

Statnett SF
firmapost@statnett.no

Postadresse
Statkraft Energi AS
Postboks 200 Lilleaker
0216 Oslo
Norge

Besøksadresse
Lilleakerveien 6
0283 Oslo

Sentralbord
24 06 70 00

Deres ref./dato
2026/783
Oslo, 30.04.2026

Sted/dato
Oslo, 24.06.2026

www.statkraft.no
post@statkraft.com

ORG. NR.: NO-987 059 729

HØRING OM RETNINGSLINJER FOR UTØVELSEN AV SYSTEMANSVARET (26-3)

Statkraft Energi AS (Statkraft) viser til høring om endringer i systemansvarligs retningslinjer, jf. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet¹ § 28a, publisert på Statnett SF (Statnett) sine hjemmesider 30. april 2026 med frist 15. august 2026.

Fos §8 Anmelding og Art. 88 Balanseansvar i metode etter EB² art. 18

Den siste tiden har kraftmarkedet i Norge, Norden og Europa gjennomgått omfattende og viktige endringer for å sikre et effektivt kraftsystem i en tid med omstilling. Dette skyldes både behovet for mer effektiv utnyttelse av kraftnettet og ressursene, og behovet for å sikre at kraftsystemet og tilhørende verktøy er tilpasset overgangen til mer ikke-regulerbar produksjon.

Samtidig som disse markedsendringene legger til rette for en endret energimiks, er reglene for anmelding fortsatt tilpasset et vannkraftdominert system. Kravet om planlagt balanse var hensiktsmessig da systemet i hovedsak besto av regulerbar vannkraft med høy forutsigbarhet, og hvor både vannverdi og produksjonsvolumer i stor grad er kjent dagen i forveien. For vind- og solkraft er produksjonsvolumene vesentlig mer usikre ved anmelding i døgnet markedet, og denne usikkerheten kan være høy helt frem til drift. Vind, sol og vannkraft representerer derfor fundamentalt ulike risikoprofiler og krever ulike strategier ved anmelding. Et krav om planlagt balanse vil derfor være kontraproduktivt for teknologier med høy prognoseusikkerhet, og føre til dårligere ressursutnyttelse og et mindre effektivt kraftsystem. Det er derfor avgjørende at reglene for anmelding og planlegging tolkes slik at også teknologier med prognoseusikkerhet, som vind, sol og batterier, kan bidra til et mest mulig effektivt kraftsystem. Statkraft mener at høringsforslaget slik det foreligger ikke ivaretar dette.

Det siste året har aktørene i betydelig grad erfart svakhetene i tolkningen av regelverket. For eksempel har Statkraft for én balanseringsavtale for vind hatt et netto tap på rett under 100 MNOK siden mars 2025, og i en enkelttime et netto tap på nær 20 MNOK. Aggregert på tvers av alle vindparker vi balanserer er tapet vesentlig høyere. Dette illustrerer både et betydelig effektivitetstap for samfunnet, og den betydelige økonomiske risikoen knyttet til balansering av vind. Disse kostnadene vil til syvende og sist påvirke kraftprisen til forbrukerne. Dette kan ikke utelukkende forklares med barnesykdommer fra markedsendringer, algoritmeutfordringer eller flaskehalser hos TSOene. Flere av de største ubalansene skyldes en fundamental

¹ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet av 7. mai 2002 nr. 448 (fos)

² Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EB)

ubalanse mellom anmeldt og faktisk vindproduksjon. Slike ubalanser vil alltid oppstå, men det er særlig vanskelig å tidfeste når kraftige vindfronter treffer land. Selv om man kun bommer med 15–30 minutter på når vinden kommer vil det kunne gi store ubalanser. Vindproduksjon er i praksis svært vanskelig å forutse, selv når endelig plan skal inn 25 minutter før drift.

Ubalanserisikoen må aktørene hensynta allerede i døgnmarkedet. Dersom man utsetter håndteringen til intradag- og balansemarkedene, er det ofte for sent, både som følge av lav likviditet og begrenset kapasitet mot tilgrensende områder. Om aktørene må anmelde 50-persentilen, uten å kunne hensynta prognoseusikkerheten, eksponeres de for en økonomisk risiko de i praksis ikke kan håndtere.

