

Deres referanse	Vår referanse	Dato
19/01229	ASi/PAV	07.02.2020

Til  
firmapost@statnett.no

## HØRINGSUTTALELSE OM FORSLAG TIL ENDRING I RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

### Innledning

Det vises til Statnetts forslag til retningslinjer<sup>1</sup> for utøvelse av systemansvaret i henhold til forskrift om systemansvaret<sup>2</sup> (fos) av november 2019. Energi Norge gir med dette sitt svar på høringen. Først presenterer vi våre hovedbudskap, deretter følger vår vurdering av retningslinjenes forhold til EØS-regelverk og konkrete innspill til enkeltparagrafene, inklusive vedlegg til § 14, og til sist et vedlegg.

### Vårt hovedbudskap

- Energi Norge mener at nettkodene må tas inn i norsk rett på en helhetlig og konsistent måte, også når det gjelder grensesnitt mellom TSO og DSO, og ber Statnett klargjøre hvordan og for hvilke temaområder retningslinjene vil bli endret når nettkodene er trådt i kraft.
- Sammenblanding av krav gitt i tilknytningskodene og retningslinjene til fos skaper uklarhet. Bransjen kan ikke godta at virkeområdet for tekniske krav gitt av tilknytningskodene utvides med henvisning til fos.
- Utover poenget nevnt over, mener Energi Norge at NVF beskriver krav som vil være unødvendig kostnadsdrivende i kraftsystemet, særlig fordi krav til nettanlegg i regionalt og lokalt distribusjonsnett oppleves som for omfattende og tilpasset behov på transmisjonsnettsnivå. Kriterier for unntak og prosess for behovsprøving er uklart beskrevet og dette skaper uforutsigbarhet for konsesjonærene.
- Energi Norge mener retningslinjene skal beskrive en hensiktsmessig og effektiv oppgavefordeling og samarbeid mellom systemansvarlig og regionale nettselskap.

---

<sup>1</sup> Høring om retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/horinger-og-konsultasjoner/horing-om-retningslinjer-for-utovelsen-av-systemansvaret/>

<sup>2</sup> Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448?q=forskrift%20om%20systemansvar>

## Kontekstuell ramme for høringsforslaget

Høringsforslaget dreier seg om forslag til retningslinjer til §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b og må sees i sammenheng med igangsatt prosess om endringer i fos inklusive opprettelse av ny paragraf 28a om innføring av retningslinjer. Endringene i fos har foregått i to runder, den seneste sommeren 2019. I denne runden foreslo NVE blant annet endringer i §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14 og 17. I vårt hørings svar til nevnte fos-paragrafer sommeren 2019, var et av våre hovedbudskap at NVE ikke burde gjennomføre de delene av forslaget som likevel ville måtte endres når nettkodene er trådt i kraft i Norge, fordi dette blant annet ville føre til utarbeidelse av retningslinjer i flere omganger og dermed unødvendig ressursbruk. Vi konstaterer at dette synspunktet ikke ble tatt til følge og at underliggende retningslinjer nå er sendt på høring. Vi ønsker innledningsvis i vårt hørings svar å utdype hvorfor høringsprosesser om endringer i fos og retningslinjer som gir divergerende regelverk i forhold til bestemmelser i nettkodene er problematisk for fornybarnæringen og mulig rettstridig:

### Retningslinjenes forhold til seneste fos-høring og EØS-regelverk

Forholdet mellom EØS-relevant regelverk, nærmere bestemt nettkoder, og de pågående prosessene med endringer i systemansvarsforskriften og utarbeidelse av retningslinjer er prinsipielt viktig for Energi Norge. Årsaken er at nettkoder og nasjonalt regelverk regulerer de samme temaene på ulik måte. Det vil svekke forutberegneligheten for aktørene hvis det nå gjøres endringer i fos og retningslinjer som divergerer i forhold til nettkodene.

Tredje energimarkedspakke er gjennomført i Norge med ikrafttreden 1. november 2019. Nettkodene er ennå ikke trådt i kraft, men alle nettkodene<sup>3</sup> er å forstå som Kommisjonsforordninger og skal gjennomføres som sådan. Rettslig sett har nettkodene forrang ved motstrid i forhold til nasjonalt forskrifter. Energi Norge mener primært at nettkodene bør tas inn i norsk rett på en helhetlig og konsistent måte og at dette bør skje så snart som mulig for å sikre forutberegnelighet for bransjeaktørene.

Sekundært bør eventuelle endringer som gjøres i fos eller retningslinjer være i tråd med bestemmelsene i nettkodene, siden dette vil danne rammen for den europeiske fornybarnæringen fremover. Vi konstaterer at sentrale utviklingsprosesser innenfor engrosmarkedene, balansemarkedene og systemdrift er drevet av bestemmelser i nettkodene selv om disse ennå ikke formelt er trådt i kraft i Norge<sup>4</sup>. Gjennomføring av disse utviklingsprosessene er kostnadskreven og har omfattende praktiske implikasjoner. Energi Norge har sett disse endringene som en logisk konsekvens av at nasjonalt regelverk og praksis må tilpasses europeisk regelverk og nettkoder fremover. Tilsvarende logikk må gjelde også på andre områder nettkodene regulerer, for eksempel de områdene som er omfattet av denne høringen.

