
Fastprisavtaler og prissikrings- mulighetene til kraftleverandører i Norge

Utarbeidet for Olje- og energidepartementet



THEMA
CONSULTING GROUP

Publiseringsdato

09.09.2022

Om prosjektet

Prosjektnummer: OED-22-03
Prosjektnavn: Prissikring og finansielle markeder
Oppdragsgiver: Olje- og energidepartementet

Om rapporten

Rapportnavn: Fastprisavtaler og prissikringsmulighetene til kraftleverandører i Norge
Rapportnummer: 2022-19
ISBN-nummer: 978-82-8368-117-8
Tilgjengelighet: Offentlig

Prosjektbeskrivelse

Denne rapporten gjennomgår status for det finansielle kraftmarkedet i Norden med tanke på prissikringsmulighetene til kraftleverandørene i Norge. Vi undersøker flere spørsmål tilknyttet kraftleverandørenes evne til å tilby fastprisavtaler i sluttbrukermarkedet og til å sikre den medfølgende prissikringen. Omfanget av fastprisavtaler i Norge har gjennom det siste tiåret vært lavt, sammenlignet med for eksempel andre nordiske land, og hovedårsaken til dette ser i ut til å skyldes lav etterspørsel etter produktet. Den lave etterspørselen medfører at kraftleverandørene har problemer med blant annet å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe for å kunne tilby et effektivt fastprisprodukt. Problemene med tilbudet av fastprisavtaler forsterkes av utfordringer med selve prissikringen i det finansielle kraftmarkedet, hvor lav likviditet, spesielt i EPAD-kontraktene er et vedvarende problem. Vi diskuterer flere aktuelle tiltak som kan bedre tilbudet av fastprisavtaler og til å sikre den medfølgende prissikringen, blant annet markedskobling i det finansielle markedet og innføringen av kollektive innkjøpsavtaler i sluttbrukermarkedet.

Prosjektteam

Kontaktperson

Julian Hentschel
Julian.Hentschel@thema.no
+47 474 67 026

Bidragstere (alfabetisk)

Lars Byenstuen

Christoffer Noreng

Marius Holm Rennesund

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre Vollgate 6
Besøksadresse: Nedre Vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

INNHOOLD

1	Introduksjon.....	4
2	Konsekvenser av manglende prissikringsmuligheter	5
2.1	Teoretiske konsekvenser av manglende prissikringsmuligheter	5
2.2	Kvantifisering av effekter av lav likviditet	6
3	Fastprisavtaler.....	7
3.1	Fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet i dag	7
3.2	Sammenligning med andre nordiske land	8
3.3	Prissikring av norske kraftleverandører	9
3.4	Utfordringer for kraftleverandørene	10
3.5	Hvordan utfordringene påvirker tilbudet av fastprisavtaler	12
4	Futuresmarkedet	13
4.1	Forskjeller i terminpriser mellom markeder	13
4.2	EPAD-er som prissikringsinstrument	16
4.3	Reflekterer EPAD-prisene markedets prisforventninger?.....	17
4.4	Årsaker til lav likviditet.....	21
5	Hvordan etterspørsel etter fastprisavtaler kan påvirke markedssituasjonen.....	23
5.1	Effekt i sluttbrukermarkedet.....	23
5.2	Effekt i prissikringsmarkedet	23
6	Tiltak	25
6.1	Samling av kunder i et volatilt marked	25
6.2	Håndtering av volumrisiko	26
6.3	Små markeder.....	26
6.4	Begrensede insentiver for produsenter å delta i markedet.....	29
6.5	Høye kostnader som følge av å stille med sikkerhet	29
7	Anbefalinger	30
7.1	Fastprisavtaler og behov for systemfleksibilitet.....	30
7.2	Støtte markedskobling	30
7.3	Samlede innkjøpsavtaler.....	31
	Referanseliste.....	32

SAMMENDRAG OG ANBEFALINGER

Denne rapporten gjennomgår status for det finansielle kraftmarkedet i Norden med tanke på prissikringsmulighetene til kraftleverandørene i Norge. Vi undersøker flere spørsmål tilknyttet kraftleverandørenes evne til å tilby fastprisavtaler og til å sikre den medfølgende prissikoen. Rapporten fokuserer på det norske sluttbrukermarkedet, som vil si husholdninger og små/mellomstore bedrifter som handler kraft via en leverandør. Beskrivelser og konklusjoner i rapporten er sammensatt av innsikt fra intervjuer med norske kraftleverandører, en gjennomgang av statistikk på fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet og en sammenligning med andre nordiske land. I tillegg er det gjort en analyse av likviditeten i det finansielle markedet, og spesielt med fokus i EPAD-handelen, ved hjelp av markedsdata fra Nasdaq.

Fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet

Omfanget av fastprisavtaler i Norge har gjennom det siste tiåret vært lavt, sammenlignet med andre nordiske land. Årsaken til dette ser i hovedsak ut til å skyldes lav etterspørsel etter produktet. Kraftleverandørene vi har intervjuet trekker frem flere faktorer til den lave etterspørselen: Forbrukerrådets anbefalinger av spotpriskontrakter, dagens strømstøtteordning, og at spotprisen i Norge historisk har vært lav, slik at sluttbrukerne har kunnet håndtere prissikoen selv.

Den lave etterspørselen medfører at kraftleverandørene har problemer med å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe for å kunne tilby et effektivt fastprisprodukt. Eksempler på dette er krav om minimum volum i de finansielle kontraktene, samt administrative kostnader av å drive aktiv prissikring. Selv om man kan argumentere for at disse utfordringene samtidig gjør de tilbudte fastprisavtalene dyrere, og dermed mindre attraktive, er det ingen åpenbare tegn på at det finnes en signifikant udekket etterspørsel etter fastprisavtaler hos norske sluttbrukere.

Mer nylig utvikling, gjennom våren og sommeren 2022, viser at mange kraftleverandører fjerner tilbudet av fastprisavtaler på grunn av høy prisvolatilitet. En typisk salgsmodell av fastprisavtaler innebærer først prising og markedsføring av avtalen, og deretter samling av kunder gjennom flere dager før kraftleverandøren prissikrer den totale kundeporteføljen i det finansielle markedet. Med den høye prisvolatilitet i dagens marked, kan markedsprisen forandre seg mye mellom når fastprisavtalen annonseres og når posisjonen prissikres, slik at kraftleverandøren påtar seg en betydelig risiko i mellomtiden. Dette har ført til at flere leverandører har tatt en pause i markedsføring av fastprisavtaler.

Norske kraftleverandørers prissikringsmuligheter i finansielle markedet

De fleste kraftleverandørene fungerer utelukkende som et mellomledd mellom sluttbrukere og det finansielle markedet. De spekulerer ikke i prisutviklingen, men forsøker å tilpasse sin posisjon mellom sluttbrukerne og de finansielle produktene så tett som mulig, etter en såkalt *back-to-back*-prissikringsstrategi. Kraftleverandørene benytter seg i stor grad av standardiserte finansielle produkter. For å oppnå full prissikring må de ha en kombinasjon av en systempriskontrakt (mot den nordiske systemprisen) og en EPAD-kontrakt (for prisdifferansen mellom system- og områdepris).

Det har lenge vært lav likviditet i det finansielle kraftmarkedet i Norden, og spesielt i EPAD-handelen. Kraftleverandørene oppgir av den lave likviditeten i EPAD-handelen er en betydelig barriere for at de kan prissikre seg på en effektiv måte. Det er flere årsaker til lav likviditet: Størrelsen på budområdene tilsier små markeder, med få aktive aktører, og større sannsynlighet for asymmetri mellom tilbud og etterspørsel. I tillegg trekker flere frem svake insentiver for å delta i børshandelen, blant annet på

grunn av at vertikalt integrerte aktører heller prissikrer seg internt og fordi større aktører ofte benytter seg av mer attraktive prissikringsalternativer, som for eksempel langsiktige kraftavtaler. Strengere regulatoriske krav til sikkerhetsstillelse og rapportering har økt kostnadene for deltakelse i børshandelen, som spesielt rammer små aktører som kraftleverandørene.

Tiltak som bedrer kraftleverandørenes evne til å tilby fastprisavtaler og til å sikre den medfølgende prissikoen

Det finnes mange potensielle tiltak som kan være relevante for å adressere de fundamentale utfordringene med å tilby fastprisavtaler. Inndelt etter utfordringene de er ment å adressere er dette for eksempel:

- **Utfordringer med å samle kunder i et volatil marked.** For å gjøre det enklere for kraftleverandørene å samle en tilstrekkelig stor kundeportefølje for å prissikre seg effektivt kan det innføres *samlede innkjøpsavtaler*. Dette tiltaket går ut på at kunder som ønsker fastprisavtaler kan melde sin interesse hos en uavhengig (potensielt offentlig) megler, som samler dem til én felles portefølje. Deretter kan kraftleverandørene gjennom en anbudsrunde by inn sine tilby på å overta hele kundeporteføljen. Lignende kollektive innkjøpsavtaler har tidligere vært utprøvd i Storbritannia (kalt «collective switching»), og kan potensielt gi tilbud selv i perioder med høy prisvolatilitet, samt lavere kostnader og konkurransedyktige priser.
- **Utfordringer med å håndtere volumrisiko.** De fleste fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet er volumfrie, som vil si at kraftleverandørene må påta seg en volumrisiko i tillegg til prissikoen. Støtte til veiledning/opplæring/bevissthet om kostnadene ved volumfrie kontrakter kan bidra til at kraftleverandørene lettere kan tilby produkter med volumbestemmelser. Disse kan trolig tilbys billigere enn volumfrie kontrakter, ettersom leverandørene ikke priser inn volumrisikoen.
- **Lav likviditet på grunn av små markeder.** EPAD-markedene er små fordi de er begrenset til hvert budområde. Dette står i motsetning til det fysiske kraftmarkedet, hvor kjøpere og selgere i ulike budområder kan handle med hverandre. Det finnes flere tiltak som kan gjøre de relevante prissikringsmarkedene større, som for eksempel at budområder slås sammen eller utvides, krav om at Statnett auksjonerer ut EPAD-er eller LTTR-er, markedskobling i det finansielle markedet eller økt bruk av *market makers*.
- **Lav likviditet på grunn av svake insentiver for å delta.** Økt deltakelse kan sikres blant annet med å pålegge vertikalt integrerte selskaper å prissikre seg via børsen.
- **Høye kostnader for å stille med sikkerhet.** Kostnadene som følger av å stille med kapital til sikkerhetsstillelse kan reduseres ved for eksempel tillate bruken av bankgarantier. Dette vil kreve endringer i EU-regulering som omfatter hele det finansielle systemet, og ikke bare kraftsektoren.

Anbefalinger

Vår vurdering er at det eksisterer flere utfordringer som påvirker tilbudet av fastprisavtaler i Norge. De ulike tiltakene som adresserer hver enkelt utfordring vil ha omfattende implikasjoner for det øvrige kraftmarkedet. Anbefalingen under er derfor rettet mot mer helhetlige retning i politikktutforming for dette emnet.

Fastprisavtaler og behovet for systemfleksibilitet

En standard fastprisavtale gjør at konsumentene ikke lenger ser de løpende prissignalene i markedet. Fastpris fjerner derfor insentiver til å flytte eller endre forbruk, som er en viktig kilde til fleksibilitet i kraftsystemet. Oppfordring til bruk av fastprisavtaler kan derfor potensielt gå på bekostning av øvrige målsetninger i utviklingen av kraftsektoren: Ettersom kraftsystemet over tid

avkarboniseres, vil det trolig medføre økt bruk av kraftproduksjon fra ikke-regulerbare kilder, som for eksempel vind og sol. Da vil forbrukerfleksibilitet bli mer verdifullt for å holde kostnadene av systemet som helhet nede.

For å bevare kortsiktige prissignaler nødvendig for å støtte fleksibilitet fra etterspørselssiden, men samtidig gi sluttbrukerne mulighet til å sikre seg mot store og uventede endringer i den totale strømregningen, finnes det alternativer. Eksempler på dette er fastprisavtaler med *time-of-use*-tariffer (det vil si kontrakter som har forskjellige priser mellom for eksempel dag og natt), eller forsikringsprodukter (for eksempel en kunstig rabatt på høye kraftpriser mot tilsvarende påslag på lave).

Markedskobling i det finansielle kraftmarkedet

Det fundamentale problemet med lav likviditet i EPAD-handelen er at, der det fysiske kraftmarkedet er tett koblet sammen, slik at aktører i forskjellige budområder kan handle kraft med hverandre, styres EPAD-markedene i hovedsak selvstendig innad i hvert budområde. Dette gjør at markedene blir små, fordi det er få potensielle aktører som kan være motpart i en prissikringsavtale.

Et tiltak som adresserer dette problemet er å tilrettelegge for handel av EPAD-kontrakter mellom aktører i ulike budområder ved å koble markedene sammen, slik det er foreslått i ACER og CEER sitt policynotat om det europeiske langsiktige kraftmarkedet. Dette vil trolig kreve et aktivt nordisk samarbeid for å innføre. Svenska kraftnät har planer om å gjennomføre en pilot i 2023, hvor de skal teste ut auksjoner som tillater EPAD-handel på tvers av de svenske budområdene, som trolig vil gi nyttig erfaring.

Samlede innkjøpsavtaler

Samlede innkjøpsavtaler kan føre til en betydelig reduksjon i tidsrommet kraftleverandørene er utsatt for usikret prisrisiko. Samtidig vil det gjøre det enklere å oppfylle krav om minimum volum i de finansielle kontraktene og trolig redusere de administrative kostnadene (per kunde). Alt i alt kan dette gi bedre fastprisavtaler, også i perioder med høy prisvolatilitet. Ulempen med forslaget er at denne salgsmodellen er signifikant annerledes fra den brukt i dag, og det vil derfor potensielt kreve lovendringer for å utvikle et passende rammeverk. Før eventuell innføring er det derfor trolig behov for konsultasjon med aktører i markedet og gjennomføring av piloter.

1 INTRODUKSJON

Denne rapporten, skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, undersøker flere ulike spørsmål relevant til norske kraftleverandørers evne til å tilby fastprisavtaler og til å sikre den medfølgende kraftsprisrisikoen. Blant problemene undersøkt i rapporten er den samfunnsøkonomiske betydningen av å ha mulighet til å sikre seg mot prisrisiko, status og utfordringer ved tilbud av fastprisavtaler i dagens norske sluttbrukermarked, utfordringene i det finansielle markedet som underbygger fastprisavtaler og de politiske tiltakene som potensielt kan innføres for å adressere disse utfordringene.

