsesreserver vil etter planen bli sendt ut på høring 1. desember. Kommende RKOM sesong vil gå som normalt, Det vil være krav til at aktørene er over på nytt teknisk format etter 1. mars.

Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til teksten i retningslinjene om kapasitetsmarked for mFRR:

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehalsler internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Statkraft kommenterer at dette har vært praksis lenge, så det er ingen endring på det nå, men det er fortsatt en måte å gjøre innkjøp på som ikke sikrer det totale reservekravet, og som ikke oppfyller målet med en markedsbasert løsning på anskaffelse av mFRR kapasitet. Det overstigende kravvolumet som kjøpes vil i stor grad komme fra kapasitet som er forventet frivillig innsendte bud som vil kunne gi en kunstig lav pris og ikke garanterer en total mengde som vil dekke reservekravet. Prisen i markedet skal uansett signalisere om det er knapphet eller ikke og prisen vil bli 0 selv om man kjøper hele reservekravet når det ikke er knapphet. Poenget er at Statnett bør kjøpe inn hele kravvolumet uavhengig av hvor mye Statnett tror aktørene stiller som frivillige bud. Det er slik de gjør det i dag i FCR og aFRR, hvor de kjøper inn et visst volum og spesifiserer dette på forhånd. I RKOM (og også mFRR CM, med forslaget som ligger ute nå) kjøper de inn kun et overskytende volum utover det de beregner at aktørene vil stille frivillig (gratis kapasitet). Statkraft mener at Statnett bør kjøpe inn kravvolumet uansett, slik de gjør i de andre markedene.

Systemansvarliges merknad

Vi vil fortsette dagens praksis med kjøp av overstigende kravvolum ved overgang til nytt mFRR kapasitetsmarked, men beregning av reservekravet vil endres. Vi vil evaluere og eventuelt vurdere vår praksis etter at de nye markedene har vært i drift i en periode.

2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 11

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringene i vilkår for mFRR, og da begrunnelsen for forslaget fremdeles består, sendes forslaget uendret til RME for godkjenning.

Det nye forslaget til vilkår, se kapittel 3.3, er planlagt gjeldende fra og med 1.11.2022.

3 Retningslinjer for fos §§ 6, 9 og 11

3.1 Retningslinjer for fos § 6

Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på **Flytbasert Markedskopling (FB)**. ~~Net Transfer Capacity (NTC). NTC=TTC-TRM, hvor NTC er~~

~~handelskapasiteten gitt til markedet, TTC (Total Transfer Capacity) er handelskapasiteten inkludert TRM (Transfer Reliability Margin) som er en margin for variasjoner i kraftflyt.~~

Ved FB angis markedskapasitetene gjennom to sett av parametere, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) og Remaining Available Margin (RAM):

- En PTDF angir hvor stor andel (i prosent) av én MW injisert i et budområde som (ved et kritisk utfall, N-1) legger seg på en gitt kritisk nettverkskomponent (CNEC).
- RAM angir hvor mange MW markedet tillates å laste opp på hver enkelt CNEC.
- Markedskapasitetene utgjør dermed en matrise med en linje for hver CNEC, en kolonne for hvert budområde, samt en kolonne med RAM. I kolonnene for budområder angis PTDF for aktuelt budområde og snitt, i kolonnen for RAM oppgis RAM i MW for aktuelt snitt.

PTDF og RAM beregnes på bakgrunn av en felles nordisk nettmodell og en felles nordisk beregningsmetode. Beregningen er beskrevet nærmere i metoden "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) til Nordic-RCC sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGM – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne markedskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Nordic-RCC beregner først kapasiteter per time for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet, dette også på timenivå. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC² (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klargjort i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

Resultatene fra kapasitetsberegning skal valideres og godkjennes av systemansvarlig før publisering til markedsaktørene. Systemansvarlig har ved validering, anledning å korrigere beregnet RAM med hjelp av en Individual Validation Adjustment (IVA) -verdi i tilfeller feil i inndata, ved driftsforstyrrelser eller tilgjengelighet av systemvern.

NSL er ikke med i den europeiske markedskoblingen og vil derfor i kapasitetsfastsettelsen bli hensyntatt ved at systemansvarlig innledningsvis gjør en bergning basert på dagens NTC-metodikk. Her fordeles kapasitet mellom NSL-auksjonen og den europeiske markedskoblingen.

