

# Høringsnotat

Forslag til endringer i forskrift om elektrisk kraft over  
landegrensene

- gjennomføring av kommisjonsforordning (EU)  
2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for  
langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA)

1	Hovedinnhold i høringsforslaget .....	3
2	Bakgrunn .....	3
2.1	Innledning .....	3
2.2	Nettkoder og retningslinjer for elektrisitet.....	5
3	Nærmere om forordning 2016/1719 (FCA).....	7
3.1	Innledning .....	7
3.2	Prissikring i Norden .....	8
3.3	Bakgrunn og formål .....	9
3.4	Innholdet i forordningen .....	9
3.4.1	Utarbeidelse og fastsettelse av metoder og vilkår .....	9
3.4.2	Prissikring med langsiktige transmisjonsrettigheter .....	11
3.4.3	Unntak fra kravet om at det skal utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter 12	
3.4.4	TSOenes beregning av langsiktig kapasitet .....	12
3.4.5	Felles tildelingsplattform for auksjoner av langsiktige transmisjonsrettigheter 13	
4	Departementets vurdering.....	13
4.1	Gjennomføring av forordningen i norsk rett.....	13
4.2	Forholdet til forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.....	15
5	Økonomiske og administrative konsekvenser .....	15
	Forslag til forskrift om endringer i forskrift om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer) .....	17

# 1 Hovedinnhold i høringsforslaget

Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av en retningslinje for langsiktig kapasitetstildeling ("Forward Capacity Allocation", FCA) ble vedtatt 26. september 2016 og trådte i kraft 17. oktober 2016 i EU. I dette høringsnotatet foreslår departementet forskriftsendringer for å gjennomføre FCA i norsk rett.

FCA har som formål å legge til rette for et integrert europeisk kraftmarked gjennom å sørge for at markedsaktørene har tilgang til effektive muligheter for å sikre seg mot fremtidig prisrisiko i områdene de driver virksomhet. En nærmere omtale av forordningen fremgår i punkt 3 nedenfor.

Forordningen er vedtatt av Kommissjonen i medhold av tredje energimarkedspakke, og utfyller denne. Departementet anser FCA som EØS-relevant, og tar sikte på at forordningen innlemmes i EØS-avtalen med nødvendige EØS-tilpasninger. Departementet er i dialog med EU-siden om EØS-tilpasninger og forhandlingene er ikke avsluttet. Det pågår samtidig et samarbeid mellom europeiske operatører av transmisjonsnett (TSOer) for å utvikle vilkår og metoder i tråd med kravene i FCA. Hensynet til norske aktørers deltagelse i slike prosesser, og muligheten til å påvirke utformingen av det nordiske og europeiske kraftmarkedet på best mulig måte, gjør det viktig å innlemme FCA i EØS-avtalen.

Som forordning er FCA bindende i sin helhet og skal etter EØS-avtalen artikkel 7 gjøres til del av avtalepartenes rettsorden "som sådan". I praksis betyr dette at forordningen gjennomføres ordrett, med de tilpasninger som vil følge av EØS-komiteens beslutning. Departementet foreslår at FCA innlemmes i norsk rett ved inkorporasjon i forskrift med hjemmel i energiloven § 10-6 annet ledd. Dette er samme teknikk som er anvendt på forordningene tilknyttet andre energimarkedspakke, jf. forskrift 20. desember 2006 nr. 1563 om elektrisk kraft over landegrensene, og som foreslås for de andre nettkodene og retningslinjene under tredje energimarkedspakke. Energiloven er ikke gjort gjeldende for Svalbard, og Svalbard er heller ikke omfattet av EØS-avtalen. Forslagene i høringsnotatet får derfor ikke konsekvenser for Svalbard.

For å klargjøre hjemmelsgrunnlaget for krav til oversendelse av informasjon til særlig ENTSO-E i henhold til bestemmelser både i FCA flere av de andre forordningene gitt i medhold av tredje energimarkedspakke, har departementet tidligere foreslått en endring i energiloven § 10-2. Det vises til høringsnotat av 23. november 2018 (vår referanse 18/474) hva gjelder forslaget til denne endringen.

## 2 Bakgrunn

### 2.1 Innledning

Kraftmarkedet er i dag en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om behovet for nye investeringer, samtidig som markedet bidrar til å balansere produksjon og forbruk av strøm. Gjennom kraftutveksling har man mulighet til

å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre mellom land. Dette bidrar til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert land skal sørge for sin energiforsyning alene.

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, som igjen er integrert i det europeiske markedet gjennom overføringsforbindelser mellom landene. Et særtrekk ved det nordiske kraftmarkedet er samarbeidet mellom landene om utvikling av felles markedsløsninger. Det har vært en betydelig utvikling på dette området etter at de nordiske landene deregulerte kraftmarkedene sine på 1990-tallet.

Etter dereguleringen av kraftmarkedene og fram til 2000 etablerte de nordiske landene en felles kraftbørs, Nord Pool, som organiserer den fysiske krafthandelen. Senere har også Baltikum sluttet seg til Nord Pool. Det meste av den nordiske krafthandelen foregår på Nord Pool. Stor grad av handel gjennom kraftbørsen har tilrettelagt for økt grad av transparens i prisfastsettelsen og tillit mellom aktørene i det nordiske kraftmarkedet. De nordiske TSOene har også et godt samarbeid blant annet gjennom en avtale om systemdrift.

I dag skjer samarbeidet i det nordiske kraftmarkedet på flere nivå, som involverer energimyndigheter, operatører av transmisjonsnett og ulike markedsaktører. For de nordiske landene har samarbeidet mellom operatører av transmisjonsnett (TSOene, Statnett i Norge) vært særlig viktig for å sikre den løpende driften og utviklingen av kraftsystemet. Det er også et tett samarbeid mellom direktorater og nasjonale reguleringsmyndigheter for energi (NVE v/RME i Norge). Samarbeidet legger grunnlag for et fortsatt velfungerende kraftmarked i de nordiske landene.