Videre er rapportens innhold som følger:

- Del 2 gir en kort beskrivelse av de samfunnsøkonomiske kostnadene som følger av begrenset tilgang til metoder for prissikring og manglende transparens i prisdannelsen. Teorien presentert her bidrar som grunnlag for den videre vurderingen av aktuelle politiske tiltak som kan sikre prissikringsmulighetene.
- Del 3 diskuterer eksplisitt fastprisavtaler. Det dekker den nåværende situasjonen i det norske sluttbrukermarkedet og diskuterer utfordringene kraftleverandører har med å tilby fastprisavtaler.
- Del 4 drøfter det nordiske finansielle kraftmarkedet, som brukes av flere kraftleverandører for å håndtere kraftsprisrisikoen de påtar seg ved å tilby fastprisavtaler. Nøkkelfaktorer som driver prisene i det finansielle kraftmarkedet blir også beskrevet. I tillegg undersøkes det om prisen på EPAD-kontrakter reflekterer forventningene til markedsprisen, og årsaker til lav likviditet i markedet for EPAD-er.
- Del 5 drøfter kort hvordan økt etterspørsel etter fastprisavtaler i fremtiden i seg selv kan påvirke utfordringene aktørene i markedet har i dag.
- Del 6 gjennomgår et bredt spekter av potensielle tiltak som kan anses som mulige løsninger på utfordringene kraftleverandører møter og på de mer overordnede problemene i det nordiske finansielle kraftmarkedet.
- Del 7 konkluderer med anbefalinger om en mer overordnet tilnærming til politikktutforming for dette emnet.

2 KONSEKVENSER AV MANGLENDE PRISSIKRINGSMULIGHETER

I denne delen beskrives konsekvensene av utilstrekkelige og dårlig fungerende markeder for sikring av prisrisiko. Disse problemene er hovedbegrunnelsen for regulatoriske markedsinngrep som kan sikre prissikringsmuligheter for kraft.

2.1 Teoretiske konsekvenser av manglende prissikringsmuligheter

Innledningsvis er et velfungerende langsiktig marked for handel i fremtidige posisjoner samfunnsøkonomisk nyttig av flere grunner.

For det første vil det kunne bidra til bedre risikohåndtering, både i form av mer effektiv risikohåndtering for den enkelt aktør, men også fordi aktører med overlappende interesser for sikring kan oppnå en effektivitetsgevinst ved å handle fremtidige posisjoner med hverandre.

For det andre vil det langsiktige markedet bidra til mer effektiv prisdannelse. En tilgjengelig og transparent pris på børsen vil fungere som et offentlig gode for øvrige aktører i samfunnet, ved at det er tilgjengelig en felles, objektiv fremtidsutsikt om prisen. Tilstedeværelsen av denne prisen vil fungere som en informasjonsbærer, som bidrar til å informere alle valg som potensielt påvirkes av denne prisen.

Mangel på transparente fremtidige kraftpriser som reflekterer markedets forventninger impliserer mindre effektive økonomiske beslutninger (for eksempel investeringer i energieffektivitet).

For en bedrift vil valget om å drive aktiv prissikring være en avveining mellom de administrative og finansielle kostandene av å drive med denne prissikringen og kostnadene som følger av å ikke prissikre, det vil si å på andre måter håndtere risiko om fremtidig kontantstrøm som følger av usikkerhet i prisutviklingen.

Ved manglende prissikringsmuligheter vil aktører som finner det nødvendig å prissikre seg se større kostnader av dette.

Dette vil være direkte kostnader, som for eksempel at de må ansette mer personell til å drive med aktiv prissikring, at det er høyere transaksjonskostnader (f.eks. *bid-ask spread*) for de avtalene som likevel inngås, eller at de må bruke mer tid til å finne en potensiell motpart eller inngå bilaterale prissikringsavtaler.

Den andre siden av dette er aktørene som enten velger eller tvinges til å ikke prissikre seg. De vil se større kostnader i form av å da måtte operere under større usikkerhet og håndtere den risikoen, som kan føre til for eksempel flere konkurser (kostnader av nedleggelse og avvikling), eller at bedriftene må opprettholde mer arbeidskapital for å sikre likviditet.

I tillegg til de direkte kostnadene omtalt over, vil manglende prissikringsmuligheter ha bredere, indirekte økonomiske kostnader for samfunnet.

For forbrukere kan manglende prissikring skape en økt risiko for økonomiske utfordringer, og kostnadene av manglende trygghet om fremtidige utgifter. Spesielt lavinntekts-husholdninger vil oppleve en kostnad av å leve i en anstrengt økonomisk situasjon.

Videre vil bedrifter som har vanskeligheter med å prissikre seg måtte strukturere seg på en måte som gjør at de kan balansere risikoen internt (for eksempel gjennom vertikal integrasjon av produksjonsselskap og sluttbrukerselskap). Dette vil generelt være en hindring av konkurransen i markedet (for eksempel ved at konkurransen i sluttbrukermarkedet svekkes fordi nye aktører hindres etablering).

Manglende prissikringsmuligheter kan også hindre at prosjekter som har høy risiko, og dermed potensielt høy verdi, ikke blir gjennomført fordi kontantstrømmen ikke kan sikres tilstrekkelig til å treffe risikopreferansene til investoren. Et eksempel på dette kan være dersom en eksportkontrakt med høy verdi for en produsent innen kraftkrevende industri ikke lar seg gjennomføre fordi produsenten ikke har mulighet til å

tilstrekkelig sikre seg mot kraftprisisikoen. Konsekvensen av dette vil være redusert økonomisk vekst.

Både begrenset konkurranse og redusert økonomisk vekst vil ramme spesielt i sektorer der det er kritisk å håndtere kraftprisisiko.

2.2 Kvantifisering av effekter av lav likviditet

Å kvantifisere kostnadene av manglende prissikringsmuligheter er svært krevende. En rapport som ble utarbeidet for ACER, som undersøker hvordan endringer på inndeling av budområder påvirker likviditeten i det finansielle markedet, konkluderer med at det er «urealistisk» å kvantifisere hvilken effektene det vil ha.¹

Det har tidligere blitt forsøkt å estimere nytten av regulatorisk inngrep i markedet som pålegger aktører å ta rollen som *market maker*, både i det britiske og australske kraftmarkedet. Metoden anvendt i disse studiene er at de gjør diverse antakelser om hvor stor reduksjon i transaksjonskostnader (*bid-ask spread*) vil følge av tiltaket, og modellerer deretter besparelsene dette impliserer for kraftleverandørene og deres

motparter i handelen. Den totale besparelsen består derfor av både lavere transaksjonskostnader, men også lavere finansielle kostnader fra å ikke lenger måtte opprettholde arbeidskapital (ettersom prisisikoen nå kan håndteres mer kostnadseffektivt).

Resultatene fra den australske studien på statlig nivå gir en estimert nytteeffekt på 0,6–12,8 kr/MWh. Det store avviket mellom høyt og lavt anslag reflekterer i stor grad de ulike antakelsene som ble lagt til grunn for reduksjonen i *bid-ask spread*. Det ble i de forskjellige modelleringene antatt en reduksjon på 0,1–2,7 prosent av *bid*-prisen.²

For å forsøke å anvende resultatene fra studien i en norsk kontekst, kan vi legge til grunn at statistikk fra SSB viser at omkring 4 TWh av kraftforbruket i Norge dekkes gjennom fastprisavtaler i sluttbrukermarkedet.³ Hvis vi videre antar en nyttevirkning fra den australske studien på 0,6–12,8 kr/MWh for dette volumet av kraftforbruk, vil det si at bedre likviditet i det finansielle markedet ville gitt en total årlig nyttevirkning på 2,4–51,2 mill. kr.

Det bør poengteres her at Norges andel fastprisavtaler er lav, sammenlignet med andre land (som vi gjennomgår lengre ned), som påvirker størrelsesordenen på effekten.

¹ DNV GL (2020)

² NERA Economic Consulting (2019)

³ SSB (2022b)

3 FASTPRISAVTALER

I denne delen beskriver vi den nåværende situasjonen i markedet for salg av fastprisavtaler i Norge, og fremhever utfordringene som kraftleverandørene møter ved å tilby slike avtaler.

3.1 Fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet i dag

Det norske sluttbrukermarkedet for kraft består av en tilbudsside bestående av kraftleverandører, som leverer kraft til en kundegruppe bestående av husholdninger og små og mellomstore bedrifter. Kundesegmentet i sluttbrukermarkedet regnes som alle forbrukere av kraft som ikke kjøper kraften direkte i engrosmarkedet, men via en leverandør som handler for dem.

Figur 1 og Figur 2 viser utviklingen i andelen av ulike typer kraftkontrakter i sluttbrukermarkedet i perioden fra 1998 til 2022. I figurene er «spotprisavtaler» kontrakter der prisen er avledet direkte av elspotprisen i *day-ahead*-markedet. Kontraktene notert med «variabel pris», er kontrakter hvor prisen i stor grad følger prisutviklingen i markedet, men hvor prisjusteringene skjer sjeldnere, for eksempel noen ganger i året. «Fastpris» er kontrakter hvor prisen er fast, og uavhengig av prisutviklingen ellers i markedet.

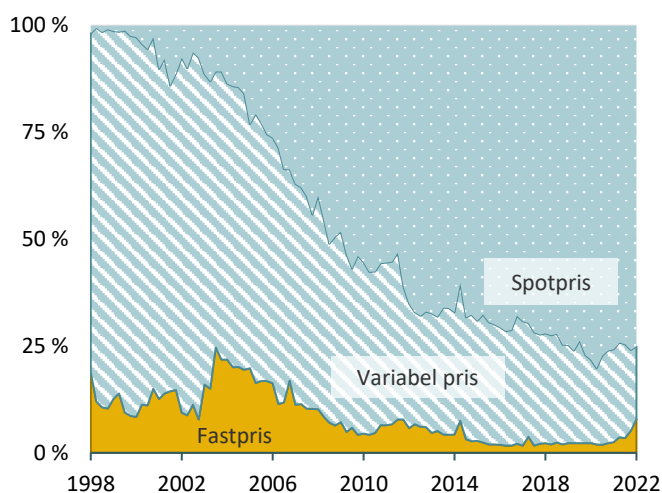
Først, i Figur 1, vises utviklingen i andel av typer kraftkontrakter blant husholdninger i perioden fra 1998 til 2022. Figuren viser at husholdningssegmentet i det norske sluttbrukermarkedet de siste årene har vært dominert av spotprisavtaler, og en gjennomgående lav andel fastprisavtaler.

For årene etter 2010 har andelen spotprisavtaler vært stabil på i overkant av 50 prosent, mens fastprisandelen den tilsvarende perioden har ligget i underkant av fem prosent.

Det som er interessant å påpeke er at det mot slutten av perioden er en tydelig økning i andelen fastprisavtaler. Ved

siste observasjon, i andre kvartal 2022, er det notert åtte prosent fastprisavtaler.

Figur 1: Andel av typer kraftkontrakter blant husholdninger i sluttbrukermarkedet (%)



Kilde: SSB-tabellene 05103 og 09364

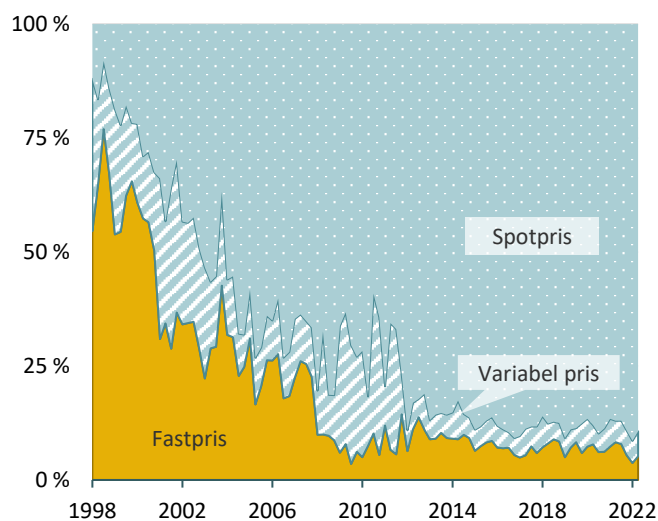
Videre viser Figur 2 tilsvarende statistikk for tjenesteytende næring, det vil si utviklingen i andel av typer kraftkontrakter mellom 1998 og 2022. I kategorien tjenesteytende næringer inngår blant annet varehandel, overnattings- og serveringsvirksomhet og faglig, teknisk og forretningsmessig tjenesteyting, m.m.

I dette kundesegmentet er det i stor grad samme utvikling som for husholdningene, med en betydelig andel spotprisavtaler de siste årene. Det som skiller de to kundesegmentene, er at det for tjenesteytende næringen på slutten av 1990-tallet var i overkant av 50 prosent fastprisavtaler.

Det er likevel i etterkant av det en drastisk overgang til spotprisavtaler utover tidlig 2000-tallet; fra og med 2005 har andelen spotprisavtaler vært over 50 prosent, med over 80 prosent siste 10 årene.

I motsetning til husholdningene, har det ikke i tjenesteytende næring vært samme oppsving i fastprisavtaler mot slutten av perioden. Ved siste observasjon, i andre kvartal 2022, var det kun fem prosent av avtalene som var fastprisavtaler.

Figur 2: Andel av typer kraftkontrakter blant tjenesteytende næring i sluttbrukermarkedet (%)



Kilde: SSB-tabellene 05103 og 09364

Gjennom innspill vi har mottatt i intervjuer med kraftleverandører aktive i det norske sluttbrukermarkedet har vi blitt gjort oppmerksomme på at det utover våren og sommeren 2022 har det vært flere aktører som har sluttet å tilby nye fastpriskontrakter til markedet.

For å undersøke denne påstanden har vi gjennomgått tilbudet av fastprisavtaler som er tilgjengelig for forbrukerne i markedet. Resultatene fra dette vises i eksemplet gitt i Tabell 1. Her vises et antall av tilbud av fastpriskontrakter som var tilgjengelige for norske husholdninger i budområde NO1 på datoene 14. juni og 12. august.

