



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

STATNETT SF
Postboks 4904 Nydalen
0423 OSLO

Vår dato: 16.02.2024

Vår ref.: 202401976-3 Oppgis ved henvendelse

Deres ref.:

Statnett - Vedtak - Pålegg om å utrede alternativer for prissikring i norske budområder

1. Vedtak

- Statnett skal ikke utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på grensene
 - NO1-SE3
 - NO3-SE2
 - NO4-SE1
 - NO4-SE2
 - NO2-DK1
 - NO2-DEeller mellom norske budområder.
- Statnett skal utrede tiltak som kan sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter i norske budområder. Utredningen skal oppfylle de krav til innhold som følger av vedtakets avsnitt 9.
- Utredningen skal sendes RME innen 6 måneder etter vedtaksdato.

Beslutningen treffes med hjemmel i energiloven § 10-1 første ledd og artikkel 30(5)(b) i forordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA).

2. Kort beskrivelse av saken

FCA artikkel 30 har som formål å sikre at det er gode nok muligheter for de som omsetter strøm til å håndtere fremtidig prisrisiko i de budområdene de driver virksomhet. Det følger av bestemmelsen at reguleringsmyndighetene skal gjennomføre en analyse av prissikringsmulighetene minimum hvert fjerde år.



FCA ble innlemmet i norsk lovgivning fra 1. august 2021. RMEs frist for å fatte beslutning er 6 måneder fra det tidspunktet RME godkjente Statnetts forslag til metode om fastsettelse av kapasitetsberegningsregioner etter forordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) artikkel 15. RME fattet vedtak om godkjenning 18. august 2023, og skal derfor fatte beslutning innen 18. februar 2024.

I utgangspunktet legger FCA artikkel 30 opp til langsiktige transmisjonsrettigheter mellom budområder som verktøy for prissikring. Reguleringsmyndighetene kan beslutte å ikke innføre transmisjonsrettigheter dersom det eksisterer tilstrekkelige prissikringsmuligheter i budområdet, eller dersom andre prissikringsprodukter gjøres tilgjengelige. RME har vurdert om produktene, eller kombinasjoner av produkter, som tilbys i terminmarkedene og bilateralt mellom aktører, utgjør en tilstrekkelig sikring mot prissvingninger i døgnmarkedet i de norske budområdene. Vurderingen skal som minimum omfatte en undersøkelse av markedsaktørenes behov for prissikring og en evaluering av prissikringsmulighetene.

RME har gjennomført en analyse av prissikringsmulighetene i det organiserte terminmarkedet. I tillegg til analysen har RME i form av en spørreundersøkelse gjennomført en kartlegging av markedsaktørenes behov for prissikring mellom budområder. Siden det er omfattende bilateral handel av finansielle kontrakter for prissikring, har RME også innhentet informasjon om slike prissikringsavtaler. Med utgangspunkt i analysen og undersøkelsene, er det RMEs samlede vurdering at prissikringsmulighetene i norske budområder ikke er tilstrekkelige.

RME skal dermed beslutte om Statnett skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter (LTTReR) eller om Statnett skal innføre andre alternative tiltak. De alternative tiltakene skal sikre at prissikringsprodukter mellom budområder gjøres tilgjengelige, og gjennom dette støtte engrosmarkedenes funksjon.

RME skal koordinere sin beslutning om hvorvidt langsiktige transmisjonsrettigheter skal innføres med relevante reguleringsmyndigheter.

RME beskriver først hvordan krafthandel og prissikring foregår i Norge i dag. Videre følger en oversikt over gjennomførte analyser og undersøkelser, samt prosess mot andre reguleringsmyndigheter. Rettsgrunnlaget er beskrevet i eget kapittel. Deretter vurderer RME hensiktsmessigheten av langsiktige transmisjonsrettigheter sammenlignet med andre tiltak.

3. Beskrivelse av krafthandel og prissikringsprodukter i Norge

I Norge foregår både den fysiske og finansielle krafthandelen i stor grad i organiserte markeder, det vil si via børs. Dette bidrar til en effektiv prisdannelse og transparente priser, både i det fysiske døgnmarkedet og det finansielle kraftmarkedet.

Kjøp og salg av kraft i Norge foregår hovedsakelig i døgnmarkedet. Døgnmarkedet er en auksjon hvor kraften handes opp til 36 timer før levering. Begrensninger i overføringsnettene gjør at det ikke kan handles fritt mellom alle produsenter og kraftleverandører/forbrukere. Markedet er derfor delt opp i geografiske budområder som



henger sammen med overføringsbegrensningene. Norge er delt opp i NO1 (Oslo), NO2 (Kristiansand), NO3 (Trondheim), NO4 (Tromsø) og NO5 (Bergen).

I døgnmarkedet handles det hver dag kl. 12:00. Handelen dekker det kommende driftsdøgnet fra og med kl. 00:00 til og med kl. 23:59. Selgere og kjøpere legger inn bud på hvor stort volum de ønsker henholdsvis å levere og bruke, og til hvilken pris. Kjøps- og salgsbudene sammenstilles, og en pris for hver enkelt time dannes.