Til tross for et klart mål om et mer integrert og velfungerende kraftmarked i Europa, har markedsintegrasjonen i de europeiske landene tatt tid. De siste års omstilling av energi- og kraftforsyningen har synliggjort et økende behov for bedre harmonisering over landegrensene. Særlig har en rask og omfattende innfasing av uregulerbar fornybar kraftproduksjon i de europeiske kraftsystemene gitt nye utfordringer. Samtidig har en rask teknologisk utvikling åpnet for nye måter å omsette, produsere og bruke energi på. Til sammen øker dette de kortsiktige variasjonene i det enkelte lands kraftsystem, som har gitt opphav til økte kostnader og større og mer uforutsigbar kraftflyt mellom de europeiske landene.

Omstillingen av energiforsyningen i de europeiske landene forventes å fortsette. Behovet for å sikre en pålitelig kraftforsyning til lavest mulig kostnad for forbrukerne er en viktig bakenforliggende årsak til ønsket om videreutvikling av det felles indre kraftmarkedet. Over tid har EU derfor utarbeidet omfattende lovgivning for det indre kraftmarkedet, blant annet gjennom pakker med rettsakter for energimarkedene (energimarkedspakker). Den tredje energimarkedspakken ble vedtatt i 2009. Kommisjonsforordningene som omtales i dette høringsnotatet er vedtatt i medhold av og til utfylling av denne.

Energimarkedspakkene trekker opp viktige hovedprinsipper for organiseringen av kraftmarkedet, men må suppleres med utfyllende regler og nærmere arbeidsprosesser for krafthandelen mellom land. Da tredje energimarkedspakke ble vedtatt i 2009 ble det i

rettsaktene fastsatt av EUs Råd og Parlament nærmere prosedyreregler for å utvikle et mer detaljert regelverk, såkalte *nettkoder* og *retningslinjer*. Disse rettsaktene er vedtatt av Kommisjonen, og omhandler engrosmarkedet for elektrisitet, driften av kraftsystemet og tilknytning til kraftnettet. Formålet er å harmonisere tekniske krav og å legge til rette for et effektivt kraftsystem gjennom markedsbaserte handelsregler. Dette er også krav til kraftbørsene og TSOene om videre samarbeid om en rekke tekniske forhold der det er nødvendig å utvikle felles løsninger for en effektiv og sikker krafthandel mellom land.

Overføringssystemet for kraft utgjør den grunnleggende infrastrukturen i kraftsystemet. Det er et spesielt behov for økt samarbeid og konsistens mellom landene i driften av dette. Et velfungerende overføringssystem skal sørge for at kraften bringes til områdene hvor behovet er størst, og at forsyningssikkerheten opprettholdes i situasjoner med store variasjoner i produksjon og forbruk av elektrisitet. Handelsløsningene må også harmoniseres og tilpasses nye utfordringer i kraftsystemet.

Innlemmelsen av det utfyllende regelverket i nettkodene og retningslinjene i EØS-avtalen vil sikre god systemsikkerhet og at aktører i det norske kraftmarkedet står overfor like rammevilkår for handel som aktører i Europa for øvrig. Regelverket vil også sikre at krafthandel over landegrensene skjer etter markedsbaserte prinsipper.

En omtale av nettkoder og retningslinjer er tidligere gitt i Meld. St. 25 (2015-2016) Kraft til endring og Prop. 4 S (2017-2018) Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken.

## **2.2 Nettkoder og retningslinjer for elektrisitet**

Med hjemmel i tredje energimarkedspakke har Kommisjonen vedtatt åtte nettkoder og retningslinjer som dekker engrosmarkedet for kraft, prinsipper for driften av kraftsystemet og tilknytning til kraftnettet. Hvordan de åtte nettkodene og retningslinjene for elektrisitet fordeler seg på disse tre områdene fremgår av listen under.

Da Kommisjonen startet arbeidet med å utarbeide retningslinjene for kraftmarkedet etter at den tredje energimarkedspakken var trådt i kraft 3. mars 2011, ble det tatt utgangspunkt i markedsløsningene for krafthandel som allerede var implementert i Norden. Forøvrig er utarbeidelsen av nettkoder og retningslinjer spesielt begrunnet i behovet for økt samarbeid og koordinering mellom operatører av transmisjonsnettet.

### **Vedtatte nettkoder og retningslinjer for elektrisitet i EU**

#### **Kraftmarked**

- **CACM** - Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering ("Capacity Allocation and Congestion Management")
- **FCA** - Forordning om langsiktig kapasitetstildeling ("Forward Capacity Allocation")
- **EB** - Forordning om balansering av kraftsystemet ("Electricity Balancing")

#### **Drift av kraftsystemet**

- **SOGL** - Forordning om systemdrift ("System Operations Guideline")
- **ER** - Forordning om nødsituasjoner og gjenoppretting ("Emergency and Restoration")

### Tilknytning til kraftnettet

- **RfG** - Forordning om krav for nettilknytning av generatorer ("Requirements for Generators")
- **DCC** - Forordning om nettilknytning av forbruk ("Demand Connection Code")
- **HVDC** - Forordning om nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømkabler ("High Voltage Direct Current Connections")

Prosedyren for hvordan nettkoder og retningslinjer blir vedtatt er omtalt i Prop. 4 S (2017-2018) punkt 3.4. I vedtagelsesprosedyren medvirker de europeiske TSOer gjennom organisasjonen ENTSO-E, og de nasjonale reguleringsmyndighetene for energi gjennom byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (ACER). Forordningene blir vedtatt av Kommisjonen etter prosedyren for komitologi. Her har Norge observatørstatus, men med talerett.