Informasjonen er hentet fra tilbud gjengitt på Forbrukerrådets nettside strompris.no ved de to datoene. Det er viktig her å påpeke at øvelsen kun er gjort for budområde NO1, som dekker Sørøst-Norge. Tilsvarende øvelse for andre budområder ville trolig gitt andre svar.

Tabellen viser at det kun i løpet av sommeren 2022 har vært en betydelig nedgang i antall tilbud. Av de totalt 26 fastprisavtalene med en varighet på ett år eller lengre som var tilgjengelig i juni var det kun tre fortsatt tilgjengelig i august.

Tabell 1: Tilbud av fastprisavtaler i Sørøst-Norge (NO1)

Fastprisperiode	14. juni 2022	12. aug. 2022
Mindre enn ett år	4	0
Ett år	18	2
Mer enn ett år	8	1

Kilde: Tall for 12. august er lest av fra strompris.no, og tall for 14. juni er hentet fra samme øvelse gjort i Fin.dep. (2022).

Denne utviklingen bekreftes, som nevnt, av kraftleverandører vi har snakket med i dette prosjektet. De oppgir samtidig at de har opplevd økende etterspørsel etter avtaler som tilbyr fastpris over kortere perioder, som for eksempel tomånederskontrakter. Disse kontraktene skiller seg fra mer tradisjonelle fastprisavtaler, som har en typisk varighet på 1–3 år.

Det er etter vår vurdering usikkert hva etterspørselen etter slike kontrakter skyldes, annet enn at noen aktører ønsker å spekulere i at spotprisen blir høyere enn hva som er tilbudt i kontraktene.

Gitt at formålet med å inngå en fastpriskontrakt for en sluttbruker er å unngå prissikro og sikre fremtidige utgifter, virker det uklart om dette oppnås med kontrakter over kun to måneder. Vi tror derfor at de færreste kunder i sluttbrukermarkedet kan oppnå god prissikring over tid med denne typen kontrakter.

Kun ved noen få brukstilfeller, som for eksempel korttidsutleie av eiendom eller kortvarig, sesongbasert næringsvirksomhet, kan vi se nytteighetene av disse kontraktene. En hypotese kan derfor være at de brukes til spekulasjon, som nevnt over.

3.2 Sammenligning med andre nordiske land

Av de aktørene vi har gjennomført intervjuer med som driver med kraftsalg i flere av de nordiske landene, forteller at de ser en helt annen etterspørselen etter å inngå fastprisavtaler i andre land enn Norge. Sverige og spesielt Finland trekkes frem som land med en betydelig høyere interesse for fastprisavtaler.

Kraftleverandørene forteller også at dette har vært tilfelle i mange år.

Sammenlignet med Figur 1 over, viser tilsvarende statistikk for Sverige en andel fastprisavtaler hos husholdningene på i overkant av 25 prosent i juni 2022.⁴

Videre har vi gjennomført en kartlegging av tilbudet fastprisavtaler blant kraftleverandører i de nordiske landene, ti i Norge og fem i hvert av de øvrige landene Sverige, Danmark og Finland. Vi har her gjennomgått tilbud annonsert på kraftleverandørenes nettsider, og notert hvorvidt selskapene tilbyr fastprisavtale eller ikke.

Tabell 2 viser resultatet fra denne gjennomgangen. Gjennomgangen ble gjort i perioden 17. til 21. juni, og det er viktig her å poengtere at resultatene trolig ville vært annerledes både før og etter dette.

Tabell 2: Antall kraftleverandører som tilbyr fastprisavtale

Land	Tilbud/selskap	Varighet (mnd.)
Norge	7/10	2, 3, 6, 12, 15, 16, 24, 36, 60
Sverige	4/5	2, 5, 12, 24, 36
Danmark	1/5	3
Finland	4/5	12, 24, 36

Merknad: Kartlegging i perioden 17.–21. juni fra de ulike tilbydernes nettsider.

Resultatene viser at blant de store kraftleverandørene i Norge, Sverige og Finland, så tilbyr de fleste en form for fastprisavtale. Varighetene på avtalen varierer mye, men de fleste tilbyr ett-, to- og treårskontrakter.

Basert på vår gjennomgang fant vi kun ett selskap i Danmark som tilbyr fastprisavtale, varigheten på denne kontrakter er på tre måneder.

Et interessant funn i gjennomgangen er at mange av fastprisavtalene i Sverige og Finland kommer med volumbestemmelser, typisk mellom 50 og 300 MWh i året. Dette er ulikt det vi ser i Norge, hvor typiske fastprisavtaler er uten volumbetingelser.

Noen av kontraktene i Finland som hadde volumbestemmelser hadde i tillegg tidsavgrensninger, såkalte *time-of-use*-tariffer, som for eksempel at prisen er forskjellig mellom dag og natt og mellom sommer og vinter.

Nesten alle kontraktene var priset med en fast månedspris på omkring 40 kroner, i tillegg til prisen pr. kWh.

Når det kommer til prisingen av produktene ser vi at den største grunnen til forskjell i priser mellom kraftleverandørene er hvilket budområde kontrakten gjelder for. Dette tyder på at det ikke er noen tydelig skjevhet i prisingen, og at kontraktene i stor grad gjenspeiler den underliggende prisen de gjelder for.

3.3 Prissikring av norske kraftleverandører

Av de kraftleverandørene vi har gjennomført intervjuer med i dette prosjektet, oppgir de aller fleste at de har som strategi å prissikre seg *back-to-back*, som vil si at prissikrer et volum som tilsvarende de forpliktelsene de har til kunder som kjøper fastprisavtaler av dem.

En del av årsaken til dette er at de færreste kraftleverandører ønsker å spekulere i prisutviklingen. Det innebærer for stor risiko for dem, sammenlignet med hvilke marginer de har i driften. Derfor ønsker de å oppnå full sikring.

I valget av prissikringsinstrument oppgir alle at de utelukkende prissikrer seg gjennom handel i finansielle kontrakter. Som

⁴ Statistikmyndigheten SCB (2022)

oftest vil dette bety en kombinasjon av en systempriskontrakt og en EPAD-kontrakt.

Flere forteller at de i tidligere år ikke benyttet EPAD-kontrakter til prissikring, fordi de anså områdeprisisikoen for liten. Behovet for EPAD-kontrakter har økt den siste perioden, med økende prisskjeller mellom budområder og mellom område- og systempris

På grunn av et lavt antall kunder på fastpriskontrakter, og at kontraktene har en varighet på 1–3 år, må kraftleverandørene fortløpende gjøre små justeringer på deres prissikringsportefølje for at den skal stemme overens med kundeporteføljen. Handel i finansielle kontrakter er godt egnet til dette.

Det er litt forskjellig mellom kraftleverandørene hvordan de handler kontraktene. De fleste handler systempriskontraktene via børs, og da som oftest Nasdaq. EPAD-kontraktene handles for det meste bilateralt, enten med produsenter eller via meglere. Statkraft spiller i dette markedet en stor rolle som en aktør som kan tilby EPAD-kontrakter, ettersom de har produksjon i alle budområdene i Norge.

På børsen er likviditeten i EPAD-handelen såpass lav at selv om kontraktene tekniske sett er tilgjengelig for handel, kan det noen ganger være for store transaksjonskostnader (det vil si stort avvik mellom budene for kjøp og salg, altså *bid-ask spread*) til at det er et reelt alternativ.

De mindre aktørene benytter seg av ofte av mellomledd, som for eksempel Energi Salg Norge, som gjennomfører prissikringen for dem.

Av kraftleverandørene som er i konsern med en produsent, er det noen som prissikrer seg ved å handle kontrakter direkte med produsenten.

3.4 utfordringer for kraftleverandørene

Produktet kraftleverandørene leverer til sluttbrukerne ved å tilby fastpriskontrakter er i utgangspunktet å håndtere prissikring på vegne av kundene. Behovet for produktet bygger på

at kundene enten har en betalingsvillighet for å unngå å selv håndtere risikoen, eller at håndtering av prissikring på vegne av en hel kundegruppe samlet kan gjøre at kraftleverandøren kan gjøre dette på en mer effektiv måte.

Tilbakemeldingene vi har fått gjennom intervjuer viser at selve håndteringen av prissikring for kundene kun er en del av problemene kraftleverandørene har med å tilby fastprisavtaler til sluttbrukermarkedet.

Utfordringene kraftleverandørene har med å tilby fastprisavtaler kan deles inn i utfordringer i sluttbrukermarkedet og utfordringer i prissikringsmarkedet. Vi gjennomgår markedene hver for seg i de to følgende delkapitlene.

Det er verdt å merke seg at de fleste, hvis ikke alle, kraftselskapene vi har intervjuet anså den underliggende etterspørselen etter fastprisavtaler som lav. Man kan argumentere for at denne lave etterspørselen i seg selv er et resultat av problemene diskutert under, som øker prisen på fastprisavtaler og følgelig reduserer hvor attraktive slike avtaler er for sluttbrukere. Det er imidlertid ingen åpenbare tegn på en signifikant udekket etterspørsel etter kraftsprissikring i det norske sluttbrukermarkedet.

Det bør også merkes at det finnes en selvforsterkende effekt tilknyttet lave nivåer av prissikring og likviditet. Når få kunder benytter seg av fastprisavtaler, fører den faste kostnaden knyttet til administrasjon av kontraktene og lavere likviditet i prissikringsproduktene at fastpriskontraktene blir dyrere, noe som forsterker den lave etterspørselen. I et marked med høy bruk av fastprisavtaler kan den faste kostnaden spres over flere kunder og likviditeten i de underliggende prissikringsproduktene trolig bli bedre, noe som gir billigere produkt og dermed økt etterspørsel.

3.4.1 utfordringer i sluttbrukermarkedet

Kraftleverandørene sin rolle i sluttbrukermarkedet er å fungere som et mellomledd og en «aggregator» mellom individuelle sluttbrukere og krafthandelen i engrosmarkedet. Dette

innebærer å samle grupper av sluttbrukere slik at deres kraftbehov kan prissikres som én portefølje.

Å tilby fastprisavtaler krever av kraftleverandørene en mer detaljert risikostyring, sammenlignet med spotprisavtaler. Dette øker både de finansielle og administrative kostnadene. Hvor effektivt selskapene kan tilby avtalene avgjøres i stor grad av hvor mange kunder de kan fordele disse kostnadene på.

Kraftleverandørene vi har intervjuet oppgir at det generelt er en lav etterspørsel etter fastpriskontrakter fra sluttbrukerne i Norge, slik at de har problemer med å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe for å inngå en effektiv prissikringsavtale.

Det oppgis flere forslag til hva årsaken til den lave etterspørselen er, som blant annet at:

- Forbrukerrådet i lang tid har frarådet fastprisavtaler, begrunnet med at spotprisavtaler over tid vil være et billigere alternativ,
- Spotprisen i Norge historisk har vært lav, slik at sluttbrukerne har klart å håndtere prisrisikoen selv, og
- Den nåværende strømstønsordningen i praksis fungerer som en prissikringsavtale for sluttbrukerne.

Problemet med å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe til å tilby et effektivt fastprisprodukt forsterkes i perioder med høy volatilitet i priser. For eksempel vil en typisk strategi for noen av kraftleverandørene være å først innhente nye kunder gjennom annonsering og markedsføring, og når de har tegnet kontrakter på et visst volum sikrer de dette i prissikringsmarkedet. I perioder med høy prisvolatilitet får kraftleverandørene en betydelig prisrisiko i tidsforsinkelsen mellom en kunde tegnes og volumet sikres.

Høy volatilitet gjør også at kraftleverandørene må hyppigere oppdatere prisen på produktet. Det gir dem lavere sannsynlighet for å ha tid til å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe som kan sikre til én pris.

Dette bekreftes også fra utviklingen omtalt i delkapittel 3.1, som viser at antallet tilbudte fastprisavtaler i NO1 har falt

betydelig. Dette ville trolig vært annerledes i andre budområder som ikke har opplevd tilsvarende volatilitet.

I tillegg må kundeporteføljen samles innenfor ett prisområdet, ettersom det er nødvendig å handle EPAD-kontrakter for å oppnå en tilstrekkelig prissikring.

Videre sitter kraftleverandørene igjen med hele volumrisikoen hvis ikke fastprisavtalene inngås på et bestemt volum. Hvis prisene øker og kunden konsumerer mer enn antatt, vil kraftleverandøren måtte kjøpe inn det ekstra volumet til en høyere pris og selge det til en lavere, fast pris.

Dette er en risikooverføring fra sluttbruker til leverandør som kommer i tillegg til prisrisikoen. Som gjennomgått over har det tradisjonelt sett ikke vært vanlig med volumbestemmelser i fastprisavtalene i det norske markedet.

Kraftleverandører har heller ingen måte å effektivt håndtere volumrisikoen, og derfor må den stort sett bli lagt inn i prisen. Med en stor kundegruppe kan kraftleverandøren potensielt diversifisere noe av risikoen, men dette vil kun være mulig dersom avviket i forventet konsum ikke er korrelert mellom kunder. Annen risiko, som for eksempel været, vil være korrelert mellom kunder, slik at kraftleverandøren sitter med hele volumrisikoen uavhengig av størrelsen på porteføljen.

3.4.2 utfordringer i prissikringsmarkedet

Problemene med tilbud og etterspørsel av fastprisavtaler i sluttbrukermarkedet, som omtalt over, forsterkes av utfordringer med selve prissikringen.

Stor og vedvarende differanse mellom budområde- og systempris gjør at kraftleverandørene må sikre seg med en kombinasjon av EPAD- og systemkontrakter for å oppnå tilstrekkelig prissikring. Likviditeten i EPAD-handelen er derfor førende for deres prissikringsmuligheter.

Kraftleverandørene oppgir av den lave likviditeten i EPAD-handelen er en betydelig barriere for at de kan prissikre seg på en effektiv måte.

Størrelsen på budområdene gjør at de har få potensielle aktører de kan drive handel med. Det følger også av dette at det i mange budområder er en ubalanse (asymmetri) mellom produksjon og forbruk. En side av markedet kan derfor permanent slite med å finne aktører med en motsatt risikoposisjon å inngå prissikringsavtaler med.