Som følge av variasjoner i tilbud og etterspørsel og fundamentale forhold i kraftmarkedet, kan prisene i døgnmarkedet endre seg vesentlig både på kort sikt (fra time til time) og på lang sikt. Formålet med prissikring er å sikre fremtidig inntekt fra kraftsalg eller kostnader ved kraftanskaffelse på et gitt nivå i de områdene den enkelte aktør driver virksomhet.

Aktørene i kraftmarkedet kan sikre seg mot prisvariasjoner over tid og mellom prisområder. De vanligste prissikringsproduktene i Norden er systempriskontrakter og EPAD kontrakter¹ som gjelder det enkelte budområdet. En systempriskontrakt er en futureskontrakt om finansielt oppgjør for en avtalt mengde kraft for en bestemt periode til en gitt pris, og gjøres opp mot systemprisen som referansepris. Systemprisen beregnes basert på bud i døgnmarkedet for Norge, Sverige, Danmark og Finland uten hensyn til overføringsbegrensninger mellom budområdene. EPAD kontrakter er futureskontrakter som gir prissikring av prisdifferansen mellom systemprisen og områdeprisen i det aktuelle budområdet.

Disse kontraktene kan handles i det organiserte markedet, eller bilateralt mellom aktører. Systempriskontrakter ga tidligere tilstrekkelig prissikring, men de seneste årene avviker områdeprisene i større grad fra systemprisen, og mange av aktørene vil derfor i tillegg ønske å inngå en EPAD kontrakt. EPAD kontrakter tilbys for alle de norske budområdene etter at det høsten 2021 ble lansert EPAD kontrakter også for prisområdene NO2 og NO5.

Ved å inngå en systempriskontrakt og en EPAD kontrakt for et gitt område kan aktørene oppnå sikkerhet for kjøps- eller salgspris i dette område. Siden både systempriskontrakter og EPAD kontrakter er rene finansielle kontrakter uten krav om fysisk levering av kraft, er de et velegnet instrument for aktører som kjøper eller selger kraft i døgnmarkedet.

Aktører som har bilaterale avtaler om fysisk levering på tvers av budområder (f. eks produksjon i et budområde og en leveringsforpliktelse i et annet) vil kunne ha behov for å sikre seg mot forskjeller i områdeprisen. Aktøren vil da i tillegg til kraftkjøpsavtalen ønske å inngå EPAD kontrakter i de aktuelle områdene. Aktøren selger da en EPAD kontrakt i det ene området og kjøper i det andre. EPAD kontrakter gir dermed prissikring på tvers av budområder.

Aktørene kan også prissikre seg gjennom kraftkjøpsavtaler med fastsatt pris. Disse avtalene innebærer fysisk levering.

¹ Electricity Price Area Differentials (EPAD)



4. Gjennomførte analyser og undersøkelser

RME har gjennomført en analyse av prissikringsmulighetene i det finansielle kraftmarkedet. Metoden for evalueringen er avtalt i samarbeid med andre nordiske reguleringsmyndigheter², og er basert på kravene til evaluering gitt i FCA artikkel 30(4) (a) og (b). Analyseperioden som ligger til grunn for vedtaket omfatter januar 2019 til og med juli 2023. Dataene brukt i analysen er hentet fra Nasdaq.

RME gjennomførte en konsultasjon med markedsaktørene høsten 2023 for å kartlegge markedsaktørenes behov for prissikring. Konsultasjonen ble gjennomført som en spørreundersøkelse. Vi mottok 39 svar på undersøkelsen.

Siden det er omfattende bilateral handel av finansielle kontrakter for prissikring, har RME også innhentet informasjon om slike prissikringsavtaler. 11 utvalgte aktørene har rapportert sine bilaterale posisjoner i januar for årene 2020 til 2023.

Det vises til RME Rapport nr. 2/2024 «Analyse av prissikringsmuligheter i norske budområder» for beskrivelse av resultatene fra de analyser og undersøkelser RME har gjennomført.

4.1 Rapporter

RME har bestilt flere rapporter som et ledd i å vurdere effektiviteten av prissikringsmulighetene i kraftmarkedet, og behov for eventuelle tiltak:

- Measures to support the functioning of the Nordic financial electricity market (november 2015)³

På oppdrag fra NordREG vurderte Hagman Energy AB ulike modeller for TSO-involvering knyttet til prissikring.

- Undersøkelse av bilateral handel og handelsstrategier (juni 2021)⁴

På vegne av RME, Energimarknadsinspeksjonen og Forsyningstilsynet har Thema Consulting Group (Thema) involvert aktører i de respektive landene og gjennomført intervjuer og undersøkelser blant markedsaktørene. Rapporten har sett på i hvilken grad aktører i kraftmarkedet benytter seg av bilateral handel for prissikring, og aktørenes synspunkter på effektiviteten av nåværende prissikringsmuligheter. Basert på informasjonen som ble samlet inn konkluderer rapporten med at bilateral handel for prissikringsformål er utbredt. Markedsaktørene som deltok i studien, trakk frem en rekke mulige tiltak for å forbedre prissikringsmulighetene.