I vedtagelsesfasen har Statnett, NVE og departementet gitt innspill til utformingen av rettsaktene. Nettkodene og retningslinjene påvirker flere aktører i kraftmarkedet, herunder TSOer, kraftprodusenter, nettselskap, kraftbørser, forskjellige aktører innenfor krafthandel, utstyrsleverandører og kraftforbrukere. Det er forskjellige hjemmelsbestemmelser og litt ulike vedtagelsesprosedyrer avhengig av om rettsaktene utarbeides som "nettkoder" eller "retningslinjer".

De åtte nettkodene og retningslinjene for elektrisitet som er vedtatt i EU, er ikke innlemmet i EØS-avtalen. I første omgang tar departementet sikte på at en beslutning i EØS-komiteen vil omfatte innlemmelse av retningslinjene (CACM, FCA, EB og SOGL) i EØS-avtalen. Forslag til lovendringer og vedtak om samtykke legges fram for Stortinget i samsvar med ordinære prosedyrer.

Av de åtte kommisjonsforordningene som nå er vedtatt er SOGL, CACM, FCA og EB vedtatt som "retningslinjer", mens ER, RfG, DCC og HVDC er vedtatt som "nettkoder". Forordningene har ulike detaljeringsgrader, men felles for retningslinjene er at det pekes ut spesifikke temaer eller områder der først og fremst TSOene skal utarbeide mer detaljerte *metoder* og *vilkår*. Forordningene som er vedtatt som nettkoder har ikke tilsvarende prosesser. Siden dette er pågående arbeidsprosesser av betydning for den praktiske organiseringen av kraftmarkedet mellom land, har departementet prioritert arbeidet med gjennomføring av retningslinjene.

Prosessen for å utvikle nærmere vilkår og metoder som følger av retningslinjene har som formål å harmonisere disse i hele EU. Visse metoder og vilkår skal derfor utarbeides av samtlige TSOer eller NEMOer, og godkjennes av samtlige nasjonale reguleringsmyndigheter for energi. Dette sikrer felles gjennomføring på EU-nivå. Det er imidlertid ikke alle metoder og vilkår som kan harmoniseres på en effektiv måte i Europa. Mange metoder og vilkår skal derfor utarbeides og godkjennes for nærmere bestemte regioner, for eksempel Norden.

Forslagene til metoder og vilkår som TSOene og NEMOene utarbeider skal godkjennes av de nasjonale reguleringsmyndighetene for energi. De skal ta stilling til om de oppfyller retningslinjenes formål og er i overensstemmelse med de generelle prinsippene som angis

i retningslinjene. Det å treffe slike vedtak er en oppgave for landenes reguleringsmyndigheter, for å sikre kontroll med vilkår og betingelser for tilgang til nett i tråd med tredje elmarkedsdirektiv. Dersom de nasjonale reguleringsmyndighetene ikke blir enige om å vedta et forslag fra eksempelvis TSOene, eller de i fellesskap ber om det, har samarbeidsbyrået for reguleringsmyndigheter for energi (ACER) myndighet til å fatte vedtak.

I EØS-komiteens beslutning 5. mai 2017 om innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen, som ble behandlet av Stortinget i henhold til Prop. 4 S (2017-2018) og Innst. 178 S (2017-2018), er det inntatt tilpasninger om vedtak som kan fattes av ACER. Myndighet til å treffe vedtak overfor EFTA-statene er lagt til EFTAs overvåkningsorgan (ESA), som skal basere vedtaket sitt på et utkast fra ACER. Vedtaket skal rettes mot nasjonal reguleringsmyndighet, som deretter må fatte nødvendige vedtak internrettslig. Slike vedtak må til for at norske aktører skal bli rettslig bundet.

I Norge er det Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som vil få ansvaret for å godkjenne forslag til vilkår og metoder. Når det gjelder vedtak fra ACER, legger departementet opp til at myndighet til å fatte vedtak overfor EFTA-statene legges til ESA i samsvar med tilpasningene for innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen.

Metodene og vilkårene som skal utarbeides i medhold av retningslinjene er i stor grad de samme som landene i Norden hittil har samarbeidet om på frivillig basis. Det vil si at det meste ikke har vært direkte regulert i nasjonal lovgivning, men gjennom avtaler mellom de nordiske TSOene og andre aktører. Et eksempel er den nordiske systemdriftsavtalen. Nå skjer harmoniseringen i mange tilfeller på EU-nivå eller i nærmere bestemte regioner som blant annet Norden, og samarbeidet formaliseres.

Som systemansvarlige har TSOene det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. TSOene utarbeider forslag til metoder og vilkår, og har muligheter til å påvirke hvordan det detaljerte markedsregelverket skal utvikles. Samtidig er det reguleringsmyndighetene eller ACER (for Norges del ESA) ved uenighet, som fatter vedtak om godkjenning av vilkår og metoder. Gjennomføring av CACM, SOGL, FCA og EB er en forutsetning for at norske aktører, som Statnett, Nord Pool og NVE/v Reguleringsmyndigheten for energi (RME) får delta i utviklingen av metoder og vilkår under forordningene. Deltagelse i slike prosesser er avgjørende for markedskoblingen mellom kraftsystemene Norge og våre naboland.

