

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

Oversendelse for godkjenning

1. april 2025

-

Fos §§ 6, 8a, 8b, 9, 12, 14, 14a og 16

Forord

Innhold i dette forslaget til oppdatering

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 28a.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig oppdaterte retningslinjer for fos §§ 6, 8a, 8b, 9, 12, 14, 14a og 16 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. Dette inkluderer vedlegg til retningslinjer for fos § 9 - *Vilkår for FCR*, vedlegg til retningslinjer for fos § 14 – *Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet og veileder for søknadsplikt* samt vedlegg til fos § 14a - *parameterliste*

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 13. desember 2024 – 28. februar 2025. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet. I denne høringen ble både retningslinjer etter fos, retningslinjer etter energilovforskriften (enf) § 6-1 og endringer i metode etter EBGL art. 18 hørt i samme dokument. Fra 1. januar 2025 ble fos endret slik at innholdet i bestemmelsen til energilovforskriften § 6-1 ble flyttet til fos § 14a slik at disse retningslinjene også skal godkjennes av RME. Metoden etter EBGL art. 18 oversendes til RME separat.

Forslaget til retningslinjene som vi nå sender på godkjenning, står i kapittel 3 i dette dokumentet, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.9.

Innholdsfortegnelse

1	Om høringen	5
2	Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.....	6
2.1	Kommentarer til retningslinjene for fos § 6.....	6
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a.....	9
2.2.1	Krav til å være i balanse	9
2.2.2	Det er uklart hva som skal rapporteres	10
2.2.3	Hensiktsmessighet i at systemansvarlig samler inn forventet ubalanse, tradere og forbruk burde inkluderes	11
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b.....	12
2.3.1	Systemansvarlig burde avvente andre endringer i systemdriften og vurdere behovet på nytt	13
2.3.2	Avklaring om sammenheng med deltagelse i kapasitetsmarkedene	15
2.3.3	Ønsker noe mer tid til implementering.....	16
2.3.4	Vanskelig for forbruk som omfattes å oppfylle kravet	16
2.3.5	Hva er kravene til batteri?	17
2.3.6	Viktig med differensierte krav til ulike anlegg	18
2.4	Kommentarer til retningslinjene for fos § 9.....	18
2.4.1	Retningslinjene for fos § 9.....	18
2.4.2	FCR-vilkår.....	19
2.5	Kommentarer til retningslinjene for fos § 12.....	20
2.6	Kommentarer til retningslinjene for fos § 14.....	20
2.6.1	Kommentarer til Veileder for søknadsplikt.....	20
2.6.2	Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)	23
2.7	Kommentarer til retningslinjene for fos § 14a.....	23
2.8	Kommentarer til retningslinjene for fos § 16.....	24
3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 6, 8a, 8b, 9, 12, 14, 14a og 16 .	26
3.1	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6	26
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a	30
3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b	31
	Krav om gradvis endring av produksjon.....	32
	Unntak fra krav om gradvis endring av produksjon.....	32
	Krav om gradvis endring av forbruk.....	33
3.4	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd	34
3.5	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser	36

3.6	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14	40
3.7	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a	43
3.8	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16	49
3.9	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 14	51
4	Vedlegg – oppsummering av høringsinnspill til NVF 2025	52
4.1	NVF DEL II - NETTANLEGG OG DEL III FORBRUK OG TILKNYTNING AV NETT	53
4.1.1	NVF DEL IV PRODUKSJONSANLEGG	57

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Om høringen

Høringen omhandlet retningslinjer iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28. Nedenfor listes alle aktørene som har besvart høringen.

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende aktører:

- Lyse Produksjon
- Hafslund Eco
- Skagerak kraft
- Fornybar Norge
- REN
- Statkraft
- BKK
- Lnett
- Equinor
- Samfunnsbedriftene
- Hydro energi
- Å Energi
- Elvia

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2, samt i kapittel 4 (NVF). I dette dokumentet er deler av innspillene gjengitt, og de fullstendige høringsinnspillene legges ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene som følge av innkomne innspill og mindre språklige endringer. Disse er kommentert i kapittel 2, og de er markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslag til endrede retningslinjer kommer frem i kapittel 3. Endringer i retningslinjene som ble sendt på høring, er markert i grønn der vi har foreslått ny tekst og rød gjennomstreking der vi har slettet tekst.

2 Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer

2.1 Kommentarer til retningslinjene for fos § 6

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. I tillegg har vi blitt oppmerksomme på behov for noen presiseringer som vi har markert i blått.

Angående dette temaet var det svar fra 5 (BKK, Hafslund, Skagerak, Statkraft og Å energi) høringsinstanser. Flere av kommentarene har felles tema, og derfor har vi svart på disse temaene samlet nedenfor.

Forutsigbarhet og samfunnsøkonomiske vurderinger

Høringsinstansenes innspill

Hafslund forstår at det er viktig å ha tilstrekkelige reserver av hensyn til systemsikkerheten, men mener forslaget er fremmet på en lite hensiktsmessig måte og kan ha vesentlige negative konsekvenser.

Hafslund påpeker at det er viktig med høy forutsigbarhet for overføringskapasitetene, da dette er avgjørende for å disponere vannet godt i henhold til effektiv ressursutnyttelse og forsyningssikkerhet. Vesentlige endringer i markedsdynamikken bør etter Hafslund sin vurdering konsekvensutredes, beskrives og varsles i god tid før endringen inntreffer. Både Statkraft og Hafslund peker på at det er uheldig at tiltaket ble innført før endrede retningslinjer ble sendt ut på høring.

Prinsipielt støtter Hafslund at man bør kunne utveksle reserver mellom budområder dersom det er samfunnsmessig rasjonelt. Hafslund mener imidlertid at dette kriteriet ikke er dokumentert oppfylt i denne saken. Hafslund mener det er et minimumskrav at det skal ligge en samfunnsøkonomisk beregning til grunn for en slik allokering av overføringskapasitet. Statkraft savner også en analyse som viser at deling av reserver er et effektivt virkemiddel.

I sin nåværende form vil foreslåtte løsning for deling av reserver etter Hafslund sin vurdering, negativt påvirke deres evne til å disponere vannet effektivt siden det gir økt usikkerhet for overføringskapasiteter og priser i markedet.

Systemansvarliges merknad

Statnett er enig med høringsinstansene i at det er uheldig at endringer i praksis for fastsettelse og innkjøp av reserver ble innført før høringen av endringer i retningslinjene er ferdig. Høsten 2024 innså systemansvarlig at det i dette tilfellet av hensyn til forsyningssikkerheten var nødvendig å endre praksis for anskaffelse av reserver uten forutgående oppdatering av retningslinjer. Det var usikkerhet knyttet til om det ville bli tilbudt tilstrekkelig med reserver til å balansere systemet med ønsket driftssikkerhet og reservasjon av handelskapasitet ble innført som et midlertidig tiltak. Statnett mener endringen er i henhold til europeisk regelverk og nødvendig for å ivareta systemansvarliges mulighet til å sikre en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret. Statnett har beskrevet endret praksis i høringen av retningslinjene datert 15. desember 2024.

Statnett forstår at forutsigbarhet for overføringskapasitet mellom prisområder er sentralt ved aktørers disponeringer og vil i henhold til gjeldende regelverk publisere informasjon om alle endringer i kapasitet som reserveres for utveksling og deling av reserver. Videre blir det løpende publisert informasjon om reserver som anskaffes i Statnetts kapasitetsmarkeder.

Det understrekes at dimensjonering og anskaffelse av reserver per budområde følger av det overordnede målet om å forbedre den samlede effektiviteten i kraftsystemet. Ved dimensjoneringen av reservebehovet til mFRR kapasitetsmarkedet som gjennomføres D-2 og D-1, mottar Statnett last- og kraftflytprognoser fra flere tjenesteleverandører. Krav til dimensjonering av reserver og regler for utveksling og deling er fastsatt i metoder utarbeidet i henhold til europeisk regelverk og godkjent av de nordiske regulatorne for elektrisk energi. Europeisk regelverk (SOGL) fastsetter at vi skal ha tilstrekkelig med reserver 99 % av tiden. Til tross for betydelig økte innkjøp, utveksling og deling av reserver vil det per i dag ikke være mulig å oppnå dette kravet i alle budområder til enhver tid, selv om vi kjøper alle tilgjengelige bud uavhengig av pris. Ved å legge til grunn at reserver kan deles kommer vi imidlertid noe nærmere det fastsatte behovet. Inntil videre har vi vurdert det som samfunnsmessig rasjonelt å dekke behovet for normale ubalanser 95 % av tiden og for dimensjonerende feilhendelser 90 % av tiden.

Kriterier for bruk av delte reserver

Høringsinstansenes innspill

Hafslund mener at systemansvarlig må angi mer konkret om kriteriene for redusert overføringskapasitet. I tillegg mener Hafslund at systemansvarlig må beskrive hvilke områder eller overføringer det er mest relevant å begrense.

Statkraft peker på at systemansvarlig har mulighet til å allokere opptil 10 prosent av kapasiteten til utveksling av reserver mellom budområder. Dette er en grense som kan utvides til 20 prosent dersom man ikke oppfyller dimensjoneringsbehovet i et budområde. Det er uklart for Statkraft om de 10 prosentene som er ment for deling av reserver kommer i tillegg til de allerede 20 prosentene som kan reserveres for utveksling, slik at forslaget i prinsippet åpner opp for reservasjon av opptil 30 prosent kapasitet.

Statkraft mener det fremstår uklart hvilke regler som gjelder for bruk av kapasitet på tvers av markeder, samt regler for å faktisk holde kapasitet utenfor markedene. Det vises blant annet til at muligheten for reservasjon og deling av reserver kommer i tillegg til systemansvarligs økte FRM fra 5 prosent og opptil 14 prosent. Dersom man setter sammen alle de nevnte elementene kan det ifølge Statkraft virke som det er en betydelig reservasjon av kapasitet i tiden fremover. Uklarheten gjelder ifølge Statkraft, også når kapasiteten skal holdes tilbake, hvilke kriterier som ligger til grunn for tilbakeholdelse og hva som er grensene for tilbakeholdelse. Statkraft ber om at dette forklares og begrunnes og at det deretter beskrives tydelig i retningslinjene. Ved en slik praktisering som systemansvarlig legger opp til mener Statkraft det også er viktig at systemansvarlig lager en mekanisme for å slippe ubrukt kapasitet i senere markeder.

Skagerak savner transparente kriterier for å reservere kapasitet til balansering, da denne reservasjonen har en kostnad ved at kapasitet tas vekk fra energimarkedene.

Å Energi oppfordrer Statnett til, i størst mulig grad, å avklare og informere aktørene om hvilke situasjoner, hva behovet er i hvert område, lengden på overgangsperioden og hvordan de samfunnsøkonomiske kostnadene beregnes. Dersom ordningen innføres, bør den ifølge Å Energi evalueres hyppig. Å Energi peker på at høye reservekostnader i et område vil intensivere aktører til nettopp å fremskaffe og tilby mere reserver i dette området.

Systemansvarliges merknad

I henhold til SOGL artikkel 152 og 143 og fos § 9 er systemansvarlig forpliktet til å ha tilstrekkelige reserver til å håndtere ubalanser per budområde. I dette legges til grunn at reservene kan deles og utveksles. Krav til dimensjonering av FRR-reserver er regulert i artikkel 157. Her står det at TSOene skal avtale dimensjoneringsregler i en LFC-

blokkavtale. Blokkavtalen krever at vi har en dimensjoneringsmetode som beregner og fordeler krav til reserver i blokken og internt mellom budområder. Blant annet skal TSO-ene i blokken ha tilstrekkelige reserver til å håndtere ubalanser, både opp og ned, 99 % av tiden. Ubalanse betyr både normale ubalanser og ubalanser som følge av en dimensjonerende feilhendelse (RI). Metode for dimensjonering av reserver skal godkjennes av reguleringsmyndighetene i henhold til artikkel 6 (3) før de kan inngå i blokkavtalen etter artikkel 119. Gjeldende dimensjoneringsmetode ble godkjent av RME i brev datert 8. juni 2022. Metoden gjelder fra utgangen av 2022.

For balansering av kraftsystemet med ACE inngår tre hovedelementer. For det første skal det korrigeres for aktørenes ubalanser (planlagt kontra faktisk leveranser). Dette omtales også som Normale ubalanser (NI). For det andre skal vi kunne håndtere dimensjonerende feilhendelse i hvert enkelte budområde, såkalt dimensjonerende feilhendelse (RI). Det skal for det tredje sikres reserver for å håndtere interne flaskehalsar i budområdene, omtalt som spesialregulering (SR). Dersom det er mangel på reserver i aktiveringsmarkedet selv etter anvendelse av systemkritiske vedtak etter forskrift om systemansvaret § 12 fjerde og femte ledd, har ikke Statnett noe annet alternativ enn å koble ut last eller redusere flyt på HVDC-forbindelser. Ytterligere forklaring av metoden kan leses i Statnett-brev til RME datert 20. desember 2024 og 17. januar 2025.

Statnett ønsker å presisere at pålitelighetsmargin (FRM) og kapasitetstildeling er to ulike elementer som har ulike kriterier og mål. Begge er imidlertid relatert til implementering av flytbasert markedskobling. FRM (Flow Reliability Margin) er en justering som brukes på de individuelle kritiske nettverkselementene for å ta hensyn til aktørenes ubalanser og avvik fra prognosert last- og produksjonsfordeling. Allokeringen av kapasitet for utveksling og deling av reserver gjøres på grensen mellom to budområder. Den fastsatte allokeringen fordeles deretter på de kritiske nettverkselementene.

Statnett beregner reservebehov som input til mFRR-kapasitetsmarkedet. Tildelt kapasitet for normal ubalanse frigis til den automatiske optimaliseringsfunksjonen i sanntid for å muliggjøre den mest effektive bruken av mFRR-budene på nordisk nivå.

Varighet av overgangsperiode

Høringsinstansenes innspill

BKK mener at allokering av opptil 10% av tilgjengelig nettkapasitet til deling av reserver mellom norske budområder, kan påvirke kapasitet for tillatt utveksling og tilknytning. Derfor bør en slik allokering av kapasitet være et kortvarig virkemiddel, og at man må jobbe raskt for å få tilstrekkelig reguleringskapasitet innenfor hvert budområde, slik at kapasiteten i transmisjonsnettet kan utnyttes godt ift. utveksling og tilknytning.

Hafslund ber systemansvarlig definere overgangsfasen og angi hvor langt unna man er å ha tilstrekkelig likviditet i mFRR CM i de berørte budområdene.

Systemansvarliges merknad

Statnett har jobbet systematisk for å tilpasse seg markedsreglene for mFRR-kapasitetsmarkedet. Markedet var operativt 12. februar 2024, over 12 måneder før oppstart av ACE-basert balansering og 15 minutters markedstidsenhet som startet 4. mars 2025. Statnett har jobbet med å sikre prekvalifisering av aktører i alle prisområder. Videre har Statnett hatt dialog med markedsaktører for å uttrykke viktigheten av økt mFRR-reservekapasitet. I oktober 2024 ble det klart for Statnett at det var betydelig risiko for reservemangel og begynte å vurdere hvilke avbøtende tiltak vi kunne benytte for å opprettholde NBM-startdatoen og samtidig sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet. Som angitt i høringsdokumentet kom Statnett til at er det i en overgangsperiode var behov for å reservere noe overføringskapasitet mellom enkelte budområder for å sikre tilgang til tilstrekkelig med reserver i alle norske budområder til enhver tid. Allokering av

kapasitet for deling av reserver er en midlertidig løsning og systemansvarlig vil på sikt kun reservere kapasitet for deling for perioder/markedstidsenheter hvor vår analyse i forbindelse med dimensjoneringen av reserver og før kjøp av reservekapasitet, viser at det er fare for å ikke ha tilstrekkelig tilgang på reserver uten deling. Inntil tilstrekkelig datagrunnlag er på plass for gjennomføring av slike analyser, vil vi reservere 10% av tilgjengelig nettkapasitet til deling av reserver mellom NO3 og NO4 samt mellom budområdene i Sør-Norge.

Statnett vil fortsette å forbedre sine dimensjoneringsverktøy og få erfaring med 15-minutters balansering for å optimalisere samfunnsnyttene av disse løsningene og bruken av delte reserver på tvers av budområder.

2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a

Systemansvarlig mottok flere innspill på endringen i retningslinjene til fos § 8a om krav om rapportering av forventet ubalanse. Systemansvarlig har som følge av høringsinnspill gjort endringer i retningslinjene for å tydeliggjøre praksis rundt rapportering av forventet ubalanse.

Flere høringsinstanser hadde lignende innspill. I det følgende er høringsinnspillene sortert etter tematikk med en felles merknad fra systemansvarlig per tema.

2.2.1 Krav til å være i balanse

Høringsinstansenes innspill:

Systemansvarlig har foreslått følgende endring av retningslinjene: «Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet forløpende iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata løpende, frem til fristen 45 minutter før hvert kvarter.»

Hafslund, Skagerrak Energi, Statkraft og Fornybar Norge påpeker at formuleringer i retningslinjen gir inntrykk av at systemansvarlig skjerper kravet til produsenter til å være i balanse i ulike tidsavsnitt, selv om det står eksplisitt i høringsnotatet at dette ikke var intensjonen.

Hafslund vurderer at skjerpingen vil kreve justeringer i egen portefølje eller handel i intradagmarkedet. **Statkraft** vurderer at formuleringen innebærer at de må justere sine forpliktelser i markedet forløpende i henhold til siste prognose. De mener et krav om fortløpende markedsbalanse vil være vanskelig både av hensyn til usikkerhet i prognoser og den fortløpende likviditeten i intradag på de tidspunktene hvor ubalansene oppdages.

Hafslund mener at kontinuerlig justering av posisjon i intradagmarkedet vil innebære en stor kostnad for aktørene og resultere i en lite effektiv ressursallokering. De mener også at justering innenfor egen portefølje heller ikke sikrer at systemet tar i bruk de rimeligste ressursene. **Hafslund** vurderer at det i mange timer vil det være samfunnsmessig rasjonelt at ubalanser går til mFRR EAM, som er det eneste markedet med likviditet så nære hvert tidsavsnitt. **Statkraft** mener en slik tolkning vil kunne føre til en lite effektiv og kostbar ressursutnyttelse, som verken er bra for systemansvarlig, aktørene eller effektiviteten i kraftsystemet. De mener kravet om fortløpende markedsbalanse vil være vanskelig både av hensyn til usikkerhet i prognoser og den fortløpende likviditeten i intradag på de tidspunktene hvor ubalansene oppdages.

Fornybar Norge mener kontinuerlig justering av posisjoner ikke er praktisk mulig. Videre mener de at lav likviditet i intradagmarkedet kan gjøre slike justeringer svært kostbare og ineffektive. **Skagerrak Energi** mener at et slikt krav ikke er formålstjenlig uten å utdype hva de mener med dette.

2024/2852

Hafslund og Statkraft foreslår å fjerne endringene og gå tilbake til opprinnelig formulering i retningslinjene før høring.