- Evaluering av prissikringsmuligheter for NordLink, NorNed og North Sea Link (juni 2021)⁵

² Metoden er beskrevet i dokumentet «Methodology for Assessment of the Nordic Forward Market»: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2021/05/NordREG-Methodology-for-assessment-of-the-Nordic-forward-market-2020.pdf>

³ [TE-2015-35-Measures-to-support-the-functioning-of-the-Nordic-financial-electricity-market.pdf](#)

⁴ [RME Ekstern rapport \(nve.no\)](#)

⁵ [RME Ekstern rapport \(nve.no\)](#)



På vegne av RME har Thema sett på konsekvensene av å utstede langsiktige transmisjonsrettigheter på NordLink, NorNed og North Sea Link, som forbinder det norske budområdet NO2 med Tyskland, Nederland og Storbritannia. Rapporten konkluderer med at transmisjonsrettigheter potensielt kan bedre prissikringsmulighetene for aktører i de relevante markedene ved å øke likviditeten i finansielle produkter. Dette var gitt situasjonen på tidspunktet rapporten ble skrevet, hvor det ikke var et lokalt produkt i budområdet NO2 som de relevante forbindelsene er knyttet til. Thema trekker frem at effektiviteten avhenger av utformingen av de langsiktige transmisjonsrettighetene. Videre konkluderer rapporten med at implikasjonene av å innføre langsiktige transmisjonsrettigheter kan ha en vesentlig påvirkning på flaskehalsinntekter, og derfor norske nettariffer.

- Prissikring av kraft utenfor børshandel (januar 2023)⁶

På oppdrag fra RME har Thema undersøkt omfanget av prissikringsavtaler og prissikringsmuligheter utenfor handel i finansielle kontrakter gjennom Nasdaq. Rapporten konkluderer med at det eksisterer en omfattende bilateral handel av finansielle kontrakter for prissikring. Majoriteten av norske EPAD-kontrakter handles bilateralt mellom markedsaktører.

5. Statnetts kommentarer til varselet om vedtak

RME varslet 26. januar 2024 pålegg om å utrede tiltak som kan sikre tilstrekkelige prissikringsmuligheter i norske budområder.

Statnett har gitt kommentarer til vårt forhåndsvarsel i brev av 2. februar 2024. Statnetts merknader griper ikke direkte inn i RMEs vurderinger under kapittel 8, og er derfor svart ut her.

5.1 Budområdegrensen NO4-FI

Statnett anfører at RME innledningsvis nevner grenser hvor det ikke skal utstedes langsiktige transmisjonsrettigheter, og påpeker at det samtidig som flytbasert markedskobling implementeres i Norden høsten 2024 vil innføres en ny budområdegrense NO4-FI. Statnett legger til grunn at denne grensen også vil inngå i det endelige vedtaket som ett av områdene som ikke skal omfattes.

Budområdegrensen NO4-FI ikke er inkludert i dette vedtaket. Dette er fordi kapasiteten mellom Norge og Finland på tidspunktet for vedtaket inngår i kapasiteten mellom Finland og Nord-Sverige. Fra innføringen av flytbasert markedskobling høsten 2024 vil kapasitetsberegningen mellom Norge og Finland bli en del av den europeiske markedskoblingen. RME vil foreta en vurdering gjeldende denne budområdegrensen på et senere tidspunkt. Det skal derfor ikke innføres tiltak som omfatter denne forbindelsen før det eventuelt foreligger en beslutning fra RME om dette.

⁶ [RME Ekstern rapport 1/2023: Prissikring av kraft utenfor børshandel \(nve.no\)](#)



5.2 Utvidet frist for utredning til 12 måneder

Statnett ber om utvidet frist fra 6 måneder til 12 måneder til utredningsarbeidet. Bakgrunnen for dette er at utredningen skal gjennomføres i en periode hvor Statnett er svært belastet gjennom implementering av flytbasert markedskobling, nordisk balanse modell og intradagauksjoner. Statnett påpeker også at de vil få mer erfaring med EEX⁷ sine områdekontrakter (zonal futures) og Europakommisjonens vurderinger som skal gjøres i forkant av endringer av FCA. Statnett anfører videre at forlenget utredningsperiode vil gi bedre muligheter til å gjennomføre en tilstrekkelig grundig utredning.

TSOen skal utarbeide nødvendige ordninger som skal legges frem for godkjenning hos reguleringsmyndigheten innen seks måneder, se FCA artikkel 30(6). Ordningene skal gjennomføres senest seks måneder etter at reguleringsmyndighetene har godkjent ordningen. Fristen for å gjennomføre ordningen kan ved anmodning forlenges med høyest seks måneder. RME sitt varsel om vedtak kan ha vært misvisende ettersom det er fristen for gjennomføring som kan forlenges med høyest seks måneder, ikke fristen for å utarbeide forslag til ordning.

5.3 Analyseperiode

Statnett anfører at analyseperioden som RME har benyttet, dvs. 2019-2023, er en periode som kan egne seg dårlig som referanse ettersom den er preget av først korona og senere uro i energimarkedene som følge av krigen i Ukraina. Statnett påpeker at observasjoner i begynnelsen av 2024 viser at likviditeten er økende både hos EEX og Nasdaq, og ber derfor om at RME i endelig vedtak tar hensyn til utvikling i likviditet etter 2023.

RME har benyttet de siste tilgjengelige dataene på analysetidspunktet i sine vurderinger. Statnett kan benytte all tilgjengelig informasjon som er relevant for sin utredning, inkludert oppdaterte handelsdata fra de organiserte terminmarkedene.