NVE/RME viser i oppsummering fos-høringen sommeren 2019 (RME-rapport 2/19) til at det er mulig å gjøre endringer i retningslinjene under fos som reflekterer relevante bestemmelser i nettkodene. Energi Norge mener at det vil virke klargjørende hvis retningslinjene beskriver forholdet til relevante bestemmelser i nettkodene, og endres i tråd med disse. Denne tilnærmingen er ikke anvendt på høringsforslaget, men på møte hos Statnett 7.1.2020 ble Statnett oppfordret til å beskrive hvilke retningslinjer foretaket vil endre når nettkodene er innført i norsk rett, og hvordan.

---

<sup>3</sup> Retningslinjer og nettkoder vedtatt i medhold av tredje energimarkedspakke.

<sup>4</sup> Som eksempel nevnes prosesser som flytbasert markedskobling og Nordic Balancing Model (NBM), drevet av krav i nettkodene CACM, EBGL og SOGL.

## **Fos-paragrafer til grunn for retningslinjer:**

For å klargjøre Energi Norges vurdering av hvordan retningslinjene bør ta hensyn til bestemmelser i nettkodene, gir vi under en vurdering av dette for (noen) hovedtemaer i høringsforslaget<sup>5</sup>:

### **§§ 7, 12, 14 og 16 m.fl**

*Relevant(e) bestemmelse(r) i nettkodene:*

Flere artikler under Title 2 (Data exchange) i SOGL, bl.a. Art. 40(10):

“DSOs with a connection point to a transmission system shall be entitled to receive the relevant structural, scheduled and real-time information from the relevant TSOs and to gather the relevant structural, scheduled and real-time information from the neighbouring DSOs. Neighbouring DSOs shall determine, in a coordinated manner, the scope of information that may be exchanged.”

*Uoverensstemmelse/behov for å endre retningslinje og fos-paragraf:* Title 2 i SOGL gir DSO vidtrekkende rettigheter til strukturell, planlagt og sanntids informasjon som har betydning for systemdriften i eget område. Dette er ikke reflektert i de seneste endringene i fos eller i høringsforslaget. I høringsforslaget synes beskrivelse av DSO-enes tilgang til informasjon å være begrenset til strukturelle data til nettselskap med ansvar for kraftsystemutredninger (Høringsforslag s. 15), og vi er usikre på om tilgang til strukturelle data også gjelder produksjonsanlegg.

### **§ 14: Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet**

*Relevant(e) bestemmelse(r) i nettkodene:*

Tilknytningskodene, og i særdeleshet bestemmelsen i RfG Artikkel 2(13) om "relevant system operator" (ROS), og at det er denne som skal stå for verifikasjon av tekniske krav for relevante produksjonsanlegg tilknyttet relevant systemoperatørs eget system.

*Uoverensstemmelse/behov for å endre retningslinje og fos-paragraf:*

Uoverensstemmelsen består primært i at DSO-enes rolle som RSO, beskrevet i RfG, ikke er hensyntatt i høringsforslaget. Videre kan det synes som virkeområdet foreslås utvidet i forhold til hva som gjelder etter RfG. Det begrunnes i at tilknytningskodene ennå ikke er gjort gjeldende i norsk rett, men dette er ikke konsistent med at NVF i stor grad har tatt opp i seg de tekniske kravene som gjelder relevante anlegg nettopp etter tilknytningskodene RfG, DCC og HVDC. Relevante anlegg etter RfG er nye anlegg eller anlegg som er vesentlig endret, som beskrevet etter RfG Artikkel 4. I veileder for søknadspålytende anlegg vedlagt retningslinjene er tilsynelatende RfG-krav til endringer i eksisterende anlegg gjort gjeldende utover det som gjelder etter RfG.

### **§ 15 Spenningsregulering og reaktiv effekt**

*Relevant(e) bestemmelse(r) i nettkodene:*

Artikkel 29 (5) i SOGL.

*Uoverensstemmelse/behov for å endre retningslinje og fos-paragraf:*

Uoverensstemmelsen består i at DSO og TSO etter SOGL artikkel 29(5) skal komme til enighet om reaktiv utveksling og spenningsgrenser i tilknytningspunkter mellom TSO og DSO og at DSO har rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til SGU-er tilknyttet distribusjonsnett.

### **§ 17 Samordning av driftsstanser**

*Relevant(e) bestemmelse(r) i nettkodene:*

---

<sup>5</sup> Dette er ikke nødvendigvis dekkende fullt ut, men beskriver de viktigste implikasjonene nettkodene har på fos-paragrafer og tilhørende retningslinjer som nå er på høring.

Dette er bestemmelser under Title 3 (Outage coordination) i SOGL. Særlig Artikkel 83 (5), Artikkel 87 (5b), Artikkel 90(1) og artiklene 95-100.

