

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Høringsdokument
1. desember 2023**

-

Fos §§ 8, 9, 12, 13, 14 og 15

Enf § 6-1

Forord

Innhold i denne høringen

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. fos § 28a og iht. energilovforskriften § 6-1.

Det er det konkrete forslaget til endringer i retningslinjer som nå er på høring. Endringene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød gjennomstrøket tekst foreslås fjernet.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra dette høringsdokumentet.

Innsending av hørings svar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen **29.2.2023**. Hørings svar sendes til firmapost@statnett.no eller via eFormidling og merkes med referanse 23/3883.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at det tas høyde for at høringsinnspillene publiseres og at personinformasjon og eventuell annen sensitiv informasjon utelates.

Forhold mellom retningslinjer og metoder

I august 2021 ble fire forordninger¹ om retningslinjer med hjemmel i tredje energimarkedspakke (Elforordningen 714/2009) tatt inn i EØS-avtalen. Forordningene er gjennomført i norsk rett i forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene § 1.

Forordningene stiller krav om utarbeidelse av vilkår eller metoder. Metodene er mer detaljerte og tekniske regler av blant annet prosesser for utførelse av oppgaver. Det er stort sett TSOene, og i noen tilfeller kraftbørsene (NEMO) som skal utarbeide forslag til metoder, mens godkjenning i utgangspunktet skjer av en eller flere nasjonale regulatorer. Forordningene angir om metodene skal utarbeides europeisk, regionale eller nasjonalt.

Enkelte av metodene kan ha innvirkning på utøvelsen av systemansvaret. Systemansvarlig vil legge inn henvisninger til metodene der de påvirker utøvelsen av systemansvaret og der vi vurderer at en henvisning vil bidra til å sikre at konsesjonærene er godt informert om relevant beskrivelse av praksis. Arbeidet med å henviser til vedtatte metoder vil pågå stegvis fremover ettersom RMEs godkjenning av metodene skjer etappevis.

I denne høringen tas det inn henvisninger til metode om krav til dimensjonering av FRR i henhold til Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL) artikkel 157.

¹ Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL), Kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EBGL), Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)

Innholdsfortegnelse

| | |
|---|----|
| 1. Fos § 8 – Anmelding | 4 |
| 1.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen | 4 |
| 1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8 | 4 |
| 2. Fos § 9 – Regulering og effektreserve | 4 |
| 2.1 Endring i retningslinjer til fos § 9 annet ledd..... | 4 |
| 2.2 Endring i vilkår for FFR | 5 |
| 2.3 Endring i vilkår for FCR..... | 5 |
| 2.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 2. ledd | 7 |
| 3. Fos § 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser..... | 11 |
| 3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen | 11 |
| 3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 femte ledd | 12 |
| 4. Fos § 13 – Tvangsmessig utkobling av forbruk..... | 13 |
| 4.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen | 13 |
| 4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13 2. ledd | 13 |
| 5. Fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet | 14 |
| 5.1 Endringer i veileder for søknadsplikt | 14 |
| 5.2 Endringer i Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) | 15 |
| 5.2.1 Del II – Nettanlegg..... | 15 |
| 5.2.2 Del IV Produksjonsanlegg: | 16 |
| 6. Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt..... | 18 |
| 6.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen | 18 |
| 6.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15 3. ledd | 19 |
| 7. Energilovforskriften § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse | 20 |
| 7.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen | 20 |
| 7.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 | 22 |

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1. Fos § 8 – Anmelding

1.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Det er nødvendig å oppdatere beskrivelsen av avregning av ubalanser som følge av innføring av énprismodellen. Avregningsansvarlig vil ikke lenger beregne en separat ubalanse for produksjon, men beregner én balanse mellom handlet volum (kjøp og salg av kraft i alle markeder) og fysisk innmating og uttak. Systemansvarlig ønsker derfor å klargjøre begrepsbruken siden analysen av i hvilken grad konsesjonærene etterlever sin forpliktelse til å være balansert ikke lenger analyseres ved beregning av produksjonsubalanse, men ved å sammenligne planene med faktisk produksjon.

Denne endringen vil ikke påvirke konsesjonærene. Konsesjonærer skal fortsatt melde inn produksjonsplaner i henhold til fos § 8a. Avregningsansvarlig vil fortsatt vurdere om kvaliteten på produksjonsplanene er god nok ved å sammenligne planene med faktisk produksjon.

I tillegg har vi gjort en språklig endring hvor vi stryker teksten “eller det avdekkes systematiske overtredelser” siden vi mener disse situasjonene allerede er omfattet av tilfellene hvor konsesjonær “ikke evner å gi tilfredsstillende forklaring på avvikene”.

Vi fjerner også henvisningen til eSett Online Service i retningslinjen ettersom eSett ikke lenger beregner produksjonsubalanser som en del av balanseavregningen. Dermed vil ikke lenger eSett tilgjengeliggjøre produksjonsubalanser.

1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8

Første ledd

Konsesjonærforpliktelser fastsatt i forskrift. Ingen retningslinjer tilknyttet dette leddet.

Annet ledd

Det gjøres ukentlig analyser av konsesjonærenes samsvar mellom **produksjonsplaner og faktisk produksjon ubalanser**. Basert på konsesjonærens portefølje gjøres det en vurdering av om resulterende **avvik fra produksjonsplanen ubalanse** er akseptabel. Ved unormale/uakseptable **avvik ubalanse** kontaktes konsesjonæren som gis mulighet til å forklare samt utbedre forholdet. Dersom forholdet ikke utbedres, eller konsesjonæren ikke evner å gi tilfredsstillende forklaring på **avvikene ubalansene eller det avdekkes systematiske overtredelser**, rapporteres forholdet til RME. ~~Konsesjonærene kan selv få informasjon om sine ubalanser ved å opprette bruker på eSett Online Service.~~

2. Fos § 9 – Regulering og effektreserve

Systemansvarlig har gjort endringer i retningslinjene til fos § 9 2. ledd. Systemansvarlig har også gjort endringer i vilkår for FCR-markedet og vilkår for FFR-markedet som er vedlegg til retningslinjene til fos § 9.

2.1 Endring i retningslinjer til fos § 9 annet ledd

Nordisk metode om dimensjonering av FRR i henhold til SOGL artikkel 157 nr. 1 ble godkjent av RME 12. april 2023. Metoden trer i kraft når de nordiske systemoperatørene er tilknyttet de europeiske balansemarkedene gjennom tilknytning til plattformene MARI (mFRR) og PICASSO (aFRR). Ved tilknytning til plattformene skal Norden gå over fra balansering basert på frekvensen i hele synkronområdet til ACE-balansering (Area Control Error) som innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

Statnett har publisert informasjon om langsiktige behov for reserver per budområde i rapporten [Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling](#), som ligger på www.statnett.no. Systemansvarlig erfarer at det i dag er begrenset tilbud av reserver. Systemansvarlig ønsker å forberede oss og bransjen på overgangen til ACE-balansering. For å sikre at vi har tilstrekkelig mengde FRR og at reservene er tilstrekkelig geografisk distribuert i ulike budområder når vi går over til ACE-balansering, vil systemansvarlig gradvis tilpasse oss kravene i metoden. I perioden frem mot overgangen til ACE-basert balansering, vil vi vurdere å kjøpe noe større volum av aFRR og mFRR enn vi har gjort tidligere. Vi vil også vurdere å vektlegge geografisk plassering av budene for å få erfaring med balanseringsevnen i de ulike budområdene. I vurderingen av geografisk plassering av reservene, vil systemansvarlig vektlegge budområdenes balanseringsrisiko. Noen områder er mer utsatte enn andre. NO2 har for eksempel flere store HVDC-forbindelser og risiko for feil på disse. Dette medfører et behov for å ha tilstrekkelig reserver lokalisert i dette budområdet gitt overføringsbegrensninger mellom budområdene.