### **3 Nærmere om forordning 2016/1719 (FCA)**

#### **3.1 Innledning**

FCA er fastsatt i medhold av europaparlaments- og rådsforordning (EF) 714/2009 om grensekryssende krafthandel, som inngår i EUs tredje energimarkedspakke. EØS-komiteens beslutning 5. mai 2017 om innlemmelse av den tredje energimarkedspakken i EØS-avtalen ble behandlet av Stortinget i 2018, jf. Prop. 4 S (2017-2018) og Innst. 178 S

(2017-2018). Stortinget vedtok 22. mars 2018 samtykke til innlemmelse av energimarkedspakken i EØS-avtalen, og nødvendige endringer i energiloven i henhold til Prop. 5 L (2017-2018) og Innst. 175 L (2017-2018). Lovvedtaket er sanksjonert, men ikke satt i kraft

Departementet sendte Kommisjonens forslag til forordning om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA) på offentlig høring 5. februar 2016. Høringen ble gjennomført for å orientere om det foreslåtte regelverket og innhente synspunkter på et tidlig stadium. Høringsvarene er oppsummert i et EØS-notat, tilgjengelig i departementenes EØS-notatbase på regjeringen.no.

Formålet med FCA er å legge til rette for et integrert europeisk kraftmarked gjennom å sørge for at markedsaktørene har tilgang til effektive muligheter for å sikre seg mot fremtidig prisrisiko i områdene de driver virksomhet. Forordningen tar utgangspunkt i at TSOene skal utstede såkalte langsiktige transmisjonsrettigheter, som et produkt for prissikring, men FCA åpner også opp for unntak fra å innføre transmisjonsrettigheter. Utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter forutsetter at TSOene beregner tilgjengelig langsiktig overføringskapasitet.

FCA inneholder blant annet regler for langsiktig kapasitetsfastsettelse, etablering av en plattform for auksjonering av langsiktige transmisjonsrettigheter og regler for handel med langsiktige transmisjonsrettigheter. Forordningen inneholder også regler om unntak fra kravet om utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter.

Hovedvekten av forordningens bestemmelser gjelder krav og forpliktelser som vil få betydning for nasjonale reguleringsmyndigheter, systemoperatører (TSOer), organisasjonen for det europeiske nettverket for operatører av transmisjonssystem for elektrisitet (ENTSO-E) og byrået for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (ACER). I tillegg vil aktører i kraftmarkedet som har behov for produkter for prissikring berøres.

### **3.2 Prissikring i Norden**

Aktørene i kraftmarkedet i Norden benytter finansielle produkter til prissikring Dette er kontrakter som gjøres opp finansielt, uten fysisk sluttoppgjør i form av kraftleveranser. Finansielle produkter omtales ofte som langsiktige kontrakter fordi de handles for en periode lengre frem i tid enn de fysiske produktene.

Finansiell krafthandel kan foregå både bilateralt og på en markedsplass/børs. I dag foregår det meste av den finansielle handelen i Norden på børsen Nasdaq OMX Commodities AS (Nasdaq OMX). På Nasdaq OMX kan aktører prissikre seg for kjøp og salg av kraft for opptil 10 år frem i tid. Aktører som handler med finansielle produkter er gjerne kraftprodusenter, kraftleverandører, tradere, meglere, stor industri og andre større forbrukere.

De fleste aktører som handler i det finansielle kraftmarkedet, handler for å sikre prisrisikoen de har i og mellom budområdet de opererer i. Hver aktør har sin egen strategi



for prissikring og avveier selv hvor mye produksjon, forbruk eller handel de ønsker å sikre.

I Europa finnes det flere måter for aktørene å håndtere og sikre prisen på kraftleveranser. De nordiske landene bruker hovedsakelig finansielle kontrakter som *systempriskontrakter* og *EPAD-kontrakter* (Electricity Price Area Differentials, tidligere CfD – Contracts for Difference), mens man i resten av EU hovedsakelig bruker langsiktige transmisjonsrettigheter.

En systempriskontrakt er en kontrakt som er knyttet til systemprisen som avregningspris. Systemprisen beregnes hver dag av kraftbørsen Nord Pool, og er en referansepris, som beregnes ut fra en forutsetning om at det ikke er overføringsbegrensninger (flaskehals) i det nordiske transmisjonsnett. Systemprisen er felles for hele Norden.

Systempriskontrakter gjør det mulig for aktørene å sikre store deler av den grunnleggende prisrisikoen som eksisterer i det nordiske kraftmarkedet som følger av varierende forbruk og varierende tilgang på for eksempel vann- og kjernekraft samt variasjoner i brenselpris. Prisrisikoen som gjenstår, det vil si forskjellen mellom prisen i et budområde og systemprisen eller mellom to budområder, kan imidlertid ikke håndteres med en systempriskontrakt. Den håndteres i stedet med EPAD-kontrakter.

Kombinasjonen av systempriskontrakter og EPAD-kontrakter gir aktørene en effektiv mulighet for prissikring for både prisrisikoen som eksisterer i systemet som helhet og for prisrisikoen i det spesifikke budområdet som EPAD-kontrakten avregnes mot.

TSOer er ikke involvert i handel med systempriskontrakter eller i handel med EPAD-kontrakter.

### **3.3 Bakgrunn og formål**

Formålet med FCA er at markedsaktørene skal få muligheten til å håndtere den økonomiske risikoen som oppstår ved handel av elektrisitet på grunn av prisvariasjoner over tid, innad i budområder og mellom ulike budområder.

FCA angir metodene for hvordan regler for langsiktig kapasitetstildeling mellom ulike budområder skal utformes og hvordan produkter for langsiktig prissikring skal håndteres. FCA sikrer at markedsaktørene har tilgang til produkter for langsiktig prissikring og risikostyring. Disse produktene vil kunne brukes av kraftprodusenter, kraftleverandører, tradere, meglere, større industri og andre større forbrukere til å håndtere fremtidig prisrisiko i budområdet de opererer i.