*Uoverensstemmelse/behov for å endre retningslinje og fos-paragraf:*

Uoverensstemmelsene gjelder for eksempel bestemmelser i SOGL om at TSO skal koordinere revisjonsplanlegging for anlegg tilknyttet regionalt distribusjonsnett med DSO-ene, og at DSO-ene skal ha informasjon om godkjente revisjoner for produksjonsanlegg tilknyttet eget nettområde og for transmisjonsnett av betydning for drift av eget nettområde. Enkelte deler av dette kan være ivarettatt i praksis i Norge, men vi kan ikke se at det er reflektert i forslag til retningslinjer.

## **Konkrete innspill til forslag til retningslinjer**

Energi Norge gir under våre innspill til de foreslåtte retningslinjene:

### **§ 7 Overføringsgrenser**

Ingen konkrete innspill.

### **§ 9 Regulerstyrke og effektreserve**

I pkt 3.2.2.2 andre avsnitt står det at Systemansvarlig *benytter også systemkritiske vedtak der dette er hensiktsmessig*. Vi synes ikke *hensiktsmessig* er en riktig og presis beskrivelse her da det kan åpne for en skiftende og tilfeldig bruk. Vi foreslår derfor at *hensiktsmessig* erstattes med "*benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene*".

I pkt 3.2.2.2 står det at "Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp anskaffes normalt gjennom kjøp i kapasitetsmarkedet for mFRR, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)." Vi ser gjerne at Statnett i større grad etterlever det, men oppfatter ikke at dette beskriver dagens praksis da det kun er en mindre del av reservekravet som sikres på forhånd. I store deler av året foretar Statnett ingen innkjøp i RKOM-markedet og informerer aktørene om dette.

### **§ 11 Marked for regulerkraft**

I pkt 3.3.2.1 kreves det at negative RK bud alltid skal begrunnes skriftlig. Da spotprisen i fremtiden kan tenkes å ligge rundt eller under null i en del timer, så synes vi det bør legges inn et tilleggskriterie før det er nødvendig med skriftlig begrunnelse. Det bør være et unntak for eksempel for timer med negative spotpriser og for RK bud som kun har et lite tillegg i forhold til aktuell spotpris.

Kapittel 3.3.2.2 avsluttes med at Systemansvarlig ikke kan suspendere utenlandske bud. Vi erkjenner at det kan være nødvendig å presisere dette, men henstiller til at det bør kompletteres med at Statnett også skal arbeide for en harmonisering av regelverket som de øvrige TSO-er benytter. Og hvordan tenkes dette løst når europeiske løsninger kommer i drift?

### **§ 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser**

Energi Norge er positive til at gjenopprettingsplaner i henhold til § 12 første ledd skal rapporteres via Fosweb gitt at dette effektiviserer innrapporteringen. Videre mener Energi Norge at formatet i Fosweb ikke er tilstrekkelig spesifisert og at bransjen bør konsulteres ytterligere i utviklingen av brukergrensesnittet i Fosweb for å sikre en god løsning før nye retningslinjer trer i kraft.

Vi mener det ikke er tilstrekkelig spesifisert for hvilke spenningsnivåer eller grensesnitt mellom konsesjonærer gjenopprettingsplanene skal utarbeides, og forutsetter dermed at det ikke vil stilles krav som øker antallet gjenopprettingsplaner konsesjonærene må rapportere inn utover det som allerede

eksisterer. Konesjonærene koordinerer gjenopprettingsplaner før de sendes til Statnett og vi mener at dette fungerer godt i praksis.

Vi støtter at § 12 andre ledd er en 'kan'-bestemmelse da vi opplever at konesjonærene i praksis tar et betydelig ansvar for koordinering ved driftsforstyrrelser som berører flere konesjonærer. Vi anerkjenner Statnetts behov for informasjon ved driftsforstyrrelser og særlig dersom det er behov for å ta i bruk virkemidler som faller inn under systemansvaret. Konesjonærene bør varsle Statnett så snart de har gjennomført det de vurderer som tidskritiske, nødvendige tiltak, eller så snart de vurderer at Statnett bør samordne inngrep. Retningslinjene åpner for dette dersom det ikke oppnås kontakt med systemansvarlig innen rimelig tid og lokal gjenoppbygging er nødvendig for å sikre liv og helse. Energi Norge mener kravet om *liv og helse* er for strengt og at et krav om at det skal være samfunnsmessig rasjonelt bør gjelde i stedet. I 4. og 5. ledd bør retningslinjene forplikte Statnett til å minimum informere regional nettkonesjonær og helst involvere denne aktøren, dersom utfordringene har oppstått i denne konesjonærens nett.

### **§ 13 Tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF)**

Energi Norge er positive til at planer for tvangsmessig utkobling av forbruk i henhold til § 13 første ledd skal rapporteres via Fosweb gitt at dette effektiviserer innrapporteringen, og at bransjen bør konsulteres ytterligere for å sikre en god løsning før nye retningslinjer trer i kraft. Det er viktig at arbeidsmengden av å oppdatere TUF-planer står i forhold til at TUF svært sjeldent forekommer. Det bør være gode forutsetninger for å overlate TUF-planer til et mer regionalt nivå. Vi mener at Statnett i praksis ikke kan nyttiggjøre seg informasjon om avlastinger på avganger i lokalt distribusjonsnett ved effektknapphet og feilsituasjoner. Derfor mener vi det er unødvendig at konesjonærene skal rapportere hvilke stasjoner i lokalt distribusjonsnett som avlastes ved utkoblingen under § 13 første og andre ledd.

Energi Norge oppfordrer til en videreutvikling av Fosweb som øker automatiseringen av og forenkler innsending av TUF-planer. På sikt bør man vurdere mer avanserte løsninger som for eksempel API som kan benyttes til automatisk oppdatering av TUF-planer via SCADA- og/eller KIS-systemer. Videre mener vi at Statnett bør utarbeide en verifikasjonsløsning for systemkritiske vedtak over telefon eller e-post slik at kraftsystemet ikke blir sårbar for falske henvendelser, kjent som *phishing*.

### **§ 14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet**

Retningslinjene til § 14 består av retningslinjene i seg selv, vedlegget Nasjonal Veileder for Funksjonskrav (NVF), notatet "Veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige iht fos § 14" og søknadsmaler for forskjellige anleggstyper. Energi Norges viktigste innspill er som følger:

- Energi Norge er positive til at relevante krav fra tilknytningsforordningene er søkt inkludert i NVF, men vil påpeke at NVF ikke bør stille strengere krav enn tilknytningsforordningene legger opp til for å ivareta norske aktørers konkurransevne i et stadig mer integrert europeisk kraftsystem. Ei heller bør NVF ha et bredere virkeområde. Senere oppdatering av fos må være tilpasset tilknytningskodene mer helhetlig, inklusive rollen til RSO.
- Vi ser med bekymring på at kravene i NVF oppleves som kostnadsdrivende og tilpasset behovene på transmisjonsnettsnivå. Ved å legge dokumentasjonsbyrden for å søke eventuelle avvik eller behovsprøve krav over på konesjonærene vil kostnadene i systemet øke.
- Energi Norge stiller seg positiv til at de nye retningslinjene med vedlegg tydeliggjør fos §14-søknadsprosessen og at prosessen gjennomføres i Fosweb på sikt. Det er viktig at konesjonærene involveres i utviklingen slik at løsningen blir god for alle parter.

Videre knytter vi under våre kommentarer til 2 hovedtemaer til retningslinjer under § 14:

- Forutsigbarhet for konesjonærene - er kravene veiledende eller er de krav?
- Foreslått virkeområde ift. virkeområdet for EUs tilknytningskoder og klargjøring av hvilke krav som er hentet fra tilknytningskodene og øvrige krav.

*Er kravene veiledende eller er de krav?*

Den nasjonale veilederen fremsetter en rekke krav til funksjonalitet for anlegg i kraftsystemet. Her oppstår det noe uklarhet relatert til om NVF er å tolke som en veileder eller en kravliste. Faktiske krav til anleggenes funksjonalitet fastsettes etter § 14-vedtak og konsesjonærer pålegges dokumentasjonsbyrden dersom de ønsker å søke om avvik fra krav eller behovsprøve krav i forbindelse med en § 14-søknad. Det er viktig at konsesjonærene har rimelig forutsigbarhet knyttet til prosessen rundt avvik eller behovsprøving. Hvis ikke vil kravene i NVF gi høyere kostnader enn nødvendig.

På bakgrunn av teksten i retningslinjene tolkes retningslinjene til § 14 som faste krav med mindre det er angitt at de kan behovsprøves. Videre kommentarer under bygger på denne tolkningen.

Vi opplever at kravene som stilles i NVF er for strenge og at de i mange tilfeller er tilpasset behovene på transmisisjonsnettsnivå. Det er arbeidskrevende for konsesjonærer på 132 kV og nedover å dokumentere at det ikke er behov for å følge de krav som er angitt i NVF. Dette kan resultere i unødvendig kostbare løsninger som ikke resulterer i en samfunns effektiv utvikling av kraftsystemet. Der det stilles krav til nett som i dag er spolejordet, men som kan bli direktejordet i fremtiden, bør disse utgå. Dette for å unngå unødvendige investeringer i nettet som ikke er forankret i en plan som foreligger om overgang til direktejordet nett. Vi mener konsesjonærene er best egnet til å vurdere dette i samarbeid med regional KSU-ansvarlig og Statnett. Endelige retningslinjer må klargjøre hva som eventuelt ikke skal forstås som krav. I tillegg støtter vi innkomne innspill om at Statnett må begrunne spesifikke tekniske krav som ikke er minimumskrav og at kriterier for å gi unntak fra kravene må begrunnes.