5.4 Behov for presisering

Statnett anfører at det i kapittel 8.7 står at Statnett som TSO nå får en rolle i å støtte engrosmarkedene for elektrisk kraft, og ber om at det presiseres hva som menes med dette. Statnett forstår det slik at det skal finnes produkter som støtter opp under effektiviteten i engrosmarkedet og at Statnett gjennom vedtaket gis denne rollen. Videre oppfatter Statnett det også dithen at utredningen må peke på en løsning der Statnett tar en slik rolle, og at det er ikke innenfor utredningens formål å avklare om dette er rasjonelt eller ikke.

Statnetts forståelse av oppdraget er riktig. I kapittel 8.7 i varselet om vedtak skulle det stått at Statnett nå får en rolle i å sikre at det gjøres tilgjengelig prissikringsprodukter for å støtte engrosmarkedene for elektrisk kraft sin funksjon.

⁷ European Energy Exchange



5.5 Trinnvis innføring av ordningen

Statnett foreslår at RME åpner for at utredningen kan foreslå en trinnvis innføring av ordningen. Dette gir Statnett mulighet til å teste ordningen på veien mot en fullstendig modell.

Kravene i FCA innebærer at de nødvendige ordningene skal gjennomføres senest seks måneder etter relevante reguleringsmyndigheters godkjenning. Relevante reguleringsmyndigheter kan forlenge tidsfristen for gjennomføringen med høyst seks måneder etter anmodning fra de berørte TSO-ene. Dette innebærer at Statnett kan innføre ordning(e) trinnvis, men nødvendige ordninger må være på plass innen fristen for gjennomføring.

6. Rettslig grunnlag

RME kan gi de pålegg som er nødvendige for gjennomføring av bestemmelser gitt i eller i medhold av energiloven, se energiloven § 10-1 første ledd.

FCA⁸ gjelder som forskrift i Norge, se § 1 i forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene. Forskriften er gitt med hjemmel i energiloven. I følge FCA artikkel 30(1) skal TSOer utstede langsiktige transmisjonsrettigheter med mindre reguleringsmyndighetene ved hver budområdegrense har vedtatt koordinerte beslutninger om å ikke utstede langsiktige transmisjonsrettigheter.

Reguleringsmyndighetenes skal vurdere om «*terminmarkedet for elektrisk kraft har tilstrekkelige muligheter for finansiell risikohåndtering*». Reguleringsmyndighetene skal koordinere seg og vurdere både markedsdeltakernes behov for finansiell risikohåndtering og eksisterende prissikringsmuligheter, se artikkel 30(3).

FCA artikkel 30(4) bestemmer at evalueringen skal gjennomføres på følgende måte:

I evalueringen nevnt i nr. 3 bokstav b) skal det undersøkes hvordan engrosmarkedene for elektrisk kraft fungerer, og den skal bygge på transparente kriterier som omfatter minst følgende:

- a. *En analyse av hvorvidt produktene eller den kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder, utgjør en sikring mot volatiliteten til dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet. Et slikt produkt eller kombinasjonen av produkter skal anses som en egnet sikring mot risikoen for endring av dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet dersom det finnes en tilstrekkelig korrelasjon mellom dagen-før-prisen i det aktuelle budområdet og underliggende pris som produktet eller kombinasjonen av produkter avregnes mot.*

⁸ Kommisjonens forordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA GL).



b. *En analyse av hvorvidt produktene eller kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder, er effektive. For dette formål skal minst følgende indikatorer vurderes:*

- i. *Handelshorizont.*
- ii. *Differansen mellom kjøps- og salgskurs.*
- iii. *Handlede volumer i forhold til fysisk forbruk.*
- iv. *Åpne posisjoner i forhold til fysisk forbruk*

Dersom vurderingen viser at det ikke er tilstrekkelige prissikringsmuligheter skal reguleringsmyndighetene etter FCA artikkel 30(5) anmode TSOene om å enten;

1. utstede langsiktige transmisjonsrettigheter, eller
2. sikre at andre risikosikringsprodukter for langsiktig utvekslingskapasitet gjøres tilgjengelig.

Dersom alternativ 2 velges, skal TSOen utarbeide nødvendige ordninger som skal legges frem for godkjenning hos reguleringsmyndigheten innen seks måneder, se FCA artikkel 30(6). Ordningene skal gjennomføres senest seks måneder etter at reguleringsmyndighetene har godkjent ordningen. Fristen for å gjennomføre ordningen kan ved anmodning forlenges med høyest seks måneder.

7. Koordinering mot andre relevante reguleringsmyndigheter

RME skal koordinere sin vurdering av om det skal innføres langsiktige transmisjonsrettigheter med reguleringsmyndighetene i de budområdene som har grenser mot norske budområder. Det innebærer at RME skal koordinere med følgende reguleringsmyndigheter angående de angitte budområdegrensene:

- Energimarknadsinspeksjonen - NO1-SE3, NO3-SE2, NO4-SE1, NO4-SE2
- Forsyningstilsynet – NO2-DK1
- Bundesnetzagentur – NO2-DE
- Energiavirasto - Energy Authority – NO4-FIN
- The Netherlands Authority for Consumers and Markets – NO2-NL

RME har koordinert beslutningen om at det ikke skal innføres langsiktige transmisjonsrettigheter på de relevante budområdegrensene mot Sverige og Danmark med Energimarknadsinspeksjonen og Forsyningstilsynet. Reguleringsmyndighetene i den nordiske kapasitetsberegningensregionen har blitt konsultert i forbindelse med RMEs vedtak, og RME har ikke mottatt noen kommentarer til dette.

Bundesnetzagentur er også kjent med innholdet i vår vurdering, og har ikke fremmet innsigelser mot denne.



Vi har ikke evaluert budområdegrensen NO4-FI i dette vedtaket. Årsaken er at denne budområdegrensen foreløpig ikke inngår i markedskoblingen. Det kan bli aktuelt å vurdere prissikringsmulighetene også på denne budområdegrensen på et senere tidspunkt. Avgjørelsen om å ikke inkludere NO4-FI i dette vedtaket er koordinert med den finske reguleringsmyndigheten Energiavirasto.

Når det gjelder budområdegrensen NO2-NL, har ACM og RME blitt enige om å anmode ACER og ESA⁹ om 6 måneder utsettelse av fristen for koordinert beslutning.

Budområdegrensen NO2-GB er ikke regulert av FCA.

Tiltak som skal iverksettes av Statnett skal dermed kun omfatte norske budområder. Tiltak som også involverer budområdegrenser mot tilgrensende land kan bli aktuelt på et senere tidspunkt, dersom det foreligger en koordinert beslutning om dette mellom RME og den aktuelle reguleringsmyndighet.

8. RMEs vurdering

8.1 Vurdering av om det foreligger tilstrekkelige prissikringsmuligheter i norske budområder

Analysen RME har gjennomført viser at likviditeten i terminmarkedene har falt markant de siste årene. Dette er spesielt tydelig når vi ser på kjøp-salg-spread, som har blitt betydelig større for både systempriskontraktene og EPAD-kontraktene sammenlignet med 2019. Våre analyser viser også at det er en klar skjevhet mellom tilbud og etterspørsel på EPAD-er i de enkelte budområdene, hvor flere av EPAD-kontraktene mangler bud på enten kjøps- eller salgssiden ved handelsdagsslutt i lengre perioder. Åpen interesse har også falt markant i analyseperioden, spesielt for systempriskontraktene. Korrelasjonskoeffisienten mellom systemprisen og prisen i de enkelte budområdene har imidlertid holdt seg relativt stabil for de tre sørligste budområdene, mens den har falt til et betydelig lavere nivå for de to nordligste budområdene.

Perioden RME har analysert har fra slutten av 2021 og frem til enden av perioden i juli 2023, vært preget av spesielle forhold som har preget kraftmarkedet. Prisene har vært mer volatile og prisforskjellene mellom nord og sør i Norge har vært større enn det vi har sett tidligere. Særlig 2022 var preget av svært spesielle forhold i kraftmarkedene grunnet Russlands invasjon av Ukraina og lite nedbør første halvdel av 2022. Fra høsten 2022 ble det også innført en ny skatt for kraftprodusenter (høyprisbidraget) og fastprisavtaler (Vestre-avtalene). Alle disse forholdene er faktorer som kan ha påvirket handelen i de organiserte terminmarkedene. Det er derfor knyttet noe usikkerhet til hvordan utviklingen vil bli fremover når høyprisbidraget er fjernet, og dersom kraftprisene stabiliserer seg sammenlignet med 2022.

Regelverket for krav til sikkerhetsstillelse har påvirket hvor stort volum som prissikres på organisert markeds plass. Utviklingen i dette regelverket vil antagelig ha betydning for handelen framover.

⁹ EFTA Surveillance Authority



Våre undersøkelser og analyser gjennomført av Thema viser også at en betydelig andel av prissikringen skjer bilateralt. Hovedandelen av de bilaterale avtalene er imidlertid avtaler om fysisk oppgjør. Dette kan gi tilstrekkelig prissikring dersom produksjon og forbruk er lokalisert i samme budområde. En avtale om fysisk levering i et annen budområde enn der produksjonen er lokalisert, vil imidlertid kunne innebære et behov for å også sikre prisdifferansen mellom budområdene.

Videre fremgår det tydelig fra undersøkelsen som er gjort blant norske markedsaktører, at prissikringsmulighetene ikke oppleves som tilstrekkelige. Dette gjelder spesielt muligheten til å sikre områdepris, hvor for dårlig tilbud av kontrakter oppgis som hovedutfordringen. Dette stemmer godt overens med de analysene vi har gjort, som viser lav likviditet i EPADer og stor kjøp-salg-spread i alle budområder.

På bakgrunn av resultatene fra spørreundersøkelsen, analyse av data fra det organiserte markedet samt opplysninger om bilaterale avtaler, er det RMEs samlede vurdering at produktene eller den kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkedene i dag, ikke utgjør en effektiv sikring mot volatiliteten i døgnmarkedsprisen i norske budområder.

RME skal dermed beslutte om Statnett skal utstede langsiktige transmisjonsrettigheter eller om Statnett skal innføre andre alternative tiltak. De alternative tiltakene skal sikre at prissikringsprodukter mellom budområder gjøres tilgjengelige, og gjennom dette støtte engrosmarkedenes funksjon.

RME har derfor vurdert om langsiktige transmisjonsrettigheter er et hensiktsmessig tiltak som kan bedre prissikringsmulighetene.