Fornybar Norge foreslår en modifisering av kravet: "Systemansvarlig forventer at konsesjonæren **så langt det er hensiktsmessig** [vår understrekning] justere sine forpliktelser i markedet fortløpende iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata skal oppdateres løpende, frem til fristen 45 minutter før hvert kvarter."

Systemansvarliges merknad:

Vår vurdering er at formuleringen Fornybar Norge har foreslått imøtekommer flere av kommentarene om at det ikke er hensiktsmessig å handle seg i balanse i alle situasjoner. Med denne formuleringen er det tydelig at selskapene selv må vurdere hva som er hensiktsmessig agering innenfor rammene av kravet om at det skal være samsvar mellom produksjonsplan og forpliktelser i markedene.

Vi har tatt Fornybar Norge sitt forslag til ny formulering til følge og lagt inn uthevet tekst i retningslinjen: "Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet **så langt det er hensiktsmessig** iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon".

Systemansvarlig er enig med høringsinstansene i at intensjonen med endringen ikke var å stramme inn kravet til å være i balanse. Som vi skrev i høringsdokumentet, ønsket vi å tydeliggjøre at å rapportere forventet ubalanse ikke endrer kravet om å være i balanse: "Fos § 8a og retningslinjene til denne sier at konsesjonærenes planer skal utarbeides i tråd med deres forpliktelser og at produksjonsplaner skal være i tråd med faktisk planlagt produksjon. Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet fortløpende iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Denne endringen medfører ingen aksept for brudd på kravet eller annen endring i forståelse eller praktisering av dette kravet."

Systemansvarlig innhenter informasjon fra avregningsansvarlig iht. fos § 8 annet ledd for å følge opp dersom aktører har *systematiske* overtredelser av kravet om å være i balanse. Som vi skrev i høringen vil vi følge opp at "produksjonsplanene fremdeles holder høy kvalitet, og at aktørenes totale ubalanser ikke øker i forhold til i dag".

2.2.2 Det er uklart hva som skal rapporteres

Høringsinstansenes innspill:

Statkraft: Systemansvarlig skriver videre i forslaget at: «Dersom det ikke er mulig for konsesjonæren å justere sine forpliktelser i markedet til siste tilgjengelige prognose for faktisk produksjon, skal konsesjonæren opplyse systemansvarlig om dette løpende.» Dette må leses i lys av kommentaren vår over. Det fremgår ikke tydelig av setningen når vi skal rapportere, hvordan dette skal rapporteres, og hva som er grensa for en ubalanse som må opplyses om til systemansvarlig.

Systemansvarliges merknad:

Innspillet tas til følge ved at vi presiserer at forventet ubalanse skal oppdateres når produksjonsplanen oppdateres. Dagens praksis for oppdatering av produksjonsplan er ikke identifisert som problematisk, så samme praksis kan følges for oppdatering av forventet ubalanse.

Vi har også tydeliggjort teksten om rapportering av forventet ubalanse, blant annet ved å fjerne ordet "løpende".

2024/2852

Når det gjelder hvordan meldingen skal sendes inn, har vi beskrevet i høringen at forventet ubalanse skal sendes som en egen tidsserie som skal sendes i samme melding som oppdaterte produksjonsplaner. Koder og lignende vil bli publisert i teknisk dokumentasjon for rapportering av produksjonsplaner.

2.2.3 Hensiktsmessighet i at systemansvarlig samler inn forventet ubalanse, tradere og forbruk burde inkluderes

Høringsinstansenes innspill:

Statkraft:

Systemansvarlig har i denne høringen foreslått et mer konkret rammeverk for innmelding av forventet ubalanse. Statkraft vil starte med å understreke at vi ser behovet til systemansvarlig om å ha mer og bedre informasjon om ubalanser i forkant av driften. Samtidig mener vi at dette behovet heller bør løses gjennom bedre tilgang til grunnlagsdata og ikke en ubalanseprognose slik som beskrevet.

Systemansvarlig har etter forrige høringsrunde spesifisert at forbruk skal inkluderes i ubalanseprognosen for de aktørene som har dette i tillegg til produksjon. Vi tror at inkludering av forbruk hos noen, men ikke hos andre vil føre til et ufullstendig og tilfeldig bilde av den samlede ubalansen ettersom det kun vil være noe forbruk som er satt sammen med produksjonen i ubalanseprognosen. Vår hypotese er derfor at det trolig ville vært en bedre løsning for alle om systemansvarlig innhentet det datagrunnlaget de har behov for, fra de ulike aktørene. Dette vil kunne gi systemansvarlig en bedre oversikt over hvilke tall som er inkludert og hva utregningen faktisk representerer. I tillegg vil det også minimere risikoen for at aktørene vil kunne ha ulike rutiner og forståelse for utregningen av ubalansen. Vi vil også minne om at det er mulig å innhente mer data om forventet forbruk fra store nettbrukere slik at man kan få et noe mer komplett bilde over forventet forbruk.

Å Energi

Som beskrevet i gjeldende retningslinjer til denne paragrafen har konsesjonærene krav om å handle seg i balanse, og dermed bør forventet ubalanse være tilnærmet null. Statnett skriver videre at denne endringen medfører ingen aksept for brudd på kravet eller annen endring i forståelse eller praktisering av dette kravet. Av den grunn virker det uhensiktsmessig å sende inn en løpende ubalanseprognose. I en situasjon hvor vi blir oppmerksomme på en ubalanse fram i tid, ville vi i så fall rapportere om en ubalanse som med overveiende sannsynlighet vil være dekket inn når det nærmer seg leveringstidspunktet. Det er ikke naturlig å lukke en slik ubalanse umiddelbart, men det gjøres i god tid før leveringstidspunktet og ut fra en vurdering av når det er mulig og hensiktsmessig å foreta handel. Å bli pålagt å rapportere en forventet ubalanse løpende, vil i mange situasjoner bety at man ville rapportere en ubalanse som egentlig ikke er reell. Av den grunn mener vi fortsatt at dette kravet bør frafalles.

Om krav til rapportering av forventet ubalanse likevel innføres, bør det gjelde alle aktører. At ikke forbruk og tradere har systemer for dette er ikke en god nok begrunnelse. I denne saken mener vi det er viktig at alle aktører likebehandles.

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillene er ikke tatt til følge.

Statkraft mener systemansvarlig kunne fått denne informasjonen mer presist ved å samle inn annet underlagsmateriale. Vi forstår innspillet, og er enig i at det hadde vært mulig å få tak i informasjonen ved å samle inn andre data. Men vi har landet på at å samle inn forventet ubalanse eksplisitt slik vi har foreslått er hensiktsmessig og lettere

å forstå, tolke og følge opp. At summen av produksjonsplan og forventet ubalanse stemmer med handelsposisjonen vurderer vi er en sammenheng det er lett å forstå.

Å Energi påpeker at aktøren skal planlegge seg i balanse, og at denne type ubalanser derfor bare eksisterer midlertidig frem til posisjonen er justert. Systemansvarlig deler denne tolkningen, men vet av erfaring at det ikke alltid stemmer, og at aktører noen ganger endre opp med å ha en udekket, forventet ubalanse inn i driftstimen. Selv om dette ikke er noe vi ønsker, trenger vi å sette oss i stand til å håndtere de tilfellene på en god måte, og da mener vi det er hensiktsmessig å samle inn denne informasjonen.

Statkraft og Å Energi påpeker at det er uheldig at forventet ubalanse ikke samles inn fra alle aktører – både fordi det kan føre til ukomplette data, og fordi det bryter med prinsipper om likebehandling. Systemansvarlig deler langt på vei denne tolkningen, og ønsker på sikt å samle inn informasjonen fra alle typer aktører. Likevel har vi besluttet at rapporteringskravet bare skal gjelde for balanseansvarlige med produksjon i første omgang; både fordi vi forventer at det vil dekke store deler av de aktuelle volumene og fordi implementeringskostnaden er noe større for de aktørene som ikke allerede sender inn produksjonsplan. Systemansvarlig vil følge opp dette videre fremover.

Andre kommentarer

Høringsinstansenes innspill:

BKK: BKK støtter at det viktig for systemdriften at informasjon om kraftverkernes produksjonsplaner har god presisjon. Ingen kommentarer til de foreslåtte endringene i forskriftstekst, men vi har en generell kommentar til første setning i paragrafens første ledd. Systemansvarlig bør begynne å sette krav om at produksjonsplan må sendes inn pr. aggregat også for kraftstasjoner med ytelse mindre enn 10 MVA merkeeffekt, og ikke på stasjonsgruppenivå slik det er i dag. DSO'er har bruk for disse planene, men da må det være på aggregatnivå for best mulig nytte. Dette er spesielt med tanke på kraftverk i distribusjonsnettet og hvordan disse påvirker driften.

Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig oppfatter at BKK sitt innspill ikke handler om det konkrete forslaget på høring. Utforming av krav til produksjonsplan er noe systemansvarlig også er opptatt av og vi vil ta med oss innspillet fra BKK i videre arbeid.

2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b

Systemansvarlig mottok flere innspill på endringen i retningslinjene til fos § 8b 1. og 3. ledd om krav til gradvis endring av henholdsvis produksjon og forbruk. Systemansvarlig har som følge av høringsinnspillene om krav gradvis endring av produksjon og forbruk tydeliggjort sammenhengen mellom kravet og deltagelsen i kapasitetsmarkedene i vilkårene for FCR og aFRR. Vi har også foreslått ikrafttredelse 1. desember 2025 i stedet for 1. september 2025. Videre har vi lagt inn en henvisning til metode iht. SOGL artikkel 137 nr. 3 og 4¹ om rampingrestriksjoner for å tydeliggjøre at Statnett har rett til å stille slike krav til gradvis endring av produksjon og forbruk i henhold til denne metoden.

Flere høringsinstanser hadde lignende innspill. I det følgende er høringsinnspillene sortert etter tematikk med en felles merknad fra systemansvarlig per tema.

¹ Amended Nordic LFC block methodology for ramping restrictions for active power output in accordance with Article 137(3) and (4) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, godkjent 29. Januar 2024.

2.3.1 Systemansvarlig burde avvete andre endringer i systemdriften og vurdere behovet på nytt

Høringsinstansenes innspill:

Hafslund:

Systemansvarlig foreslår å innføre krav om gradvis endring av hhv. produksjon og forbruk. Forslaget innfører et krav om at produksjon og forbruk skal endres gradvis over 10 minutter ved endring i effekt mellom markedstidsenheter. Systemansvarlig foreslår at endringene skal tre i kraft 1. september 2025 for å gi aktørene tid til å gjennomføre nødvendige tilpasninger.

Hafslund forstår systemansvarliges behov for mer gradvis ramping, men mener at endringen bør avvete erfaring med hvordan systemdriften blir med innføring av 15 min. Først da kan systemansvarlig evaluere behovet for 10 min ramping. Mye kan endre seg med 15 min tidsoppløsning i day-ahead og intradag-markedene. I stedet for å hasteinnføre en endring nå kan systemansvarlig vente til de har mer erfaring.

Fornybar Norge:

Endringene som foreslås vil ha betydelige kostnader for produsentene uten at høringsnotatet gjør en kost/nytte vurdering. Det heter bare at systemansvarlig vurderer at produsenter og forbruksenheter kan måtte justere styringssystemene sine for å kunne regulere produksjon og forbruk på ønsket måte. Statnett vurderer at de økonomiske og administrative konsekvensene for mange anlegg er av begrenset omfang, mens for andre vil det å etterleve kravet ha betydelige økonomiske konsekvenser. For anlegg hvor økonomiske og administrative konsekvenser er betydelige er det foreslått et unntak.

Fornybar Norge mener at endringen bør avvete erfaring med hvordan systemdriften blir med innføring av 15 min. Først da kan Statnett evaluere behovet for 10 min ramping. Mye kan endre seg med 15 min tidsoppløsning i intradagmarkedet. I stedet for å hasteinnføre en endring nå, kan Statnett vente til de har erfaringer og data.

Lyse:

Endringen innebærer at alle effektendringer mellom markedsperioder skal rampes over ti minutter, fra fem minutt før til fem minutt etter skiftet i tidsenhet. Dette medfører behov for fordyrende og kompliserende endring i aktørenes planer og system. Vi anmoder sterkt om å vente med å innføre dette. Det er flere argument som taler for dette:

- Kraftsystemet i Norge går i løpet av våren 2025 over til både automatisk mFRRaktiveringsmarked, 15-minutters ubalanseperiode, 15-minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet og deretter DayAhead-markedet. Disse endringene vil i seg selv bidra til mindre strukturelle ubalanser i overgangen mellom markedstidsenheter. Det gir liten mening å innføre ytterligere et tiltak for å motvirke dette, før en har dannet solid erfaring med endringene som alt vil bli innført.
- Det er angitt mange unntak fra kravet, bl.a uregulert produksjon og administrative/tekniske kostnader. I praksis betyr dette at større godt regulerte produksjonsanlegg, som alt i dag bidrar med betydelig støtte til systemet, blir påført ytterligere kostnader uten kompensasjon. Dette for å regulere andre aktørers bidrag til ubalanse og frekvenskvalitet. Det mener vi er feil prinsipp, den som forringer kvaliteten bør være den som betaler.
- Kravet til ramping vil medføre at en i mange tilfelle ikke samtidig vil kunne stille kapasitetsreserver solgt i aFRR-D-1 og FCRN-D-2-markedene gjennom hele

2024/2852

- tidsperioden med forpliktelse. For å kompensere for dette kravet vil budene i kapasitetsmarkedet bli dyrere.
- Vi ser ikke at det er gjort analyse som kvantifiserer at fordelene med forslaget er større enn kostnaden det påfører aktørene.

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillene er ikke tatt til følge.

Fornybar Norge, Lyse og Hafslund mener vi burde vente med å beslutte denne endringen til vi har sett effekten av 15 minutters tidsoppløsning i avregning og energimarkedshandel. Systemansvarlig deler oppfatningen om at 15 minutters oppløsning vil bidra positivt til å redusere de største frekvensproblemene rundt kvarteresskift, men vi forventer likevel at periodeskiftene vil være problematiske fremover. Innføringen av automatisk balansering, Nordic Balancing Model og 15 minutter tidsoppløsning medfører en rekke endringer:

- Balanseringen følger nå i hovedsak kvartersblokker, og det er vanskeligere å tilpasse aktiveringsvolumet gradvis rundt periodeskiftet.
- Produksjonsflytting er erstattet med budattributtet Period Shift. Period Shift har delvis samme formål, men er noe mer begrenset enn produksjonsflytting var. Period shift er en nokså komplisert løsning.
- Maksimalt tillatt gradvis endring (ramping) på HVDC-kabler over timen vil doubles.
- Den gradvise endringen på kablene (unntatt NSL til UK) skjer over 10 minutter med lik profil som den foreslåtte endringen.
- Dimensjonering av reserver vil skje basert på faktiske ubalanser per område, så hyppige ubalansesvingninger vil dermed øke reservekravene.

Vi mener derfor at selv om 15 minutters oppløsning isolert sett vil virke positivt, er det mange resterende grunner til å sikre bedre samsvar mellom endringer i produksjon og forbruk til de forskjellige delene av kraftsystemet. Dette vil gjøre at ubalansene, frekvenssvingningene og behovet for regulering fra systemansvarlig blir mindre.

Lyse og Fornybar Norge etterlyser grundigere kost-nytte-vurderinger av endringen. Det er riktig at vi ikke har gjort noen omfattende kartlegging av aktørenes kostnader knyttet til innføringen av ny praksis for produksjonsendring. I forbindelse med innføringen av mFRR EAM, som har likelydende (om ikke strengere) krav til gradvis endring, har vi opplevd at aktørene har evnet å tilpasse sine systemer godt. Vi mener at denne erfaringen kan nyttiggjøres også til å utføre normale produksjonsendringer på en effektiv måte. Vi har også fått innspill fra andre aktører (Skagerrak, Å Energi) om at endringen er gjennomførbar, og at det er positivt med samme prinsipp for gradvis endring i ulike markeder. For de aktørene som måtte ha uforholdsmessig store kostnader knyttet til dette har vi foreslått unntak, og også mulighet for midlertidig utsettelse.

En viktig nytte av tiltaket ligger i reduserte reservekrav. Vi har sett svært høye reservekostnader de senere årene som viser at å holde av produksjonskapasitet til reserver har stor samfunnsøkonomisk kostnad. Vi mener derfor det er riktig å gjøre tiltak for å holde reservebehovene, og kostnadene nede.

En annen nytte av tiltaket som er vanskeligere å kvantifisere er et mer harmonisk samspill mellom kraftmarkedet og systemdriften. Dersom markedets endringer i produksjon, forbruk og utveksling harmoniserer bedre, vil behovet for inngrep – enten i driften eller i form av forskjellige begrensninger – bli mindre.

2.3.2 Avklaring om sammenheng med deltagelse i kapasitetsmarkedene

Høringsinstansenes innspill:

Å Energi:

I høringsnotatet foreslås det innført et krav om at produksjon og forbruk skal endres gradvis over 10 minutter rundt periodeskift. Basert på de vurderinger vi så langt har gjort og med de unntak som er skissert tror vi dette skal være gjennomførbart for de fleste av våre anlegg. Med den beskrivelsen som Statnett nå har gitt oppfatter vi at det ikke er tenkt å være begrensende på hvilke volum vi kan selge i de forskjellige kapasitetsmarkedene. Men i situasjoner der summen av produksjons-rampingen og aktivering av for eksempel aFRR tar oss over maks produksjonskapasitet, vil ikke alt kunne bli levert, og vi vil få en ubalanse. Slik vi oppfatter det er det vi som da må bære kostnaden med denne ubalansen. For å unngå dette må vi eventuelt ta hensyn til dette i budgivingen av kapasitet. Tenker Statnett at vi skal ta hensyn til dette i budgivingen? Fint om dette kan avklares i den videre behandling

Fornybar Norge:

Vi peker generelt på at ramping vil kunne begrense hva som kan leveres av reserver gjennom aFRR og FCRN til systemdriften. Vi mener at Statnett prinsipielt sett må betale for regulering/fleksibilitet. Ramping kan, uavhengig av om det skjer gjennom effekregulering eller reserver, ikke kreves gratis.

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillene er tatt til følge og systemansvarlig foreslår å legge til en klargjøring av praktisering av krav til gradvis endring og deltagelse i kapasitetsmarkedene i vilkårene for FCR-markedet, som er vedlegg til retningslinjene til fos § 9. Vi har også lagt tilsvarende presisering inn i artikkel 28 i vilkår for aFRR-markedet, som er en del av vilkår for leverandør av balanseansvarlige iht. metode etter EBGL art. 18 nr. 1.

Lyse, Å Energi og Fornybar Norge påpeker at det er uklart om og hvordan gradvis endring av produksjon og forbruk vil begrense eller påvirke leveransen av aFRR og FCR i tilgrensende kvarter. Skagerrak påpeker at kravene gir bedre samsvar mellom leveranse i ulike markeder. Hvordan dette påvirker reservekapasitetsmarkedene er betimelige spørsmål som vi skal prøve å avklare.