*Samordning med tilknytningskoder og foreslått virkeområde:*

NVF bygger dels på tidligere veileder (FIKS 2012) og dels på EUs såkalte tilknytningskoder RfG, DCC og HVDC. Selv om 3. energimarkedspakke er gjennomført i Norge fra 1.11.2019, er nettkodene ikke formelt trådt i kraft ennå. Nettkodene er imidlertid å forstå som Kommisjonsforordninger og skal gjennomføres ord for ord også i Norge. Statnett omtaler forholdet mellom retningslinjene og EUs tilknytningsforordninger i kapittel 1.5.1 i NVF:

"Innenfor rammene av gjeldende lov og forskrift er relevante krav fra tilknytningsforordningene søkt inkludert i NVF, ref. NVEs forespørselsbrev datert 13.03.2018. De kravene som er tatt med er krav som oppfattes som nødvendige for funksjonsegenskaper i kraftsystemet, og tilpasningene tilsvarende anbefalingene som Statnett gav i gjennomgangen av NC-RfG [2] for NVE. Relevante krav fra tilknytningsforordningene er beskrevet i de respektive kapitlene for produksjonsanlegg, HVDC-anlegg og forbruksanlegg. EU har ikke utarbeidet egne tilknytningsforordninger for nettanlegg. Krav fra tilknytningsforordningene som ikke er hjemlet i norsk lov, er ikke tatt inn i denne veilederen. Retningslinjer for fos § 14 og denne veilederen kan ikke sees på som en veileder for etterlevelse av tilknytningsregelverket eller en generell implementering av tilknytningsregelverket. Prosesser fra tilknytningsforordningene er blant annet basert på avtaleregulering og flere typer godkjenning dokumenter. Systemansvarlig har valgt å ikke ta med dette inn i de foreslåtte rutinene for behandling iht. fos § 14."

Energi Norge mener nettkodene må tas inn i norsk rett på en helhetlig og konsistent måte<sup>6</sup>. At Statnett her har valgt å ta inn noen deler av regelverket gitt i EUs tilknytningskoder, men ikke gjort dette på en helhetlig måte, er problematisk. Dette er særlig problematisk fordi tilknytningskodene ikke formelt har trådt i kraft i Norge. Når Statnett likevel har gjort dette valget, har vi følgende innspill: For det første må alle bestemmelsene i tilknytningskodene tas inn når nettkodene er trådt i kraft i Norge. Videre må det gå klart frem av endelig NVF etter denne høringsrunden hvilke bestemmelser i NVF som bygger på FIKS og

---

<sup>6</sup> Mulig unntak for FCA.

hvilke bestemmelser som er hentet fra tilknytningskodene og inkludert i NVF fordi de "oppfattes som nødvendige for funksjonsegenskaper i kraftsystemet". Når det gjelder sistnevnte har vi særlig kommentarer til forholdet mellom veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige iht. fos § 14 og bestemmelser om søknadspliktige anlegg i tilknytningskodene når det gjelder endringer i anlegg:

#### *Produksjonsanlegg/RfG:*

Vi kan ikke se at det skiller i NVF mellom tekniske krav til nye anlegg og til endringer i eksisterende anlegg. I veileder for søknadspliktige anlegg står det listet en rekke typer reinvesteringer, f.eks ved effektøkninger for anlegg > 10 MW (og unntaksvis anlegg under 10 MW), utskifting av hovedkomponenter som turbinregulator og magnetiseringssystem, generatortransformator eller hjelpekraftanlegg som er søknadspliktige. I denne sammenheng vil vi peke på at iht. RfG artikkel 4 gjelder RfG bare i svært begrenset grad ved endringer i eksisterende anlegg. For det første gjelder dette bare ved oppgraderinger av klasse C og D-anlegg, "som er så vesentlige at det må gjøres substansielle endringer i tilknytningskontrakten". Videre er nedre effektstørrelse for klasse C-anlegg 10 MW.

Det kan synes som om Statnett i forslaget har utvidet adgangen gitt i RfG til å stille krav ved endringer i eksisterende anlegg ved

- 1) å stille krav også til anlegg som ikke er klasse C eller D-anlegg
- 2) å stille krav til flere typer oppgraderinger enn det som etter Energi Norges oppfatning kan tolkes inn i Artikkel 4s krav når det gjelder endringer. Disse skal være "så vesentlige at det må gjøres substansielle endringer i tilknytningskontrakten".

Spørsmålet om virkeområde for RfG var sentralt i arbeidet med fortolkning av RfG i 2017, og vi viser til våre synspunkter i den forbindelse og legger ved Energi Norges posisjon når det gjelder vesentlighetskravet i RfG Artikkel 4 som ble spilt inn til Statnett og NVE (vedlegg). *Det må gjøres endringer i endelig utgave av NVF og veileder til søknadspliktige anlegg slik at det ikke gis strengere tekniske krav ved oppgradering av eksisterende anlegg enn det RfG gir adgang til.*

Vi gjør også oppmerksom på at det i veilederen for søknadspliktige tiltak er henvisninger til kapittel 1.3.2 i NVF, men vi kan ikke se at dette kapittelet eksisterer.

#### *Nettanlegg:*

DCC gjelder for nye *transmission-connected demand facilities, transmission connected distribution facilities, distribution systems og demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services*. Dette i henhold til artikkel 3 i DCC.