Kraftleverandørene trekker også fram at det er høye kostander for å delta i det finansielle markedet i form av administrative kostnader og kostnader til å stille med sikkerhet.

Mange produsenter, som potensielt kan være motparter i handel med kraftleverandørene, har i noen tilfeller begrensede insentiver til dette, både fordi de gjerne har preferanser for å sikre seg over lengre tidshorisoner enn hva som er aktuelt for videresalg gjennom fastpriskontrakter, og fordi de kan ha andre, mer attraktive prissikringsmuligheter, for eksempel gjennom bilaterale langsiktige kraftavtaler (PPA-er). Dette gjør at en del volum ikke blir tilgjengelig for handel i det åpne markedet for kraftleverandørene.

3.5 Hvordan utfordringene påvirker tilbudet av fastprisavtaler

Utfordringene gjennomgått ovenfor vil overordnet påvirke tilbudet av fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet på følgende måter.

De faste kostnadene som medfølger av drive med aktiv prissikring, inkludert verdien av å være avhengig av et bilateralt handelsnettverk for EPAD-er, impliserer at det er nødvendig med et minimum størrelse på kundeporteføljen for å kunne opprettholde et konkurransedyktig tilbud av fastprisavtaler.

Siden utfordringene ved prissikring øker kraftleverandørers kostnader, for eksempel gjennom høyere transaksjonskostnader for anskaffelse av EPAD-er, vil kostnadene som medfølger disse utfordringene også inkluderes i prisen som tilbys til sluttbrukere.

Som følge av at de fleste kraftleverandører bruker en *back-to-back*-prissikringsstrategi, vil de kun tilby avtaler der de føler de kan balansere risikoen gjennom prissikring. Når prissikringen blir overdrevent vanskelig, som det kan argumenteres for å ha vært tilfellet de siste par månedene med høyt volatile priser, fjerner kraftleverandører de avtalene de ikke lønnsomt kan prissikre via markedet. Dette kan forklare både den nylige reduksjonen i tilbudte fastprisavtaler, og variasjonen i mengde og utforming av fastprisavtaler i ulike budområder.

4 FUTURESMARKEDET

I denne delen ser vi på det finansielle elektrisitetmarkedet som underbygger kraftselskapenes håndtering av prissikring. Vi ser på både hva som driver de fremtidige prisene av finansielle kontrakter og hvorvidt prisene for EPAD-kontrakter faktisk reflekterer markedsaktørenes forventninger til markedsprisen. Til slutt oppsummerer vi årsaker til begrenset likviditet i EPAD-handelen, som i seg selv er en viktig utfordring for tilbudet av fastprisavtaler.

4.1 Forskjeller i terminpriser mellom markeder

Kraftprisene i ulike Europeiske land variere fra time til time igjennom året og er drevet av en rekke ulike faktorer. Vi skiller

gjørne på kortsiktige og langsiktige drivere, der de kortsiktige driverne er viktigst for spotprisen og de finansielle kontraktene med kortest tidshorisont (kommende dager, uke, og måneder og til dels de nærmeste kvartalene), mens de langsiktige driverne er de som i hovedsak påvirker prisutviklingen i de finansielle kontraktene for kvartaler og de kommende årene. I tabellen under har vi oppsummert hoveddriverne for kraftprisen på kort og lang sikt. Disse er i stor grad like i det Nordiske og Europeiske kraftmarkedet, men virkningen av endringer driverne vil være forskjellig, avhengig av blant annet produksjonssammensetning og markedsstørrelse.

Tabell 3: Hoveddrivere for utviklingen i kraftpriser på kort og lang sikt

Kort sikt	Lang sikt
<ul style="list-style-type: none"> • Nåværende hydrologisk situasjon, forventning til kortsiktige endringer i hydrologien og forskjeller i den hydrologiske situasjonen mellom budområder • Temperatur, spesielt i Norge og Norden som følge av en høy andel elektrisk oppvarming • Vindforhold • Kortsiktige endringer i brenselpriser • Tilgjengelighet av mellomlandsforbindelser og overføringskapasitet internt i Norge og Norden 	<ul style="list-style-type: none"> • Klimapolitiske virkemidler som påvirker: <ul style="list-style-type: none"> ○ Fornybarvolumer ○ Karbonpris ○ Regulering og utfasing av fossil kraftproduksjon • Langsiktig utvikling i kull- og gasspriser • Kostnadsutvikling i fornybare teknologier (spesielt vind og sol) • Potensialet for fornybar kraftproduksjon i ulike land • Utbygging av mellomlandsforbindelser • Utvikling på etterspørselssiden • Teknologiutvikling i andre systemer (blant annet kostnader av kilder til fleksibilitet, som batterier og hydrogen)

4.1.1 Kortsiktige prisdrivere

Det norske kraftsystemet er svært vannkraftdominert. Den hydrologiske situasjonen er derfor en nøkkeldriver for

prisutviklingen på kort og mellomlang sikt. I år med mye tilsig presses prisen ned til nivåer som er lavere enn områdene rundt oss slik at vi får eksportert overskuddskraften. I tørrår vil prisen i snitt presses over nivåene i områdene rundt oss for å sikre

tilstrekkelig import til å dekke etterspørselen. Perioder med mye tilsig presser også prisen ned i kortere perioder som følge av at ikke alle kraftverk har magasiner og dermed må produsere når tilsiget kommer. Med en økende andel vindkraft i systemet spiller også vindforholdene stadig sterkere inn på kraftprisen. I perioder med mye vind presses kraftprisen nedover siden vi får mye produksjon simultant i større områder. Dette kan presse prisen ned under prisene i områdene rundt oss.

I Norge bruker vi hovedsakelig elektrisitet til oppvarming. Dette bidrar til at forbruket varierer med temperaturen. I perioder med lave temperaturer øker forbruket, noe som alt annet likt vil bidra til at kraftprisen øker.

Disse effekten påvirker spotprisen, men også de finansielle kontraktene med kortest tidshorisont, fordi de påvirker forventningen om utviklingen i hydrologisk balanse frem i tid. På lengre sikt vil man anta normale værforhold i prisingen og vi vil derfor se mindre volatilitet i kontraktene med lengre tidshorisont fordi værvariablene er mindre viktige for prisingen.

I Kontinentaleuropa påvirkes også kraftprisen av vær og vind. Med en mye lavere vannkraftandel er tilsigs- og nedbørforholdene av mindre betydning enn i Norge. Tilsvarende brukes elektrisitet i mindre grad til oppvarming. Etterspørselen er derfor mindre sensitiv for temperaturendringer. Vi ser imidlertid at med en stigende andel sol- og vindkraft har både vindforhold og solinnstråling en økende betydning for kraftprisene på kontinentet.

Brenselsprisene bidrar også til kortsiktige svingninger i kraftprisen både i Norge og i Kontinentaleuropa. I Kontinentaleuropa påvirker brenselsprisene direkte kostnaden ved å produsere elektrisitet i kull- og gasskraftverk. Siden gass- eller kullkraft klarer markedet i en rekke timer slår endringer i kull- og/eller gassprisene direkte ut i strømprisen. I Norge kommer påvirkningen via endringer i vannverdiene til kraftprodusenten.

Vannverdikonseptet er svært viktig for kraftprissettingen i Norge. Vannverdien er verdien kraftprodusentene setter på vannet i magasinene, dvs. alternativverdien av produksjonen.

Det er denne verdien/prisen vannkraftprodusenten byr inn i markedet. Vannverdien bidrar til å optimere vannkraftproduksjonen over året og mellom år. Vannverdien/prisen skal reflektere underskudd eller overskuddssituasjoner og andre faktorer som er viktige for produksjonen.

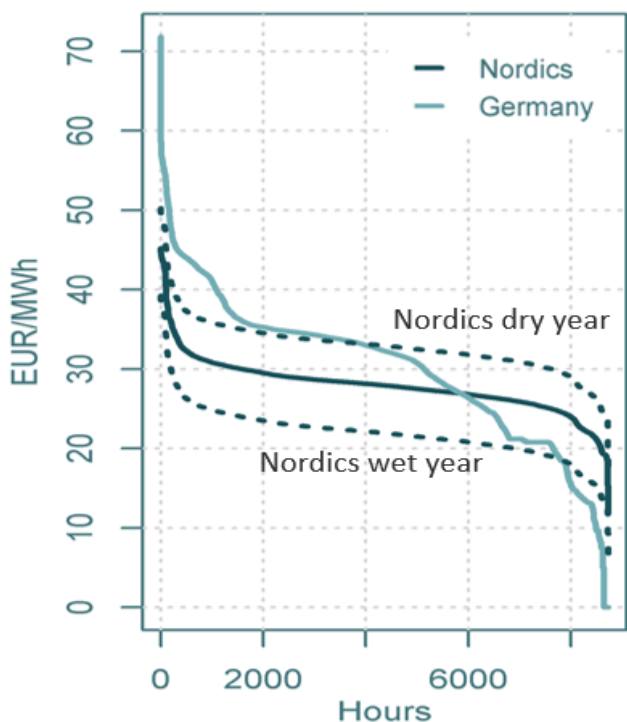
En kan altså tolke vannverdien som alternativverdien av produksjonen, dvs. vannverdien er lik kostnaden ved å dekke den siste etterspurte kWh med andre produksjonsmidler enn vannkraft. I mange tilfeller vil dette være importert kraft og kraftprisene i de landene vi kan importere fra påvirker derfor kraftprisen i Norge.

Norge har per i dag et kraftoverskudd i et normalår, dvs. et år med normal nedbør, vind og temperatur. Dette betyr at vi vil ønske å eksportere kraft. Kraftprisen i Norge vil derfor i snitt over året ligge under kraftprisen hos våre handelspartnere, slik at vi kan få eksportert kraftoverskuddet. Jo større overskuddet er, for eksempel som følge av et vått år, jo større vil prisdifferansen være.

Dette er illustrert i Figur 3. I eksempelet ser vi at i et tørrår vil kraftprisen i Norden være høyere enn i Tyskland i nær 5000 av årets 8760 timer slik at kan få import i disse timene. I et vått år ønsker vi å eksportere mye og vi ser dermed at kraftprisen i Norden ligger under Tysland i nær 8000 av årets timer slik at vi kan eksportere i disse timene.

Av diskusjonen over fremgår det at for at man skal ha lavere kraftpris enn sine handelspartnere over tid må vi ha et overskudd av kraft.

Figur 3: Prisvarighetskurver for Norden og Tyskland i ulike hydrologiske år. (Illustrativ.)



4.1.2 Langsiktig utvikling prisdrivere

På lang sikt er det andre prisdrivere enn været som påvirker. Hoveddriverne vil derfor være fokusert mot den langsiktige utviklingen i brensel- og CO2-priser, samt utviklingen i tilbudet av kraft (nye kraftproduksjon og utfasing av eksisterende), samt utviklingen i kraftetterspørselen. Det er forventningene til disse variablene som driver prisen på produktene i det finansielle kraftmarkedet med lang horisont (kvartaler og år).

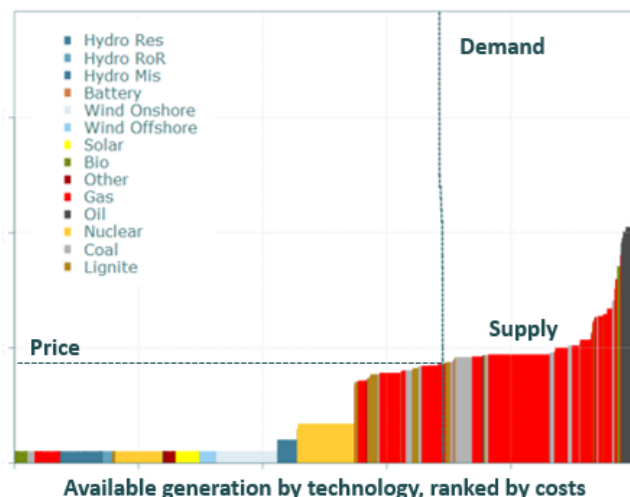
Langsiktig utvikling i kull og gasspris

I det Europeiske kraftmarkedet vil det selv med dagens omlegging mot et fornybart kraftsystem være et kull- eller gasskraftverk som setter prisen i de timen der det ikke er nok fornybar kraft til å møte etterspørselen. Produsenten av kull- og gasskraft skal ha lønnsomhet i sin produksjon og vil derfor by inn den kortsiktige marginalkostnaden for kraftverkene sine.

Det betyr at det dyreste kraftverket som produserer for å få dekket etterspørselene akkurat vil få dekket sine driftskostnader, ref. Figur 4.

Dette innebærer at endringer i kull- og gassprisen vil påvirke kraftprisen direkte igjennom prisen kull- og gasskraftprodusenter byr inn i markedet. Jo flere timer som klareres av kull- eller gasskraftverk jo sterkere vil en endring i hhv kull- eller gasspris påvirke de prisingen finansielle produktene.

Figur 4: Markedsklarering i Tyskland. (Illustrativ.)



Langsiktig utvikling i karbonpris

Når det produseres kull- eller gasskraft slippes det også ut CO2. Prisen på CO2-kvoter er derfor også en del av produksjonskostnaden for kull- og gasskraft. På samme måte som for kull- og gasspriser vil endringer i CO2-prisen slå ut i endringer i kraftprisen og dermed prisingen av de finansielle produktene.

Hvordan CO2-prisen utvikler seg vil avheng av en rekke faktorer som klimapolitikk både på EU-nivå og i enkeltland, kostnadene for ulike typer renseteknologier, planer for utfasing av termisk kraftproduksjon i ulike Europeiske land etc.

Langsiktig utvikling i tilbudet av kraft

Det langsiktige prisbilde påvirkes også av forventninger til hvordan tilbudet av kraft utvikler seg. Her er både hva som

kommer av nye investeringer, så vel som utfasingsplaner viktige. Hvor mye nye kraftproduksjon som investeres i og hvor investeringene kommer avhenger av en rekke faktorer som ressursgrunnlaget, kostnadsutviklingen for ulike produksjonsteknologier, offentlige støtteordninger, nettsituasjonen osv.

Vi ser også at det fases ut kraftverk. Dette skyldes både politiske vedtak, som utfasingen av kjernekraft i Tyskland er et eksempel på, eller at fossile kraftverk fases ut som følge av høye CO₂-kvotepriser.