~~Systemansvarlig fastsetter handelskapasitet for handelskorridorer tilhørende de norske budområdene for døgnmarkedet og intradag-markeder på timesbasis. Dette omfatter kapasiteter internt mellom de norske områdene og handelskorridorer fra/til norske områder gjennom mellomlandsforbindelser. For mellomlandsforbindelser fastsettes og koordineres den endelige handelskapasiteten av begge parter i samråd, hvor den laveste foreslåtte handelskapasiteten normalt blir gjeldende.~~

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir ~~D~~den maksimale flyten som tillates ~~handelskapasiteten for~~ (startpunktet for beregning av RAM) beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger ~~hver korridor~~ fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC³. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom ~~med~~ bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

² ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokeret overføringskapasitet.

³ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

- For hver analyseperiode benyttes et forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres. Forbruket kan dermed representere lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.
- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal **flythandelskapasitet**. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - ~~termisk begrensning på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb—kraftsystemdata)~~
 - **Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)**
 - lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)
- ~~Ulik produksjonsfordeling internt i området eller i naboområder har betydning for hvor flaskehals oppstår, dvs. hvilke snitt som først blir fullastet. Dersom ulik produksjonsfordeling i stor grad påvirker hvor flaskehals oppstår, angis det et bånd (variasjonsområde) for kapasitet ut fra et budområde og/eller mot hvert av naboområdene. Størrelsen på båndet angir forventet normal variasjon i kapasitet basert på produksjonsfordeling.~~
- ~~For NO4 angis de totale maksimale eksport og importkapasitetene ut/inn av området som en sumbegrensning. For NO3 angis den totale maksimale importkapasiteten som en sumbegrensning. En sumbegrensning inneholder alle områdets handelskorridorer og er basert på snitt hvor flere av handelskorridorene inngår på tvers. Sumbegrensningen med tilhørende bånd blir fastsatt på lik metode som for en enkelt korridor.~~
- ~~For de aller fleste områder vil maksimal kapasitet mot ett eller to områder bli fylt opp først, mens det kan være ledig kapasitet mot andre områder. Kapasitet mot disse områdene vil da bli prognosert slik at summen inn eller ut av området blir så høy at første flaskehals blir fullastet. Dette er forhold som bestemmes av fysiske lover for elektrisk lastflyt. Uten en slik reduksjon i markedskapasitet, ville markedet klarere fysisk flyt som setter driftssikkerheten i fare. Ledig kapasitet mellom delområder som ikke lar seg utnytte på grunn av forskjellen mellom økonomisk flyt og fysisk flyt, oppstår ofte mellom NO1-NO3, NO5-NO2 og NO5-NO3. Ved prognosering av en kapasitet ses det på flere relevante forhold, som forventninger om driftskoplinger i nettet og produksjonsfordeling i områdene. Prognosen sammenlignes deretter med et lignende historisk referansetidspunkt for å finne riktig kapasitet.~~
- ~~Sumbegrensning på flyt NO2->NO1 pluss NO5->NO1 (NO1A->NO1) oppstår ved høyt forbruk i NO1. Flyt på de to korridorane begrenses da av faren for ustabilitet etter et gitt ledningsutfall.~~

Det er angitt en sikkerhetsmargin (**FRM**~~TRM~~) på alle **CNEC**~~erforbindelsene~~. **FRM** benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. Verdien på ~~TRM~~ fastsettes på hver **CNEC**~~korridor~~ basert på en felles statistisk nordisk metode og reduserer tilgjengelig RAM. Metoden er nærmere beskrevet i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management". ~~samlede driftserfaringer av normale flytvariasjonerfaring av fordeling av regulerstyrke i de ulike områdene, og erfaringer med andre variasjoner som hyppige endringer i forbrukspunkter. TRM-verdien trekkes fra TTC for å få NTC-verdien.~~

Utteksling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Uttaksling av FCR-kapasitet gjennomføres kun i tilfeller det er nok ledig handelskapasitet i Intradagmarkedet ved innkjøpstidspunkt for FCR-markedet og påvirker ikke gitt handelskapasitet til markedet. Maksimal netto **utveksling**~~import~~ av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