### **3.4 Innholdet i forordningen**

#### **3.4.1 Utarbeidelse og fastsettelse av metoder og vilkår**

TSOene skal utvikle forslag til vilkår og metoder som utfyller bestemmelsene i FCA. Forslagene skal sendes på offentlig høring, og før de relevante nasjonale reguleringsmyndighetene skal godkjenne dem.

Vilkår og metoder skal fastsettes på europeisk, regionalt og nasjonalt nivå. Avhengig av virkeområdet for de ulike forslagene som utvikles, må TSOene samarbeide på regionalt eller felleseuropeisk nivå. For at prosessen med utvikling og godkjenning av vilkår og metoder ikke skal forsinke gjennomføringen av det indre markedet, har forordningen bestemmelser om hvordan samarbeidet og beslutningsprosessene mellom TSOer og reguleringsmyndigheter skal foregå.

Der forslag til vilkår og metoder skal utarbeides av mer enn én TSO, skal deltakende TSOer samarbeide for å bli enige om felles forslag. Dersom TSOene ikke klarer å enes om et felles forslag, skal forslaget besluttes med et kvalifisert flertall av alle TSOene. Dette gjelder for forslag som skal utarbeides på europeisk nivå og forslag som skal utarbeides i regioner som omfatter mer enn fem land. I regioner med fem eller færre land, som i Norden, skal TSO-forslag besluttes enstemmig. Dersom TSOene ikke er i stand til å fremme et forslag i tråd med reglene, skal både ACER og Kommisjonen involveres, se FCA artikkel 4 nr. 4.

Når TSOene har kommet frem til et felles forslag, skal disse hver for seg oversende forslaget til sin respektive nasjonale reguleringsmyndighet for godkjenning.

Når godkjenning av vilkår eller metoder krever en beslutning fra flere reguleringsmyndigheter skal disse konsultere hverandre og samarbeide for å forsøke å oppnå enighet, jf. artikkel 4 nr. 9. Oppnår de ikke enighet om godkjenning eller de sender felles anmodning til ACER om å fatte vedtak, skal ACER fatte vedtak, jf. artikkel 4 nr. 10. I en slik situasjon legges det opp til at ESA får kompetanse til å fatte vedtak rettet mot RME, se omtalen i punkt 2.2 og punkt 4.1. Dette er i tråd med EØS-tilpasningene for tredje energimarkedspakke.

For å effektivisere beslutningsprosessen har Europaparlamentet og rådet vedtatt en ny forordning som erstatter forordning (EF) nr. 713/2009 om opprettelse av ACER. Blant annet er det gjort endringer som innebærer at forslag til vilkår og metoder som skal gjelde i hele EU sendes direkte til ACER for vedtak, uten at de nasjonale reguleringsmyndighetene først skal prøve å komme fram til enighet. For forslag til vilkår og metoder som skal gjelde regionalt, gjelder fortsatt prosedyren der reguleringsmyndighetene først skal prøve å bli enige. Videre kan direktøren for reguleringsrådet (Board of Regulators) kreve at forslag til regionale vilkår og metoder oversendes ACER direkte for vedtak, dersom det foreligger påtakelig innvirkning på det indre energimarkedet eller forsyningssikkerhet utover regionen ("tangible impact on the internal energy market or on security of supply beyond the region"). Olje- og energidepartementet vil på vanlig måte vurdere den nye ACER-forordningen mht. EØS-relevans, tilpasninger mv.

I henhold til FCA artikkel 4 nr. 6 skal syv forslag til vilkår eller metoder godkjennes på europeisk nivå. To av disse gjenstår å godkjenne. Fire forslag er allerede godkjent av de europeiske reguleringsmyndighetene. Ett forslag er allerede oversendt fra de europeiske reguleringsmyndighetene til ACER.

### 3.4.2 Prissikring med langsiktige transmisjonsrettigheter

Hovedregelen i FCA er at TSOene skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter mellom budområder. Artikkel 30 spesifiserer at hovedregelen i FCA er at TSOene skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på budområdegrenser, men åpner for unntak. Unntak er mulig dersom det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i de relevante budområdene eller dersom det innføres andre tiltak for å sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter. Unntak forutsetter enighet mellom reguleringsmyndighetene ved hver budområdegrense. Artikkelen angir nærmere momenter som skal vurderes før de nasjonale reguleringsmyndighetene kan fatte en koordinert beslutning om unntak. Som hovedregel er det prissikringsmuligheter på overføringsforbindelser som skal vurderes.

For Norges del er utgangspunktet at muligheten for unntak fra kravet til å utstede transmisjonsrettigheter uttømmes før TSOen eventuelt pålegges plikt til å utstede transmisjonsrettigheter. Dersom evalueringen etter artikkel 30 konkluderer med at det ikke er tilstrekkelige prissikringsmuligheter, må det enten utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter eller iverksettes andre tiltak for å bedre prissikringsmulighetene. Regulatorne er pliktet til å konsultere de andre regulatorne i regionen og ta hensyn til deres meninger. For nærmere informasjon om krav til å utstede transmisjonsrettigheter, se punkt 3.4.3 under.

Det finnes i hovedsak to ulike typer langsiktige transmisjonsrettigheter, FTR (Financial Transmission Rights) og PTR (Physical Transmission Rights). For Norges del er det FTR som er aktuelt dersom det skal utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter. FTR er kun finansielt og vil ikke kunne påvirke flyten. FTR er knyttet til prisforskjellen mellom to budområder (flaskehalsinntektene). Avhengig av om det er en opsjon eller en forpliktelse, har innehaveren en mulighet eller en plikt til å henholdsvis innhente eller betale prisforskjellen. TSOene er ansvarlige for å beregne hvor store volum finansielle transmisjonsrettigheter som skal utstedes.