Kravet til gradvis endring medfører ingen begrensninger i hva som kan leveres i kapasitetsmarkedene i tilgrensende timer.

- FCR N/D – Vi forventer at avtalt reserve [MW/Hz] leveres som avtalt i leveranseperioden. Dersom summen av FCR-leveranse og rampet produksjonsplan ikke kan leveres i sin helhet pga. maksimum- eller minimumsbegrensninger på generatoren aksepterer vi det avviket. Levert energi i FCR-leveransen vil beregnes som om det ble fullt levert, og dette kan gi noen små ubalanseavvik.
- aFRR - Vi forventer at aktivert reserve leveres som avtalt i leveranseperioden. Dersom summen av aFRR-settpunkt og rampet produksjonsplan ikke kan leveres i sin helhet pga. maksimum- eller minimumsbegrensninger på generatoren aksepterer vi det avviket. For aFRR har aktøren mulighet til å begrense settpunktet vi sender ved å sende inn den til enhver tid gjeldende maksimumskapasiteten. Denne funksjonaliteten *kan* benyttes til å unngå aktiveringer som ikke lar seg gjennomføre. Ubalansejusteringen vil gjøres ut ifra det settpunktet som er sendt, og kan dermed gi noe ubalansepåvirkning.

2024/2852

- mFRR – Aktiveringsprofilen for mFRR vil følge den foreslåtte aktiveringsprofilen for produksjonsplan, så her vil aktiveringer som grenser til en produksjonsplanendring fungere bedre enn i dag.

De potensielle ubalansene ved mFRR-aktivering i dag er betydelig større enn de som kan oppstå ved aktivering av aFRR og FCR, så i sum mener vi de foreslåtte endringene i gradvis endring av produksjonsplan er positivt for muligheten til å levere reservekapasitet.

Lyse og Fornybar Norge mener også at kravet om gradvis endring egentlig innebærer en form for systemtjeneste og derfor burde betales for. De ubalansene som adresseres med dette tiltaket er nettopp de ubalansene som skapes ved at den gradvise endringen til mange kraftverk er for rask. At vi da søker å fjerne problemet ved å tydeliggjøre hvordan produksjon og forbruk skal endres, mener vi ikke bør kompenseres. Det motsatte ville være å betale aktører for å løse et problem de skaper selv, og det mener vi ikke er riktig.

2.3.3 Ønsker noe mer tid til implementering

Høringsinstansenes innspill:

Skagerak Energi:

Skagerak støtter forslaget om å innføre krav om gradvis endring av produksjon over 10 min ved endring i effekt mellom markedstidsenheter. Vi mener det er hensiktsmessig at markedene rampes etter samme prinsipp. Siden ressurser benyttes i ulike markeder, vil dette bidra til at det blir samsvar mellom forpliktelsene våre mellom markeder, uten at det oppstår uhenktsmessige ubalanser.

Skagerak registrerer at Statnett har utsatt kravet om gradvis endring av produksjon og forbruk over 10 min ved endring i markedstidsenhet (MTU). Fristen er utsatt fra 1. juni til 1. september 2025. Skagerak setter pris på at Statnett har utsatt fristen, men ønsker å understreke at utsettelsen likevel ikke vil bidra til at vi klarer å innfri kravene innen dette tidspunktet. Dette skyldes det totale endringstrykket vi står ovenfor og behovet både for systemutvikling internt og avhengighet av leverandører. Vi ønsker derfor at Statnett vurderer å utsette fristen ytterligere, for eksempel til 1. desember 2025.

Å Energi:

Det er videre lagt opp til en liten forskyving av tidspunkt for innføring av kravet, fra 1.juli til 1.september. Med tanke på at en stor del av denne tiden er sommerferie henstiller vi til at oppstart utsettes noe mere, for eksempel til 1. desember.

Hafslund:

Hafslund setter pris på at systemansvarlig har utsatt fristen for denne endringen til 1. september, men påpeker at systemansvarlig med dette forventer at tiltakene som kan gjennomføres for å møte kravet vil foregå i sommerferien. Vi ber derfor systemansvarlig vurdere ytterligere utsettelse.

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillene er tatt til følge.

Skagerrak, Å Energi og Hafslund påpeker at den foreslåtte datoen for når disse endringene trer i kraft medfører arbeid og testing i sommerferien, og at endringstrykket for aktører og systemleverandører er høyt. De foreslår idriftsettelse 1. desember 2025. Forslaget tas til følge.

2.3.4 Vanskelig for forbruk som omfattes å oppfylle kravet

Høringsinstansenes innspill:

2024/2852

Hydro:

Systemansvarlig foreslår krav om at produksjon og forbruk skal endres gradvis over 10 minutter ved endring i effekt mellom markedstidsenheter (kvarter). Nytt krav er foreslått i kraft fra 1. september 2025. Systemansvarlig sin motivasjon for endringen er at den vil medføre mindre strukturelle ubalanser ved at momentant avvik mellom produksjon og forbruk blir mindre.

Når det gjelder forbruk foreslår systemansvarlig at kravene skal gjelde forbruk med installert kapasitet større enn 15 MW og et årlig uttak på mer enn 100 GWh. Systemansvarlig sine forslag til krav minner om tilsvarende krav til symmetrisk oppregulering hhv nedregulering i nytt mFRR EAM. Hydro vil her minne systemansvarlig om tidligere prosess som har ledet frem til behov for innføring av det nasjonale markedet for mFRR-D. Flere norske industriaktører ga i den forbindelse tydelig beskjed om at man ikke er i stand til å regulere eget uttak symmetrisk for opp-/nedregulering hverken med hensyn til effektendring per tidsenhet eller reguleringsvarighet. Dette knytter seg i hovedsak til egenskaper i selve teknologien og anlegget til industrivirksomheten, som derfor i mange tilfeller er å anse som absolutte skranke for mulige reguleringer. Det kan gå vesentlig raskere å aktivere en forbruksressurs (dvs. nedregulering av last) enn å deaktivere den (dvs. gjenoppsettning av last), og manuelle operasjoner vil benyttes. Den nøyaktige effektprofil kan dermed variere mellom våre smelteverk, og mellom den enkelte aktivering og deaktivering. Hydro stiller derfor spørsmål ved hensiktsmessigheten av forslag til nytt krav for forbruksenheter, gitt at den vesentligste mengde forbruk som omfattes sannsynligvis ikke vil kunne levere i tråd med kravet.

Det er etter Hydros syn fortsatt viktig at man tillater nødvendig fleksibilitet for den nøyaktige effektprofil til store sluttbrukere. Når det er sagt er Hydros industrielle lastuttak vesentlig stabilt, og vil derfor normalt ikke medføre utfordringer ved overgang fra en markedstidsenhet til den neste. Vi leser teksten slik at våre smelteverk uansett faller innenfor den generelle unntaksbestemmelsen. Vi oppfatter videre at unntaksbestemmelsen trer inn automatisk uten en søknads-/ godkjenningssprosess

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillet er ikke tatt til følge.

Hydro påpeker at jevn og planmessig endring i effektuttak er krevende for mange av dagens store forbrukskunder. De tolker at foreslåtte unntak er dekkende, men stiller spørsmål ved om det da er nødvendig med et krav siden det ikke treffer så mange av de store forbrukerne. Systemansvarlig er enig i Hydros tolkning, men mener likevel det gir mening å stille et slikt krav, både for å være teknologinøytral så langt det er praktisk mulig, og for å være forberedt på nye typer forbruk i fremtiden. Et eksempel kan være effektinsentiv produksjon av hydrogen eller ammoniakk som kanskje vil respondere på variasjoner i pris i større grad enn vi tradisjonelt har sett fra forbruk.

2.3.5 Hva er kravene til batteri?*Høringsinstansenes innspill:***Statkraft:**

Systemansvarlig har foreslått krav til gradvis endring av forbruk og produksjon. Statkraft mener det er uklart hvilke regler som vil gjelde for energilagring og ber systemansvarlig være tydeligere på dette i retningslinjene.

Systemansvarliges merknad:

Høringsinnspillet er ikke tatt til følge. Systemansvarlig vil utarbeide krav og unntak for batteri og sende dette på høring ved en senere anledning.

2024/2852

Systemansvarlig er enig i at kravene til batteri bør være klare. Vår vurdering er at det er viktig at innmating og uttak fra batteri er omfattet av et krav til gradvis endring siden disse ressursene kan være svært raske i endring av innmating og uttak. Vi ønsker en god prosess for krav til gradvis endring av innmating og uttak fra batteri og vil derfor komme med forslag på høring.

2.3.6 Viktig med differensierte krav til ulike anlegg

Høringsinstansenes innspill:

Samfunnsbedriftene:

SBE støtter målet om stabil drift av kraftsystemet, men vi ser utfordringer knyttet til praktisk gjennomføring.

Mange av våre medlemmer driver småkraftverk der reguleringsevnen er begrenset av naturgitte forhold. Krav om gradvis overgang på 10 minutter kan være utfordrende for selskapene. Det er viktig at systemkravene ikke skaper uforholdsmessige begrensninger for små vannkraftverk. For eksempel vil elvekraftverk uten magasiner kunne ha begrensede muligheter til å følge en gradvis endring.

Vi ber Statnett vurdere differensierte krav basert på anleggstype og størrelse, slik at mindre aktører ikke pålegges unødvendige tekniske tilpasninger som blir svært krevende å etterleve.

Systemansvarliges merknad:

Vår vurdering er at høringsinnspillet er ivaretatt i dagens forslag.

Systemansvarlig er enig, og mener unntaksbestemmelsene er differensierte og ikke pålegger mindre anlegg unødvendige tekniske tilpasninger.

2.4 Kommentarer til retningslinjene for fos § 9

Systemansvarlig har foreslått endringer i retningslinjene til fos § 9 og vedlegg til fos § 9 – FCR-vilkår. Vi har mottatt innspill til begge dokumentene. Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. I tillegg har vi blitt oppmerksomme på behov for noen presiseringer som vi har markert i blått.

Systemansvarlig har som følge av høringsinnspillene om krav gradvis endring av produksjon og forbruk i henhold til fos § 8b 1. og 3. ledd tydeliggjort sammenhengen mellom kravet og deltagelsen i kapasitetsmarkedene i FCR-vilkårene. Se omtale under kapittel [2.3.2](#).

2.4.1 Retningslinjene for fos § 9

Systemansvarlig har gjort en justering for å tydeliggjøre hvem vi fatter vedtak om leveranse av systemtjenester overfor.

Høringsinstansenes innspill:

Hafslund:

Systemansvarlig foreslår å oppdatere retningslinjene for fos § 9 første ledd for å tydeliggjøre at systemansvarlig kan fatte vedtak om grunnleveranse overfor alle konsesjonærer med anlegg som har teknisk evne til å levere grunnleveranse og at systemansvarlig opphever unntaket for vind- og solkraft.

Systemansvarlig foreslår også endringer i vilkårene for FCR som en konsekvens av overgangen til nytt MMS for oppkjøp av FCR og begrensninger i budgivningen ved flaskehalser i nettet. Hafslund mener prinsipielt at på sikt bør behovene til

2024/2852

grunnleveranse løses gjennom markedsmekanismene i FCR. For øvrig har Hafslund ikke kommentarer til forslagene relatert til retningslinjene eller overgangen til nytt MMS.

Systemansvarliges merknad:

Statnett som systemansvarlig sikrer i dag sin forpliktelse av FCR-D hovedsakelig gjennom kravet til grunnleveranse. Systemansvarlig presenterte på Forum for systemtjenester 11. November 2024 en foreløpig plan for utvikling av FCR markedene og grunnleveranse. Det langsiktige målet er å sikre FCR-D og FCR-N i marked og det forventes pålagt respons utenfor 49.5-50.5 Hz, såkalt LFSM². Evaluering og avgjørelse tas senest i 2027. Som et delmål vil systemansvarlig fra og med Q1 2026 foreta kontinuerlig kjøp av FCR-D Opp. Markedet vil være forbeholdt FCR-D fra reguleringsobjekter som er prekvalifisert etter felles nordiske krav til FCR.

2.4.2 FCR-vilkår

I FCR-vilkårene som ble sendt på høring, oppga systemansvarlig at Fifty Nordic MMS skulle tre i kraft i tredje kvartal 2025. Oppstarten er imidlertid utsatt til første halvår 2026. Korrigeringen er også oppdatert på første side av FCR-vilkårene. Statnett vil informere leverandørene i god tid om overgangen til Fifty Nordic MMS.

I FCR-vilkårene som nå sendes til godkjenning hos RME, opereres det med to datoer:

- Endringer som trer i kraft fra juni 2025 er markert i grønt.
- Endringer knyttet utelukkende til overgangen til Fifty Nordic MMS er markert i brunt.

Systemansvarlig har også korrigert en feil i kapittel 6.5 *Utforming av bud*. Enheten *EUR/MWh/h* var feil og er rettet til *EUR/MW/h*, ettersom FCR-kapasitet måles i MW og ikke i energi (MWh).

Høringsinstansenes innspill:

Hafslund:

For vilkårene for FCR registrerer vi at budvolum kan begrenses dersom stasjonsgruppen er plassert bak en forventet flaskehals. Siden aktørene selv er ansvarlig for å utforme bud er det uklart når man mener systemansvarlig skal begrense budene, det må eventuelt forklares nærmere. Vi tenker det er mest hensiktsmessig om dette håndteres i fasen for budaksept, hvor systemansvarlig har innsikt i budene. Det vil også harmonisere bedre med prosessene for aFRR CM og mFRR CM.

Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig er enig i at begrensning av bud bør skje i budakseptfasen. På grunn av manglende funksjonalitet i Marked Management System (MMS) er dette imidlertid ikke mulig på nåværende tidspunkt. Derfor trenger systemansvarlig en midlertidig løsning inntil en funksjon for å hoppe over bud i budakseptfasen blir tilgjengelig. Planen er å innføre slik funksjonalitet i det nye MMS, kalt Fifty Nordic MMS, som lanseres i 2026. FCR-vilkårene vil deretter oppdateres i tråd med den nye funksjonaliteten, og behovet for budbegrensning vil kunne bortfalle. Basert på innspillet har også presisert dette i vilkårene.

² Limited frequency sensitivity mode, ref RfG

Statkraft:

Systemansvarlig har foreslått å kunne gi en aktør en midlertidig begrensning i FCR-budvolum i enkelte områder dersom stasjonsgruppen knyttet til budet er bak en forventet flaskehals. Statkraft ser utfordringen til systemansvarlig. Samtidig ønsker vi å understreke at en slik begrensning til aktøren bør komme før D-2-markedet. Når vi utarbeider FCR-bud gjør vi dette basert på underlag for hver enkelt generator/stasjon, selv om den endelige budmatrisen ikke er knyttet mot dette. Det vil si at dersom vi får en begrensning før D-1, vil det være en risiko for at denne ressursen allerede er solgt i D-2.

Vi ser at systemansvarlig i vilkårene for FCR har stadfestet at tilslaget blir oversendt til aktøren innen én time etter budfrist under normale markedsforhold. For vår videre planlegging utover kvelden D-1 er det viktig å få resultatene fra FCR-markedet så fort som mulig, og vi vil derfor oppfordre systemansvarlig til å ha dette behovet fra aktørene i bakhodet. Samtidig regner vi med at systemansvarlig gjør det de kan for å ha resultatet klart så fort som mulig, og vi ser også i dag at tilslaget som oftest publiseres i god tid før fristen.

Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig anerkjenner at det mest hensiktsmessige tidspunktet for å begrense bud er før budaksept i D-2 eller D-1. Videre anses det ikke som nødvendig å kjøpe tilbake kapasitet fra leverandører som allerede har solgt i FCR-markedet. Det vil si at begrensningen ikke gjelder for bud som allerede har fått tilslag. Det legges til grunn at utfordringer knyttet til høy reguleringsevne bak en flaskehals vanligvis vedvarer over flere dager. Derfor anses det som hensiktsmessig å innføre en generell begrensning av bud og opprettholde denne inntil utfordringen er løst. Dette gir leverandørene i FCR-markedet mulighet til å tilpasse sine bud i planfasen. Basert på innspillet har vi gjort noen endringer i vilkårene som er markert i blått.

2.5 Kommentarer til retningslinjene for fos § 12

I høringsdokumentet foreslo systemansvarlig å legge inn i retningslinjene til § 12 femte ledd, at systemansvarlig kunne koble fra produksjon som ikke responderte på vedtak etter denne bestemmelsen. Etter dialog med RME er dette tatt ut fra retningslinjene til § 12 femte ledd.

Innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene til retningslinjen til § 12 femte ledd er av samme grunn behandlet under kommentarer til retningslinjene til § 16

2.6 Kommentarer til retningslinjene for fos § 14

Systemansvarlig har foreslått endringer i retningslinjene til fos § 14 og to vedlegg til fos § 14 – NVF og Veileder for søknadsplikt. Vi har mottatt innspill til begge vedleggene.

2.6.1 Kommentarer til Veileder for søknadsplikt

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. Vi har fått innspill fra to aktører, Statkraft og Å Energi.

Endelig forslag til endring av veilederen er vedlagt for godkjenning. Blå tekst viser mindre endringer som er tatt inn som resultat av innkomne høringsinnspill, samt enkelte administrative rettelser av systemansvarlig.

Høringsinstansens innspill

2024/2852

Statkraft kommenterer pkt. 6.1.5 i veileder for søknadsplikt. De mener det bør spesifiseres i veilederen om FCR-utvidelser i programvare vil kreve ny søknad og/eller idriftsettelse i henhold til NVFen. Slik Statkraft leser det, peker vedlegget til NVF-dokumentet, men FCR-kravene er beskrevet i et separat dokument. Statkraft mener at dersom det er slik at programvareoppdateringer for FCR ikke krever ny søknad eller idriftsettelse i henhold til NVFen bør dette spesifiseres i veilederen.

Videre mener Statkraft det er uklart utfra punkt 6.1.5 om en søknad knyttet til turbinregulator også utløser krav om å gjennomføre prosedyre om idriftsettelse av turbinregulatoren i henhold til NVFen. En slik prosess er ressurskrevende, og det er derfor viktig at det er tydelig spesifisert i hvilke tilfeller dette er et krav.

Systemansvarlig svarer:

Veileder for søknadsplikt gjelder kun krav stilt i NVF (blant annet funksjonalitet for deteksjon av separatudrift, FCR-I). Oppdatering i software utelukkende for FCR-D og FCR-N markedsformål utløser ikke søknadsplikt iht. fos § 14. Vi tar kommentaren til Statkraft delvis til følge og justerer teksten i veilederen ved å legge til at søknadsplikten inkluderer endring av funksjoner og omfang av funksjoner under punkt 6.1.5 i tillegg til - Softwareoppdatering i forbindelse med nordiske FCR-krav, FCR-D og FCR-N kravstilles i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" og er ikke søknadspliktig iht til NVF.

Når det gjelder Statkrafts kommentar om hvilke tester som skal utføres, er dette avhengig av tiltakets omfang. Det informeres i vedtak iht. fos § 14 hvilke tester som skal utføres avhengig av tiltak. Veilederen gir informasjon om hva som er søknadspliktig.