Statkraft vil derfor advare mot en videreføring av dagens praktisering og tolkning. Med de kostnadene vi observerer, blir det krevende å tilby balanseringsavtaler på vilkår som er bærekraftige både for BRPer og for eiere av vindparker. Det er også en risiko for at en slik videreføring vil gjøre det mer krevende å utvikle nye vindprosjekter i Norge og at eksisterende vindkraftanlegg stenges ned i perioder hvor kostnadene overstiger inntektene. Dette er en svært dårlig ressursutnyttelse.

Statkraft har nedenfor gitt mer spesifikke kommentarer til Statnetts forslag og hva som etter vår vurdering må være på plass for et mer effektivt marked og balansering. Overordnet mener Statkraft at BRPen skal opptre økonomisk rasjonelt, og at dette må ligge til grunn for anmelding i døgn- og intradagmarkedet. Dette betyr at dagens tolkning må endres.

Bestemmelser om BRPers balanseforpliktelser har forankring i både fos § 8 og EB artikkel 17 og 18. Det er derfor avgjørende at disse ses i sammenheng for å sikre samsvar både i regelverk og praktisering. Derfor er dette høringssvaret i stor grad sammenfallende med Statkrafts innspill til høringen om vilkår for BRP og BSP, oversendt 12. juni 2026 (deres ref. 2026/783). Statkraft mener det er hensiktsmessig å samle reguleringen under artikkel 88 i vilkårene for BRP/BSP, og at retningslinjene etter fos § 8 henviser til denne artikkelen i vilkårene. Dette vil bidra til å sikre samsvar i regelverket og redusere behovet for fremtidige parallelle høringsprosesser med ulike frister. Et slikt oppsett er også benyttet for andre bestemmelser hvor fos og EB overlapper.

Justering av balanseansvaret

Døgnmarkedet

Prognoser for produksjon og forbruk med volumusikkerhet består av et utfallsrom, hvor 50-persentilen statistisk representerer gjennomsnittet av scenarioene i utfallsrommet. Aktørene har, på grunn av ubalansegebyret, insentiver til å treffe best mulig for å være i balanse før drift, og legger betydelig med ressurser ned i dette. Det betyr at de kan ha flere prognoser, og 50-persentilen er derfor ikke en entydig størrelse. De ulike prognosene må vektas mot hverandre gjennom løpende vurderinger basert på blant annet værforhold, historikk, tid på året og tid til driftskvarteret. Prognosearbeidet er dermed i seg selv en kompleks og ikke-standardisert faglig vurdering.

Samtidig innebærer enhver prognose en iboende usikkerhet og risiko for avvik i drift, særlig ved anmelding i døgnmarkedet. Aktørene må derfor hensynta denne risikoen, for eksempel ved å anmelde en annen del av utfallsrommet enn 50-persentilen for å redusere forventede ubalansekostnader. Det kan hevdes at en slik agering innebærer en høyere forventet ubalanse. Det kan isolert sett være riktig, men gir et ufullstendig bilde. Aktørene har sterke insentiver til å være i balanse, men for aktører med volumusikkerhet, som vind, vil ubalanser uansett oppstå. Spørsmålet er derfor ikke om ubalanse oppstår, men hvilke ubalanser som er mest kostnadseffektive å håndtere.

For aktørene handler det derfor om å minimere kostnaden ved ubalansene som oppstår. Ettersom ubalansekostnaden er et produkt av volum og pris, må aktørene hensynta begge størrelsene. Det siste året har risikoen for ekstreme ubalansepriser i én retning økt betydelig, noe som gir insentiver til å posisjonere seg annerledes i utfallsrommet. Dette er ikke bare rasjonelt for aktørene, men bidrar også til at de billigste reguleringsressursene aktiveres og at aktivering av svært dyre ressurser unngås. Hensynet til et effektivt kraftsystem og aktørenes insentiver er dermed sammenfallende.

Etter innføringen av mFRR EAM og flytbasert markedskobling er det i praksis blitt krevende, og til tider umulig, å håndtere ubalanser i intradagmarkedet, som følge av begrenset likviditet og overføringskapasitet.

Posisjoner låses dermed etter døgnmarkedet, og oppdaterte prognoser kan ofte ikke håndteres i intradagmarkedet. Ubalanser blir i slike situasjoner uunngåelige. For at aktørene skal kunne håndtere denne risikoen, er det avgjørende at de kan tilpasse anmeldingen allerede i døgnmarkedet. Etter lukketid i døgnmarkedet vil det i mange tilfeller være for sent å korrigere posisjonen.

Statnett skriver i forarbeidene knyttet til kravet om å være i balanse i døgnmarkedet at:

«Vår vurdering er at de balanseansvarlige skal være balanserte ved anmelding i døgnmarkedet. Det er ikke tillatt å planlegge anmelding i døgnmarkedet med en åpen posisjon, heller ikke med intensjon om å lukke den ved anmelding i energimarkeder etter døgnmarkedets lukketid.»

Begrepet «åpen posisjon» er en noe uklar beskrivelse, for man kan i prinsippet si at all anmelding med en underliggende prognoseusikkerhet er åpen. For Statkraft er det viktig å presisere at tilpasninger i anmeldingen ikke er finansiell spekulativ handel, men et nødvendig virkemiddel for risikohåndtering av fysisk produksjon eller forbruk. Spørsmålet er derfor hvordan man kan ivareta behovet for risikohåndtering samtidig som man sikrer effektiv prisdannelse. Endringer i balansekravet må utformes i tråd med markedsadferdsregelverket som stiller strenge krav til markedsadferd, herunder forbud mot markedsmanipulasjon. Aktørene må derfor fortsatt kunne redegjøre for sine vurderinger ved anmelding, i tråd med dagens praksis. Dersom en aktør agerer på en ikke-rasjonell måte som sikrer døgnmarkedsprisen på et høyere eller lavere nivå, vil dette trolig innebære brudd på markedsadferdsreglene. Det er ulovlig i dag og må også være ulovlig etter en eventuell justering av balansekravet.

Statkraft mener at det å hensynta risiko ved anmelding, slik som beskrevet over, må være lov ut fra både et effektivitets- og markedsadferdsperspektiv. I RMEs veileder til budgivning ved grunnrenteskatt³ fremgår det at «Aktørene skal opptre økonomisk rasjonelt, og det vil være økonomisk rasjonelt å legge inn til den lavere prisen.». Dette er en grunnleggende forutsetning for et effektivt marked. Videre viser de til at bud som ikke hensyntar dette kan «(...)gi eller være egnet til å gi uriktige signaler om pris på et engrosenergiprodukt og innebære brudd på markedsmanipulasjonsforbudet».

Argumentasjonen i veilederen bygger på samme prinsipp som kravet om å hensynta alternativverdien av salg i etterfølgende markeder. Etter Statkrafts vurdering vil det være samme prinsipp å hensynta alternativkostnaden, det vil si at aktørene må vurdere kostnader i etterfølgende markeder opp mot inntekten ved anmelding i døgnmarkedet. En slik vurdering er økonomisk rasjonell, motsatt vil det være ikke-rasjonelt å anmelde på en måte hvor man risikerer store tap uten at man får en tilsvarende inntekt. Et marked hvor risiko og underliggende kostnader ikke prises inn, vil kunne gi et misvisende signal om engrosenergiprodukter. Vi mener derfor at et krav om anmelding av 50-persentilen i prognosen vil kunne gi et feilaktig bilde av tilbud og etterspørsel dersom risiko ikke er priset inn, og dermed kunne føre til en feilaktig døgnmarkedspris. Statkraft mener derfor at det ikke bare er i tråd med markedsadferdsregelverket å endre dagens tolkning av anmelding, men at det også er problematisk dersom dagens tolkning blir stående.

En mulig tilnærming for å gjøre det enklere å kontrollere og etterleve er å presisere at aktørene skal gjøre en økonomisk rasjonell anmelding av fysisk produksjon og/eller forbruk, i tråd med markedsadferdsreglene. Dette innebærer at anmeldingen må være begrunnet og ligge innenfor utfallsrommet, og ikke være åpenbart ulogisk, for eksempel ved å overstige installert kapasitet. Muligheten til å bruke utfallsrommet i anmeldingen vil bidra til en mer effektiv og hensiktsmessig anmelding som bedre håndterer risikoen på tvers av markedene. Statkraft mener dette vil være mest relevant for forbruk og de produksjonstypene som har usikkerhet ved anmeldingstidspunktet til døgnmarkedet. Vi tror effekten på regulerbar vannkraft vil være begrenset, ettersom usikkerheten der er lavere. Samtidig vil det kunne ha betydning for enkelte vassdrag med kortsiktig usikkerhet i tilsig.

Aktørene vil fortsatt sende inn produksjon- og forbruksplaner og forventede ubalanser til Statnett. Dette gir Statnett et forventningsnøytralt grunnlag dagen i forkant, samtidig som planene løpende oppdateres frem mot drift slik at aktører og Statnett deler et konsistent bilde. I drift har Statkraft enhver intensjon om å følge endelig innsendt produksjon- og forbruksplan, det vil si at Statkraft ikke foreslår at det åpnes for at aktører skal kunne endre planen i sanntid, såkalt selvbalansering. Statkraft vurderer derfor at formuleringene i

³ RMEs veileder oppdatert 10.02.2025

avsnitt to og tre i retningslinjene etter fos § 8 er gode og treffsikre. BRPen skal i sanntid arbeide for å følge innsendt plan. Planene som leveres 25 minutter før drift gir Statnett oversikt over forventet produksjon, forbruk og ubalanse, og gir et godt planleggingsgrunnlag for sikker og effektiv drift. Dette tilsvarer i stor grad dagens situasjon, hvor planlagte ubalanser rapporteres og hensyntas i planleggingen av mFRR-aktiveringer, og på sikt aFRR-aktivering.

Intradagmarkedet

Av EB art. 17.1 følger det at «*Hver balanseansvarlig skal i sanntid arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert.*» Videre fremgår det at detaljerte krav skal fastsettes i metoden etter EB art. 18, det vil si metoden som nå er på høring.

I forarbeidene til høringen skriver Statnett at «*Det er altså ikke tillatt å systematisk handle seg i ubalanse, selv om intensjonen skulle være å hjelpe systemet.*». Statkraft mener denne tolkningen ikke er i tråd med ordlyden og intensjonen i EB art. 17.1. Etter vår vurdering kan Statnett fastsette detaljerte krav til utøvelsen av forpliktelsene, men ikke endre de grunnleggende forpliktelsene og rettighetene i EB.

Vår forståelse er at Statnett har tolket kravet som at TSO i metoden etter EB art. 18 kan fastsette at BRPer enten skal *arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert*. For det første kan vi ikke se, verken i forarbeidene eller i EB, at TSOene har en slik rett til å velge bort en av metodene EB gir BRPene anledning til å benytte. Vår forståelse er at det er BRPen som både har en plikt og en rettighet til å velge om de ønsker å *arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert*, og ikke TSOen. For det andre innebærer en slik enten/eller-tolkning at TSOer som velger at BRPene skal *bidra til at kraftsystemet blir balansert*, samtidig avskjærer BRPen fra å *arbeide for å være balansert*. Det ville vært et brudd med grunnprinsippet for balansering om en BRP ikke hadde muligheten til å arbeide for å være balansert. Vi mener derfor at bestemmelsen etter EB art. 17.1, av disse grunnene, ikke kan tolkes som at TSOene skal velge om BRPene enten skal gjøre det ene eller det andre, og TSOene kan heller ikke velge bort deler av bestemmelsen.

Sammenlignet med Sverige har Svk i tilsvarende metode⁴ understreket at BRPene «*...i realtid inom ett elområde ska sträva efter balans, eller hjälpa elkraftssystemet att bli balansera*». Muligheten og kravet etter EB art. 17 fremgår også av ACERs beslutning 09/2024 om metode for prisfastsettelse av balanseenergi og kapasitet mellom budområder. ACER skriver:

«ACER notes that even if prequalification may delay BSPs' participation in the market, market participants still have the possibility in real time, as BRPs, to be balanced or help the power system to be balanced, as specified in Article 17(1) of the EB Regulation.»

Statnett viser også til denne metoden i høringsunderlaget og er for alle praktiske formål bundet av samme metode, jf. RMEs vedtak av 07. november 2024.

Det er også verdt å merke seg at Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2019/943 om det indre energimarkedet fastsetter i artikkel 5.1 at «*Each balance responsible party shall be financially responsible for its imbalances and shall strive to be balanced or shall help the electricity system to be balanced*». Bestemmelsen har tilnærmet samme ordlyd som i EB, og understreker dermed viktigheten av prinsippet, men også at det foreligger en konsistent tilnærming på tvers av regelverkene. Samtidig er det viktig å presisere at forordningen ikke er innlemmet i EØS-avtalen.

Det er viktig at tolkningen av regelverket er konsistent på tvers av land, slik at grunnprinsippene for balansering ligger fast uavhengig av hvor BRPen opererer. Dersom det er store forskjeller i tolkning i regelverket og balansekostnadene mellom land, vil det over tid kunne bidra til å skyve utbygging av ny kraft og forbruk til andre land, for eksempel Sverige, hvor tolkningen åpner opp for en mer effektiv balansering.

Et sentralt tolkningsspørsmål er hva det innebærer at BRPen skal *bidra til at kraftsystemet blir balansert*, og om dette skjer gjennom planlagt ubalanse etter intradag eller ved løpende endringer av plan i sanntid, slik

⁴ Svenska kraftnäts (Svk) metode etter EB Art. 18

Energienet tillater. Høringsdokumentene og underlaget fra utarbeidelsen av EB⁵ viser at bidrag til at kraftsystemet blir balansert skal skje før intradag lukketid. Med denne forståelsen innebærer bestemmelsen at BRPen ved intradag lukketid enten skal ha planer og forpliktelser som arbeider for balanse, eller som bidrar til at kraftsystemet blir balansert.

Metoden beskrevet i foregående avsnitt må derfor ikke forveksles med selvb balansering eller selvregulering, hvor aktørene løpende endrer plan i sanntid. I forarbeidene til EB er dette beskrevet som noe annet, som krever særskilt godkjenning fra TSO. Dette er en egen problemstilling som Statkraft ikke tar til orde for å åpne opp for på nåværende tidspunkt. Et slikt skille mellom en planlagt ubalanse etter intradag lukketid og planendring i sanntid samsvarer også med praksis i Sverige, hvor ordlyden i EB art. 17 er implementert i metoden etter EB art. 18, samtidig som Svk utreder om aktørene i sanntid skal kunne endre plan gjennom en egen prosess.

Statkraft mener de problemene som er beskrevet kan løses ved å tolke «*hensiktsmessig*» i artikkel 88 til at aktøren skal agere økonomisk rasjonelt. Som tidligere diskutert har BRPen en plikt til å opptre økonomisk rasjonelt, og avvik fra dette kan innebære brudd på markedsadferdsreglene. Andre tolkninger av ordet «*hensiktsmessig*» kan gi ulike forventninger til aktører og dermed risiko for ulovlig forskjellsbehandling.

Om «*hensiktsmessig*» forstås som beskrevet over, kan BRPen både balansere ressurser effektivt og planlegge med ubalanser for å bidra til at kraftsystemet blir balansert før planinnsending 25 minutter før drift. Det er i denne sammenheng viktig å understreke at BRPer har incentiver til å opptre i tråd med kraftsystemets behov. Dersom målet er å minimere aktørenes ubalanser, eller at aktørene ikke ser hele kostnaden ved en ubalanse, bør dette løses ved å justere på ubalansegebyret. Nivået på gebyret bør reflektere den faktiske ulempen aktørenes ubalanse påfører kraftsystemet. Dersom en aktør systematisk forverrer ubalansen, vil BRPen ha sterke incentiver til atferdsendring. Men om en aktør over tid bidrar med ubalanser som er negativt for systemet, altså at aktøren verken er i balanse eller bidrar til at kraftsystemet blir balansert, mener vi at Statnett, med hjemmel i EB art. 17, bør følge dette opp.

Fos § 8b – Planlegging av effektregulering

Gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Statkraft forstår at dette ikke innebærer en endring i dagens tolkning, og at justeringene følger av Reguleringsmyndigheten for energis tidligere vurdering om at det ikke forelå hjemmel for praksisen som tidligere var gjeldene.

Samtidig ønsker vi å fremheve at vi ikke ser en prinsipiell forskjell mellom tilfeller der et anlegg er spenningsløst og ikke får levert etter plan, og tilfeller der et anlegg er delvis utkoblet og ikke får levert etter plan. Situasjonen er for alle praktiske formål den samme, ettersom produsenten står overfor identiske incentiver gjennom lik ubalanserisiko og tilsvarende muligheter til å håndtere denne. Det som skiller tilfellene, er graden av produksjonsbegrensning som aktøren ikke får påvirket. Statkraft ser derfor ingen åpenbar grunn til at de nevnte tilfellene skal behandles ulikt, og mener regelverket på dette punktet ikke henger sammen på en hensiktsmessig måte. Vi mener derfor at man ved fremtidige revisjoner bør endre reguleringen slik at også driftsforstyrrelser spesialreguleres, slik praksis var tidligere.

Krav om innsending av forbruksplaner

Statkraft støtter intensjonen om å innhente forbruksplaner. Dette vil bidra til et mest mulig likt informasjonsgrunnlag mellom aktørene og Statnett, og legger dermed til rette for sikker og effektiv systemdrift. Samtidig vil kvaliteten på forbruksplaner variere betydelig mellom ulike typer forbruk. Noe forbruk er relativt forutsigbart ved planinnsending, mens annet forbruk i større grad vil variere som følge av forhold aktøren selv har begrenset kontroll over. For enkelte prosesser vil det være usikkerhet knyttet til når forbruk, i for eksempel industriproduksjon, justeres, pauses eller avbrytes. Slike variasjoner innebærer at aktøren i praksis ikke alltid vil kunne følge innsendt plan. Disse variasjonene er en naturlig del av forbruksmønsteret, og vil normalt ikke fremgå verken av planen eller ubalanseprognosen. Det er viktig å skille dette fra uplanlagte utfall, som representerer en underliggende risiko for alle forbrukskunder. Forbruksaktørene vil likevel etter beste evne søke å sende inn så presise planer som mulig. Som beskrevet under § 8 vil et effektivt avregningsregime også gi incentiver til å være balansert og følge innsendte planer. Samtidig er det

⁵ Hentet fra ulike dokumenter på [ENTSO-E sine sider](#)

avgjørende at det ikke under noen omstendigheter innføres et krav om å følge planen, verken for produksjon eller forbruk.

Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserve

Statkraft mener det er positivt at reglene knyttet til dimensjonering beskrives grundig i retningslinjene. Beskrivelsen er imidlertid ikke tilstrekkelig til å gi en fullgod forståelse av hvordan Statnett dimensjonerer kapasitet fra dag til dag og fra time til time.

Kapasitetsoppkjøpet påvirker etterfølgende markeder og utgjør derfor en viktig inputparameter i aktørenes planlegging og budgivning i flere markeder enn kun kapasitetsmarkedet. For å få en effektiv og riktig prising av ressursene, og dermed også en effektiv prising i de ulike markedene er det behov for mer informasjon enn det som er beskrevet. En dypere forståelse av dimensjoneringen er ikke bare viktig for kortsiktig optimalisering av ressurser og budgivning, men også for å forstå den langsiktige utviklingen på etterspørselssiden i balansemarkedene.

Statkraft mener derfor at Statnett bør publisere, eller forklare, hvilke data som ligger til grunn for den dynamiske dimensjoneringen, hvordan algoritmen fungerer, og hvilke eventuelle manuelle justeringer som gjøres.

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

5.1.3 Koblingsanlegg i transmisjonsnett $Un \geq 132$ kV

Statkraft ga i høringen i 2025 innspill til Nasjonal veileder for funksjonskrav (NVF) kapittel 5.1.3 om krav til koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial. Statnett svarte at innspillet ville vurderes i fremtidige revisjoner av NVF, men vi kan ikke se at dette er besvart i høring 2026/783 (denne høringen). Ettersom dagens krav kan medføre unødvendig kostbare løsninger for de aktuelle produksjonsanleggene, er dette et viktig punkt for Statkraft. Vi forventer derfor at Statnett kommer tilbake til dette spørsmålet ved første mulige anledning.