PTR er en rett til å overføre et bestemt volum elektrisitet mellom to budområder, i en gitt retning på et bestemt tidspunkt. I FCA er en PTR utformet som en opsjon med tillegget UIOSI (Use-It-Or-Sell-It). Dette innebærer at ikke-nominert kapasitet gis til døgemarkedet med oppgjør basert på døgemarkedsprisene. Den langsiktige transmisjonsrettigheten kan brukes til å overføre elektrisitet fra et budområde til et annet, uavhengig av hvor elektrisiteten er anskaffet, via egen produksjon, handel på kraftbørsen eller via bilateral handel (såkalt Over-the-counter, forkortet OTC). UIOSI innebærer at innehaveren kan bruke den på to måter. Innehaveren kan bruke rettigheten til å overføre elektrisitet (Use-It), og dermed utnytte den andelen av overføringsforbindelsens kapasitet som man har betalt for. Om rettigheten brukes er det ingen andre aktører som kan bruke den nominerte<sup>1</sup> kapasiteten på overføringsforbindelsen. Alternativt kan innehaveren velge å ikke bruke rettigheten til å overføre energi. I dette tilfellet, det vil si dersom rettigheten

---

<sup>1</sup> En nominering er en bekreftelse på at man utnytter kapasiteten man tidligere har skaffet seg rettigheten til å utnytte.

ikke nomineres, gis kapasiteten til døgnet (Sell-It) til den prisen kapasiteten vurderes til på døgnet. Dette innebærer at PTRer ikke vil påvirke flyten mellom budområdene.

De berørte TSOene er ansvarlige for å beregne hvor store volum (MW) transmisjonsrettigheter som kan eller bør selges for hver overføringsforbindelse. Det er også TSOene som er ansvarlige for å utstede og auksjonere PTR og de er også ansvarlige for nomineringsprosedyrene.

### **3.4.3 Unntak fra kravet om at det skal utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter**

Som nevnt over er hovedregelen i FCA at TSOene skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter mellom budområder. FCA åpner imidlertid for unntak fra denne hovedregelen.

Unntak forutsetter at berørte reguleringsmyndigheter i fellesskap har besluttet at TSOene ikke skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på grensen mellom to budområder, jf. FCA artikkel 30. En slik beslutning om at TSOene ikke skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter skal baseres på en vurdering av om det eksisterende kraftmarkedet gir tilstrekkelige muligheter for prissikring i de relevante budområdene. Relevante budområder refererer til budområdene på hver side av en budområdegrense. Som hovedregel er det prissikringsmuligheter på overføringsforbindelser som skal vurderes.

Et unntak fra hovedregelen forutsetter at reguleringsmyndighetene konkluderer med at det allerede finnes tilstrekkelige muligheter for prissikring. Hvis konklusjonen derimot er at muligheten for prissikring ikke er tilstrekkelig, plikter reguleringsmyndighetene å pålegge TSOene å utstede langsiktige transmisjonsrettigheter eller innføre andre tiltak for å sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter. I slike tilfeller skal TSOene legge fram et forslag til hvordan dette skal gjøres, som skal godkjennes av reguleringsmyndighetene.

Før reguleringsmyndighetene fatter sin beslutning skal de rådføre seg med de andre reguleringsmyndighetene i kapasitetsberegningens regionen og med markedsaktørene. Der transmisjonsrettigheter ikke utstedes skal analysen gjentas minimum hvert fjerde år.

### **3.4.4 TSOenes beregning av langsiktig kapasitet**

Utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter forutsetter at den langsiktige overføringskapasiteten beregnes. Det følger av artikkel 9 at beregning av langsiktig kapasitet skal koordineres på regionalt nivå og beregnes månedvis og årlig. På denne måten sikres det at TSOenes kapasitetsberegning innenfor regionen blir pålitelig og at riktig mengde langsiktig kapasitet blir tilgjengelig for utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter. Formålet er effektiv ressursutnyttelse.

Som et verktøy i kapasitetsberegningen skal TSOene utarbeide en felles nettmodell. En nettmodell består av data som beskriver egenskapene ved kraftsystemet, som tilgjengelig produksjon og forbruk samt hvordan nettet er strukturert (egenskaper ved nettet, for eksempel spenningsnivå). Ved hjelp av den felles nettmodellen og ulike scenarier utfører

TSOene datasimuleringer for å utarbeide prognoser for fremtidige driftsforhold, både på kort og lang sikt. Kortsiktige prognoser er viktige for optimalisering av overføringskapasiteten i nettet, mens langsiktige prognoser er verdifulle for å vurdere planlegging av vedlikehold eller behovet for investeringer i nettet. Nettmodellen som skal utarbeides i medhold av reglene i FCA skal supplere nettmodellen som utarbeides i henhold til CACM og skal være basert på TSOenes individuelle nettmodeller for transmisjonssystemet de har ansvar for.

### **3.4.5 Felles tildelingsplattform for auksjoner av langsiktige transmisjonsrettigheter**

TSOenes tildeling av kapasitet mellom budområder til aktørene skal skje gjennom auksjoner. For å legge til rette for auksjonene skal TSOene etablere en felles tildelingsplattform. Bestemmelser om tildelingsplattformen følger av FCA kapittel 4.

For at en aktør skal kunne delta i handelen med langsiktige transmisjonsrettigheter må aktøren registrere seg på plattformen og oppfylle visse krav, for eksempel krav til likviditet, krav om tilstrekkelig sikkerhet for bud mv.