Høringsinstansens innspill:

Å Energi kommenterer pkt. 4.1.1 i veileder for søknadsplikt, om aktivering og innstilling av frekvensvern til produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett. De skriver at det er først og fremst nettselskapene med områdekonsesjonærene og regionalnettskonsesjonærene som har forutsetning og ansvar for å vurdere hva dette innebærer for driften av berørt nett med overholdelse av krav gitt i Leveringskvalitetsforskriften med bl.a. krav til frekvens og spenning.

ÅEVKs som produsent vil dog påpeke at mindre vannkraftverk med synkrone produksjonsenheter typisk er tilknyttet distribusjonsnettet og der produksjonsenhetene typisk har lav H-verdi, har børsteløs magnetisering med treg spenningsregulering og dessuten har forenklet turbinregulator med pådragsregulering ofte styrt av vannstands nivå i inntaksmagasinet. Produksjonsenhetene har videre normalt ikke vern-kommunikasjon mot berørt overliggende nett med mulighet for såkalt «direct tripping» fra berørt linjeavgang.

I tilfeller med overgang til «ikke-tilsiktet-ukontrollert-øydriфт» ved utfall av tilknyttet berørt linjeavgang i lettlast- og høy produksjons- scenario, vil dette i overgang til øydriфт kunne medføre skadelig overfrekvens- og spenningsstigning langt over tillatte verdier i det berørte distribusjonsnettet med tilhørende skader i anlegg hos berørte tilknyttet forbrukskunder. Dette hvis frekvens- og spenningsvernene ikke er innstilt slik at det oppnås en hurtig nok frakopling av produksjonen. Dette systembehovet i distribusjonsnettet er motstridende til systembehov i overliggende transmisjonsnett hvor det ønskes at produksjon ved frekvensforstyrrelser ikke løser ut for raskt med tilhørende risiko for kaskadeutkopling og mørklægging av en større region.

2024/2852

ÅEVK vil videre påpeke at hvis berørte nettselskap fratras ansvar for å sette krav til aktivering og innstilling av frekvensvern for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, så åpner dette opp for spørsmål om hvem som har erstatningsansvar for eventuelle skader i berørte installasjoner i situasjoner der det har oppstått hendelser med ukontrollert øydrift med frekvens og spenning som har medført skade i installasjoner. I så fall er det Statnett ved Systemansvarlig som da må dekke et regresskrav fra berørt områdekonsesjonær? Dette må avklares i Systemansvarligs retningslinjer.

Videre skriver Å Energi at det med grunnlag i ovenstående er viktig at fos § 14 vedtak om aktivering og innstilling av frekvensvern til produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett er et balanserte og også legger til grunn det totale systembehovet, inkludert systembehov i det berørte distribusjonsnett.

Systemansvarlig svarer:

For anlegg som omfattes av fos § 14 annet ledd skal konsesjonær sende inn søknad dersom det skal gjøres endringer i innstillinger av frekvensvern. Vi henviser til veilederens kap.1 og figur 1 for videre avklaring.

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) stiller en rekke relevante krav i denne sammenheng. Vi viser blant annet til FOL § 3-2 annet ledd:

Systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, sørge for at spenningens frekvens normalt holdes innenfor $50 \text{ Hz} \pm 2 \%$, dvs. $49,0 \leq f \leq 51,0 \text{ Hz}$.

Systemansvarlig har erfart sammenbrudd i kraftforsyningen i større områder fordi frekvensvern har frakoblet flere mindre synkrone produksjonsenheter ved overgang til separatdrift. Dette gjelder i hovedsak produksjonsenheter med lave H-verdier utrustet med børsteløse magnetiseringer og forenklete turbinregulatorer med pådragsregulering, ofte styrt av vannstands nivå i inntaksmagasin.

For i størst mulig grad å unngå slike mørklegginger, stiller systemansvarlig krav om at søknadspålytende synkrone produksjonsenheter uten fullverdige turbinregulatorer, skal innstille underfrekvensvern likt med innstillingene som skal benyttes i større synkrone produksjonsenheter som har fullverdige turbinregulatorer, ref. NVF 2024, kap. 12.7.8 Vern, Tabell 12-22 og 12-23.

Ved feil i nett som medfører overgang til separatdrift med produksjonsoverskudd, kan produksjonen i mindre synkrone produksjonsenheter være større enn forbruket i separatområdet. For i slike tilfeller å unngå ukontrollert frekvensstigning må produksjonsenheter uten fullverdige turbinregulatorer kobles fra nettet. I NVF 2024, Tabell 12-23 er det oppgitt at overfrekvensvern innstilles på $>52,5 \text{ Hz} > 1 \text{ sekund}$. Merk at det under tabellen står:

Systemansvarlig kan bestemme andre grenser for frekvensvern dersom det er behov for lokal forsyning, for at produksjonsenheter kobler ut stegvis ved koordinert frekvensvernplan.

I fremtidig utgave av NVF vil vi vurdere om denne teksten kun skal gjelde overfrekvensvern.

Systemansvarlig understreker at i det nettområder hvor det ved feil i nettet kan oppstå separatdrifter, er viktig at overfrekvensvernene ikke kobler ut ved samme frekvens og

2024/2852

tid. I slike områder må overfrekvensvernene innstilles ulikt innenfor et område, f.eks. 51 – 56 Hz.

Kortvarige overfrekvenser ødelegger ikke utstyr tilkoblet nettet. Høye spenninger ødelegger utstyr. Det er derfor viktig at spenningsregulatorene i mindre synkrone produksjonsenheter er testet og idriftsatt riktig.

Systemansvarlig vil for øvrig kommentere at spenningsreguleringen i synkrongeneratorer med børsteløs magnetisering er mer enn rask nok til i separatdrifter å forhindre spenningsstigninger i nettet som ødelegger utstyr tilkoblet nettet. Dette forutsetter at spenningsregulatorene ligger i modus Spenningskontroll, at undermagnetiseringsbegrensere er riktig innstilt og at nettets ladeytelse ikke er større enn at synkrongeneratorene kan håndtere MVA innmatningen fra nettet. Dersom det siste kravet ikke er oppfylt, må netteier installere overspenningsvern som kobler ut nettet. Systemansvarlig vil for øvrig påpeke at krav fastsatt av systemansvarlig er minimumskrav. Netteier kan om ønskelig stille strengere krav til sine kunder gjennom tilknytningsavtaler enn det som er fastsatt av systemansvarlig. For øvrig minner vi om at alle vedtak i medhold av fos § 14 er ordinære forvaltningsvedtak som kan påklages. Systemansvarlig legger til grunn at gjeldende vedtak skal bidra til å forhindre havari, mørklegging og andre uønskede hendelser. Spørsmål om erstatningsrettslige forhold er det ikke naturlig å ta stilling til i retningslinjene.

2.6.2 Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)

De foreslåtte endringer i NVF (NVF 2025) ble sendt på høring i et dokument som omfattet hele NVFen selv om det ikke er foreslått endringer i alle kapitlene. I høringsutkastet er grønn tekst forslag til ny tekst i NVF, mens rød gjennomstrekert tekst er tekst som foreslås fjernet fra NVF.

Endelig forslag til endring av NVF 2024 er vedlagt for godkjenning. Blå tekst viser mindre endringer som er inntatt som resultat av innkomne høringsinnspill, samt enkelte administrative rettelser av systemansvarlig.

Oppsummering av de enkelte innspillene:

Høringsinstansenes innspill og systemansvarliges merknader til innspillene er gjennomgått i detalj og svares ut i vedlegg på slutten av dette dokumentet (se punkt 4 flg.). Innspillene og merknadene er sortert på NVF-delene om nettanlegg og produksjonsanlegg, samt aktuelt kapittel..

2.7 Kommentarer til retningslinjene for fos § 14a

Bestemmelsen som tidligere sto i energilovforskriften § 6-1 har nå blitt innført som en ny bestemmelse i fos § 14a gjeldende fra 1. januar 2025. Bestemmelsens innhold er det samme, men det er nå RME som er myndighet og følger opp innholdet i denne bestemmelsen. Vi har derfor gjort en administrativ endring etter at retningslinjene ble sendt på høring. Referanser til NVE og energilovforskriften er byttet ut med RME og fos. Vi har ikke sporet disse endringene.

Det har ikke kommet kommentarer på endringene foreslått i høringen fra høringsinstansene, og forslaget sendes til RME for godkjenning uten justeringer.

2.8 Kommentarer til retningslinjene for fos § 16

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene.

Høringsinstansenes innspill:

BKK mener at det bør presiseres at frakopling av produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig skal fatte vedtak etter fos §12 femte ledd, kun er tenkt benyttet dersom det ikke har vært mulig å fremskaffe nedreguleringsressurser fra produksjonsapparatet ved vedtak etter fos §12 femte ledd, og produksjonsanlegg ikke responderer og det ansees som nødvendig å frakoble produksjonsanlegget for å ivareta driftssikkerheten. Ifølge BKK så kan ny ordlyd i fos § 12 femte ledd «Systemansvarlig vil om nødvendig fatte vedtak etter § 16 første ledd og frakoble produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig har behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd», tolkes dithen at systemansvarlig vil fatte vedtak om frakobling så lenge det ikke oppnås kontakt med produksjonsenheten.

Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig kan som fastsatt i forskrift om systemansvaret § 12 femte ledd kun benytte vedtak etter denne bestemmelsen i vanskelige driftssituasjoner. I gjeldende retningslinjer heter det videre:

Med vanskelige driftssituasjoner i denne paragraf menes alle hendelser i kraftsystemet som medfører et momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten.

Systemansvarlig vil presisere at vi ikke vil koble ut anlegg automatisk hvis de ikke responderer på vedtak etter fos § 12 femte ledd.

Systemansvarlig har gjort en justering i ordlyden til fos § 16 for å tydeliggjøre at virkemiddelet kun er tenkt benyttet dersom andre virkemidler ikke er tilgjengelige, og det anses som nødvendig å frakoble produksjonsanlegget for å ivareta driftssikkerheten.

Equinor anbefaler at systemansvarlig presiserer at kunder tilknyttet på vilkår kun vurderes i situasjonene som er definert i avtalen disse kundene har med netteier. Selskapet påpeker at en avtale om tilknytning på vilkår tydelig definerer hvilke situasjoner kunden kan kobles ut, og det er avgjørende at det er disse tilfellene som brukes når systemansvarlig utformer koblingsbilder.

Lnett mener også det kan være behov for ytterligere avklaring rundt rapportering og tilgjengelighet og bruk av aktuelle reguleringsressurser knyttet til kunder med vilkår for tilknytning. Det blir også spurt om det er satt en grense for størrelse på de kundene med vilkår for tilknytning som skal rapporteres inn til Statnett. Videre påpeker Lnett at det i hver enkelt tilknytningsavtale må spesifiseres når en kunde kan kobles ut. Lnett viser til at dersom uttaket til en kunde med vilkår for tilknytning skal kunne brukes som reguleringsressurs i transmisjonsnettet eller regionalnettet, må dette være presisert i tilknytningsavtalen. Hvis ikke må uttaket til en kunde med vilkår for tilknytning behandles likt som uttak til kunder med ordinær tilknytning. Lnett forutsettes at dette er hensyntatt dersom kunder med vilkår om tilknytning skal være aktuelle reguleringsressurser.

Systemansvarliges merknad:

2024/2852

Systemansvarlig er enig med Equinor og Lnett om at det ved tilknytning på vilkår tydelig skal fremgå hva som gir grunnlag for frakobling eller endring av kundens uttak eller produksjon. Normalt vil systemansvarlig ikke være en del av en slik avtale. Det er nettselskapet som tilknytter kunden som fastsetter vilkårene.

Systemansvarlig vil imidlertid ha behov for å kjenne til alle slike avtaler for å kunne planlegge driften av kraftsystemet, herunder utarbeide prognoser for ubalanser, koordinering av driftstanser og fastsette endringer i koblingsbilder. Dersom nettselskapet har tilknyttet mange kunder på vilkår i et område vil dette kunne medføre overskridelse av fastsatte driftsmessige overføringsgrenser. Normalt vil systemansvarlig håndtere dette ved systemreguleringer eller ved å endre koblingsbildet. Overskridelser av lastgrenser som følge av kunder tilknyttet på vilkår skal nettselskapet i utgangspunktet selv løse i henhold til de fastsatte vilkårene med disse kundene. Om mulig er alternativet at systemansvarlig fastsetter et koblingsbilde med radielle drifter og redusert forsyningsikkerhet.

For å tydeliggjøre at kunder med tilknytning på vilkår ikke er å regne som en reguleringsressurs for systemansvarlig er det gjort justeringer i kulepunktlisten over forhold som skal hensyntas når systemansvarlig fastsetter koblingsbilder. Hensynet til om det er tilknyttet kunder på vilkår i det aktuelle området er skilt ut som eget kulepunkt og separert fra kulepunktet som omhandler tilgjengelighet og mengde for aktuelle reguleringsressurser.

Når det gjelder spørsmål fra Lnett så er det ikke satt en MW- grense for avtaler om tilknytning på vilkår, som skal rapporteres til Statnett.

3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § § 6, 8a, 8b, 9, 12, 14, 14a og 16

3.1 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6

Første ledd

I henhold til den nordiske kapasitetsberegningsmetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222", er systemansvarliges metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder basert på Flytbasert Markedskobling (FB).

Prosess for fastsettelse av handelskapasitet

Det er flere trinn i prosessen for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder. Disse trinnene inkluderer både flytbasert markedskobling og allokering av kapasitet til utveksling av FRR. Prosessen for fastsettelse av kapasitet mellom budområdene blir som følger:

- Beregning av foreløpig total handelskapasitet på kvelden D-2 (flowbased).
- **Allokering av kapasitet for deling av reserver for å sikre tilstrekkelig mFRR i norske budområder.**
- Allokering av kapasitet for utveksling av FRR i **kapasitetsmarkedene** på morgenen D-1.
- Fastsettelse av handelskapasitet i døgnet etter at kapasitet for utveksling **og deling** av FRR er fratrukket og en driftssikkerhetsanalyse er gjennomført.
- Fastsettelse av kapasitet for handel i intradagmarkedet etter at tidligere allokert kapasitet for utveksling **og deling** av FRR og utveksling i døgnet er fratrukket.
- Fastsettelse og kontinuerlig oppdatering av tilgjengelig kapasitet for aktivering og utveksling av mFRR mellom budområdene i samsvar med tidligere allokert kapasitet og handel i intradagmarkedet.
- Kapasitet reservert for aFRR i henhold til klarering i kapasitetsmarkedet kan ikke frigis til mFRR-utveksling og vil kun bli benyttet dersom aFRR blir aktivert. Da det foreløpig ikke er implementert et aFRR aktiveringsmarked, gjøres aFRR aktiveringen basert på frekvensvariasjoner og i henhold til markedsklarert aFRR-kapasitet på de enkelte produksjonsenhetene.

Flytbasert beregning

I henhold til den nordiske kapasitetsberegningsmetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222" angis flytbaserte handelskapasiteter 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.
- Handelskapasitetene 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 nettmmodell 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) med timesoppløsning til Nordic-RCC sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGMer – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne handelskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Fra og med overgangen til 15 minutters marked, vil hver enkelt timesmodell bli benyttet fire ganger, en for hvert av de fire femtenminutters MTUene modellen dekker.

Kapasitet for deling av reserver

Statnett har en plikt til å ha tilstrekkelig med reserver for å håndtere ubalanser mellom forbruk og produksjon i kontrollområdet. Dette følger av fos § 9 annet ledd og SOGL art.152. Dette kan omfatte delte eller utvekslede reserver mellom budområder. For å sikre tilstrekkelig FRR i hvert enkelt budområde kan det ved behov allokeres opptil 10% av tilgjengelig nettkapasitet til deling av reserver mellom norske budområder. Slik allokering vil kun bli benyttet dersom det er sannsynlig at det ikke vil kunne sikres tilstrekkelige reserver gjennom kjøp i det enkelte budområde.

Kapasitet for utveksling av FRR

Før endelig beregning av handelskapasitet til døgnet, gjør Nordic-RCC først en foreløpig beregning D-2. Denne beregningen definerer maks allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområdene. Det kan normalt maksimalt allokeres 10% av total handelskapasitet til utveksling av FRR. Ved mangel på bud i enkelte budområder, kan allokeringen økes til maksimalt 20%. Dette gjøres i tråd med metode etter EBGL art. 41 nummer 1³.

Samme metode beskriver allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområder som beregnes i FRR kapasitetsmarkedene pr. budområdekorrider pr. tidsenhet og retning. Dette gjøres på grunnlag av blant annet total tilgjengelig kapasitet, reservekrav pr. budområde, forventet pris i energimarkedet, og de innkomne FRR-kapasitetsbudene. Beregningen vil føre til allokering av kapasitet for utveksling av FRR dersom det gir en større samfunnsøkonomisk nytte å utveksle FRR enn å tildele denne kapasiteten til døgnet. Dimensjonering, altså beregning av reservekrav per budområde, av FRR er beskrevet nærmere i retningslinjene til § 9.

³ Se metode etter EBGL art. 41 nummer 1, godkjent av RME 23. Oktober 2023 som er publisert på ENTSO-E sine nettsider

Etter at FRR-kapasitetsmarkedene er klarert hver morgen, blir reservasjonene av kapasitet for utveksling av FRR trukket fra i beregningene som fastsetter handelskapasitet som blir gitt til døgnmarkedet. Nordic-RCC beregner handelskapasiteter for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC⁴ (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 kapasitetsberegningen 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, ved mangel på tilgang på reserve 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 beregning basert på dagens NTC-metodikk. Her fordeles kapasitet mellom NSL-auksjonen og den europeiske markedskoblingen.

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates (startpunktet for beregning av RAM) per kritiske nettverkselement beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁵. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- 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 flyt. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen 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 her gitt av:
 - o Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)
 - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)

⁴ ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokert overføringskapasitet.

⁵ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

Det er angitt en sikkerhetsmargin (FRM) på alle CNEC'er. FRM benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. I henhold til den nordiske kapasitetsberegningsmetoden etter Artikkel 20(2) i "Commission Regulation (EU) 2015/1222", fastsettes verdien på FRM for hver enkelt CNEC 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"**.

Kapasitet for utveksling av FCR

Utteksling av FCR mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Utveksling 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 import av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på allerede allokert kapasitet for FRR, forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftsstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

- Utilgjengelighet av systemvern
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser

Tiltak for å øke eller opprettholde handelskapasitet

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. 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 (nødeffekt), 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. 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.
- Regulering av produksjon/forbruk eller handel med andre land; I tilfeller der nettbegrensningen forventes internt i et budområde, kan systemansvarlig kjøpe regulering i markedene for mFRR, eller systemansvarlig kan kontakte systemansvarlig i andre land for eventuelt å avtale en handel over utenlandsforbindelser. Slike tiltak benyttes når virkningsgraden er høyere enn

å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

- Redusert forsyningsikkerhet; 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. Nyttene av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.
- Avlyse planlagte driftsstanser.