8.2 Om langsiktige transmisjonsrettigheter

Mens EPAD kontrakter tradisjonelt benyttes for prissikring i og mellom budområder i Norden, er transmisjonsrettigheter vanlig i andre land i Europa. Forskjellen ligger blant annet i at systemdriftsoperatøren (TSO) utsteder transmisjonsrettigheter og er direkte motpart i avtalene, mens EPAD kontrakter handles og avregnes i markedet uten involvering av TSO.

Når TSOen selger en transmisjonsrettighet innebærer det det samme som at TSOen prissikrer flaskehalsinntekten sin i døgnmarkedet til prisen på transmisjonsrettigheten. Innehaveren av transmisjonsrettigheten vil ha rett til en utbetaling tilsvarende flaskehalsinntekten, og dersom flaskehalsinntektene overstiger prisen på transmisjonsrettigheten vil TSOen tape på dette.

En langsiktig transmisjonsrettighet er et finansielt produkt, som handles til en avtalt pris, og som kan gi utbetaling av forskjellen mellom døgnmarkedsprisene i de to budområdene LTTRen gjelder. Det vil være en transmisjonsrettighet fra budområde A til budområde B (A-B), samt en transmisjonsrettighet fra budområde B til budområde A (B-A). Er prisen lavere i A enn i B, kan en transmisjonsrettighet med retning A-B gi utbetaling av differansen mellom prisene i de to budområdene til eieren av rettigheten. Er prisen lavere i B enn i A, kan en transmisjonsrettighet med retning B-A gi utbetaling av differansen mellom prisene i de to budområder til eieren. Transmisjonsrettigheter er ofte utstedt som opsjoner, og eieren av opsjonen vil normalt ikke utløse denne når den gir utbetaling til TSO.



Transmisjonsrettigheter utformet som obligasjoner vil kunne medføre både tap og gevinst på oppgjørstidspunktet, men aktørenes betalingsvilje for transmisjonsrettigheten forventes å være redusert i forhold til en transmisjonsrettighet utformet som opsjon.

Med mindre aktøren ikke har produksjon eller avtaler som innebærer en fysisk forpliktelse (eksempelvis produksjon i A og en leveringsforpliktelse i B), så må aktørene i tillegg til å ha en transmisjonsrettighet også ha en prissikringsavtale i form av en future eller forward kontakt for å oppnå full prissikring for en gitt periode.

8.3 Vurdering av langsiktige transmisjonsrettigheter som prissikringsinstrument i norske budområder

Innføring av langsiktige transmisjonsrettigheter som prissikringsinstrument vil redusere likviditeten i det eksisterende markedet for prissikring. Markedet vil da fordeles på to produkter, noe som kan gi dårligere prissikringmuligheter totalt sett.

Transmisjonsrettigheter er også mindre egnet i Norge og Norden siden markedet består av flere mindre budområder, og det vil være krevende å prissikre seg mellom budområder som ikke grenser til hverandre. RME mener også det er uheldig at salg av transmisjonsrettigheter vil kunne gi TSOen reduserte inntekter som følge av underbetaling av transmisjonsrettighetene, ettersom dette må dekkes av kundene i overføringsnett.

For transmisjonsrettigheter i form av opsjoner har også ACER¹⁰ identifisert flere utfordringer. Eksempelvis viser ACERs analyse at transmisjonsrettigheter oftere benyttes for spekulasjon enn prissikring, og at transmisjonsrettigheten oftere gir for lav verdi for TSOen (underbetaling).¹¹ ENTSO-E har pekt på ytterligere utfordringer med transmisjonsrettigheter knyttet til kontinuerlig handel og prissikring mellom budområder som ikke grenser til hverandre.¹²

8.4 Market maker

I finansielle markeder hvor likviditeten ikke er tilstrekkelig, kan en market maker garantere en viss likviditet ved å stille kjøps- og salgskurser.

Et mulig tiltak som kan bedre prissikringmulighetene, er at TSO støtter en market maker i det eksisterende finansielle kraftmarkedet i stedet for å være direkte involvert i å utstede prissikringsprodukter. Valg av market maker foregår da for eksempel gjennom anbud.

En market maker vil være forpliktet til å legge inn kjøps- og salgsbud med en viss maksimum kjøp-salg-spread. En lavere kjøp-salg spread reduserer handelskostnader og gjør det lettere å gå inn eller ut av posisjoner. Høyere volum reduserer også risiko for aktører som handler for spekulasjon, og øker dermed likviditeten ytterligere.

Hvor effektivt en market maker bidrar til å støtte markedet avhenger av hvilke krav som settes til market makeren når det gjelder kjøp-salg spread og volum. Dette kan fastsettes basert på analyser og markedsaktørenes behov. Man må anta at market makeren vil kreve en høyere pris jo mindre kjøp-salg spread og jo høyere volum som kreves. Sammenlignet

¹⁰ AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS

¹¹ [Microsoft Word - 220601 Electricity Forward Market Policy Paper_TKA \(europa.eu\)](#)

¹² [ENTSO-E Policy Paper: EU's Electricity Forward Markets \(windows.net\)](#)



med andre markedsaktører og marked makerer som allerede er aktive i markedet, vil en TSO-støttet marked maker kunne akseptere (større) tap.