~~Systemansvarlig kan redusere handelskapasiteten utenfor de normale båndene i tilfeller som opplistet under, men er ikke begrenset til kun disse situasjonene men er ikke begrenset til kun disse situasjonene:~~ Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

- ~~• Planlagte driftstanser av komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett~~
- ~~• Feil på komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett~~
- ~~• Høy last som kan medføre begrensninger i overføring på grunn av spennings- eller stabilitetsforhold~~
- ~~• Termiske forhold der overføringer begrenses av høy utetemperatur~~
- Utilgjengelighet av systemvern
- Reservert kapasitet for automatiske og manuelle reserver, aFRR og mFRR
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser
- ~~• Flytforhold i nettet der forventet fysisk utnyttelse av korridoren er utenfor angitte Kapasitetsbånd~~

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til enhver tid, gitt nevnte begrensninger. Flere ulike tiltak kan bidra til å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet. Hvilke tiltak som velges baseres på driftsmessige og samfunnsøkonomiske vurderinger. I tilfeller der det for å håndtere en nettbegrensning, mangler alternative tiltak eller der alternativene anses å gi en for dårlig forsyningssikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme, **må denne begrensningen løses gjennom den flytbaserte markedsklareringen kan handelskapasitet reduseres.** De alternative tiltakene er blant annet:

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødefekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes **og kapasitet frigjøres og det kan gis en høyere handelskapasitet.** Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningssikkerhet.
- Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Redusert forsyningssikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyten av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.
- **Avlyse planlagte driftstanser**

~~Handelskapasiteter som gis til intradag-markedet tar utgangspunkt i handelskapasiteter fra døgnmarkedet markedet og korrigeres fortløpende for endringer i flytforhold, endringer i planlagte driftstanser eller driftsforstyrrelser.~~

Annet ledd

Systemansvarlig informerer om forventede handelskapasiteter i henhold til enhver tid gjeldende regelverk.

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Fastsatte handelskapasiteter for alle nettbegrensninger, inkludert PTFD og RAM, publiseres daglig på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) og NUCS (<https://nucs.net>) før markedsklarering i Day-Ahead.
- Systemansvarlig vil for øvrig etterleve alle kravene til publisering av data i artikkel 25 i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".
- Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlastscenarie. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett høylast og ett lavlast scenarie. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1.
- Frem til introduksjon av FB i det langsiktige markedet, vil beregningen av langsiktige kapasiteter bruke den samme metodikken som benyttes ved beregning av Intradagkapasiteter (ATC) og publiseres som ATC-kapasiteter. (Forventet handelskapasitet vil være tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS).
- Ved planlagte driftstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftsstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess. Ved andre spesielle endringer i forhold som påvirker forventet kapasitet vil egen markedsmelding på NUCS bli sendt.
- ~~Systemansvarlig publiserer sammen med de andre nordiske systemansvarlige en grafisk oversikt over maksimal handelskapasitet per korridor, som oppdateres løpende ved endringer (Denne informasjonen finnes tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS): [Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\)](#).*~~
- ~~Oversikt og endringer av maksimal handelskapasitet og tilhørende bånd publiseres gjennom markedsmeldinger.~~
- ~~Ved behov for kapasitetsreduksjoner utenfor de angitte båndene informeres markedet av systemansvarlig gjennom markedsmeldinger.~~
- På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:
 - Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering
 - Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.
 - Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser
- ~~Andre relevante parameter i kapasitetsfastsettelsen, så som FTRM for hver korridor, publiseres gjennom et felles nordisk dokument (denne informasjonen finnes tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS) Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market)~~

~~Endring i intradag kapasiteter informeres normalt ikke gjennom markedsmeldinger, så lenge ikke kapasiteten på forbindelsen settes til null.~~

* Retningslinjeteksten oppdatert med ny lenke. Endringer er informert om i høring 21-3.