3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a

Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Med systemdata menes regulerstyrke og tilgjengelige reserver. Systemdata som kreves rapportert er beskrevet i eget vedlegg tilhørende retningslinjene. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester rapportere til systemansvarlig produksjonsplaner med tilhørende systemdata dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester er enige om dette. Den som er registrert som ansvarlig for rapportering av produksjonsplaner med tilhørende systemdata hos Statnett vil bære ansvaret for at de beskrevne reglene for rapportering følges.

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehalser og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/ending av nye produksjonsenheter vil systemansvarlig vurdere stasjonsgruppeinndeling basert på følgende kriterier:

- Allerede eksisterende stasjonsgrupper
- Rasjonell plassering av stasjoner i stasjonsgruppen mht. fastområder og budområder.
- Som hovedregel skal produksjon i samme stasjonsgruppe ha samme produksjonstype.

Inndeling i stasjonsgrupper gjøres i enighet med relevante konsesjonærer. I tilfeller der systemansvarlig blir gjort kjent med nye snitt som påvirker stasjonsgruppeinndeling kontakter systemansvarlig konsesjonær med sikte om å endre eller tilpasse stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

Produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn skal rapporteres daglig innen kl. 16:00.

Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

- Produksjonsplaner og systemdata skal oppgis i kvartersverdier.

2024/2852

- Systemdata skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserver.

Ytterligere beskrivelse av systemdataen som skal sendes inn, står i vedlegg til denne retningslinjen.

For alle kraftstasjoner med samlet ytelse større eller lik 10 MVA merkeeffekt, skal detaljerte kjøreplaner og systemdata rapporteres for hvert enkelt aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 10 MVA merkeeffekt per tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende informasjon rapporteres:

- Produksjonsplan per aggregat
- Statikkinnstilling i % per aggregat
- Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (P_{maks})

Endringer i produksjonsplanen, **forventet ubalanse** og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 45 minutter før hvert kvarter.

Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftskvarteret enn 45 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjennelse er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen av om systemansvarlig vil tillate slike endringer er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner til enhver tid og omfanget av IKT-problemene.

Endringer i nedenfor er planlagt gjeldende fra 1.12.2025:

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar. Systemansvarlig forventer at konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet **fortløpende så langt det er hensiktsmessig iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata oppdateres løpende, frem til fristen 45 minutter før hvert kvarter. Slik at det er samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraft**

Dersom det ikke er mulig for konsesjonæren å justere sine forpliktelser i markedet til siste tilgjengelige prognose for faktisk produksjon, skal konsesjonæren opplyse systemansvarlig **om forventet ubalanse hver gang produksjonsplanen oppdateres. Balanseansvarlige med produksjon skal, på vegne av konsesjonær, løpende rapportere forventet avvik mellom forpliktelser i markedet og siste oppdaterte produksjonsplaner. Dersom det er leverandør av balansetjenester som rapporterer produksjonsplan kan de også rapportere forventet ubalanse. Rapporteringen skal skje per budområde, for den balanseansvarliges totale portefølje.**

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen, uavhengig av produksjonstype, **samt om avvik fra produksjonsplanen er i tråd med innmeldt forventet avvik eller ikke.**

3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b

Første ledd

Krav om gradvis endring av produksjon

Ved endring i produksjonsplanen skal det planlegges med en gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet. Produksjonen skal endres jevnt fra fem minutter før starten på markedstidsenheten (kvarter) til fem minutter etter⁶. Ubalansejusteringen som inkluderes i balanseavregningen vil inneholde et energivolum beregnet i henhold til kravet, for alle som leverer produksjonsplan, uavhengig av unntakene listet under.

Unntak fra krav om gradvis endring av produksjon

Kravet om gradvis endring av produksjon gjelder ikke:

- for alle kraftstasjoner med samlet ytelse mindre eller lik 10 MVA merkeeffekt
- for produksjonsanlegg dersom tekniske forhold ved anlegget eller anleggets driftssituasjon ikke tillater det.
- dersom praktiske forhold i driften av anlegget ikke tillater stegvis eller gradvis justering.
- dersom endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad.
- for variabel kraftproduksjon hvor produksjonen er bestemt av naturgitte forhold.

Systemansvarlig kan etter søknad gi midlertidige unntak, for eksempel i forbindelse med planlagt utbedringsarbeid i anlegg eller IT-systemer. Søknad kan sendes til BSP@statnett.no.

Krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig stiller krav om at det tilbys periodeskift tilsvarende planlagt produksjonsendring dersom denne overstiger terskelverdien på 25 MW. Kravet gjelder på stasjonsnivå. Planlagt produksjonsendring meldes inn gjennom budprosessen for mFRR ved bruk av budegenskapen (budattributtet) periodeskift⁷. Konesjonær kan velge å tilby kun periodeskift, uten å tilby standardproduktet for mFRR. Dersom det kun tilbys periodeskift, uten samtidig mFRR-bud, angis ingen budpris.

Systemansvarlig stiller krav om elektronisk aktivering av periodeskift. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på aktiveringer fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konsesjonær installere programvare for kommunikasjon med systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i aktiveringsmarkedet for mFRR.

Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

Systemansvarlig vil aktivere periodeskift i situasjoner der det er tydelig i driftskvarteret at planlagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og

⁶ [Praksis er i overenstemmelse med artikkel 7 i "Amended Nordic LFC block methodology for ramping restrictions for active power output in accordance with Article 137\(3\) and \(4\) of the Commission Regulation \(EU\) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation" godkjent 29. Januar 2024](#)

⁷ Se [BSP implementasjonsguide for mFRR energiaktiveringsmarkedet](#), Appendix 1.

2024/2852

utveksling. Dette skyldes strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndterer systemansvarlig med mFRR.

Aktivisering av periodeskift brukes normalt i timer med store endringer i forbruk, produksjon og/eller utveksling.

Unntak fra krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan gi unntak fra å tilby periodeskift på fire ulike grunnlag:

- Varig unntak for stasjoner bestående av kraftproduksjon uten reguleringsevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin.
- Midlertidig unntak fra å levere periodeskift for stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift.
- Midlertidig unntak for stasjoner hvor produksjonsendring skyldes nedkjøring eller oppkjøring ved utilgjengelighet som følge av vedlikehold eller andre tekniske forhold.
- Det kan gis varig unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konsesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. I slike tilfeller må en begrunnet søknad sendes til BSP@statnett.no.

Prising av periodeskift

Periodeskift vil prises til gunstigste pris av budpris pluss et påslag i EUR/MWh og mFRR-pris. Med påslag menes her at prisen justeres i den retningen som er mest gunstig for aktøren, dvs. opp for et oppreguleringsbud og ned for et nedreguleringsbud. Et bud med budattributt periodeskift trenger ikke nødvendigvis å være tilgjengelig for direkteaktivering. Da kan en direkteaktivering endre mFRR-prisen slik at den blir gunstigere for leverandøren av balansetjenester enn egen budpris pluss påslag. Det er årsaken til periodeskift prises til gunstigste av de to. Påslaget skal gi en kompensasjon for at leverandøren av balansetjenester blir aktivert kortere enn ved en planlagt eller direkte aktivering. Størrelsen på påslaget er uavhengig av budpris slik at det ikke skal gi et incentiv til å sette høyere pris enn marginalpris. Størrelsen på påslaget vil fastsettes i vedtak om betaling, jf. §27. Periodeskift som ikke er knyttet til et mFRR-bud vil kompenseres med mFRR-pris.

Tredje ledd

Krav om gradvis endring av forbruk

Ved planlagt effektendring skal store sluttbrukere planlegge med gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet. Forbruket skal endres jevnt fra fem minutter før starten på markedstidsenheten (kvarter) til fem minutter etter.

Med store sluttbrukere menes i denne retningslinjen sluttbrukere med uttak over 15 MW eller forbruk over 100 GWh i året.

Kravet om gradvis endring av forbruk gjelder ikke

- for forbruksanlegg dersom tekniske forhold ved anlegget eller anleggets driftssituasjon ikke tillater det

- dersom praktiske forhold i driften av anlegget ikke tillater stegvis eller gradvis justering
- dersom endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad for sluttbrukeren

Systemansvarlig kan etter søknad gi midlertidige unntak, for eksempel i forbindelse med planlagt utbedringsarbeid i anlegg eller IT-systemer. Søknad kan sendes til BSP@statnett.no.

Systemansvarlig har per i dag ikke systemer for å nyttiggjøre seg informasjonen om planlagt effektregulering forskriftsfestet i tredje ledd.

3.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 annet ledd

Første ledd

Regulerstyrke og tilhørende roterende reserve

Med regulerstyrke menes produksjonsenhetens evne til å endre aktiv effekt som følge av frekvensendring. Regulerstyrken til en produksjonsenhet blir normalt bestemt av (frekvens)statikk⁸ og produksjonsenhetens nominelle effekt.

Med roterende reserve menes tilgjengelig aktiv effektreserve på roterende produksjonsenheter og regnes fra settpunkt opp til produksjonsenhetens maksimalt tilgjengelige aktive effekt (P_{maks}).

Produksjonsenhetens tekniske evner

Systemansvarlig legger til grunn at produksjonsenhetens tekniske evner betegnes av maksimal og minimum aktiv effektproduksjon, innstillingsmuligheter for statikk og dynamisk respons i frekvensregulering.

Innstillingsmulighetene for statikk avhenger av produksjonsår og type av turbinregulator/*parkregulator*. For produksjonsenheter som har vedtak iht. fos § 14 vil innstillingsmulighetene for statikk være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. Forøvrig skal produksjonsenhetens tilgjengelige innstillingsmuligheter være tilgjengelig for systemansvarlig.

Ved pålegg om å bidra med regulerstyrke for å sikre reserver i normal drift (samlet nett) skal leveransen ha dynamisk respons iht. vilkårene for FCR-markedet (Frequency Containment Reserve, FCR også kalt primærreserve) eller gjeldende funksjonskrav for produksjonsenheten (gitt av fos § 14). Dette gjelder for både FCR-N og -D, som beskrevet i retningslinjer for fos § 9 annet ledd. Dersom produksjonsenheten ikke er kvalifisert for FCR-markedet eller har vedtak iht. fos § 14, skal beste mulige dynamiske respons i frekvensregulering benyttes. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil frekvensreguleringsevnene være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. I tilfeller hvor systemansvarlig skal sikre regulerstyrke for

⁸ Se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) (vedlegg til retningslinjer for fos § 14) kapittel 12.2.1 og 14.2.2, for beskrivelse av funksjonalitet for (frekvens)statikk.

separatdrifter, kan også systemansvarlig pålegge at produksjonsenheter som er kvalifisert for FCR-markedene tilpasses for å ha en annen dynamisk respons, såkalt separatdriftsmodus.

Grunnleveranse

En geografisk fordeling av regulerstyrke i ulike deler av landet er viktig for å sikre overgang til eventuelle separatdrifter. Systemansvarlig sikrer distribusjon av regulerstyrke blant produksjonsenhetene som er i drift ved å stille krav til maksimal statikkinnstilling for frekvensregulering i turbinregulator/*parkregulator i alle* produksjonsenheter med slik funksjonalitet *og har tilfredsstillende respons under en driftsforstyrrelse*. Kravet stilles gjennom vedtak om levering av systemtjenester *som normaltfattes årlig for kommende år*. Denne leveransen av regulerstyrke betegnes som *grunnleveranse*. Hele grunnleveransen kan bys inn i markedet for FCR, som beskrives under retningslinjer for fos § 9 annet ledd.

Konsesjonærer kan søke om fritak fra vedtak om levering av grunnleveranse. Behandling av søknader blir basert på produksjonsenhetens plassering i nettet og om den er kritisk for støtte i separatudrift. Et eventuelt fritak fører ikke til at produksjonsenheten blir ekskludert fra deltakelse i markeder. Gjennomføringen av et godkjent fritak kan skje enten ved aktivering av dødbånd (*synkrone produksjonsenheter*), utvidelse av dødbånd (*kraftparker*) eller økt statikk. *For begge alternativene må det finnes* For synkrone produksjonsanlegg har systemansvarlig gjennom søknadsprosess og vedtak iht. fos §14 mulighet til å stille krav til funksjonalitet som automatisk sikrer stabil regulering i separatudrift (se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet, kapittel 12.2.3). *Et eventuelt fritak fra grunnleveranse fritar ikke produksjonsanlegget fra å ivareta denne funksjonaliteten.*

Regulerstyrke i separatområder

Systemansvarlig kan fatte vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter for å få bidrag av regulerstyrke når separatdrifter oppstår, og ellers sikre regulerstyrke i etablerte separatdrifter. Dette vil gjelde både ved planlagte driftsstanser som medfører separatområde og ved ikke-planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser som medfører separatområde.

Normalt vil statikkinnstillingen være på 4 %. Denne innstillingen benyttes for å sikre en fornuftig regulerstyrke og akseptabel stasjonær frekvens inntil nye last- og/eller turtallsreferanse/r blir gitt dersom det skjer store lastendringer, f.eks. ved utfall av produksjon og/eller forbruk i separatområdet.

Prinsippet om dimensjonerende feil, utfall av største last eller produksjonsenhet, gjelder også under separatudrift, hvis mulig. For å kunne håndtere dimensjonerende feil vil det kunne være behov for å kreve en statikkinnstilling som avviker fra den generelle innstillingen på 4 %. Hvilken roterende reserve som er nødvendig vil kunne variere fra tilfelle til tilfelle.

Systemkritiske vedtak til fos § 9 første ledd nær driftsdøgnet

Systemansvarlig søker som hovedregel å oppfylle nasjonale krav til FCR gjennom markedsbaserte tiltak, jf. fos § 9 annet ledd og fos § 4 c) og d), med unntak av årlig vedtak om krav til grunnleveranse, som beskrevet over.

I tillegg kan det oppstå tilfeller der det ikke er mulig for systemansvarlig å sikre tilstrekkelig FCR gjennom markedsløsninger. Da vil systemansvarlig kontakte konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert produksjonsytelse i Norge, for å sikre FCR gjennom systemkritisk vedtak om å bidra med regulerstyrke ved statikkending. Systemansvarlig vurderer ut ifra den aktuelle driftssituasjon hva som er korrekt krav til maksimal statikk hos de konsesjonærer som blir berørt. Systemansvarlig vil inkludere tilstrekkelig antall konsesjonærer i vedtaket til å sikre at nasjonale krav til FCR er oppfylt. Beslutningene om maksimal statikk og antall berørte konsesjonærer vil bli foretatt basert på aktuell sesong og nivået på norsk produksjonstilslag i døgnmarkedet.

Systemansvarlig vil benytte slike systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd nær driftsdøgnet i situasjoner der omfattende IKT-problemer hindrer innsending av bud med betydelig volum til primærmarkedet, eller gjør det sannsynlig at markedet ikke lar seg klarere innen rimelig tid før leveringsdøgnet.

Systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd vil normalt sendes som e-post, men systemansvarlig understreker at det ikke foreligger forvaltningsmessige formkrav til systemkritiske vedtak. Aktører som mottar vedtak plikter innen én time etter mottak å respondere skriftlig på vedtaket.

Betaling for regulerstyrke

Regulerstyrke som er tilbudt i FCR-markedet og har fått tilslag, vil prises og avregnes i tråd med gjeldende vilkår for FCR-markedet.

Regulerstyrke som ikke er tilbudt i FCR-markedet eller som ikke har fått tilslag i FCR-markedet betegnes som *restleveranse*, og blir avregnet etter vedtatt sats. *Satsen for*

betaling fastsettes i vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester.

~~Systemansvarlig fatter årlig vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.~~

Systemansvarlig legger til grunn at betalingen skal gi aktørene en kompensasjon for kravet om grunnleveranse, samtidig som at den skal gi insentiver til å delta i FCR-markedet. For at konsesjonær skal få betalt for restleveranse, må systemdata rapporteres iht. fos § 8a.

Dersom det fattes vedtak om regulerstyrke i separatudrftsområder, vil leveransen prises og avregnes i tråd med vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.

3.5 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

Fjerde ledd

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd kan omfatte ressurser for opp- eller nedregulering, og bestemmelsen omfatter *all tilgjengelig regulerytelse fra produksjons- og forbruksenheter. Innenfor produksjon regulerer fos § 12 fjerde ledd all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon, hvilket inkluderer vindkraft, elvekraft og alle andre*

~~produksjonstyper. Med forbrukskonsesjonær mener systemansvarlig for denne bestemmelsen forbrukere med en forventet reguleringssevne basert på tidligere innmeldte bud i markedene for mFRR og mFRR-D~~

Eksakte kriterier som utløser bruk av bestemmelsen er ikke mulig å sette opp, da dette vil kunne variere bl.a. ut fra tid på året, over-/underskudd, nettkonfigurasjon, anlegg utkoblet for planlagt driftsstans, samt omfanget og geografisk utstrekning av hendelsen.

Bruken av bestemmelsen knyttes til begrepet 'vanskelig driftssituasjon'. Systemansvarlig legger i hovedsak følgende innhold i forskriftsbegrepet 'vanskelig driftssituasjon':

- Situasjon med utilstrekkelige reguleringsreserver for å ivareta nasjonale krav for å håndtere dimensjonerende utfall og den kontinuerlige balanseringen i Norden, slik beskrevet i retningslinjen til fos § 9 annet ledd.
- Flaskehals i intaknett eller som følge av en hendelse i kraftsystemet hvor ytterligere regulerytelse i spesifikke områder er nødvendig for å overholde driftsmessige overføringsgrenser og ivareta akseptabel forsyningsikkerhet.
- Spesielle forhold i kraftsystemet som krever tilgjengelig regulerytelse i spesifikke områder eller på bestemte stasjonsgrupper. Dette kan f.eks. være krav til kortslutningsytelse, behov for spenningsstøtte fra produksjon osv.

Rekvirering av ressurser

Ved systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd vil systemansvarlig kontakte aktuelle ~~forbruks- og produksjonsheter konsesjonærer~~ etter en rangert rekkefølge, basert på installert ytelse i det berørte nettområdet for produsenter og potensiell reguleringssevne for forbruk, for å rekvirere ytterligere regulerytelse. **Potensiell regulerytelse for forbruk vil primært være basert på tidligere innmeldte bud i marked for regulerkraft, se retningslinjen til fos § 11.**

Systemansvarlig kan i den aktuelle driftssituasjonen gjøre en vurdering om både produksjons- og forbruks~~heter konsesjonærer~~ skal kontaktes. Dette innebærer at de rangerte listene for produksjon og forbruk kan brukes hver for seg. Fra et driftsperspektiv er dette naturlig da forbruk ikke har de samme egenskapene som produksjon mht. fleksibilitet (varighet og hviletid), og forbruk vil derfor ikke være aktuelt for å løse alle utfordringer.

I situasjoner der mengden reserver totalt i det norske kraftsystemet er for lav til å overholde nasjonale krav om tilstrekkelige effektreserver, se retningslinjer til § 9 annet ledd, vil systemansvarlig benytte en rangert liste over aktuelle ~~produksjons- og forbruks~~**heter konsesjonærer** i hele Norge. I slike situasjoner kan vedtak etter § 12 fjerde ledd være et nødvendig tiltak, utover tidligere foretatt handel i kapasitetsmarked for mFRR og kapasitetsmarked for mFRR-D da man nærmere driftsdøgnet har mer oppdatert informasjon om forventet reservesituasjon.

Dersom det mangler reserver i et helt budområde brukes rangerte lister for de enkelte budområdene.

Ved en vanskelig driftssituasjon i større områder med flere betydelige **produksjons- og forbruksenheter konsesjonærer** brukes ferdige rangerte lister for de nettområdene hvor dette jevnlig forekommer. Når det oppstår uforutsette, nye problemområder i driften, vil systemansvarlig bruke rangeringen i de overordnede budområde/Norge-listene på lavest mulig nivå. ~~Systemansvarlig vil ikke kontakte de konsesjonærer som åpenbart ikke er aktuelle, eksempelvis konsesjonærer som ikke har produksjon i området.~~ Dersom situasjonen vedvarer, f.eks. grunnet feil eller planlagte utkoblinger, vil det utarbeides egne lister for slike nettområder.

I situasjoner hvor et lokalt problem oppstår, der det kun er 1-2 **produksjons- eller forbruksenheter konsesjonærer** som lett kan la seg rangere, vil systemansvarlig gjøre denne rangeringen i driftssituasjonen basert på kunnskap om det aktuelle nettområdet.

Aktørene *Produksjons- og forbrukssenheter må være tilgjengelige for å ta imot vedtak*

Vedtak etter § 12 fjerde ledd vil normalt sendes som e-post, men kan, som andre systemkritiske vedtak, fattes muntlig mot **produksjons- eller forbruksenheten konsesjonær**. **Produksjons- eller forbruksenheter Konsesjonærer** som mottar vedtak etter § 12 fjerde ledd skal innen én time etter mottak ~~å~~ sende en skriftlig bekreftelse på at vedtaket er mottatt. Oppdaterte bud må være sendt inn innen tre timer etter at vedtaket er mottatt. Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom **produksjons- eller forbruksenheten konsesjonæren** ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke ~~konsesjonærens~~ produksjonen eller forbruket fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar ytelse iht. fos § 12 fjerde ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak.

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd medfører ikke en rekvisisjon av regulerbar ytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Regulerytelse som medfører høye kostnader, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerytelse". ~~og skal derfor meldes inn som bud i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D eller forenklet løsning ved vedtak etter § 12 fjerde ledd.~~

Anmelding av bud etter mottatt vedtak

Aktører som er kvalifiserte⁹ som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har **produksjons- og forbruksenheter reguleringsobjekter** med tilgjengelig kapasitet som kan tilfredsstillere krav til bud i dette markedet i perioden vedtaket er fattet for, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR når de mottar vedtak. **Aktører** **Produksjons- og forbruksenheter** som har reguleringssevne som ikke kan levere etter krav i aktiveringsmarkedet for mFRR i perioden systemansvarlig har gitt pålegg om budgivning etter § 12 fjerde ledd, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR-D eller i forenklet løsning for budgivning, se omtale i neste avsnitt.

⁹ Aktøren må være kvalifisert som leverandør av balansetjenester i henhold til gjeldende markedsvilkår. Et vilkår for kvalifisering er at reguleringsobjektene til leverandøren er prekvalifisert for å delta i markedene.

Aktører og reguleringsobjekter Produksjons- og forbruksanlegg som ikke er kvalifiserte for å delta i aktiveringsmarkedene for mFRR eller mFRR-D, eller som ikke kan oppfylle markedsvilkårene i perioden vedtaket er fattet for, for eksempel på grunn av oppstartstid, skal bruke en forenklet løsning for budgivning i Fifty. Her skal de angi pris for aktivering og relevante attributter som etterspørres, som volum og aktiveringstid. Disse budene vil bli lagt på egen liste¹⁰. Ressurser som blir aktiverte, får betalt det som er best for aktøren av budpris eller mFRR-pris, det vil si høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering.

Systemansvarlig sin aktivering av mottatte bud

Aktivering av bud vil gjøres i henhold til retningslinjene til § 11. Systemansvarlig vil velge bud som er best egnet til å løse den konkrete driftssituasjonen vi står i. I valg av bud vil systemansvarlig i tillegg til pris vektlegge lengde på responstid og krav til varighet og hviletid, samt geografisk plassering av bud.

Femte ledd

Med tilgjengelig regulerbar effekt menes ressurser for både opp- eller nedregulering.

Med vanskelige driftssituasjoner i denne paragraf menes alle hendelser i kraftsystemet som medfører et momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten. Dette kan f.eks. være (eksemplene er ikke uttømmende):

- Utfall og feil på komponenter i kraftsystemet (linje, generator, bryter, transformator osv.).
- Forsinket inn-/utkobling ved driftsstans.
- Lokalt uforutsette forbruksendringer.
- Kommunikasjonsproblemer med konsesjonærer.

Dersom driftssituasjonen tillater det vil relevante bud (både produksjon og forbruk) som allerede er tilgjengelig i aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D og forenklet løsning bli aktivert før reguleringsreserver fra produksjonsapparatet anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd benyttes. Tvangsmessig utkobling av forbruk etter fos § 13 tredje ledd vil bli beordret dersom ressurser anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd ikke viser seg tilstrekkelig til å håndtere situasjonen.

Dersom det er behov for aktivering over lengre tid, vil systemansvarlig be om at det legges inn bud i aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D eller forenklet løsning for det aktuelle produksjonsanlegget ref. fos § 12 fjerde ledd.

Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjonsenheten **konsesjonæren** ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke **konsesjonærens** produksjonen fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar effekt iht. fos § 12 femte ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer

¹⁰ Aktører kan også registrere sine reguleringsressurser og pris for regulering i den forenklete løsningen på frivillig basis. Systemansvarlig kan bruke disse ressursene som er meldt inn før vi pålegger andre aktører å legge inn bud, se retningslinjer til fos § 11.

2024/2852

hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak. ~~Systemansvarlig vil om nødvendig fatte vedtak etter § 16 første ledd og frakoble produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig har behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd.~~

Forholdet til manøvreringsreglementet

Regulerytelse som medfører høye kostnader eller skadeflom, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerbar effekt", og vil kunne bli omfattet av et vedtak etter § 12 femte ledd.

Regulering som bryter med manøvreringsreglementet, skal kun forekomme ved en særskilt beordring fra systemansvarlig gjennom et systemkritisk vedtak etter § 12 femte ledd. Alvorligheten i både situasjonen for kraftsystemet og konsekvensene hos konsesjonær mtp. manøvreringsreglementet må komme klart frem i dialogen mellom systemansvarlig og **produsenten konsesjonær**, jf. fos §§ 23 første ledd (Opplysningsplikt) og 24 annet ledd (Systemansvarliges generelle rapporteringsplikt).

Dersom **produsenten konsesjonær** opplyser om at et systemansvarspålegg vil medføre brudd på manøvreringsreglementet, må systemansvarlig gjøre en revurdering av sitt pålegg. Denne vurderingen skal inneholde minst inneholde følgende to punkter:

- Det kan ikke finnes reelle alternativer for å løse situasjonen enn å ta i bruk den aktuelle regulerytelsen. Tvangsmessig utkobling av forbruk (se retningslinjen til § 13 tredje ledd) er f.eks. et alternativ til oppregulering av produksjon som bryter manøvreringsreglementet.
- Alternativet til å benytte denne aktuelle regulerbare effekten vil være sammenbrudd i (deler av) kraftsystemet, dvs. betydelige samfunnskonsekvenser.

Prissetting

Dersom systemansvarlig benytter tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarkedet for mFRR-D eller på forenklet løsning, vil **produsenten aktøren** normalt få muligheten til å prissette dette i etterkant. Prisen og faktisk reguleringsvolum skal i slike tilfeller sendes inn uoppfordret.

Ved hendelser før kl. 15 skal pris og reguleringsvolum foreligge i løpet av driftsdøgnet. Ved hendelser etter kl. 15 skal dette være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn. Dersom systemansvarlig kun mottar reguleringsvolum, men ikke får oppgitt en pris, vil reguleringen prissettes til mFRR-pris i reguleringsretning. Dersom informasjon om reguleringen ikke blir sendt inn innen fristen, vil reguleringsvolumet avregnes som ubalanse, og bli prissatt iht. prinsipp for prising av ubalanser under gjeldende nordisk harmonisert balanseavregning, se esett.com.

3.6 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14

Første ledd

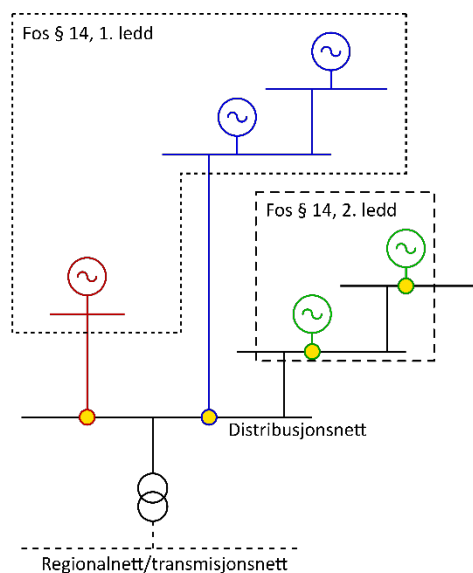
Systemansvarlig skal gjennom vedtak sikre at anlegg i og tilknyttet regional- og transmisjonsnettet har nødvendig funksjonalitet for å ivareta en effektiv utnyttelse og tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Dette gjelder både for nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg.

Anlegg som omfattes:

Bestemmelsen omfatter alle anlegg i eller tilknyttet nett med spenning høyere enn 24 kV. Relatert til normerte spenninger, vil det i praksis typisk inkludere anlegg med driftsspenning ≥ 33 kV. Kravet til rapportering gjelder uavhengig av hvilken type konsesjon som gjelder. Dette vil si at også anlegg med spenning høyere enn 24 kV innenfor utvidet områdekonsesjon er omfattet av rapporteringsplikten.

Bestemmelsen omfatter også:

- Produksjonsanlegg som gjennom produksjonsradialer (uavhengig av spenningsnivå) direkte er knyttet opp mot anlegg i regional- eller transmisjonsnettet. Øvrige produksjonsanlegg som er tilknyttet distribusjonsnett omfattes av fos § 14 annet ledd. Se Figur 1.
- Kompenseringsanlegg uavhengig av spenningsnivå, men tilkoblet stasjoner i regional- eller transmisjonsnettet, der kompenseringsanlegget kan ha som funksjon eller mulighet til å kompensere i regional- eller transmisjonsnettet.
- Tilknytningsvern som skal beskytte anlegg i transmisjons- og/eller regionalnettet



—	Nett- og produksjonsanlegg tilhørende produsent A som mater inn på overliggende nett via egen produksjonsradial
—	Nett- og produksjonsanlegg tilhørende produsent B som mater inn på overliggende nett via egen produksjonsradial
—	Nett- og produksjonsanlegg tilhørende produsent C som mater inn på overliggende nett via en områdekonsesjonærs distribusjonsnett
—	Nett tilhørende områdekonsesjonær
● ● ●	Tilknytningspunkter produsent/områdekonsesjonær

Figur 1: Produksjonsanlegg som via produksjonsradialer er direkte tilknyttet anlegg i regional- eller transmisjonsnettet omfattes av fos § 14, 1. ledd

Fos § 14 første ledd angir at konsesjonærs rapporteringsplikt gjelder når andre konsesjonærer blir berørt av tiltaket. Med berørte konsesjonærer menes andre konsesjonærer som blir påvirket av de endringene som tiltaket medfører. Dette vil ofte være, men behøver ikke være begrenset til, tilstøtende konsesjonærer i samme eller omkringliggende nett. Konsesjonærer som påvirkes midlertidig, mens tiltaket gjennomføres, er også å anse som berørte konsesjonærer. Systemansvarlig er alltid berørt konsesjonær ved tiltak i eller tilknyttet regional- og transmisijsnett.

Eksempler på endringer som kan berøre andre konsesjonærer kan være økt ladeytelse i isolert eller spolejordet nett, endringer i overføringsgrenser, endret lastflyt, tiltak som påvirker leveringskvaliteten eller forsyningssikkerhet i andre konsesjonærers nett, endring i frekvensreguleringsegenskaper eller spenningsreguleringsegenskaper, endring i aktiv effekt, endring i reaktive reserver eller endringer som medfører behov for at andre konsesjonærer endrer sine vernsystemer, driftsplaner eller koblingsbilder.

Ved temperaturoppgraderinger

Konsesjonær som skal gjennomføre temperaturoppgraderinger for flere ledninger i sitt nett kan sende dette inn samlet til systemansvarlig. Systemansvarlig kan fatte samlevedtak for flere anlegg ved temperaturoppgraderinger.

Ved havarier eller feilsituasjoner

Konsesjonær som må utføre søknadspliktige endringer i tekniske anlegg som følge av havarier eller feilsituasjoner der idriftsettelse av endringen er nødvendig for å gjenopprette normal forsyning, kan sette disse i drift uten vedtak fra systemansvarlig. Slike saker vil ikke anses som brudd på fos § 14 og dermed ikke rapporteres til Reguleringsmyndigheten for energi forutsatt at konsesjonær sender en normal fos § 14 søknad for endringen uten ugrunnet opphold og senest innen fire uker etter idriftsettelse.

Systemansvarlig vil fatte vedtak for tiltaket. Vedtaket kan inneholde vilkår om at funksjonalitet som ikke er i tråd med krav i NVF utbedres i ettertid. Systemansvarlig vil vurdere søknaden i henhold til gjeldende regelverk opp mot komponentens funksjonalitet og anleggets levetid.

Vurdering av funksjonskrav:

Systemansvarliges 'Veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige iht. fos § 14' lister opp de tiltak systemansvarlig anser har betydning for funksjonaliteten i kraftsystemet, og som systemansvarlig derfor skal informeres om og fatte vedtak for. Dersom et tiltak ikke er nevnt eller fremstår som uklart i veilederen, men kan påvirke elteknisk løsning må konsesjonær kontakte systemansvarlig for å avklare om tiltaket er søknadspliktig.

Systemansvarlig legger kravene i Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) til grunn for vurderingene i vedtakene som fattes. NVF beskriver funksjonskravene for nettanlegg, forbruksanlegg, HVDC-anlegg og produksjonsanlegg. I tillegg gir NVF også veiledning om krav til vern iht. fos § 20, samt krav til feilskrivere og pendlingsregistratorer iht. fos § 18.

2024/2852

Veilederen skiller mellom faste krav og behovsprøvede eller behovsvurderte krav. Behovsprøvede og behovsvurderte krav er funksjonskrav som avklares med systemansvarlig, og kan tilpasses for det aktuelle anlegget ved hvert enkelt tilfelle. Behovsprøving og behovsvurdering med fastsettelse av funksjonskrav bør gjøres tidlig i vedtaksprosessen, på bakgrunn av dialog med og innspill fra tiltakshaver og berørte konsesjonærer. Årsaken til at noen krav kan behovsprøves eller behovsvurderes er fordi systemansvarlig anser at det, for disse kravene, vil være samfunnsmessig rasjonelt å vurdere kravene fra situasjon til situasjon, og slik tilpasse kravene. For behovsprøvede krav vil det være konsesjonær som tar initiativ for å få tilpasset og mildnet kravet, der dette begrunnes. Mens det for behovsvurderte krav vil være systemansvarlig som kan ta initiativ for å tilpasse kravene og må begrunne kravet. I begge tilfeller fastsettes funksjonaliteten i vedtaket.

Funksjonskravene som skal følges vil fastsettes i vedtaket, og vedtaket vil inneholde systemansvarliges vurderinger av anleggets funksjonalitet. Vedtaket kan også inneholde vilkår for å kunne bekrefte anleggets funksjonalitet. Dette kan være vilkår som skal innfris både før og etter idriftsettelse av anlegget.

Systemansvarlig anser at det er viktig å begynne vurdering av saker tidlig i tilfeller hvor det er behov for avklaring av funksjonskrav, behovsprøving av funksjonskrav eller der det ønskes andre løsninger enn beskrevet i NVF. Dette gjelder også saker hvor løsningen skal konsesjonsbehandles.

3.7 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14a

Fjerde ledd

Systemansvarliges grense for rapporteringspliktige produksjonsanlegg iht. forskrift om systemansvaret fos § 14a er når samlet installert effekt for alle produksjonsenheter i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW.

Femte ledd

Format

Innrapportering av kraftsystemdata til systemansvarlig forskrift om systemansvaret fos § 14a kan gjøres gjennom webportalen Fosweb i modulen kraftsystemdata. kan gjøres gjennom webportalen Fosweb i modulen kraftsystemdata.

Innhold

Innhold i rapporteringen, dvs. omfang av parametere og dokumenter som skal rapporteres for de ulike anleggstypene fremkommer av parameterlisten (Vedlegg til retningslinjer for forskrift om systemansvaret § 14a).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner:	Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle

<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstasjoner¹¹ • Transformatorstasjoner • Selvstendige koblingsstasjoner • T-avgreninger 	<p>produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW.¹²</p> <p>Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er ≥ 30 kV.</p>
<p>Produksjonsanlegg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vannkraft • Varmekraft • Vindkraft • Solcelleanlegg og solpark¹³ • Batteri • Annet 	<p>Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW. Batteri er rapporteringspliktig dersom samlet omformerkapasitet innenfor samme installasjon er større enn eller lik 1 MW.</p>
<p>Transformatorer (inkludert reservetransformatorer¹⁴)</p>	<p>Transformatorer er rapporteringspliktige når primærviklingens driftsspenning er ≥ 30 kV. For reservetransformatorer gjelder rapporteringsplikten dersom primærviklingens merkespenning er ≥ 30 kV. Med primærvikling menes viklingen med høyest spenning.</p>
<p>Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftliner (inkludert både HVDC og AC)</p>	<p>Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV</p>
<p>Kompenseringsanlegg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Shuntbatterier • Shuntreaktorer • Fasekompensatorer • SVC/Statcom 	<p>Kompenseringsanlegg som er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige uavhengig av hvilket spenningsnivå i stasjonen anleggene er tilknyttet, siden anleggene kompenserer både oppover og nedover i kraftsystemet.</p>
<p>Anlegg for nullpunktsjording:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Petersenspoler • Nullpunktsreaktorer 	<p>Anlegg for nullpunktsjording som har en funksjon ved jordfeil i nett med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige. Merk at driftsspenningen i nullpunktet kan være noe lavere enn 30 kV.</p>

¹¹ For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

¹² For solcelleanlegg og solparker er det samlet installert effekt fra vekselretterene som avgjør om grensen for rapporteringsplikt på 1 MW er overskredet. Det er ikke MWp (megawatt peak) installert effekt fra solcellene som avgjør om effekten er større enn 1 MW.

¹³ Med solcelleanlegg menes det installasjoner på bygg som i hovedsak benyttes for å dekke eget forbruk. Med solparker menes det installasjoner som i hovedsak mater ut produksjon til alminnelig forbruk.