Langsiktig forbruksutvikling

Forbruksutviklingen spiller også en nøkkelrolle for kraftprisutviklingen fremover. Dersom vi skal nå klimamålene er vi avhengig av at vi elektrifiserer industrien. Vi ser også en framvekst av nye kraftkrevende industri som datasentre og batterifabrikker. På lengre sikt vil også hydrogenproduksjon fra fornybar energi øke kraftetterspørselen. Hvor mye etterspørselen øker vil igjen avhenge av mange faktorer som etterspørselen etter ulike industrivarer, kraftpriser osv.

Som det kommer frem av diskusjonen over påvirkes kraftprisen av både være og vind, brensels og CO₂-priser og utviklingen i tilbud og etterspørsel. For at et vannkraftdominert system som det norske skal ha vedvarende lavere priser enn de landene vi handler med må vi ha et overskudd av kraft som kan eksporteres. Dette vil presse ned vannverdiene og dermed kraftprisen til nivåer som er lavere enn det vi ser hos handelspartnerne for å legge til rette for at kraften eksporteres.

4.2 EPAD-er som prissikringsinstrument

For en markedsaktør som er eksponert for områdespesifikk prisrisiko, er EPAD-kontraktene teoretisk sett et godt egnet produkt for å sikre seg mot denne risikoen.

Ettersom de nordiske systempriskontraktene har systemprisen som referansepris, vil de ikke kunne gi direkte prissikring mot prisen i hvert enkelt budområde. EPAD-kontraktene er finansielle kontrakter hvor referanseprisen er differansen mellom systemprisen og prisen i et budområde.

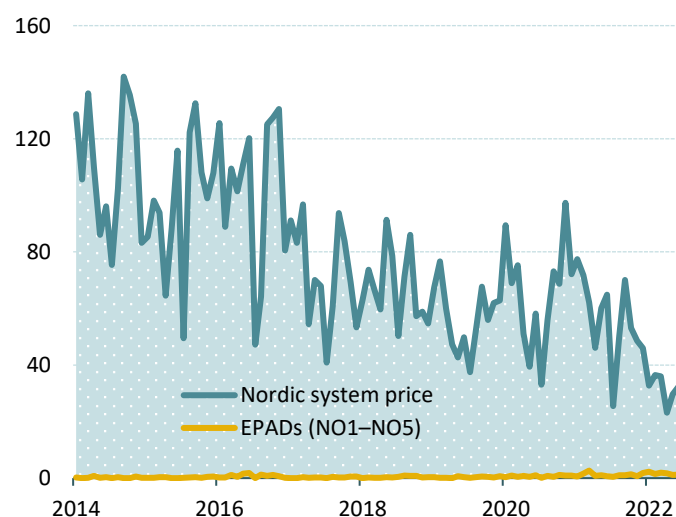
Det vil si at dersom en aktør i et budområdet kjøper en kombinasjon av en systempriskontrakt og en EPAD-kontrakt for sitt budområdet, vil de oppnå full prissikring mot den prisrisikoen de er eksponert for.

I tillegg er det med EPAD-er mulig å konstruere et prissikringsprodukt som sikrer prisdifferansen mellom to budområder, ved å handle en kombinasjon av en kjøpskontrakt for et budområde og en motsatt salgskontrakt i et annet budområde. Slike EPAD-kombinasjoner omtales ofte som *EPAD Combo*.

Per i dag finnes det EPAD-kontrakter tilgjengelig for handel på Nasdaq i alle de norske budområdene, med NO1 (Oslo), NO2 (Kristiansand), NO3 (Trondheim), NO4 (Tromsø) og NO5 (Bergen). I tillegg tilbyr Nasdaq også handel av forhåndsdefinerte EPAD-kombinasjoner (som ett produkt), for de fleste mulige kombinasjoner av budområder.

Figur 5 viser månedlige handelsvolumer på Nasdaq i nordiske systemkontrakter og EPAD-kontraktene for de norske budområdene, fra januar 2014 til juni 2022.

Figur 5: Månedlige handelsvolumer i nordiske systemkontrakter og EPAD-kontrakter (TWh)



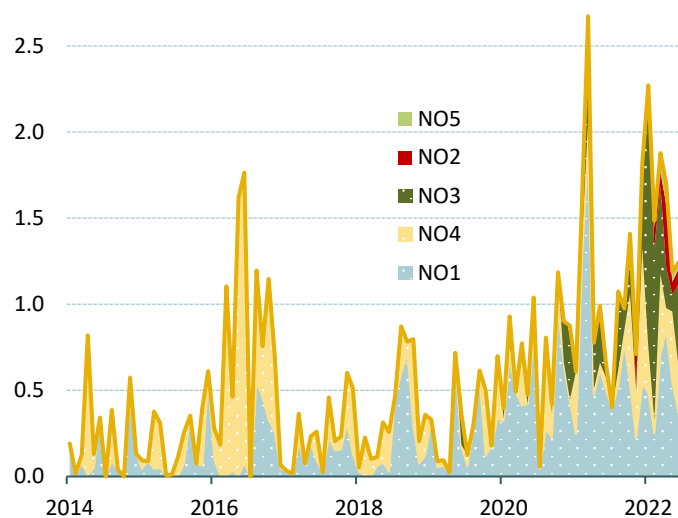
Datakilde: Nasdaq

Figuren viser at handelsvolumene for alle EPAD-kontraktene samlet har vært små sammenlignet med handelen i systempriskontrakter. I tillegg viser figuren at det over samme

tidsperiode har vært en trend i fallende likviditet i systemkontraktene.

Videre viser Figur 6 månedlige handelsvolumer på Nasdaq for de enkelte EPAD-kontraktene hver for seg. Summen i figuren tilsvarer EPAD-ene i figuren over.

Figur 6: Månedlige handelsvolumer i EPAD-kontrakter (TWh)



Datakilde: Nasdaq

Figuren viser at over de siste åtte årene har mesteparten av EPAD-handelen omhandlet kontrakter for budområdene NO1 (Oslo) og NO4 (Tromsø). Noe handel har også foregått i kontrakten for NO3 (Trondheim), etter den ble innført på børsen i juni 2019.

For NO2 (Kristiansand) og NO5 (Bergen) ble det lansert kontrakter på børsen relativt nylig, i henholdsvis oktober og november 2021. Dette gjenspeiles også i de marginale handelsvolumene for disse kontraktene.

Selv om det er fra små volum, er det en viss trend i figuren til et økende handelsvolum de siste to årene. Endringen ser ut til å skyldes i all hovedsak økt handel i EPAD-kontrakten for budområdet NO1 (Oslo), i tillegg til noe mer handel i NO3 (Trondheim).

Denne utviklingen kan sees i sammenheng med tilbakemeldingene vi har fått igjennom intervjuer med kraftleverandører, som har uttrykt et økende behov for å kjøpe

EPAD-kontrakter i tillegg til systempriskontrakter for å oppnå tilstrekkelig prissikring.

4.3 Reflekterer EPAD-prisene markedets prisforventninger?

Ettersom kraftleverandørene vi ha snakket med viser økt bruk av, og behov for, EPAD-kontrakter ved prissikring, er det relevant å undersøke hvorvidt disse er priset riktig.

Med «riktig» prising menes her om EPAD-prisene reflekterer markedets prisforventninger, eller om det er noe underliggende i markedssituasjon som tilsier at de skal prises enten over eller under den forventede prisen, det vil si en positiv eller negativ risikopremie.

Først vil vi gjennomgå hvordan kontraktsprisene i teorien kan avvike fra prisforventningene. Deretter vil vi undersøke dette kvantitativt ved å gjøre en analyse av den såkalt *ex-post*-risikopremien. Dette er et estimat på risikopremien i kontraktene, beregnet ved å se på differansen mellom kontraktspris ved siste handelsdag og den realisererte prisen over leveringsperioden.

4.3.1 Hvordan kontraktsprisen i teorien kan avvike fra markedsaktørens prisforventninger

Prisene på kraftderivater som futures eller EPAD-er vil ikke kun reflektere markedsaktørens forventninger til utviklingen i den underliggende prisen (systemprisen for systempriskontrakter eller differansen mellom system- og områdepris for EPAD-kontrakter), men også en risikopremie som reflekterer aktørens betalingsvillighet for å inngå sikringskontrakten. Risikopremien er enten i form av et påslag eller rabatt på prisforventningen, og er prisen aktørene tar for å enten påta seg eller overføre prisrisikoen fra/til motparten i handelen.

Risikopremiene vil balansere sikringsetterspørselen i markedet, og vil over tid variere med endringer i markedsforholdene. Det er flere faktorer i markedsforholdene som kan si noe om både fortegn og omfang av risikopremiene. Tradisjonelt sett er dette

tenkt på som en kombinasjon av risikoaversjon og markedsandeler.⁵ Dette gjennomgås i det følgende.

Fortegnet på risikopremien, om den er positiv eller negativ, påvirkes av forholdet mellom grad av risikoaversjon hos produsenter og forbrukere. Gitt at aktørene på både tilbud- og etterspørselssiden ønsker å unngå risiko, vil balansen avgjøres av hvem som i *størst grad* ønsker å unngå risiko, og derfor har *størst betalingsvillighet* for dette.

For eksempel vil det i en situasjon hvor risikoaversjonen hos forbrukerne dominerer, trekke i retning av en positiv risikopremie. Dette viser at forbrukerne er villig til å betale en pris for kraften som er høyere enn forventet for at prisen skal være sikker, altså et risikopåslag.

Størrelsen på risikopremien, enten i positiv eller negativ retning påvirkes av forholdet i etterspørsel etter prissikring mellom for produsenter og forbrukere. I eksemplet over, hvor en dominerende risikoaversjon hos forbrukerne gir en positiv risikopremie, kan dette forsterkes dersom det samtidig er en større etterspørsel etter prissikring blant forbrukerne i forhold til produsenter som kan tilby det. Dette gjør at etterspørselssiden i konkurranse om å prissikre sitt forbruk presser prisen opp. Motsatt, ville en høy markedsandel hos produsentene dempet risikopremien, fordi det er et stort volum produksjon som ønskes sikret av produsentene, relativt til et lavt volum forbruk.

I et balansert marked, hvor tilbuds- og etterspørselssiden utjevner hverandres prissikringsbehov, vil i teorien risikopremien være null. I så fall vil det være slik at det eneste kontraktsprisen reflekterer er markedsaktørens forventninger til markedsprisen. Da er naturligvis eneste årsak til at kontraktspris avviker fra realisert pris at aktørene har bommet med sine forventninger.

4.3.2 Undersøkelse av om kontraktsprisene reflekterer prisforventningene i markedet

Forventet pris og risikopremie er ikke adskilt i kontraktsprisen, og vi kan dermed ikke eksplisitt observere om prisen på EPAD-kontraktene reflekterer markedets forventninger til fremtidig pris.

Det vi imidlertid kan observere er den faktiske oppnådde prisen som realiseres gjennom kontraktens leveringsperiode (spotprisen). Forutsatt at aktørens prisforventninger over tid ikke systematisk er feil – det vil si at de over tid bommer like mye i positiv og negativ regning, vil differansen mellom kontraktspris og realisert pris gi en viss innsikt i påslaget eller rabatten i kontraktsprisene.

For å undersøke om det er en systematisk feilprising av EPAD-kontraktene kan vi beregne den såkalte *ex-post*-risikopremien, som er differansen mellom kontraktsprisen og realisert pris i leveringsperioden.

Denne indikatoren kan brukes til å avdekke asymmetri i sikringsetterspørselen mellom kjøper og selger. Fortegn, omfang og signifikans i *ex-post*-risikopremiene kan si noe om det er noen systematiske skjevheter i prisingen av kraftderivatene, og dermed kostnaden for prissikring av områdepriser.

Kontraktsprisen vil i dette tilfelle fungere som et estimat for prisforventningene (som egentlig består av forventninger og risikopremie, jf. tidligere punkter). I vår analyse benytter vi kontraktspris ved siste handelsdag. Dette bygger på at handelsaktiviteten i en kontrakt ofte er størst i den siste perioden for levering, og at *bid-ask spread* da ofte er smalest. Prisene ved siste handelsdag vil derfor trolig være det beste estimatet for hva markedsaktørene forventninger at prisen skal bli under leveringsperioden.

⁵ Se for eksempel Spodniak, P. (2017)

I analysen av *ex-post*-risikopremiene har vi brukt handelsdata fra Nasdaq for alle måneds-, kvartals- og årskontrakter handlet på børsen i perioden fra 31.01.2014 til 31.05.2022. Dette utgjør totalt 747 enkeltkontrakter, for EPAD-er i de fem norske budområdene, Oslo (NO1), Kristiansand (NO2), Trondheim (NO3), Tromsø (NO4) og Bergen (NO5), i tillegg til systempriskontrakter. Realisert pris i leveringsperioden er hentet fra Nord Pool.

Det er viktig å påpeke at denne analysen gjelder handler gjennomført over børs, og vil ikke kunne fange opp eventuell feilprising av kontrakter som handles bilateralt.

Først viser vi i Figur 7 utviklingen i *ex-post*-risikopremien, for alle kontraktene, samlet over tidsperioden. Dette viser variasjonen i indikatoren over tid. Hver observasjon er sortert etter siste handelsdato.

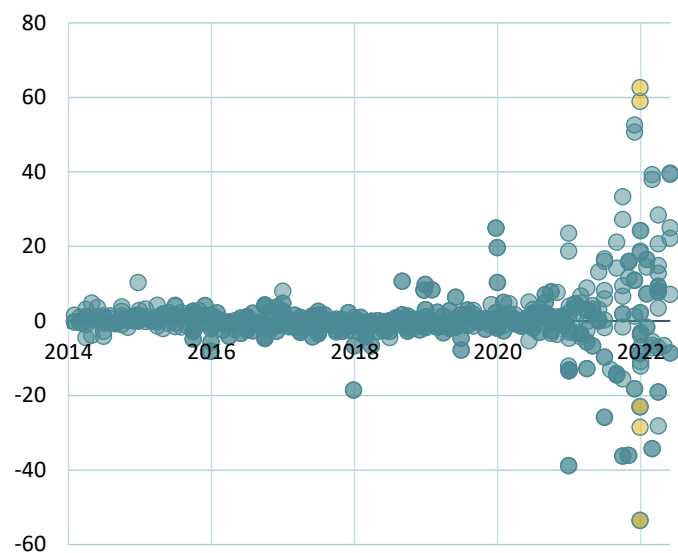
For øvrig er årskontraktene for 2022 inkludert i figuren, hvor *ex-post*-risikopremien er beregnet mot gjennomsnittsprisen for årets første 6 måneder. Disse er i figuren markert gult.

Figuren viser at i en stor del av perioden har *ex-post* risikopremien for kontraktene vært innenfor et intervall på 6-7 EUR/MWh, med noen få unntak i enkeltkontrakter. For eksempel ble årskontraktene for systemprisen for 2018 priset til omkring 25 EUR/MWh ved siste handelsdag i 2017. Realisert gjennomsnittspris for året ble 44 EUR/MWh, som gjorde at de kontraktene fikk en *ex-post*-risikopremie på -19 EUR/MWh.

Rundt årsskiftet til 2021 er det en tydelig utvikling mot større spredning i *ex-post*-risikopremiene. Dette har trolig en sammenheng med utviklingen mot både høyere priser og volatilitet, både i systemprisen og områdeprisene fra høsten

2021. Dette gav utslag i de realiserte prisene for årskontraktene for 2021, samt kvartals- og månedskontraktene for slutten av 2021, som kan ha gitt et avvik fra markedets forventninger til prisen.

Figur 7: Utviklingen i *ex-post* risk premium (EUR/MWh)



Datakilde: Nasdaq og Nord Pool

Videre har vi gjennomført en statistisk test av signifikansen i *ex-post*-risikopremiene. Resultatene av denne analysen vises i Tabell 4, Tabell 5 og Tabell 6, for henholdsvis måneds-, kvartals- og årskontraktene, både forward og futures. Tabellene viser i de fire første kolonnene kontrakt navn, antall observasjoner, gjennomsnittlig *ex-post*-risikopremie og standardavviket til punkttestimatet. Deretter er det gjennomført en statistisk test av om risikopremien er systematisk forskjellig fra null, gjennom en t-test med en nullhypotese om at differansen mellom kontraktspris realisert pris er lik null. Resultatet fra t-testen vises i kolonne 5, etterfulgt av p-verdien og konfidensintervallet.

Tabell 4: Statistisk test av signifikans i ex-post-risikopremie, EPAD, månedskontrakter

Kontrakt	Obs.	Gj.snitt.	Std. avvik	t	p-verdi	CI	Sign. 5 %
OSL FWD	83	0.04	1.25	0.29	0.776	[-.23, .31]	Nei
OSL FUT	68	0.66	6.57	0.83	0.409	[-.93, 2.25]	Nei
KRI FUT	7	7.32	8.67	2.23	0.067	[-.7, 15.34]	Nei
TRH FUT	30	4.73	14.39	1.80	0.082	[-.64, 10.1]	Nei
TRO FWD	83	-0.26	1.80	1.33	0.187	[-.65, .13]	Nei
TRO FUT	68	2.30	9.11	2.09	0.041	[.1, 4.51]	Ja
BER FUT	6	8.16	17.59	1.14	0.308	[-10.31, 26.62]	Nei

Datakilde: Nasdaq og Nord Pool

Tabell 5: Statistisk test av signifikans i ex-post-risikopremie, EPAD, kvartalskontrakter

Kontrakt	Obs.	Gj.snitt.	Std. avvik	t	p-verdi	CI	Sign. 5 %
OSL FWD	28	-0.22	1.49	0.78	0.439	[-.8, .36]	Nei
OSL FUT	27	0.22	3.24	0.35	0.728	[-1.06, 1.5]	Nei
TRH FUT	12	7.33	10.92	2.32	0.040	[.39, 14.27]	Ja
TRO FWD	28	0.21	2.10	0.54	0.596	[-.6, 1.02]	Nei
TRO FUT	27	3.81	8.64	2.29	0.030	[.4, 7.23]	Ja

Datakilde: Nasdaq og Nord Pool

Tabell 6: Statistisk test av signifikans i ex-post-risikopremie, EPAD, årskontrakter

Kontrakt	Obs.	Gj.snitt.	Std. avvik	t	p-verdi	CI	Sign. 5 %
OSL FWD	6	0.32	0.99	0.79	0.467	[-.72, 1.36]	Nei
OSL FUT	7	-4.73	9.34	1.34	0.229	[-13.36, 3.91]	Nei
TRO FWD	6	0.54	1.11	1.18	0.291	[-.63, 1.7]	Nei
TRO FUT	7	12.53	23.74	1.40	0.212	[-9.42, 34.48]	Nei

Datakilde: Nasdaq og Nord Pool

For handel i noen av kontraktene i datasettet er det et lavt antall observasjoner. Dette skyldes blant annet at EPAD-er for budområdene NO2 og NO5 ble lansert relativt nylig, i henholdsvis oktober og november 2021, som nevnt over. Det er derfor hittil kun et begrenset antall handlede kontrakter. Vi

har i tabellene utelukket resultater for kontrakter med fire observasjoner eller færre.

Resultatene viser at det for 3 av 16 kontrakter ifølge testene estimeres at ex-post-risikopremiene er signifikant forskjellig fra null. Dette vil si at det for disse kontraktene kan tyde på at

kontraktsprisene ikke representerer prisforventningen til markedsaktørene.

Sammenlignet med en tidligere analyse i 2021, ble det konkludert med at det for ingen av kontraktene var *ex-post*-risikopremier signifikant forskjellig fra null.⁶

Det er likevel viktig å se disse resultatene i sammenheng med utviklingen vist i den deskriptive analysen innledningsvis. Noen av de mest nylige kontraktene har utfall av en størrelse som ikke tidligere er observert, og med allerede små utvalg for mange av kontraktene vil dette gi store utslag. Dersom tidsperioden i analysen over begrenses til å utelukke kontrakter inngått etter august 2021, blir 0 av 16 kontrakter signifikante.

Gitt denne utviklingen er det vanskelig å konkludere med at EPAD-prisene ikke reflekterer markedets prisforventninger.

4.4 Årsaker til lav likviditet

Som gjennomgått tidligere har det i den totale handelen i det nordiske finansielle kraftmarkedet vært nedadgående de siste årene, og med vedvarende lav likviditet spesielt i EPAD-handelen.

Vi har igjennom dette og tidligere arbeid identifisert flere potensielle årsaker for manglende likviditet, både i hele det finansielle kraftmarkedet og spesifikt for handelen med EPAD-er.⁷

Selv om likviditeten i hele det finansielle markedet er fallende, og av mange aktører regnes for lav, er det stort sett tilstrekkelige muligheter for sikring mot systemprisisiko. Det som forårsaker manglende prissikringsmuligheter er den spesielt lave likviditeten i EPAD-handelen. Ettersom områdeprisen utgjør en betydelig del av prisisikoen i de fleste budområder, er det dette som er hovedårsaken til at prissikringsmulighetene ikke anses tilstrekkelig.

Av årsakene til lav likviditet er noen i større eller mindre grad relevante for hvordan de påvirker kraftleverandørenes prissikringsmuligheter – og dermed deres tilbud av fastprisavtaler i sluttbrukermarkedet – enten direkte (om de enkelt kan sikre seg) eller indirekte (hvor godt markedet de deltar i fungerer).

Det er også en overordnet problemstilling av at det er en selvfølgelig effekt i disse årsakene: lav likviditet i markedet gjør det mindre attraktivt å bruke til for prissikring, som igjen svekker likviditeten.

Små markeder i EPAD-handelen

Som følge av geografisk små budområder, er det et fåtall aktører som er interessert i å handle i individuelle EPAD-kontrakter. Dette vil typisk være store produsenter og forbrukere som er direkte eksponert for kraftprisen i det aktuelle budområdet. Få aktive aktører tilsier at det er små tilbudte volum, og dermed også lav likviditet.

Relatert til dette, vil få aktive aktører svekke konkurransen, og øke sannsynligheten for at enkeltaktører i et budområde oppnår markedsrett, for eksempel hvis én produsent utgjør brorparten av produksjonen i området. Dette kan også føre til at de dominerende aktørene velger å handle sitt volum bilateralt heller enn over børs, for å oppnå en bedre pris og samtidig unngå å avsløre sine forventninger om framtidig pris til markedet.

Det kan også i de små budområdene være en strukturell ubalanse (asymmetri) mellom tilbud og etterspørsel. Dette kan føre til vanskeligheter med å finne en motpart for handel, ettersom det kan være for lite tilbud til å dekke etterspørselen eller omvendt.

⁶ THEMA-rapport 2021-03

⁷ Se f.eks. THEMA-rapport 2020-21, 2021-03 og 2021-06

Svake insentiver for deltakelse

For noen aktører i kraftmarkedet, kan tilstedeværelse av prissikringsalternativer som bedre treffer deres sikringspreferanser, gjøre at de heller sikrer seg utenfor det finansielle kraftmarkedet, gjennom for eksempel bruk av langsiktige kraftavtaler (PPA-er). Dette gjør at store volum ikke blir tilgjengelig for handel for de øvrige aktørene i det finansielle kraftmarkedet på børsen, som bidra til lavere likviditet.

Blant aktører som er vertikalt integrert, hvor det finnes en produsent og kraftleverandør i samme konsern, kan det være tilfeller hvor de finner det mer effektivt å inngå en bilateral sikringsavtale seg imellom. Dette gjør også at disse volumene ikke blir tilgjengelige på børsen.

I tillegg kan innretningen av skattesystemet, for eksempel med dagens verdsettelsesregler i grunnrenteskattegrunnlaget, begrense volumene kraftprodusentene ønsker å prissikre.

Kostnader ved børshandel

Sikkerhetsstillelse medfører både finansielle og administrative kostnader som må bæres av aktørene for å delta i handel på børs. Dette kan føre til at aktører velger å prissikre seg med alternative kontrakter, for eksempel gjennom bilateral handel. I perioder med høye priser vil sikkerhetskravene være en betydelig kostnad.

Regulatoriske bestemmelser om krav til rapportering medfører administrative kostnader ved deltakelse i handel over børs. Disse kostnadene kan gjøre det mer attraktivt for noen aktører å prissikre seg bilateralt.

Begge årsakene til høye kostnader ved børshandel rammer små aktører i større grad enn store, ettersom de fra før har lave marginer og lite personell.

Nasdaq Clearing oppgir selv en betydelig nedgang i antall direkte medlemmer i årene etter EMIR og MiFID II ble innført i 2016 og 2018, fra 323 medlemmer januar 2016 til 136 i januar 2021.

5 HVORDAN ETTERSØRSEL ETTER FASTPRISAVTALER KAN PÅVIRKE MARKEDS-SITUASJONEN

Gitt en potensiell økning i etterspørselen etter fastprisavtaler i fremtiden, og de selvforsterkende effektene nevnt i de foregående kapitlene som kan følge av det, vil vi her beskrive i hvilken grad økt etterspørselen etter fastprisavtaler i seg selv kan motvirke de underliggende utfordringene i markedet.

Oppsummert tror vi at økt etterspørsel etter fastprisavtaler potensielt kan bidra til å redusere noen av utfordringen i markedet, men ikke alle.

Vi tror ikke at økt etterspørsel som følge av den nylige økningen i prisvolatilitet i seg selv vil være tilstrekkelig for å øke likviditeten i EPAD-handelen.

I den videre vurderingen under deler vi faktorer som påvirker likviditet og kostnader ved prissikring inn i faktorer i sluttbrukermarkedet og prissikringsmarkedet. Det sistnevnte omfatter her både bilateral og børshandel. For hvert marked vurderer vi hvordan faktorene trolig vil bli påvirket av økt etterspørsel etter fastprisavtaler.

5.1 Effekt i sluttbrukermarkedet

En reduksjon av barrierene kraftleverandørene møter i tilbudet av fastprisavtaler kan både redusere kostnadene (hvor besparelsen potensielt kan overføres til kundene) og stimulere til økt konkurranse i sluttbrukermarkedet.

Minimum antall kunder for å tilby fastprisavtaler effektivt og antall tilbydere

Som nevnt ovenfor, er mengden aktører som kan konkurrere i markedet for fastprisavtaler begrenset på grunn av de faste kostnadene ved å håndtere prissikringen (personell til å drive bilateral handel og finansielle kostnader ved å stille sikkerhet). Et større marked for fastprisavtaler kan trolig gjøre at et større antall kraftleverandører kan opprettholde et minimum antall kunder som videre kan føre til mer konkurranse. Alternativt kan de faste kostnadene ved prissikring bli fordelt over en større

kundegruppe, som vil redusere enhetsprisen betalt av hver enkelt kunde.

Håndtering av volumrisiko

Større etterspørsel kan gjøre at kraftleverandørene kan håndtere en større kundeportefølje (gitt at etterspørselen ikke fordeles utover et stort antall tilbydere). Dette kan hjelpe bedriften å diversifisere volumrisikoen, til den grad risikoen ikke er korrelert mellom kunder, og slik redusere kostnadene. Som nevnt over er det likevel signifikante elementer ved denne risikoen som det er sannsynlig at vil være korrelert mellom kunder og som derfor ikke kan bli diversifisert.

Kostnader ved å håndtere en sikret kundeportefølje

Større etterspørsel kan trolig også bidra til å redusere risikoen som følger av høy prisvolatilitet når kraftleverandørene forsøker å selge flere avtaler, ettersom det vil være enklere å samle en stor nok kundegruppe til å overgå minimumsnivåene i et større marked. Dette kan gjøre det enklere å tilby fastpriskontrakter når priser er volatile, og potensielt redusere effekten av at tilbudet av avtaler fjernes i perioder med høy prisvolatilitet.

5.2 Effekt i prissikringsmarkedet

En økning i volumet som leveres gjennom fastprisavtaler vil mest sannsynlig resultere i en tilsvarende økning i volumet kraftleverandørene ønsker å prissikre, og dermed også forbedre likviditetene i de finansielle instrumentene som brukes til prissikring. Dette vil likevel kun delvis adressere problemet med lav likviditet. Som beskrevet nedenfor vil en økning i etterspørsel ikke bidra til å løse de underliggende utfordringene som påvirker prissikringsmarkedet.

Kostnader ved å stille med sikkerhet og krav til rapportering

Kostnader til å stille med sikkerhet vil ikke reduseres med høyere volum fastprisavtaler.