Støtte til marked maker vil øke likviditeten i eksisterende marked i stedet for å splitte likviditeten mellom ulike produkter. Tiltaket innebærer heller ikke risiko for TSO knyttet til underbetaling eller posisjoner, siden kostnaden er fastsatt basert på avtale med de(n) valgte marked makeren(e).

Støtte til marked maker er imidlertid ikke nødvendigvis et effektivt tiltak i budområder med ubalanse mellom forbruk og produksjon. Andre tiltak kan da eventuelt kombineres med støtte til marked maker.

8.5 Forventet utvikling framover

EEX¹³ vil etter det vi kjenner til introdusere områdekontrakter (zonal futures) i norske budområder fra 25. mars 2024. Det er per i dag usikkert hvor stor del av marked som vil gå over fra å handle systempris- og EPAD kontrakter til å handle områdekontrakter, og om dette vil gi økt likviditet i handelen i det organiserte markedet.

8.6 Pilotprosjekt i Sverige

Svenska kraftnät (SvK) gjennomfører nå et pilotprosjekt for å undersøke nye alternative måter for TSO å bidra til bedre prissikringsmuligheter og økt likviditet i det finansielle kraftmarkedet. Pilotprosjektet gjennomføres som en del av SvKs ansvar knyttet til det langsiktige markedet for prissikring som reguleres av FCA, og skal gi praktiske erfaringer som kan ligge til grunn for SvKs kommende forslag til tiltak.

Tiltaket som testes i pilotprosjektet er auksjoner hvor SvK tilbyr å kjøpe og selge EPAD kontrakter tilsvarende om lag 10 prosent av nettets overføringskapasitet mellom budområdene SE2 og SE3 samt SE3 og SE4. Svensk kraftmäkling AB arrangerer auksjonene på vegne av SvK.

SvK publiserer hvilke volum og produkter som tilbys. Kontraktene auksjoneres gjennom at SvK er villige til å kjøpe et visst volum av EPAD kontrakter i en auksjon på den ene siden av en budområdegrense (for eksempel SE2), og selge tilsvarende volum i en auksjon på den andre siden (for eksempel SE3). Prisen i auksjonene bestemmes etter prinsippet om marginalprising. Kjøp - og salgstransaksjonen i de to bestemte prisområdene henger sammen i den forstand at transaksjonen gjennomføres dersom marginalprisen som SvK kan kjøpe til i det ene budområdet er den samme eller lavere enn marginalprisen som SvK kan selge til i det andre budområdet. SvK kjøper og selger alltid identiske volum i de to budområdene som er koblet i auksjonen.

Som en følge av auksjonen kan EPAD-kontraktene kjøpes og selges på tvers av budområder. Overskuddstilbud av EPAD-kontrakter i et område kan da dekke underskuddstilbud i et annet område.

¹³ European Energy Exchange



Kjøp av en EPAD i et område og salg av en EPAD i et annet område tilsvarer en transmisjonsrettighet i form av en obligasjon. Dette innebærer at SvK både kan tape og tjene på auksjonen sammenliknet med flaskehalsinntektene i døgnet.

ACER har fattet beslutning vedrørende prissikringsmulighetene mellom Sverige-Finland¹⁴. I avsnitt 131 skriver ACER:

ACER notes that the FCA Regulation does not define ‘cross-zonal products’ or, more specifically, ‘long-term cross-zonal hedging products’, and only refers to the latter in the context of a request pursuant to Article 30(5)(b) of the FCA Regulation. In ACER’s view, a request to ensure availability of other long-term cross-zonal hedging products cannot exclude those hedging products which, in combination with other hedging products, are able to provide a full hedge against a cross-zonal price risk. In particular, an EPAD contract provides a price hedge across bidding zones, namely between a bidding zone and a hub, and, if combined with another EPAD contract, a price hedge across two bidding zones.

Løsningen oppfyller dermed krav til prissikringsmuligheter etter FCA.

8.7 Statnett skal utrede alternative tiltak til transmisjonsrettigheter

RME mener i utgangspunktet at markedet selv bør sørge for tilstrekkelige prissikringsmuligheter ved omsetning av kraft. Ulike faktorer har de seneste årene ført til at produktene og kombinasjonen av produkter som tilbys i terminmarkeder ikke lenger kan anses som effektive. For å støtte funksjonen til engrosmarkedene for elektrisk kraft får Statnett som TSO derfor en rolle i å sikre at det finnes produkter som gjør prissikring på tvers av budområder mulig.

Etter RMEs vurdering er langsiktige transmisjonsrettigheter ikke et hensiktsmessig prissikringsinstrument i det norske markedet. Som vi har pekt på ovenfor, vil det blant annet kunne gi dårligere prissikringsmuligheter totalt sett, og medføre en underbetaling for TSOen som må dekkes av kundene i overføringsnettet.

Undersøkelsen av markedsaktørenes behov for prissikring som RME gjennomførte høsten 2023 viser at heller ikke hovedandelen av aktørene anser langsiktige transmisjonsrettigheter som et hensiktsmessig virkemiddel.