Hvordan auksjonene skal foregå, hvordan prisen på langsiktige transmisjonsrettigheter fastsettes, hvordan avregningen skal skje m.m. vil følge av metodene og vilkårene som TSOene skal utarbeide i henhold til FCA.

## **4 Departementets vurdering**

### **4.1 Gjennomføring av forordningen i norsk rett**

I henhold til energiloven § 10-6 første ledd kan departementet gi forskrifter til gjennomføring og utfylling av loven og dens virkeområde. Etter annet ledd kan departementet gi de forskrifter som er nødvendige for ivaretagelse av Norges forpliktelser etter EØS-avtalen. Bestemmelsen gir blant annet hjemmel for gjennomføring av kommisjonsforordninger som er gitt i medhold av forordningen om grensekryssende krafthandel.<sup>2</sup> Departementet foreslår at SOGL gjennomføres i norsk rett ved inkorporasjon med hjemmel i energiloven § 10-6.

Departementet har tidligere sendt på høring et forslag til endring i energiloven § 10-2 om utlevering av informasjon til ENTSO-E. Dette beskrevet i punkt 3.3 i departementets høringsnotat av 23. november 2018 (vår referanse 18/474). Forslaget vil samtidig ivareta kravet i FCA artikkel 63 nr. 3 om at TSOer skal oversende opplysninger til ENTSO-E, og kravet i artikkel 63 nr. 4 om at markedsdeltakere og andre berørte aktører på felles forespørsel fra ACER og ENTSO-E, skal oversende de opplysninger til ENTSO-E som er nødvendige for gjennomføring av tilsynet. Plikten til å utlevere informasjon gjelder med unntak av opplysninger som reguleringsmyndighetene, ACER eller ENTSO-E allerede er i

---

<sup>2</sup> Se gjeldende forskrift om elektrisk kraft over landegrensene, FOR-2006-12-20-1563.

besittelse av som følge av deres respektive tilsynsoppgaver. Dette begrenser trolig det praktiske behovet for å henvende seg direkte til markedsdeltakere og andre berørte aktører. Plikten til å utlevere informasjon er ikke sanksjonert med gebyr eller lignende.

Departementet har innhentet to vurderinger fra Lovavdelingen i Justis- og beredskapsdepartementet knyttet til utlevering av informasjon etter en tilsvarende bestemmelse i CACM artikkel 82 og forholdet til Grunnloven. I brev av 3. februar 2017 kan ikke Lovavdelingen se at opplysningsplikten som oppstilles i CACM artikkel 82 er mer vidtgående enn det som har vært tilfellet i tidligere vurderinger av opplysningsplikter. Myndighetsoverføringen må dermed kunne betegnes som "lite inngripende". Stortingets samtykke til innlemmelse av forordningen i EØS-avtalen etter Grunnloven § 26 annet ledd vil da være tilstrekkelig.

I henhold til FCA artikkel 4 skal TSOer utarbeide og fastsette forslag til vilkår og metoder. Forslagene må godkjennes av de nasjonale reguleringsmyndighetene (dvs. RME i Norge) for at de skal bli bindende i de respektive medlemslandene. Det er detaljerte krav til prosedyrene for hvordan TSOene skal gå frem for å utarbeide og fastsette felles forslag i artikkel 4. Neste trinn er at forslagene skal godkjennes av hvert lands nasjonale reguleringsmyndighet i henhold til artikkel 4. Dersom de nasjonale reguleringsmyndighetene ikke kommer til enighet eller i fellesskap ber om det, skal ACER fatte vedtak, jf. FCA artikkel 4 nr. 10.

Bestemmelsen viser til den kompetansen til å fatte bindende vedtak som allerede er lagt til ACER etter europaparlaments- og rådsforordning 713/2009 (ACER-forordningen) artikkel 8 nr. 1. For Norge vil disse bestemmelsene gjelde med de EØS-tilpasningene som vedtas. Det legges opp til tilsvarende tilpasninger som for tredje energimarkedspakke, som er omtalt i Prop. 4 S (2017-2018) punkt 4.6. I tråd med EØS-tilpasningene vil det være ESA som kan fatte vedtak i tilfeller som gjelder Norge, på grunnlag av et utkast til vedtak fra ACER. Et vedtak fra ESA skal rette seg mot den nasjonale reguleringsmyndigheten, som er en uavhengig statlig myndighet, og som i neste omgang fatter vedtak om gjennomføringen internrettslig. I vurderingen fra Justisdepartementets Lovavdeling av 27. februar 2018 i forbindelse med behandlingen av Prop. 4 S (2017-2018), er det lagt til grunn at myndighetsoverføringen må regnes som "lite inngripende". Stortinget vedtok samtykke til innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen med ordinært flertall, jf. Grunnloven § 26 annet ledd.

Langsiktige transmisjonsrettigheter utstedes av den enkelte TSO. Utstedte rettigheter kan være gjenstand for videre overdragelse mellom aktører i markedet. Det foreslås ingen særskilt regulering av slik overdragelse i det energirettslige regelverket. Departementet legger til grunn at omsetning av transmisjonsrettigheter etter omstendighetene kan være omfattet av verdipapirhandellovens regler.

## **4.2 Forholdet til forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen**

Kraftsensitiv informasjon er underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 og nærmere regulert i forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kbf). Dersom kraftsensitiv informasjon skal utveksles på grunn av FCA, forutsetter departementet at informasjonen kun blir utlevert til aktører som har bekreftet tilstrekkelig sikkerhet for håndtering av informasjonen gjennom en sikkerhetsavtale.

## **5 Økonomiske og administrative konsekvenser**

Departementet legger til grunn at gjennomføringen av FCA vil bidra til en styrket regulering av kraftmarkedet nasjonalt og internasjonalt. Dette forventes å gi et mer velfungerende kraftmarked. Med bakgrunn i at det i stor grad dreier seg om formalisering av eksisterende prosesser og samarbeid, anses FCA å kunne gjennomføres uten større økonomiske og administrative konsekvenser.

Gjennomføringen av FCA i Norge innebærer at Statnett som TSO får bidrar i utviklingen av vilkår og metoder, og Reguleringsmyndigheten for energi i Norge, NVE v/RME, skal godkjenne forslag til vilkår og metoder som utarbeides av TSOer. RME skal føre tilsyn med at regelverket i FCA praktiseres i Norge. Innlemmelse av forordningen innebærer derfor at RME må samarbeide med andre lands reguleringsmyndigheter for energi. RME deltar aktivt i samarbeid med andre lands reguleringsmyndigheter også i dag. Statnett samarbeider også aktivt med andre lands TSOer i dag.

Forslaget til gjennomføring av FCA endrer ikke ansvarsfordelingen mellom myndighetsorganer som er foreslått ved høringsnotatet av 20. september 2018, og som er i samsvar med føringene fra Stortingets behandling av Prop. 5 L (2017-2018).

For Statnett medfører gjennomføringen av FCA at områder som til nå har vært dekket gjennom ulike avtaler mellom de nordiske TSOene, i større grad fremgår av FCA.

Artikkel 30 i FCA spesifiserer at hovedregelen er at TSOene skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på budområdegrensene, men artikkelen åpner for unntak fra hovedregelen. Unntak er mulig dersom en analyse utført av reguleringsmyndighetene viser at det er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i de relevante budområdene eller dersom det innføres andre tiltak for å sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter. Der transmisjonsrettigheter ikke utstedes skal analysen gjentas minimum hvert fjerde år.

Statnett utsteder ikke langsiktige transmisjonsrettigheter i dag da dette foreløpig ikke har blitt vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomt. TSOene i de andre nordiske landene der FCA allerede har trådt i kraft utsteder ikke transmisjonsrettigheter, med unntak av mellom budområdene DK1 og DK 2 i Danmark og mellom Danmark og Tyskland.

Det er en risiko forbundet med å innføre transmisjonsrettigheter i det etablerte nordiske markedet da dette kan påvirke det eksisterende markedet for prissikring. Dessuten vurderes det som negativt at TSOene må ta en posisjon i markedet. Insentivene TSO har som systemansvarlig er ikke nødvendigvis sammenfallende med insentivene som ligger i

utstedelse av langsiktige transmisjonsrettigheter. Det er derfor positivt at forordningen gir handlingsrom for at reguleringsmyndighetene på hver side av den aktuelle budområdegrensen kan beslutte om en TSO skal utstede transmisjonsrettigheter, og at det er fleksibilitet ved valg av tiltak dersom det ikke er tilstrekkelige prissikringsmuligheter i alle områder. Dette gir mulighet til å fortsette dagens praksis med å ikke utstede transmisjonsrettigheter.

Dersom Statnett i fremtiden likevel må utstede transmisjonsrettigheter vil dette medføre at Statnett må være med på å dekke kostnadene knyttet til utviklingen av en felles tildelingsplattform. Utstedelse av transmisjonsrettigheter innebærer at Statnett selger rettighetene til fremtidige flaskehalsinntekter for et gitt volum. Gevinst eller tap for Statnett eller kjøper av transmisjonsrettighetene avhenger av risikopremien og volumet som skal utstedes. Dette gir mulighet for Statnett til å sikre fremtidige inntekter, men det kan argumenteres for at en aktør som Statnett har begrenset behov for å sikre fremtidige inntekter på denne måten. Videre har flere rapporter<sup>3</sup> vist at det er en negativ risikopremie ved å utstede transmisjonsrettigheter, dvs. at inntektene fra transmisjonsrettigheter har vært lavere enn de realiserte flaskehalsinntektene. Alt annet likt vil dette gi lavere inntekter til Statnett og medføre at en større andel av Statnetts inntektsramme må dekkes gjennom tariffen i transmisjonsnettet.

---

<sup>3</sup> For eksempel Bjørndalen (2013): "Profit or loss from sale of LTRs - REGULATED TSO'S AS ISSUERS OF LTR", EC-Group, Oslo



**Forslag til forskrift om endringer i forskrift om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer)**

(Fastsatt av Olje- og energidepartementet 20. desember 2006 med hjemmel i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-2 og § 10-6 annet ledd.)

**I**

I forskrift 20. desember 2006 nr. 1563 om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 1228/2003 om vilkår for adgang til nett for overføring av elektrisk kraft over landegrensene og forordning (EU) nr. 774/2010 om fastsettelse av retningslinjer for oppgjøret mellom systemansvarlige nettselskaper og en felles framgangsmåte for regulering av overføringstariffer) gjøres følgende endringer:

Ny § 1 a annet ledd skal lyde:

*EØS-avtalen vedlegg IV nr. xx om forordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av en retningslinje for langsiktig kapasitetstildeling gjelder som forskrift med de endringer som følger av vedlegg IV, protokoll 1 til avtalen og avtalen for øvrig.*

Ny § 2 a skal lyde:

§ 2 a "Reguleringsmyndighet" skal i forordningene etter § 1 a forstås som Reguleringsmyndigheten for *energi*.

§ 3 annet ledd skal lyde:

Enhver plikter på anmodning, og innen fastsatt tidsfrist, å gi *Reguleringsmyndigheten for energi* opplysninger som nevnt i *forordning (EU) nr. 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet og kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av en retningslinje for langsiktig kapasitetstildeling*.

## II

Forskriften gjelder fra den tiden Olje- og energidepartementet bestemmer.