For å tilrettelegge for tilbud av fleksibilitet, vil markedsløsningene for kjøp av kapasitet endre seg til daglig kjøp med timesoppløsning. Systemansvarlig vil daglig gi informasjon om hvordan vi vil anskaffe FRR og hensynta geografisk plassering på landsentralens markedsløsning (Fifty Nordic) i forkant av kjøp. Vi skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på [Statnett sin nettside for henholdsvis aFRR og mFRR](#).

Systemansvarlig mener oppkjøp av økt volum og vektlegging av geografisk plassering også vil gi insentiver til aktørene. Økt volum gir insentiv for utvikling av mer fleksibilitet. Vektlegging av geografisk plassering, og på sikt ACE-balansering, gjør det mer lønnsomt å etablere fleksibilitet i områder med økende reservebehov der systemansvarlig har mest behov for fleksibilitet.

2.2 Endring i vilkår for FFR

Systemansvarlig foreslår å fjerne definisjonen "hviletid" fra ordlisten i vilkårene for FFR-markedet. Begrepet brukes ikke videre i dokumentet. I kapittel 1 er det foreslått en mindre språklig justering.

Systemansvarlig foreslår også en endring i kapittel 4 for å justere opp grensen for størrelse på reguleringsobjekt som utløser at balanseansvarlig skal informeres. Systemansvarlig foreslår at grensen økes fra 20 kW til 25 kW. Endringen gjøres for å lette dokumentasjonskravet for potensielle leverandører av aggregerte laster. Dagens grense på 20 kW er begrensende for leverandører som har mulighet til å tilby respons fra grupper med hjemmeladere for elbil. Slike ressurser kan oppnå 22 kW lading². Endringen fører til at leverandører som vil levere slike ressurser slipper å informere balanseansvarlige for hvert enkelt reguleringsobjekt.

Som systemansvarlig skrev i [høring om oppdaterte retningslinjer \(22-2\)](#), der innføringen av unntaket ble gjort, er FFR et svært energifattig produkt, som svært sjeldent blir aktivert. For balanseansvarlig har det ingen finansiell konsekvens av betydning om en ressurs med et så begrenset effektuttak deltar i markedet for FFR.

2.3 Endring i vilkår for FCR

Systemansvarlig skal publisere et støttedokument for FCR-vilkårene. Dokumentet er ikke en del av høringen, men vi ønsker å gjøre aktørene oppmerksomme på dette dokumentet slik at det kan benyttes til å bedre forståelsen av innholdet og kravene som følger av FCR-vilkårene. Hensikten med støttedokumentet er å tydeliggjøre punkter i *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area* (Heretter "Tekniske krav til FCR i Norden").

² Med en 3-fase ladestasjon i et 400V TN-nett kan vanlige elbiler lade med opp til 22 kW. Dette er størrelsen på vanlige ombordladere i elbiler.

2023/3883-2 Høringsdokument desember 2023

En første versjon av støttedokumentet vil bli publisert [på systemansvarlig sine hjemmesider](#) den 11. desember 2023. Dokumentet vil bli oppdatert jevnlig.

Systemansvarlig foreslår følgende endring i vilkårene for FCR-markedet:

Systemansvarlig foreslår at minste budkvantum for D-1- og D-2 markedet endres fra 1 MW til 0,1 MW.

Formålet med justeringen er å åpne for at aktører med mindre kapasitet som for eksempel forbrukerfleksibilitet kan delta i markedet. Systemansvarlig vurderer at dette vil øke likviditeten i FCR-markedet og legge til rette for at nye teknologier kan delta.

Forslaget vil kunne medføre behov for endringer i leverandørenes IT-løsninger dersom det er ønske om å sende inn bud med desimaler. For aktører som bruker systemansvarlig sin IT-løsning "FiftyWeb" vil endringen ikke ha økonomiske konsekvenser. For aktører som ikke benytter "FiftyWeb" vil endringen kunne medføre behov for en tilpasning av egne systemer. Systemansvarlig sin vurdering er at nødvendige tiltak kun vil kreve mindre tilpasninger som ikke vil være kostbare å gjennomføre.

Følgende endringer i vilkårene for FCR er av språklig karakter og har ingen økonomiske eller administrative konsekvenser for aktørene. Endringene er gjort for å tydeliggjøre eksisterende praksis.

Endringer i kapittel 1 "Formål og virkeområder"

- Det er tydeliggjort at vilkårene inngår som en del av retningslinjene og at endringer av vilkårene krever en godkjenning av Reguleringsmyndigheten for energi.

Endringer i kapittel 2 "Annen styrende dokumentasjon"

- Det er tydeliggjort at krav til turbinregulator i separatdrift må ivaretas når man deltar i FCR-markedet. Endringen har som hensikt å gjøre leverandørene oppmerksom på den viktige funksjonaliteten, men er ikke et nytt krav i vilkårene.

Endringer i kapittel 4 "Kriterier for deltagelse"

- Henvisningen til FCR-I-funksjonalitet er fjernet. Dette er gjort for å tydeliggjøre at FCR-I-funksjonalitet ikke er et krav for deltagelse i FCR-markedet. FCR-I-funksjonalitet er en viktig turbinregulatorfunksjon når det oppstår separatdriftsituasjoner. Denne funksjonaliteten er et funksjonskrav som følger av fos § 14, nærmere spesifisering er beskrevet i NVF.
- Det er gjort en mindre endring av formatet for krav til deltagelse i FCR-markedet. Endringene er kun en endring av formatering og har som formål å tydeliggjøre hvilke krav som stilles.

Endringer i kapittel 5 "Produkter"

- Vi har tilføyd en beskrivelse av limited energy reservoir (LER). Systemansvarlig vurderer at en beskrivelse av kravene til LER som følger av tekniske krav til FCR i Norden burde inngå i vilkårene for å gjøre aktører kjent med at det stilles ytterligere krav for slike reserver.
- Det er blitt tydeliggjort at det er et skille i aktiveringsresponsen mellom dynamisk og statisk FCR-D. Dette følger også av dokumentet med tekniske krav til FCR i Norden.

Endringer i kapittel 6.2 "Budgivning"

- Det er gjort en mindre språklig endring i formuleringen av tidspunkt for åpning av budgivning.

Endringer i kapittel 7.2 "Aktivering"

- Det er gjort en presisering av hvilke momenter vi vurderer når vi beslutter om vi kan tillate bruk av sentralstyrte funksjoner. Geografisk plassering av reguleringsobjekter er spesifisert som et vurderingskriterium for at sentralstyrte funksjoner skal kunne tillates. Endringen er kun en detaljering av tidligere krav, og har ingen praktisk betydning for kravene til unntak fra krav om måling på det enkelte reguleringsobjekt.

- Det er også gjort en tydeliggjøring av forskjellen i aktiveringsrespons mellom dynamisk og statisk FCR-D i likhet med endringen gjort i kapittel 5.

Endringer i kapittel 9 "Verifisering av fysisk leveranse"

- Det er gjort en tydeliggjøring av at datalogging skal skje til enhver tid og at data skal lagres for de siste 14 dager. Kravet er fastsatt i tekniske krav til FCR i Norden, og er kun gjengitt i vilkårsdokumentet.

Systemansvarlig har også gjort endringer av definisjoner og begreper og forbedret språket i vilkårene:

- Ordlisten er oppdatert for begrepene aFRR og EDI.
- Definisjonen av "Reguleringsobjekt" er oppdatert i ordlisten for å samsvare med definisjoner i andre balansemarkeder.
- Språklig endring av følgende begrep er gjort for at begrepene skal være konsistente på tvers av vilkår for ulike markeder:
 - o "reguleringsmarkedet" er endret til "mFRR".
 - o "primærreserve" er endret til "FCR".
 - o "sekundærreserve" endret til "aFRR".

Det er i tillegg gjort mindre språklige endringer gjennom dokumentet. Endringene er kun språklige forbedringer og har ingen praktisk konsekvens.

2.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 2. ledd

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

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

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

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

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

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

Tilstrækkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering.

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

Primærreserver (FCR)

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

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

Dimensjonering av FCR

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

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

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

Marked for FCR

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

Deltakelse i markedet krever at man er prekvalifisert etter gjeldende krav. Fra 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR i henhold til "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"³.

³ Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/primærreserver. [Lenke: Primærreserver - FCR | Statnett](#) Dokumentet beskriver prekvalifiseringsprosessen i henhold til SOGL artikkel 155 og en teknisk beskrivelse av kravene til responsen til FCR som følger av metoden etter SOGL artikkel 154 nummer 2.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak⁴ fra systemansvarlig er pålagt å bidra med FCR-regulering. Disse reguleringsobjektene kan fortsette sin levering etter tidligere krav frem til prekvalifisering etter nye krav er gjennomført. Prekvalifisering etter krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

Systemansvarlig har mulighet til å innføre ordninger som stimulerer til at aktører velger å gjennomføre prekvalifisering tidlig i overgangsperioden.

Ved manglende reserver

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

Sekundærreserve (aFRR)

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

Dimensjonering av aFRR

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

Ved overgang til ACE-basert balansering⁵ vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på statnett sin nettside om aFRR⁶.

Marked for aFRR

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

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

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

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige opp- og nedreguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet hvilket er aktiveringsmarkedet for mFRR.

⁴ Årlig vedtak om levering av systemtjenester jf. fos § 9 1. ledd som omfatter konsesjonærer med produksjonsanlegg ≥ 10 MVA.

⁵ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

⁶ Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ sekundærreserver. Lenke: [Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)

Dimensjonering av mFRR

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

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehalser. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse. **Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om mFRR⁷.**

Ved overgang til ACE-basert balansering⁸ vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. I henhold til ny metode skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering.

Kapasitetsmarked for mFRR

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

Vilkårene for deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

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

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

⁷ Informasjonen publiseres på statnett.no på siden [reservemarkeder/tertiærreserver](#) Lenke: [Tertiærreserver - mFRR | Statnett](#)

⁸ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

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

Fast Frequency Reserves (FFR)

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

Dimensjonering av FFR

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

Marked for FFR

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

Ved manglende reserver

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

3. Fos § 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår et tillegg til retningslinjene for fos § 12 femte ledd. Endringen er i stor grad en tydeliggjøring av eksisterende praksis, men innebærer klarere rammer for når det fattes vedtak etter fos § 12 femte ledd og hvordan vedtakene vil betegnes overfor parten som mottar vedtakene.

Endringen gjøres som følge av revisjonen RME gjennomførte i april 2023. Revisjonen tok for seg blant annet fos § 12 femte ledd og det ble avdekket avvik knyttet til hvordan systemansvarlige betegner vedtakene etter denne bestemmelsen. Fos § 28 fjerde ledd første punktum angir at "Systemkritiske vedtak skal av systemansvarlig betegnes som systemkritiske vedtak overfor de berørte parter."

Systemansvarlig legger til informasjon om hvordan vedtak iht. fos § 12 femte ledd vil betegnes, og det presiseres i retningslinjene at man normalt vil ha en dialog og forsøke å komme til enighet først. Dersom dette ikke fører frem, vil vi fatte vedtak. Dialog og enighet er viktig for å sortere ut ressurser som ikke er tilgjengelige eller for å kunne velge den mest hensiktsmessige dersom det er flere alternative ressurser.

Denne tydeliggjøringen innebærer at antall vedtak som fattes vil bli redusert. En praktisering som dette stemmer også bedre overens med metode for samordningstiltak som har som mål å redusere FRCE

og tiltak for å redusere FRCE ved å kreve endringer i produksjonsenheter og forbruksenheter i medhold av SOGL artikkel 152(14) og (16).

Systemansvarlig mener at den oppdaterte retningslinjeteksten tydeliggjør systemansvarliges praktisering, og vil gjøre praktiseringen mer transparent for aktørene. Det anses ikke at oppdateringen medfører noen administrative eller økonomiske konsekvenser for aktørene.

3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 femte ledd

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 det ved hendelser som nevnt over ikke er tilgjengelige bud i regulerkraftmarkedet fra aktuelle produksjonsenheter i berørt område, vil systemansvarlig kontakte disse for å om mulig få tilgang til å gjennomføre reguleringer. Normalt vil det i dialog med aktuelle produksjonsenheter bli enighet om gjennomføring av nødvendige reguleringer uten at systemansvarlig må fatte et eksplisitt vedtak om dette.

Dersom det etter slik dialog viser seg vanskelig å komme til enighet om regulering, vil systemansvarlig fatte vedtak om regulering i henhold til denne bestemmelsen. Slikt vedtak er systemkritiske i henhold til fos § 28 tredje ledd og vil bli betegnet som dette.

Dersom det er behov for aktivering av slik regulering over lengre tid, vil systemansvarlig be om at det legges inn bud i regulerkraftmarkedet for det aktuelle produksjonsanlegget. Se også fos § 12 fjerde ledd.

Dersom driftssituasjonen tillater det vil relevante bud (både produksjon og forbruk) som allerede er tilgjengelig i regulerkraftmarkedet 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.

Prissetting

Dersom systemansvarlig ~~krever å benytte~~ benytter tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i regulerkraftmarkedet, vil 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 regulerkraftpris 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.

Forhold til manøvreringsreglementet

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 konsesjonær, jf. fos §§ 23 første ledd (Opplysningsplikt) og 24 annet ledd (Systemansvarliges generelle rapporteringsplikt).

Dersom 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 reguleringsreglementet. 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.

4. Fos § 13 – Tvangsmessig utkobling av forbruk

4.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Den nordiske systemdriftsavtalen vil bli endret høsten 2023 som en forberedelse til innføringen av den automatiske balanseringsmodellen. Ved automatisert balansering skal det nordiske synkronområdet balanseres basert på ubalansene i det enkelte budområde (ACE-balansering) i stedet for dagens modell hvor balanseringen gjøres på bakgrunn av variasjoner i frekvensen i hele synkronområdet. De nye prinsippene sier at det er landet med størst ubalanse i forhold til tilgjengelig reserve som er ansvarlig for å koble bort last i en effektknapphetssituasjon. Tidligere prinsipp var at landet med størst import var ansvarlig for å koble bort last i en effektknapphetssituasjon.

Tvangsmessig utkobling av forbruk som følge av effektknapphet forventes å inntreffe svært sjeldent, og konsekvensene for Norge ved en potensielt annerledes fordeling i Norden forventes å være små. Det er ikke mulig å kvantifisere den endrede risikoen siden den også avhenger av fremtidig strategi for reservekjøp. De nye prinsippene vil uansett sikre at det er områdene som er dårligst i stand til å håndtere egen effektknapphet som vil måtte utføre lastbortkobling, og fordelingen av risiko og konsekvens blir dermed riktigere enn før.

4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13 2. ledd

Annet ledd

TUF ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet

Ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet regulerer den nordiske systemdriftsavtalen hvilket delsystem (land) som må iverksette TUF i en situasjon med effektknapphet i det nordiske synkronsystemet (betegnes som kritisk effektbrist).

Dersom det ikke er flaskehals mellom budområdene, skal eventuell TUF gjennomføres i det delsystem ~~med som har~~ størst negativ ~~balanse~~ reservesituasjon. Et delsystems ~~balanse~~ reservesituasjon gis av differansen mellom tilgjengelige oppreguleringsreserver og forventet negativ ubalanse. ~~målt fysisk overføring på grenseforbindelsene mellom delsystemene i synkronsystemet. Oppreguleringsreserver som ikke er aktivert og ikke ligger bak lokale flaskehals skal regnes med i balansen.~~

Dersom det er flaskehals mellom budområdene, skal en eventuell TUF gjennomføres i den delen av synkronsystemet som avlaster flaskehalsen. Ved beregning av ~~balansen~~ reservesituasjonen skal man bare se på ~~balansen~~ reservesituasjonen i de budområdene i hvert delsystem som avlaster flaskehalsen, og ikke hele delsystemets ~~s-balanse~~. ~~Beregningen av balansen inngår også utveksling~~

~~mellom andre budområder i synkronsystemet. Oppreguleringsreserver som ikke er aktivert og ikke ligger bak flaskehalsen skal regnes med i balansen.~~

Ved effektknapphet i hele det nordiske kraftsystemet fastslår systemansvarlig, i samråd med de andre nordiske TSOene, hva som er Norges forpliktelse for TUF, og fordeler denne på norske konsesjonærer iht. etablerte planer.

TUF ved lokal effektknapphet

Ved lokal effektknapphet i Norge fastslår systemansvarlig behovet for TUF, og fatter vedtak overfor aktuelle konsesjonærer.

Gjennomføring av TUF

Systemansvarliges bruk av TUF vil være basert på innsendt plan fra konsesjonær i henhold til § 13 første ledd. Ved behov for TUF over lengre tid vil systemansvarlig søke å fordele forbruksreduksjonen på flere konsesjonærer. Systemansvarlig vil hensynta spesifisert maksimal utetid i de enkelte TUF-planene. I de fleste situasjoner hvor TUF kan omfatte flere konsesjonærer vil systemansvarlig være i dialog med konsesjonær for regionalnett. Dette for å nyttiggjøre bedre kunnskap om lokale forhold, slik at bruk av TUF gjøres på en måte hvor man lengst mulig opprettholder forsyning til samfunnskritiske instanser og har minst mulig samfunnsøkonomiske konsekvenser (ref. fos § 23).

Ved TUF vil berørte konsesjonærer motta et systemkritisk vedtak fra systemansvarlig. Vedtaket skal inneholde størrelse på utkoblingen, starttidspunkt for utkoblingen og estimert varighet og eventuelt hvilke kundegrupper som blir berørt. Innkobling av forbruk skal kun skje etter avtale med systemansvarlig, ved at systemansvarlig opphever det aktuelle systemkritiske vedtaket. Ved langvarig behov for TUF vil rullerende utkobling bli vurdert, dette for å fordele byrden av utkoblingen blant flere konsesjonærer.

I forkant av TUF-effektivering, som berører flere konsesjonærer, vil systemansvarlig ofte ha behov for å rådføre seg med konsesjonær i underliggende nett, og særlig konsesjonærer i regionalnett, angående hvilke konsesjonærer som bør kobles ut og hvordan TUF-volum mellom disse bør fordeles. Dette for å nyttiggjøre viktig kunnskap om lokale forhold slik at bruk av TUF effektueres på en måte som i størst mulig grad sikrer forsyning til samfunnskritiske instanser og begrenser de samfunnsøkonomiske tapene til et minimum.

5. Fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

5.1 Endringer i veileder for søknadsplikt

Systemansvarlig foreslår endringer i vedlegg til retningslinjene til fos § 14, "Veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige" for å inkludere søknader om solkraftverk i veilederen. Veilederens avsnitt for kraftparker har tidligere vært avgrenset til å gjelde vindkraftanlegg spesifikt, men endres nå til å også omfatte solkraftanlegg. Samtidig senkes den veiledende grensen for hvilke kraftparker som er søknadspliktige i henhold til fos § 14 annet ledd (produksjonsanlegg i distribusjonsnett) fra 10 MW til 5 MW.

Årsaken til denne endringen er at kraftparker planlegges etter andre betingelser enn tradisjonelle kraftverk basert på synkrongeneratorer, og spesielt for solkraftverk vil det ofte være hensiktsmessig å installere mange små, distribuerte anlegg fremfor få og store kraftverk. Systemansvarlig tilpasser den veiledende søknadsplikten for å fange opp også disse mindre anleggene, som til sammen kan utgjøre en betydelig andel av produksjonsmiksen i visse områder. Dermed vil også egenskapene til hvert enkelt anlegg kunne spille en betydelig rolle. Systemansvarlig vil vurdere faktisk behov for å fatte vedtak i hver enkelt sak.

Veilederen oppdateres også i raden for produksjonsanlegg – vannkraft, med en presisering om at søknadsplikten også gjelder for utskifting av kontrollenhet (elektronikk for styring av turbinregulatoren). Denne endringen er kun en presisering, da kontrollenheten alltid har vært å regne som en hovedkomponent i turbinregulatoren slik veilederen beskriver søknadsplikten i dag.

5.2 Endringer i Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)

Det foreslås flere endringer i NVF. En av endringene kommer som følge av tilbakemelding fra RME, de øvrige endringene er justeringer systemansvarlig har sett behov for selv eller har fått tilbakemelding om fra bransjen.

Foreslåtte endringer listes under. Det er i tillegg gjort mange mindre presiseringer og språklige endringer. Disse er ikke omtalt her, men kan sees med fargemarkeringer i vedlagt versjon av NVF.

5.2.1 Del II – Nettanlegg

Endringer i kapittel 4.3.1.1 Praktisering av funksjonskrav for reaktiv kompensering av overføringsanlegg

På grunn av tilbakemelding fra RME i godkjenningsbrevet sendt sommeren 2023 har kapittel 4 Overføring, underkapittel 4.3.1.1 *Praktisering av funksjonskrav* (for reaktiv kompensering av overføringsanlegg) blitt skrevet om.

RME skrev følgende i sitt godkjenningsbrev:

"Beskrivelsen av rammene for og omfanget av praktiseringen av funksjonskravet er holdt på et generelt nivå sammenlignet med andre funksjonskrav i NVF. Dette gjelder særlig formuleringene i setningen «Dersom kraftledning/ kabelanlegg kan påvirke spenningen slik at netteiere får problemer med sine forpliktelser til spenning, eller påvirke spenningen slik at netteiere får problemer med sine forpliktelser til spenning, eller påvirker driften eller utnyttelsen av nettet på ugunstig måte og/eller medfører ulempe for berørte konsesjonærer, skal tiltaket inkludere utstyr som kan kompensere for anleggets reaktive utveksling". Det går ikke tydelig frem hva som er definert som «problemer med forpliktelser», hva som er en ugunstig påvirkning på drift eller utnyttelse av nettet eller hva som er omfattet av «medfører ulempe for berørte konsesjonærer»."

Kapitlet er nå kortet ned og tydeliggjort slik at omfang og avgrensning av kravet skal være klarere. Det er også tydeliggjort i hvilke tilfeller det kreves analyser som viser hvordan spenningsforholdene er før og etter tiltaket. Endringen anses som en tydeliggjøring av vår praktisering.

Endringer i kapittel 5.1 Fleksibilitet og systemutforming

På oppfordring fra REN og etter innspill fra flere aktører i forrige høringsrunde har Kapittel 5.1 *Fleksibilitet og systemutforming* for koblingsanlegg blitt skrevet om. I krav til fleksibilitet og systemutforming (redundans og dublering) brukes ikke lenger begrepene *høyeste*, *høy* og *enkel* fleksibilitet. I stedet beskrives funksjonskravet gjennom minimumskrav til fleksibilitet ved intakt nett, ved revisjoner og i tilfelle feil. Disse kravene er kjent fra før, men har tidligere vært beskrevet som praktisering for å oppnå det som har vært definert som *høyeste*, *høy* og *enkel* fleksibilitet. Vi mener det er mer presist og enklere å forstå når vi stiller funksjonskrav til intakt nett, ved revisjoner og i tilfelle feil. Praktiseringen gir eksempler på løsninger som oppfyller funksjonskravene. Dette er tekstlige endringer som i seg selv ikke har konsekvenser for konsesjonærene. Denne tekstlige endringen er hensiktsmessig fordi struktur i kapittel endres til å inkludere flere underkapitler for koblingsanlegg i spenningsområdet $110 \leq U_n < 220$ kV, slik at det tidligere begrepet "*høy fleksibilitet*" ikke lenger er entydig.

Det introduseres et nytt delkapittel; *5.1.5 Koblingsanlegg i regionalnettet 110 Un<220 kV tilknyttet transmisjonsnett* for å tydeliggjøre hvilke funksjonskrav som gjelder for koblingsanlegg som er direkte tilknyttet transmisjonsnettet gjennom transformering. Disse anleggene har tidligere falt under

definisjonen *vesentlig betydning for forsyningssikkerheten* som medfører funksjonskrav tilsvarende kravene for koblingsanlegg > 220 kV. Denne klassifiseringen har imidlertid vært noe uklar i NVF, og vi har oppfattet at aktørene har ulike tolkninger av hvilke krav som faktisk gjelder for disse anleggene. Samtidig opplever vi at det i en overvekt av tilfeller er vanskelig å finne det rasjonelt å stille krav tilsvarende koblingsanlegg > 220 kV. Derfor velger vi også å mildne kravene til anlegg direkte tilknyttet transmisjonsnett noe sammenlignet med krav til koblingsanlegg >220 kV. For anleggene direkte tilknyttet transmisjonsnett foreslår vi at det er tilstrekkelig å *begrense* konsekvensene av en samleskinnefeil fremfor å legge til rette for avbruddsfri håndtering for hele anlegget ved slik feil. Dette åpner for å kunne bruke enkle fremfor dublerede strømtransformatorer, forutsatt at det finnes løsninger som begrenser konsekvenser etter feil.

Videre gjøres det endringer i kapittel 5.1.7 *Koblingsanlegg i regionalnett 110 Un<220 kV*, som omfatter anlegg i regionalnettet som ikke er direkte tilknyttet transmisjonsnett. Minimumskravet mildnes noe ved å tillate brudd i kraftoverføring gjennom anlegget ved revisjoner, noe som åpner opp for bruk av enkle (ikke dublerede) effektbrytere. Denne endringen gjøres for å tilpasse kravene til det vi finner rasjonelt å stille krav om i en overvekt av tilfeller, samtidig som vi harmoniserer krav i NVF med kravene i kraftberedskapsforskriften for disse anleggene.

Endringer i kapittel 7.2.5 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, nett som inngår i transmisjonsnett, nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten eller koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett

Det er gjort endringer i kapittel 7 om vern for å reflektere endringer som er gjort i kapittel 5 om stasjonsløsninger. I kapittel 5 benytter man nå kategoriene "Nett som inngår i transmisjonsnett", "nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten" og "koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett". For kategorien "koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett" som er omtalt ovenfor er det gjort formildninger i kravene til apparatanlegget. Dette gjøres med forutsetning om at man har sammenkoblingsbryter og samleskinnevern. Dette vurderes i sum å kunne utgjøre et noe enklere anlegg til redusert kost som følge av redusert antall strømtransformatorer. Totalt sett anses det at kostnader for krav til vern er ikke er vesentlig forhøyet som følge av endringene av kategorier.

Endringer i kapittel 7.2.6 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, lavohmig eller direktejordet nett

Dette kapitlet beskriver vernkrav for anlegg med spenning $110 \leq U_n < 220$ kV i *lavohmig eller direktejordet nett*, og gjelder anlegg som *ikke* dekkes av kapittel 7.2.5. Endring i NVF 2024 i forhold til NVF 2023 er at det stilles krav om differensialmålede samleskinnevern. Begrunnelse for å innføre dette kravet knyttes til at lavohmig eller direktejordet nett på dette spenningsnivået er regionalnett med betydelige krav til forsyningssikkerhet og leveringskvalitet. Med hensiktsmessig samleskinneløsning og driftskobling vil samleskinnevern bidra til å redusere konsekvens ved samleskinnekortslutning. Videre vil rask feilklarering begrense varighet av spenningsdip ved samleskinnekortslutning, samtidig som integrert bryterfeilvern vil sikre rask og pålitelig håndtering av situasjon med brytersvikt. Der det i dag er lavohmig eller direktejordet nett på dette spenningsnivået, benyttes allerede i stor grad differensialmålede samleskinnevern. Med krav om samleskinnevern oppnås harmonisering med allerede gjeldende krav om *uforsinket* feilklarering for kraftledninger. Konsekvensen for konsesjonærer er en mer robust forsyning som reduserer konsekvensen ved samleskinnefeil. Denne gevinsten vil også medføre en kostnadsøkning når anlegget skal bygges. Vedlikeholdskostnadene vil være på samme nivå som anlegget har uten et slikt vern.

5.2.2 Del IV Produksjonsanlegg:

Endringer i kapittel 12.6.3 Svartstart (synkrone produksjonsanlegg)

Kapittel 12 om *synkrone produksjonsanlegg* delkapittel 12.6.3 *Svartstart* er endret for å klargjøre at det er NVE som har myndighet i henhold til kraftberedskapsforskriften til å stille krav om at et anlegg skal

ha egenskaper for svartstart. NVF detaljerer hvilke funksjonskrav som gjelder i de tilfeller anlegget skal ha slik svartstartegenskap. Denne endringen er bare en presisering og vil ikke ha noen påvirkning på konsesjonærene.

I kapittel 14 er det tydeliggjort at kravene til kraftparker gjelder både vindparker og solparker.

Endringer i flere kapitler knyttet til verifiserende analyser og tester (både for synkrone produksjonsanlegg og kraftparker)

Systemansvarlig har tatt en full gjennomgang kravene opp mot verifiserende tester for både synkrone produksjonsanlegg og kraftparker. I den forbindelse er det gjort en del endringer i struktur og inndelinger, og det er blant annet etablert nye maler for tester. I gjennomgangen ble det avdekket at det var enkelte mangler, som nå er rettet. Dette medfører at det er lagt til krav og nye tester, gjort endringer i eksisterende tester og fjernet tester. Systemansvarlig mener endringene som er sikrer bedre lesbarhet for aktørene og sikrer samsvar mellom krav, test og figurer. Endringene vil føre til en bedre helhet i NVF. Endringene anses som nødvendige for å kunne verifisere funksjonskravene. De endringene som er gjort er listet opp nedenfor.

Synkrone produksjonsanlegg

Det er gjort endringer i Kapittel 13 *Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsanlegg*, delkapittel 13.2 *Verifiserende tester*. Kapitlet for synkrone produksjonsanlegg er endret med tydeligere føringer for hva som kreves av dokumentasjon for verifisering og etterlevelse av funksjonskrav i kapittel 12. I den forbindelse er det gjort endringer i eksisterende tester, det er lagt til nye tester og det er fjernet tester:

- 13.2.1.2: Tydeliggjøring av testprosedyre for reguleringssystemets dødtid (turbinregulator).
- 13.2.1.3: Ny test av statikkregulering i normaldrift, med regulering på faktisk nettfrekvens.
- 13.2.1.6: Utvidelse av testprosedyre for aktivering og deaktivering av FCR-I for å bedre kunne verifisere eksisterende krav og kriterier.
- 13.2.1.7: Test for små lastsprang er forenklet ved å kun beskrive simulerte lastsprang ($\pm 1\%$ og $\pm 5\%$). Alternative testmetoder som skarp separatdrift og sinusprøver/frekvensplananalyse er fjernet.
- 13.2.1.8: Test for store lastsprang utvidet med flere simulerte lastsprang (påslag opp til 30 % og avslag opp til 95 %).
- 13.2.2.1: Ny test for å verifisere generatorens MVA-ytelse over tid (varmeprøve). Systemansvarlig har særlig behov for å kreve slik test ved planlagte effekttoppgraderinger hvor det ikke gjøres tiltak på generator.
- 13.2.2.3: Ny test for utreguleringstid vha. reaktivt avslag.
- 13.2.2.4: Ny test for å verifisere eksisterende krav til bruk av under- og overmagnetiseringsbegrensere. Merk at denne testen sammen med 13.2.2.1 erstatter tidligere test 13.2.3 *Reaktiv ytelse*, da sistnevnte fjernes.
- 13.2.2.7: Ny test for å verifisere eksisterende krav til resetfunksjonalitet.
- 13.2.3: Forandret testprosedyre for svartstartegenskaper.

I praksis medfører de foreslåtte endringene at aktørene må bruke noe mer tid på testing sammenlignet med dagens krav, samtidig er 13.2.1.3, 13.2.2.3, 13.2.2.4 og 13.2.2.7 tester som flere leverandører allerede utfører i dag. Det anses derfor ikke at disse testene medføre særlig økte kostnader eller administrativt arbeid. Ved å ta inn krav om testene i NVF vil det sikres at testene utføres for alle relevante anlegg, og at systemansvarlig får tilgang til resultatet fra testene. Dette er viktig for å sikre en enhetlig og god oppfølging av etterlevelse av kravene. Av endringene er det den utvidede testen Test 13.2.2.1 (test for å verifisere generatorens MVA-ytelse over tid (varmeprøve)) som vil medføres størst konsekvenser for aktørene. Denne testen kan kreve testtid på opptil flere timer alene, og vil medføre noe økt kostnad. Dette er imidlertid en test som bare kreves for a) nye anlegg eller b) ved effekttoppgradering, endring av $S_{g,n}$ eller effektfaktor på eksisterende anlegg.

I tillegg til at det foreslås endringer i omfanget av tester er det innført krav om utfylling av en kort sjekkliste etter fullførte tester som skal vedlegges prøverapport. Sjekklisten vil fungere som en bekreftelse på at anlegget har korrekte innstillinger iht. funksjonskrav. Det anses ikke at utfylling av sjekklisten medfører nevneverdig økt arbeid for aktørene.

Som følge av endringer i kapittel 13.2 er det gjort følgende mindre endringer er gjort i kapittel 12 for å sikre samsvar mellom krav og verifiserende tester. Endringene er:

- 12.2.3: For deaktivering av FCR-I er det presisert at dødbånd ikke skal reaktiveres, og statikkinnstilling skal endres manuelt og ikke automatisk. Standardinnstilling for dempetilsats i FCR-I-modus er "Av" istedenfor "Varierer".
- 12.5.2: Krav til utreguleringstid ved reaktivt avslag er lagt til. Verdier gjenspeiler krav som tidligere er kjent fra FIKS 2012.
- 12.5.4: Tydeliggjøring av frekvensstatikkfunksjonalitet, da tidligere formulering om endring av spenningsreferanse ikke har vært korrekt.
- 12.5.7: Fjerning av krav om at innregulering fortrinnsvis skal skje ved en rampe uten sprang i reaktiv effekt.

Kraftparker

Det er gjort endringer i kapittel 16 *Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker*, delkapittel 16.2 *Verifiserende tester*. Kapitlet har nå tydeligere føringer for hva som kreves av dokumentasjon for verifisering og etterlevelse av eksisterende funksjonskrav i kapittel 14 og 15, da enkelte funksjonskrav ikke har tilhørende testing i gjeldende NVF. I den forbindelse er det gjort endringer i eksisterende tester, samt flere nye tester lagt til:

- 16.2.1: Ny test av aktiv effektregulering. Gjenspeiler tidligere test kjent fra FIKS 2012.
- 16.2.2.4: Ny test for verifisering av dynamisk respons for frekvensregulering med annen statikkinnstilling.
- 16.2.2.5: Ny test for verifisering av eksisterende krav til minimum effektproduksjon ved overfrekvens.
- 16.2.3.2: Ny behovsprøvd test for verifisering av stasjonær respons for spenningsregulering.
- 16.2.4: Tydeliggjøring av testprosedyre for verifisering av reaktiv ytelse, samt test av STATCOM-funksjonalitet lagt til.
- 16.2.5: Ny test av oppstartstid etter nettoutfall.

I praksis medfører det for aktørene noe mer tid på testing sammenlignet med dagens NVF, mens det sammenlignet med tidligere testkrav iht. FIKS 2012 er liten forskjell da enkelte gamle tester er tatt inn igjen. Det er til gjengjeld presisert at ikke alle produksjonsenheter i kraftparken må være tilgjengelig ved utførelse av test, så lenge >90% av totalt installert effekt er tilgjengelig/oppnåelig. Det er også lagt til presiseringer for testbetingelser (tilgjengelig aktiv effekt) for hver test.

I tillegg er det, som beskrevet ovenfor for synkron produksjonsanlegg, innført krav om utfylling av en kort sjekkliste etter fullførte tester som skal vedlegges prøverapport.

6. Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

6.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 15 tredje ledd, som angir at "Systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet."

Systemansvarlig mener det er behov for en tydeliggjøring av kravet om at spenningsregulatoren skal operere i modus spenningskontroll. Dagens formulering er "Normalt skal alle spenningsregulatorer

være i modus spenningsregulering." Systemansvarlig mener dagens formulering er upresis og at det kan være rom for feiltolkning. Det er viktig for systemansvarlig at aktører ikke endrer modus uten å ha fått tillatelse fra systemansvarlig gjennom vedtak.

Endringen som foreslås er en presisering av eksisterende praksis og medfører dermed ingen økonomiske eller administrative virkninger for aktørene.

6.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 15 3. ledd

Tredje ledd

Systemansvarlig kan fastsette spenningssettpunkt og hvordan spenningsregulatorer skal være innstilt slik at produksjonsenheter bidrar til å oppnå ønsket spenning i tilknytningspunkt og at generatorer responderer riktig ved spenningsendringer i generatorers tilknytningspunkt.

Spenningssettpunkt

Netteier og produsent skal i utgangspunktet bli enige om spenningssettpunkt. Produksjonsenheter skal virke fritt (uten manuell inngripen fra produsent) mot avtalt referansesettpunkt (spenningssettpunkt). Systemansvarlig skal informeres om avtalt referansesettpunkt (spenningssettpunkt).

Systemansvarlig vil typisk gripe inn:

- Ved uenighet mellom konsesjonærer. I slike tilfeller må konsesjonærer i hvert enkelt tilfelle kontakte systemansvarlig.
- Dersom det oppstår eller er fare for ugunstige situasjoner i regional- eller transmisisjonsnettet.

Systemansvarlig vil da fatte vedtak om referansesettpunkt. Vedtaket vil angi blant annet referansesettpunkt og varighet for tiltaket, dvs. om vedtaket er permanent, et gitt antall år, sesongbasert eller situasjonsbestemt av hendelser, feil eller ombygginger i nettet. Dersom det fattes systemkritisk vedtak vil systemansvarlig ettersende skriftlig informasjon om dette.

Reguleringsmodus

~~Normalt skal alle spenningsregulatorer være i modus spenningsregulering.~~

Spenningsregulator skal operere i reguleringsmodus *Spenningskontroll*. Bruk av andre reguleringsmoduser, som *MVAR-kontroll*, *cosφ-kontroll* og *Manuell-kontroll*, er ikke tillatt uten etter søknad og vedtak fattet av systemansvarlig.

Systemansvarlig vurderer behov for endring av modus i de tilfeller hvor driftsstanser eller andre forhold tilsier at valg av andre modus vil bidra til bedre leveringskvalitet og forsyningsikkerhet. Dette kan eksempelvis være ved planlagte driftsstanser i henhold til fos § 17, der systemansvarlig kan fatte vedtak om at generatorer skal være tilgjengelig for leveranse av reaktiv effekt i spesifisert kvantum i perioden for aktuell driftstans.

Dersom konsesjonær har behov for endring av modus skal systemansvarlig kontaktes om dette så tidlig som mulig. Konsesjonær må melde slike behov til Regionsentral Sør eller Nord, ved bruk av epost eller andre fremtidige digitale løsninger, med beskrivelse og begrunnelse. Systemansvarlig vil kun vurdere dette i særskilte tilfeller basert på blant annet årsak, spenningsforhold i nettet og varighet.

Systemansvarlig vil fatte vedtak før endring av modus kan iverksettes. Vedtaket vil angi blant annet valgt modus og varighet for tiltaket. Dersom det fattes systemkritisk vedtak, vil systemansvarlig ettersende skriftlig informasjon om dette.

7. Energilovforskriften § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

7.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til energilovforskriften § 6-1, inkludert de tilhørende parameterlistene. Det er også etablert et nytt vedlegg til retningslinjene – et dokument med krav til PSS/E-modeller for vindparker. Det nye vedlegget ble for detaljert til å ta inn i parameterlistene, og blir derfor et separat vedlegg. Vedlegget er på engelsk da flere leverandører og aktører som vil ha behov for å lese vedlegget er engelsktalende.

Det foreslås endringer som gjelder vindparker, solcelleanlegg/solparker og det tas inn et nytt rapporteringskrav knyttet til fjernstyring som vil gjelde for alle produksjonsanlegg med unntak av anlegg uten parkregulator.

I tillegg er det i selve retningslinjene lagt til et par presiseringer om at systemansvarlig skal informeres ved frakobling av anlegg. Dette gjøres fordi systemansvarlig opplever mangelfull rapportering ved frakobling av anlegg i dag. Det er svært viktig for systemansvarlig å ha korrekt informasjon om spenningssatte anlegg for å kunne planlegge og drifte systemet.

Krav til vindparker

Det foreslås å formalisere krav til innsending av PSS/E-modellfiler. Dette gjøres i stor grad allerede i dag som et alternativ for parameterliste for parkregulator fordi leverandører ikke gir fra seg disse. I tillegg fjernes krav om å rapportere tidskonstanter for generator og resistans for vindparker med nettilknytning ved hjelp av DFIG (Doubly Fed Induction Generator).

Endringene som foreslås påvirker aktører som planlegger nye produksjonsanlegg av typen vindkraftverk samt ved større endringer som påvirker data og/eller behov for PSS/E-modell for vindparker.

Kravene til PSS/E-modell-filer er omtalt i et eget vedlegg da kravene er for detaljert til å inngå direkte i parameterlisten. I tillegg er det i retningslinjene, i avsnitt om frister, lagt til en tidsfrist for rapportering av PSS/E-modell-filer. Fristen er satt til 4 uker etter at verifiserende tester er gjennomført.

Systemansvarlig mener det er viktig at kravet til modellfiler formaliseres, slik at det er tydelig og transparent hvilke krav som stilles til vindparker. Dette bidrar til at aktørene kan unngå fordyrende bestillinger til leverandør i etterkant.

Solcelleanlegg og solparker - definisjon av rapporteringspliktige anlegg og oppdaterte krav til rapportering

Endringene som foreslås påvirker aktører som planlegger nye produksjonsanlegg av typen solcelleanlegg samt solparker.

Det har vært uklart hvilke solcelleanlegg og solparker som omfattes av kravene til rapportering av data hjemlet i enf § 6-1. Systemansvarlig gjør nå en oppdatering av retningslinjene med mål om å tydeliggjøre hvilke anlegg som er rapporteringspliktige og hvilken type data og dokumentasjon som skal rapporteres.

Systemansvarlig foreslår at solcelleanlegg og solparker er rapporteringspliktige dersom installert effekt er større enn eller lik 1 MW.

Systemansvarlig har foreslått følgende definisjoner i retningslinjene:

Med *solcelleanlegg* menes installasjoner av solceller med tilhørende vekselrettere som i hovedsak benyttes til dekning av eget forbruk. For å gjøre inndelingen i kraftstasjoner enklere å forholde seg til anser vi en stasjon som en installasjon på en fysisk bygning. Dette er uavhengig av om bygningen har flere bruksnummer.

Med *solparker* menes installasjoner der hovedformålet er å forsyne alminnelig forbruk som ikke er direkte knyttet til installasjonen.

Med *installert effekt større enn eller lik 1 MW* vises det til summen av merkeeffekt fra vekselretterne. Det er den effekten som kan benyttes ut på nettet dersom en mater ut effekten, og det er den effekten som må erstattes gitt at den faller ut.

Systemansvarlig ønsker data om vekselretterne i solcelleanlegg og solparker. Dette er tydeliggjort i den oppdaterte versjonen av parameterlisten. Det er også krav til innsending av datablad for vekselretterne som inngår i kraftstasjonen.

Årsaken til at systemansvarlig ønsker å stille tydeligere krav til solcelleanlegg og solparker er at det har kommet flere henvendelser til systemansvarlig fra aktører som synes det er vanskelig å finne frem til gjeldende praksis for rapportering for solcelleanlegg. Systemansvarlig anser også store, bygningsfaste solcelleanlegg på tak og vegger som viktige å ha oversikt over. Oversikten er viktig fordi produksjonen fra solcelleanleggene utgjør en reduksjon i forbruk som må dekkes av annen produksjon dersom produksjonen fra solcelleanleggene faller ut eller reduseres betydelig på kort tid. Det er først og fremst balanse og reduksjon i forbruk, heller enn produksjon ut på nettet som gjør at 1 MW installert effekt er betydelig også for disse anleggene.

Systemansvarlig anser at dette er en tydeliggjøring av gjeldende praksis. Nå blir det tydeligere hvem som er omfattet av kravene til rapportering og hva som er innholdet i rapporteringen.