3.2 Retningslinjer for for fos § 9 annet ledd

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

For å kunne utføre oppgavene med å balansere kraftsystemet og håndtere flaskehals er systemansvarlig avhengig av tilstrekkelige effektreserver. Systemansvarlig har, i samarbeid med de andre TSOene i det nordiske synkronsystemet, utviklet forskjellige reserveprodukter med ulike egenskaper for å møte behovene i kraftsystemet. Noen av disse reservene er underlagt nordiske krav hvor forpliktelsene fordeles nasjonalt, og noen sikres som følge av nasjonale behov.

Nordiske krav er forankret i det styrende dokumentet "Nordic system operation agreement – annex Load-frequency control & reserves (LFCR)". Avtalen kalles også den nordiske systemdriftsavtalen. Grunnleggende metoder, som for eksempel dimensjonering av nødvendige effektreserve og fordelingen mellom de nordiske systemansvarlige, er inkludert i avtalen direkte eller som tilknyttede regulatorgodkjente metoder. Oppdaterte nasjonale fordelingskrav for effektreserve finnes i appendix 1 til LFCR annexet.

~~Reserveproduktene er beskrevet nærmere i vedlegg til retningslinjen til fos § 8a første ledd.~~

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- Tertiærreserve, manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), som også kalles regulerkraft.
- Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig søker i størst mulig grad å sikre tilstrekkelige effektreserver gjennom kapasitetsmarkeder (jf. prinsipper for utøvelsen av systemansvaret fos § 4 c og d) for de definerte reserveproduktene, men benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig eller samfunnsøkonomisk rasjonelt å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene. Systemansvarlig utvikler nye reserveprodukter fortløpende, i samråd med interessenter, ved behov iht. fos § 4, prinsipper for utøvelsen av systemansvaret.

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering, ~~—da nedreguleringsreserver også er nødvendig for å utføre systemansvarliges oppdrag.~~

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Primærreserver (FCR)

Systemansvarlig benytter FCR for to formål i systemdriften: FCR-N (normal) eller normaldriftsreserve aktiveres ved frekvensendringer innenfor normalfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D (disturbance) eller driftsforstyrrelsesreserve skal reagere på frekvensendringer som ligger utenfor normalfrekvensbåndet.

FCR-D anskaffes separat for opp- og nedregulering, hhv. FCR-D_{opp} og FCR-D_{ned}.

Dimensjonering av FCR

Synkronsystemets krav til både normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) bestemmes på nordisk nivå gjennom den nordiske systemdriftsavtalen.

Krav til mengde tilgjengelige FCR-reserver i Norden og fordelingen av dette mellom de nordiske landene gjennom en fordelingsnøkkel er beskrevet i artikkel 3 og 4 i Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. ~~Fordelingsnøkkelen Dagens krav til FCR-N er 600 MW. Denne mengden blir fordelt mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel. Denne~~ beregnes for det kommende året basert på produsert og konsumert energimengde nasjonalt i forhold til den nordiske totalen i det foregående året. Systemansvarlig er forpliktet å sikre norsk andel.

De nordiske TSOene ~~Systemansvarlig~~ dimensjonerer FCR-D_{opp} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av det største tilknyttet kraftverk/importerende HVDC-forbindelse ~~for oppregulering og Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D_{ned} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er~~ bortfall av største tilknyttede last/eksporterende HVDC-forbindelse ~~for nedregulering~~. Krav til mengde tilgjengelig FCR-N er fastsatt i annexet Load-Frequency Control & Reserves til den nordiske systemdriftavtalen.

Marked for FCR

Markedet for FCR er et nasjonalt marked og består av to delmarkeder. Det ene delmarkedet kjøres før døgnet, mens det andre delmarkedet kjøres etter døgnet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i døgnet, inklusive utveksling fra andre TSOer. Grunnleveransen, som systemansvarlig sikrer gjennom vedtak om levering av systemtjenester etter fos § 9 første ledd, kan bys inn i markedene for FCR. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for **tilbud, aksept, aktivering, rapportering og avregning** i markedet for FCR primærreserver".

Ved manglende reserver

For å sikre tilstrekkelig regulerstyrke benytter systemansvarlig også virkemidler gitt av fos § 9 første ledd. Dette gjøres gjennom vedtak om grunnleveranse, samt egne vedtak ved separatområder eller systemkriske vedtak ved behov. Se retningslinjer til § 9 første ledd.