9.2 Definisjoner for kortvarig overspenning, spenningsprang og kortvarig underspenning

I kapittel 9.2 i NVF er det foreslått nye definisjoner knyttet til kortvarig over- og underspenning. Statkraft tror det er en feil i disse definisjonene, ettersom de er identiske. Når det gjelder definisjonen av kortvarig overspenning, mener vi at «*eller lavere enn 90 %*» må slettes. Tilsvarende mener vi at «*høyere enn 110 % eller*» må slettes fra definisjonen av kortvarig underspenning.

12.6.3 Svartstart

I kapittel 12.6.3 i NVF er det foreslått en ny definisjon av svartstart. Statkraft mener denne definisjonen bør være noe mer utfyllende. For eksempel mener Statkraft at det tydelig må fremgå hva som menes med en «*mørk stasjon*».

12.7.11 Automatic Generator Control (AGC)

Statkraft viser til kravet om pause i ned- og oppramping ved en frekvens på henholdsvis 49,8 og 50,2 Hz med varighet over ett sekund. Vi vil understreke at en slik pause ikke er mulig dersom en start- eller stoppsyklus allerede er igangsatt. I slike tilfeller må start/stopp gjennomføres uavhengig av frekvensen. Det er derfor behov for å etablere et eksplisitt unntak for situasjoner hvor det fysisk ikke er mulig å avbryte eller pause en pågående endring. Videre bør det presiseres tydelig hvilke typer produksjonsendringer kravet gjelder for.

14.5.1.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$ - Funksjonskrav

I NVF kapittel 14.5.1.1 er det beskrevet at >85% av den reaktive reserven skal være dynamisk. Statkraft ber Statnett klargjøre i oppsummeringen om dette kravet også gjelder BESS.

14.5.2 Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$ - Funksjonskrav

Statkraft ber om at også Figur 14-9 oppdateres til å vise forbruk (negativ y-akse). Det er spesielt viktig å forstå området rundt P0. I tillegg ønsker Statkraft at det beskrives at kravet til reaktiv effekt reduseres pro rata med antall kraftmoduler i drift.

16 Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker

Statkraft mener dette kapittelet bør suppleres med egne figurer som illustrerer forventet respons fra BESS-anlegg. Dagens figurer dekker ikke hvordan slike anlegg faktisk opererer. For eksempel, beskriver høringsdokumentet for aktiv effekregulering at BESS skal testes fra P_{maks} ned til $P_{\text{min,BESS}}$ i steg på 40 prosent. For et 100 MW BESS-anlegg med $P_{\text{min,BESS}}$ lik –100 MW innebærer dette test fra +100 MW til –100 MW. Figuren i dagens NVF viser derimot en test fra 1,0 p.u. til 0,2 p.u., uten å inkludere forbruk av aktiv effekt, og med trinn på 20 prosent.

Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

Statkraft mener dagens faste betalingsmodell bør videreføres. Dette har vært et viktig tiltak hvor aktørene og Statnett har jobbet sammen om bedre spenningsregulering. Dersom ordningen fjernes av administrative hensyn, mener Statkraft at det er prinsipielt riktig å heller forbedre prosessen fremfor å legge opp til at produsentene skal levere tjenesten uten kompensasjon. På sikt bør det vurderes å etablere et eget marked for reaktiv effekt, hvor dette kan prises og allokeres mer effektivt enn i dagens løsning, men inntil dette er på plass bør dagens modell beholdes. Statkraft støtter videre at områdeprisen benyttes fremfor systemprisen ved utveksling av reaktiv effekt.

Ta gjerne kontakt dersom det er spørsmål til våre innspill eller det er noe dere ønsker å diskutere.

Med vennlig hilsen

Bjørn Holsen
VP Market Regulatory Affairs

Dokumentet er godkjent internt og sendes uten signatur