Videre gjelder DCC også for anlegg med såpass betydelige endringer at en ny tilknytningsavtale er nødvendig, i henhold til artikkel 4 i DCC. Statnetts veileder beskriver i stor grad at virkeområdet til NVF skal gjelde nye anlegg eller anlegg med reinvesteringer som gir andre eltekniske løsninger. *Ny tilknytningsavtale og andre eltekniske løsninger* kan ikke tolkes ordrett som det samme og kan gi NVF et større virkeområde enn DCC. Vi ber derfor Statnett redegjøre for hvordan de ser på denne forskjellen i dag og hvordan virkeområde skal håndteres når DCC er trådt i kraft også i Norge. Vi ber også Statnett redegjøre for hvorfor ikke DCC er relevant i forbindelse med å stille krav til nettanlegg, da dette ikke synes klart for oss i henhold til DCCs virkeområde som beskrevet ovenfor.

Energi Norge har ikke vurdert virkeområde for HVDC-anlegg.

## **§ 15 Spenningsregulering og aktiv effekt**

Energi Norge er positive til at Statnett peker på konsesjonærenes eget ansvar for spenningsregulering i eget nett, men beskriver ikke hvordan konsesjonærene får tilgang til relevante virkemidler og nødvendig informasjon. Spenningsregulering og reaktiv effektbalanse må optimaliseres i henhold til gjeldende lover og forskrifter og minimering av tap, det er derfor ikke alltid hensiktsmessig at Statnett setter grenser for spenning uten å hensynta hva som påvirker reaktiv balanse eller motsatt. Energi Norge mener dette er en optimalisering konsesjonærene kan løse i samarbeid med Statnett.

Energi Norge vil også påpeke at trinnkoblerne i transformatorer mellom transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett er et virkemiddel for å regulere spenningen i regionalt distribusjonsnett. Vi kan ikke se at det er nevnt i retningslinjene og mener det burde komme tydeligere fram som et lavkostnadstiltak systemansvarlig kan iverksette i henhold til § 15 femte ledd. Det bør fremgå av retningslinjene hvordan Statnett vil håndtere denne typen tiltak og kommunikasjon med konsesjonærer. Energi Norge mener det bør være så lav terskel som mulig for å benytte denne typen tiltak.

## **§ 16 Koblingsbilde**

Det er viktig at konsesjonærene og Statnett har et godt samarbeid rundt fastsettelse av koblingsbilder i nettet, både i normal drift eller utkoblinger, slik at relevant informasjon knyttet til kriteriene Statnett skal vurdere når det fastsettes nye koblingsbilder kommer frem. Ved feilsituasjoner bør den konsesjonæren som er nærmest problemet kunne starte feilsøking umiddelbart, da det er lite tid til dialog.

Under retningslinjen for § 16 første ledd avsnitt 6 stiller Energi Norge seg undrende til setningen om at systemansvarlig vil vedta koblingsbilder som reduserer sannsynligheten for utfall ved dårlig vær. Målet bør være å redusere konsekvensen av et utfall av en anleggsdel, ikke å redusere sannsynligheten for utfallet i seg selv.

## **§ 17 Samordning av driftsstanser**

I forbindelse med retningslinjene til § 17 første ledd er det positivt å lese at Statnett i stor grad anerkjenner konsesjonærenes praksis med å koordinere driftsstanser internt og med berørte konsesjonærer før Statnett mottar søknaden. Dette er en praksis som vi opplever at fungerer godt. Det ligger en mulig ressursbesparing i å la konsesjonærer koordinere driftsstanser som ikke påvirker regionalt distribusjonsnett eller transmisjonsnett uten å varsle systemansvarlig som deretter må gjøre et vedtak. På spenningsnivåer under 132 kV er observerbarheten til Statnett avtagende, mens konsesjonærene har bedre oversikt og er derfor bedre egnet til å koordinere driftsstanser. Retningslinjene bør beskrive faktisk samarbeid med regionale konsesjonærer og gjerne hvordan dette kan videreutvikles.

Energi Norge anerkjenner at det har en verdi for berørte konsesjonærer og systemansvarlig å kjenne til driftsstanser uten utkobling. Vi mener likevel at retningslinjene slik de er formulert i høringsutkastet legger opp til en overrapportering av utkoblingsplaner som ikke gir tilstrekkelig merverdi i form av økt driftssikkerhet. Retningslinjene bør endres slik at man unngår overrapportering.

Energi Norge ser positivt på innføringen av forenklet behandling av noen driftsstanser. Dette reduserer administrative kostnader for både konsesjonæren og Statnett. Energi Norge har en forventning om at Statnett finner frem til en fornuftig gjennomføring også i praksis.

## **§ 18 Målinger og meldinger**

Energi Norge støtter overgangen til ICCP og eventuelle overgangsordninger som bidrar til å unngå unødvendig økte kostnader på kort sikt.

## **§ 20 Vern og reléplanlegging**

Energi Norge mener at det kan fremgå tydeligere av retningslinjene hvilken konsesjonær som skal bære kostnadene dersom en konsesjonær A må gjøre endringer på vern eller relé utløst av et behov i nettet til konsesjonær B.

## **§ 22b Rapportering av spenningskvalitet**

Energi Norge er positive til forskriftsendringen og en modernisering av NASDAT med automatisk rapportering som bidrar til effektivisering hos alle parter.