Sekundærreserve (aFRR)

aFRR blir automatisk aktivert på signal fra systemansvarlig, basert på frekvensavvik.

Dimensjonering av aFRR

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. Dette gjøres fortløpende i hvert kvartal gjeldende for kommende kvartal. Ved oppstart av automatisert mFRR balansering vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiverings fasen for mFRR i normaldrift.

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i " Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkriske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom regulerkraftmarkedet, som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraftmarkedet er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR, ~~kalt regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)~~, benyttes for å sikre tilstrekkelige opp- og nedreguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet hvilket er aktiveringsmarkedet for mFRR. **endringen knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023.*

Dimensjonering av mFRR

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle nordiske TSOer skal sikre mFRR for å dekke sin dimensjonerende feil. For mFRR i retning opp vil dimensjonerende feil være gitt av produksjonsutfall, eventuelt utfall av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy import. For mFRR i retning ned vil dimensjonerende feil være gitt av forbruksutfall, eventuelt tap av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy eksport.

I tillegg til dette kravet **må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. har s**Systemansvarlig **har derfor definert** et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk **og dimensjonerende feilhendelse.**

*Regulerkraftopsjonsmarkedet (kKapasitetsmarked for mFRR)-*Endringene knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023*

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR, ~~regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)~~. Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Vilkårene **for** deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for **kapasitetsmarkedet for mFRR**" **tilbud, aksept, rapportering og avregning i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)**" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

Dersom det nasjonale behovet for mFRR har økt etter klarering i **kapasitetsmarkedet for mFRR RKOM** for aktuell leveranseperiode, kan systemansvarlig sikre mFRR gjennom systemkritiske vedtak, som beskrevet i retningslinjen til fos § 12 fjerde ledd.

I vanskelige driftssituasjoner, med lokale flaskehals, hvor det er behov for ytterligere regulerytelse i spesifikke nettområder utover hva som allerede er tilgjengelig av regulerkraftbud (dvs. frivillig innsendte bud inkludert mFRR anskaffet gjennom **kapasitetsmarkedet for mFRR RKOM**) kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner kan mFRR hos produksjonskonsesjonærer sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

Ved vedtak om levering av effektreserve skal leveransen ha respons iht. vilkårene for mFRR, såfremt anlegget er kvalifisert for dette. Dersom produksjonsanlegget ikke er kvalifisert for mFRR-markedet, skal det levere effektreserver iht. produksjonsanleggets tekniske begrensninger. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil dette være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet.

Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig sikrer FFR for oppregulering for å begrense en rask frekvensnedgang og hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved større feilhendelser i situasjoner med lav rotasjonsenergi i kraftsystemet. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt hos leverandør.

Dimensjonering av FFR

De nordiske TSOene stiller et krav til FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en bestemt fordelingsnøkkel som beregnes basert på informasjon fra foregående driftsår, levert rotasjonsenergi fra produksjonsmiksen i systemet og dimensjonerende hendelse per systemansvarlige. Systemansvarlig er ansvarlig for å sikre FFR for den perioden behovet oppstår.

Marked for FFR

Systemansvarlig anskaffer FFR gjennom sesongoppkjøp av to ulike kontraktstyper FFR Profil og FFR Flex med ulike leveransekrav. Gjennom FFR Profil skal leverandør stille effektreserve tilgjengelig til faste tider gjennom hele sesongen, mens gjennom FFR Flex bestiller systemansvarlig effektreserve ukentlig basert på prognoser. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske effektreserver (FFR)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke FFR gjennom systemkritiske vedtak etter fos. Dersom systemansvarlig ikke kan dekke sin FFR-forpliktelse gjennom anskaffelse av reserver eller tilsvarende effektrespons i systemet, vil systemansvarlig ved behov bidra til å redusere dimensjonerende hendelse i Norden. Ved behov for å redusere dimensjonerende hendelse i Norge vil systemansvarlig benytte seg av etablerte virkemidler som å spesialregulere produksjonsenheter iht. retningslinjer for fos § 11 eller begrense overføringskapasitet på mellomlandsforbindelser iht. retningslinjer for § 6.

3.3 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 11

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 9
 - o Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske effektreserver (FFR)
 - o Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR
- Vedlegg til retningslinjer for fos § 11
 - o Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet)