

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Høringsdokument
15. desember 2024**

-

**Fos §§
6, 8a, 8b, 9, 12, 14 og 16
Enf § 6-1
EBGL art. 18**

Forord

Innhold i denne høringen

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret (fos) § 28a og iht. energilovforskriften (enf) § 6-1. Dokumentet inneholder også begrunnelse for foreslåtte endringer i metode iht. EGBL¹ art. 18 nr. 1. Omtalen står sammen med foreslåtte endringer i retningslinjene til fos § 8b. De foreslåtte endringene i metoden er lagt ved i eget dokument.

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 høringssvar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen **28.02.2025**. Høringssvar sendes til firmapost@statnett.no eller via eFormidling, og merkes med referanse 2024/2852.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at høringsinnspillet legges ved oversendelsen som et separat dokument som kan publiseres på nettsidene, og at vedlegget ikke inneholder personopplysninger og eventuell annen sensitiv informasjon som ikke skal publiseres. Vi ber også om at innspillene er universelt utformet, se mer informasjon på [nettsidene til uutilsynet](#).

Forhold mellom retningslinjer og metoder

I august 2021 ble fire forordninger² 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, regionalt eller nasjonalt.

De fleste metodene vil 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 henvise til vedtatte metoder vil pågå stegvis fremover ettersom RMEs godkjenning av metodene skjer etappevis.

¹ Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EGBL),

² Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SO), Kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EGBL), Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)

1 Innholdsfortegnelse

1	Fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet	4
1.1	Bakgrunn og begrunnelse	4
1.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 første ledd	5
2	Fos § 8a – Planlegging av produksjon	8
2.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	8
2.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a	11
3	Fos § 8b – Planlegging av effektregulering	13
3.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	13
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b	17
4	Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve	19
4.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	19
4.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 første ledd	21
5	Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser	23
5.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	23
5.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd	23
6	Fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet	27
6.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	27
6.2	Endringer i retningslinjene til fos § 14 første ledd vedrørende tilknytningsvern	27
6.3	Endringer i NVF	27
6.4	Oppdatering av veileder for søknadsplikt	31
6.5	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14	33
7	Fos § 16 – Koblingsbilde	35
7.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	35
7.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16	36
8	Enf § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse	38
8.1	Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen	38
8.2	Endringer i parameterlistene	38
8.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 6-1	39

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Fos § 6 – Fastsettelse av handlingskapasitet

1.1 Bakgrunn og begrunnelse

Systemansvarlig foreslår en endring i retningslinjene til fos § 6 som beskriver allokering av kapasitet for deling av reserver.

Utnyttelsen av det norske kraftnettet øker som en konsekvens av flere forhold:

- Innføring av en optimalisert nettutnyttelse for energimarkedene gjennom flytbasert kapasitetsallokering som innebærer at det er mindre ledig kapasitet i driftstimen.
- Gradvis gjennomføring av det grønne skiftet med økt forbrukstilkopling ulike steder i nettet som konsekvens.
- Økende volatilitet i kraftflyten som følge av økning i sol- og vindkraft i kraftsystemet og særlig ved hurtig økning i våre naboland.

Det skjer også andre endringer med betydning for håndteringen av nettkapasitet:

- Innføring av 15 minutters oppløsning i energi- og balansemarkedene som medfører at det innføres en automatisert ACE-balansering³ til erstatning til dagens manuelle og noe mer målrettede balansering for å håndtere lokale nettbegrensninger etter hendelser
- Implementering av ulike tiltak i systemdriften for å kunne øke overføringsevnen i nettet blant annet for å legge til rette for det grønne skiftet. Slike tiltak krever imidlertid hurtig tilgang på reserve lokalt eller i nærliggende områder dersom det skjer hendelser i nettet.

Samlet sett medfører disse endringene at driftsmarginene reduseres og at tilgangen på reserver i ulike områder derfor må få økt fokus i sammenlignet med tidligere. Hvert budområde må sikres tilgang på reserver for å håndtere prognoserte ubalanser og dimensjonerende feil.

Systemansvarlig har en plikt til å ha tilstrekkelig med reserver for å balansere kontrollområdet. Dette følger av fos § 9 annet ledd og SOGL art. 152 og dimensjoneringsreglene iht. SOGL art. 157. Tilgangen på reserve har historisk vært god i Norge. De endringene det er gjort rede for ovenfor, gjør imidlertid at Statnett i enkelte situasjoner erfarer en økende hyppighet av knapphet på reserver. Det er følgelig behov for å utvikle den distribuerte reguleringsevnen i kraftsystemet noe som imidlertid vil ta noe tid. Budvolum i kapasitetsmarkedet er nå lavere enn behovet for å håndtere ubalanser og utfall. Inntil vi ser en økning i budvolumene i tråd med behovet, vil vi derfor måtte fokusere på hvordan man kan få til å overføre mer reserver mellom budområder.

Kostnader til reservehold har hatt en kraftig økende trend i den senere tid. Dette er signifikante samfunnsøkonomiske kostnader som må hensyntas ved allokeringen av nettkapasitet. Systemansvarlig tilstreber å redusere disse kostnadene gjennom å dele reserve mellom budområder. Slik deling krever imidlertid tilgang på nettkapasitet.

Systemansvarlig har derfor, på bakgrunn av det som her er beskrevet, kommet til at for å sikre tilgang til tilstrekkelig med reserver i alle norske budområder til enhver tid er det i en overgangsperiode behov for å reservere noe overføringskapasitet mellom enkelte budområder. Det blir dermed også mulig å redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene gjennom å dele reserver mellom to eller flere budområder, Systemansvarlig vil kun reservere kapasitet for deling for perioder/markedstidsenheter hvor vår analyse i forbindelse med dimensjoneringen av reserver viser at det er fare for å ikke ha tilstrekkelig tilgang på reserver uten deling.

³ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

I de tilfellene vi må bruke dette virkemiddelet for å ha tilstrekkelig med reserver, vil dette bety at vi allokere mindre kapasitet til energimarkedet, og dette kan føre til mindre mulighet for handel mellom budområdene.

1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 første ledd

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 Markedskopling (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 døgnmarkedet etter at kapasitet for utveksling av FRR er fratrukket og en driftssikkerhetsanalyse er gjennomført.
- Fastsettelse av kapasitet for handel i intradagmarkedet etter at tidligere allokert kapasitet for utveksling av FRR og utveksling i døgnmarkedet 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 nettmodell og en felles nordisk beregningsmetode. Beregningen er beskrevet nærmere i metoden "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) med timesoppløsning til Nordic-RCC sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (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

Systemansvarlig 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 allokere 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 allokere 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 1⁴.

Samme metode beskriver allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområder som beregnes i FRR kapasitetsmarkedene pr. budområdekorrridor 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.

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 døgnet. Nordic-RCC beregner handelskapasiteter for døgnet. Når markedsresultatet fra døgnet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC⁵ (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klaggjort 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 (startpunkt for beregning av RAM) per kritiske nettverkselement beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av

⁴ Se [metode etter EBGL art. 41 nummer 1, godkjent av RME 23. Oktober 2023 som er publisert på ENTSO-E sine nettsider](#)

⁵ ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokert overføringskapasitet.

systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁶. 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)

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 kapasitetsberegningemetoden 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 forsyningsikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må denne begrensningen løses gjennom den flytbaserte markedsklareringen. De alternative tiltakene er blant annet:

⁶ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødefekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og kapasitet frigjøres. 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 forsyningsikkerhet.
- 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. Nytt av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.
- Avlyse planlagte driftstanser.

2 Fos § 8a – Planlegging av produksjon

2.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 8a første ledd om at de balanseansvarlige skal rapportere avviket mellom det de har handlet i markedet og sin forventede produksjon og forbruk. Dette kaller vi "forventet ubalanse". Forslaget var med i forrige forslag til oppdatering av retningslinjer, som var på høring i [bransjen i perioden](#) 30. april - 31. juli 2024. Forslaget ble ikke sendt til RME for godkjenning etter forrige høring, da vi basert på innspillene vi fikk i høringen så behov for å gjøre justeringer i forslaget og ha dialog med aktørene.

Systemansvarlig har tatt utgangspunkt i retningslinjeteksten til fos § 8a slik den vil se ut når vi har innført automatisert balansering og gått over til 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet.

Endringen foreslås innført 1. september 2025. Denne datoen innebærer en liten forskyving i forhold til det som har vært kommunisert tidligere. Vi har valgt denne datoen for å sikre noe tid mellom innføring av nytt automatisert mFRR-marked og denne endringen.

Forslaget er diskutert med bransjen i flere omganger. Tidlige diskusjoner ble gjennomført bl.a. på møte i IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret (ISB) i mars 2024. Der fikk vi nyttig tilbakemelding om at denne informasjonen måtte utarbeides per balanseansvarlig, på områdenivå.

Forslag til endring i retningslinjer ble sendt på høring i juni 2024, og vi fikk nyttige tilbakemeldinger. Blant annet var det flere som mente at kvaliteten på denne informasjonen ikke ville bli særlig mye bedre selv om vi utsatte innsendingsfristen til å være nærmere driftskvarteret enn 45 minutter. Dette er derfor fjernet fra forslaget i denne omgang. Vi fikk også innspill på at behovet vårt for denne informasjonen og nytten av det ikke var godt forstått, og vi har derfor prøvd å utdype dette i senere møter og i dette dokumentet. Vi fikk også mer generelle tilbakemeldinger på at endringstrykket for bransjen er høyt, noe vi har tatt til oss og utsatt ikrafttreddelsen til 1. september 2025.

16. oktober hadde vi et dialogmøte med bransjen hvor vi fikk diskutert detaljer i hvordan forslaget skal tolkes. Her diskuterte vi blant annet hvordan forbruk skal inkluderes. Forslaget til retningslinjer i denne høringen innebærer at forbruk alltid skal inkluderes i beregningen, dette er vist i regneeksempel nedenfor.

Beskrivelse av endringen

Endringen vi foreslår pålegger *balanseansvarlige med produksjon* å sende inn en egen melding med forventet avvik mellom energivolumet de har handlet i markedene og det de forventer å produsere og forbruke i henhold til sine sist oppdaterte produksjonsplaner og øvrige planer.

Forventede ubalanser sendes inn i en egen melding som sendes sammen med oppdaterte produksjonsplaner. Meldingen vil være tilsvarende melding for produksjonsplan, og dagens Delformelding foreslås videreført. Meldingen skal være per balanseansvarlig, per budområde. Den balanseansvarliges portefølje kan bestå av både produksjon og forbruk, og den forventede ubalanse skal beregnes for porteføljen som helhet. All handel i døgn- og intradagmarkedet, samt bilateral handel skal være med.

Figuren under viser et regneeksempel på hvordan forventet ubalanse skal beregnes.

	Kvarter							
	12:00	12:15	12:30	12:45	13:00	13:15	13:30	13:45
A Produksjonsplan ved handel i day-ahead	1000	1000	1000	1000	1100	1100	1100	1100
B Planlagt forbruk ved handel i day ahead	-200	-200	-200	-200	-240	-240	-240	-240
C Total handelsposisjon i day-ahead	800	800	800	800	860	860	860	860
D Handel i intradag for produksjon					110	110	110	110
E Handel i intradag for forbruk								
F Total handel i intradag	0	0	0	0	110	110	110	110
G Siste produksjonsplan	1050	1060	1090	1110	1200	1230	1220	1210
H Siste prognose for forbruk	-200	-200	-200	-200	-280	-280	-280	-280
I Siste forventede nettoposisjon	850	860	890	910	920	950	940	930
Forventet ubalanse basert på total portefølje (=I-C-F)	50	60	90	110	-50	-20	-30	-40

Hvem gjelder kravet for

Kravet er i første omgang avgrenset til balanseansvarlige med produksjon som leverer produksjonsplan. Denne begrensningen er gjort delvis fordi vi mener dette dekker en betydelig andel av de aktuelle ubalansene, og delvis fordi det begrenser de administrative kostnadene ved forslaget å begrense det til de som allerede sender inn produksjonsplan.

Balanseansvarlige med kun forbruk samt balanseansvarlige uten produksjon eller forbruk, såkalte tradere, berøres foreløpig ikke av dette kravet. Det kan være aktuelt å utvide kravet til å gjelde alle balanseansvarlige senere. Vi vil spesielt følge med på utvikling i ubalanser fra balanseansvarlige uten produksjon eller forbruk.

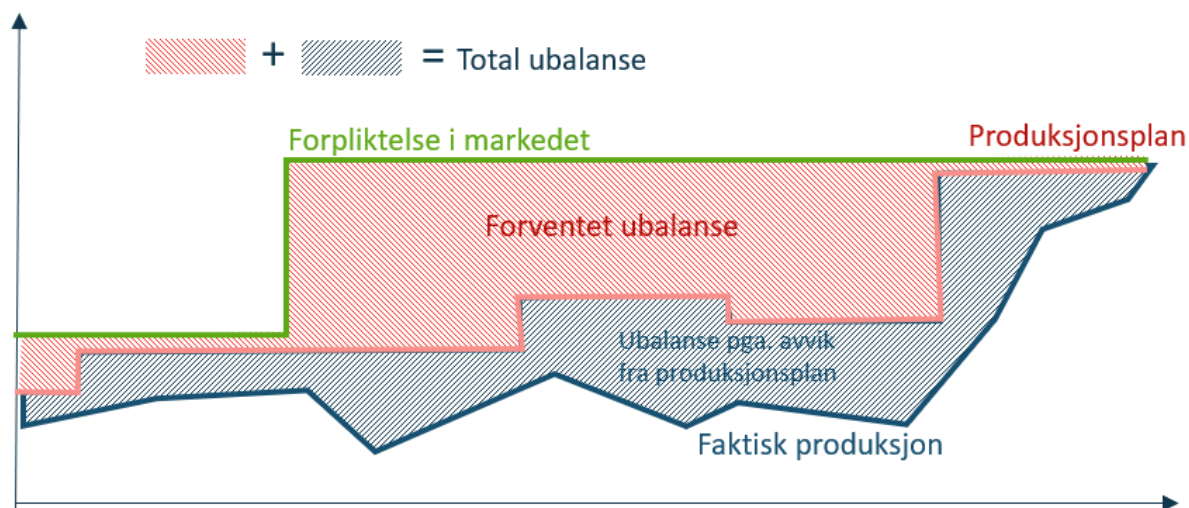
Behov for informasjon om forventet ubalanse

Etter overgangen til automatisk balansering er det avgjørende at systemansvarlig har en så god og oppdatert ubalanseprognose som mulig, siden denne bestemmer hvor mye mFRR som aktiveres i hvert budområde. En upresis ubalanseprognose vil gjøre at vi aktiverer for mye eller for lite reserver, og dette avviket må rettes opp med aFRR eller FCR, eller ved store avvik direkteaktivering av mFRR. aFRR og FCR er i dag tilgjengelig i begrenset volum, og dersom ubalansene etter mFRR-prosessen er større enn mengden aFRR og FCR vil systemsikkerheten svekkes. Alternativt kan vi øke volumene vi anskaffer i kapasitetsmarkedene for aFRR og FCR. Dette vil være svært kostbart. I tillegg gir økt aktivert volum av aFRR og FCR komplikasjoner med økte flytvariasjoner i nettet.

Produksjonsplanen aktørene sender inn skal i henhold til fos være i tråd med forpliktelsene konsesjonær har i markedene, men vi vet av erfaring at det likevel oppstår avvik, og at forpliktelsene i markedet ikke alltid stemmer med siste produksjonsplan. Disse avvikene gir ubalanser i kraftsystemet som kommer i tillegg til de ubalansene som kommer fordi *faktisk produksjon* avviker fra siste produksjonsplan. Dette er illustrert i figur under.

Når vi som systemansvarlig skal prognosere ubalansen bør vi ha samme informasjon om ubalansene som aktørene har, slik at utfordringen ikke blir større enn den trenger å være. Dersom vi får vite om de ubalansene BRPene vet om, blir utfordringen litt mindre.

Systemansvarlig har ikke informasjon om de tilfellene hvor produksjonsplanen ikke stemmer med handelsposisjonen. Mangel på denne informasjonen vil ha direkte konsekvens for kvaliteten på balanseringen. Vi mener derfor at det er kritisk for systemdriften at systemansvarlig har tilstrekkelig informasjon.



Forventet effekt av endringen

Statnett har arbeidet med ubalanseprognose i flere år allerede, og vi er godt forberedt til oppstart av automatisk balansering. Likevel ser vi at det er krevende å prognosere ubalansene så bra som vi ønsker. Når det er mye variabel produksjon, og spesielt i små områder, er det krevende å lage gode prognoser. I disse områdene hører vi også at det er krevende for aktørene å handle seg i balanse. Særlig i disse tilfellene vil vi bli i stand til å gjøre en bedre jobb med å prognosere ubalanser hvis vi får samme informasjon som aktørene har. En bedre ubalanseprognose gir Statnett bedre forutsetning for å balansere kraftsystemet på en effektiv måte.

Statnett har gjort analyser av situasjonene hvor vi får store avvik mellom prognosen og faktisk ubalanse. Vi ser at situasjoner hvor det er store endringer i variabel kraftproduksjon, er overrepresentert her. Det er også i de situasjonene vi forventer at aktørene sitter med bedre informasjon enn oss om sammenhengen mellom siste plan og handelsposisjon.

Statnett har fått historiske data for forventet ubalanse fra en kraftprodusent i Norge kort tid før dette forslaget ble sendt på høring. Basert på 10 måneder data har vi kunnet sjekke om denne dataen gjør oss i bedre stand til å forutse ubalansene eller ikke. Forventet ubalanse er tydelig korrelert med observert ubalanse.

Vi har sett en tydelig, om enn begrenset, verdi av å inkludere forventet ubalanse fra denne ene aktøren i prognosemodellene. Effekten forventes å være større når vi får dataene på kvartersoppløsning, i stedet for på time; når vi får data fra alle aktørene i stedet for bare én og når vi får arbeidet grundigere med å inkludere dataene i prognosemodellen vår. Forventet ubalanse vil også være nyttig for å øke forståelsen vår for hvorfor og hvordan ubalansen endrer seg.

Økonomiske og administrative konsekvenser

Vi forventer at endringen har begrensede økonomiske og administrative konsekvenser. Endringen innebærer at aktørene må sende inn en ny tidsserie til Statnett på samme format som de allerede bruker til å sende produksjonsplaner. Statnetts inntrykk er at det etterspurte tallet enten allerede er tilgjengelig i aktørenes systemer, eller at det kan bli det med begrenset utviklingsinnsats. Begrensningen i at det ikke gjelder andre enn balanseansvarlige med produksjon, innebærer at ingen må opprette noen nye systemer for å sende meldinger til Statnett.

Sammenheng med kravet om å planlegge seg 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.

På tross av kravet om at aktørene skal planlegge seg i balanse opplever vi at dette ikke alltid skjer i dag. I tillegg har aktører rapportert at innføring av flytbasert markedskobling gir mindre kapasiteter til intradag som kan gjøre det vanskeligere å handle seg i balanse. Dette kan gi større avvik mellom produksjonsplan og handelsforpliktelser. Systemansvarlig må være i stand til å håndtere avvikene i driften i dag og i fremtiden. Derfor vurderer vi at det er bedre å få informasjonen om forventet ubalanse enn å ikke motta informasjonen. I tillegg vil økt kunnskap om aktørenes handlingsmønster være positivt, og gjør oss i bedre stand til å utvikle praktiseringen av regelverket videre.

Systemansvarlig vil følge opp at produksjonsplanene fremdeles holder høy kvalitet, og at aktørenes totale ubalanser ikke øker i forhold til i dag.

2.2 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/endring 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.

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

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.
- 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 og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 45 minutter før ~~driftstimen~~ hvert kvarter.

Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftstimen 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 i driftstimen og omfanget av IKT-problemene.

Endringer i nedenfor er planlagt gjeldende fra 1.9.2025:

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 iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon. Konsesjonæren skal oppdatere produksjonsplan og tilhørende systemdata ~~opdateres~~ 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 dette løpende. 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 Fos § 8b – Planlegging av effektregulering

3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til første og tredje ledd. Endringen gjelder innføring av krav om gradvis endring av hhv. produksjon og forbruk.

Systemansvarlig har tatt utgangspunkt i retningslinjeteksten til fos § 8a slik den vil se ut når vi har innført automatisert balansering og gått over til 15 minutters tidsopløsning i intradagmarkedet.

Systemansvarlig foreslår også en endring i metoden iht. til EBGL art. 18 nr. 1 om vilkår for balanseansvarlige. Endringen viser at vi vil hensynta volum som følge av kravet til gradvis endring av produksjon i den balanseansvarliges ubalansejustering.

Forslaget innfører et krav om at produksjon og forbruk skal endres gradvis over 10 minutter ved endring i effekt mellom markedstidsenheter (kvarter). Endringen i første ledd gjelder for produsenter, mens endringen i tredje ledd gjelder store sluttbrukere. Begge endringene er omtalt og begrunnet samlet i dette delkapitlet.

Systemansvarlig foreslår at endringene skal tre i kraft 1. september 2025 for å gi aktørene tid til å gjennomføre nødvendige tilpasninger. Dersom aktører ønsker å endre effekt for produksjon og forbruk gradvis før den tid vil det være nyttig for kraftsystemet. Denne datoen innebærer en liten forskyving i forhold til det som har vært kommunisert tidligere. Vi har valgt denne datoen for å sikre noe tid mellom innføring av nytt automatisert mFRR-marked og denne endringen.

Endringen vil føre til mindre strukturelle ubalanser ved at momentant avvik mellom forbruk og produksjon ved kvartersskift blir mindre. Dette vil redusere kraftsystemets behov for reserver og spesielle tiltak mot strukturelle ubalanser.

Forslaget er diskutert med bransjen i flere omganger. Tidlig respons på forslaget fikk vi på Produksjonsteknisk Forum i mars 2024⁷. I den forbindelse hentet vi inn uformelle, men nyttige tilbakemeldinger om at slik ramping kunne la seg gjøre. Vi fikk også bekreftet at det var mye usikkerhet knyttet til hvilken oppførsel vi egentlig ønsket oss når det gjaldt endring av produksjon rundt markedstidsenhetene.

Deretter ble det diskutert i forbindelse med høringen av retningslinjene våren 2024. Forslag til endring i retningslinjer ble sendt på høring i juni 2024, og vi fikk nyttige tilbakemeldinger. Noen tilbakemeldinger tydet på at forslaget ikke var godt nok forklart, og vi har forsøkt å oppklare disse punktene i vår oppsummering av [høringen](#) og i dette høringsdokumentet. Vi håper å ha forklart hvorfor vi mener dette er viktig for oss, noe det også ble stilt spørsmålsteget ved. Noen mente også at vi burde vente med å innføre dette, delvis fordi det var mange endringer samtidig, og fordi vi burde vente å se om behovet fremdeles var der etter overgangen til 15 minutters tidsopløsning. Dette er delvis tatt til følge i at vi nå foreslår innføring 1. september 2025, i stedet for 1. juni.

Til slutt har vi hatt et dialogmøte med bransjen 16. oktober hvor vi fikk diskutert detaljer i forslaget, og forhåpentligvis begrunnet ytterligere hvordan forslaget er og hvorfor vi mener det er viktig.

Begrunnelse for forslaget

Systemansvarlig bruker i dag store ressurser på å håndtere strukturelle ubalanser. Kvartersflytting av planlagt produksjon, produksjonsglatting, samt ramping-restriksjoner på HVDC brukes til å redusere

⁷ [Statnett slipper prøveballong om nye rampingregler](#)

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

de strukturelle ubalansene. På tross av dette har vi store ubalanser, med tilhørende aktiveringer av automatiske reserver og redusert frekvenskvalitet knyttet til time- og kvartersskift.

Ved å innføre krav om gradvis endring av produksjon og forbruk håper vi å adressere årsakene til de strukturelle ubalansene, slik at vi slipper å gjøre så mye for å håndtere dem. Innføringen av kravet om gradvis endring vil, sammen med overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i energimarkedene, føre til mindre momentant avvik mellom forbruk og produksjon av ulike typer. Vi mener dette også vil redusere kraftsystemets behov for reserver og spesielle tiltak mot strukturelle ubalanser. Vi håper også at kravet på sikt kan føre til at vi kan skalere ned, og aller helst fjerne, norske spesialløsninger for å håndtere strukturelle ubalanser slik som for eksempel periodeskift-løsningen som innføres i forbindelse med automatisert balansering.

Inntil vi innfører krav om gradvis endring vil Statnett som TSO oppleve ubalanser selv om aktørene i systemet er i balanse. Kravet om gradvis endring vil gi bedre samsvar mellom avtaler og forpliktelser for ulike aktører i kraftmarkedet. I dag avtaler Statnett som TSO at flyt på AC- og HVDC-linjer skal endres gradvis over 10 minutter. For HVDC styres kraftflyten direkte, så der vil flyten følge rampingen presist, mens det for AC er den avtalte flyten som inngår i beregningen av ubalanse (ACE OL) som følger rampingen. Det vil si at dersom alle de balanseansvarlige endrer produksjon og forbruk veldig raskt, fører det til at vi som systemansvarlig ser en ubalanse i våre områder som er vårt ansvar å håndtere. Aktørene har tilsvarende rampingkrav for leveranse av mFRR. Ved at vi innfører et tilsvarende krav også for produsenter og forbrukere i energimarkedet, vil det være godt samsvar mellom aktørenes forpliktelser.

I dag er det ikke tydelig hva systemansvarlig mener er den beste oppførselen ved effektendringer. Dagens retningslinjer er ikke tydelige, men kan tolkes som at man så raskt som mulig skal endre produksjon og forbruk til å stemme med produksjonsplanen. At disse raske endringene er et problem for kraftsystemet, har ikke vært kommunisert tydelig. En fordel med dette nye forslaget om krav til endring av produksjon og forbruk er å klargjøre hva ønsket oppførsel er.

Statnett som systemansvarlig må ha tilstrekkelig mengde reserver til å dekke ubalanser og hendelser som kan inntreffe, og det er de ekstreme situasjonene som definerer hvor mye reserver vi trenger. Reguleringen av hvor mye reserver vi trenger har blitt mer detaljert med innføringen av SOGL i norsk rett. Regelverket i SOGL gjør at reservekravene i større og større grad blir direkte koblet til hvor mye ubalanser vi har. Dimensjoneringen av mFRR er direkte koblet til områdeubalansen per minutt, mens fordelingen av aFRR-reserver i Norden er avhengig av hvor raske endringer det er i ubalansen i de forskjellige områdene. Dimensjoneringen og fordelingen av FCR er foreløpig statistisk. Dersom vi klarer å redusere ubalansene vil det i sin tur redusere dimensjoneringskravene for alle reserver på sikt.

Anskaffelser av reserver er blitt svært kostbart, og er prognosert til å forbli like dyrt eller enda dyrere. Derfor vil selv små reduksjoner i reservekravene ha en betydelig effekt på reservekostnadene til Statnett. Det er vanskelig å tallfeste hvor store reduksjoner vi kan få i reservekostnadene som følge av denne endringen, men siden kostnadene er så store vil selv én prosent reduksjon bety besparelse på opp mot 30 millioner kroner per år.

Inkludering av forbruksaktører

Vi mener det er viktig at også større forbruk innlemmes i disse kravene fra start. I dag er ikke store forbrukere noen stor bidragsyter til de raske endringene som skaper de strukturelle ubalansene fordi det meste av stort forbruk ikke styrer effektuttaket sitt primært etter kraftpris eller klokkeslett. Vi tror dette kan komme til å endre seg og ønsker å være i forkant, slik at vi ikke vil få problemer dersom vi får store mengder nytt og prissensitivt forbruk i fremtiden, for eksempel koblet til hydrogenproduksjon. Eksisterende forbruksaktører som har en prosess der effektuttaket ikke styres presist på tid, vil kunne

være dekket av unntaksbestemmelsen om praktiske forhold ved driften av anlegget, se omtale lenger ned.

Alminnelig forbruk endrer seg heller ikke i betydelig grad raskt rundt timeskift, og er heller ikke identifisert som en bidragsyter til problemet med strukturelle ubalanser i dag. Det er mulig å se for seg at dette vil bli aktuelt i fremtiden dersom vi i større grad får prissensitivt forbruk i husholdningene, men vi foreslår ingen rampingkrav til alminnelig forbruk i dag.

For å avgrense hvilke sluttbrukere som skal være omfattet av kravet om gradvis endring av forbruk, har systemansvarlig sett hen til definisjonen av store sluttbrukere i Statnetts tariffmodell. Her har man satt grensen ved enkeltkunder med effektuttak som er større enn 15 MW og med et årsforbruk over 100 GWh. Dette omfatter ca. 55 sluttbrukere og et forbruk på 45 TWh i året. Dette er ca. en tredjedel av totalforbruket i Norge. Systemansvarlig vurderer at dette er store, profesjonelle aktører. Mange av dagens forbrukere vil være dekket av et av unntakene som omtales lenger ned.

Økonomiske og administrative konsekvenser

Systemansvarlig vurderer at produsenter og forbruksenheter kan måtte justere i styringssystemene sine for å kunne regulere produksjon og forbruk på ønsket måte. Vi 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, har vi foreslått et unntak.

Gevinster

Hovedgevinstene ved forslaget er:

- Bedre balanseringskvalitet i norske budområder og dermed bedre frekvenskvalitet.
- Reduserte reservekostnader pga. lavere maksimale ubalanser og mindre variable ubalanser.
- Kan muliggjøre å fjerne den norske spesialløsningen med *Period Shift* for å håndtere strukturelle ubalanser. Dersom vi kan fase ut Period shift, er det en forenkling av både IT-systemer og operasjonelle rutiner for både systemansvarlig og leverandør av balansetjenester (BSP), siden Period Shift er en litt komplisert tilleggsprosess.
-

Andre potensielle gevinster:

- Bedre samsvar mellom endringer i produksjon og endringer i krafteksport på mellomlandsforbindelsene til Europa kan på sikt gjøre det mulig å redusere rampingbegrensningene på disse forbindelsene.
- Samme regler for ramping for mFRR og for øvrige produksjonsendringer gjør det enklere for produsentene å kombinere endringer i disse markedene uten å få ubalanser. F.eks. regulere ned i døgnmarkedet og opp i mFRR ved samme kvartersskift.
- For produsenter tror vi endringen kan ha positive bieffekter. I dag endrer de fleste produsentene produksjonsnivå så raskt de kan. Dette er ikke alltid positivt. Statnett har fått innspill på at saktere endring kan være bra for eksempel for vannveier og generell slitasje.
- Saktere normale endringer av vannkraftverk er positivt for naturverdier nedstrøms for kraftverk med utløp til elv.

Unntaksbestemmelse

Forslaget til retningslinjer til fos § 8b første og tredje ledd spesifiserer noen unntak fra kravet til å endre produksjonen/forbruket gradvis. Systemansvarlig anerkjenner at produksjon og forbruk av kraft skjer i en lang og variert rekke av kompliserte prosesser, og at jevnt stigende eller synkende effekt over 10 minutter ikke alltid vil være mulig. Vi anerkjenner også at disse kravene kan medføre omfattende endringer i prosessene til enkelte produsenter og forbrukere, og effekten i disse tilfellene muligens ikke forsvarer svært store investeringer.

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

Systemansvarlig foreslår å legge inn et generelt unntak for små kraftverk under 10 MW. Dette er samme terskel som gjelder for å levere detaljerte kjøreplaner per aggregat og også den øvre terskelen for å kalle noe småkraft. Vi ønsker at mest mulig av produksjonen skal følge den gradvise endringen, samtidig som vi anerkjenner at de minste kraftverkene ikke bidrar så mye til disse problemene og også at de oftere ikke er utstyrt for detaljert effektjustering. Kraftverk over 10 MW betyr for vannkraft at ca. 90% av produksjonskapasiteten i Norge, både i effekt og normal årsproduksjon, er dekket av kravet. Vi understreker at det er tillatt og ønskelig å endre produksjonen gradvis selv om man er omfattet av et av unntakene.

For å avgrense hvilke sluttbrukere som skal være omfattet av kravet om gradvis endring av forbruk, har systemansvarlig sett hen til definisjonen av store sluttbrukere Statnetts tariffmodell. Her har man satt grensen ved enkeltkunder med effektuttak som er større enn 15 MW og med et årsforbruk over 100 GWh. Dette omfatter ca. 55 sluttbrukere og et forbruk på 45 TWh i året. Dette er ca. en tredjedel av totalforbruket i Norge. Systemansvarlig vurderer at dette er store, profesjonelle aktører som med noen sannsynlighet har styringssystemer på plass for energiforbruket sitt. Kostnadene forventes dermed ikke å være veldig store for disse sluttbrukerne. Samtidig er omfanget stort nok til å kunne påvirke de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.

Både for produksjon og forbruk har vi et unntak for anlegg hvor endringen innebærer en uforholdsmessig stor kostnad. Uforholdsmessighet er vanskelig å presisere entydig. Klare eksempler på uforholdsmessige endringer er dersom kraftverk eller vannveier må bygges om, vesentlig infrastruktur i anlegget må skiftes ut kun for å tilfredsstille denne endringen, eller dersom endringen alene utløser krav til bemanning av en ubemannet stasjon. Endringer vi vurderer som forholdsmessige kan være endret parameterisering eller andre mindre endringer i styringssystemer, eller tilpassede krav dersom andre større systemer/anlegg likevel skal endres eller bygges.

Systemansvarlig foreslår også unntak for variabel kraftproduksjon som vind og uregulerbar vannkraft dersom disse produserer så mye som vind- og vannressursene tillater. Dette unntaket gjelder *ikke* når disse produsentene styrer produksjonen av andre grunner, som negative priser eller at det forventes uvær.

For forbruk vil unntaksbestemmelsen om "praktiske forhold i driften av anlegget ikke tillater stegvis eller gradvis justering" kunne dekke mange eksisterende industriprosesser der forbruket ikke styres nøyaktig på tid. Disse prosessene bidrar heller ikke til problemet med strukturelle ubalanser i utgangspunktet.

Vi legger ikke opp til en søknadsprosess for denne typen unntak. Vår vurdering er at unntakene og fravær av søknadsprosess gir aktørene nødvendig tilpasningsmulighet til at kravet kan innføres utenfor stor ulempe.

I tillegg til unntakene som ikke har søknadsprosess har vi også lagt opp til at konsesjonærer kan søke om midlertidige unntak etter søknad. Eksempler vi peker på i retningslinjene er unntak i forbindelse med planlagte oppgradering av IT-systemer eller anlegg. Intensjonen er tilrettelegging for å følge kravet om gradvis endring av produksjon eller forbruk skal kunne gjennomføres på en mest mulig hensiktsmessig måte hos konsesjonærene.

Korreksjonen av ubalanseposisjon basert på produksjonsplan som er beskrevet i neste avsnitt, vil gjøres uavhengig av om man er omfattet av unntakene eller ikke. Vi mener det er riktig at insentivene gjelder for alle, og at det kan bidra til at også de aktørene som ikke kan følge kravet fullt ut vil tilpasse seg så godt som mulig. Et viktig poeng er også at en slik unntaksordning ville vært svært ressurskrevende å forvalte, og ville krevd dedikerte tilpasninger i IT-systemer etc.

Påvirkning på aktørenes ubalanser

Systemansvarlig foreslår endring i metode i henhold til EBGL artikkel 18 nr. 1 om vilkår for leverandører av balansetjenester og balanseansvarlige. Vi foreslår en endring i artikkel 95 nr. 4 bokstav b i metoden som lister opp hvilke systemtjenester som inngår i ubalansejusteringen hvor vi har lagt til et punkt for krav om gradvis endring av produksjon og forbruk.

Forslaget går ut på at Statnett, basert på produksjonsplaner, beregner hvordan ubalansen bør justeres for at produsentene ikke skal få ubalanse ved å følge de nye kravene til ramping, og rapportere denne ubalansejusteringen til eSett. Dette vil da kun gjøres for produsenter som leverer produksjonsplan, og ikke for forbruk siden forbruk ikke leverer forbruksplaner. Dersom vi i fremtiden får forbruksplaner vil vi også justere ubalanseposisjonen for disse.

Dette vil være likt med løsningen vi har foreslått for ubalansejustering ved aktivering av mFRR.

Volumet som skal inkluderes i ubalansejusteringen må rapporteres til balanseavregningen med en ansvarlig leverandør av balansetjenester. Balanseansvarlige som har stasjonsgrupper for produksjon hvor leverandør av balansetjenester ikke er definert vil selv bli registrert som leverandør av balansetjenester for disse stasjonsgruppene. Dette er kun en teknisk tilpasning og gir ingen rettigheter eller plikter til å delta i balansemarkedene.

Volumene beregnet for de nye kravene til ramping vil i ubalansejusteringen fremkomme som at et volum flyttes fra en tidsperiode til en annen. Prisen for disse volumene blir satt til 0 for å sikre at ubalansejusteringen er økonomisk nøytral for kravene til ramping. Statnett vil påta seg prisrisikoen som oppstår for selve ubalansejusteringen dersom tidsperiodene har ulik pris.

I utkastet til retningslinjer sendt på høring i mai 2024 presenterte vi flere alternativer for hvordan ubalansen kunne justeres. Samtlige høringssvar foretrakk dette alternativet.

Systemansvarlig vurderer at dette har relativt små økonomiske konsekvenser for aktørene som ikke kan følge kravet sammenlignet med dagens situasjon. Den beregnede ubalansen vil være like stor med motsatt fortegn i etterfølgende kvarter, og vil kun medføre en økonomisk ulempe dersom det er endring i ubalanseprisen i ugunstig retning mellom de to kvarterene. Også i dag vil aktørene oppleve noe ubalanse ifm. endringer i produksjon/forbruk, ettersom umiddelbar endring i produksjon akkurat på timeskift ikke er fysisk mulig for de fleste aktører.

3.2 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 etter. 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) periodeskift⁸. 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 konesjonær 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 utveksling. Dette skyldes strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndterer systemansvarlig med mFRR.

Aktivering 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 konesjon 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

⁸ Se [BSP implementasjonsguide for mFRR energiaktiveringsmarkedet](#), Appendix 1.

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

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.

4 Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve

4.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene for fos § 9 første ledd og FCR-vilkårene. Det er foreløpig uklart når endringene som gjelder overgang til nytt MMS kan tre i kraft. Øvrige endringer er planlagt gjeldende fra RMEs godkjenning.

Endringer i retningslinjer § 9 første ledd

I henhold til brev fra RME mottatt 2. desember 2024 vedrørende varsel om vedtak for levering av systemtjenester 2025 foreslår systemansvarlig 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 vi opphever unntaket for vind- og solkraft. Systemansvarlig ønsker også å benytte anledningen til å understreke systemansvarliges hjemmel til å kunne pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke innenfor produksjonsenhetenes tekniske begrensninger. Definisjonen av produksjonsenhet vil basere seg på det som er beskrevet i gjeldende NVF.

Systemansvarlig fatter årlig vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester. Vedtaket fattes normalt overfor konsesjonærer med produksjonsanlegg med ytelse over eller lik 10 MVA. Vedtaket omfatter blant annet krav til grunnleveranse for frekvensregulering.

Tidligere år har systemansvarlig gjort unntak fra krav om å levere grunnleveranse for kraftparker (herunder vind- og solkraft) og varmekraftverk. Kraftparker ble inkludert i vedtaket i 2021, og det ble samtidig varslet under Forum for systemtjenester påfølgende år at systemansvarlig kunne oppheve unntaket ved en senere anledning. Fra og med 1. januar 2025 vil det ikke lenger være unntak for kraftparker, og disse må levere frekvensregulering etter teknisk evne iht. eget fos § 14-vedtak for

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

anlegget, samt sende inn systemdata iht. fos § 8a. Unntaket oppheves blant annet for å redusere risiko for mørklegging ved uplanlagte overganger til separatudrift, samt for å likestille bidrag fra ulike produksjonsanlegg (synkrone og asynkrone produksjonsanlegg) for å øke driftssikkerheten. Oppheving av unntaket er et av flere steg systemansvarlig vil foreta seg i tiden framover for å sikre tilstrekkelig primærreserver i alle områder i kraftsystemet.

Endringen ble presentert for aktørene under Forum for systemtjenester 11. november 2024. Systemansvarlig har også sendt ut skriftlig varsel om planlagte endringer til bl.a. alle vindkraftprodusenter som treffes av oppdatert vedtak, for å gi mulighet for innspill. Varselet ble sendt ut to uker før Forum for systemtjenester, og systemansvarlig har ikke mottatt skriftlige tilbakemeldinger på varselet innen fristen 18. november. Muntlige tilbakemeldinger på endringene har vært søkende og generelt positive.

Endringer i vilkår for FCR-markedet

Systemansvarlig foreslår endringer i FCR-vilkårene. Endringene omhandler overgang til nytt market management system (MMS) og begrensninger i budgivning ved flaskehals i nettet.

I tillegg er det gjort mindre språklige forbedringer og avklaringer. Eksempelvis i kapittel "8.2 Rapportering av systemdata for forbruk", hvor det presiseres at systemdata også må sendes for FCR-D i henhold til tilslag i markedet. Dette er kun en avklaring og medfører ingen økonomiske eller administrative konsekvenser.

Overgang til nytt MMS

I tredje kvartal 2025 er det planlagt å ta i bruk et nytt MMS for oppkjøp av FCR. FCR skal da handles på "Fifty Nordic MMS" (FNMMS), som vil erstatte dagens system, "Fifty MMS/FiftyWeb". Bud kan legges inn direkte i FNMMS via brukergrensesnittet, eller de må sendes i et nytt filformat (CIM) over ECP. Systemdata vil fortsatt sendes via "FiftyWeb" til "Fifty MMS" eller i EDI-format. Da det ikke er avklart når endringene knyttet til nytt MMS kan tre i kraft er alle endringer knyttet til dette markert med brune i FCR vilkår og erstatter tekst som er rosa markert. Brune markeringer gjelder kun når FCR-markedet har gått over til FNMMS.

Det forventes i liten grad administrative konsekvenser ved overgangen til FNMMS. Forretningsprosessene hos leverandørene som legger inn bud i FNMMS vil bli minimalt påvirket. Overgangen til det nye verktøyet vil kreve opplæring av operatørene hos leverandørene, men nesten alle leverandører som i dag deltar i FCR, er kjent med FNMMS, siden kapasitetsmarkedene for aFRR og mFRR allerede håndteres via dette systemet.

Det forventes kun i liten grad økonomiske konsekvenser for leverandører som bruker egne løsninger og sender bud over ECP. Leverandørene må tilpasse meldingsformatet til CIM, men siden de fleste aktører har erfaring fra kapasitetsmarkedene for aFRR og mFRR, vil ikke implementeringsarbeidet være omfattende. Det forventes ingen økonomiske konsekvenser for leverandørene som bruker web-grensesnittet.

Begrensninger i budgivningen ved flaskehals i nettet

Systemansvarlig foreslår å innføre en mulighet til å begrense leverandørenes bud på FCR-produkter. Dette er tatt inn som et nytt kapittel i vilkårene, "6.3 Begrensninger i budgivning". Endringen innebærer at Statnett skal ha mulighet til midlertidig å begrense leverandørenes bud på FCR-produkter i bestemte områder dersom stasjonsgruppen knyttet til budet er plassert bak en forventet flaskehals, og en aktivering vil forverre denne. En slik forverring kan for eksempel oppstå dersom FCR-aktivering fører til overbelastning av visse komponenter, noe som igjen kan utløse produksjonsfrakobling. I verste fall kan dette resultere i strømbrydd i store områder. I dag løses slike situasjoner ved at overføringskapasitet gitt til markedet har blitt redusert, og i forbindelse med kjøp av FCR-D i perioder

har systemansvarlig redusert tillatt prekvalifisert volum for noen reguleringsobjekt. Vi forventer at situasjoner som skaper et slikt behov kan forekomme oftere i fremtiden.

Ved å kunne begrense leverandørenes bud får systemansvarlig et effektivt virkemiddel for å iverksette forebyggende tiltak. Systemansvarlig innfører dette virkemiddel fordi overhopp av bud i D-1 markedet ikke er teknisk mulig, siden bud ikke angis per stasjonsgruppe, men per leverandør. Begrensning av FCR-kapasitet skal kun gjennomføres dersom det er forventet at en flaskehals vil oppstå, og da så kortvarig som mulig.

Det forventes ingen administrative konsekvenser for leverandørene. De økonomiske konsekvensene begrenser seg til eventuelt inntektstap som følge av midlertidig utestengelse fra FCR-markedet.

4.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 første ledd

Første ledd

Regulerstyrke og tilhørende roterende reserve

Med regulerstyrke menes produksjonsenhetens evne til å endre aktiv effekt som følge av frekvensendring. Regulerstyken til en produksjonsenhet blir normalt bestemt av (frekvens)statikk⁹ 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 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. Kravet stilles gjennom vedtak om levering av systemtjenester **som normalt fattes årlig for kommende år**. Denne leveransen

⁹ 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.

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

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 separatområde. 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 separatområde (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 separatområder oppstår, og ellers sikre regulerstyrke i etablerte separatområder. 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 separatomdrift, 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 statikkendring. 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 døgnet.

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 separatre driftsområder, vil leveransen prises og avregnes i tråd med vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.

5 Fos § 12 – Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

5.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår språklige endringer i retningslinjene til fos § 12 fjerde og femte ledd. I tillegg har vi lagt inn en henvisning til fos § 16 første ledd i retningslinjene til fos § 12 femte ledd.

Systemansvarlig har gjort språklige endringer i retningslinjene til fos § 12 fjerde og femte ledd om hvilke ressurser systemansvarlig kan benytte i vanskelige driftssituasjoner. Vi har erstattet begrepet "konsesjonær", "forbrukskonsesjonær" og "produksjonskonsesjonær" med begrepene "forbruksenhet", "produksjonsenhet" og "produsent".

Endringene er gjort for at retningslinjene i større grad skal reflektere hjemmelen i fos § 12 fjerde og femte ledd. Fjerde ledd gir systemansvarlig rett til å kreve at tilgjengelig regulerkraft innenfor produksjon og forbruk anmeldes i marked for regulerkraft. Femte ledd gir systemansvarlig adgang til å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet. Vi mener de foreslåtte endringene gir retningslinjer som passer bedre i en fremtid med mer produksjon og regulerbart forbruk som ikke nødvendigvis innehar konsesjon etter energiloven.

Systemansvarlig forventer ikke å endre praksis når det gjelder hvilke produksjons- og forbruksanlegg som kontaktes på kort sikt. Men vi forventer at det kan bli en utvikling hvor summen av mindre anlegg blir viktigere for driften av kraftsystemet.

Systemansvarlig har nylig mottatt tilbakemelding fra RME på forslag til endring av retningslinjene som ble sendt på høring 1.mai 2024. Vi foreslo en endring i retningslinjene til fos § 12 femte ledd som innebærer at systemansvarlig vil kunne benytte vedtak etter § 16 første ledd for frakobling av produksjon, dersom det ikke har vært mulig å fremskaffe nedreguleringsreserver fra produksjonsapparatet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd. RME mener at foreslått endring av retningslinjene til § 12 femte ledd måtte fjernes inntil retningslinjene til § 16 har fått en tilsvarende oppdatering. Vi foreslår nå en endring av retningslinjene til § 16 i henhold til RMEs tilbakemelding. Forslaget til endring av § 12 femte ledd som ble sendt på høring 1. mai 2024 er derfor tatt inn igjen i denne høringen slik at det er en tydelig henvisning til vedtak etter fos § 16 første ledd. Det er ikke gjort endringer i dette avsnittet, det er identisk med ordlyden som ble hørt i forrige runde.

5.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 12 fjerde og femte ledd

Fjerde ledd

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

~~andre produksjonstyper. Med forbrukskonsesjonær mener systemansvarlig for denne bestemmelsen forbrukere med en forventet reguleringsevne 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 forsyningssikkerhet.
- 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 reguleringsevne 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 forbruksenheter **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 forbruksenheter 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 konesjonærer** som lett kan la seg rangere, vil systemansvarlig gjøre denne rangeringen i driftssituasjonen basert på kunnskap om det aktuelle nettområdet.

Aktørene Forbruks- og produksjonsenheter 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 forbruksenhet konesjonær**. **Produksjons- eller forbruksenheter Konesjonærer** 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 konesjonæren** ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke **konesjonærens** 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 kvalifiserte¹⁰ som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har **produksjons- og forbruksenheter reguleringsobjekter** med tilgjengelig kapasitet som kan tilfredsstille 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.

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 liste¹¹. 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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 Høringsdokument desember 2024

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 (eksempelene 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 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.

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

6.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjene til fos § 14 første ledd, nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) og veileder for søknadsplikt.

6.2 Endringer i retningslinjene til fos § 14 første ledd vedrørende tilknytningsvern

Det foreslås én endring i retningslinjene til fos § 14 første ledd som innebærer at planer for etablering av tilknytningsvern omfattes av anlegg som skal rapporteres til systemansvarlig. Vi foreslår samtidig endringer i NVF hvor tekniske funksjonskrav til tilknytningsvern tas inn.

Installasjon av tilknytningsvern kan være ett av flere tiltak som inngår i en avtale mellom nettselskap og kunde om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning av kundens forbruk/produksjon som alternativ til nettinvesteringer i nettanlegg (tilknytning med vilkår). Bruk av tilknytningsvern kan gjøre det driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk eller produksjon. For å kunne ivareta ansvaret for håndtering av systemansvaret i transmisjons- og regionalnettet må systemansvarlig ha kjennskap til tilknytningsvernene og kunne stille krav til disse. Dette sikres gjennom de funksjonskrav som foreslås inntatt i NVF, i kapittel 6.8..

Systemansvarlig foreslår at tilknytningsvern som skal beskytte anlegg i transmisjons- og regionalnettet, skal rapporteres i henhold til fos § 14 første ledd. Det er nettselskap som skal eie hele eller deler av tilknytningsvernet som er rapporteringspliktig. Dersom overføringen som skal beskyttes av tilknytningsvernet eies av et annet nettselskap enn nettselskapet som skal tilknytte kunden, må disse rapportere hver sin del av tilknytningsvernet. Rapporteringen skal spesifisere hvilken(hvilke) overføring(er) som skal beskyttes, hvilke vernfunksjoner som inngår i vernet, tilknytningspunkt for kunden, tilknyttet volum (MW), kommunikasjonsløsning mv.

Vilkår om tilknytningsvern fastsettes i frivillige tilknytningsavtaler mellom netteier og kunde. Kostnaden for etablering av tilknytningsvern vil variere avhengig av tilknytningspunkt og avstand til begrensende nettanlegg.. Etablering av tilknytningsvern vil normalt være langt billigere og raskere realiserbart enn etablering av nye nettanlegg og vil kunne være samfunnsmessig og bedrifts-økonomisk rasjonelt.

Tilknytningsvern programmert i driftssentralsystemer vurderes ikke som tilstrekkelig robuste til sikkert å forhindre overlast og utfall og vil ikke bli godkjent av systemansvarlig.

6.3 Endringer i NVF

Systemansvarlig foreslår flere endringer og justeringer i NVF

- Tekstlige justeringer
- Nye funksjonskrav til nye typer anlegg
 - o Tilknytningsvern og systemer for energilagring eller batterilagringssystemer
- Endrede funksjonskrav

Tekstlige justeringer: I høringsutkast til NVF 2025 er det gjort noen tekstlige justeringer for å tydeliggjøre innholdet uten at funksjonskravet er endret. Dette gjelder følgende kapitler og temaer:

- Del I – *Generelle Føringer, 1 Formål og virkeområde, 1.3 Formål med nasjonal veileder for funksjonskrav*
Her blir det tatt inn en henvisning til fos § 9 i avsnitt som lister krav til funksjonalitet som er relatert til paragrafer i fos.
- Del II – Nettanlegg, kapittel 5.2.1 *Endepunktskomponenter i en overføring*
På bakgrunn av innspill fra REN og andre aktører har tekst og begreper blitt justert for å bedre forståelsen, uten at funksjonskrav har blitt endret.
- Del III - Forbruk og tilknytning av nett, kapittel 10.4 *Utteksling av reaktiv effekt*
Systemansvarlig har i forbindelse med flere søknader iht. fos § 14 mottatt spørsmål fra konsesjonærer om krav til reaktiv ytelse; på bakgrunn av dette foreslår systemansvarlig å forenkle og tydeliggjøre avsnittet. Vi foreslår følgende endringer:
 - Tydelig skille mellom anlegg med og uten dynamisk spenningsregulering og krav knyttet til dem.
 - Fjerning av tabellen som omhandler EU kravene; EU kravene er strengere enn kravene praktisert av systemansvarlig som beskrives i en egen tabell. I flere tilfeller har det vært uklart for konsesjonæren hvilke krav de må forholde seg til når de dimensjonerer anleggene. Systemansvarlig har fortsatt mulighet til å behovsvurdere funksjonskravene og kan stille strengere krav hvis dette er hensiktsmessig.
Det blir ingen reelle endringer i kravene og dermed forventes ingen konsekvenser for aktørene.
- Del IV - Produksjonsanlegg, kapittel 12.5.6.2 *Praktisering (dempetilsats)*
Merknad om Magnetiseringsutstyr i tabell 13-1 i kapittel 13
Systemansvarlig har lagt til en setning for å tydeliggjøre at vi kan behovsvurdere om eksisterende anlegg som har dempetilsats fortsatt skal ha dette etter tiltak.
Årsaken til denne supplerende teksten er å tydeliggjøre praksis for eksisterende anlegg som bygges om.
- Kapittel 13.1.3 Krav til analyse av magnetiseringsutstyr
Det er lagt til referanse til IEEE standarden hvor takspenningsfaktor er omtalt.

Nye funksjonskrav til nye typer anlegg

- Det er tatt inn ett nytt delkapittel; kapittel 6.8 *tilknytningsvern*
Tilknytningsvern er vern som brukes i avgang til forbruk eller produksjonsanlegg tilknyttet på vilkår. I forbindelse med at sluttbrukere/produsenter skal få tillatelse til å koble seg til kraftnettet kan det i en del tilfeller være en forutsetning at disse skal være tilkoblet et tilknytningsvern. Tilknytningsvern kan gjøre det driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk eller produksjon.
I NVF er det tatt inn funksjonskrav til tilknytningsvern og en beskrivelse av rutiner som skal følges i forbindelse med etablering, testing og utarbeidelse av tilhørende dokumentasjon.
I retningslinjene for fos § 14 er det lagt inn krav om at fos § 14-søknad skal inkludere tilknytningsvern der dette benyttes som følge av tilknytning på vilkår. Se bakgrunn og begrunnelse i punkt 6.2 over.
- Det er også nytt at systemer for energilagring eller batterilagringssystemer blir kravstilt etter type/ ytelse tilsvarende som for kraftparker i kapittel 14 *Funksjonskrav for kraftparker*.
Systemansvarlig foreslår at batterilagringssystemer inkluderes i begrepet 'kraftpark' og vil som utgangspunkt kravstilles på lik linje som øvrige kraftparker. Batterilagringssystemer vil også typeinndeles i kategorier A, B, C eller D på samme måte som øvrige produksjonsanlegg, som beskrevet i NVF kap. 11.1.
Energilagringssystemer i form av batterilagringssystemer vil i hovedsak bestå av DC-moduler (batterier og/eller kondensatorer) som er tilknyttet kraftsystemet via en omformer for å kunne mate inn eller trekke aktiv effekt på/fra nettet. I prinsippet er slike systemer derfor sammenlignbare med solkraftparker og vindparker. På samme måte som solkraft kan

batterianlegg monteres raskt, og innslaget i det norske kraftsystemet har potensiale til å øke betraktelig fremover. Systemansvarlig anser det som nødvendig å ha verktøy for å kravstille slike anlegg på lik linje som øvrige omformerbaserte anlegg. Selv om batterilagringssystemer både kan fungere som produksjonsanlegg og forbruksanlegg, foreslås det å innlemme slike anlegg under produksjonsanlegg. Dette er i tråd med EU-tilknytningsforordning for produksjonsanlegg (RfG), der kommende revisjon også vil inneholde krav til elektriske batterilagringssystemer. Av den grunn forventes det ikke at kravstilling til energilagring/ batterisystemer ikke vil representere store kostnader for aktørene.

Endrede funksjonskrav: For øvrig er det gjort justeringer av funksjonskrav og/ eller omfang som beskrevet under.

Del II – Nettanlegg

Kapittel 5.1.2 Koblingsanlegg generelt

Krav til at alle avganger på samme spenningsnivå skal ha lik funksjonalitet justeres ved at det åpnes for at "avganger til transmisjonsnett som alternativ kan følge koblingsløsning i transmisjonsnett". Og at det i tillegg presiseres at "Stasjoner tilknyttet transmisjonsnett skal ha doble effektbrytere på alle avganger". Se begrunnelse og konsekvens knyttet til kapittel 5.1.5.2 under.

Kapittel 5.1.5.2 Praktisering (Koblingsanlegg i regionalnett 110 ≤ Un < 220 kV tilknyttet transmisjonsnett)

Det legges til et nytt eksempel ved figur 5-3 som illustrerer en løsning basert på dublerede strømtransformatorer på avganger til transmisjonsnett og enkle strømtransformatorer på avganger til regionalnett. De foreslåtte endringene vil gjøre det mulig å levere avbruddsfri forsyning fra transmisjonsnett til regionalnett, uten å pålegge andre avganger å følge koblingsløsningen. Endringen kan sees i sammenheng med kapittel 5.1.2 Koblingsanlegg generelt. Hensikten er å legge til rette for å kunne velge rasjonelle koblingsanleggsløsninger i stasjonen der eierskap er delt mellom TSO og DSO. En slik praktisering som viser flere eksempler vurderes til å ikke gi økte administrative kostnader.

Kapittel 5.1.4 Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten

Kapittelet beskriver at koblingsanlegg i regionalnett med spenningsnivå 110 og 132 kV kan behovsvurderes til å være av vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, og kravstilles om fleksibilitet og redundans tilsvarende som i transmisjonsnettet (dette endres ikke).

Endringen som foreslås består i at omfanget utvides til at også anlegg med spenning mindre enn 110 kV eller til spesielle applikasjoner/miljøer, kan behovsvurderes som vesentlig, men der krav fastsettes i hvert enkelt tilfelle. Dette gjøres ved å legge til et nytt underkapittel "5.1.4.3 koblingsanlegg $U_n < 110$ kV eller til spesielle applikasjoner". Vurdering av om et anlegg er vesentlig for forsyningssikkerheten knyttes også for slike tilfeller til viktig fordelingspunkt for kraftoverføring/ produksjon, viktig forbruk samt transformortype.

Uvidelse av omfang ved denne suppleringen er gjort for å tilrettelegge for at det i fremtiden kan bli behov for å stille rasjonelle spesifikke krav til vesentlige koblingsanlegg og stasjoner som per i dag ikke er spesielt beskrevet i NVF, f.eks. koblingsanlegg for havvind. De samfunnsmessige økonomiske og administrative konsekvensene vurderes moderate da det ikke forventes mange slike anlegg.

Kapittel 5.3.1 Generelle Funksjonskrav om transformator suppleres med en formulering om at krav til automatisk spenningsregulering (trinnkobler) ikke gjelder for autotransformator som transformerer mellom 420 og 300 kV. Dette føyes til for å presisere når det ikke er behov for trinnkobler, og det forventes ikke å utgjøre kostnader for aktørene.

Kapittel 5.4.4. SVS anlegg – Static Var System

Kap. 5.4.4.1 Funksjonskrav om dempetilsats til SVS anlegg endres slik at krav om dempetilsats går fra å være et fast krav, til i stedet å bli behovsvurdert. Dette fordi systemansvarlig vil vurdere i hvert enkelt tilfelle om eventuell dempetilsats vil bidra gunstig til stabilitet og overføringsevne.

Kap. 5.4.4.3 Praktisering av funksjonskrav til SVS anlegg om evne til å drifte ved avbrudd i spenning fra tilknyttet nett endres fra tidligere 30 sekunder, til i stedet 60 sekunder ved bortfall av

stasjonsforsyning. Årsaken til endringen er å legge til rette for drift av SVS anlegg også under feil og driftsforstyrrelser, slik at SVS anlegg forblir innkoblet, og kan bidra til stabil drift med moderate spenningsvariasjoner, for å unngå mørklegging eller skade på anlegg. Endringene til SVS anlegg er ikke omfattende og kravet til dempetilsats endres slik at kravet blir behovsvurdert i stedet for at det er et fast krav. I sum vurderes endringene til ikke å være kostnadsdrivende for aktørene.

Del IV – Produksjonsanlegg (synkrone anlegg og kraftparker)

Kapittel 12.1.1 og kapittel 14.1.1 *Dimensjonerende aktiv effekt*

Kapitlene kortes ned slik at de kun definerer begrepet P_{maks} . Tekst om behovsvurdering og begrepet $P_{maks,kort}$ slettes fordi det ikke er relevant for kravstilling i NVF.

$P_{maks,kort}$ er ivaretatt i kraftsystemdatabasen (KSD).

Tabell 11-2 justeres som en konsekvens av at benevnelsen $P_{maks,kort}$ foreslås fjernet.

Kapittel 12.1.1.2 og kapittel 14.11.2 *Praktisering*

Kapitlene slettes fordi det ikke er relevant når $P_{maks,kort}$ ikke brukes og P_{maks} ikke kan behovsprøves.

Kapittel 12.7.3 og kapittel 14.7.3 *Fjernstyring*

Endringen er at systemansvarlig kan behovsvurdere at også type B produksjonsanlegg ($1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$) skal kunne fjernstyres. Årsaken til endringen er å legge til rette for at også mindre produksjonsanlegg skal kunne fjernstyres og slik være forberedt på å kunne respondere på meldinger. Kravet om å ha iboende egenskaper / kunne fjernstyres, vurderes lite kostnadsdrivene fordi anleggene i mange tilfeller har denne muligheten.

Kapittel 14.5 *Reaktiv ytelse*

Systemansvarlig foreslår at reaktiv ytelse og dermed spenningsreguleringsegenskaper i driftsområdet $0 \leq P < P_{min}$ (STATCOM-funksjonalitet) hos kraftparker av type C og D gjøres til et fast krav. Kravet vil også være gjeldende for anlegg av type B, men kan behovsprøves av konsesjonær og må godkjennes av systemansvarlig i hvert enkelt tilfelle.

Systemansvarlig forventer en stor vekst av kraftparker i regional- og distribusjonsnett fremover. Veksten antas å primært komme fra solkraftverk. Siden de aller fleste anlegg er forventet å være av beskjedne størrelse med $P_{maks} < 10 \text{ MW}$. Selv om enkeltanlegg ikke nødvendigvis har stor påvirkning på regional- og transmisjonsnett, vil summen av mange distribuerte småanlegg kunne ha en stor påvirkning. Systemansvarlig må sikre at det i NVF er krav til stabiliserende egenskaper fra denne typen anlegg. Spesielt er spenningsregulering en viktig funksjon som må kunne stilles tilgjengelig over hele anleggets driftsområde.

Datablad fra produsenter av omformere for solkraftanlegg viser at reaktiv ytelse og dermed spenningsregulering er tilgjengelig selv om produksjonen er null. Slik funksjonalitet eksisterer allerede som en opsjon hos leverandører og bør sikres i planleggingsfasen da installasjon på et senere tidspunkt regnes å være langt mer fordyrende. Tilbakemelding fra ulike DSOer og områdekonsesjonærer er også at slik funksjonalitet er ønsket for mindre anlegg i distribusjonsnettet.

Endringen er i tråd med eksisterende krav i EU-tilknytningsforordning NC RfG artikkel 20.2.a og 21.3.c.

Kapittel 14.6.4 *Nettformende egenskaper*

Omfang til funksjonskrav om at systemansvarlig kan behovsvurdere at kraftparker skal ha nettformende egenskaper økes fra tidligere til å omfatte type C og D, til nå også å inkludere type B. Årsaken til endringen er å legge til rette for mer kraftproduksjon fra sol og vind som kan bidra med syntetisk treghet i stedet for rotasjonsenergi fra vannkraft. Trenden er bedre teknologi og

nedadgående priser for omformerteknologi. Det forventes moderate kostnader som følge av endringen.

Kapittel 16 *Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker*

Anlegg- og typespesifikke EMT-modeller av enkeltanlegg gir mulighet for å verifisere krav som ikke mulig eller hensiktsmessig å verifisere gjennom fysiske prøver på anlegget, for eksempel FRT-egenskaper. EMT-modeller av kraftparkmoduler gir mulighet til å oppdage ustabiliteter og fenomener som ligger utenfor gyldighetsområdet til tradisjonelle PDT-modeller, og tilpasse kontrollsystemer for å unngå dem.

EMT-modeller gjør det også mulig å studere uønskede interaksjoner mellom omformeranlegg og interaksjon mellom omformeranlegg og nettanlegg (resonanser), samt tilpasse kontrollsystemer for å unngå dem. Erfaring fra andre TSO-er tilsier at behovet for EMT-studier på tvers av omformeranlegg øker med antall og andel omformere, spesielt ved tilknytning i svakt nett.

Systemansvarlig har per nå ikke krav til innlevering av EMT modell fra konsesjonærene i forbindelse med fos §14-prosessen, men anser det som nødvendig å inkludere krav om dette i NVF for nye omformerbaserte produksjonsanlegg. I første omgang foreslås det å ha dette som et krav for produksjonsanlegg av typen D ($P_{maks} \geq 30$ MW).

Krav til innlevering av EMT-modeller anses ikke å være spesielt kostnadsdrivende, da leverandører av omformeranlegg allerede i lang tid har brukt EMT i designfasen til analyse av enkeltkomponenter, enkeltanlegg, og små deler av nettet. EMT-analyse på tvers av anlegg og for systemstudier er fremdeles forholdsvis nytt, men blir stadig mer utbredt. Av konkurransehensyn antas det at de fleste leverandører ikke vil dele fullverdige detaljerte modeller, og vil tilpasse dem til et "svart boks"-oppsett som skjærer forretningssensitive detaljer i modellen, men fortsatt oppfyller minstekrav fra systemansvarlig. Systemansvarlig må derfor dele informasjon om hva som er minstekrav til EMT-modellene.

Endringen er i tråd med eksisterende krav i EU-tilknytningsforordning NC RfG artikkel 15.6.c.

Del V – HVDC

Kapittel 18.1.4 *Frekvensendringshastighet*

Endring er at krav om at HVDC-systemer skal kunne drifte ved frekvensendringshastighet detaljeres og økes med krav til

- ± 5 Hz/s målt over 0,25 sekund og
- ± 1,25 Hz/s målt over 2 sekunder

Årsaken til kravet er å sikre stabil drift for nye HVDC anlegg i tilfelle dårligere frekvenskvalitet i nettet. Det forventes ikke store kostnader for aktørene fordi kravet er tilpasset kommende endring i EU HVDC kode.

Kapittel 19 *Kravetterlevelse HVDC-systemer*

Samme bakgrunn, begrunnelse og krav til EMT-modeller som i kapittel 16 (se over), men vil gjelde for alle HVDC-anlegg da disse ikke er inndelt etter størrelse og type på lik linje som produksjonsanlegg.

Endringen er i tråd med eksisterende krav i EU-tilknytningsforordning NC HVDC artikkel 54.1.

6.4 Oppdatering av veileder for søknadsplikt

Systemansvarlig foreslår en omfattende oppdatering av veilederen for søknadsplikt. Gjeldende versjon er fra før NVF trådte i kraft og er ikke i samsvar med oppbyggingen i NVF. Vi har valgt et nytt oppsett for den veiledende tabellen der oppbygging og betegnelser samsvarer med dagens NVF. Denne endringen innebærer at rekkefølgen av tiltakene er endret og mye av informasjonen er flyttet til andre kolonner. Endringer i teksten er hovedsakelig presiseringer av kravene med noen få reelle endringer i

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

kravene. Det er ikke mulig å synliggjøre alle endringene, vi har derfor valgt å bare bruke sporbarhet (grønn og rød gjennomstrøket tekst) der hvor det er reelle endringer i krav. I tabellen har vi lagt inn en egen kolonne "Endringer" for å vise endringene som er gjort, og denne vil fjernes når den nye veilederen gjøres gjeldende.

I de følgende avsnittene beskrives og begrunnes de reelle endringene i veilederens innhold og endringer i kravene.

Kontrollanlegg, vern og feilskrivere:

Søknadsplikt for aktivering eller endring av frekvensvern i produksjonsanlegg iht. annet ledd er et nytt krav som medfører at konsesjonæren må opprette en søknad i søknadsportalen. Dette innebærer administrative kostnader avhengig av hvor vidt konsesjonæren allerede har en bruker og erfaring i bruk av søknadsportalen.

Systemansvarlig har flere ganger erfart at kraftforsyningen i områder som er blitt frakoblet det nordiske synkronsystemet, har brutt sammen fordi frekvensvern i produksjonsanlegg har hatt ugunstige innstillinger. Slike innstillinger har gitt uønskede frakoblinger av produksjonsanlegg, som har resultert i sammenbrudd i kraftforsyningen.

Foruten forsyningssikkerheten i distribusjonsnett kan innstillinger av frekvensvern i produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett ha vesentlig betydning også for driften og utnyttelsen av regional- eller transmisjonsnett. Systemansvarlig forstår derfor at områdekonsesjonærer heretter skal rapportere til systemansvarlig alle planer for nye eller endrede innstillinger av frekvensvern i både planlagte og eksisterende produksjonsanlegg i eget distribusjonsnett.

Produksjonsanlegg, synkrone produksjonsenheter – Vannkraft / Termiske kraftverk

En til en (1-1) utskifting av løpehjul for synkrone produksjonsenheter er forslått å ikke være søknadspliktig lenger, forutsatt at P_n og P_{max} for turbinen forblir det samme. Når løpehjulet har samme nominelle ytelse etter utskifting, endres det heller ikke noe i de elektriske egenskapene eller styring. Dermed er det ikke nødvendig at anlegget testes på nytt og godkjennes av systemansvarlig.

Denne endringen av kravene vil redusere administrative og økonomiske kostnader for konsesjonæren.

Produksjonsanlegg, asynkrone eller kraftelektroniske enheter – Kraftparker:

Systemansvarlig forventer en stor vekst av kraftparker i regional- og distribusjonsnett fremover og mye av veksten antas å komme fra solkraftverk. Mesteparten av disse anleggene forventes å være av lav ytelse, men kan i sum ha betydning for drift av kraftsystemet. Gjeldende grense for søknadsplikt for kraftparker iht. annet ledd ligger på ≥ 5 MW; for å unngå oppdeling av anleggene i mindre størrelser, forstås det at grensen for søknadsplikten gjelder også i tilknytningspunktet og ikke kun for enkle anlegg. Dvs. hvis eksisterende anlegg utvides og tilknyttes til det samme tilknytningspunktet så utløser det søknadsplikt iht. § 14 når den samlede effekten blir lik eller større 5 MW.

Søknadsplikt ved overskridelse av 5 MW i tilknytningspunktet for kraftparker iht. annet ledd er et endret krav som medfører at konsesjonæren må opprette en søknad i søknadsportalen. Dette innebærer administrative kostnader avhengig av hvor vidt konsesjonæren har allerede en bruker og erfaring i bruk av søknadsportalen. Søknadsplikten kan også medføre at systemansvarlig stiller strengere krav til funksjonalitet enn hva konsesjonæren opprinnelig har planlagt hvis det er hensiktsmessig pga. nettdrift.

6.5 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14

Første ledd

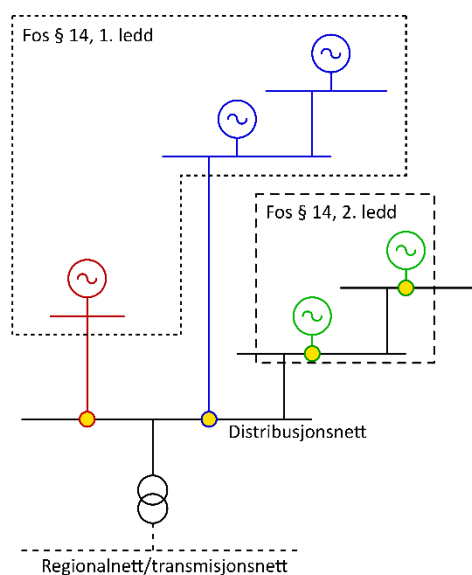
Systemansvarlig skal gjennom vedtak sikre at anlegg i og tilknyttet regional- og transmisjonsnettet har nødvendig funksjonalitet for å ivareta en effektiv utnyttelse og tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Dette gjelder både for nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg.

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

2024/2852 Høringsdokument desember 2024

tiltaket gjennomføres, er også å anse som berørte konsesjonærer. Systemansvarlig er alltid berørt konsesjonær ved tiltak i eller tilknyttet regional- og transmisjonsnettet.

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 forsyningsikkerhet 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.

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.

7 Fos § 16 – Koblingsbilde

7.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår tre endringer i retningslinjene til fos § 16 første ledd. Endringene foreslås innført ved RMEs godkjenning.

Referanse til NVEs veileder for kraftsystemutredninger er fjernet.

I nytt veiledningsmaterieill til forskrift om energiutredninger er ikke koblingsbilder spesifikt omtalt. Vi tar derfor ut henvisningen til dette i retningslinjene. Vi anser ikke at dette medfører noen konsekvenser for konsesjonærene.

Kunder som er tilknyttet på vilkår er inntatt i punktlisten over i forhold som skal vektlegges når nye koblingsbilder skal vedtas.

Retningslinjene inneholder en punktliste over forhold som vektlegges når nye koblingsbilder skal vedtas. Kunder med tilknytning på vilkår tas inn i et av punktene i denne listen da det i noen tilfeller vil det blant annet kunne være rasjonelt å frakoble slike kunder fremfor å legge om koblingsbilder med høy risiko for utfall.

Frakobling av produksjonsanlegg som ikke er tilgjengelige for å motta vedtak.

Systemansvarlig foreslår en endring i retningslinjene for å beskrive håndtering av ev. produksjonsanlegg når konsesjonær ikke responderer ved behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd. Manglende respons kan skyldes at konsesjonæren ikke har tilstrekkelige kommunikasjonsløsninger og/eller en mangelfull vaktordning. Praksisen innebærer at systemansvarlig, om nødvendig, vil frakoble produksjon som ikke responderer når systemansvarlig har behov for å benytte all tilgjengelig effekt etter fos § 12 femte ledd.

I forrige høringsrunde la vi til en tekst om dette i retningslinjene til fos § 12 femte ledd. I godkjenningsbrevet fra RME, mottatt 29.11.2024, kommenterte RME at systemansvarlig har mulighet til å endre koblingsbilde etter fos § 16 dersom driftssituasjonen krever det selv om det skulle medføre at man kobler produksjon fra nettet. RME mente at beskrivelsen av praktiseringen må fremkomme i retningslinjene til fos § 16. Videre kom RME med flere ønsker knyttet til beskrivelsen av praktiseringen og oppfølging av eventuelle vedtak i etterkant.

Frakobling av produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig skal fatte vedtak etter fos § 12 femte ledd, er kun tenkt benyttet dersom det ikke har vært mulig å fremskaffe nedreguleringsreserver fra produksjonsapparatet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd fordi konsesjonær ikke responderer, og det anses som nødvendig å frakoble produksjonsanlegget for å ivareta driftssikkerheten. Dette er derfor et virkemiddel som kun skal brukes i vanskelige driftssituasjoner. Ved etterlevelse av vedtak etter § 12 femte ledd vil ikke anmeldt produksjon prissettes til budområdets regulerkraftpris, dersom ikke annet er avtalt. Ved frakobling av produksjon som ikke responderer på vedtak etter fos § 12 femte ledd, vil den berørte aktøren kunne påføres ubalansekostnader uten at dette blir kompensert av systemansvarlig.

Vi har foreslått et nytt punkt om praksisen i liste over tilfeller hvor systemansvarlig kan fatte vedtak om driftsbetingede bryterstillinger. I tillegg har vi på anmodning fra RME tatt inn en beskrivelse av at vi for disse vedtakene i etterkant vil informere RME om at det er fattet vedtak og inkludere en begrunnelse for dette. For ordens skyld påpeker vi at vedtak om frakobling vil være systemkritiske vedtak etter fos

§ 16 første ledd jf. fos § 28 tredje ledd. Systemkritiske vedtak er unntatt forvaltningsloven kapittel IV-VI og VIII, se fos § 28 femte ledd

7.2 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 veiledningsmaterieill 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 når konsesjonær ikke responderer ved behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd.

Dersom systemansvarlig frakobler produksjonsanlegg 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 forsyningssikkerhet under den vedtatte driftsstansen. Ofte vil det være mange driftsstanser som pågår samtidig. 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 radia**ldrifter, deling av samleskinner eller koblinger slik at definerte lednings- eller transformatorutfall automatisk også frakobler produksjon eller forbruk.

Vedtaket 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**
- KILE-eksponering for anleggs-konsesjonærer.

- 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 flaskehalsar 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 forsyningsikkerhet 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.

8 Enf § 6-1 – Rapportering av anleggsdata før idriftsettelse

8.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår i denne høringen endringer i parameterlistene for å samle inn informasjon for to nye typer anlegg, forbruksanlegg og batteri. Retningslinjene utvides med en beskrivelse av når de nye typene anlegg vil være rapporteringspliktige.

- Det foreslås at 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 transmisjonsnett. 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.)
- Det foreslås at batteri er rapporteringspliktig dersom samlet omformerkapasitet innenfor samme installasjon er større enn eller lik 1 MW.

Forslag til nye parameterlister er vedlagt som et eget dokument. Siden rapporteringskravene for disse anleggene er nye, har vi ikke synliggjort endringer med grønn tekst. Nedenfor følger en beskrivelse og begrunnelse for hvorfor disse anleggene vil kravstilles.

8.2 Endringer i parameterlistene

Rapporteringskrav til forbruksanlegg

Det har foreløpig ikke vært egne rapporteringskrav for forbruksanlegg i Fosweb kraftsystemdata, men i et kraftsystem i endring er det behov for å få mer detaljert informasjon om hvordan forbruket oppfører seg. Systemansvarlig foreslår derfor innføring av rapporteringskrav for forbruksanlegg i denne høringen.

Vi har kontaktet enkelte aktører i forkant av høringen for å sikre at endringene ikke skal skape et unødig høyt rapporteringsbehov. De aktørene systemansvarlig har vært i kontakt med er positive til endringen, og har gitt oss gode innspill særlig med hensyn til at forbruksanlegg er ulike og krever ulik modellering for å bli riktig modellert i systemansvarlig sine modelleringsverktøy. Systemansvarlig er derfor av den oppfatning at endringen vil bidra til at anleggene kan modelleres riktigere i systemansvarliges modellverktøy og dermed bidra til bedre beslutningsstøtte for prosesser der systemansvarlig og involverte aktører er berørt

Innsamlingen er tenkt å dekke det samlede forbruket under hver tilknyttet transformator. Det vil med andre ord ikke være nødvendig å melde inn hver enkelt pumpe, motor, el-kjele m.fl. for seg. Det er tilstrekkelig å angi informasjon aggregert uavhengig av merkespenning for komponentene som utgjør det aktuelle forbruket så lenge forbruket kan kobles direkte opp mot angitt transformatoravgang/felt. Anleggsdata som foreslås innsamlet er i stor grad informasjon om egenskaper som påvirker spenning og frekvens og som vi ser som sannsynlig at ikke vil endres ofte. Det skal dermed ikke være behov for å oppdatere data og dokumentasjon uten at det har skjedd en reell endring i anlegget. Systemansvarlig ønsker innspill på om ambisjonsnivået er for høyt, og gjerne også om det er informasjon som systemansvarlig burde kjenne til som mangler.

Endringen innebærer et rapporteringskrav som ikke har truffet de aktuelle aktørene tidligere. Det er opprettelse av nye forbruksanlegg og større endringer i eksisterende anlegg som vil treffes av de nye kravene i første omgang. Forskriften dekker også frakobling av forbruksanlegg, men dette vil ikke bli aktuelt før etter at forbruksanleggene er opprettet i Fosweb første gang. For de aktørene som har planer om endringer i sine anlegg som påvirkes av de nye kravene vil systemansvarlig følge opp og veilede. Da rapportering av anleggsdata for forbruksanlegg er nytt er det noe usikkerhet knyttet til omfanget av arbeid som rapporteringen medfører. Det er behov for å bygge opp erfaring og gjøre ev. justeringer i kravene basert på denne. Systemansvarlig vil lytte til aktørene både i høringsprosessen og etter at nye krav er gjort gjeldene for å sørge for at data og dokumentasjon som etterspørres er rasjonelt begrunnet i behov for både systemansvarlig og aktørene som er rapporteringspliktige.

Batteri

Vi foreslår å legge til en ny parameterliste for batteri (energilagring). Systemansvarlig anser det som nødvendig å ha verktøy for å kravstille og samle inn anleggsdata for slike anlegg på lik linje som øvrige omformerbaserte anlegg. Selv om batterilagringssystemer både kan fungere som produksjonsanlegg og forbruksanlegg, foreslås det å innlemme slike anlegg under produksjonsanlegg. Dette er i tråd med EU-tilknytningsforordning for produksjonsanlegg (RfG), der kommende revisjon også vil inneholde krav til elektriske batterilagringssystemer.

Hovedfokus er på data og dokumentasjon for vekselretterne/likeretterne kalt omformerne som benyttes, da det er de som påvirker resten av det omkringliggende nettet. Data fra batterier er viktig for å kjenne til hva det maksimale bidraget vil kunne være i effekt, energi og hvor raskt dette bidraget kan være. Informasjonen som etterspørres er i hovedsak verdier fra datablad, eller informasjon som en må kjenne til uavhengig av datablad. Dette er informasjon som rapporteringspliktige aktører må skaffe gjennom anskaffelse av batterisystemene uavhengig av rapportering til systemansvarlig. Økt arbeidsmengde knytter seg derfor i hovedsak til behovet for å følge tidsfristene til systemansvarlig og å bruke Fosweb som et rapporteringsverktøy utover andre verktøy som lokal netteier krever at benyttes.

Formålet med å løfte ut batteri som en egen type anlegg er å spisse informasjonsbehovet for batterier, og gjøre systemansvarlig i stand til å modellere energilagringssystemer som vi ser det kommer stadig mer av inn i kraftsystemet. Ved å samle inn data og dokumentasjon i Fosweb tilgjengeliggjøres data for modelleringsmiljøene til systemansvarlig på et sted, og muliggjør en reduksjon i krav til data gjennom andre prosesser.

Systemansvarlig foreslår at anlegg som er 1 MW eller større blir rapporteringspliktige. Dette er i tråd med grenser som benyttes for rapportering av øvrige produksjonsanlegg. Grensen på 1 MW samsvarer også godt ved ev. deltagelse i markedet. Nye aktører vil følges opp og få veiledning ved behov for å sikre at både systemansvarlig og aktørenes interesser ivaretas.

8.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for enf § 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 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 energilovforskriften § 6-1).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner: <ul style="list-style-type: none"> • Kraftstasjoner¹² • 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. ¹³ 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 • Solcelleanlegg og solpark¹⁴ • Batteri • Annet 	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.
Transformatorer (inkludert reservetransformatorer ¹⁵)	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.

¹² For solcelleanlegg er kraftstasjon definert som installasjonen på én og samme bygning, uavhengig av om bygget skulle ha flere bruksnummer/adresser.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

<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>
<p>HVDC-anlegg (transformator, kabel, luftline, omformer, filter etc.)</p>	<p>HVDC-anlegg er rapporteringspliktige når de er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspennning ≥ 30 kV.</p>
<p>Forbruksanlegg</p>	<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 transmisijsnett. 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 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.

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.

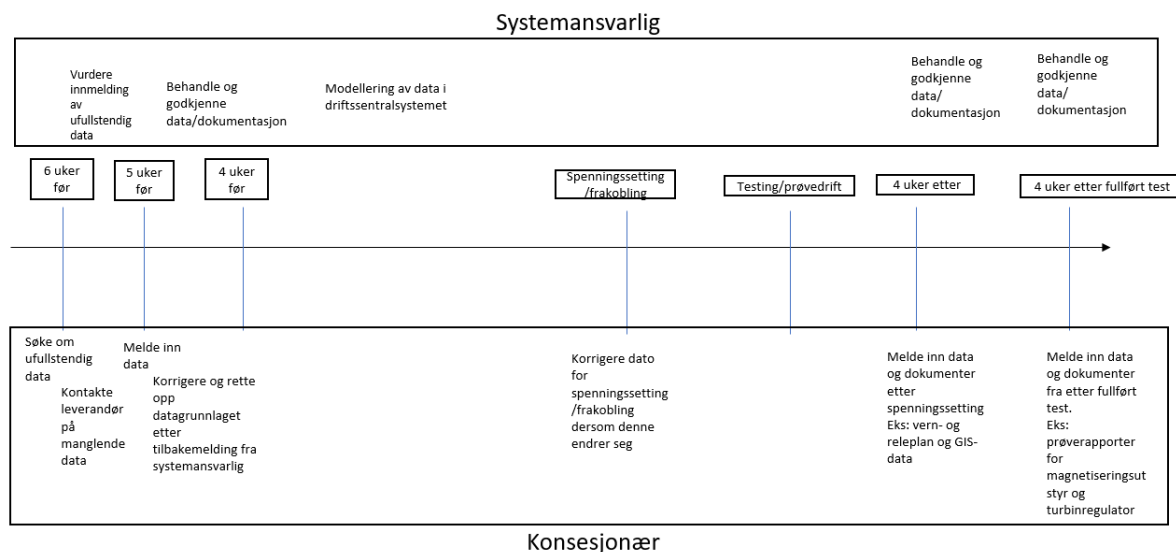
Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen fravikes, men systemansvarlig må informeres og rapporteringen må skje snarest mulig.

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 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 2: 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 *ih.t. 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 distribusjonsnett

For produksjonsanlegg tilknyttet i distribusjonsnett 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 distribusjonsnett 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.