Når Statnett gis myndighet til å endre format, innhold, metode for rapportering mener Energi Norge at betydelige endringer som kan være kostnadsdrivende og/eller tidsdrivende for konsesjonærer og/eller Statnett må vurderes, dokumenteres og forsvares ut fra samfunnsøkonomisk rasjonalitet for å holde kostnadene på et så lavt nivå som mulig.

## **Om Energi Norge**

Energi Norge er en interesse- og arbeidsgiverorganisasjon for norsk fornybarnæring. Energi Norge representerer ca. 280 bedrifter som produserer, transporterer og selger strøm og varme. Våre medlemmer står for 99 prosent av kraftproduksjonen og sørger for daglige leveranser til cirka 90 prosent av strøm- og nettkundene i Norge. Vår visjon er at Norge skal ta en global lederposisjon som det første fornybare og fullelektriske samfunn i verden. Medlemmenes oppdrag til oss er å fremme fornybarnæringens konkurransevne for å øke norsk verdiskaping.

Energi Norge ber Statnett om et møte for å ytterligere utdype dette høringssvaret.

Vennlig hilsen

Energi Norge



Kristin H. Lind

Direktør nett, entreprenør og kraftsystem



Per Arne Vada

Næringspolitisk rådgiver

Kopi: OED, RME

## Vedlegg 1

Uttalelse fra Energi Norge til **Artikkel 4** i RfG i forbindelse med overlevering av gjennomgang av NC-RfG til NVE i desember 2017:

### Tekstinnspill fra Energi Norges representanter i RfG-referansegruppen til §§ 4,7,15, 38 og 39

Dato: 01.12.17

**§4:** EUs Kommisjonsforordning 2016/631 om Etablering av en nettverkskode om krav til nettverkstilknytning for produksjonsanlegg (RfG) av 14. april 2016 er vedtatt av EU med hjemmel i EUs såkalte grensehandelsforordning 714/2009 artikkel 6(11) som igjen er en del av EUs tredje energimarkedspakke. Regelverket er ansett EØS-relevant og akseptabelt, og skal etter planen gjennomføres i norsk rett i 2018 etter at Stortinget har gitt sitt samtykke til innlemmelse. Dette må skje gjennom forskrifts- og/eller lovendring, jf. EØS-avtalen artikkel 7 første ledd bokstav a hvor forordningen "som sådan" må gjøres til en del av intern norsk rettsorden. Ved gjennomføring av forordninger er det i motsetning til for direktiver altså ikke anledning til å velge en mer fleksibel gjennomføringsmåte, men dette skal som hovedregel skje gjennom en oversettelse ord for ord i lov eller forskrift.

I sin anbefaling til § 4 argumenterer Statnett blant annet med at "Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering", "NC-RfG bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg".

Statnett synes her å argumentere for en avvikende regulering som stiller ytterligere krav til norske produksjonsanlegg ut over det som følger av forordningens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under RfG.

Etter vårt syn skal det uavhengig av valget av juridisk tilnærming mye til for å hevde at det er rom for avvikende regulering på dette området, jf. EU domstolens rettspraksis som vektlegger om avvikende regulering er "nødvendig" og "proporsjonal" for å hensynta "tvingende allmenne hensyn", jf. 1997 s I-3843 de Agostini, se avsnitt (47).

På dette området har myndighetene nettopp gjennom RfG fått de nødvendige mulighetene til å gjøre unntak og derved ivareta forsyningssikkerhetshensynet i konkrete tilfeller hvor vesentlige endringer ikke har skjedd. Kost/nytte må legges til grunn slik EU-domstolen har vært opptatt av

Vi kan vanskelig se at det juridisk sett er "nødvendig" med avvikende regulering for å oppnå forsyningssikkerhetsformål. Dette vil også ha svært negative konsekvenser for konkurransevnen til norsk fornybarproduksjon sammenliknet med andre land som følge av økte kostnader. Statnett synes å basere sin vurdering på § 4.3, hvor det gis adgang for aktuell TSO til å foreslå for regulator å utvide virkeområdet for RfG etter en konkret kost/nytte-vurdering. Intensjonen med § 4.3 synes å være å gi en mulighet til å utvide virkeområdet for RfG hvis det oppstår vesentlige faktiske endringer i kraftsystemets egenart. Siden det norske kraftsystemet er tilnærmet 100% fornybart, basert på regulerbar vannkraft, og i motsetning til hva som er forventet for de fleste EU-land, ikke står overfor en betydelig endring av produksjonsmiks og systemegenskaper som følge av dette (jfr. for eksempel NVEs kraftmarkedsanalyse 2017-2030), er denne bestemmelsen etter vår vurdering mindre relevant for Norge.

At det er nødvendig med avvikende regulering utfra forsyningssikkerhetsformål, er også lite relevant utfra at forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet har vært og er høy. For eksempel viser NVEs rapport "Driften av kraftsystemet 2016" at leveringspåliteligheten i perioden 1997-2016 har ligget i intervallet 99,97-99,99%. Frekvens- og spenningskvalitet har også gjennomgående vært tilfredsstillende, selv om frekvenskvaliteten noen år har vært noe fallende. Denne utfordringen er imidlertid adressert gjennom egne tiltak.

Norske myndigheter vil således etter vår vurdering ikke ha anledning til å vedta avvikende regelverk fra RfG § 4. men må basere seg på bruken av det generelle unntaket for "vesentlig endring" og individuell vurdering basert på ordlyden i § 4.1.a og b.

I § 4.1.a skal det gjøres en individuell vurdering av om type C eller D-anlegg har blitt endret i en slik grad at tilknytningskontrakten må endres vesentlig. Denne fremgangsmåten kan ikke anvendes uten videre i Norge, da tilknytningskontraktene normalt ikke beskriver funksjonskrav til enkeltanlegg så detaljert som RfG legger opp til.

"Vesentlighetskravet" kan for norske forhold oversettes til endringer i anleggs funksjonalitet som er slik at det kan ha vesentlig påvirkning på kraftsystemets funksjonalitet regionalt og/eller sentralt. Det er vanskelig å gi en presis, generell beskrivelse av hva slags endringer i et eksisterende anlegg som påvirker kraftsystemets funksjonalitet i vesentlig grad. Fordi § 4 stiller krav om "vesentlige endringer", og RfG er en forordning som gjelder tilknytning av nye anlegg, må ikke ordlyden tolkes så innskrenkende at mer eller mindre alle endringer i eksisterende anlegg faller inn under RfG.

Som et eksempel på hvor terskelen for vesentlige endringer bør ligge, mener Energi Norges representanter endringer i eksisterende anlegg som er så vesentlige at det påvirker vannføringen og at det dermed må søkes konsesjon etter vannressursloven. Ved slike endringer påvirkes anleggets energi og effekttilgang, og slike tiltak utløser normalt også konsesjonskrav etter energiloven. En slik hovedregel vil bidra til å sikre forutsigbarhet i regelverket for eksisterende anlegg, og redusere behovet for unødvendig saksbehandling. Samtidig vil det muliggjøre bedre utnyttelse av vannressursene ved økt virkningsgrad, uten at det pålegges fordyrende krav.

I spesielle tilfeller kan det være behov for å gjøre unntak fra hovedregelen over. Vi mener alle slike unntak må underlegges kost/nytte analyse før krav i RfG helt eller delvis kan gjøres gjeldende. Her kan ordlyden i §4.1.a og b legges til grunn:

§ 4.1.b åpner for at aktuell TSO kan søke reguleringsmyndighet, som skal avgjøre om kravene i RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende for anlegget. Krav kan bare gjøres gjeldende dersom det er dokumentert at disse er samfunnsmessig rasjonelle (samfunnsøkonomisk lønnsomme). Det er derfor krav om at det skal gjennomføres en kost/nytte analyse i tråd med §§ 38 og 39 før reguleringsmyndigheten kan fatte beslutning.

§4.1.a åpner for at reguleringsmyndighet kan avgjøre om kravene i RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende ved vesentlig endring i et eksisterende produksjonsanlegg av type C eller D, basert på søknad fra aktuell systemoperatør. Det legges til grunn at reguleringsmyndighetens avgjørelse i slike saker også skal være basert på en vurdering av om dette er samfunnsmessig rasjonelt, jfr § 1-2 i energiloven om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Energi Norges representanter mener derfor at krav om kost/nytte vurdering i tråd med §§ 38 og 39 også skal gjelde for avgjørelser truffet basert på §4.1.a. i-iii. Det fremgår av §38.1 at det skal gjennomføres kost/nytte analyser ved enhver anvendelse av RfG-krav på eksisterende produksjonsanlegg. Vi viser også til §62.2d om at en søknad fra en anleggseier om unntak skal dokumenteres med kost/nytte analyse.

Vi har forståelse for at systemansvarlig er opptatt av at funksjonalitet i eksisterende anlegg opprettholdes. Men dette er tematikk som ikke er regulert gjennom RfG. Funksjonalitet i eksisterende anlegg er bl.a. regulert gjennom energilovforskriften § 3-5 og beredskapsforskriften som blant annet stiller krav til separata drifts- og svartstartegenskaper for klasse 3-anlegg. Videre legger andre nettkoder opp til at funksjonalitet som er nødvendig for at kraftsystemet skal fungere tilfredsstillende og ha nødvendig robusthet, kan anskaffes gjennom markedsbaserte løsninger. Dette gjelder for eksempel rask frekvensregulering (primærregulering), start fra mørk stasjon og inertia/svingmasse.

Utvikling av veiledere vil bli viktig for å legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell, harmonisert og tydelig praksis for gjennomføring av tilknytningskoden RfG i Norge. Bransjen ønsker å delta aktivt i dette arbeidet. Vi ser også behov for å innhente informasjon om andre lands gjennomføring og praktisering samt Kommisjonens tilnærming for å sikre like konkurransevilkår i det indre energimarkedet.

Kommentarer fra Energi Norges representanter til senere artikler i denne forordningen er basert på at vår forståelse av § 4 gjelder.

*Vedlegget slutt.*