For å sikre effektive prissikringsmuligheter, mener RME det er viktig at tiltaket støtter det eksisterende markedet for prissikring. RME mener at EPAD kontrakter er velegnede prissikringsinstrumenter i det norske markedet. Også områdekontrakter antas å være hensiktsmessige instrumenter. Gjennom prissikring i to budområder oppnås prissikring mellom budområdene. Det er ikke nødvendig at områdene grenser mot hverandre. Dette reduserer behovet for antall kombinasjoner, og dermed antall ulike kontrakter.

Auksjoner med eksisterende produkter som EPAD kontrakter bidrar til økt likviditet innenfor hvert budområde ved at kontraktene kan benyttes på tvers av budområdene. Områdekontrakter har de samme egenskapene som EPAD kontrakter.

¹⁴ [Decision \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/electricity/decision/decision_2023_01_en)



Basert på dette er det RMEs vurdering at Statnett skal utrede alternative tiltak til langsiktige transmisjonsrettigheter.

9. RMEs pålegg

RME ber Statnett utrede tiltak som støtter funksjonen til det organiserte finansielle kraftmarkedet. Dette skal i første omgang være nasjonale tiltak og omfatte alle norske budområder.

RME ber Statnett om å utrede auksjon av EPADer og områdekontrakter (zonal futures) mellom norske budområder som ett av tiltakene.

RME ber også Statnett om å utrede støtte til market maker som tiltak.

Statnett skal legge vekt på den samfunnsøkonomiske nytten av tiltaket, og at tiltaket ikke skal diskriminere mellom aktører.

Statnett skal også legge vekt på mulighetene for å tilpasse tiltaket til varierende effektivitet i markedet for prissikring.

Utredningen skal beskrive et konsept som kan implementeres. Forslaget skal være detaljert nok til at det er mulig for Statnett med rimelig sikkerhet å anslå tidspunkt for når ordningen kan tre i kraft. I tillegg skal utredningen som et minimum inneholde antatte kostnader for Statnett (implementeringskostnader, driftskostnader, annet), antatt implementeringstid med milepæler, samt antatt effekt av tiltaket. Utredningen av forslag til auksjon av EPADer og områdekontrakter (zonal futures) skal inneholde en vurdering av hvilke volum som skal auksjoneres.

10. Klageadgang

Dere kan klage på denne avgjørelsen til Energiklagenemnda innen 3 uker fra vedtaket ble mottatt. Klagen skal sendes til rme@nve.no.

Les mer nedenfor hvordan dere klager. Kravene til klagen følger av forvaltningsloven [kapittel VI](#).

Med hilsen

Kristin Kolseth
Seniorrådgiver

Godkjent av Tiril Henriksen Norvoll
Seksjonssjef



Tore Langset
Direktør

Godkjent i henhold til RME sine interne rutiner.

Mottakerliste:

STATNETT SF

Kopimottakerliste:



Orientering om rett til å klage

Hvem kan klage på vedtaket?	Hvis du er part i saken, kan du klage på vedtaket. Du kan også klage på vedtaket hvis du har rettslig klageinteresse i saken.
Hvor skal du sende klagen?	Du må adressere klagen til Energiklagenemnda, men sende den til RME. RMEs e-postadresse er: rme@nve.no . RME vurderer om vedtaket skal endres. Dersom RME ikke endrer vedtaket, vil vi sende klagen til Energiklagenemnda.
Frist for å klage	Fristen for å klage på vedtaket er 3 uker fra den dagen vedtaket kom frem til deg. Hvis vedtaket ikke har kommet frem til deg, starter fristen å løpe fra den dagen du fikk eller burde ha fått kjennskap til vedtaket. Det er tilstrekkelig at du postlegger klagen før fristen løper ut. Klagen kan ikke behandles dersom det har gått mer enn 1 år siden RME fattet vedtaket.
Du kan få begrunnelsen for vedtaket	Hvis du har fått et vedtak uten begrunnelse, kan du be RME om å få en begrunnelse. Du må be om begrunnelsen før klagefristen løper ut.
Hva skal med i klagen?	Klagen bør være skriftlig. I klagen må du: <ul style="list-style-type: none">- Skrive hvilket vedtak du klager på.- Skrive hvilket resultat du ønsker.- Opplyse om du klager innenfor fristen.- Undertegne klagen. Hvis du bruker en fullmektig, kan fullmektigen undertegne klagen. I tillegg bør du begrunne klagen. Dette betyr at du bør forklare hvorfor du mener vedtaket er feil.
Du kan få se dokumentene i saken	Du har rett til å se dokumentene i saken, med mindre dokumentene er unntatt offentlighet. Du kan henvende deg til RME for å få innsyn i saken.
Vilkår for å gå til domstolene	Hvis du mener vedtaket er ugyldig, kan du gå til søksmål. Du kan bare gå til søksmål dersom du har klaget på RMEs vedtak, og klagen er avgjort av Energiklagenemnda som overordnet forvaltningsorgan. Du kan likevel gå til søksmål dersom det har gått 6 måneder siden du sendte klagen, og det ikke skyldes forsømmelse fra din side at klagen ikke er avgjort.
Sakskostnader	Dersom RME eller Energiklagenemnda endrer vedtaket til din fordel, kan du søke om å få dekket vesentlige og nødvendige kostnader. Du må søke om dette innen 3 uker etter at klagevedtaket kom frem til deg.

Denne forklaringen er basert på forvaltningslovens regler i §§ 11, 18, 19, 24, 27 b, 28, 29, 31, 32 og 36.