¹⁴ Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

Samleskinner	Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.
Felt (avganger)	Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV.
<p>Endepunktskomponenter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strømtransformatorer • Brytere (effektbrytere, skillebrytere, fraskillende effektbrytere, lastbrytere og lastskillebrytere) • Seriereaktorer • HF-sperrer • Stasjonskabler • Looper • Øvrige strømbegrensende komponenter (kabelendemuffer, gjennomføringer, lasker, etc.) 	<p>Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV og under forutsetning at de ikke er plassert i avganger (felt) mot transformatorer som forsyner sluttbrukere (last). Endepunktskomponenter i slike avganger er ikke rapporteringspliktige.</p> <p>Anleggsdata for stasjonskabler og looper er kun obligatorisk å rapportere dersom de er lengre enn 100 m og/eller strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).</p> <p>Anleggsdata for øvrige strømbegrensende komponenter som ikke er opplistet her er kun obligatorisk å rapportere dersom de er strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).</p>
HVDC-anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)	HVDC-anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV.
Forbruksanlegg	<p>Forbruksanlegg er rapporteringspliktig når forbruket er knyttet til en transformator med spenning høyere enn 30 kV for minst en av viklingene, og er tilknyttet regional og/eller transmisjonsnettet.</p> <p>Forbruksanlegg dekker ikke alminnelig forbruk tilknyttet nettransformatorer, men omfatter forbruk under transformatorer som er installert for å dekke et spesifikt forbruk (kraftkrevende industri, datasenter, papirfabrikker mm.)</p>

Rapporteringen gjelder både nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg som medfører at anleggsdata endres. Med spenningssetting menes tidspunktet anlegget for første gang blir tilkoblet spenning mot kraftsystemet.

For reserveanlegg som ikke skal spenningssettes er det kun reservetransformator som skal rapporteres. Fristen for rapportering av disse er når reservetransformatoren er på lager hos konsesjonær og tilgjengelig for omplassering i nettet.

Rapporteringen gjelder også midlertidige anlegg, der varigheten for anleggsendringen forventes å være lengre enn tre måneder.

Rapporteringen gjelder også offshore-anlegg som er direkte vekselstrømstilknyttet det norske kraftsystem og som har en anleggskonsesjon etter energiloven for sitt tilknytningspunkt. Slike generatorer har en elektrisk påvirkning på det øvrige kraftsystemet, som kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av kraftsystemet. Alternativet til å rapportere anleggsdata for generatorer plassert offshore er at konsesjonæren selv etablerer en modell, som representerer en fiktiv generator der konsesjonær tilknyttes det norske kraftsystemet på land. Konsesjonær må i så fall regne om alle de detaljerte anleggsdata fra faktisk generator til fiktiv generator, slik at denne fiktive generatoren får samme respons på kraftsystemet som det generatoren offshore vil ha. I slike tilfeller må systemansvarlig få tilgang til konsesjonærens metode for omregning av alle aktuelle parametere fra faktisk til fiktiv generator.

Anlegg som skal tas ut av drift og ikke vil bli satt på drift igjen skal rapporteres frakoblet, uavhengig av om anlegget fortsatt skal være fysisk intakt.

Systemansvarlig kan endre data som rapporteres inn dersom det er mulig å dokumentere at data som er rapportert inn ikke er i samsvar med opplastet dokumentasjon. Systemansvarlig vil endre data som er lagt inn av rapporteringspliktig konsesjonær/eier i samråd med rapporteringspliktig konsesjonær/eier.

Frister

Korrekt og fullstendig anleggsdata og dokumentasjon må meldes inn senest 5 uker før spenningssetting av konsesjonær. Anleggsdata og dokumentasjon skal være godkjent av systemansvarlig senest 4 uker før spenningssetting. Anlegget betraktes ikke klart for gjennomgang og saksbehandling hos systemansvarlig før anlegget er innmeldt av konsesjonær. Saksbehandlingstiden/virkedager påløper når et anlegg er meldt inn og klar for kvalitetssikring hos systemansvarlig.

Systemansvarlig må ha tid til å sikre at innmeldte data og dokumentasjon før spenningssetting er fullstendig og korrekt innmeldt, samt tid for modellering. Konsesjonær skal ha anledning til å fremskaffe manglende data, og eventuelt korrigere data, dersom det er gitt tilbakemelding om dette fra systemansvarlig. Tvil og usikkerhet om innmelding av anleggsdata skal avklares med systemansvarlig, herunder også eventuell avklaring av eventuell ufullstendig innmelding. Frakobling av anlegg i forbindelse med sanering av anlegg har samme tidsfrist som innmelding av data og dokumentasjon for nye anlegg, og skal være meldt inn senest 5 uker før frakobling.

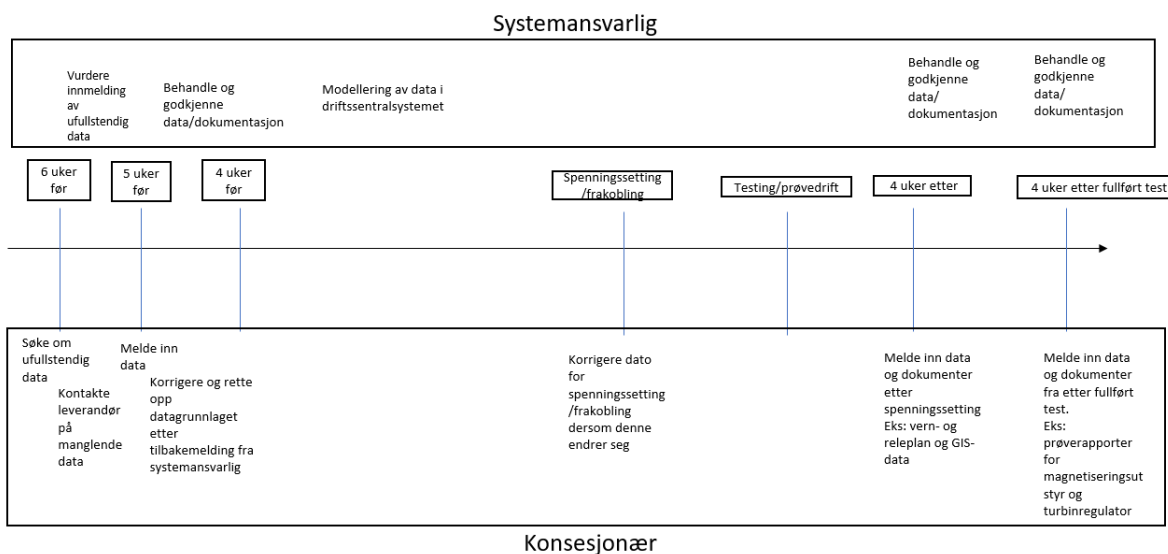
Ved behov for ufullstendig innmelding må systemansvarlig være kontaktet senest 6 uker før spenningssetting. Dette for at systemansvarlig kan vurdere om tillatelse for ufullstendig innmelding kan gis basert på den informasjonen som er tilgjengelig. Tillatelse til ufullstendig innmelding gis i praksis kun på endring av eksisterende anlegg eller der eldre anlegg gjenbrukes i ny eller gammel plassering. Tillatelsen kan med god begrunnelse av konsesjonær gis for nye anlegg, men dette må avklares i forkant med systemansvarlig. I de tilfellene ufullstendig innmelding av data er akseptert, kan systemansvarlig kreve at de manglende dataene etterrapporteres etter spenningssettingen av anlegget.

Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen fravikes, men systemansvarlig må informeres og rapporteringen må skje snarest mulig.

For de anleggstyper der det blir utført målinger rett før spenningssetting eller i ettertid av spenningssetting er kravet fortsatt at planlagte data er innmeldt av konsesjonær iht. tidsfrist angitt ovenfor, men at disse ev. korrigeres og meldes inn senest fire uker etter spenningssetting. For GIS-data (geografisk data) på luftledning og/eller kabelanlegg og vern- og releplan er kravet at gjeldende data og dokumentasjon meldes inn senest fire uker etter spenningssetting. Systemansvarlig kan ved reelt behov kontakte konsesjonær og kreve at dokumentasjon rapporteres rett etter spenningssetting ved driftskritiske situasjoner.

For de anleggstyper der det er krav om å rapportere idriftsettelsesrapporter (prøverapporter med verifiserende tester, blokkdiagram og parametrisering fra selve idriftsettelsen) for å verifisere anleggsdata og/eller funksjonalitet, skal idriftsettelsesrapportene være registrert senest fire uker etter at slike tester er utført. PSS/E-modell-filer krever også at parameterne som benyttes samsvarer med innstillinger fra SAT (Site Acceptance Test). Filene skal være registrert senest fire uker etter at verifiserende tester fra idriftsettelsen er utført. Produksjonsanlegget må meldes inn samme dag som siste prøverapport for magnetisering/turbinregulator, ev. PSS/E modell lastes opp.

Dersom det er utfordringer knyttet til å gjennomføre enkelte tester for produksjonsanlegg eller konfigureringsproblematikk av kompenseringseenheter, skal systemansvarlig gis beskjed i rimelig tid så snart utfordringene oppdages. Systemansvarlig kan be konsesjonær om å oppgi årsak og om å enes med systemansvarlig om ny tidsplan. Systemansvarlig kan kreve at midlertidige idriftsettelsesrapporter fremlegges, som demonstrerer at anlegget oppfyller de krav det er mulig å teste for. Komplette idriftsettelsesrapporter skal rapporteres til systemansvarlig så snart de foreligger og senest fire uker etter at alle tester er gjennomført.



Figur 2: Skjematisk oversikt over tidsfrister. Alle tidsfrister viser til dato for spenningssetting eller frakobling.

Anlegg som ikke meldes inn iht. format, innhold og frist

Dersom systemansvarlig oppdager at anleggsdata ikke er innmeldt **iht. format, innhold og frist** vil dette rapporteres til RME som brudd på forskriften. Systemansvarlig vil i varsel om brudd informere RME om hvilke betingelser i forskriften som er brutt, og gi vår vurdering av konsekvensene.

Dersom systemansvarlig i etterkant av godkjenning oppdager at datagrunnlaget er feil eller at data mangler vil systemansvarlige be konesjonær om å korrigere dette snarest mulig. Systemansvarlig vil ved manglende oppfølging varsle RME, og gi en vurdering av konsekvensene ved manglende retting av feil datagrunnlag.

Områdekonesjonærs kontroll av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett

For produksjonsanlegg tilknyttet i distribusjonsnett skal aktuell områdekonesjonær, dvs. det nettselskap der produksjonsanleggets konesjonær/eier har tilknytningsavtale, kontrollere at anleggsdata er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig i Fosweb, før disse produksjonsanleggene kan tillates spenningssett. Områdekonesjonær må kvittere ut at de har vært inne i Fosweb og kontrollert at godkjenning av innmeldte data er gitt av systemansvarlig.

Dersom anleggsdata for et produksjonsanlegg ikke er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig vil det ikke være mulig for områdekonesjonær å kvittere ut anlegget i Fosweb. Det betyr at produksjonsanlegget ikke er rapportert i Fosweb-løsningen eller at anleggsdata som er innmeldt er feil, eller er mangelfull. Områdekonesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget. Produksjonseier må i slike situasjoner komplettere eller korrigere anleggsdata for sitt produksjonsanlegg, slik at de får godkjent anleggsdata av systemansvarlig.

Dersom områdekonsesjonær er i tvil om en endring i et produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet krever en ny godkjenning av systemansvarlig må systemansvarlig kontaktes. Retningslinjer for fjerde, femte og syvende ledd beskriver nærmere når en endring av anleggsdata krever ny rapportering til systemansvarlig.

3.8 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16

Første ledd

Forhåndsdefinerte koblingsbilder

Systemansvarlig vil normalt benytte koblingsbilder som gjennom lang tids bruk er kjent for konsesjonærene (forhåndsdefinerte koblingsbilder). Koblingsbildene ved intakt nett vil variere noe avhengig av tid på året og den aktuelle produksjons- og lastfordelingen. ~~Koblingsbilder som normalt benyttes skal i henhold til NVEs veiledningsmaterielt for kraftsystemutredninger beskrives i kraftsystemutredninger for regional- og transmisjonsnettet.~~

Idriftsettelse av nye anlegg (stasjon/ledning) og tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon kan medføre behov for endring av koblingsbilder. I slike tilfeller vil systemansvarlig etablere nye koblingsbilder i samarbeid med berørte konsesjonærer.

Driftsbetingede bryterstillinger

Systemansvarlig vil fatte vedtak om driftsbetingede bryterstillinger i følgende tilfeller:

- Ved gjennomføring av planlagte og ikke planlagte driftsstanser iht. fos § 17 annet og tredje ledd.
- Ved søking etter feil i kraftsystemet.
- Når driftsmessige overføringsgrenser fastsatt etter § 7 annet ledd kan bli overskredet.
- Når spenningsgrenser kan bli overskredet
- Når radielle drifter gir en bedre utnyttelse av kraftsystemet enn masket drift. Dette kan typisk gjelde i områder med produksjonsoverskudd. I noen tilfeller vil det være mulig å overføre mer kraft ut av et område ved å drifte nettet radielt fremfor masket.
- Om nødvendig ved frakobling av produksjonsanlegg i vanskelige driftssituasjoner der det ikke foreligger andre tilgjengelige tiltak.
- ~~når konsesjonær ikke responderer ved behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd.~~

Dersom systemansvarlig frakobler produksjonsanlegg i henhold til siste ovennevnte punkt som ikke responderer ved behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd, vil systemansvarlig i etterkant informere RME om vedtaket og gi en begrunnelse.

Ved planlagte driftsstanser vil det bli vedtatt bryterstillinger som frakobler anleggsdel med driftsstans, samtidig vil det kunne bli fattet vedtak om nye delingspunkt som sikrer en rasjonell effektflyt og tilfredsstillende forsyningsikkerhet under den vedtatte driftsstansen. Ofte vil det være mange driftsstanser som pågår samtidig.

2024/2852

Konsesjonærer som er berørt av planlagte driftsstanser informeres iht. kriterier beskrevet i retningslinjer til fos § 17.

Fastsettelse av koblingsbilde kan innebære vedtak om bryterstillinger som gir oppdeling i radielle radiadrifter, deling av samleskinner eller koblinger slik at definerte lednings- eller transformatorutfall automatisk også frakobler produksjon eller forbruk.

Vedtak om endret bryterstilling er et systemkritisk vedtak som normalt vil bli fattet muntlig overfor berørt konsesjonær.

Systemansvarlig vil legge vekt på følgende forhold når det fastsettes nye koblingsbilder (driftskoblinger):

- Tidligere vedtatte driftsstanser.
- Tilgjengelighet og mengde for aktuelle reguleringsressurser [inkludert kunder med vilkår for tilknytning](#)
- [om det er kunder med tilknytning på vilkår og vilkårenes innhold](#)
- KILE-eksponering for anleggskonsesjonærer.
- Sannsynlighet for feilhendelser, herunder vurdering av værvarsel.
- Overføringskapasiteten i overføringsnettet og tilhørende snittbegrensninger skal overholdes.
- Stabile og tilfredsstillende spenninger
- Overføringstap.
- Fare for tapt kraftproduksjon.

Systemansvarlig skal opptre samfunnsmessig rasjonelt og veie ulike hensyn opp mot hverandre. I denne sammenheng vil sannsynlighet for feil være en viktig faktor. Når det meldes dårlig vær kan systemansvarlig vedta koblingsbilder som reduserer sannsynligheten for avbrudd. Når det er stabile og gode værforhold og sannsynligheten for feil er lav, kan systemansvarlig velge koblingsbilder som i større grad hensyntar høy overføringskapasitet.

Systemregulering er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehalsen som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder. Når det er samfunnsmessig rasjonelt vil systemansvarlig kunne fatte vedtak om et koblingsbilde som innebærer radielle (N-0) drifter. Dette kan være tilfellet dersom reguleringsressurser ikke er tilgjengelig eller om tilgangen er svært begrenset. Med stor knapphet på reguleringsressurser og lav risiko for utfall av forbruk vil det kunne være samfunnsmessig rasjonelt å etablere koblingsbilder som gir N-0 drift. Dersom nettkonsesjonær ikke ønsker N-0 drift, men et koblingsbilde som kan gi overlast på konsesjonærens egne enkeltkomponenter etter utfall, vil systemansvarlig kunne fastsette slikt koblingsbilde forutsatt at det er inngått avtale i henhold til fos § 7 annet ledd.

I enkelte tilfeller benyttes driftsbetingende bryterstillinger som omtales som "gaffelkobling". En "gaffelkobling" kan benyttes i stasjoner med doble samleskinner og innebærer at et avgrenset område med tilhørende forbruk og/eller produksjon vil bli frakoblet det øvrige nettet dersom det oppstår en feil i kraftsystemet. En "gaffelkobling"

etableres for å redusere konsekvensen av en feilhendelse og benyttes i tilfeller hvor det ikke er rasjonelt å etablere systemvern eller systemregulering.

Systemansvarlig vil normalt ha en tett dialog med berørte nettkonsesjonærer før endringer i koblingsbildet vedtas. Konsesjonærer må i særlig grad informere systemansvarlig om forhold i eget nett som vil være av betydning for valg av koblingsbilde. Dette gjelder blant annet:

- Om anleggsdelers kortslutningsytelse vil kunne bli overskredet.
- Om spenningsgrenser vil kunne bli overskredet
- Om spoleytelsen i spolejordet nett er ivaretatt.
- Om endringer medfører omfordeling av KILE-eksponering.

Det vil kunne oppstå uforutsette endringer i lastflyt som følge av feil eller uforutsette endringer i last og produksjonsforhold som innebærer behov for umiddelbar endring i koblingsbildet. I slike tilfeller vil det være begrenset med tid til dialog med berørte konsesjonærer. Dersom en hendelse innebærer kortvarig overlast på komponenter må tiltak i form av endret bryterstilling normalt iverksettes innen 15 minutter (30 minutter ved overlast på transformatorer). Vedtak etter § 16 er iht. til § 28 definert som systemkritiske dersom det er mindre enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket må iverksettes. Slike vedtak vil normalt bli fattet muntlig på telefon fra systemansvarliges driftssentraler og vil kunne være svært tidskritiske med hensyn til forsyningssikkerhet i kraftsystemet.

Konsesjonærer som ønsker endringer i koblingsbildet kan ta dette opp med systemansvarlig for vurdering. Endringer i koblingsbilder kan ikke gjennomføres uten etter vedtak fra systemansvarlig, ref. § 16 annet ledd.

3.9 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 14

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 9
 - FCR-vilkår
- Vedlegg til retningslinjer for fos § 14
 - Veileder for søknadsplikt
 - NVF – Nasjonal veileder for funksjonskrav.
- Utdrag av vedlegg til retningslinjer for fos § 14a

4 Vedlegg – oppsummering av høringsinnspill til NVF 2025

Tabellen under lister de aktører som har gitt høringsinnspill til Høringsutkast NVF 2025, Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (vedlegg til retningslinjer for § 14).

Aktør/konsesjonær	NVF 2024 Kapittel
Statkraft	NVF kap. 5.1.3 Koblingsanlegg i transmisjonsnett Un ≥ 132 kV
REN - Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet	3 Forkortelser og definisjoner 5.2.1.1 Overføringskapasitet og definisjoner av grenser 5.2.1.2 Funksjonskrav; endepunktskomponenter skal ikke begrense overføringskapasitet
Elvia	NVF Kap 5.3 Transformator NVF kap. 6.8 Tilknytningsvern
BKK AS	Fos § 14, Tilknytningsvern NVF kap 6.8 Tilknytningsvern
Hydro Energi AS	For § 14, Tilknytningsvern NVF kap 6.8 Tilknytningsvern
Lnett	Fos § 16 og NVF kap. 6.8 Tilknytningsvern
Equinor	Kap. 10.4.1 Funksjonskrav om reaktiv effektutveksling for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnettet
Hafslund	Kap. 12.1.1.2 Praktisering fjernet

Under følger en gjennomgang av innspillene med svar til disse.

Eventuelle justeringer i NVF er markert med blå tekst. Justeringer er gjort som følge av innspill eller pga trykkfeil og liknende.

4.1 NVF DEL II - NETTANLEGG OG DEL III FORBRUK OG TILKNYTNING AV NETT

Kommentarer fra Statkraft:

Vedr. NVF kap. 5.1.3 Koblingsanlegg i transmisjonsnett Un ≥132 kV

Statkraft foreslår at følgende setning legges til i kapittel 5.1.3.1, 5.1.4.1 og 5.1.5.1:

"Funksjonskrav om fleksibilitet i dette kapittel gjelder ikke for koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial ("på tamp"), se definisjon kapittel 3.2. Koblingsanlegg i slike stasjoner skal i stedet som minimum følge funksjonskrav tilsvarende kapittel 5.1.8 Koblingsanlegg i regionalnett Un<110 kV, forutsatt at andre regelverk ikke stiller strengere krav."

Systemansvarlig svarer:

Det er foreslått et tillegg til et kapittel som ikke er på høring, systemansvarlig vil derfor ta innspillet til vurdering for fremtidige revisjoner av NVF.

Kommentar fra REN til kapittel 3 Forkortelser og Definisjoner:

REN ønsker at NVF kapittel 3 inkluderer en definisjon av "**nettets faktisk jordfeilfaktor**", der det sies noe om hva som legges til grunn for denne beregningen.

Systemansvarlig svarer:

Dette er et foreslått tillegg til et kapittel som ikke er på høring, vi vil ta innspillet til vurdering for fremtidig revisjon av NVF og ønsker en videre dialog med REN og aktører om dette temaet.

Flere kommentar fra REN til kapittel 5 Koblingsanlegg og stasjoner:

Vedr. NVF kap. 5.2.1, Enedpunktskomponenter i en overføring,

5.2.1.1 Overføringskapasitet og definisjoner av grenser

REN foreslår justering av definisjon der kursiv/gulmerket tekst legges til; «Kortvarig termisk overføringsgrense vil si maksimal tillatt strømbelastning med 15 minutters varighet. "**For luftlinjer og kabler**" er det forutsatt at disse først var belastet stasjonært på maksimalt 70 % av kontinuerlig overføringsgrense. For øvrige komponenter følges grenseverdier oppgitt av produsent. Hvis disse ikke finnes, benyttes kontinuerlig overføringsgrense.»

Vedr. 5.2.2, skal være 5.2.1.2

REN kommenterer feil i kapittelnummerering og vil tilføye ordet "**reelt**", slik at funksjonskravet skal lyde; «Endepunktskomponenter skal ikke være "**reelt**" begrensende for utnyttelsen av overføringen»

Vedr. 5.2.2.1, skal være 5.2.1.3

Systemansvarlig svarer: Vi tar kommentarene fra REN til følge og retter nummerering og justerer tekst i NVF som foreslått og vist i blått i justert høringsutkast, også vist her:

Kortvarig termisk overføringsgrensetast vil si maksimal tillatt strømbelastning med 15 minutters varighet. **For luftlinjer og kabler er det** forutsatt at anleggsdelen, først var belastet stasjonært på maksimalt 70 % av kontinuerlig **termisk overføringsgrensetast**.

For øvrige komponenter følger grenseverdier oppgitt av produsent. Dersom kortvarig overføringsgrense ikke finnes/oppgis, benyttes kontinuerlig overføringsgrense.

Kommentarer fra Elvia om NVF kap. 5.3.1 Generelle funksjonskrav for transformatorer:

"I første punkt er det tillagt på slutten «som transformerer mellom 420 og 300 kV spenningsnivå». Vi mener dette er en unødvendig og begrensende formulering. Autotransformatorer er også i noen grad benyttet på andre spenningsnivåer og der er det heller ikke vanlig eller nødvendig med automatisk spenningsregulering av slike. Vi mener at foreslått tilleggstekst ikke tas inn i ny NVF."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vurderer at det er behov for automatisk spenningsregulering (trinnkabler) for autotransformatorer tilknyttet mellom andre spenningsnivåer enn 420/300 kV. F.eks. vil det være behov for trinnkobler til autotransformator mellom 420/132kV. Årsaken er at spenningen på regionalnettnivå må kunne holdes på et stabilt nivå ved variasjoner i belastning og i spenningen i transmisjonsnettet.

Eksisterende konvensjonelle transformatorer som transformerer fra 420 kV eller 300 kV til et regionalnett har funksjonalitet for automatisk regulering av spenningen i regionalnettet. Vi finner ikke grunnlag for at autotransformatorer som transformerer fra 420 kV eller 300 kV til et regionalnett skal fritas fra eller ikke skal ha den samme funksjonaliteten for automatisk regulering av spenningen i regionalnettet.

Derfor vil systemansvarlig ikke ta forslaget til følget.

Det er ikke kommet flere kommentarer om dette punktet fra andre konsesjonærer. Mulighet for bruk av autotransformator med trinnkobler for transformering f.eks. fra transmisjonsnett til regionalnett som er direktejordet eller lavohmig jordet, vil kunne gi besparelse i kostnad sammenliknet med bruk av konvensjonelle transformatorer, dette selv om det fortsatt stilles krav om trinnkobler.

Kommentarer fra BKK, Hydro Energi AS, og Elvia relatert kap. 6.8 Tilknytningsvern, og til fos § 14 versus § 21:

"BKK støtter at systemansvarlig må ha kjennskap til tilknytningsvern som skal beskytte anlegg i transmisjons- og regionalnettet og at vernet skal rapporteres i henhold til fos § 14 første ledd. BKK støtter også foreslåtte endringer i NVF og mener det er positivt at det skisseres flere måter å bygge 132 kV anlegg i de tilfeller en har felleseide anlegg med eier av transmisjonsnettet (Statnett)."

Hydro Energi AS mener det er behov for en redegjørelse for forskjellene mellom systemvern iht fos § 21 og tilknytningsvern iht fos § 14. Som eksempel spør de om netteiere fritt kan beslutte installasjon av tilknytningsvern, også uten at dette fremkommer som særlige vilkår når ny kunder skal tilknyttes.

"Elvia ser at Statnett som systemansvarlig har behov for å ha oversikt over alle tilknytningsvern som påvirker regionalnettet og sentralnettet, samt koordinere disse med andre systemvern. Vi mener at Elvia (og andre DSOer) er tjent med at Statnett tar et overordnet ansvar for dette. Kravene til respons på 0,1 s for tilknytningsvern i forbindelse med feil- og/eller overbelastningssituasjoner er nødvendige for å hindre større nettutfall når det oppstår feil eller overlast i nettet. Nedsiden for kunder som skal ha TPV hvor det også blir stilt krav om tilknytningsvern, er at det fort kan bli svært kostbart å etablere. Et så strengt responskrav vil medføre behov for direkte vernkommunikasjon mellom tilknytningsvernet som kobler ut kundens anlegg og andre vern som skal trigge tilknytningsvernet (dvs det som er kriteriene for at tilknytningsvernet skal aktivere utkobling av kundens anlegg). Dette må mest sannsynlig løses ved bruk av fibersamband, og hvis det er lite eller ingen utbygd fiber i det området der kundens anlegg etableres vil det kunne bli svært kostbart. Sett fra et vernperspektiv er dette likevel nødvendig for TPV-avtaler som påvirker regional- og sentralnettet, og man kan kanskje anta at for slike kunder er betalingsviljen til stede."

2024/2852

Vi mener det er gunstig at Statnett har en overordnet oversikt, men når det kommer til distribusjonsnettet så bør Statnett kunne overlate mer ansvar til DSOene. Det bør være rom for å kunne etablere tilknytningsvern for TPVavtaler også her uten at det nødvendigvis stilles like strenge krav så lenge dette ikke påvirker regional- og sentralnett.

Dersom en DSO ønsker en TPV-avtale innenfor eksisterende traføytelse i en trafostasjon, og som begrenser konsekvensene til en stasjon eller distribusjonsnettsavgang, bør det være mulig å skissere mer økonomiske alternativer for tilknytningsvernet, og som i større grad kan benytte eksisterende kommunikasjonsløsninger. Da vil vi kunne utarbeide standardløsninger slik at kostnadsbildet blir mer forutsigbart og helst betydelig rimeligere enn det momentan utkobling av brytere utenfor trafostasjonen krever. Det kan fortsatt være et forbehold om at systemansvarlig må godkjenne løsningen.

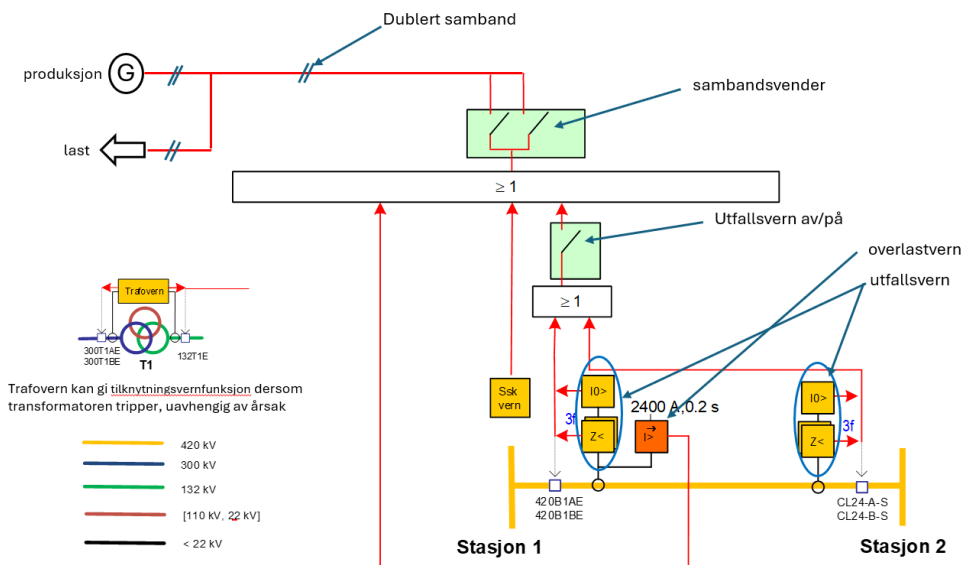
Elvia stiller også spørsmål om hvordan Statnett tenker å følge opp saksbehandlingen når de skal godkjenne alle tilknytningsvern også i distribusjonsnettet i tillegg til søknadsplikten for alle kraftparker ≥ 5 MW. Det kan jo være grunn til å frykte at de kan bli en flaskehals i sakskomplekset som forsinker tilknytning av nye anlegg. Saksbehandling må i så fall kunne være enklere for distribusjonsnettet enn regional- og sentralnettet."

Systemansvarlig svarer:

Vi viser til høringsuttalelse fra Hydro Energi. Tilknytningsvern kan kun etableres dersom dette er fastsatt som et vilkår for tilknytning av en ny kunde. Vernet vil da kunne gi automatisk frakobling eller automatisk regulering av denne kunden som følge av hendelser i kraftsystemet som fastsatt i vilkårene. Avtaler om tilknytning på vilkår, herunder avtale om bruk av tilknytningsvern, inngås mellom nettkunde og det nettselskapet som eier nettet der kunden er tilknyttet. Systemansvarlig skal ha informasjon om tilknytningsvernet, men er utover dette ikke en part i avtalen.

Systemvern fungerer funksjonelt på samme måte som et tilknytningsvern. I motsetning til tilknytningsvern installeres og driftes systemvern som fastsatt av systemansvarlig i henhold til forskrift om systemsvaret § 21. Installasjon av systemvern kan når det vurderes som samfunnsmessig rasjonelt, også bli tilknyttet eksisterende kunder i kraftsystemet. Installasjon og drift av systemvern vedtatt i henhold til fos § 21 betales i sin helhet av systemansvarlig. Betaling for installasjon og drift av tilknytningsvern betales som fastsatt i avtale mellom nettselskap og kunde.

I justert Høringsutkast NVF 2025, under kapittel 6.8.4 Praktisering, tar vi med en prinsippskisse for tilknytningsvern.



Figur 6-1 Prisskisse for tilknytningsvern vist med dublert samband for transmisjonsnett

Systemansvarlig er enig med Elvia om at installasjon og bruk av tilknytningsvern kan bli kostbart. Dette gjelder særlig dersom tilknytningsvern skal benyttes for kunder tilknyttet transmisjonsnettet. I slike tilfeller stilles det krav om dublerede løsninger for både vernfunksjoner og kommunikasjonsløsninger. Tilknytningsvern som skal beskytte regionalnettsanlegg vil ikke ha krav om dublerede løsninger og vil derfor være noe rimeligere. Det stilles ikke spesifikke krav til tilknytningsvern som skal beskytte anlegg i distribusjonsnettet. Disse vil kunne etableres av DSO-en i henhold til egne løsninger og behov for å ivareta forsyningsikkerheten i eget nett.

Systemansvarlig stiller per i dag ikke funksjonskrav til tilknytningsvern som kun benyttes for å beskytte anlegg i distribusjonsnettet. Dermed vil ikke systemansvarlig bli en flaskehals for etablering av slike vern, som fryktet av Elvia.

Kommentarer fra Equinor til NVF kap 10.4 Utsveksling av reaktiv effekt:

Equinor mener det er viktig at systemansvarlig *klargjør hva som menes med dynamiske egenskaper*, og om det vil være systemansvarlig som fastsetter hvilke anlegg som skal ha denne funksjonaliteten, eller om det er opp til brukeren eller anleggets design?

Equinor poengterer at; "Det er viktig å merke seg at ikke alle anlegg med utstyr for dynamisk spenningsregulering nødvendigvis har kapasitet til å utføre dette. For eksempel kan en STATCOM i et offshore-anlegg regulere spenningen i nettet, regulere spenningen på offshore-enden av kabelen, eller regulere den reaktive utveksling med nettet. Anlegget kan imidlertid ikke gjøre alle oppgavene samtidig. Hvis et anlegg primært har en annen funksjon enn å stabilisere nettspenningen, vil det da bli ansett som et anlegg med eller uten dynamiske egenskaper?"

Equinor skriver videre: "I avsnitt 10.4.1.1. anbefaler vi systemansvarlig å tydeliggjøre at generelle krav for reaktiv effektregulering gjelder ved nominell spenning $U_{PCC} = 1$ pu. Vi mener at dette kan gjøres med følgende formulering:
«Forbruket skal dimensjoneres slik at maksimal reaktive ytelse i tilkoblingspunktet (PCC), Q_{ind_maks} og Q_{kap_maks} , er større eller likt kravet til reaktiv effekt ved maksimal aktiv effekt, og nominell spenning.»

Dette samsvarer med kravene for synkrone produksjonsenheter, kraftparker og HVDC-systemer.

I tabell 10-7 i NVF2025 stiller systemansvarlig generelle krav til reaktiv effektutveksling for forbruksanlegg, med mindre annet er bestemt av systemansvarlig. Vi støtter endringene som systemansvarlig foreslår, men mener at kravene for forbruksanlegg bør tilpasses hvordan reaktiv ytelse varierer med spenning, på samme måte som det gjøres for synkrone produksjonsenheter, kraftparker og HVDC-systemer. Se figur 13-19, 16-3 og 19-2 i NVF. Det er ingen praktisk grunn til å stille strengere krav til forbruksanlegg, og det vil være nyttig om systemansvarlig kan klargjøre om kravene kan tolkes likt som for de andre enhetene. En slik avklaring er viktig, fordi den påvirker designet av anlegg og har økonomiske konsekvenser for oss som aktør."

Systemansvarlig svarer:

På bakgrunn av Equinor sin oppfordring om en definisjon av "dynamiske egenskaper" vil vi i innledningen til kap 10.4.1 ta med følgende; "[Forbruksanlegg som har dynamiske reaktive egenskaper refererer til at anlegget inkluderer reaktive enheter som styres av reguleringsløyper slik at det oppnås trinnløs, kontinuerlig og hurtig regulering av anleggets reaktive effekt. Eksempel på slike enheter kan være synkrongeneratorer, fasekompensatorer, STATCOM \(Static Synchronous Compensators\), SVC anlegg \(Static Var Compensators\) og noen typer frekvensomformere. Disse systemene kan reagere på endringer i belastning eller produksjon i sanntid og justere reaktiv effekt for å opprettholde ønsket spenningsnivå.](#)"

Kapasitet til å utøve spenningsregulering bestemmes av dimensjoneringen av anlegget. Hensikten med funksjonskravet er at anlegg som har dynamisk spenningsregulering skal stille reaktive reserver til disposisjon for regulering av spenning i tilknytningspunktet til nettet. Systemansvarlig forventer at konsesjonær gjør dette. Arrangement for spenningsreferanse må avklares i hvert enkelt tilfelle og hensynta komplekse forbruksanlegg der kompenseringsanleggets bidrag og funksjon blir forskjellig for ulike driftsmodi.

Systemansvarlig er enig med Equinor i at krav til reaktiv utveksling gjelder i tilknytningspunktet [ved aktiv effekt \$P_{maks}\$ og nominell systemspenning 1 pu](#). [Systemansvarlig forutsetter at kapasiteten til å utveksle reaktiv effekt øker når aktiv effekt \$P\$ avtar og at reaktiv ytelse skal ikke unødig begrenses i området \$0 \leq P < P_{maks}\$](#) , og legger derfor til tekst vist her i blått kursiv i NVF kap. 10.4.1.1.

NVF kap. 10.3 Kortvarige spenningsgrenser.

Tekst som refererer til kolonner som ikke eksisterer i tabell 10-6, blir slettet. Dette blir vist med blå overstryking i justert NVF. Teksten som tas bort hørte til kolonner som har blitt fjernet ved tidligere revisjoner, men fjerning av teksten ble den gang uteglemt.

4.1.1 NVF DEL IV PRODUKSJONSANLEGG

Kommentarer fra Hafslund til NVF kap. 12.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

Hafslund mener det er positivt at $P_{maks,kort}$ blir fjernet fra NVF 2025.

Systemansvarlig noterer at endringen ble vurdert hensiktsmessig.