Forenklet rapportering om parkregulator for vind- og solparker

Systemansvarlig planlegger å gjøre noen justeringer i Fosweb i løpet av 2024. Målet er å bedre datakvaliteten og gjøre rapporteringen mindre tidkrevende for konsesjonær/eier. Justeringene vil forenkle innrapporteringen for kraftparker ved at data om parkregulator for en vindpark kun må rapporteres én gang og turbinene kan knyttes til parkregulatoren uavhengig av ytelse på turbinen. Før måtte konsesjonær/eier rapportere inn parkregulatoren for hver turbin selv om det er samme parkregulator som dekker hele vindparken. Tilsvarende vil det for solparker være mulige å knytte ulike vekselrettere i en solpark til en innrapportert parkregulator i stedet for at parkregulator må rapporteres for hver vekselretter.

Krav til rapportering om driftssentral

Systemansvarlig har behov for å få oversikt over om produksjonsanlegg er tilknyttet en driftssentral eller ei, og om denne driftssentralen er døgnbemannet. Systemansvarlig har derfor tatt inn rapporteringskrav knyttet til fjernstyring for alle produksjonsanlegg unntatt anlegg uten parkregulator, eller magnetiseringsutstyr.

Informasjon om mulighet for styring av anlegg er viktig for systemansvarlig. Per i dag har systemansvarlig mangelfull informasjon om hvilke driftssentraler produksjonsanlegg er tilknyttet, og hvem som kan kontaktes når det dukker opp behov som anleggene kan være med å løse i systemdriften.

Ved endring av anlegg og etablering av nye anlegg, må aktørene uansett inn i Fosweb og rapportere data. Systemansvarlig vurderer at dette kravet ikke medfører en vesentlig økning i rapporteringsbyrden.

7.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for energilovforskriften § 6-1

Systemansvarlig gjør oppmerksom på at rapporteringspliktene som beskrives i disse retningslinjene også omfatter melding om frakobling av anlegg. Dette fremkommer under frister lenger nede i dokumentet.

Fjerde ledd

Systemansvarliges grense for rapporteringspliktige produksjonsanlegg iht. energilovforskriften § 6-1 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 iht. energilovforskriften § 6-1 kan gjøres på to måter: Enten manuelt via webportal (Fosweb), eller automatisk direkte fra eget anleggsregister til systemansvarliges systemer (Autofos).

Netteiere som ønsker å benytte automatisk dataoverføring må tilpasse egne anleggsregister/egne systemer for å kunne eksportere data på CIM-XML struktur og med Energy Communication Platform (ECP) som kommunikasjonsbærer.

Innhold

Innhold i rapporteringen, dvs. omfang av parametere og dokumenter som skal rapporteres for de ulike anleggstypene fremkommer av parameterlisten (Vedlegg til retningslinjer for energilovforskriften § 6-1).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

| Anleggstype | Merknad |
|--|--|
| Stasjoner: <ul style="list-style-type: none"> • Kraftstasjoner⁹ • Transformatorstasjoner • Selvstendige koblingsstasjoner • T-avgreninger | Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. ¹⁰ Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er ≥ 30 kV. |
| Produksjonsanlegg: <ul style="list-style-type: none"> • Vannkraft • Varmekraft • Vindkraft | Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW. |

⁹ For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

¹⁰ 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.

| | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ● PV-anlegg (solkraft) ● solcelleanlegg og solpark¹¹ ● Annet | |
| Transformatorer (inkludert reservetransformatorer ¹²) | 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. |
| Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftliner (inkludert både HVDC og AC) | Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV |
| Kompenseringsanlegg: <ul style="list-style-type: none"> ● Shuntbatterier ● Shuntreaktorer ● Fasekompensatorer ● SVC/Statcom | 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. |
| Anlegg for nullpunktsjording: <ul style="list-style-type: none"> ● Petersenspoler ● Nullpunktsreaktorer | 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. |
| Samleskinner | Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV. |
| Felt (avganger) | Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen er ≥ 30 kV. |
| Endepunktskomponenter: <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> |

¹¹ 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.

¹² Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

| | |
|---|---|
| HVDC anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.) | HVDC anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspennning ≥ 30 kV. |
|---|---|

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 reservetransformatoren 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 vekselstrømtilknyttet 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.

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 har samme tidsfrist som innmelding av data og dokumentasjon for nye anlegg, og skal være meldt inn senest 5 uker før frakobling.**

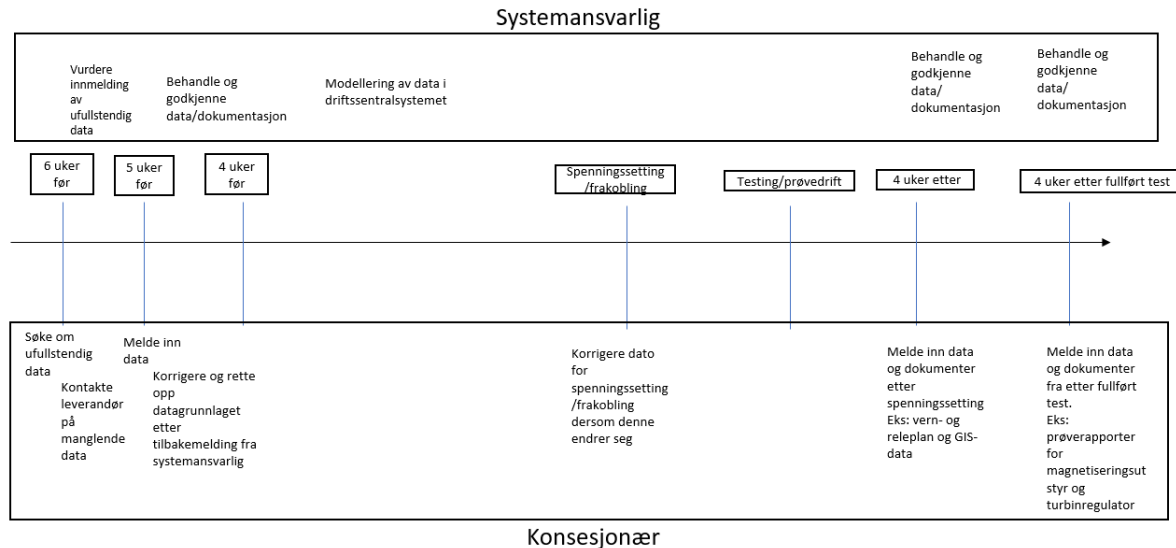
Ved behov for ufullstendig innmelding må systemansvarlig være kontaktet senest 6 uker før spenningssetting. Dette for at systemansvarlig kan vurdere om tillatelse for ufullstendig innmelding kan gis basert på den informasjonen som er tilgjengelig. Tillatelse til ufullstendig innmelding gis i praksis 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 eterrapporteres 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.**

Dersom det er utfordringer knyttet til å gjennomføre enkelte tester for produksjonsanlegg eller konfiguringsproblematikk av kompenseringenheter, 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 1: Skjematisert 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 NVE som brudd på forskriften. Systemansvarlig vil i varsel om brudd informere NVE 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 konsesjonær om å korrigere dette snarest mulig. Systemansvarlig vil

ved manglende oppfølging varsle NVE, og gi en vurdering av konsekvensene ved manglende retting av feil datagrunnlag.

Områdekonsesjonærs kontroll av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet

For produksjonsanlegg tilknyttet i distribusjonsnettet skal aktuell områdekonsesjonær, dvs. det nettselskap der produksjonsanleggets konsesjonær/eier har tilknytningsavtale, kontrollere at anleggsdata er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig i Fosweb, før disse produksjonsanleggene kan tillates spenningssett. Områdekonsesjonær 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 områdekonsesjonær 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. Områdekonsesjonær 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.

Rapportering til NVE

Systemansvarlig forholder seg til Norges vassdrags- og energidirektorats krav til oversending av anleggsdata.