I utgangspunktet er administrative kostnader knyttet til rapportering fortsatt et insentiv mot prissikring, men økt etterspørsel kan gjøre at disse kostnadene fordeles på et større volum, og dermed blir lavere per kunde.

Ubalanse (asymmetri) mellom tilbud og etterspørsel i et budområde

Selv om økt etterspørsel fra sluttbruker for prissikring kan bidra til å utjevne forskjellen i budområdet hvor det er overskudd av produksjon (som f.eks. i Nord-Norge), vil det være motsatt effekt i budområder hvor forbruk allerede overgår etterspørselen etter prissikring fra produksjon.

Svake insentiver for deltakelse i børshandel

Det virker ikke sannsynlig at aktører som i dag benytter seg av alternative prissikringsalternativer, som for eksempel langsiktige kraftavtaler, vil bytte til de samme finansielle instrumentene som er nyttig for kraftleverandører, gitt at disse uansett er svært forskjellig i form av varighet og kontraktstørrelse.

For vertikalt integrerte aktører som prissikrer seg intern, vil økt etterspørsel etter fastprisavtaler ikke påvirke deres strategi.

Få, dominerende EPAD-tilbydere

Ingen forandring. Hvis noe, kan situasjonen bli verre, fordi økt etterspørsel etter fastprisavtaler også øker etterspørselen fra kraftleverandørene etter EPAD-kontrakter.

Selvfosterkende effekt av likviditet

På samme måte som at lav likviditet skaper lav likviditet, kan økt handel i finansielle kontrakter av kraftleverandør som vil prissikre flere fastprisavtaler trolig kunne øke likviditeten i

spesielt EPAD-handelen, som videre kan tiltrekke seg flere aktører som ønsker å delta i markedet.

Overordnet konkluderer vi med at økningen i etterspørsel etter fastprisavtaler som følge økt prisvolatilitet den siste tiden i seg selv trolig ikke er tilstrekkelig for å gjøre handelen av EPAD-kontrakter mer likvid.

6 TILTAK

I denne delen beskriver vi et utvalg av politiske tiltak som det kan være relevant å innføre for å adressere de fundamentale utfordringene ved å tilby fastprisavtaler. Disse tiltakene er inndelt etter utfordringene de er ment å adressere. Vi tar spesielt i betraktning tiltakene som er rettet mot de følgende utfordringene:

- Samling av kunder i et volatilt marked,
- Håndtering av volumrisiko,
- Små markeder,
- Begrensede insentiver for produsenter å delta i markedet, og
- Høye kostnader som følge av å stille med sikkerhet

Vi har ikke eksplisitt forsøkt å adressere lav etterspørsel av fastpriskontrakter som et problem i seg selv, men som tidligere diskutert i del 3 virker det som lav etterspørsel kan forverre noen av problemene som diskuteres her. Dette følger av to grunner. For det første kan lav etterspørsel etter fastprisavtaler være et resultat av de fundamentale utfordringene diskutert nedenfor, som gjør det vanskeligere å tilby attraktive fastpristilbud. For det andre er det vanskelig å objektivt bedømme hvorvidt husholdningers preferanser for prissikring er «riktige» siden disse til en viss grad er iboende subjektive.

6.1 Samling av kunder i et volatilt marked

6.1.1 Samlede innkjøpsavtaler

Innføring av samlede innkjøpsavtaler går ut på å samle et større antall kunder, for å tegne fastprisavtaler med en kraftleverandør på samme tidspunkt, slik at kraftleverandøren deretter kan prissikre et større volum i det finansielle markedet samtidig.

Formålet med dette tiltaket er å forsøke å redusere tidsforsinkelsen mellom tegning av ny kunde på fastprisavtale til kraftleverandøren sikrer volumforpliktelsen i det finansielle markedet.

Dette vil gjøre det mulig for kraftleverandøren å tilby fastprisavtaler uten å sitte igjen med for stor risiko mellom tilbud og tegning, selv i perioder med høy prisvolatilitet.

Hvordan dette kan gjøres i praksis er at en form for megler stiller et tilbud til markedet om at det fra og med en gitt dato vil bli tilbudt fastpriskontrakter for en gitt periode. Kunder kan deretter i tur melde sin interesse for tilbudet, uten noen videre forpliktelser.

Dette vil kreve samarbeid med en megler som oppleves uavhengig og tillitsfull for sluttbrukerne. Et eksempel på dette kan være Forbrukerrådet.

Etter påmeldingen er lukket kan megleren snu seg til kraftleverandørene og be om bud på hvem som kan tilby fastprisavtaler til hele kundeportefølje.

Med en visshet om størrelse og karakteristikk på kundeporteføljen kan kraftleverandørene innhente informasjon om sine prissikringsmuligheter og komme med bud til meglere.

Når tilbudet fra kraftleverandørene er avgjort vil megleren ta dette med seg til de påmeldte kundene, og spørre om de ønsker eller ikke ønsker å settes over på den tilbudte avtalen. Kundene som godtar tilbudet byttes samlet over til kraftleverandøren som vant tildelingen.

Eksempler på dette tiltaket er tidligere testet i Storbritannia som «Collective Switch». Disse tiltakene hadde da som hensikt å sikre bedre ordninger for energiforsyning generelt, heller enn å ha et spesifikt formål for å redusere tidsforsinkelsen mellom tegning fastprisavtale og sikring av volum finansielt. Likevel utførte da den britiske energiregulatoren omfattende stor-

skala pilotprosjekter som kan være en god kilde for informasjon for liknende tiltak andre steder.⁸

Hovedfordelen med en slik løsning er at det har potensiale for å redusere tidsforsinkelsen mellom tegning av ny kunde og prissikring i et volatilt marked, som er en betydelig utfordring for kraftleverandørene i dag.

Det vil også kunne bety større konkurranse mellom kraftleverandører, ettersom de potensielt kan vinne en stor kundegruppe på én gang.

Det store volumet kan tillatte kraftleverandørene å benytte seg av andre prissikringsmuligheter enn de vanligvis bruker (som igjen kan bety lavere kostnader).

Porteføljen som helhet kan ha lavere volumrisiko enn hva individuelle kunder ville ha. Som nevnt tidligere vil dette kun være gjeldende der relevant risiko er diversifiserbart blant kundegruppen.

6.2 Håndtering av volumrisiko

6.2.1 Støtte overføring av volumrisiko til forbruker

Støtte overføring av volumrisiko til sluttbrukerne kan gjøres ved å støtte veiledning/opplæring/bevissthet for kostnadene ved volumfrie kontrakter, slik at norske sluttbrukere blir klar over kostnadsstrukturen ved fastprisavtaler med volumbestemmelser (slik som i Sverige og Finland).

Fordelen med dette er at kraftleverandørene lettere kan tilby produkter med volumbestemmelser. Disse kontraktene kan trolig tilbys billigere enn volumfrie kontrakter fordi kraftleverandøren ikke priser inn volumrisikoen.

6.2.2 Støtte utvikling av volumfaste forsikringsprodukter

Et forsikringsprodukt mot prisrisiko ville vært en ny produkttype (eller tilleggsprodukt) som kunne gitt kundene en større stabilitet i kraftkostnadene.

I praksis ville et slikt produkt utbetalt en reduksjon (støtte) på strømregningen i perioder med høye priser, mot å ta en høyere pris (forsikringspremie) i perioder med lave priser. Et slikt produkt ville vært en utjevningssløsning administrert av noen andre enn kunden selv.

Fordelen med et slikt produkt er at det vil ivareta insentivene i kraftmarkedet, som for eksempel å lade elbilen når prisen er lavere og systemet har større kapasitet og å redusere kraftforbruket i perioder med høye priser.

Dette produktet ville også gjort at sluttbrukeren sitter med volumrisikoen, som betyr at det trolig tilbys mer effektivt med lavere kostnader.

En ulempe med dette tiltaket er at det innfører et helt nytt produkt sluttbrukerne må få kjennskap til – dette kan være et hinder for innføring og markedsføring.

6.3 Små markeder

Som tidligere omtalt skyldes lav likviditet i EPAD-handelen blant annet at størrelsen på disse markedene er liten, ettersom de er begrenset til hvert enkelt budområde. Dette står i motsetningen til det fysiske kraftmarkedet, hvor kjøpere og selgere i ulike budområder rutinemessig handler med hverandre.

Det finnes flere potensielle tiltak som forsøker å utvide størrelsen på de relevante prissikringsmarkedene ved å tilrettelegge for handel mellom aktører som befinner seg fysisk i andre budområder. Eksempler på dette er:

- Markedskobling i forward-markedet

⁸ Se Ofgem (2019)

- Kreve at Statnett auksjonerer ut EPAD-er
- Kreve at Statnett auksjonerer ut LTTR-er, og
- Slå sammen/utvide budområder

De tre første av de potensielle tiltakene er inkludert blant alternativene som ACER og CEER diskuterer i sitt policynotat om utfordringer og mulige tiltak i det europeiske langsiktige kraftmarkedet.⁹

Vi har også vurdert økt bruk av *market makers* som et tiltak for å direkte støtte tilstedeværelsen av aktive markedsdeltakere.

6.3.1 Etterfølge markedskobling i det finansielle kraftmarkedet

Et mulig tiltak for å motvirke effekten av små markeder vil være å forsøke å tilrettelegge for handel i EPAD-er mellom markedsaktører i ulike budområder gjennom kobling av de ulike EPAD-markedene, på tilsvarende måte som hvordan markedskoblingen i det fysiske markedet tillater at handel i *day ahead*-markedet foregår mellom kjøper og selger av kraft i ulike budområder.

Konseptet er trolig lettest forklart gjennom et eksempel: La oss si at det er en markedsaktør i budområde A som ønsker å kjøpe en EPAD-kontrakt, samtidig som en annen markedsaktør i naboområdet, budområde B, ønsker å selge en EPAD-kontrakt. Med dagens markedsutforming vil ingen av aktørene kunne finne en motpart for handel, ettersom EPAD-markedene er isolert.

Ved innføring av dette tiltaket ville børsen hatt mulighet til å, på samme måte som hvordan *day-ahead*-markedet fungerer, legge til rette for sammenkobling av tilbud og etterspørsel i grenseliggende budområder (volumbegrenset opptil overføringskapasiteten mellom budområdene) og betale eieren av transmisjonskapasiteten (f.eks. Statnett) for den delen av kapasiteten de benytter.

Transmisjonsnetteieren (f.eks. Statnett) ville i praksis endt opp som motpart til budene i begge budområdene, og hatt motsatte åpne posisjoner som er nødvendig for å sammenkoble markedene. I dette eksemplet ville transmisjonsnetteieren solgt en EPAD i budområde A og kjøpt en EPAD i budområde B, og fra de to kontraktene fått betalt en kompensasjon lik differansen i priser mellom de to budområdene.

Et kritiske punkt ved dette oppsette er at, når eieren av overføringskapasiteten sammenkobler denne handelen, vil de sitte igjen med en såkalt *EPAD Combo* (altså at de har en kombinasjon av kjøps- og salgskontrakter i to budområder). Dette betyr at de er pålagt å betale prisdifferansen mellom de to budområdene (eller få utbetalt prisdifferansen dersom forholdet snur). I praksis blir dette identisk til en *Financial Transmission Right (FTR)*-obligasjon.

Ettersom transmisjonsnetteieren potensielt allerede mottar flaskehalsinntekter som følge av prisdifferansen mellom de to budområdene igjennom *day-ahead*-markedet, vil de være godt posisjonert til å påta seg en obligasjon om å utbetale differansen i EPAD-markedet. Faktisk ville dette kunne gi transmisjonsnetteieren mer forutsigbare overordnede inntekter, ettersom de på et vis prissikrer flaskehalsinntektene ved å handle EPAD-er.

I en slik løsning ville transmisjonsnetteieren trolig i forkant av handelsperioden måtte spesifisere for hva den tilgjengelige overføringskapasiteten er til børsen, slik at de kan tilrettelegge for handel mellom budområder. Deretter kan børsen implisitt sammenkoble ordre på tvers av budområder. Som nevnt, vil dette være analogt med hva som allerede praktiseres i *day-ahead*-markedet.

Fordelen med dette tiltaket er at det unngår å fordele likviditet på flere forskjellige produkter eller over flere forskjellige

⁹ ACER og CEER (2022)

handelsplattformer, ved at det støtter oppunder likviditeten på børsen.

Dette tiltaket vil også være sømløst integrert med det eksisterende markedet (ettersom tiltaket bruker eksisterende produkter og børs), slik at markedsaktørene ikke må omstille eller tilpasse seg i noen grad for å dra nytte av tiltaket. Til og med for små aktører ville dette gi en direkte effekt.

En ulempe med tiltaket er at det vil kreve et betydelig arbeid å utarbeide et system som tillater markedskoblingen. Mest sannsynlig vil det kreve avtaler på tvers av land (for eksempel på nordisk nivå) for å kunne gjennomføres effektivt.

Det vil også medføre å gi en ny rolle til Statnett, og derfor også kreve at RME og Statnett utarbeider nye retningslinjer for hvordan dette kan gjøres.

6.3.2 Kreve at Statnett auksjonerer ut EPAD-er

Dette tiltaket innebærer at Statnett auksjonerer EPAD-er. Disse auksjonene vil, ulikt fra markedskobling-løsningen beskrevet i del 6.3.1, avholdes separat, utenfor børsen.

Svenska kraftnät er i gang med å utvikle en pilot som er forventet å gjøre nettopp dette. Derfor vil det være mulig å tjene på lærings- og utviklingsarbeidet som foretas i Sverige nå.

Økt tilbud av EPAD-kontrakter i markedet vil til en viss grad motvirke problemet med små markeder, men trolig i mindre grad enn for eksempel markedskobling i det finansielle markedet. En ulempe med dette er at det vil si en ny rolle og nye oppgaver for Statnett, som har medfølgende kostnader.

6.3.3 Kreve at Statnett auksjonerer ut LTTR-er

Dette tiltaket innebærer at Statnett auksjonerer langsiktige finansielle transmisjonsrettigheter (LTTR) basert på overføringskapasiteten mellom budområder.

Selv om dette tiltaket trolig er enklere administrativt for Statnett enn tiltakene omtalt over, er ikke LTTR-er gode prissikringsinstrumenter for kraftleverandører eller de fleste

andre markedsaktører. LTTR-er er kun relevante for å prissikre seg mot prisforskjeller mellom to budområder, som generelt sett ikke er det markedsaktørene ønsker å gjøre. I tillegg vil bruken av LTTR-er introdusere en stor mengde forskjellige kontrakter, ulike fra de som allerede er i bruk, som vil både øke markedets kompleksitet signifikant og dele likviditeten mellom enda flere produkter.

6.3.4 Slå sammen/utvide budområder

Dette tiltaket innebærer å redefinere budområdene på en måte som sikrer mer likviditet i EPAD-handelen.

Eksempler på dette kan være å flytte grensene slik at budområdene får et mer balansert utvalg aktører på tilbuds- og etterspørselssiden, eller å slå sammen budområder til færre og større områder med følgende flere aktører.

Ulempen med dette er at det vil gi mindre presise prissignaler i *day-ahead*-markedet, som kan gi Statnett større utfordringer i driften og trolig gjøre innmatingen mindre effektiv.

6.3.5 Økt bruk av *market makers*

En *market maker* er en aktører i markedet som (mot kompensasjon) påtar seg ansvar for å drive aktiv handel i markedet, som å alltid stille med bud for kjøp og salg av kontrakter.

Dette tiltaket innebærer at staten eller Statnett utlyser en *market maker*-posisjon i EPAD-handelen, enten ved at:

- Aktører som er aktuelle kan tilby å påta seg ansvaret, og konkurrere om oppdraget basert på kompensasjonen de krever, eller at
- Oppdraget pålegges spesielt store aktører direkte, som for eksempel Statkraft.

Fordelen med tiltaket er at det sikrer transparens i prisingen i det langsiktige markedet, ved at det alltid er synlige bud for kjøp og salg på børsen.

Ulempene med dette er at det kan være dyrt, enten å tilby kompensasjon til rollen, eller de implisitte kostnadene hos aktøren som pålegges ansvaret.

Dette tiltaket vil heller ikke adressere problemer med ubalanse (asymmetri) mellom tilbud og etterspørsel i budområder som er rammet av det, siden *market maker* i seg selv unngår å ta en posisjon i markedet.

6.4 Begrensede incentiver for produsenter å delta i markedet

6.4.1 Endringer i beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatten

Dette tiltaket innebærer endringer i kontraktsunntak i grunnrenteskattgrunnlaget, slik det fremkommer i Finansdepartementets høringsnotat.¹⁰

Ulempen med dette er at det krever et relativt komplisert regelverk for å unngå uheldig skattetilpasning. Hvis prissikringen skjer utenfor børsen vil det videre undergrave den allerede lave likviditeten, som potensielt kan være hemmende for øvrige prissikringsmuligheter.

6.4.2 Pålegge vertikalt integrerte selskaper å prissikre via børsen

Tiltaket innebærer å pålegge (store,) vertikalt integrerte selskaper å prissikre seg via børsen gjennom regulering.

Produsenter med kraftleverandører i samme konsern, hvor i dag kraftleverandøren har interne avtaler om prissikring av det volum de selger på fastprisavtaler, vil med dette tiltaket måtte flytte avtalene over på børsen.

Fordelen med dette er at volumet som blir sikret internt blir tilgjengelig for handlet av øvrige markedsdeltakere. Ulempen

med dette er at det må utvikles et trolig komplisert regulatorisk rammeverk, med medfølgende kostnader.

6.5 Høye kostnader som følge av å stille med sikkerhet

6.5.1 Etterspørre revisjon av EMIR

Kostnadene som følger av å stille med kapital til sikkerhetsstillelse kan reduseres ved for eksempel tillate bruken av bankgarantier.

Forbudet mot bruk av bankgarantier ble innført med EMIR-forordningen, som et større regelverk for å sikre finansiell stabilitet i det finansielle systemet. En opphevelse av forbudet vil derfor innebære en revidering av EMIR. Tiltaket vil altså være å forfølge/etterspørre en slik revisjon.

Ulempen med tiltaket er at det vil kreve endringer i EU-regulering som omfatter hele det finansielle systemet, og ikke bare kraftsektoren. Det vil også kunne svekke den finansielle stabiliteten i markedet. Tiltaket vil heller ikke adressere det underliggende problemet som kommer av at kostnader ved sikkerhetsstillelse øker på grunn av økte kraftpriser.

¹⁰ Finansdepartementet (2022)

7 ANBEFALINGER

Våre undersøkelser tyder på at det eksisterer mange utfordringer som på forskjellige måter påvirker markedet for fastprisavtaler og prissikringsmuligheten til kraftleverandørene i Norge. Tiltakene som adresserer hver enkelt utfordring vil ha implikasjoner for det øvrige markedet. Vi vil i denne delen derfor ta et steg tilbake og vurdere de mer omfattende implikasjonene, og gi anbefalinger for en effektiv, helhetlig politikkkutforming for de mest sentrale områdene for videre utvikling.

7.1 Fastprisavtaler og behov for systemfleksibilitet

Utgangspunktet for denne rapporten er markedet for salg av fastprisavtaler. Dette inkluderer både status i den nåværende markedsstrukturen – som vil si sluttbrukermarkedet og det finansielle kraftmarkedet – og den politiske oppmerksomheten for fastprisavtaler. I disse vurderingene er det likevel viktig å huske at tradisjonelle fastprisavtaler, slik de er utformet i det norske markedet i dag, har en svakhet i sin rolle i det øvrige kraftmarkedet: Med en fastpris vil ikke sluttbrukerne se den løpende prisdannelsen i markedet, og dermed ikke reagere på markedets signaler om knapphet. Dette kan føre til feiltilpasninger og høyere kostnader for kraftsystemet som helhet.

Ettersom kraftsystemet over tid avkarboniseres, vil det trolig medføre økt bruk av kraftproduksjon fra ikke-regulerbare kilder, som for eksempel vind og sol. Dette kan potensielt gi hyppige svingninger i tilgangen til (og dermed kostnadene av) kraft. Effektiv drift av fremtidige kraftsystemer vil derfor, som ofte har blitt trukket frem, kreve en signifikant økning i behovet for fleksibilitet, også i konsumet av kraft. Ved å fjerne prisvariasjoner, for eksempel mellom dag og natt, vil fastpriskontrakter hindre en potensielt viktig mekanisme for å realisere den nødvendige fleksibiliteten.

Det er viktig å merke seg at det finnes metoder å bevare kortsiktige prissignaler nødvendig for å støtte opp fleksibilitet fra etterspørselssiden, samtidig som man kan sikre sluttbrukere mot store og uforventede endringer i den totale strømregningen.

Et enkelt, men til en viss grad begrenset, eksempel på dette er bruken av *time-of-use*-tariffer, som allerede er i bruk i noen fastprisavtaler i Finland. Disse avtalene gir forskjellige, men fastsatte tariffer til konsum, for eksempel på dagtid og om natten. Dette kan sikre at sluttbrukerne ser tilstrekkelige prissignaler til å for eksempel lade elektriske kjøretøy om natten, når det er større tilgang på kraft. Den største begrensningen med slike kontrakter er at disse prisene ikke er veldig dynamiske, og det er begrenset i hvilken grad de kan skille mellom perioder der kraft er lett tilgjengelig og når det ikke er det.

Et annet alternativ, diskutert i del 6.2.2, er å forsikre kunder mot generelle endringer i kraftprisen. Et slikt produkt vil trolig være integrert med strømregningen, men vil uansett til slutt være direkte koblet til kraftprisen, som fortsatt kan reflektere forhold i spotmarkedet. En slik forsikring vil fungere som en kommersiell variant av dagens strømstønadordning, og vil kompensere kunder når prisen er høy.

Det er altså viktig, i vurderingen av hvorvidt og hvordan det kan legges til rette for et tilstrekkelig tilbud av fastprisavtaler i sluttbrukermarkedet, at man er klar over at det finnes alternativer eller tilpasninger til de tradisjonelle fastprisavtalene, som effektivt oppfyller sluttbrukernes behov, uten å undergrave behovet for økt fleksibilitet i kraftsystemet.

7.2 Støtte markedskobling

Som diskutert i del 3.4 er et av de vedvarende problemene som begrenser aktørenes muligheter til å sikre seg mot kraftprisisiko, at prissikring gjennom det finansielle markedet avhenger bruken av små, isolerte markeder for EPAD-

kontrakter. Størrelsen på EPAD-markedene begrenser antallet aktive aktører, og er en tydelig begrensning for likviditeten i handelen. Mangelen på likviditet øker til slutt kraftleverandørene (og andre aktørers) prissikringskostnader, og øker kostnaden ved å tilby fastprisavtaler og andre typer prissikringstjenester til sluttbrukerne.

Det er derfor ingen overraskelse at aktører som er aktive i det finansielle kraftmarkedet har ytret et ønske om større budområder i flere år. På den andre siden har aktører som Statnett uttrykt viktigheten av små budområder for å sikre effektiviteten i det fysiske kraftsystemet.

Det fundamentale problemet er at der det fysiske kraftmarkedet er tett koblet sammen, slik at aktører i ulike områder enkelt kan handle kraft med hverandre, styres EPAD-markedene i hovedsak selvstendig innenfor hvert budområde, slik at aktører i forskjellige områder ikke kan handle med hverandre. Misforholdet i den geografiske størrelsen i det fysiske og finansielle markedet har ført til vedvarende uenighet om den optimale størrelsen på budområdene.

I et nylig publisert utkast av et policynotat har ACER og CEER vurdert alternativer for å gjøre det europeiske forward-markedet mer velfungerende. Et av forslagene som er trukket frem er å tilrettelegge for koblinger mellom de finansielle markedene, slik som allerede gjøres i det fysiske kraftmarkedet.

Etter vår mening vil et slik tiltak ha potensiale til å adressere det fundamentale problemet med små budområder, som i seg selv er en kilde til den manglende likviditeten i EPAD-markedet i dag.

Å innføre en slik løsning i markedsutformingen av det finansielle markedet vil kreve både utviklingen av en ny markedsklaringsprosess, nye TSO-roller og nytt internasjonalt samarbeid. Det vil derfor ikke være en enkel, rask løsning på dagens problemer. Etter vår vurdering virker det likevel som det potensielt kan være det beste alternativet for forbedring i det nordiske finansielle kraftmarkedet på lang sikt. Tiltaket vil trolig redusere kostnaden ved prissikring generelt for et bredt spekter av markedsaktører.

Gitt den potensielle gevinsten ved det overnevnte tiltaket vil det være fornuftig for Olje- og energidepartementet og andre norske aktører å undersøke dette tiltaket i detalj med formål om å ta en aktiv rolle i utviklingen av en slik prosess hvis det er av nasjonal interesse.

7.3 Samlede innkjøpsavtaler

Som nevnt i del 3.1, viser utviklingen de siste månedene at flere kraftleverandører har valgt å trekke deres tilbud fastprisavtaler fra markedet. Tilbakemeldinger vi har fått tyder på at den ekstreme volatiliteten i kraftmarkedet er årsaken til utviklingen. Dette fremhever en potensiell svakhet i den nåværende salgsmodellen av fastprisavtaler, som gjør at markedet ikke kan tilby produktet i perioder når det er størst behov for det.

Så vidt vi vet er dette et nytt problem, og vi er uvitende om det finnes tidligere utredninger om hvordan det kan bli løst. Som diskutert i del 6.1.1 tror vi at samlede innkjøpsavtaler kan være et mulig virkemiddel mot denne utfordringen. Slike avtaler vil føre til en signifikant reduksjon i tidsrommet kraftleverandørene er utsatt for usikret prisrisiko, og også adressere noen av problemene de har med å prissikre små volum. Det vil i så fall potensielt resultere i økt tilbud av billigere prissikringsmuligheter.

Med det sagt, så er denne salgsmodellen signifikant annerledes fra den brukt i dag. Det vil derfor potensielt kreve lovendringer for å utvikle et rammeverk som tillater kollektive innkjøpsavtaler. Hvis Olje- og energidepartementet er opptatt av å sikre at markedet opprettholder sin funksjon også i perioder med høy prisvolatilitet, kan det derfor være lurt å vurdere å etterfølge utviklingen av alternative salgsmodeller. Trolig bør dette gjøres i samråd med bransjen, i tillegg til å lære av erfaringer med samlede innkjøpsavtaler i andre land.

REFERANSELISTE

ACER and CEER (2022) *Draft policy paper on the further development of the EU electricity forward market*

DNV GL (2020) *Liquidity and transaction costs*. For ACER

EC Group (2016) *Methods for evaluation of the Nordic forward Market for electricity*. For NVE

Finansdepartementet (2022) *Høringsnotat - Kontraktsunntak i grunnrenteskatten knyttet til fastprisavtaler for strøm*

NERA Economic Consulting (2019) *Costs and Benefits of Additional Market Making in the NEM*. For Australian Energy Market Commission

NERA Economic Consulting (2019) *GB Wholesale Power Market Liquidity: Options Assessment*. For Ofgem

NordREG (2020) *Methodology for assessment of the Nordic forward market*

Ofgem (2019) *Report. Ofgem's Collective Switch Trials*

Spodniak, P. (2017) *Long-term Transmission Rights in the Nordic Electricity Markets: An Empirical Appraisal of Transmission Risk Management and Hedging*. Lappeenranta: Acta Universitatis Lappeenrantaensis.

Statistisk sentralbyrå (2022a): *Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter kontraktstype 1998–2011*. Hentet fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/05103/>

Statistisk sentralbyrå (2022b): *Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter kontraktstype 2012K1 - 2022K2*. Hentet fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/>

Statistikmyndigheten SCB (2022) *Fördelning av avtal på olika avtalstyper*. Hentet fra: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/prisutvecklingen-inom-energiomradet/elpriser-och-elavtal/pong/tabell-och-diagram/tabeller-over-manadsvarden/fordelning-av-avtal-pa-olika-avtalstyper/>

THEMA-rapport 2021-03 *Evaluating Hedging Possibilities on NordLink, NorNed and North Sea Link*. For NVE-RME.

THEMA-rapport 2020-21 *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*. For Ei, DUR og NVE-RME

THEMA-rapport 2021-06 *Power Price Risk Hedging Opportunities in the Norwegian Market*. For Statnett

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany