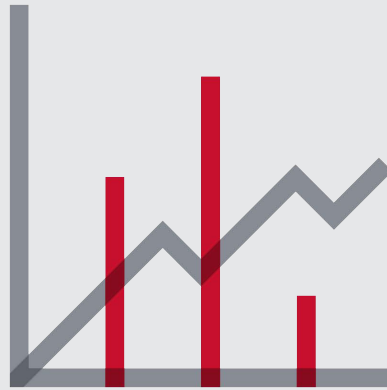




NVE

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME



RAPPORT NR. 2 / 2024

RME

# Analyse av prissikringsmuligheter i norske budområder

---

SKREVET AV Sindre Ogner Jåstad, Jørgen Fjerdingen og Kristin Kolseth

# RME Rapport 2/2024

## Analyse av prissikringsmuligheter i norske budområder

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi  
Redaktør: Tiril Henriksen Norvoll  
Forfattere: Sindre Ogner Jåstad, Jørgen Fjerdingen og Kristin Kolseth

ISBN: 978-82-410-2362-0  
ISSN: 2535-8251  
Saksnummer: 202401976

Sammendrag: Rapporten viser analysene RME har gjennomført i sin vurdering etter forordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling artikkel 30(4) (a) og (b).

Emneord: Forward Capacity Allocation, FCA, Analyse, Prissikring, Likviditet

Reguleringsmyndigheten for energi  
Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
E-post: [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)  
Internett: [www.reguleringsmyndigheten.no](http://www.reguleringsmyndigheten.no)

Februar, 2024

# Innhold

<b>INNHold</b> .....	<b>3</b>
<b>FORORD</b> .....	<b>4</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>5</b>
<b>1 METODE</b> .....	<b>6</b>
1.1 HANDELSHORISONT .....	6
1.2 ÅPEN INTERESSE .....	6
1.3 HANDELSVOLUMER OG «CHURN RATE» .....	6
1.4 KJØP-SALG-SPREAD .....	7
1.5 RISIKOPREMIE .....	7
1.6 KORRELASJON .....	8
<b>2 ANALYSE AV DATA FRA NASDAQ</b> .....	<b>9</b>
2.1 HANDELSHORISONT .....	9
2.2 ÅPEN INTERESSE .....	9
2.2.1 Åpen interesse .....	10
2.2.2 Åpen interesse som andel av forbruk .....	13
2.3 HANDELSVOLUMER OG CHURN RATE .....	15
2.3.2 Churn rate .....	17
2.4 KJØP-SALG-SPREAD .....	19
2.5 RISIKOPREMIE .....	22
2.6 KORRELASJONSANALYSER .....	25
<b>3 RESULTATER FRA SPØRREUNDERSØKELSEN</b> .....	<b>27</b>
3.1 SVAR FRA SPØRREUNDERSØKELSEN .....	28
<b>4 BILATERALE AVTALER</b> .....	<b>33</b>
<b>5 KONKLUSJON</b> .....	<b>34</b>

# Forord

RME har fattet vedtak overfor Statnett med pålegg om å utrede alternativer for prissikring i norske budområder. Beslutningen treffes med hjemmel i energiloven § 10-1 første ledd og artikkel 30(5)(b) i forordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA).

FCA artikkel 30 har som formål å sikre at det er gode nok muligheter for de som omsetter strøm til å håndtere fremtidig prisrisiko i de budområdene de driver virksomhet.

I utgangspunktet legger FCA artikkel 30 opp til langsiktige transmisjonsrettigheter mellom budområder som verktøy for prissikring. Reguleringsmyndighetene kan beslutte å ikke innføre transmisjonsrettigheter dersom det eksisterer tilstrekkelige prissikringsmuligheter i budområdet, eller dersom andre prissikringsprodukter gjøres tilgjengelige. RME har derfor vurdert om produktene, eller kombinasjoner av produkter, som tilbys i terminmarkedene og bilateralt mellom aktører, utgjør en tilstrekkelig sikring mot prissvingninger i døgnmarkedet i de norske budområdene. Vurderingen skal etter artikkel 30(4) (a) og (b) som minimum omfatte en undersøkelse av markedsaktørenes behov for prissikring og en evaluering av prissikringsmulighetene.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har gjennomført en analyse av prissikringsmulighetene i de norske budområdene i det finansielle kraftmarkedet. Vi har også gjennomført en spørreundersøkelse høsten 2023 for å kartlegge behov for prissikring. Siden det er omfattende bilateral handel av finansielle kontrakter for prissikring, har RME også innhentet informasjon om slike prissikringsavtaler. Denne rapporten oppsummerer resultatene fra analyser og undersøkelser som danner grunnlag for RMEs pålegg overfor Statnett.

Oslo, februar 2024

Tore Langset  
direktør  
Reguleringsmyndigheten for energi

Tiril Henriksen Norvoll  
seksjonssjef  
Seksjon for marked og systemdrift

*Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.*

# Sammendrag

Analysen RME har gjennomført viser at likviditeten i terminmarkedet har falt markant de siste årene. Dette er spesielt tydelig når vi ser på kjøp-salg-spread, som har blitt betydelig større for både systempriskontraktene<sup>1</sup> og EPAD-kontraktene<sup>2</sup> sammenlignet med 2019. Våre analyser viser også at det er en klar skjevhet mellom tilbud og etterspørsel på EPADer i de enkelte budområdene, hvor flere av EPAD-kontraktene mangler bud på enten kjøps- eller salgssiden ved handelsdagslutt i lengre perioder. Åpen interesse har også falt markant i analyseperioden, spesielt for systempriskontraktene. EPADene blir generelt mer handlet i perioden, noe RME ser i sammenheng med at systempriskontrakten i den samme perioden har fungert som en dårligere prissikring.

Parameterne RME vurderer peker i retning av at markedet er lite likvid og at det er stor avstand mellom kjøper og selger.

RME har analysert prissikringsmulighetene i perioden januar 2019 til og med juli 2023. Fra slutten av 2021 og frem til enden av perioden har kraftmarkedet vært preget av spesielle forhold. Prisene har vært mer volatile, og prisforskjellene mellom nord og sør i Norge har vært større, enn det vi har sett tidligere.

Våre undersøkelser viser at en betydelig andel av prissikringen skjer bilateralt. Hovedandelen av de bilaterale avtalene er imidlertid avtaler om fysisk oppgjør. RME har observert store forskjeller fra år til år – både i EPAD-kontraktene og i områdekontraktene. Ser vi på kontraktene med fysisk levering er volumene i større grad stabile. De fysiske kontraktene tilsvarer mellom 70 og 85 prosent av det totale rapporterte volumet.

Det fremgår tydelig fra undersøkelsen som er gjort blant norske markedsaktører, at prissikringsmulighetene ikke oppleves som tilstrekkelige. Dette gjelder spesielt muligheten til å sikre områdepris, hvor for dårlig tilbud av kontrakter oppgis som hovedutfordringen. Undersøkelsen viser at et fåtall av aktørene anser langsiktige transmisjonsrettigheter som et hensiktsmessig virkemiddel.

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

---

<sup>1</sup> Kontrakt med den nordiske systemprisen som referansepris

<sup>2</sup> Electricity price area differentials – kontrakt for differansen mellom områdepris og systempris

# 1 Metode

Metoden for evalueringen er avtalt i samarbeid med andre nordiske reguleringsmyndigheter. Metoden er beskrevet i dokumentet «Methodology for Assessment of the Nordic Forward Market for electricity»<sup>3</sup>. Metoden er basert på kravene til evaluering gitt i FCA artikkel 30(4) (a) og (b).

Analyseperioden som ligger til grunn for vedtaket omfatter januar 2019 til og med juli 2023. Dataene brukt i analysen er hovedsakelig hentet fra Nasdaq. I tillegg har vi hentet forbruk og prisdata fra SKM Market Predictor. RME har brukt alle kontrakter handlet i analyseperioden, inkludert off-orderbook handler. Analysen har tatt utgangspunkt i systempriskontrakter og EPADer i norske budområder. I NO2 og NO5 ble EPADer først lansert i 2021. Aktører som ville prissikre seg i disse budområdene måtte derfor tidligere benytte seg av en «proxy»-sikring i NO1 EPADen, systempriskontrakten eller via bilateral avtale.

FCA artikkel 30(4)(b) oppstiller minst fire parametere som RME må vurdere: handelshorisont, kjøp-salg-spread, handlet volum som andel av forbruk og åpen interesse som andel av forbruk. I tillegg til disse parametere har RME også vurdert risikopremie mellom døgnmarkedet og finansielle kontrakter, og korrelasjon mellom budområdene og systemprisen.

## 1.1 Handelshorisont

Tidshorisonten for systempriskontraktene som vist i Figur 2-1. Vi har inkludert månedlige, kvartals og årlige systempriskontrakter og EPAD-kontrakter i analysen. Tidshorisonten på EPAD kontraktene er tre tidsenheter frem i tid.

Tidshorisonten for systempriskontrakter er for månedskontraktene de neste sju månedene. Kvartalskontraktene kan handles minst to år frem i tid (kontraktene slippes i bolker på 4 kvartaler om gangen). Årskontraktene kan handles for opptil ti år fremover.

## 1.2 Åpen interesse

Åpen interesse er et mål på volumet i åpne posisjoner til enhver tid. Åpen interesse viser altså det volumet som til enhver tid er risikosikret i markedet. Vi har analysert utviklingen i åpen interesse i alle norske budområder gjennom analyseperioden.

Vi har også beregnet åpen interesse som andel av forbruk. For å gjøre denne beregningen har vi hentet ut åpen interesse for hver kontrakt ved slutten av handelsperioden for kontrakten. Deretter har vi delt den åpne interessen med totalt forbruk i kontraktens leveringsperiode. Ved analyse av flere kontrakter har vi beregnet en gjennomsnittlig andel for gitte kontrakter.

## 1.3 Handelsvolumer og «churn rate»

Handelsvolum kan gi en indikasjon på likviditet og etterspørsel for et finansielt produkt. Handelsvolumene beregnes ved å summere totalt handelsvolum for et sett med kontrakter, og kan beregnes separat for kontrakter med ulik referanse eller leveringshorisont. For eksempel, dersom hver kontrakt har et volum på 1 MW, og det handles 50 årskontrakter, er handelsvolumet lik (438 GWh)  $1 \text{ MW} * 50 * 8760 \text{ h/år}$ .

---

<sup>3</sup> <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/10/161208-Methods-for-evaluation-of-the-Nordic-forward-market-for-electricity.pdf>

Churn rate er et mål på hvor mange ganger en megawatt forbruk blir handlet før realisering. Churn raten forteller oss hvor stor andel av forbruket som blir prissikret i det finansielle markedet. En churn rate på over 100 % vil si at en megawatt har blitt handlet mer enn én gang før den har blitt forbrukt. RME har regnet ut churn rate ved å dele totalt handelsvolum for en kontrakt med totalt forbruk i den samme kontraktens leveringsperiode (totalt nordisk forbruk for systempriskontrakter, og forbruk i budområdet for EPAD-kontrakter).

Churn rate er beregnet ved å dele totalt handelsvolum for en kontrakt med totalt forbruk i den samme kontraktens leveringsperiode (totalt nordisk forbruk for systempriskontrakter, og forbruk i budområde for EPAD-kontrakter). Der vi har beregnet churn rate for flere kontrakter har vi lagt til grunn en gjennomsnittlig churn rate.

## 1.4 Kjøp-salg-spread

Kjøp-salg-spread er beregnet som avviket mellom høyeste kjøpspris (bid) og laveste salgspris (ask), og er et mål på transaksjonskostnaden i et marked. Spreaden for et finansielt produkt kan gi en indikasjon på likviditeten for produktet ved å måle «avstanden» mellom kjøp- og salgsinteresser.

Vi har benyttet kjøp og salg ved handelsdagslutt i vår analyse. I tillegg har vi i vår analyse forutsatt at det må være lagt inn bud på både kjøps- og salgssiden for at det skal bli beregnet en differanse. RME har regnet ut en gjennomsnittlig differanse på alle kontraktene som kan handles fordelt på de forskjellige tidsoppløsningene på systempriskontraktene og EPADene.

## 1.5 Risikopremie

Risikopremie er beregnet i henhold til rapport fra EC Group AS (2016)<sup>4</sup>. Risikopremie kan avdekke om det er systematisk avvik mellom prisen på et finansielt produkt og den underliggende referansen. For denne analysen sammenlignes kontraktspris på nordiske systempriskontrakter mot systempris, eller pris på EPAD mot differansen mellom områdepris og systempris.

For systempriskontrakter er risikopremie beregnet iht. (1), der  $F_{t,T}$  er kontraktspris i time  $t$  for levering i  $T$  og  $S_t$  er systempris i time  $t$ .

$$\pi_{t,T} = F_{t,T} - \frac{1}{n} \sum_{h=T_1}^{T_2} S_t \quad (1)$$

For EPAD-kontrakter er risikopremie beregnet iht. (2), der  $EPAD_{t,T}$  er kontraktspris i time  $t$  for levering i time  $T$ . Risikopremie er beregnet som differansen mellom kontraktspris og gjennomsnittlig avvik mellom områdepris  $P_t^{Area}$  og systempris  $S_t$  i leveringsperioden definert av  $T_1$  og  $T_2$ .

$$\pi_{t,T}^{EPAD} = EPAD_{t,T} - \frac{1}{n} \sum_{h=T_1}^{T_2} (P_t^{Area} - S_t) \quad (2)$$

<sup>4</sup> <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/10/161208-Methods-for-evaluation-of-the-Nordic-forward-market-for-electricity.pdf>

For å beregne risikopremie har følgende verdier blitt brukt

$F_{t,T}$	Kontraktspris i siste registrerte handel for systempriskontrakt. Der det er flere samtidige handler har en gjennomsnittlig kontraktspris blitt brukt.
$EPAD_{t,T}$	Kontraktspris i siste registrerte handel for EPAD-contrakt. Der det er flere samtidige handler har en gjennomsnittlig kontraktspris blitt brukt.
$P_t$	Spotpris i budområde per time
$S_t$	Nordisk systempris per time

## 1.6 Korrelasjon

For å beregne korrelasjon mellom nordiske priser har vi først beregnet gjennomsnittlige priser per måned, og deretter bruket «Pearson»-metoden<sup>5</sup> for å beregne korrelasjonskoeffisienter. Korrelasjon mellom budområder og systemprisen forteller oss hvor godt en kontrakt kan fungere som proxy-sikring. Høy korrelasjon mellom områdepris og systempris betyr at aktører kan prissikre forbruk/produksjon i et budområde med en systempriskontrakt med relativt liten risiko. Ved høy korrelasjon mellom områdepriser kan aktørene benytte en EPAD kontrakt for et område for prissikring i et annet område med relativt liten risiko.

---

<sup>5</sup> Pearson-metoden regner ut lineær sammenheng mellom prisene og gir verdier mellom -1 og 1.

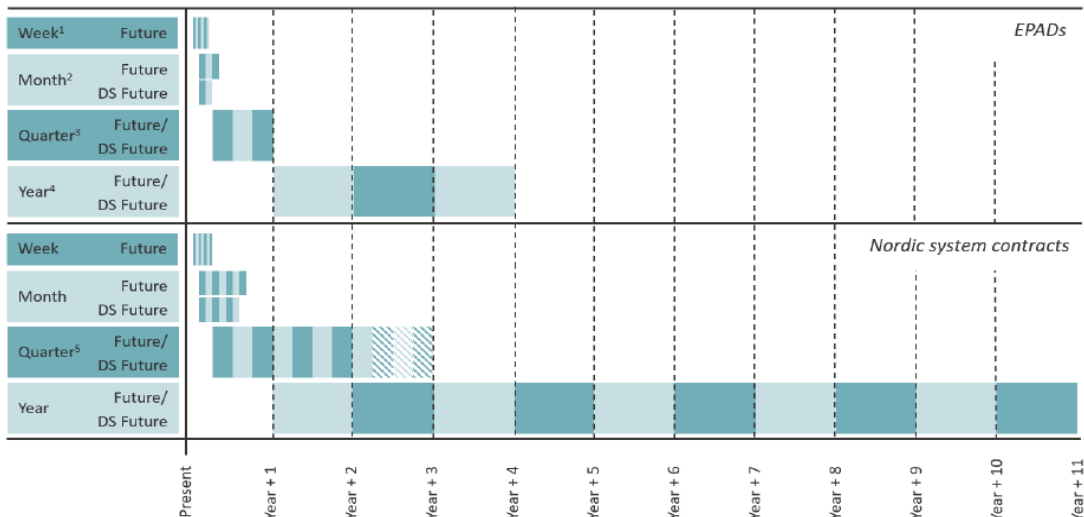
# 2 Analyse av data fra Nasdaq

## 2.1 Handelshorisont

EPAD kontraktene i NO2 og NO5 ble først introdusert til markedet henholdsvis 4. oktober og 22. november 2021. For de resterende kontraktstypene vil analyseperioden være fra 2019 til juli 2023.

Figur 2-1: Utklipp fra Thema rapporten: *Evaluating Hedging Possibilities on NordLink, NorNed and North Sea Link (2021)*

Figure 15: Trading horizon for different contract types, EPADs and Nordic system contracts<sup>26</sup>



Notes: <sup>1</sup>Weekly EPADs exist only for Swedish and Finnish bidding zones.

<sup>2</sup>Monthly Futures have three listed series for Norwegian, Danish, Estonian and Latvian areas and four listed series for Swedish and Finnish areas; Monthly DS Futures have two listed series for Norwegian, Danish, Estonian and Latvian areas and four series listed for Swedish and Finnish areas.

<sup>3</sup>Both quarterly contract types have three series listed for Norwegian, Danish, Estonian and Latvian areas and four series listed for Swedish and Finnish areas.

<sup>4</sup>Both yearly contract types have three series listed for Norwegian, Danish and Estonian areas, two series listed for Latvian areas and four series listed for Swedish and Finnish areas.

<sup>5</sup>The number of concurrently listed quarterly futures varies from eight to eleven, shown here by the striped area. The reason for this variation is that the quarterly contracts are added for one year (four quarters) at a time. There are always series listed for the next two years (eight quarters) and, in the first quarter of the year, a new full third year is added to the listed series, making eleven series (two years and three quarters) in total.

## 2.2 Åpen interesse

Åpen interesse er et mål på volumet i åpne posisjoner til enhver tid. Åpen interesse viser altså det volumet som til enhver tid er risikosikret i markedet. Resultatene av analysen viser at åpen interesse for systempriskontraktene nesten ble halvert i perioden fra 2019 til 2023. Summen av åpen interesse for alle systempriskontraktene var ved starten av 2019 rundt 200 TWh. I 2023 falt volumet til rundt 110 TWh.

Den største av de norske EPAD-kontraktene målt i åpen interesse er NO1 kontrakten. Åpen interesse-volumet i NO1 EPADen økte i perioden 2019 til 2021 fra rundt 2 TWh til 7 TWh. Fra 2022 og videre i 2023 falt volumet tilbake til rundt 2 TWh. Total åpen interesse for NO2 EPADen er på 0,6 TWh. NO3 EPADen er i vekst gjennom perioden, men volumet falt fra 2022 til 2023. NO3 EPADen hadde en åpen interesse på 0,2 TWh i 2019, og i slutten av analyseperioden var åpen interesse på 1,8 TWh. NO4 EPADen falt fra 2 TWh i 2019 til 1 TWh i 2023. NO5 EPADen økte i perioden og ender på en åpen interesse på 0,6 TWh.

For å regne ut åpen interesse som andel av forbruk har RME hentet ut åpen interesse for hver kontrakt ved slutten av handelsperioden for kontrakten. Deretter er den åpne interessen delt med totalt forbruk i kontraktens leveringsperiode. Ved analyse av flere kontrakter har vi beregnet en gjennomsnittlig andel for gitte kontrakter. I analysen tar RME derfor ikke hensyn til utviklingen i åpen interesse innad i handelsperioden. Dette har blitt valgt for å kunne se på volumet som primært har blitt brukt til sikring av fysiske posisjoner, ettersom aktørene som ønsker å prissikre fysiske posisjoner gjerne beholder kontraktene til slutten av handelsperioden<sup>6</sup>.

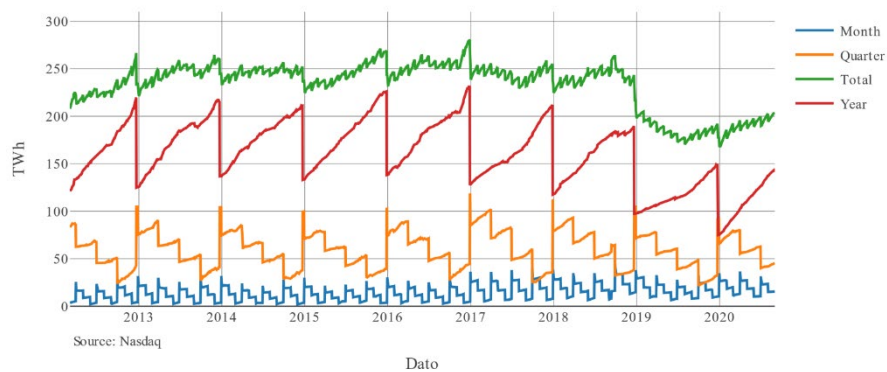
For systempriskontraktene faller denne parameteren fra rundt 30 % for måned og kvartalskontraktene i 2019 til rundt 10-15 % i 2023. Årskontraktene faller fra 25 % i 2019 til 12 % i 2023. For NO1 EPADen øker åpen interesse som andel av forbruk fra under 5 % i 2019 til mellom 10-15 % i 2022. I starten av 2023 faller parameteren for alle NO1 EPAD-kontraktene til rundt 6 %, men for kvartal- og månedskontraktene øker åpen interesse som andel av forbruk tilbake til 12-13 % ved slutten av analyseperioden.

EPADene for resten av budområdene har en åpen interesse som andel av forbruk på under 5 % for alle kontraktstypene. NO2 EPADen er relativt stabil i perioden med en svak øking for alle kontraktstypene fra 2022 til 2023. For måneds- og kvartalskontraktene ender åpen interesse som andel av forbruk i NO2 på rundt 2 %. NO3 EPADen øker i perioden fra rundt 1 % i 2019 til 4 % i 2023. NO5 EPADen øker fra rundt 1 % i 2022 til 4 % i 2023. I NO4 faller måneds- og kvartalskontraktene fra rundt 17 % sommeren 2019 til 3 % i 2023.

### 2.2.1 Åpen interesse

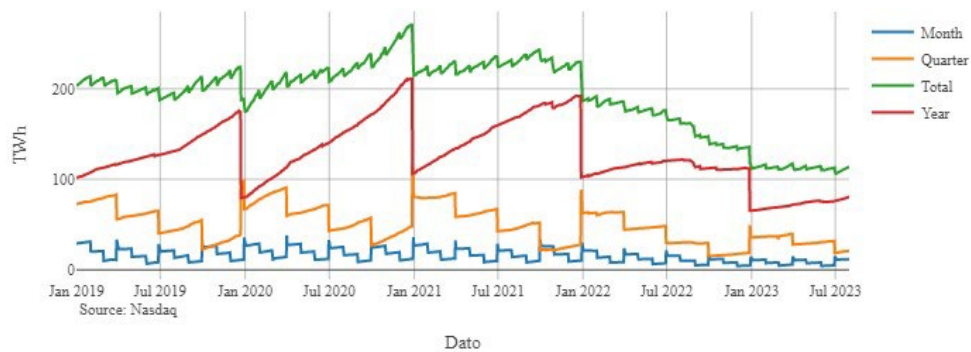
#### Systempris

Figur 2-2: Åpen interesse for nordiske systempriskontrakter i TWh i perioden 2012-2020



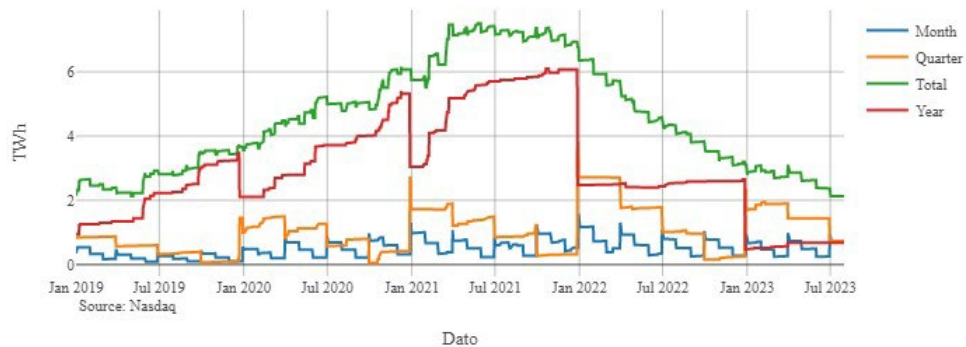
<sup>6</sup> Methods for evaluation of the Nordic forward market for electricity s. 43

Figur 2-3: Åpen interesse for nordiske systempriskontrakter i TWh i perioden 2019-2023

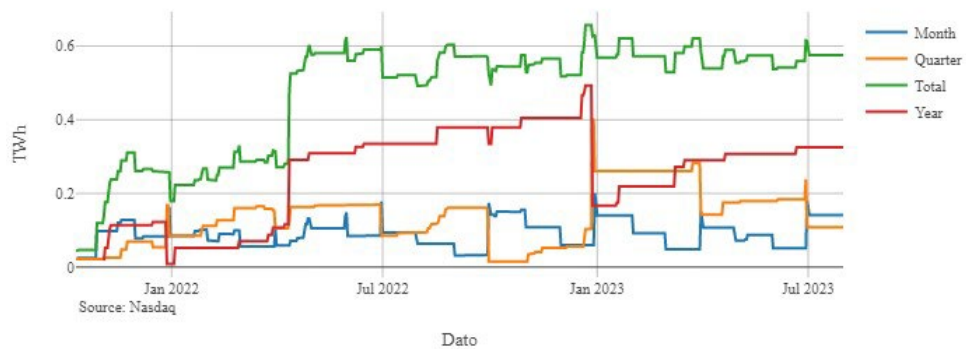


### EPAD

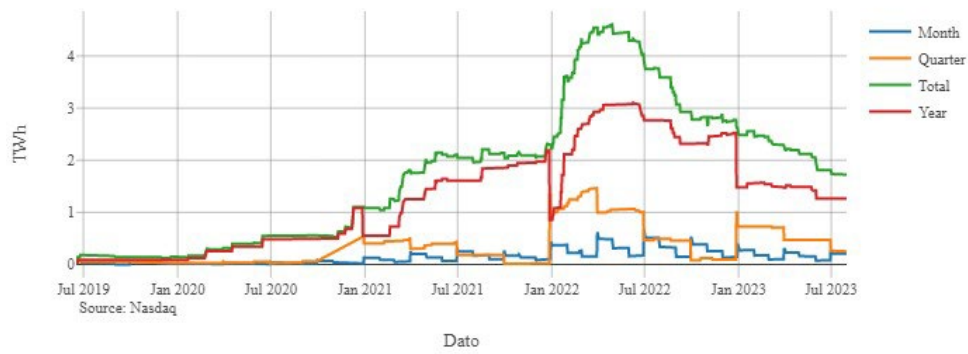
Figur 2-4: Åpen interesse for NO1-EPAD i TWh i perioden 2019-2023



Figur 2-5: Åpen interesse for NO2-EPAD i TWh i perioden 2021-2023



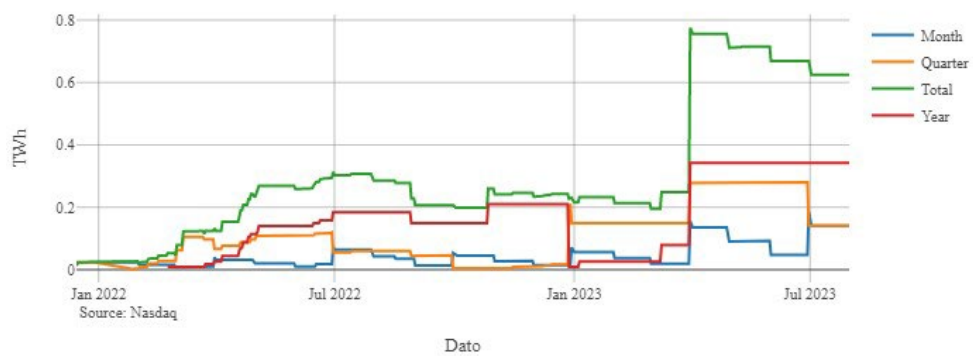
Figur 2-6: Åpen interesse for NO3-EPAD i TWh.i perioden 2019-2023



Figur 2-7: Åpen interesse for NO4-EPAD i TWh.i perioden 2019-2023



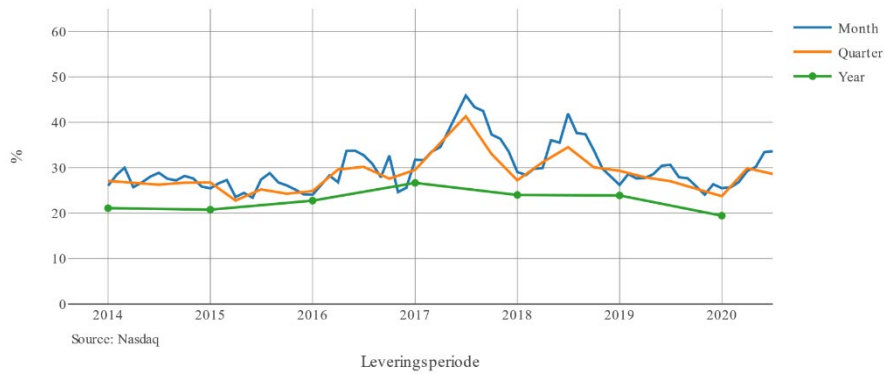
Figur 2-8: Åpen interesse for NO5-EPAD i TWh i perioden 2021-2023



## 2.2.2 Åpen interesse som andel av forbruk

### Systempris

Figur 2-9: Åpen interesse som andel av forbruk for systempriskontrakter 2014-2020.



Figur 2-10: Åpen interesse som andel av forbruk for systempriskontrakter 2019-2023.



### EPAD

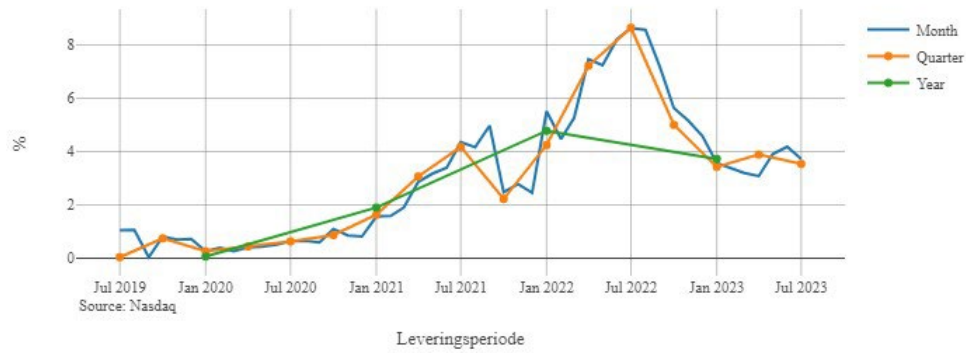
Figur 2-11: Åpen interesse som andel av forbruk for NO1-EPAD 2019-2023.



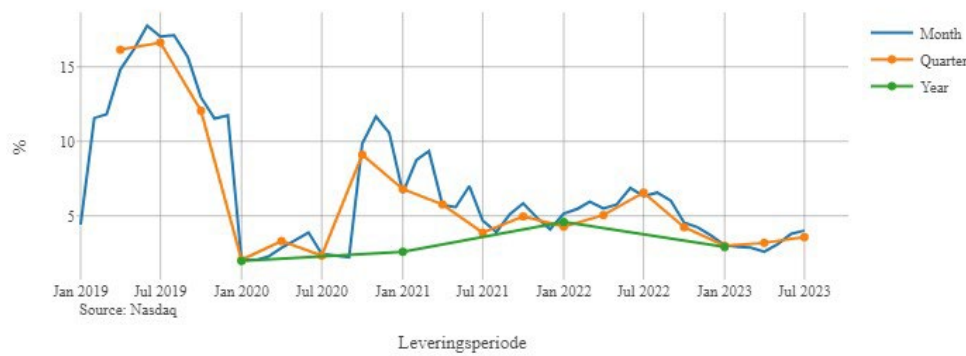
Figur 2-12: Åpen interesse som andel av forbruk for NO2-EPAD 2021-2023.



Figur 2-13: Åpen interesse som andel av forbruk for NO3-EPAD 2019-2023.



Figur 2-14: Åpen interesse som andel av forbruk for NO4-EPAD 2019-2023.



Figur 2-15: Åpen interesse som andel av forbruk for NO5-EPAD 2021-2023.



## 2.3 Handelsvolumer og churn rate

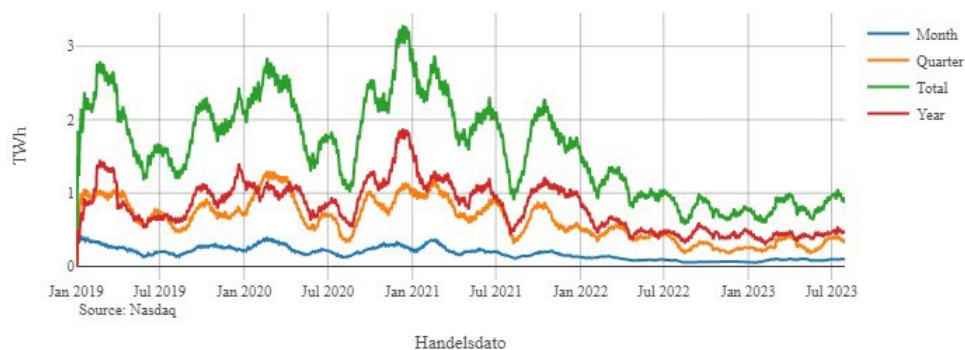
Handelsvolumet på EPADene er lavt i forhold til systempriskontraktene. Spesielt i NO2 og NO5 har EPADene svært lave handelsvolum og en lav churn rate på under 3 % for alle kontraktstypene i hele perioden. De resterende EPADene blir noe mer handlet i perioden. Spesielt årskontraktene har en betydelig høyere churn rate i 2023 enn i 2020. NO1 EPADen har den høyeste churn raten på over 20 % for årskontraktene 2022. Churn raten falt til 15 % for årskontraktene 2023 i NO1.

Systempriskontrakten falt fra en topp på over 3 TWh til godt under 1 TWh daglig gjennomsnitt i perioden. Churn raten for systempriskontraktene er høyest for kvartal og årskontraktene. I starten av analyseperioden er churn raten rundt 60 %. Denne øker gjennom 2021, men faller i 2022. Det gjør at churn raten for årskontraktene faller tilbake til rundt 60 % og kvartalskontraktene faller til 40 %.

### Handelsvolumer

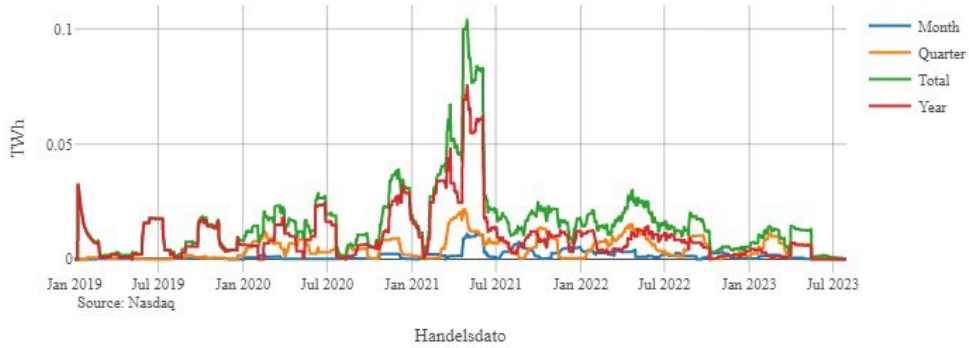
#### Systempris

Figur 2-16: Handelsvolumer i nordiske systempriskontrakter per kontraktshorisont i perioden 2019-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.

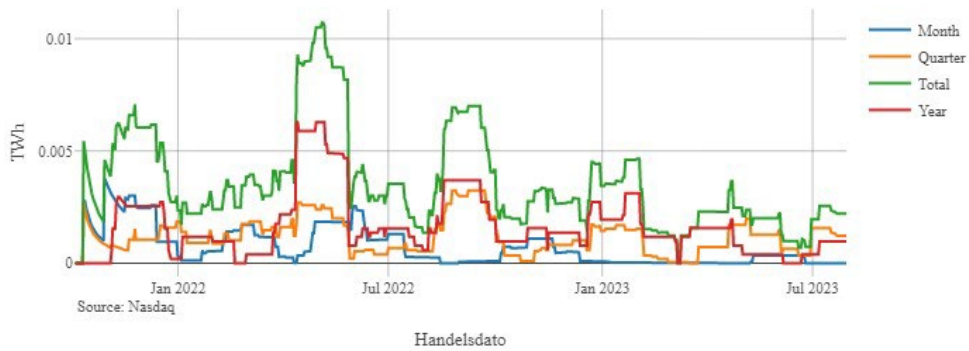


## EPAD

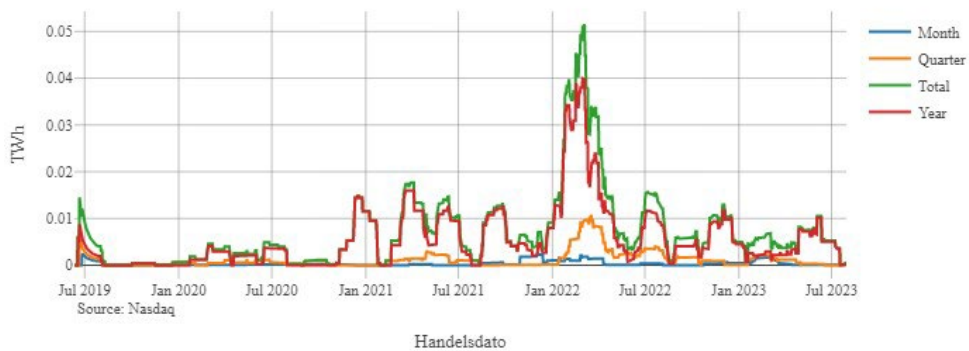
Figur 2-17: Handelsvolumer i NO1-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.



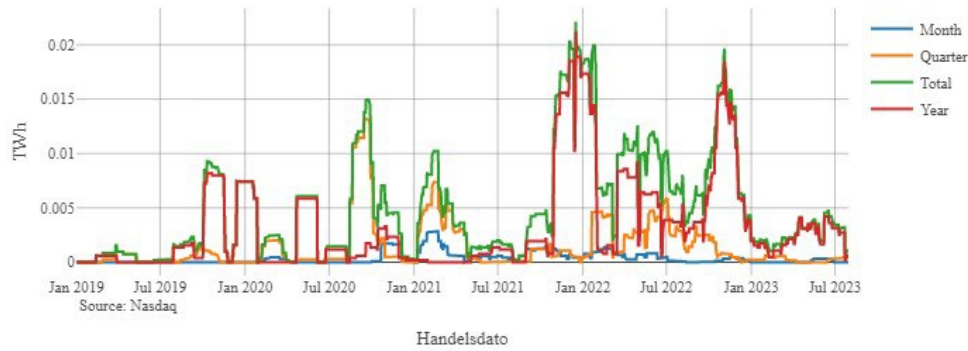
Figur 2-18: Handelsvolumer i NO2-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2021-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.



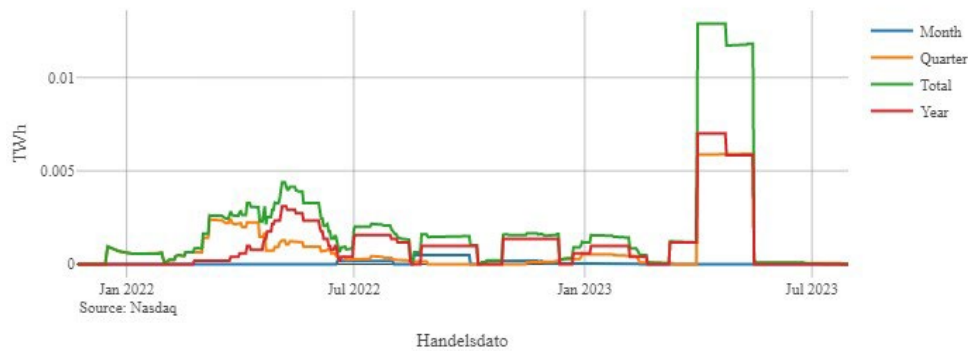
Figur 2-19: Handelsvolumer i NO3-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.



Figur 2-20: Handelsvolumer i NO4-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.



Figur 2-21: Handelsvolumer i NO5-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2021-2023. 45-dagers glidende gjennomsnitt.



### 2.3.2 Churn rate

Vi har ikke inkludert data som har blitt handlet før januar 2019. Det vil si at churn raten ville vært noe høyere for kontraktene i starten av 2019 siden noen av handlene ble utført i 2018. Det er generelt lite handel på kontrakter langt frem i tid, så resultatene vil ikke i noen særlig grad bli påvirket for kontrakter med levering etter 2019.

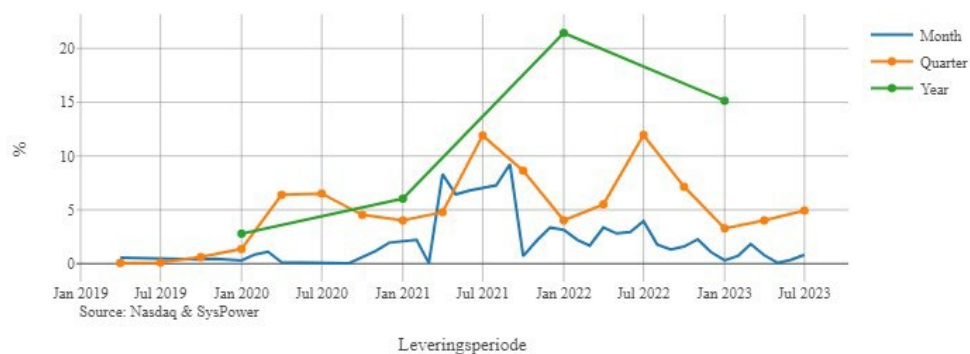
#### Systempris

Figur 2-22: Churn rate i prosent for systempriskontrakter per kontraktshorisont i perioden 2019-2023.

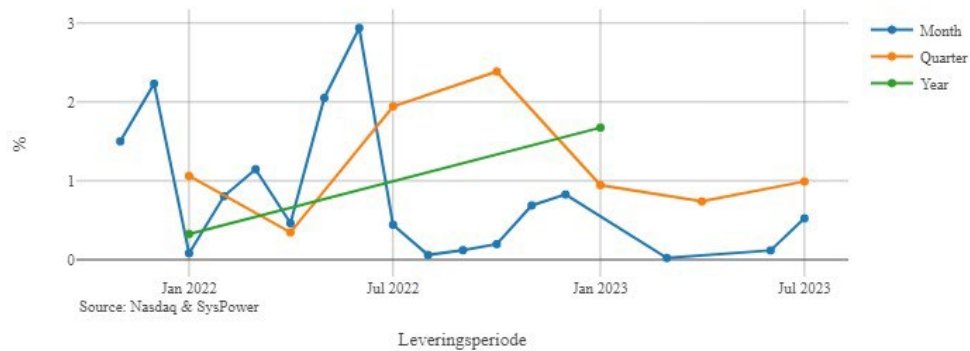


## EPAD

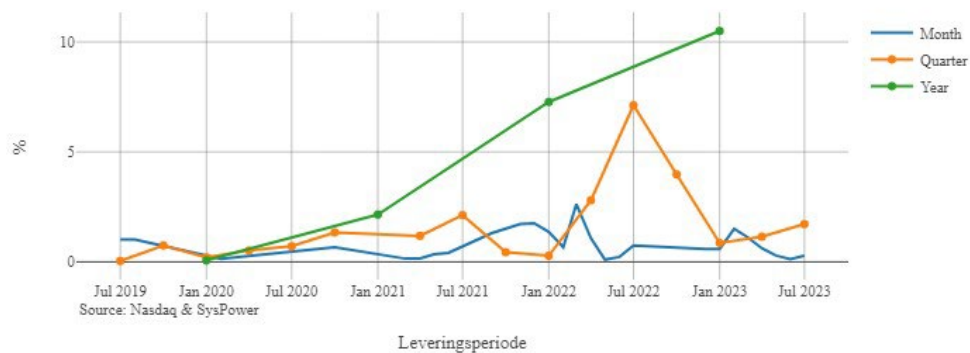
Figur 2-23: Churn rate i prosent for NO1-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023.



Figur 2-24: Churn rate i prosent for NO2-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2021-2023.



Figur 2-25: Churn rate i prosent for NO3-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023.



Figur 2-26: Churn rate i prosent for NO4-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2019-2023.



Figur 2-27: Churn rate i prosent for NO5-EPAD per kontraktshorisont i perioden 2021-2023.



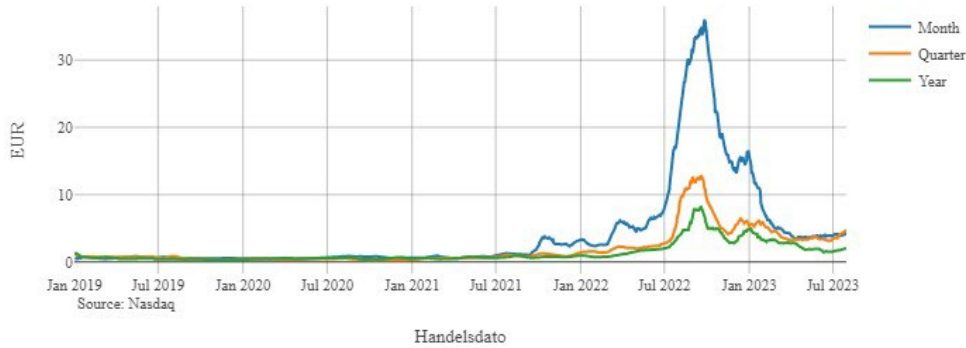
## 2.4 Kjøp-salg-spread

Kjøp-salg-spread er et mål på likviditeten. Ved stor kjøp-salg-spread vil det bety at kjøper og selger verdsetter kontraktene svært forskjellig og det kan ta lang tid å finne en motpart. Stor spread vil derfor bety at markedet er lite likvid og at det kan være store kostnader knyttet til å finne motpart.

Trenden viser at det i analyseperioden har vært en stor økning i spreaden for både systempriskontraktene og EPAD-kontraktene. Spreaden var størst siste halvår i 2022, men nivået på spreaden er fortsatt betydelig høyere i 2023 enn i årene 2019 og 2020. RME har observert at flere av EPAD-kontraktene mangler bud på enten kjøpsiden eller salgssiden ved handelsdagslutt i lengre perioder. Dette vises som et brudd i grafene under.

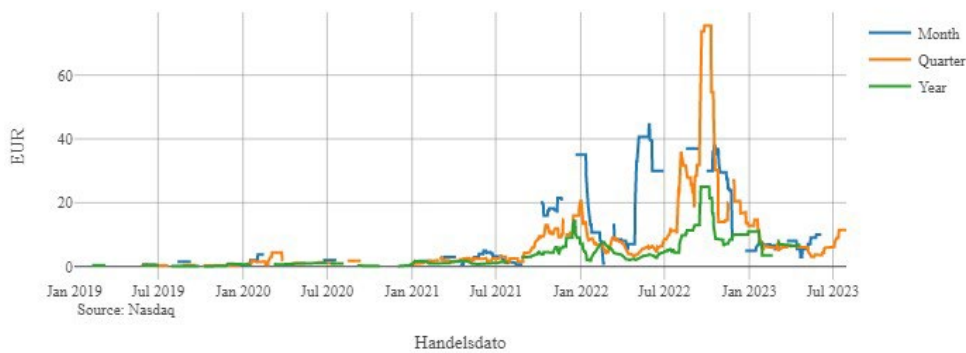
## Systempris

Figur 2-28: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for systempriskontrakter i perioden 2019-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.

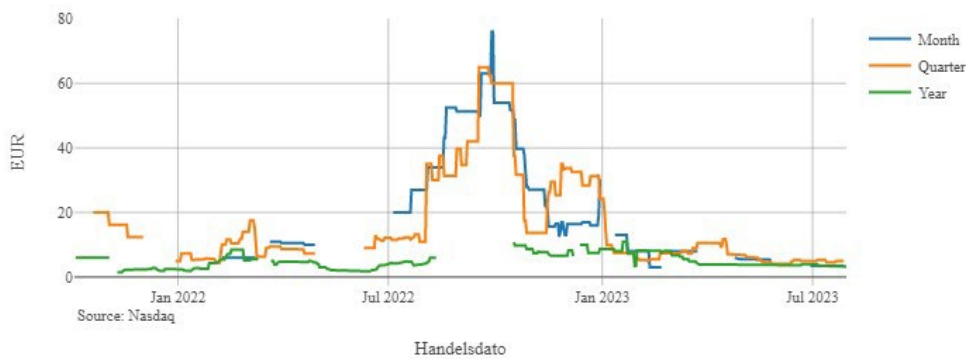


## EPAD

Figur 2-29: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for NO1-EPAD i perioden 2019-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.



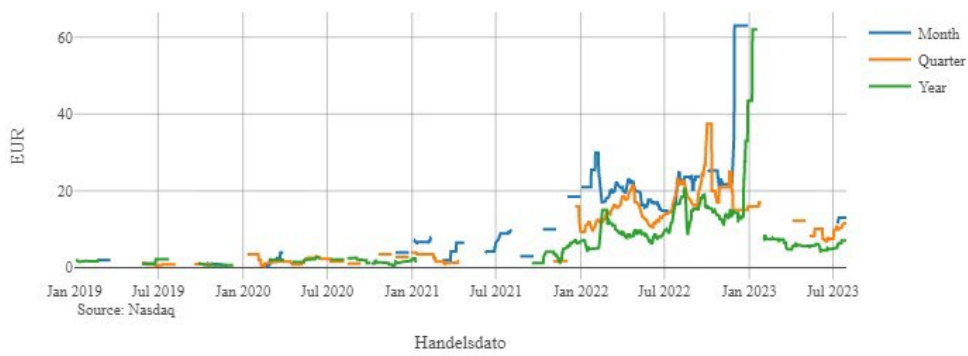
Figur 2-30: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for NO2-EPAD i perioden 2021-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.



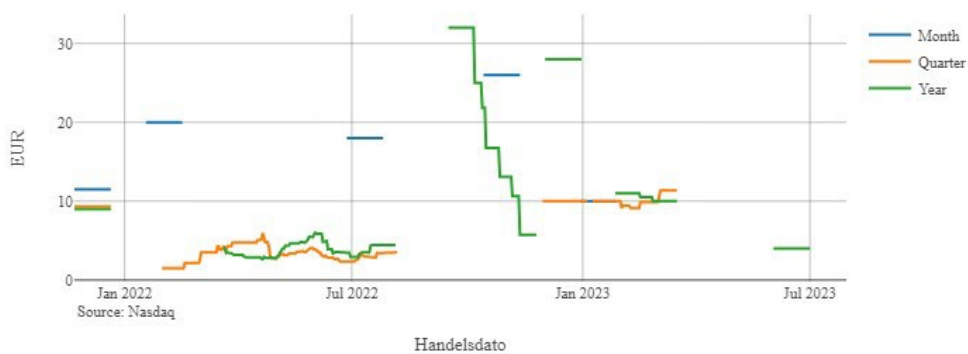
Figur 2-31: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for NO3-EPAD i perioden 2019-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.



Figur 2-32: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for NO4-EPAD i perioden 2019-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.



Figur 2-33: Gjennomsnittlig kjøp/salg-spread for NO5-EPAD i perioden 2021-2023. Presenteres som 30-dagers glidende gjennomsnitt.



## 2.5 Risikopremie

RME har brukt risikopremie for å se om det er systematisk avvik mellom prisen på et finansielt produkt og den underliggende referanseprisen. I analysen sammenlignes kontraktspris på nordiske systempriskontrakter mot systempris, eller pris på EPAD mot differansen mellom budområdepris og systempris. Resultatene av analysen viser at det ikke er systematiske differanser, men det er svært store differanser i alle budområder siste halvdel 2022. Resultatene viser at det er en større negativ differanse i NO3 og NO4, det vil si at differansen mellom budområdepris og systempris er større enn prisen på EPADen. Dette innebærer at det finansielle markedet har prissatt differansen mellom budområde og systempris lavere enn det som ble resultatet i døgnetmarkedet. Spesielt for månedskontraktene i NO4 er det langt større negativ differanse, mer enn 3 ganger så stor som den positive differansen. Årskontraktene har generelt mindre risikopremie enn måneds- og kvartalskontraktene.

### Systempris

Figur 2-34: Gjennomsnittlig risikopremie for systempriskontrakter per kontraktshorisont.

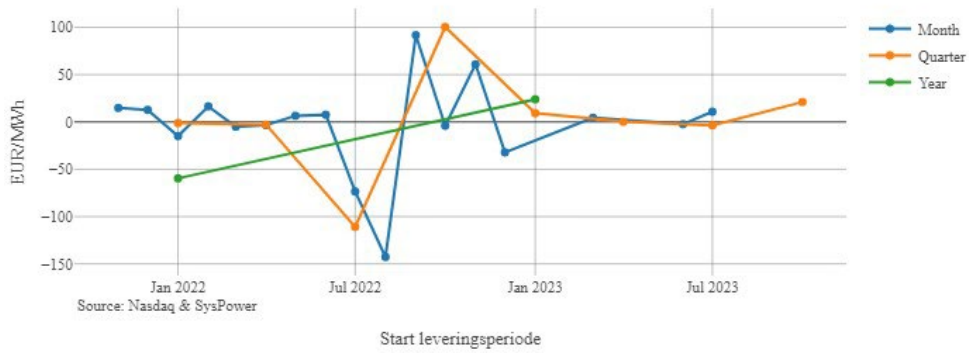


### EPAD

Figur 2-35: Gjennomsnittlig risikopremie for NO1- EPAD per kontraktshorisont.



Figur 2-36: Gjennomsnittlig risikopremie for NO2- EPAD per kontraktshorizont.



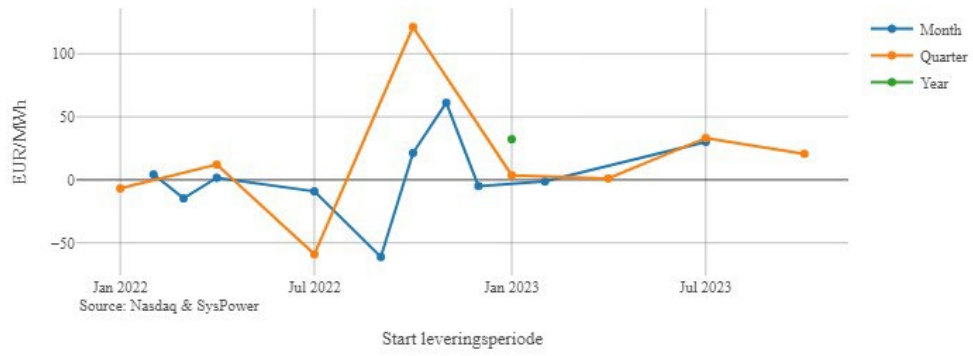
Figur 2-37: Gjennomsnittlig risikopremie for NO3- EPAD per kontraktshorizont.



Figur 2-38: Gjennomsnittlig risikopremie for NO4- EPAD per kontraktshorizont.



Figur 2-39: Gjennomsnittlig risikopremie for NO5- EPAD per kontraktshorisont.



## 2.6 Korrelasjonsanalyser

RME har tatt utgangspunkt i gjennomsnittlige månedspriser for å regne ut korrelasjonen. Historisk har systemprisen og prisen i de norske budområdene vært nært korrelerte. Månedsprisene i perioden 2012 til januar 2021 har en korrelasjonskoeffisient på 0,99 med systemprisen i fire av fem norske budområder. I NO4 har korrelasjonskoeffisient vært 0,98. I perioden 2019 til juli 2023 har korrelasjonskoeffisienten falt til 0,98 for NO1 og NO5, 0,94 for NO2, 0,58 for NO3 og 0,38 for NO4. Korrelasjonskoeffisienten faller i alle budområdene til 0,96 for NO1 og NO5, 0,9 for NO2, 0,5 for NO3 og 0,29 for NO4 for 2022 og 2023.

Tabell 1: Korrelasjoner mellom månedlige gjennomsnittspriser fra jan. 2012 til jan. 2021.

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	DE	NL	UK
SYS	<b>1</b>								
NO1	<b>0,99</b>	<b>1</b>							
NO2	<b>0,99</b>	<b>1</b>	<b>1</b>						
NO3	<b>0,99</b>	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>	<b>1</b>					
NO4	<b>0,98</b>	<b>0,96</b>	<b>0,96</b>	<b>0,98</b>	<b>1</b>				
NO5	<b>0,99</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0,97</b>	<b>0,96</b>	<b>1</b>			
DE	<b>0,62</b>	<b>0,59</b>	<b>0,59</b>	<b>0,58</b>	<b>0,58</b>	<b>0,58</b>	<b>1</b>		
NL	<b>0,73</b>	<b>0,71</b>	<b>0,71</b>	<b>0,7</b>	<b>0,72</b>	<b>0,71</b>	<b>0,84</b>	<b>1</b>	
UK	<b>0,67</b>	<b>0,67</b>	<b>0,67</b>	<b>0,66</b>	<b>0,64</b>	<b>0,66</b>	<b>0,7</b>	<b>0,88</b>	<b>1</b>

Kilde: SKM Market Predictor

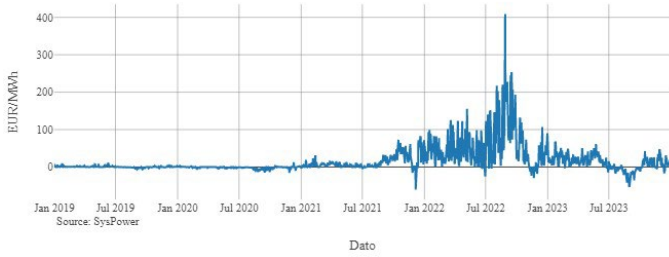
Tabell 2: Korrelasjoner mellom månedlige gjennomsnittspriser fra jan. 2019 til og med juli 2023.

	SYS	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	DE	NL	UK
SYS	<b>1</b>								
NO1	<b>0,98</b>	<b>1</b>							
NO2	<b>0,94</b>	<b>0,98</b>	<b>1</b>						
NO3	<b>0,58</b>	<b>0,46</b>	<b>0,36</b>	<b>1</b>					
NO4	<b>0,38</b>	<b>0,24</b>	<b>0,14</b>	<b>0,90</b>	<b>1</b>				
NO5	<b>0,98</b>	<b>1,00</b>	<b>0,98</b>	<b>0,46</b>	<b>0,25</b>	<b>1</b>			
DE	<b>0,90</b>	<b>0,94</b>	<b>0,98</b>	<b>0,25</b>	<b>0,04</b>	<b>0,94</b>	<b>1</b>		
NL	<b>0,91</b>	<b>0,94</b>	<b>0,97</b>	<b>0,27</b>	<b>0,06</b>	<b>0,94</b>	<b>1,00</b>	<b>1</b>	
UK	<b>0,91</b>	<b>0,92</b>	<b>0,94</b>	<b>0,33</b>	<b>0,14</b>	<b>0,92</b>	<b>0,96</b>	<b>0,98</b>	<b>1</b>

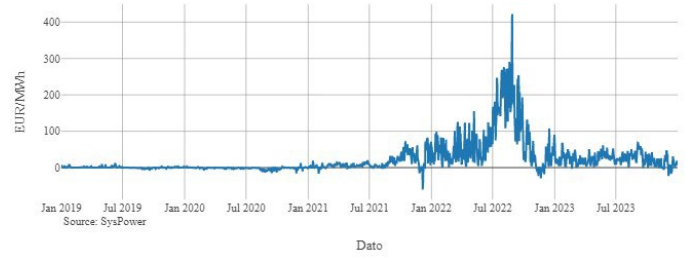
Kilde: SKM Market Predictor

Tabell 3: Gjennomsnittlig daglig differanse mellom spotpriser i norske budområder og systempris i perioden 2019-2023.  
Kilde: SKM Market Predictor

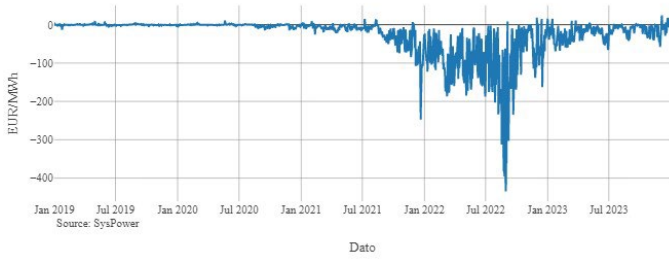
Figur 2-40: NO1



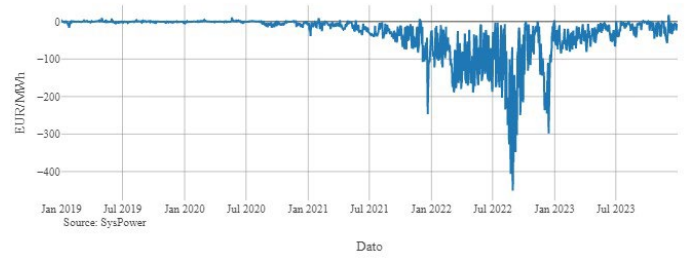
Figur 2-41: NO2



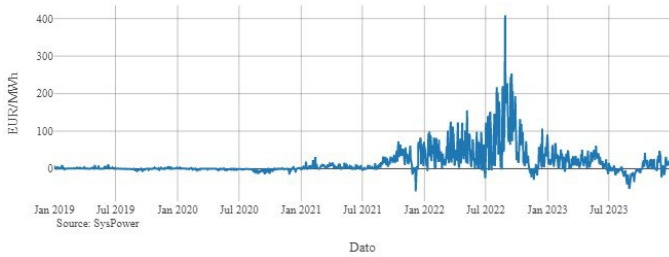
Figur 2-42: NO3



Figur 2-43: NO4



Figur 2-44: NO5



### 3 Resultater fra spørreundersøkelsen

RME gjennomførte en konsultasjon med markedsaktører høsten 2023. Konsultasjonen ble gjennomført som en spørreundersøkelse. I undersøkelsen spurte vi om hvilke budområder aktørene hadde behov for prissikring i, og formålet med prissikringen. Vi spurte også om hvordan aktørene vurderte de eksisterende prissikringsmulighetene, og om de fikk dekket sitt behov for prissikring. Videre ba vi om aktørenes syn på hvilke tiltak som eventuelt ville kunne forbedre situasjonen. Aktørene hadde i tillegg mulighet til å sende innspill utover det som ble dekket i spørreundersøkelsen. Vi mottok 39 svar på undersøkelsen.

NO3 er det budområdet flest respondenter svarer at de ikke får dekket sitt prissikringsbehov. Her svarer 76 % av respondentene at de helt eller delvis ikke får dekket prissikringsbehovet. NO4 er det budområdet hvor flest respondenter svarer at de får dekket sitt prissikringsbehov. Her svarer 44 % av aktørene at de helt eller delvis ikke får dekket prissikringsbehovet sitt.

Avhengig av hvilket budområde vi ser på, svarer 38-50 % av respondentene som ikke får dekket prissikringsbehovet, at for dårlig tilbud av kontrakter for å sikre områdepris er en årsak til dette. Fra 21-33 % av respondentene som svarer at de ikke får prissikret i de forskjellige budområdene, oppgir at for dårlig korrelasjon mellom områdepris og systempris er en av grunnene til manglende mulighet for prissikring. Fra 13-29 % av respondentene som svarer at de ikke får prissikret seg, mener at for dårlig tilbud/etterspørsel av fastprisavtaler er årsak til manglende prissikringsmuligheter. Kun aktører i NO1 og NO2 oppgir for dårlig tilbud av systempriskontrakter som årsak. Aktører har i fritekst svart at lav likviditet, skatteregler og høye marginkrav er en årsak til manglende prissikring.

Avhengig av hvilket budområde vi ser på, svarer fra 17-28 % av respondentene at de helt eller delvis dekker sitt prissikringsbehov gjennom finansielle kontrakter som handles på organisert handelsplass. 21-29 % av respondentene svarer at de helt eller delvis dekker behovet for prissikring gjennom finansielle bilaterale avtaler. 9-20 % svarer at de helt eller delvis dekker behovet for prissikring gjennom fysiske kraftavtaler (PPA).

På spørsmål om hvilket behov aktørene har for prissikring, svarer de aller fleste aktørene at de har behov for prissikring i budområdene. Kun 5 respondenter sier at de har behov for prissikring mellom budområder. 3 respondenter svarer at de ikke har behov for prissikring.

35 respondenter sier at formålet med prissikringen er å sikre fysiske porteføljer. 23 av aktørene svarer at de ønsker stabil inntekt fra kraftproduksjon og 15 svarer at de ønsker å prissikre forbruk. 9 respondenter sier at de ønsker å sikre kontantstrøm for å minimere investeringsrisiko. 4 respondenter sier at de ønsker å sikre handler på tvers av budområder.

På spørsmål om hvilke tiltak aktørene mener vil kunne forbedre situasjonen svarer 21 respondenter at de mener støtte til en "market maker"-funksjon vil hjelpe på likviditeten. 20 respondenter mener auksjoner av EPAD eller områdefutures fra Statnett vil bedre situasjonen. 15 respondenter mener at endringer fra EPAD til områdefutures vil hjelpe på likviditeten, mens 6 respondenter mener at langsiktige transmisjonsrettigheter vil bedre situasjonen. 9 respondenter la til andre alternativer til å bedre likviditeten i de finansielle markedene.

I NO1 svarer 8 av 11 respondenter at de handler mindre enn det volumet de ønsker for spekulasjon. I NO2 svarer 6 av 7 respondenter at de handler mindre enn det volumet de ønsker for spekulasjon. I

NO4 svarer 7 av 8 at de handler mindre enn det volumet de ønsker for spekulasjon. I NO3 og NO5 svarer 10 av 10 og 11 av 11 at de handler mindre enn det volumet de ønsker for spekulasjon.

### 3.1 Svar fra spørreundersøkelsen

Figur 3-1: Svar på spørreundersøkelsen fordelt på type aktør og fysisk posisjon i markedet

#### 4. Type aktør





[More Details](#)

	Kraftprodusent	20
	Kraftleverandør	9
	Sluttbruker	1
	Trader	1
	Other	8



#### 5. Fysisk posisjoner i kraftmarkedet:

[More Details](#)

	Produksjon	27
	Forbruk	7
	Levering til sluttbruker	14
	Har ikke egen produksjon, forbr...	3



Figur 3-3: Svar fordelt på hvilket budområde aktørene har behov for prissikring

## 6. Kjøper i følgende prisområder:

[More Details](#)

● NO1	18
● NO2	18
● NO3	16
● NO4	14
● NO5	17



## 7. Selger i følgende prisområder:

[More Details](#)

● NO1	15
● NO2	17
● NO3	21
● NO4	14
● NO5	16

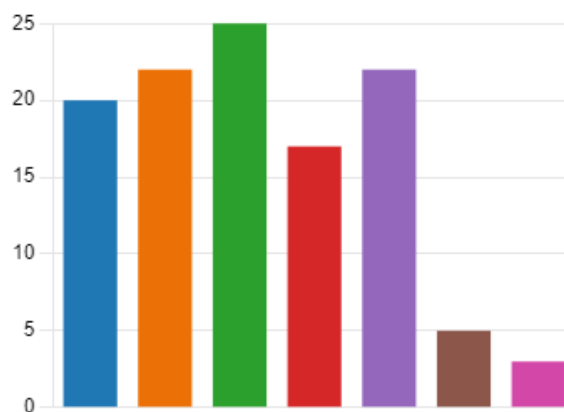


Figur 3-2: Fysisk posisjon i markedet fordelt etter budområde

## 9. Har behov for prissikring av kraftprisisiko i

[More Details](#)

● NO1	20
● NO2	22
● NO3	25
● NO4	17
● NO5	22
● Har behov for prissikring mello...	5
● Har ikke behov for prissikring av...	3



Svaralternativene på Figur 3-4 om formålet med å sikre fysisk krafthandel

- Handler på tvers av budområder
- Ønsker stabil inntekt fra kraftproduksjon
- Ønsker å prissikre forbruk
- Sikre kontantstrøm for å minimere investeringsrisiko
- Annet






Figur 3-4: Formålet med prissikring og formålet til sikring av fysisk krafthandel

## 10. Formål med prissikringen

[More Details](#)

	Fysisk krafthandel (inkl. kraftpro...	35
	Spekulasjon	8
	Begge	3
	Other	3



	Handler på tvers av budområder	4
	Ønsker stabil inntekt fra kraftpr...	23
	Ønsker å prissikre forbruk	15
	Sikre kontantstrøm for å minime...	9
	Other	0



20 respondenter svarer at de har behov for prissikring i NO1. 24 respondenter svarer at de har behov for prissikring i NO2. 25 respondenter svarer at de har behov for prissikring i NO3. 18 respondenter svarer at de har behov for prissikring i NO1. 22 respondenter svarer at de har behov for prissikring i NO1.

Svaralternativene på Figur 3-5:

- Vi dekker vårt behov for prissikring av fysisk krafthandel gjennom finansielle kontrakter (systempriskontakter, EPADs) handlet på børser (Nasdaq)
- Vi dekker vårt behov for prissikring av fysisk krafthandel gjennom finansielle kontrakter (systempriskontakter, EPADs) handlet bilateralt
- Vi dekker vårt behov for prissikring av fysisk krafthandel gjennom kraftkjøpsavtaler med fastsatt pris
- Vi dekker vårt behov for prissikring av fysisk krafthandel gjennom andre avtaletyper:
- Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

Figur 3-5: Årsak til at prissikringsbehovet ikke blir helt eller delvis dekket

13. NO1: Prissikring av fysisk krafthandel:

[More Details](#)

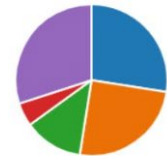
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 8
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 10
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 3
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 2
- Vi prissikrer ikke det volumet fo... 12



21. NO2: Prissikring av fysisk krafthandel:

[More Details](#)

- Vi dekker vårt behov for prissikri... 11
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 10
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 5
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 2
- Vi prissikrer ikke det volumet fo... 12



29. NO3: Prissikring av fysisk krafthandel:

[More Details](#)

- Vi dekker vårt behov for prissikri... 8
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 12
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 6
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 1
- Vi prissikrer ikke det volumet fo... 19



37. NO4: Prissikring av fysisk krafthandel:

[More Details](#)

- Vi dekker vårt behov for prissikri... 7
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 8
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 5
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 1
- Vi prissikrer ikke det volumet fo... 8



45. NO5: Prissikring av fysisk krafthandel:

[More Details](#)

- Vi dekker vårt behov for prissikri... 10
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 8
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 5
- Vi dekker vårt behov for prissikri... 2
- Vi prissikrer ikke det volumet fo... 13



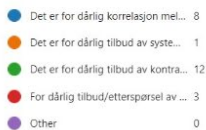
### Svaralternativene på Figur 3-6

- Det er for dårlig korrelasjon mellom områdeprisen og systemprisen
- Det er for dårlig tilbud av systempriskontrakter
- Det er for dårlig tilbud av kontrakter for å sikre områdepris
- For dårlig tilbud/etterspørsel av fastprisavtaler
- Annet

Figur 3-6: Spørsmål om aktørene får dekket helt eller delvis sitt prissikringsbehov fordelt etter metoden de har brukt

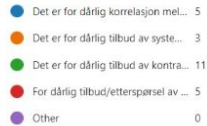
15. NO1: Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

[More Details](#)



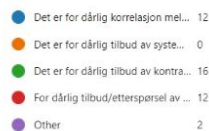
23. NO2: Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

[More Details](#)



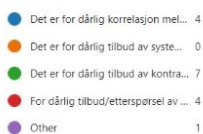
31. NO3: Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

[More Details](#)



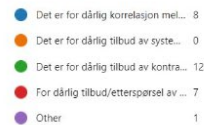
39. NO4: Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

[More Details](#)



47. NO5: Vi prissikrer ikke det volumet for fysisk krafthandel som vi ønsker å prissikre. Dette skyldes

[More Details](#)



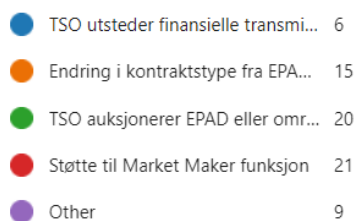
### Svaralternativene på figur 3-7

- TSO utsteder finansielle transmisjonsrettigheter
- Endring i kontraktstype fra EPAD til områdefutures (zonal futures) slik EEX har annonsert
- TSO auksjonerer EPAD eller områdefutures. Dette kan eksempelvis gjennomføres etter samme prinsipp som det svenske pilotprosjektet: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/pilotprosjekt-stod-for-prissikring-pa-den-svenska-elmarknaden/>
- Støtte til Market Maker funksjon
- Annet

Figur 3-7: Dersom det er behov for forbedring av mulighetene for prissikring, hvilke tiltak kan forbedre situasjonen

52. Dersom det er behov for forbedring av mulighetene for prissikring, hvilke tiltak kan forbedre situasjonen?

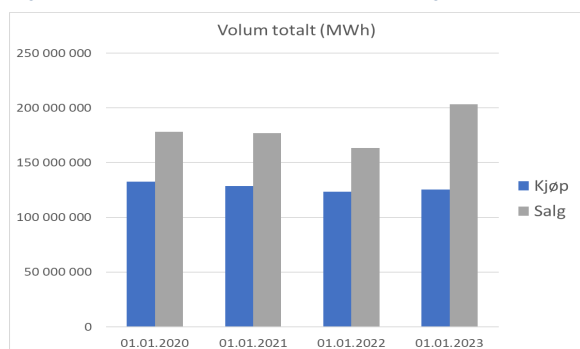
[More Details](#)



## 4 Bilaterale avtaler

Ettersom en andel av prissikringen i dag foregår bilateralt, ønsket RME å innhente informasjon om disse avtalene som inngås utenfor organisert markeds plass. Med hjemmel i energiloven § 10-1 første og tredje ledd, innhentet RME informasjon om bilaterale avtaler fra et utvalg på 11 markedsaktører. De utvalgte aktørene ble bedt om å rapportere sine bilaterale posisjoner på tidspunktene 01.01.2020, 01.01.2021, 01.01.2022 og 01.01.2023. Informasjonen fra de 11 aktørene viser et totalt kjøpsvolum som varierer mellom 120 – 130 TWh, og et salgsvolum som varierer mellom 160 – 200 TWh, på de ulike tidspunktene. Se Figur 4-1.

Figur 4-1: Volum totalt (MWh), bilateralt inngåtte volumer, som stillbilder per tidspunkt.



Den totale energimengden i de bilaterale kontraktene vi har innhentet er oppgitt som stillbilder av bilateralt inngåtte avtaler på tidspunktene vi har bedt aktørene rapportere. Det vil si at de har rapportert alle sine bilaterale kontrakter på de ulike tidspunktene – uansett lengde på kontraktene. Stillbildet kan derfor inneholde bilaterale kontrakter som strekker seg over kortere og lengre tidsperioder. De lengre kontraktene kan derfor få den totale energimengden til å se veldig høy ut, men i praksis skal denne energimengden spres utover en lang tidsperiode. Således kan stillbildet virke noe misvisende i form av at volumet ser ut til å være høyere enn hva det i praksis er. Skjevheten mellom kjøps- og salgsvolum skyldes i hovedsak skjevhet i hvilke aktører som har rapportert, men kan også skyldes avtaler som er inngått med utenlandske aktører (vi har bare hentet tall fra norske aktører).

Aktørene har rapportert på flere kontraktstyper. Systempriskontrakter som er inngått bilateralt er aggregert til å variere mellom 14 – 16 TWh på salgssiden og 10 – 12,5 TWh på kjøpssiden på de ulike tidspunktene aktørene har rapportert. Tallene for EPADkontraktene og områdekontraktene viser at det største bilaterale markedet for prissikring av områdeprisen er NO2.

De bilaterale kontraktene med fysisk oppgjør utgjør 70 – 85 % av det totale volumet som ble rapportert av de utvalgte markedsaktørene. Volumene her viser at volumet fra selgende motpart synker i NO1, mens kjøpsvolumet holdes stabilt. I NO2 er det en oppgang i salgsvolumet, men en nedgang i kjøpsvolum. NO3 har en relativt stabil utvikling. I NO4 er det en betydelig økning i salgsvolumet, mens kjøpsvolumet ligger stabilt. NO5 har synkende salgsvolum, og et stabilt lavt kjøpsvolum.

## 5 Konklusjon

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

Perioden RME har analysert har fra slutten av 2021 og frem til enden av perioden i juli 2023, vært preget av spesielle forhold som har preget kraftmarkedet. Prisene har vært mer volatile og prisforskjellene mellom nord og sør i Norge har vært større enn det vi har sett tidligere. Særlig 2022 var preget av svært spesielle forhold i kraftmarkedene grunnet Russlands invasjon av Ukraina og lite nedbør første halvdel av 2022. Fra høsten 2022 ble det også innført en ny skatt for kraftprodusenter (høyprisbidraget) og fastprisavtaler (Vestre-avtalene). Alle disse forholdene er faktorer som kan ha påvirket handelen i det organiserte terminmarkedet.

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

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

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

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



**NVE**

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME

## Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo  
Telefon: (+47) 22 95 95 95