



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2022 - 30 stp**

Handelshøyskolen

Olvar Bergland, Ole Gjølberg og Marie Steen

## **Er Electricity Price Area Differentials (EPADs) gode prisprognoser?**

Are Electricity Price Area Differentials (EPADs) Good  
Price Forecasts?

Mohammad Reza Allahdadi &  
Anders Løwfeldt Strand

Master i økonomi og administrasjon

## FORORD

---

Vi vil rette en takk til våre veiledere Olvar Bergland, Ole Gjølberg og Marie Steen for deres uvurderlige bidrag og konstruktive tilbakemeldinger. Ved å utfordre våre tilnærminger og tankesett hjalp dere oss til å vippe oppgaven vår til neste nivå, og for det er vi veldig takknemlige. Dere vekket vår interesse for kraftmarkedet, og vi har hatt stor glede av å utforske særegenhetene til dette stadig skiftende markedet. Til slutt ønsker vi å takke Montel for å ha gitt oss tilgang til datamateriale.

Vi er ansvarlige for alt innholdet som presenteres i denne oppgaven, og alle potensielle feil og mangler er våre egne.

Ås, mai 2022

Mohammad R. Allahdadi

Mohammad Reza Allahdadi

Anders L. Strand

Anders Løwfeldt Strand



## SAMMENDRAG

---

Grunnet kapasitetsbegrensninger i det nordiske kraftnettet forholder ikke markedsaktører seg til den overordnede systemprisen for Norden, men til lokale områdepriser. For å beskytte seg mot prisrisiko i områdeprisene kan aktørene innta posisjoner i Electricity Price Area Differentials (EPADs) som er forwardkontrakter skrevet på differansen mellom områdepris og systempris.

EPAD-markedet er preget av lavt volum og høye transaksjonskostnader, og det finnes lite eksisterende litteratur om temaet. Vi ønsker å bidra til fagfeltet med en empirisk analyse om hvorvidt månedlige EPAD-kontrakter for anmeldingsområdene SE3 (Stockholm), DK1 (Aarhus) og NO1 (Oslo) har vært gode prognoser for fremtidig differansepris. Vi velger å måle i hvilken grad EPAD-prognosene er gode ved å først sammenligne de mot tre andre konkurrentmodeller før de så måles på tvers av anmeldingsområdene. Fremgangsmåten i analysen har vært å vurdere EPAD-kontraktens prognoseegenskaper ved hjelp av deskriptiv statistikk, regresjonskoeffisienter, samt evalueringmetrikkene RMSE og MAE.

På bakgrunn av månedlige observasjoner fra 2013 til 2020 finner vi at samtlige EPAD-kontrakter i utvalget er forventningsrette på gjennomsnittet, men at det likevel er stor variasjon i resultatene. Tre av fire prognosemodeller for NO1 utkonkurrerer samtlige prognoser for SE3 og DK1 på gjennomsnittlig prognoseavvik. Vi finner at EPAD-prognosene utkonkurrerer andre prognosemodeller på nær samtlige prestasjonsmetriker innad prisområdene, med unntak av DK1 som presterer dårligere enn differanseprognosen på gjennomsnittet.

I tillegg til å svare på hvorvidt kontraktene inneholder tilstrekkelig informasjon om system- og områdeprisene reiser oppgaven spørsmålet om EPAD-kontrakter tilfredsstillende behøver for prissikring eller om det foreligger behov for instrumenter skrevet direkte på områdeprisene.

## ABSTRACT

---

Due to capacity constraints in the Nordic power grid, market participants do not relate to the overall system price for the Nordic region, but to local area prices. To hedge against price risk in area prices, participants may use Electricity Price Area Differentials (EPADs) which are forward contracts that cover the difference between area price and system price.

The market for EPADs is characterized by low volume and high transaction costs, and there is little existing literature on the subject. We want to contribute to the field with an empirical analysis of whether monthly EPAD contracts for the areas SE3 (Stockholm), DK1 (Aarhus) and NO1 (Oslo) have been good forecasts for future prices. We choose to measure the extent to which the EPAD forecasts are good by first comparing them with three other competitor models before they are then measured across the areas. The approach in the analysis has been to assess the EPAD contract's forecasting properties using descriptive statistics, regression coefficients, and the evaluation metrics RMSE and MAE.

Based on monthly observations from 2013 to 2020, we find that all EPAD contracts in the sample are unbiased forecasts, but that there is still great variation in results. Three out of four forecast models for NO1 outperform all forecasts for SE3 and DK1 based on average forecast errors. We find that the EPAD forecasts outperform other forecast models in almost all performance metrics within the price areas, with the exception of DK1 which performs worse than one of the other models on average.

In addition to answering whether the contracts contain information about system and area prices, the thesis raises the question of whether EPAD contracts satisfy the existing need for hedging or whether there is a need for instruments that cover the area prices directly.

# INNHALDSFORTEGNELSE

---

Forord .....	2
Sammendrag.....	3
Abstract .....	4
Innholdsfortegnelse .....	5
Figurliste.....	7
Tabelliste .....	9
1 Innledning .....	10
2 Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet .....	13
2.1 Den fysiske forsyningskjeden.....	15
2.2 Markedsstruktur og regulering .....	15
2.3 Prisdrivere for elektrisitet .....	16
3 Derivater i det nordiske kraftmarkedet .....	20
3.1 Derivater med systempris som referanse.....	20
3.2 Electricity Price Area Differentials (EPADs).....	23
4 Tidligere litteratur og teoretiske rammeverk .....	29
4.1 Forventningshypotesen.....	29
4.2 Prising av kraftfutures .....	30
4.3 Tidligere litteratur i det nordiske kraftmarkedet.....	31
5 Data og deskriptiv statistikk.....	36

5.1	System- og områdepriser .....	37
5.2	Differansepris .....	48
5.3	Contango og Backwardation .....	53
6	Prognosemodeller og evalueringsmetodikk .....	56
7	Empiriske resultater og diskusjon .....	60
7.1	Prognosesammenligning .....	60
7.2	Videreutvikling av oppgaven .....	72
8	Konklusjonen .....	74
9	Litteraturliste .....	77

## FIGURLISTE

---

Figur 1 Volumutvikling av futureskontrakter hentet fra Nasdaq OMX, 2013-2020.....	21
Figur 2 Åpen interesse for EPAD-kontrakter for alle områder (THEMA, 2021a) .....	24
Figur 3 Spørreundersøkelse om prissikringsmuligheter i Norden (THEMA, 2021b).....	28
Figur 4 Daglige system- og områdepriser, 2013 – 2019 .....	38
Figur 5 Daglige logaritmiske prisendringer, 2013 – 2019 .....	39
Figur 6 Daglige system- og områdepriser 2020 – 2021 .....	40
Figur 7 Daglige logaritmiske prisendringer, 2020 – 2021 .....	40
Figur 8 Daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2013-2019 .....	44
Figur 9 Daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2020-2021 .....	45
Figur 10 Daglig prisutvikling NO1, NO2 og NO4 2020 – 2021 .....	46
Figur 11 Nordisk kraftflyt (Statnett, 2022) .....	47
Figur 12 Daglige differansepriser SE3, 2013-2019 .....	50
Figur 13 Daglige differansepriser SE3, 2020-2021 .....	50
Figur 14 Daglige differansepriser DK1, 2013-2019 .....	51
Figur 15 Daglige differansepriser DK1, 2020-2021 .....	51
Figur 16 Daglige differansepriser NO1, 2013-2019 .....	52
Figur 17 Daglige differansepriser NO1, 2020-2021 .....	52
Figur 18 SE3 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020 .....	53
Figur 19 NO1 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020.....	54
Figur 20 DK1 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020.....	54
Figur 21 EPAD-prognose SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	61
Figur 22 Sammenlignbare prognoser SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	62
Figur 23 Sesongmønster EPAD-prognose SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	63
Figur 24 EPAD-prognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	64

Figur 25 Sammenlignbare prognoser DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	65
Figur 26 Sesongmønster differanseprognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	66
Figur 27 Sesongmønster EPAD-prognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	66
Figur 28 EPAD-prognose NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	68
Figur 29 Sammenlignbare prognoser NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	69
Figur 30 Sesongmønster EPAD-prognose NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020 .....	70



## TABELLISTE

---

Tabell 1 Ordliste strømenergi.....	13
Tabell 2 Nøkkelfaktorer for prissetting på futureskontrakter med ulik løpetid .....	19
Tabell 3: Gjennomsnittlig spotpris (EUR/MWh) og std.avvik (i parentes), daglige observasjoner 2013-2021 .....	41
Tabell 4: Deskriptiv statistikk daglige priser 2013-2021 (EUR/MWh).....	42
Tabell 5: Korrelasjon system- og områdepriser .....	42
Tabell 6 Deskriptiv statistikk for daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2013-2021 .....	43
Tabell 7 Andel dager da systempris = områdepris, daglige data 2013 – 2021 .....	48
Tabell 8: Månedlige differansepriser 2013-2021 .....	49
Tabell 9 Contango/backwardation-forhold I tidsintervallet 2016-2020.....	54
Tabell 10 Månedlig contango/backwardation-forhold i tidsintervallet 2016-2020 .....	55
Tabell 11 Gjennomsnittlig prognosefeil SE3, månedlige observasjoner 2013-2020.....	62
Tabell 12 KPI, R <sup>2</sup> & Beta SE3.....	64
Tabell 13 Gjennomsnittlig prognosefeil DK1, månedlige observasjoner 2013-2020.....	65
Tabell 14 KPI, R <sup>2</sup> & Beta DK1 .....	67
Tabell 15 Gjennomsnittlig prognosefeil NO1, månedlige observasjoner 2013-2020.....	69
Tabell 16 KPI, R <sup>2</sup> & Beta NO1 .....	70
Tabell 17 Sammenligning av EPAD-prognoser relativt til anmeldingsområdene. Månedlig observasjoner, 2013-2020 .....	71

# 1 INNLEDNING

---

I denne oppgaven undersøker vi om Electricity Price Area Differentials (EPADs) er gode prognoser for fremtidig differanse mellom områdepris og systempris i det nordiske kraftmarkedet. Dette markedet omfatter Norge, Sverige, Finland og de baltiske stater inndelt i én eller flere anmeldingsområder (prisområder). Elektrisitetshandelen inndeles i fysisk handel som finner sted på kraftbørsen Nord Pool, og finansiell handel som skjer på Nasdaq OMX Commodities. Nord Pool tilbyr fysisk utveksling av elektrisitet både i form av Day-Ahead- og intradrag-markeder på tvers av 16 europeiske land, og derunder 21 anmeldingsområder i tillegg til systemprisen. Nasdaq OMX tilbyr finansiell handel av derivater for samme områder.

Elektrisitetsprisene er svært volatile. Dette skyldes de fysiske egenskapene ved elektrisitet. Det er en vare som ikke kan lagres, og ofte vil prisen dannes der tilbudskurven er svært uelastisk. Etterspørselsskift vil forårsake store prisendringer når markedsklareringen skjer langt ute på tilbudskurven.

For å motvirke usikkerheten tilbyr Nasdaq OMX prissikringsinstrumenter blant annet i form av futureskontrakter. For Nordens overordnede strømpris, systemprisen, tilbys det en rekke futureskontrakter med høy likviditet. Markedsaktørene forholder seg imidlertid til områdepriser, og som vi viser i denne oppgaven, er disse veldig sjelden de samme som systemprisen. Forskjellen mellom systemprisen og områdeprisene kompenseres til dels med såkalte EPAD-kontrakter som skrives på denne differansen. De er derimot ikke like likvide som futureskontrakter skrevet på systemprisen. Ved å kombinere futureskontrakter skrevet på systemprisen med EPAD kontrakter kan markedsaktører sikre områdeprisen gitt at EPADs er effektive sikringsinstrumenter.

Et element i risikostyring er å forsøke å forutse hva fremtidig pris vil bli. Dette er problemstillingen i denne oppgaven. Konkret vil vi analysere i hvilken utstrekning EPADene har vært gode prognoser på differansen mellom systempris og områdepris i henholdsvis Stockholm, Aarhus og Oslo gjennom perioden 2013 - 2020.

Oppgavens tema er interessant for både produsenter og konsumenter som forholder seg til områdepriser i Norden. Dersom EPADene er gode prognoser på fremtidig differanse mellom områdepriser og systempris vil dette bety at markedsaktørene i denne tidsperioden kunne tatt i bruk EPADs som et verktøy for planlegging og risikostyring. På den andre siden, dersom EPADene ikke har gode prognoseegenskaper kan dette gi muligheter for spekulanter til å utnytte eventuelle systematiske prognosefeil for økonomisk gevinst og derigjennom muligens bidra til en effektivisering av EPAD-markedet.

For å hjelpe oss å konkludere oppgaven vil vi teste to hypoteser tilknyttet problemstillingen. Vi velger å bruke hypoteser i tillegg til problemstillingen fordi begrepet «god» gir oss en utfordring med hensyn til definisjonen av begrepet.

Første hypotese er at EPAD-kontraktene på gjennomsnittet prognostiserer fremtidig differanse mellom områdepris og systempris og/eller at beta i regresjonen av prognosefeilen ikke er signifikant forskjellig fra 1.

Hypotese I: EPADene er forventningsrette på fremtidig differanse mellom område og system.

Andre hypotese omhandler EPAD-kontraktenes prognoseevner relativt til konkurrerende prognosemodeller.

Hypotese II: EPAD-kontraktene er bedre prognoser enn et utvalg konkurrerende prognosemodeller.

Vi har valgt å avgrense analysen til EPADene for SE3 – Stockholm; DK1 – Aarhus; NO1 – Oslo. Kraftfutures handles både på Nasdaq-børsen og OTC (Over The Counter). Vi har valgt å fokusere på EPADene som omsettes på Nasdaq OMX. EPAD-kontrakter kan handles med årlig, kvartalsvis, månedlig og ukentlige forfall. Vi har valgt å undersøke prognoseevnene til frontkontrakten (M1) til månedlige EPADs, mer spesifikt kontrakter som omsettes en måned i forkant av måneden de skrives på, med maksimal handelsperiode på 31 dager. Vi har valgt månedlige EPADs fordi de er de mest likvide kontraktene av utvalget.

Data for historiske spot- og futurespriser i det nordiske kraftmarkedet ble hentet direkte fra Nord Pools FTP-server. EPAD data har vi lastet ned fra Montels database. En grundigere beskrivelse av dataene vil bli presentert i kapittel 5.

Oppgaven består av 8 kapitler. I kapittel 2 og 3 presenterer vi kort noen grunnleggende fakta for det nordiske kraftmarkedet, de fysiske- og finansielle markedene, prisdannelse og EPADs. I kapittel 4 gjennomgår vi tidligere litteratur som omhandler prising og karakteristikkk i råvaremarkedet generelt, samt for elektrisitet og herunder spesielt i Norden. I kapittel 5 presenterer og analyserer vi prisdata for de tre aktuelle prisområdene og systemprisen før vi så går videre til metode i kapittel 6. Metodekapittelet beskriver prognosemodellene og hvordan de evalueres. Kapittel 7 presenterer og diskuterer de empiriske resultatene før vi i kapittel 8 oppsummerer.

## 2 PRISDANNELSEN I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET

---

Konsum eller forbruk av strøm måles på to måter – elektrisk energi og elektrisk styrke. Elektrisk energi kan betegnes som arbeid i form av kraft over tid. Elektrisk styrke måles i watt og beskriver hvor mye øyeblikkelig strøm som kreves for å drive et elektrisk apparat. I denne oppgaven vil vi gjentakende beskrive, og forholde oss til Megawattimer (MWh) som tilsvarer 1000 kilowattimer. Terminologien for elektrisk energi kan være forvirrende, men er sentral i denne oppgaven. Tabell 1 viser en enkel forklaring av diverse betegnelser for elektrisk energi.

*Tabell 1 Ordliste strømenergi*

Kilowattime (KWh)	=	Tusen wattimer (Wt)
Megawattime (MWh)	=	Tusen kilowattimer (KWh)
Gigawattime (GWh)	=	Tusen megawattimer (MWh)
Terawattime (TWh)	=	Tusen gigawattimer (GWh)

I Norden organiseres markedsplassen for engros strøm av strømbørsen Nord Pool. Hos Nord Pool dannes «day-ahead spot prices», altså hvilke strømpriser som gjelder for de neste 24 timene fra midnatt.

Morgendagens strømpriser bestemmes ved at hver dag før klokken 12 sender både kjøpere og selgere inn bud på timesbasis for hva de er villig til å selge og kjøpe strøm for, for neste dag. Budene for kjøp og salg sammensettes deretter til tilbud- og etterspørselskurver som definerer timespriser og mengde for påfølgende dag.

Day-ahead-markedet er det primære handelsmarkedet, og intradagmarkedet fungerer som et supplement og hjelper deltakerne med å balansere sine fysiske forpliktelser (Nord Pool, 2021a). Tiden mellom kontraktinngåelse for spotpris og strømlevering kan være inntil 36 timer. Derfor spiller intra-day markedet rollen med å rebalansere de forhåndsbestemte mengdene av deltakerne og jobber med å bedre tilpasse day-ahead markedets tilbud og etterspørsel, det vil si rebalansere deltakernes behov (Nord Pool, 2021b).

Den periodiske tilgangen til fornybare ressurser de siste årene, som vind- og solkraft, har økt intra-day markedets totale volum (Nord Pool, 2021a). Produksjon av kraft fra fornybare ressurser har gjort prisen mer volatil, noe som har ført til at det har blitt vanskeligere for deltakerne å balansere sine fysiske forpliktelser i day-ahead markedet.

Den overordnede strømprisen for Norden refereres til som systemprisen. Systempris beregnes lokalt hos Nord Pool og er markedsklarering når det ikke er overføringsbegrensninger i kraftnettet. Dersom overføringer overstrider kapasitet, deles markedet inn i flere prisområder. (Nord Pool, 2020).

Det faktum at det foreligger nettverksbegrensninger gjør at markedet deles inn i forhåndsdefinerte områder hvor det settes egne priser. Individuell områdepris defineres på bakgrunn av det gitte områdets infrastruktur, produksjon og konsum. På dag til dag basis bestemmes det altså to separate prisklasser i det nordiske kraftmarkedet: systempris som er den overordnede referanseprisen for alle områdene, og områdepriser som er den faktiske prisen for hvert enkelt definert prisområde og derav den prisen aktører i det gitte område forholder seg til. Det er her EPAD-kontrakter fanger vår interesse.

Både systempris og områdepris er naturligvis tilknyttet ulike typer risiko som aktører i markedet kan ønske å enten spekulere på, eller sikre seg mot. Spekulasjon eller prissikring kan gjøres ved hjelp av finansielle derivater som handles på et sentralisert marked som opererer parallelt med spotmarkedet. Finansielle kontrakter kan også handles OTC eller bilateralt (Spodniak, et al., 2015). I det nordiske markedet deler vi kraftderivater i to kategorier: 1) futures-kontrakter for å sikre mot risiko knyttet til systempris hvorav systemprisen er referanse, og 2) EPAD-kontrakter ment å sikre mot risiko knyttet til områdepris hvorav prisdifferansen mellom gitt område og system er referanse.

## **2.1 DEN FYSISKE FORSYNINGSKJEDEN**

Som hos de fleste råvarer har graden av regulering stor påvirkning på det underliggende produktets marked. Den fysiske forsyningskjede kan hovedsakelig inndeles i følgende undergrupper: produksjon, overføring, distribusjon, måling og avregning.

Produsenter er selskaper som bygger og driver kraftverk som produserer elektrisitet. Produksjon kan avhenge av størrelse og metode, og være enten private eller statlige (eller en hybrid). Overføringsleddet handler om at strømmen må fraktes fra produksjonssted til markedet, via høyspentledninger. Systemoperatører kontrollerer produksjon og forbruk, mens markedsoperatører balansere tilbud og etterspørsel (Schofield, 2021).

Distribusjon innebærer at elektrisiteten overføres til lavere-volts nettverk før endelig leveranse til forbruker – dette fordi strømmen ikke kan leveres direkte fra høyspent til hjem eller bedrift. Tilbydere er selskapene som selger strømmen til sluttbruker. Eksempler på kjente norske tilbydere er Hafslund, Tibber, Fjordkraft eller Norgesenergi. Med handel mener vi transaksjonen mellom kunde og tilbyder hvorav tilbyder leverer elektrisitet til forbruker – enten privatkunder eller store og små bedrifter.

## **2.2 MARKEDSSTRUKTUR OG REGULERING**

Schofield (2021) inndeler hovedsakelig strømmarkedet i to typer, men innrømmer at denne generaliseringen muligens ikke fanger alle varianter – bilaterale marked og såkalte electricity pool.

Electricity pool beskriver et sentralisert marked hvor produsentene av strøm konkurrerer seg imellom. I et pålagt marked vil alle produsenter selge produksjon til en gitt felles pris, men i alternativet, en auksjonslignende prosess, vil produsentene oppgi hvilket volum de er villig til å produsere og til hvilken pris. Faktisk tilbud settes i henhold til faktisk etterspørsel eller prognoser (Schofield, 2021). Ved slike poolstrukturer settes prisen individuelt fra en

produksjonsperiode til en annen, og prisen kan derfor variere i stor grad slik som vi har opplevd i Norge spesielt i perioden fra sommeren 2021 til dags dato.

Mens bilateral markedsstruktur innebærer at to parter inngår i en kontrakt om kjøp og salg av elektrisitet. Bilaterale kontrakter kan enten inngås mellom produsenter og leverandører eller mellom mindre og større produsenter om en av partene ikke innehar nok produksjonskapasitet til å fylle kontrakter på egen hånd. Kontraktene definerer en gitt mengde strøm og tidspunkt for levering – i motsetning til ved poolstrukturen er det nå leverandørene (selgerne) av kraften som definerer når produktet produseres. Systemoperatøren (eller kraftbørsen) har som oppgave å påse at systemet fysisk er i balanse. (Olje- og energidepartementet, 2021)

### **2.3 PRISDRIVERE FOR ELEKTRISITET**

Elektrisitet er svært kompleks og avviker fra andre råvarer som olje og gass grunnet unik karakteristikk. En gitt mengde elektrisitet er utskiftbar med en annen, uavhengig av hva strømmen er produsert fra. Altså 1 KWh elektrisitet rommer like mye energi uavhengig av om opphavet stammer fra kull, gass, eller vindkraft. I motsetning til andre råvarer er det heller ikke praktisk eller kostnadmessig håndterlig å lagre kraft – elektrisiteten må derfor produseres og tas i bruk simultant, og tilbud må alltid matche etterspørsel i kraftnettet (CME Group, 2022).

Den fysiske infrastrukturen for elektrisitet har stor påvirkningskraft på spotpris nettopp fordi strøm må brukes i det øyeblikket produksjonen forekommer. Konsekvensene av feil i infrastrukturen, eller av at etterspørsel overgår tilbud er at sluttbrukeren ikke får strøm og opplever såkalte «blackouts». Strømmarkeder er teknisk sett lokale markeder tatt i betraktning den fysiske begrensningen av overføringskapasitet mellom områder. Prisdrivere, pris, produksjon med mer kan derfor variere i stor grad på tvers av markedene.



### 2.3.1 Tilbud

Tilbudssiden avhenger i stor grad av faktorer tilknyttet kapasitet og distribusjon. Tilbudet av elektrisitet i det nordiske markedet er bestemt av de produksjonsteknologiene som er sentrale i Norden, nærmere bestemt hydro, atomkraft, vind og gass. I Norden gir regn og snø vann til vannkraft, og vind kan gi lavkost elektrisitetsproduksjon når vindhastighetene er gunstige. Men når det er tørke eller når vindhastighetene er mindre kan tap av elektrisitetsproduksjon fra disse kildene legge et press på andre energikilder og priser.

Med andre energikilder mener vi hovedsakelig olje, kull og gass. Fossilt brensel brennes i kondensanlegg og er den dyreste produksjonsmetoden. Kostnaden for produksjon av elektrisitet med fossilt brensel vil avhenge av prisen på de respektive råvarene. Derfor vil en høyere pris på fossilt brensel påvirke systemprisen (Mæland & Oma, 2022). Normalprisen på TTF naturgass har vært på mellom 10 og 30 EURO/MWh, men i løpet av 2021 steg imidlertid prisen på gass kraftig, og like før årsslutt nådde prisen en topp på rundt 180 EURO/MWh.

En annen faktor som påvirker kraftmarkedet er import og eksport, enten mellom regioner eller nasjoner. For at import/eksport skal kunne skje er det behov for en måte å transportere elektrisiteten på i form av kraftledninger eller undersjøiske kabler (Schofield, 2021). Hvis et område har overskudd av produksjonskapasitet, kan de ved hjelp av slike kabler eller ledninger selge strømmen sin til TSO (Transmission System Operator) som videreselger til et område med økt etterspørsel og økte priser.

### 2.3.2 Etterspørsel

Etterspørselen etter elektrisitet påvirkes blant annet av vær, menneskelig aktivitet og ekstraordinære hendelser. Været påvirker strømeterspørsel på mange måter. Generell sesong og tilhørende temperatur påvirker etterspørselen grunnet økt behov for kjøling i varme klima (aircondition), og økt behov for oppvarming i kaldere klima (panelovner, varmpumpe, varmtvannsbereder, osv.). I tillegg påvirkes etterspørselen av luftfuktighet, skydekke, og forventet regnfall eller vind.

Med menneskelig aktivitet menes menneskers forbruksmønster av strøm. Tidspunktet på dagen avgjør om behovet for strøm er høyt eller lavt på grunn av økonomisk aktivitet. Etterspørselen er som regel høyest i timene som anses å være «normal arbeidstid», og lavere på morgenen, nettene og kvelder. De ulike ukedagene vil også påvirke forbruksmønster for strøm. Helger anses generelt å være lavforbruksperioder grunnet lavere aktivitet. Ved å dele forbrukerne inn i to kategorier ser vi at industrikunder dominerer hverdagsforbruket, og at detaljhandel dominerer forbruket i helgene (Schofield, 2021).

Forbruksmønster inkluderer også ekstraordinær aktivitet. Med uttrykket ekstraordinær aktivitet menes hendelser som resulterer i øyeblikkelige endringer i strømforbruket – for eksempel populære tv-programmer, sportshendelser og lignende. Teknologiske endringer påvirker også etterspørsel over tid.

Strømprisen kan endre etterspørselen på kort sikt. Høyere pris fører til reduksjon i etterspørsel, mens lavere pris øker etterspørselen. Priskontroll fra systemoperatører kan redusere strømforbruket på kort sikt, og påvirke produksjonen til høyenergiintensive industrisektorer (f.eks. metall-, gruve- og stålindustri).

I råvaremarkedet hender det vi ser eksempler på negative priser. Negative priser kan forekomme i kraftmarkedet om etterspørselen er mye lavere enn forventet, og spesielt om dette er kombinert med pågående ikke-fleksibel kraftproduksjon med stor grunnlast. For eksempel kull- og kjernekraftverk vil foretrekke å selge unna kraftproduksjon til negativ pris for å bli kvitt overskuddet kontra å måtte redusere produksjonen og omstille anlegget – en svært kostbar vedlikeholdsoperasjon (Kolb, et al., 2020). Andre årsaker til negative priser kan blant annet være overføringsrestriksjoner og regjeringssubsidier til fornybare generatorer (Schofield, 2021).

Etterspørsel påvirkes også av derivathandel. EU-kommisjonen listet i 2006 opp følgende faktorer for prisbestemmelser til kortere og lengre løpetid (Schofield, 2021):

*Tabell 2 Nøkkelfaktorer for prissetting på futureskontrakter med ulik løpetid*

<b>Kortere løpetid</b>	<b>Lengre løpetid</b>
Tilgang til kraftverk	Forward brennstoffpris
Brennstoffpriser	Endringer i produksjonskapasitet
Nedbør	Vannreservoar
Vindhastighet	Værtrend
Tilgang på sammenkobling (frakt)	Tilgang på sammenkobling (frakt)
Temperatur	Karbonpris
Karbonpris	Økonomisk vekst

### **3 DERIVATER I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET**

---

Nasdaq OMX er kraftbørsen hvor de finansielle produktene for nordisk elektrisitet omsettes. De finansielle derivatene er avhengig av det underliggende produktet, pris som dannes på Nord Pool. Nasdaq OMX har utviklet seg mye de siste årene for å redusere risiko, øke transparens og beskytte sine investorer (Nasdaq, 2021a). Nasdaq utsteder kun finansielle produkter, og det er ingen fysisk utveksling av kraft. Dette er hovedforskjellen mellom Nasdaq og Nord Pool, ettersom fysiske transaksjoner skjer hos Nord Pool. Nasdaq tilbyr finansielle produkter for prissikrere og spekulanter som blant annet futures, delayed settlement (DS) futures, Electricity Price Area Differentials, og opsjoner.

#### **3.1 DERIVATER MED SYSTEMPRIS SOM REFERANSE**

DS futures har i lang tid vært det ledende produktet. DS-futures er futureskontrakter uten daglig oppgjør, men oppgjør på utløpsdatoen (Nasdaq, 2021b). Futures har daglige oppgjør, hvor gevinst eller tap beregnes for hver kontrakt og oppgjørene forfaller hver markedsdag. DS futures og futureskontrakter har systemprisen på Nord Pool som underliggende produkt.

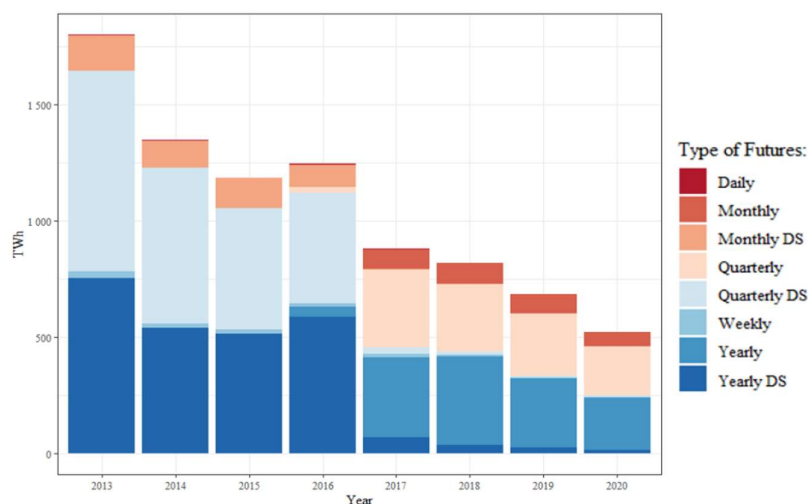
Etter finanskrisen i 2008 etablerte EU et felles europeisk regelverk kalt European Market Infrastructure Regulation (EMIR). Regelverket ble satt på plass for å redusere kreditt- og operasjonell risiko (ESFS, 2017). Det nordiske kraftderivatmarkedet hadde en unntaksbestemmelse frem til 2016 fra enkelte deler av EMIR. Da denne unntaksbestemmelsen forsvant, krevde EMIR at ikke-finansielle medlemmer på Nasdaq OMX skulle bruke fullstendige garantier, som kontanter eller andre verdipapirer.

Tidligere kunne disse medlemmene benytte bankgarantier. Det var nærmere 60 prosent av deltakerne som brukte bankgarantier (Reuters, 2015).

Kostnaden ved å bruke kontanter og andre verdipapirer som sikkerhet kan være en betydelig mengde av et selskaps totale kapital. Dette er en av grunnene til det reduserte volumet i det nordiske derivatmarkedet de siste årene. Den andre årsaken til det fallende volumet er den økte mengden av Power Purchase Agreements (PPA). PPAer skiller seg ut fra futureskontrakter på mange måter (Copenhagen Economics, 2020). PPAene kan skreddersys i motsetning til futureskontrakter som er standardiserte produkter.

For det andre er ikke PPA garantier begrenset på samme måte som i futuresmarkedet. Dersom det er mislighold fra en av deltakerne kan oppgjøret kanselleres. Derfor kan risikoen for å ikke ha en motpart være en mulig skjult kostnad for PPAene. Til sammenligning reduserer futuresmarkedet motpartsrisikoen betydelig, men har høyere transaksjonskostnader.

En analyse av den siste utviklingen i PPA i Norge antyder at deltakere i futures markedet foretrekker de lavere transaksjonskostnadene knyttet til PPAene (Copenhagen Economics, 2020). I tillegg til observasjonene knyttet til redusert volum i futuresmarkedet, ser vi fra Figur 1 at månedlig, kvartalsvis og årlige futureskontrakter overtok de fleste markedsandelene i 2017. Futures har utkonkurrert DS futures - som var det ledende produkt med høyere volum frem til 2016.



Figur 1 Volumutvikling av futureskontrakter hentet fra Nasdaq OMX, 2013-2020

Et velfungerende futuresmarked for elektrisitet øker likviditeten og volumet for handel samt reduserer spotprisvolatiliteten. En av årsakene er lavere kostnader for futurestransaksjoner sammenlignet med spotmarkedet. Et høyere antall deltakere får muligheten til å engasjere seg i kraftmarkedet, noe som øker markedsinteressen og mengden tilgjengelig informasjon ettersom et større antall deltakere inkluderes. Denne økte informasjonsflyten forbedrer markedseffisiens for handel av elektrisitet, ettersom volumet øker knyttet til elektrisitetsfutures flyttes aktiviteten fra spot- til futuresmarkedet. (G.Kalantzis & T.Milonas, 2013)

Interessenter i strømmarkedet står overfor flere typer risiko og spesielt usikkerhet knyttet til utviklingen i spotprishandelen på Nord Pool. Produsentene er interessert i produksjonskostnadene, og forbrukerne er interessert i strømprisen. Interessen for prissikring skaper en felles verdi for å få et velfungerende futuresmarked for alle deltakere.

Kroner og Sultan (1993) foreslår prissikring for å redusere risiko når futuresprisene har et forhold til utviklingen av spotprisen. Dette gir ikke handelsmuligheter i futuresmarkedet for kraft, men viser i stedet hvordan det nordiske kraftmarkedet for futures kan hjelpe deltakere til å redusere risiko (Kroner & Sultan, 1995).

## **3.2 ELECTRICITY PRICE AREA DIFFERENTIALS (EPADS)**

EPAD-kontrakter er forward-kontrakter som skrives på prisdifferansen mellom områdepris og systempris. EPAD-kontrakter ble tidligere kalt «Contracts for differences» (CFD) og er definert som en kontrakt mellom to aktører hvorav underliggende verdi er prisdifferansen mellom to referansepriser, i dette tilfellet område og system respektivt. Om prisdifferansen er positiv mottar kjøperen penger av selgeren og vice versa (ENTSO-E, 2012).

### **3.2.1 Kontraktspesifikasjoner**

Kontraktspesifikasjoner for finansielle kontrakter defineres av forhandleren som selger dem, i dette tilfellet Nasdaq. Alle spesifikasjoner er hentet fra Nasdaq, oppdatert ved årsskiftet 2021/2022, og definerer blant annet hvilke forhold som regulerer kjøp og salg, volum, områder og mer. For kraftkontrakter gjelder følgende forhold og definisjoner. Områdepris refererer til den gitte prisen for 1 MWh strøm til enhver tid innenfor et område. «Day-ahead» marked auksjon og marked refererer til auksjon for leveranse per time av morgendagens elektrisitet og en markeds plass for kjøp og salg. Månedlig oppgjørsdag definerer hvilken handelsdag de individuelle kontraktene gjøres opp.

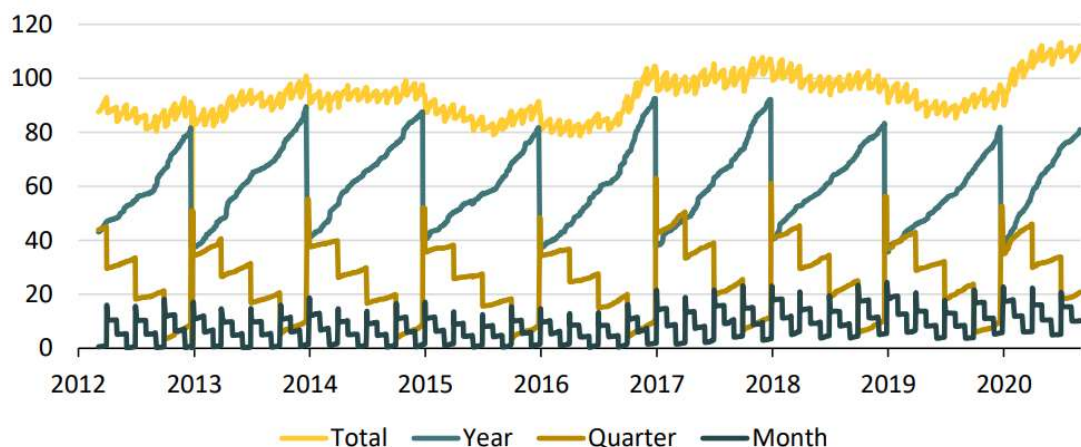
Nasdaq tilbyr EPAD-kontrakter med årlig, kvartalsvis, månedlig og ukentlig løpetid. Kontraktene er standardiserte elektrisitets futures-kontrakter med «cash settlement», som vil si at kontraktene gjøres opp med et kontantoppgjør kontra at et underliggende produkt fysisk leveres fra en part til en annen. Samtlige kontrakter omfatter 1 MWh elektrisitet, benevnelsen er i euro, og tickstørrelse er 0,01 euro. Prisdifferansen og kontraktbasen kalkuleres som områdepris minus systempris (Nasdaq, 2022). Siden vi kun analyserer EPAD med månedlig løpetid benevner vi kun kontraktspesifikasjonene for disse kontraktene.

Månedlige kontrakter har i motsetning til årlige og kvartalskontrakter ingen omgjøring til andre løpetider før oppgjør. Første handelsdag er normalt første virkedag av den andre måneden i

forkant av referanseperioden for norske, danske, estiske og latviske kontrakter, og første handelsdag av den fjerde måneden i forkant for svenske og finske kontrakter. Kontraktene identifiseres med seriebetegnelse «SY[AAA]AFUTBLM[MMM-YY]» hvorav [MMM] identifiserer måneden. Eksempelvis vil serien «SYOSLFUTBLMJAN-22» gjelde en januarkontrakt for Oslo i 2022 (Nasdaq, 2022). Alternativet med kortest horisont er ukekontrakter.

### 3.2.2 Likviditet

ENTSO-E (2012) analyserte prissikringsprodukter og deriblant EPAD-kontrakter. Analysen forklarer at EPADs har mye lavere likviditet enn andre, lignende finansielle produkter av flere årsaker. Derivater som baseres på systemprisen har høy likviditet fordi de både brukes til spekulasjon og prissikring, og at de derfor omsettes mer i løpet av levetiden enn EPAD-kontrakter. EPADs er nemlig ofte kun solgt én gang og likviditeten kan derfor variere i stor grad, men handel skal derimot ikke være problematisk siden Market makers sørger for å matche tilbud mot bud (ENTSO-E, 2012). Figur 2 viser utviklingen i åpen interesse for EPAD-kontrakter på tvers av alle områdene hvor vi ser en samlet økning fra 2012 til 2020 og særlig mot 2021. Åpen interesse forteller noe om likviditet og aktivitet i EPAD markedet og reflekterer mengden aktive kontrakter klare for handel.



Figur 2 Åpen interesse for EPAD-kontrakter for alle områder (THEMA, 2021a)



En rapport for Statnett fra THEMA (2021) indikerer at mangelen på likviditet fortsatt er en bekymring blant markedsaktører og at det har vært en synkende trend i kraftmarkedet siden finanskrisen i 2008. Blant årsakene for lav likviditet nevnes blant annet endringer i kollateralkrav og lokal asymmetri (THEMA, 2021a).

### 3.2.3 Prissetting av EPAD-kontrakter

Teori om prising av EPADs stammer hovedsakelig fra Marckhoff & Wimschulte (2009). Da forfatterne skrev om CFD-er i 08-09 var EPAD markedet ganske annerledes fra i dag, men mye av den fundamentale teorien om prising er fortsatt gjeldende. Deres analyse argumenterer for at prissetting av EPAD kontrakter kan etterlignes ved å innta en long posisjon i en områdeforward og samtidig innta en short-posisjon i en systemforward:

$$EPAD_{t,T} = F^A_{t,T} - F^S_{t,T} \quad (1)$$

Formelen ovenfor er en matematisk presentasjon av EPAD prisen hvorav  $EPAD_{t,T}$  uttrykker EPAD-kontraktens pris på dag t med forfall T.  $F^A_{t,T}$  er områdeforwardens pris på dag t med forfall T, og  $F^S_{t,T}$  er systemforwardens pris på dag t med forfall T. Stor T refererer til hele leveranseperioden for kontrakten. Ligningen holder i teorien, men kan ikke gjengis i praksis da områdeforwards ikke kan handles (Marckhoff & Wimschulte, 2009). Implisert pris av områdeforwards kan derimot beregnes ved å omgjøre formelen slik at vi inntar long posisjoner både i EPAD kontrakt og systemforward:

$$F^A_{t,T} = EPAD_{t,T} + F^S_{t,T} \quad (2)$$

Videre forklarer analysen at det faktisk at EPAD-kontrakter kan gjengis ved å innta posisjoner i derivater for både områdepris og systempris gjør at eksisterende modeller for prising av elektrisitetsforwards kan tas i bruk også for å analysere EPADs. Tradisjonelt, når vi prissetter råvarefutures skiller vi mellom to metoder, hvorav den første er «theory of storage». Denne

teorien er ikke aktuell for å prise strømderivater fordi strøm i praksis ikke lagres på samme måte som andre produkter grunnet enorme kostnader.

Den andre metoden for prising, som er mer relevant for kraftderivater er basert på at forventningene og risikopreferansene til markedsaktører er med på å bestemme prisen. Det matematiske uttrykket for teorien er som følgende:

$$F_{t,T} = E(S_T | \Omega_t) + \pi_t^F \quad (3)$$

I formelen uttrykkes futuresprisen ved tid  $t$  med forfall  $T$  som forventet fremtidig spotpris + risikopremie,  $\Omega_t$  representerer all tilgjengelig informasjon på tidspunkt  $t$ . Risikopremien viser hvilken premium (eller rabatt) kjøpere er villig til å betale, eller motta i tillegg til den forventede spotprisen for å eliminere risikoen for uheldige, fremtidige spotpriser. Hvis risikopremie foreligger er ikke futuresprisene forventningsrette estimater av fremtidige spotpriser (Marckhoff & Wimschulte, 2009). Risikopremien uttrykkes slik:

$$\pi_t^F = F_{t,T} - E(S_T | \Omega_t) \quad (4)$$

Med bakgrunn i de matematiske uttrykkene ovenfor kan vi uttrykke EPAD-kontraktens avkastning som følgende:

$$EPAD(S^A, T_1, T_2) = \frac{1}{T_2 - T_1} \sum_{t=T_1}^{T_2} (S_t^A - S_t^S) \quad (5)$$

EPAD-kontrakter brukes primært for å prissikre mot endringer i områdepris over tid, hvorav forbrukere holder long posisjoner, mens produsenter inntar short-posisjoner.  $T_1$  og  $T_2$  identifiserer start- og sluttdato for derivatets leveranseperiode.

### 3.2.4 Prissikring med EPADs

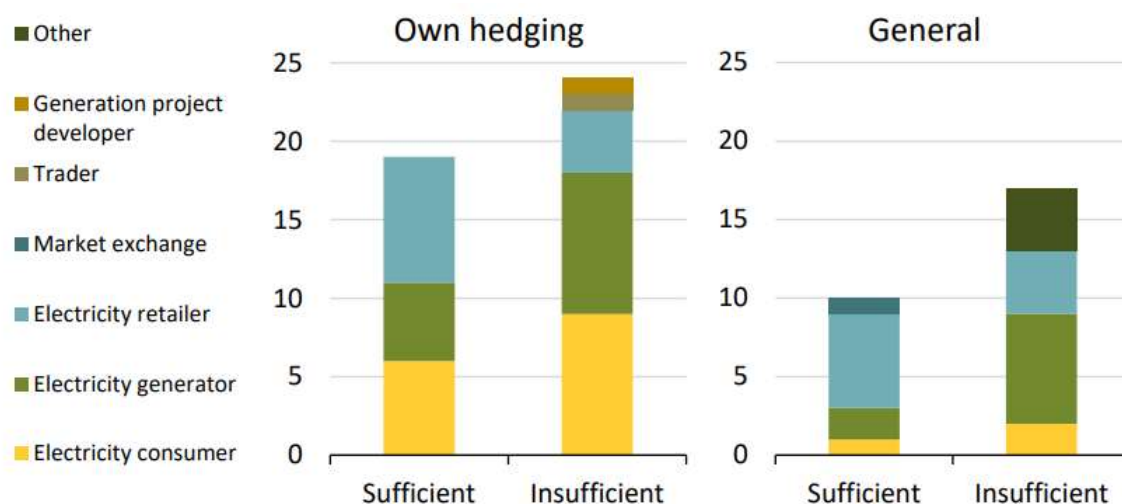
EPAD-kontrakter er prissikringsinstrumenter tilgjengelig for deltakere i det nordiske el-markedet som ønsker å prissikre risikoen som oppstår grunnet differansen mellom system- og områdepris. Det er derimot ikke entydig om EPAD-kontraktene tilfredsstillende behovene aktørene har tilknyttet prissikring av områdepris. Mens EPAD-kontrakter skrevet på differanseprisen (områdepris minus systempris) preges av lav likviditet og høye kostnader, finnes det derimot tilfredsstillende likviditet og tilbud for futureskontrakter skrevet på systemprisen.

Senere i oppgaven finner vi i Tabell 7 at el-konsumenter nær alltid forholder seg til områdepriser som differensierer fra systemprisen. For å helhetlig sikre seg mot prisrisiko i det nordiske el-markedet må aktører derfor kombinere futures-kontrakter skrevet på systemprisen samtidig som de inntar posisjoner i EPAD-kontrakter for det aktuelle området.

En nylig rapport fra 2021 finner at det er stor variasjon blant markedsaktører i hvilken grad de kombinerer prissikringsinstrumenter i Norden. Ikke alle deltakere kombinerer instrumenter, men de som gjør det er hovedsakelig organisasjoner med store ressurser. De finner at deltakere som bruker EPAD-kontrakter også bruker futures skrevet på systempris kombinert for å sikre prisrisiko, men at det ikke er uvanlig å sikre kun systemprisen eller kombinere systemprisen med en relativt liten posisjon i EPADs (THEMA, 2021b).

I tillegg til behovet for å sikre områdepriser kan markedsdeltakere som opererer på tvers av flere nordiske prisområder ønske å sikre prisdifferansen områdene seg imellom. Slik prissikring kan gjøres ved å kombinere flere EPAD-kontrakter. Siden systemprisen er lik for samtlige EPAD-kontrakter vil aktører effektivt kunne sikre differanseprisen mellom områdene ved å innta posisjoner i flere EPAD-kontrakter samtidig.

Siden markedsaktører nær utelukkende forholder seg til områdepris og ikke systempris stiller dette spørsmålet om det per i dag tilbys tilstrekkelige muligheter for prissikring i markedet, eller om det er behov for instrumenter skrevet på områdepris. Figur 3 viser at et utvalg markedsaktører mener flertallet at markedet tilbyr utilstrekkelige prissikringsmuligheter.



Figur 3 Spørreundersøkelse om prissikringsmuligheter i Norden (THEMA, 2021b)

## 4 TIDLIGERE LITTERATUR OG TEORETISKE RAMMEVERK

---

### 4.1 FORVENTNINGSHYPOTEESEN

En klassisk tilnærming til futuresprising er forventningshypotesen som går ut på at futuresprisen er lik forventet spotpris pluss en eventuell risikopremie (se Fama og French, 1987; Mork, 2006; og Huisman og Kilic, 2012). Forventningshypotesen er avhengig av antakelsene om at markedene er effektive og at arbitrasjemuligheter ikke eksisterer, og forutsatt at all tilgjengelig informasjon er inkorporert i futuresprisene. Dermed skal nåværende futurespris inneholde informasjon om de forventede endringene i den fremtidige spotprisen pluss forventet risikopremie (Huisman og Kilic, 2012). Forholdet mellom futuresprisen og den forventede fremtidige spotprisen kan i sammenheng med forventningshypotesen uttrykkes ved å bruke følgende formel:

$$F_{t,T} = E_t(S_T) + P_{t,T} \tag{6}$$

hvor  $F_{t,T}$  er futuresprisen for levering  $T$  på tidspunktet  $t$ ,  $E_t(S_T)$  er forventet fremtidig spotpris  $S_T$  på tidspunktet  $t$ , og  $P_{t,T}$  er risikopremien. Risikopremien som påpekes av Gjølberg og Brattested (2010) avhenger av at netto etterspørselen etter prissikringsposisjoner i markedet er null, et såkalt balansert marked der etterspørselen etter lang og kort sikring er like store.

Som påpekt av Gjølberg og Brattested (2010), har den tradisjonelle tilnærmingen i en rekke studier vært å sammenligne futuresprisen observert ved  $t$  med spotprisen som dannes ved tidspunkt  $+i$ , og definere forskjellen som en prognosefeil. Men det kan være vanskelig å bestemme hvilken del av prisforskjellen som er risikopremie og hvilken del av forskjellen som er forårsaket av markedsineffisiens.

Videre er forventningshypotesen ganske kontroversiell i litteraturen og det er en studie som er uenig med påstandene som er presentert av forventningshypotesen. For eksempel kommenterer Fama og French (1987) at det er liten enighet om hvorvidt futurespriser inneholder forventede premier eller kan forutsi spotpriser. De studerer oppførselen til 21 råvarefutures og finner bevis på prognosekraft for bare 10 av dem. De konkluderer med at teorien om lagring har bedre forklaringskraft over forskjellen mellom futurespriser og spotpriser enn forventningshypotesen.

## **4.2 PRISING AV KRAFTFUTURES**

Elektrisitet skiller seg fra de fleste andre råvarer på to måter: For det første kan ikke elektrisitet lagres. Selvsagt kan elektrisitet lagres i noen grad ved å fylle opp vannkraftmagasiner eller lade batterier når elektrisitetsprisene er lave, men totalt sett kan det konkluderes med at lagring av elektrisitet i store mengder ikke er gjennomførbart (se Bessembinder og Lemmon, 2002; Botterud et al. 2002; Mork, 2006 og Huisman og Kilic, 2012 for videre diskusjon om lagring av elektrisitet).

For det andre er strømprisene utsatt for ekstremt høy prisvolatilitet. Dette skyldes at elektrisitet ikke kan lagres og dermed jevne ut tilbuds- eller etterspørselssjokk, samt tilbud og etterspørsel ofte er svært uelastisk (Bessembinder og Lemmon, 2002).

Disse egenskapene til elektrisitet byr på utfordringer for bruk av tradisjonelle futuresprisingsmodeller for å verdsette kraftfutures. Med fysiske varer som for eksempel metaller er det et lagringskostnadsforhold mellom spot- og futurespriser forutsatt at det er ikke fins arbitrasje muligheter. Lignende strategier kan ikke brukes når det gjelder elektrisitet.

Bessembinder og Lemmon (2002) hevder futurespriser for elektrisitet ikke trenger å samsvare med lagringskostnadshypotesen. Derfor kan ikke arbitrasjetilnærmingen til prising av derivater brukes på samme måte. Som en alternativ innfallsvinkel foreslår de en likevektstilnærming for å modellere de faktorene som bestemmer prisen på kraftfutures. De kommer til en konklusjon om at futuresprisen generelt er en forventningsrett prognose av den fremtidige spotprisen, samt at den forventede variasjonen til spotprisen reduserer futurespremien og den forventede skjevheten til spotprisen øker futurespremien. Bessembinder og Lemmon (2002) testet modellen sin som bekrefter modellens prediksjon om at futuresprisene overstiger de forventede spotprisene når enten forventet etterspørsel eller etterspørselsvolatilitet er høy på grunn av den positive skjevheten i spotprisen. På den annen side innebærer modellen deres at futurespriser er en prognose for fremtidig spotpris dersom forventet etterspørsel er lav og etterspørselsvolatiliteten er moderat.

Ettersom lagringskostnadshypotesen til futuresprising ikke kan brukes ved prising av kraftfutures har noen studier vendt seg til forventningshypotesen i kraftfutures (se Huisman og Kilic, 2012; og Gjølberg og Brattested, 2010). Denne tilnærmingen har imidlertid som forklart tidligere ikke vunnet allmenn aksept, da den er problematisk i den forstand at det er vanskelig å identifisere hva som forårsaker avvikene mellom forventet fremtidig spotpris og faktisk spotpris ved forfall.

### **4.3 TIDLIGERE LITTERATUR I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET**

Botterud et al. (2002) studerer først forholdet mellom spot- og futurespriser i Skandinavia, basert på data fra september 1995 til slutten av 2001. Botterud et al. (2002) hevder at futuresprisens evne til å forutsi spotprisene generelt er ganske lav, men er bedre for en uke frem enn ett år frem på grunn av mye kortere leveringstid. Dette er et naturlig resultat ettersom kortere leveringstid gjør det mulig å innarbeide mer oppdatert og mer nøyaktig informasjon i

futuresprisen. Prognosenøyaktigheten kan generelt forventes å avta med lengre prognosehorisont.

Analysen til Botterud et al. (2002) viser at futuresprisene i gjennomsnitt var høyere enn spotprisene i perioden, altså at markedet oftest har vært i såkalt contango. Derfor konkluderer de med at det er en negativ risikopremie i kraftmarkedet. Konklusjonene deres blir imidlertid motsagt i senere studier av Mork (2006), Gjølberg og Brattested (2011), Lucia og Torro (2011) og Huisman og Kilic (2012).

Botterud et al. (2010) analyserer 11 år med historiske spot- og futurespriser i Nord Pool mellom 1996 og 2006. De finner at futuresprisene har en tendens til å være høyere enn spotprisene, og konkluderer med at dette innebærer en redusert eierfordel som muligens øker med tiden frem til forfall. Botterud et al. (2010) finner også at eierfordelen er litt mer negativ i perioden 2002 – 2006 enn i perioden 1996 – 2001 og at standardavvikene er lavere i perioden 2002 – 2006. Dette kan være en mulig indikasjon på en mer modent marked i siste del av analyseperioden. Dette stemmer overens med Mork (2006) som påpeker at risikopremiene i det nordiske kraftmarkedet var lavere mellom 1997 og 1999 enn etter 2002.

Lucia og Torro (2011) studerte forholdet mellom spot- og futurespriser for risikopremier ved å bruke data for et sett av futureskontrakter med kort løpetid handlet i Nord Pool mellom januar 1998 og oktober 2007. De fant betydelig positiv risikopremie i kortsiktige futureskontrakter i likhet med Gjølberg og Brattested (2011).

I samsvar med Botterud et al. (2002) finner Lucia og Torro (2011) sesongvariasjoner også i risikopremiene. De påpeker at betydningen og størrelsen på risikopremiene varierer sesongmessig over året. De er null om våren og sommeren, positiv om høsten og størst om vinteren noe som motsier funnene til Gjølberg og Brattested (2011) som ikke finner noen signifikante sesongvariasjoner i risikopremier.



Lucia og Torro (2011) finner at risikopremiene i det nordiske kraftmarkedet er store og positive når etterspørselen er høy. Dette stemmer også overens med prognosemodellen til Bessembinder og Lemmon (2002) som viste at futurespremien øker med forventet etterspørsel.

På grunn av den høye avhengigheten av vannkraft i det nordiske kraftmarkedet har mye forskning vendt seg til vannmagasinnivåer for å finne forklaringer på prisnivåene i kraftmarkedet. Botterud et al. (2002) gjennomfører en undersøkelse av spot- og futuresprisene sammenlignet med de faktiske og historiske reservoarnivåene i Norge. De finner at høye reservoarnivåer resulterer i lav spotpris - noe som gjør at spotprisene kan gå under futuresprisen, men når det faktiske reservoarnivået faller under gjennomsnittet merker de en kraftig økning i spotprisen og at spotprisen overstiger futuresprisen. Dermed konkluderer Botterud et al. (2002) at reservoarnivå kan være nyttig for å forklare avvikene mellom spot- og futurespriser. De påpeker imidlertid at avvikene i reservoarnivåene kun kan brukes som en forklaringsfaktor for futureskontrakter med lang løpetid ettersom endringen i reservoarnivåene på kort sikt er svært begrenset.

Botterud et al. (2010) studerer effekten av variabler som reservoarnivåer og etterspørsel etter elektrisitet på prisdannelsen. De finner i likhet med Lucia og Torro (2011) at spotprisen i Nord Pool viser en sesongvariasjon. De finner også at eierfordelen varierer sesongmessig, avhengig av reservoarnivåene i vannmagasinene. De opplever at risikopremien viser et mindre tydelig sesongmønster, men finner signifikante sammenhenger mellom risikopremie og gjennomsnittlig spotpris. I tillegg mener Botterud et al. (2010) at differanser mellom tilbuds- og etterspørselssiden kan være en forklaringsvariabel for eierfordel og risikopremie. Likevel har deres multippel regresjonsanalyse kun begrenset forklaringskraft for eierfordel og risikopremie, noe de tolker som et mulig tegn på at markedet fortsatt er relativt umodent.

Foruten å undersøke sammenhengen mellom spot- og futurespriser og årsakene til differansen mellom disse to variablene, har den kraftige økningen som rammet det nordiske strømmarkedet vinteren 2002-2003 fått en del oppmerksomhet i litteraturen. Norden opplevde en kombinasjon av lave vannmagasiner og svært kalde temperaturer vinteren 2002-2003 som resulterte i ekstremt høye og volatile strømpriser.

Mork (2006) studerte om denne perioden med høye priser og volatilitet vinteren 2002-2003 fikk flere aktører til å prissikre seg i futuresmarkedet, men fant ingen statistisk støtte for hypotesen. Tvert imot fant Mork (2006) at trenden ser ut til å være motsatt selv om han påpeker at det ikke finnes nok data til å trekke solide konklusjoner.

Lucia og Torro (2011) undersøkte også volatiliteten som rammet markedet vinteren 2002 - 2003. De støtter oppfatningen om at markedsaktører i Nord Pool priset futureskontrakter hovedsakelig basert på risiko frem til den kraftige økningen markedet opplevde vinteren 2002-2003. Dette støttes av deres funn om at det generelle nivået på spotprisene økte merkbart etter den turbulente perioden, samt at risikopremiene var større og at det var ingen tegn til sesongmønster.

Gjølberg & Brattested (2011) analyserer prognosekvalitetene til fire- og seksukers futures kontrakter i det nordiske kraftmarkedet Nord Pool i perioden 1995 – 2008. I analysen finner de at futures prisene signifikant overskyter faktisk spotpris i fire til seks uker perioder, og at prognosefeilen økte mot de senere periodene av tidsperioden. De kommenterer også at grunnet størrelsen på prognoseavviket (7,4% - 9,3%) er det vanskelig å kalle det en risikopremie. Videre poengterer forfatterne at om spekulanter hadde inntatt jevnlig short-posisjoner i kontraktene og reversert disse ved utløp ville de kunne oppnådd god avkastning. At prognoseavvik ikke avviker signifikant på tvers av sesonger, eller korrelerer med risikoindikatorer kan tolkes som markedsineffisiens.

Gjølberg og Smith-Meyer (2016) analyserte hvorvidt kortsiktige futures-kontrakter i det nordiske kraftmarkedet var forventningsrette prisprognoser for følgende spotpriser i nyere tid (Okt. 2003 – Jan. 2015). Studien drøfter om årsaken til de ikke-forventningsrette prisprognosene i perioden 1995 - 2008 kunne være en vedvarende risikopremie i et kraftmarked dominert av «long hedgers», altså aktører som ønsker å sikre pris. De nevner også at flere analyser har tolket størrelsen av avviket som at markedet har vært umodent og ineffektivt. I motsetning til analysen av Gjølberg & Brattested (2011) konkluderer de med at etter 2008 har markedet endret seg og at futures-prisene ble forventningsrette og at markedet muligens har modnet.

## 5 DATA OG DESKRIPTIV STATISTIKK

---

Vi bruker i denne analysen EPAD settlement-data hentet fra Montels database, samt spotprisdata for system- og områdepris fra Nord Pool. Spotprisdata fra Nord pool er daglige og månedlige observasjoner i tidsperioden 2000 – 2021 for både systempris og samtlige prisområder (Nord Pool, 2022). Vi bruker daglig observasjoner for å analysere system- og områdepriser, samt som utgangspunkt i to av prognosemodellene. Vi har også behov for månedlige observasjoner da EPAD-kontraktene gjøres opp mot gjennomsnittlig månedlig differansepris.

Vi velger i denne rapporten å ekskludere året 2021 fra prognoseanalysen slik at perioden vi undersøker gjelder 8 år fra 2013 til og med 2020. Årsakene til at vi velger å ekskludere 2021 fra prognoseanalysen skyldes at oppfatter året som et avvik fra normalsituasjon. I første del av dataanalysen undersøker vi deskriptiv statistikk av de utvalgte prisområdene i perioden 2013 – 2021. Her finner vi at 2021 skiller seg ut fra resten av utvalget med svært høy volatilitet og gjennomsnittspris sammenlignet med de andre årene.

Samtlige av våre prognosemodeller vurderes basert på historiske observasjoner hvorav nær hele utvalget frem til og med 2020 kan anses som normalt utenom en ekstremhendelse i prisområde DK1. Årsakene til et svært volatilt 2021 for elektrisitetspriser er økt CO<sub>2</sub> priser, prisøkning på olje og gass, økt integrasjon til det europeiske markedet og hetebølgen i Europa. Det nordiske kraftmarkedet, og spesielt prisområdene vi undersøker har i løpet av de siste årene blitt mer integrert med resten av Europa og er derfor mer sensitive til store prisendringer.

Spotprisanalysen analyserer generell utvikling for systempris og utvalgte områder for hele perioden. Vi har valgt å analysere priser og kontrakter for de tre områdene SE3 – Stockholm, DK1 – Aarhus og NO1 – Oslo, fordi dette store markeder i Sverige, Danmark og Norge.

Videre analyserer vi EPAD-kontrakter og deres tilhørende egenskaper. Data om kontraktene stammer fra Nasdaq OMX Commodities, via Montel. EPAD analysen fokuserer på prisutvikling, deskriptiv statistikk, regresjoner og korrelasjoner. Til slutt vil vi analysere hvorvidt kontraktene er gode prisprognoser for differanse mellom områdepris og systempris.

Først vil vi se på EPAD-kontraktenes evne til å predikere neste måneds gjennomsnittlige differansepris. Alle data benevnes i euro per mega watt time (EUR/MWh). Vi tar i bruk månedlige M1-kontrakter fra Montel som gir oss settlementpriser per dag måneden før oppgjør.<sup>1</sup>

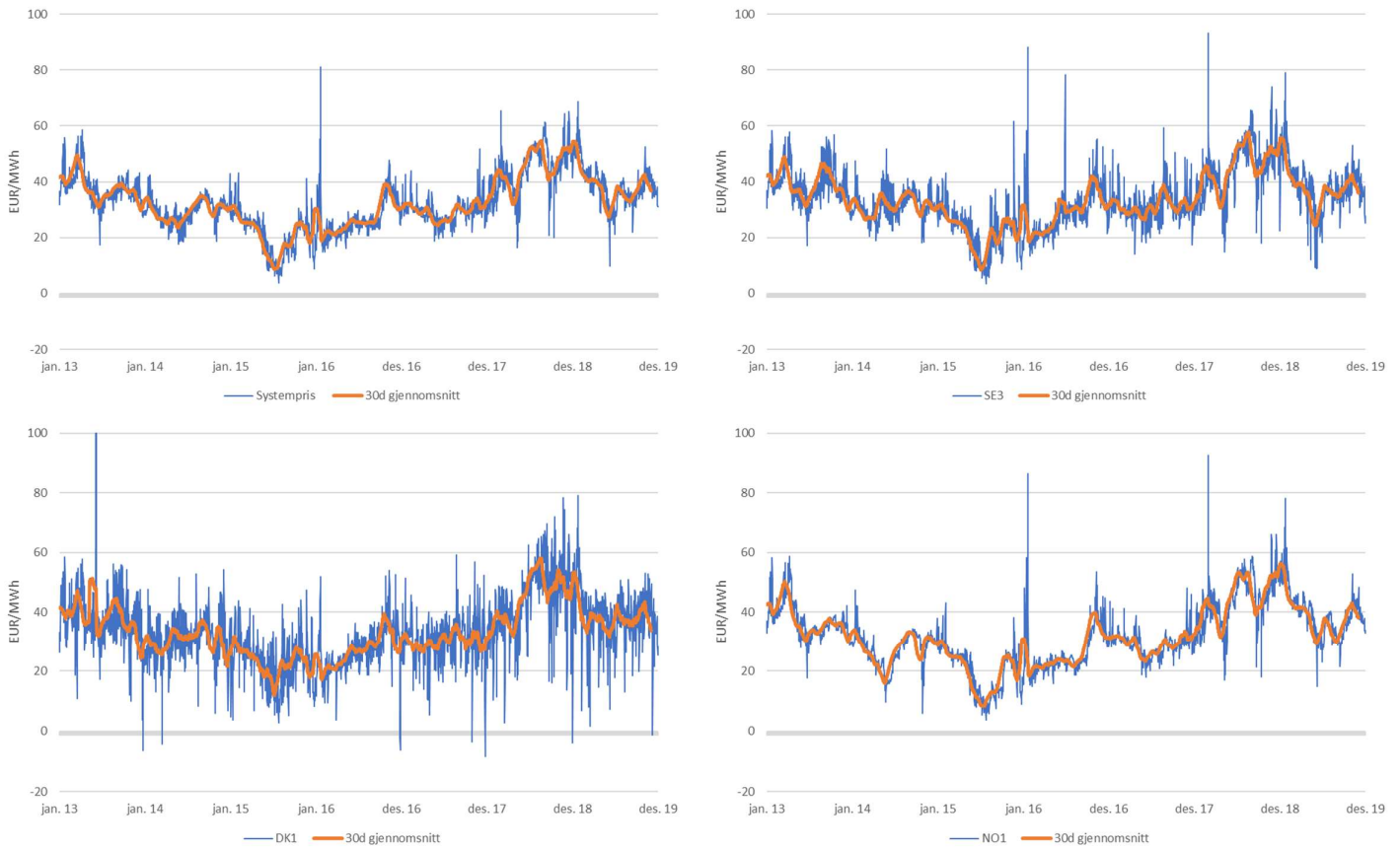
## 5.1 SYSTEM- OG OMRÅDEPRISER

Figur 4 viser hvordan system- og områdepris har utviklet seg i første delperiode 2013 – 2019. Figuren er fremstilt med daglige observasjoner, samt 30-dagers glidende gjennomsnitt. Vi ser at samtlige priser er svært volatile, men at systemprisen er noe mer stabil enn områdeprisene. 07. juni 2013 ser vi at den danske områdeprisen for Aarhus overskrider figurens y-akseintervall.<sup>2</sup>

---

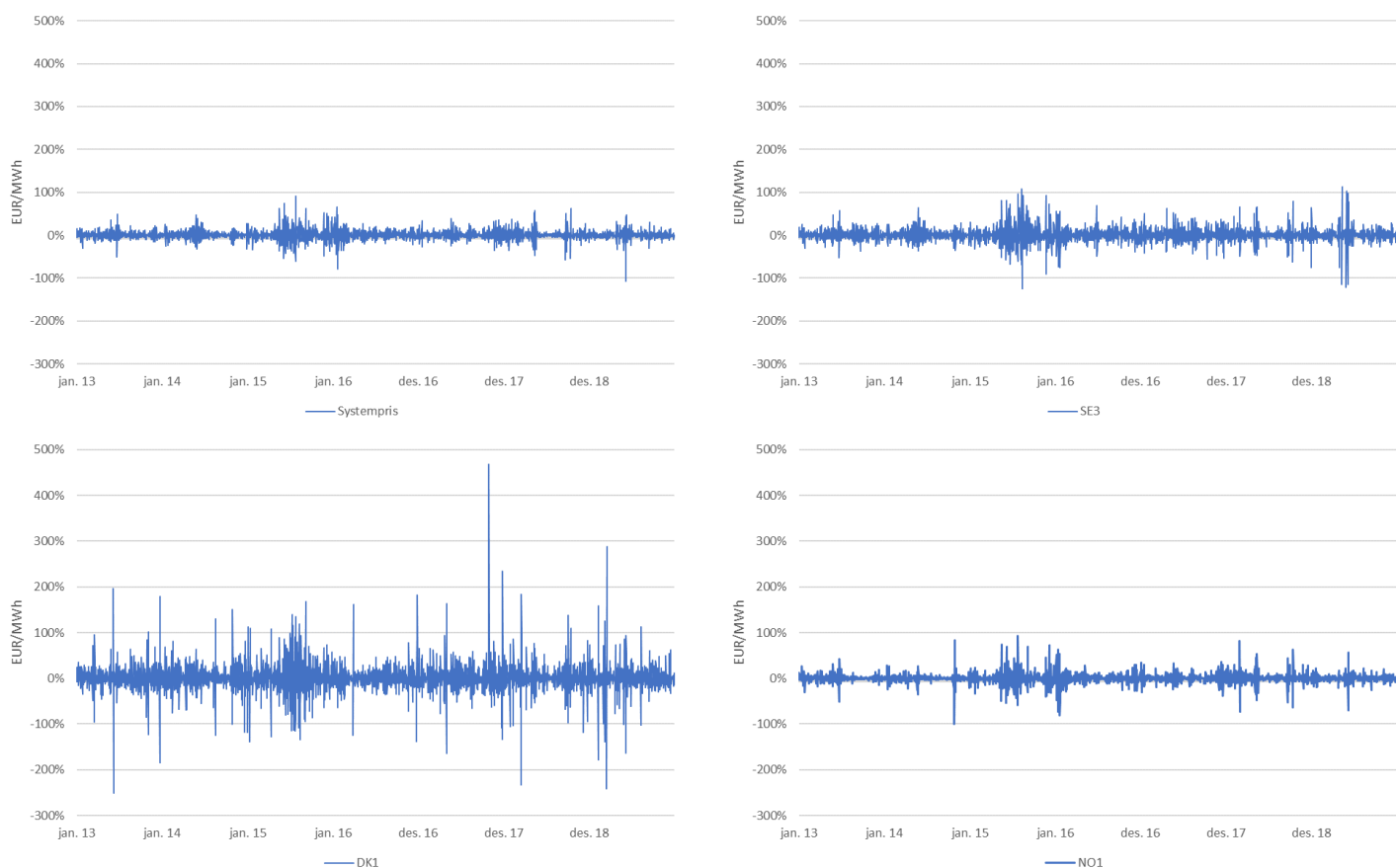
<sup>1</sup> M1 kontrakt = EPAD som gjøres opp i neste måned.

<sup>2</sup> Denne dagen nådde dagsgjennomsnittet for Aarhus hele 436 EUR/MWh grunnet to timer hvorav etterspørselen overskred tilbudet. For den tiende og ellefte timen nådde spotprisen 2000 EUR/MWh. Videre ser vi at det 30-dagers glidende gjennomsnittet for samtlige spotpriser beveger seg i intervallet 10 til 60 EUR/MWh for perioden.



Figur 4 Daglige system- og områdepriser, 2013 – 2019

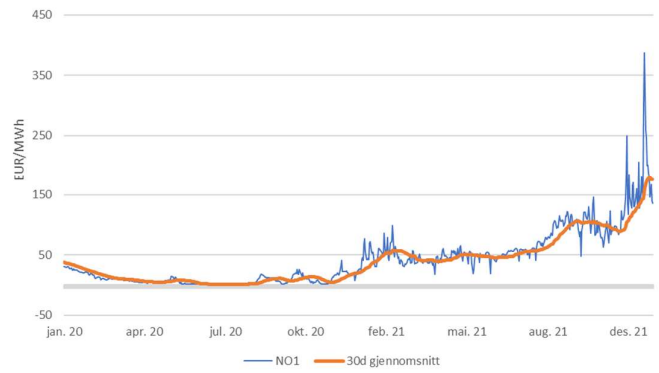
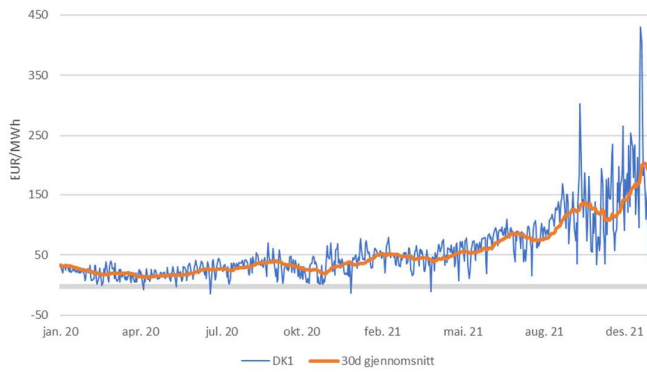
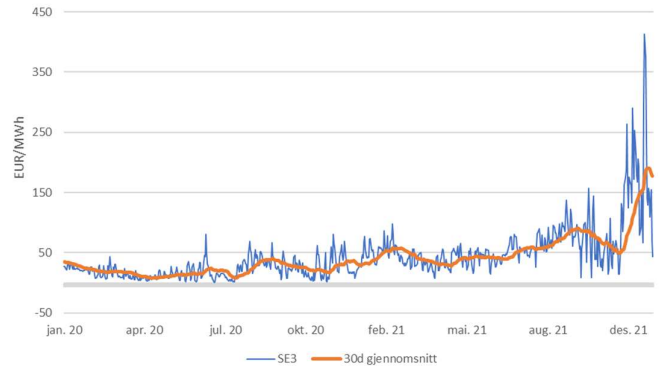
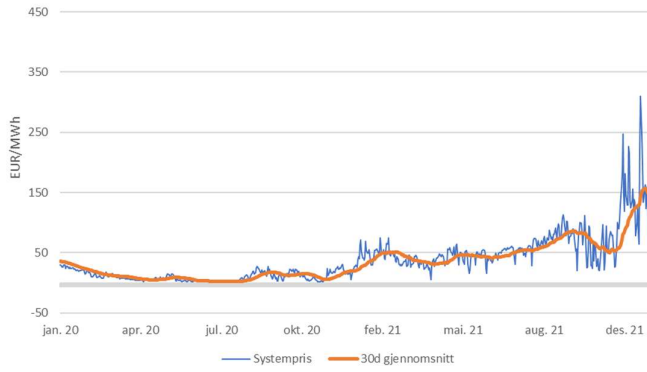
Figur 5 viser daglige prisendringer for samme delperiode. Beregningen er gjort ved hjelp av logaritmiske prisendringer og viser hvor stor prosentmessig endring prisene har gjort fra dag til dag. Figuren viser at systemprisen og NO1 er de minst volatile prisene med daglige prisendringer opptil 100% per dag. SE3 derimot opplever kraftigere prisendringer hyppigere. Det mest volatile området i perioden er DK1 som til tider viser daglige prisendringer over 100% og så høyt som 4-500%.



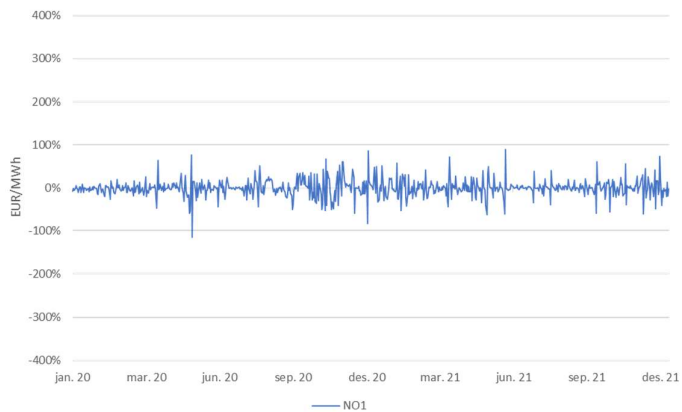
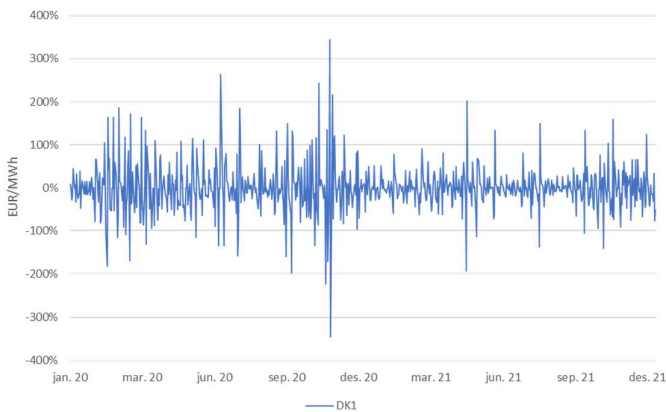
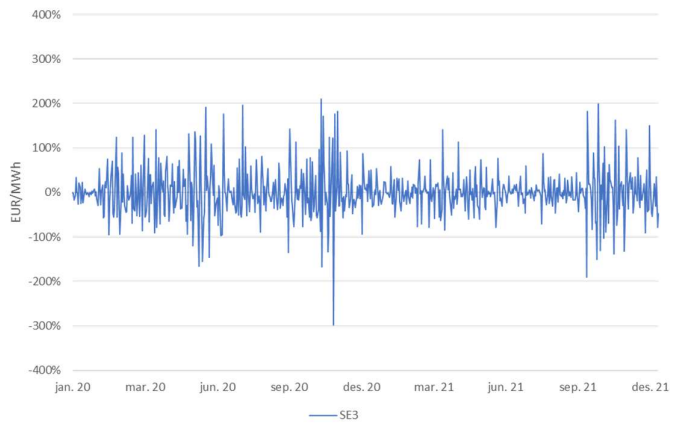
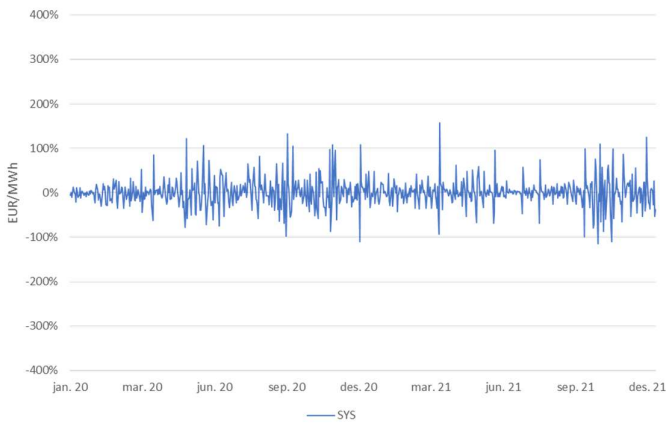
Figur 5 Daglige logaritmiske prisendringer, 2013 – 2019

Over undersøkte vi system- og områdepriser for periode fra 2013 til og med 2019. I Figur 6 ser vi nærmere på spotprisutviklingen for 2020 til og med 2021 hvor vi ser en stigende trend fra sommeren 2020 mot årsskiftet 2021/2022. NO1 og systemprisen er svært lave for sommeren 2020 med 30-dagers glidende gjennomsnitt på under 10 øre i de laveste periodene. NO1 befinner seg derimot i det øvre prissjiktet i siste del av perioden. DK1 ser ut til å være mer volatil enn de andre områdeprisene og skiller seg også ut med svært høye priser mot slutfasen av perioden med dagspriser opptil 430 EUR/MWh.

Figur 7 viser daglig prisendringer i perioden. I denne perioden fremstår prisene som mer volatile enn i første periode – spesielt i 2020.



Figur 6 Daglige system- og områdepriser 2020 – 2021



Figur 7 Daglige logaritmiske prisendringer, 2020 – 2021



Tabell 3 viser gjennomsnitt og standardavvik hvert enkelt år for de ulike områdeprisene og systemprisen. NO1 har de laveste gjennomsnittsprisene for strøm samtlige år utenom 2019 og 2021, hvorav prisen var høyest og nest høyest. DK1 er oftest det mest volatile prisområdet med standardavvik så høyt som 57,73 i 2021, mens systemprisen derimot har lavest volatilitet alle år utenom 2017.

*Tabell 3: Gjennomsnittlig spotpris (EUR/MWh) og std.avvik (i parentes), daglige observasjoner 2013-2021*

	<b>SYS</b>	<b>SE3</b>	<b>DK1</b>	<b>NO1</b>
<b>2013</b>	38.10 (5.75)	39.45 (6.78)	38.98 (22.63)	37.56 (6.21)
<b>2014</b>	29.61 (4.32)	31.62 (4.91)	30.67 (7.45)	27.33 (5.69)
<b>2015</b>	20.98 (7.24)	22.00 (8.04)	22.90 (8.24)	19.85 (7.34)
<b>2016</b>	26.91 (7.21)	29.23 (9.23)	26.67 (7.95)	26.17 (8.04)
<b>2017</b>	29.41 (3.99)	31.24 (5.66)	30.09 (7.77)	29.04 (3.85)
<b>2018</b>	43.99 (8.44)	44.54 (9.82)	44.05 (12.13)	43.65 (8.79)
<b>2019</b>	38.94 (7.36)	38.36 (8.8)	38.49 (9.86)	39.29 (7.76)
<b>2020</b>	10.93 (7.74)	21.19 (14.7)	24.98 (14.07)	9.29 (7.89)
<b>2021</b>	62.31 (38.83)	66.00 (50.52)	88.13 (57.73)	74.68 (44.42)

Tabell 4 viser daglig gjennomsnittspris og standardavvik for hele perioden, samt første og andre delperiode separat. Vi presenterer også periodenes laveste og høyeste dagspris. Vi ser økning i gjennomsnittlig dagspris i samtlige områder, men noen mer enn andre.

Tabell 4: Deskriptiv statistikk daglige priser 2013-2021 (EUR/MWh)

		2013 - 2021	2013 - 2019	2020 - 2021
SYS	Gjennomsnitt	33.46	32.56	36.58
	Std.avvik	19.98	9.88	37.98
	Maks.	309.78	80.99	309.78
	Min.	0.72	3.88	0.72
SE3	Gjennomsnitt	35.95	33.78	43.56
	Std.avvik	22.80	10.45	43.40
	Maks.	413.48	93.14	413.48
	Min.	1.13	3.51	1.13
DK1	Gjennomsnitt	38.32	33.12	56.52
	Std.avvik	29.28	13.86	52.53
	Maks.	436.33	436.33	430.45
	Min.	-14.37	-8.43	-14.37
NO1	Gjennomsnitt	34.09	31.84	41.94
	Std.avvik	23.81	10.51	45.67
	Maks.	387.45	92.70	387.45
	Min.	0.90	3.65	0.90

Tabell 5 viser priskorrelasjon mellom system- og områdeprisene for hele tidsperioden, samt to delperioder. Hvis korrelasjonskoeffisienten er 1 er det perfekt prissammenheng og prisene vil bevege seg i samme retning og omvendt om den er -1 (positiv og negativ korrelasjon). Absoluttverdier høyere enn 0,7 anses å være høy korrelasjon, og høyere enn 0,9 som veldig høy korrelasjon. Både SE3 og NO1 er veldig høyt korrelert med systemprisen over hele tidsløpet, og i de to delperiodene separat. DK1 derimot har kun veldig høy priskorrelasjon i siste periode.

Tabell 5: Korrelasjon system- og områdepriser

	2013 - 2021			2013 - 2019			2020 - 2021		
	SYS	SE3	DK1	SYS	SE3	DK1	SYS	SE3	DK1
SE3	0.93			0.94			0.94		
DK1	0.84	0.85		0.69	0.71		0.90	0.89	
NO1	0.95	0.88	0.85	0.98	0.89	0.64	0.96	0.88	0.91

### 5.1.1 Områdeprisdifferanser

Tabell 6 viser deskriptiv statistikk for daglige differansepriser mellom de tre utvalgte prisområdene SE3, DK1 og NO1 i perioden 2013 – 2021. Områdeprisdifferansene er beregnet ved å trekke systemprisen fra alle områdeprisene siden den er konstant. Prisforholdet mellom SE3 og DK1 er gjennomsnittlig negativt for perioden, som vil si at SE3 har lavere pris. Prisforholdet mellom SE3 og NO1 er derimot omvendt slik at NO1 har lavere gjennomsnittspris. Det samme gjelder for prisforholdet mellom DK1 og NO1. SE3 og NO1 har lavest gjennomsnittlig differanse, samt lavest standardavvik. De høyeste absolutte ekstremverdiene tilknyttet DK1 skyldes én enkeltobservasjon tidligere beskrevet i oppgaven fra sommeren 2013.

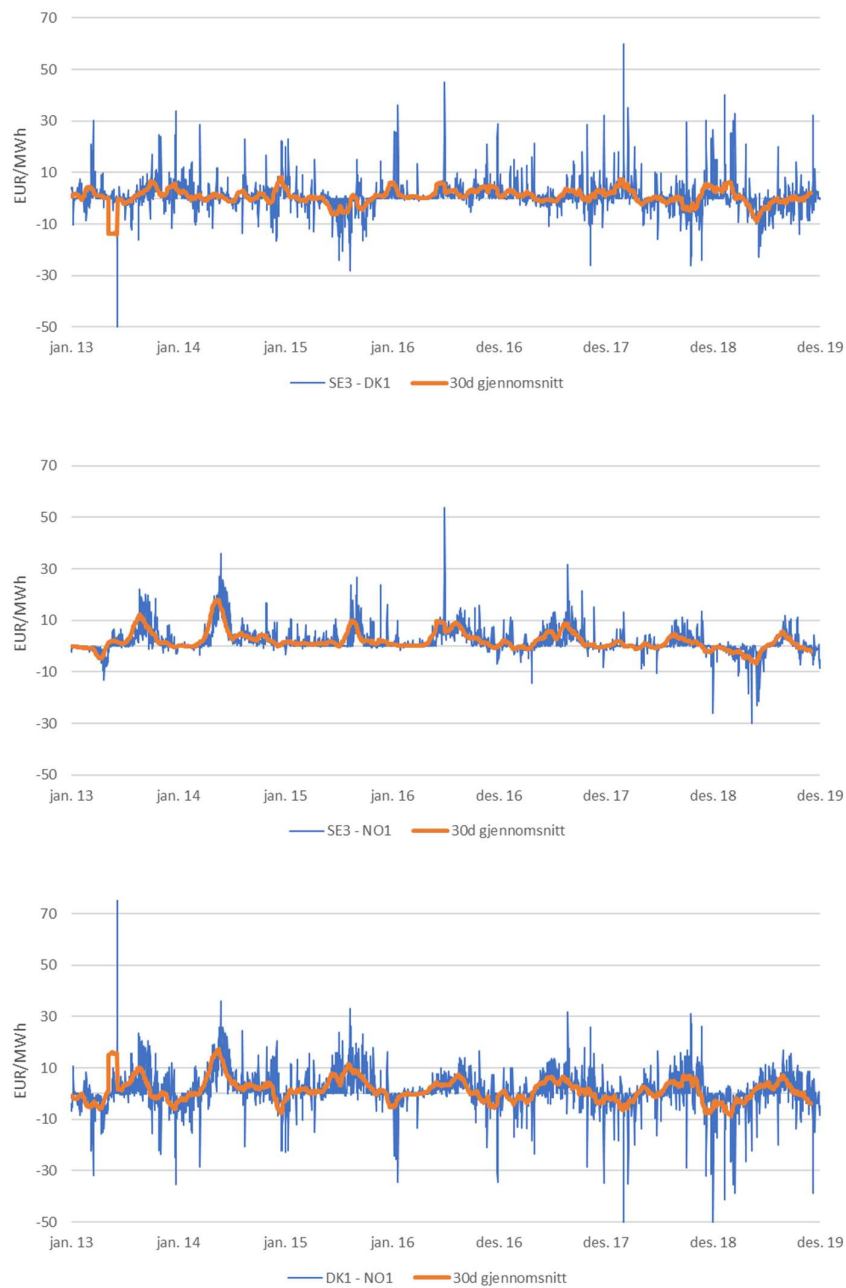
*Tabell 6 Deskriptiv statistikk for daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2013-2021*

	<b>SE3 - DK1</b>	<b>SE3 - NO1</b>	<b>DK1 - NO1</b>
<b>Gjennomsnitt</b>	-2.37*	1.87*	4.24*
<b>t-verdi</b>	-8,82	9,49	15,91
<b>Standardavvik</b>	15.41	11.28	15.27
<b>Minimum</b>	-396.51	-92.23	-93.24
<b>Maksimum</b>	65.54	124.08	397.76

\* signifikant forskjellig fra 0 på 5% signifikansnivå <sup>4</sup>

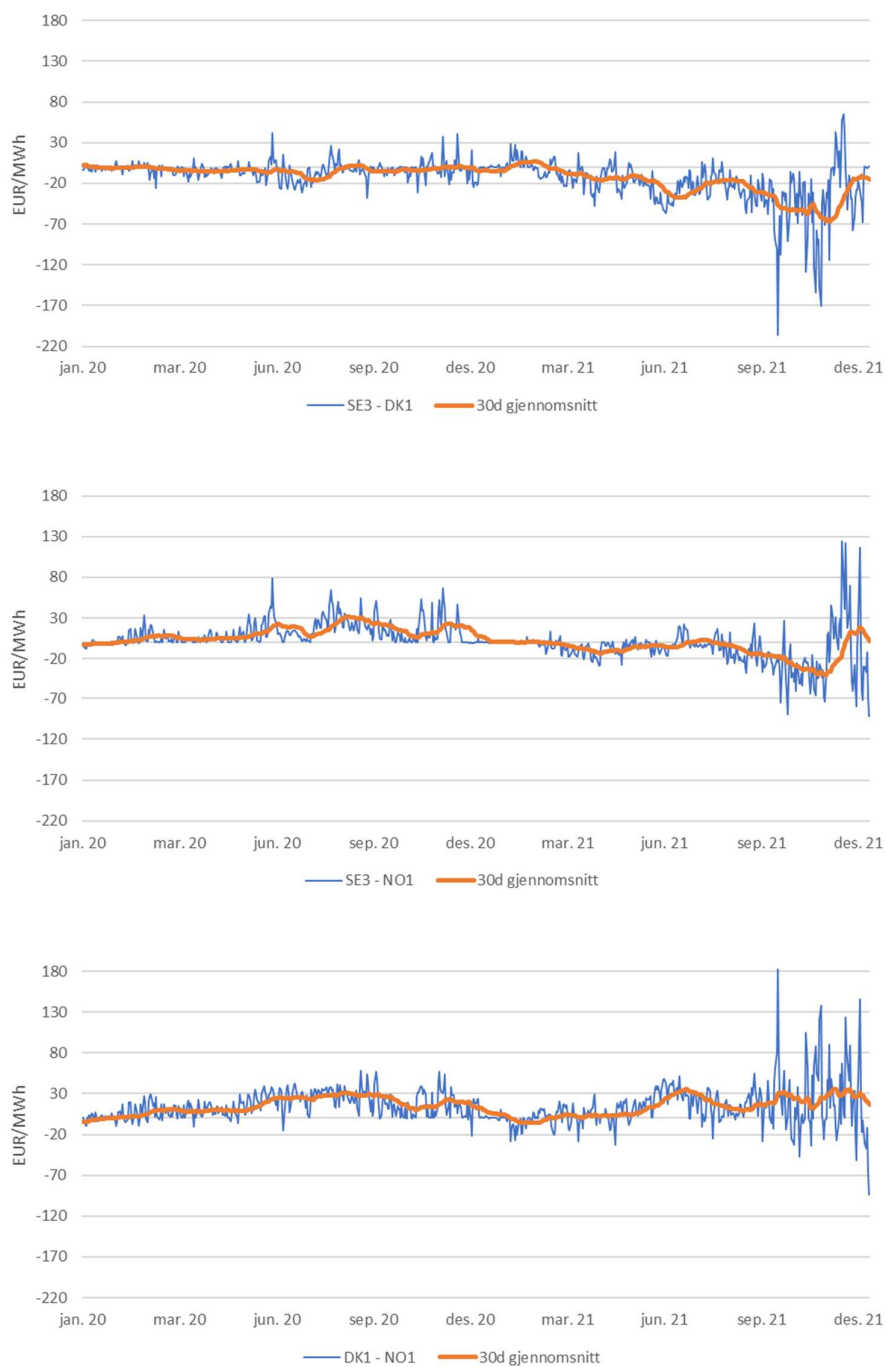
<sup>4</sup> T-verdien er beregnet ved å dele gjennomsnittsverdien på standardfeilen.

Figur 8 viser daglige differansepriser mellom de ulike områdene samt 30-dagers glidende gjennomsnittlig differansepris for den første delperioden 2013 - 2019. Grafene som inkluderer DK1 er tydelig mer volatile enn grafen for prisforholdet mellom SE3 og DK1. Samtlige 30-dagers glidende gjennomsnittspriser beveger seg primært i prisintervallet +/- 10 EUR/MWh.



Figur 8 Daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2013-2019

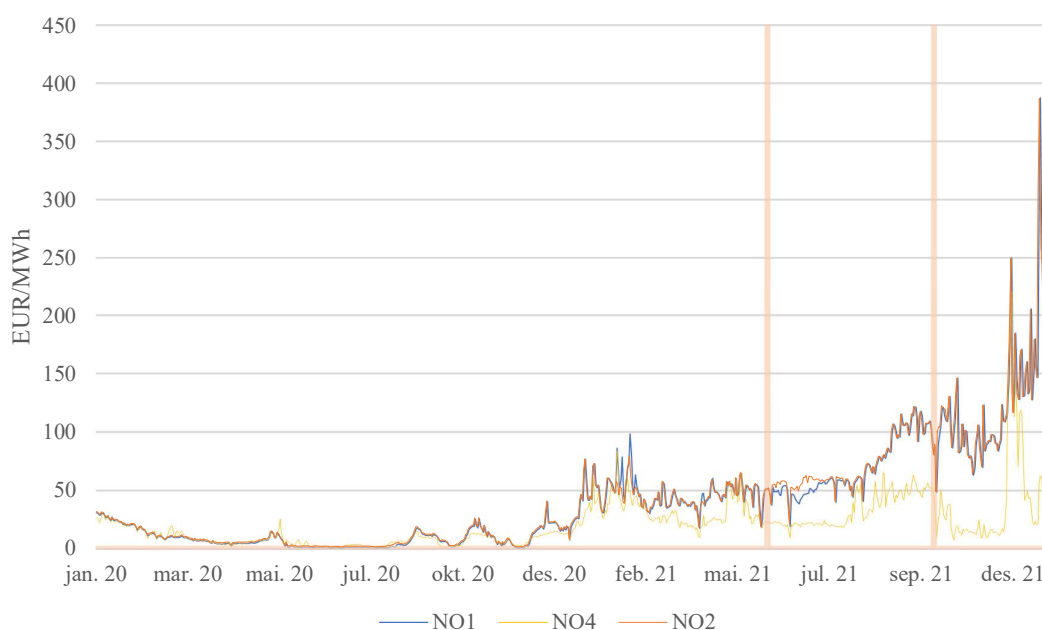
Videre viser Figur 9 differansepriser mellom de ulike områdene, samt 30-dagers glidende gjennomsnitt for andre delperiode 2020 – 2021. Andre delperiode er mer volatil for samtlige områdedifferanser, og spesielt mot slutten av perioden.



Figur 9 Daglige differansepriser mellom prisområdene SE3, DK1 & NO1, 2020-2021

### 5.1.2 Overføringskapasitet og prisforskjeller

Norge er i dag inndelt i fem anmeldingsområder: NO1 - Oslo, NO2 - Kristiansand, NO3 - Trondheim, NO4 - Tromsø og NO5 - Bergen. Figur 10 viser spotprisutvikling for NO1, NO2 og NO4 i perioden 2020 – 2021. Perioden starter med at de tre norske områdeprisene er i samme intervall frem til større ulikheter fra omkring desember 2020. I siste halvdel av perioden observerer vi svært store prisulikheter hvorav spesielt det nordligste prisområdet har lavere priser enn de sørligere. I grafen har vi også merket to vertikale linjer i mai og oktober 2021 – disse representerer åpningen av utenlandskabler til Tyskland og England.

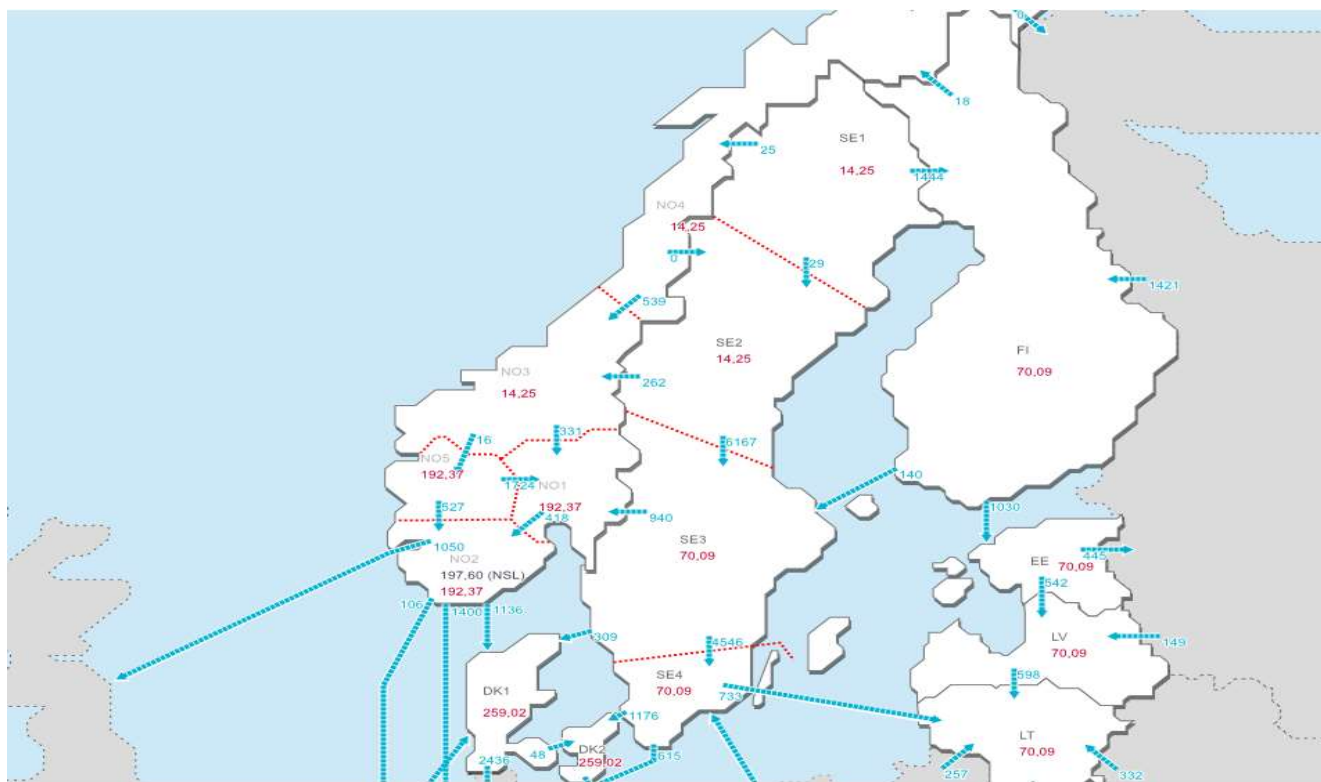


Figur 10 Daglig prisutvikling NO1, NO2 og NO4 2020 – 2021

Figur 11 illustrerer det nordiske kraftnettet, tilhørende områder og overføringer mellom områder og til resten av Europa. Begge kablene illustrert i Figur 10 finnes i kartet og begge er lokalisert i NO2. NordLink kablen med formell oppstart i mai 2021 startet energiutveksling med Tyskland i desember året før. Kablen er over 500km lang og har en kapasitet på hele 1400MW mellom Sirdal kommune og Schleswig-Holstein i Tyskland (Statnett, 2022).

Den nyeste kabelen, North Sea Link strekker seg omkring 700km mellom norske Kvilldal og britiske Blyth. Kabelen har samme kapasitet som den tyske. Den tredje kabelen som strekker seg fra NO2 ender i Nederland med en kapasitet på 700MW.

Samtidig som NO2 er godt knyttet til resten av Europa, er de sørlige prisområdene godt tilknyttet hverandre. Overføringskapasiteten fra de nordlige prisområdene er lav, noe som fører til flaskehalsen som resulterer store innenlands prisdifferensialer. I 2021 opplevde norsk kraft en økning i prisdifferensialer av flere årsaker. En av årsakene var god ressursituasjon kombinert med redusert overføringskapasitet fra Nord-Norge fordi dette resulterer i lavere nord-norske strømpriser. Den andre årsaken er at Sør-Norge har blitt mer eksponert for det uvanlig høye europeiske prisnivået gjennom utenlandskabler til Danmark, Nederland Tyskland og England.



Figur 11 Nordisk kraftflyt (Statnett, 2022)

## 5.2 DIFFERANSEPRIS

Differansepris er basisen for EPAD-kontrakter. Grunnet forhold beskrevet tidligere i oppgaven er områdepris og systempris sjeldent helt like, de er tvert imot nesten alltid ulike. Tabell 7 viser hvor ofte de tre områdeprisene er like systemprisen. Analysen er gjort på daglige prisdata med et slingringsrom på +/- 0,01 EUR/MWh. Tabellen viser at resultatene varierer mye fra år til år, samt mellom områdene. Gjennomsnittlig er daglige system- og områdepriser like 1,8% for SE3, 1% for DK1 og 1,8% for NO1 i perioden 2013 – 2021.

2015 skiller seg ut fra resten av utvalget med hele 3,9% treff på tvers av områdene sammenlignet med 1,6% for hele perioden. SE3 har utvalgets høyeste treffprosent med 4,7% i 2015 mot DK1 og NO1 3,3% og 3,8% samme år respektivt. I Figur 12 ser vi at differansevolatiliteten er svært lav og at prisen oppholder seg nær 0 for hele året. 2021 har lavest treffprosent med 0% for SE3 og NO1, 0,3% for DK1 og 0,1% på tvers av områdene. Den lave treffprosenten i 2021 samsvarer med funnene tilknyttet til område- og systempris tidligere i oppgaven hvor vi identifiserer at året preges av svært høy prisvolatilitet.

*Tabell 7 Andel dager da systempris = områdepris, daglige data 2013 – 2021*

	<b>SE3 = SYS</b>	<b>DK1 = SYS</b>	<b>NO1 = SYS</b>	<b>Samlet</b>
<b>2013</b>	1,9 %	1,6 %	1,4 %	1,6 %
<b>2014</b>	0,5 %	0,3 %	0,8 %	0,5 %
<b>2015</b>	4,7 %	3,3 %	3,8 %	3,9 %
<b>2016</b>	2,2 %	1,1 %	2,7 %	2,0 %
<b>2017</b>	0,8 %	0,3 %	0,5 %	0,5 %
<b>2018</b>	3,0 %	1,4 %	3,6 %	2,6 %
<b>2019</b>	1,4 %	0,0 %	2,2 %	1,2 %
<b>2020</b>	1,6 %	1,1 %	1,4 %	1,4 %
<b>2021</b>	0,0 %	0,3 %	0,0 %	0,1 %
<b>Gjennomsnitt</b>	1,8 %	1,0 %	1,8 %	1,6 %



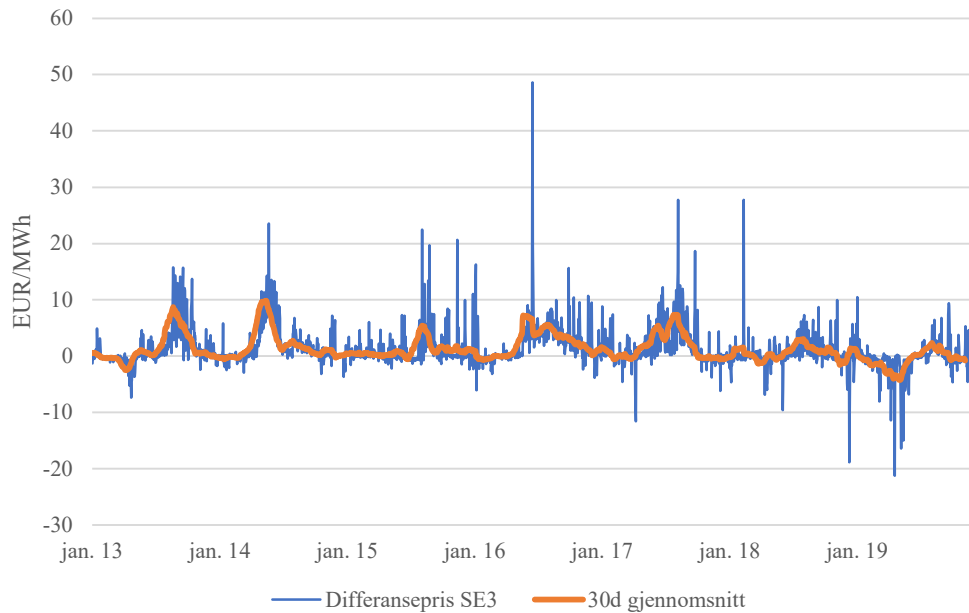
Tabell 8 viser deskriptiv analyse av differanseprisene basert på månedlige observasjoner i hele perioden, samt de to delperiodene. I perioden 2013 – 2021 er gjennomsnittsdifferansen positiv for alle områdene, men kun statistisk signifikante på 5% signifikansnivå for SE3 og DK1. Stockholm hadde gjennomsnittlig prisdifferanse på 2,49 EUR/MWh, Aarhus hadde 4,85, mens Oslo hadde 0,63.

Tabell 8: Månedlige differansepriser 2013-2021

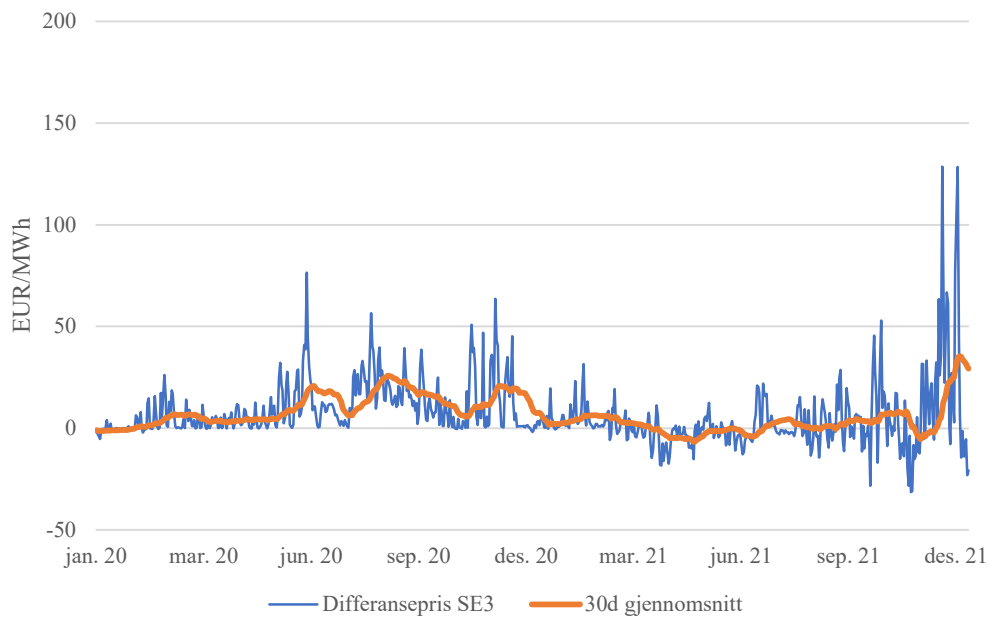
		Differansepris		
		2013 - 2021	Periode 1: 2013 - 2019	Periode 2: 2020 - 2021
	<b>Gjennomsnitt</b>	2.49*	1.21*	6.97*
	t-verdi	5.04	4.93	3.87
<b>SE3 - SYS</b>	<b>Standardavvik</b>	5.14	2.25	8.81
	<b>Min.</b>	-4.74	-3.49	-4.74
	<b>Maks.</b>	28.56	8.81	28.56
	<b>Gjennomsnitt</b>	4.85*	0.56	19.88*
	t-verdi	4.39	1.45	5.99
<b>DK1 - SYS</b>	<b>Standardavvik</b>	11.47	3.51	16.27
	<b>Min.</b>	-7.27	-7.27	0.42
	<b>Maks.</b>	59.80	14.28	59.80
	<b>Gjennomsnitt</b>	0.63	-0.72*	5.34*
	t-verdi	1.10	-4.29	2.33
<b>Oslo - SYS</b>	<b>Standardavvik</b>	5.95	1.54	11.23
	<b>Min.</b>	-7.02	-7.02	-6.15
	<b>Maks.</b>	40.58	2.11	40.58

\* signifikant forskjellig fra 0 på 5% signifikansnivå

Figur 12 og Figur 13 viser daglige priser, samt 30-dagers glidende gjennomsnitt for differansepris mellom SE3 og systempris i de to delperiodene. Majoriteten av observasjonene er positive som vil si at områdeprisen overskrider systemprisen for dagen – det samme gjelder det glidende gjennomsnittet som oftest befinner seg i intervallet [0,10] EUR/MWh. Vi observerer negative differanser i begge perioder med en større økning i perioden 2020 - 2021. Negative differanser innebærer at systemprisen er høyere enn områdeprisen, noe som kan ha ulike forklaringer, for eksempel vær- eller temperaturforhold eller kapasitetsbegrensninger. Gjennomsnittlig månedlig differanse for SE3 var 1,21 i første periode, og økte til 6,97 i andre periode. Standardavvik økte fra 2,25 til 8,81.



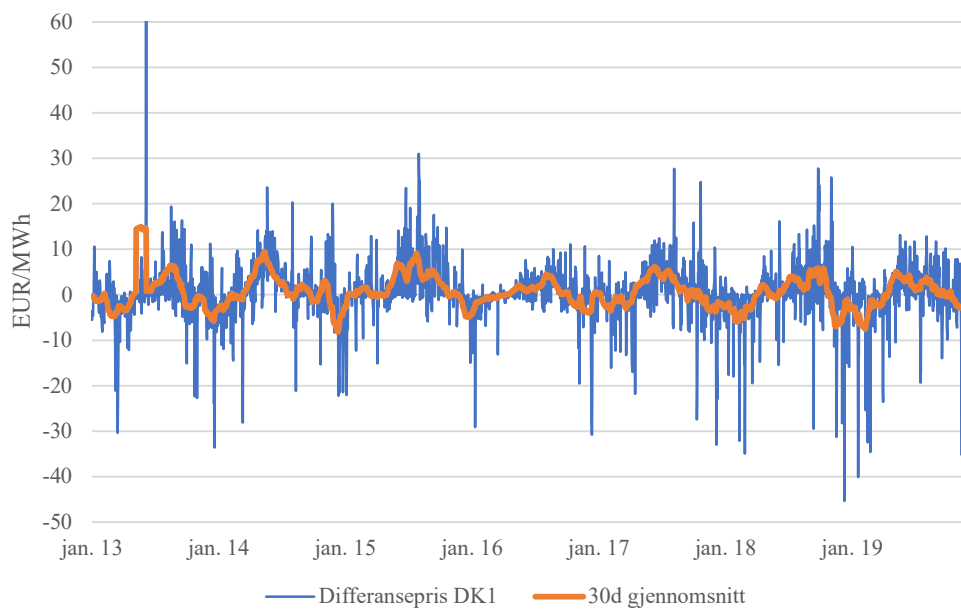
*Figur 12 Daglige differansepriser SE3, 2013-2019*



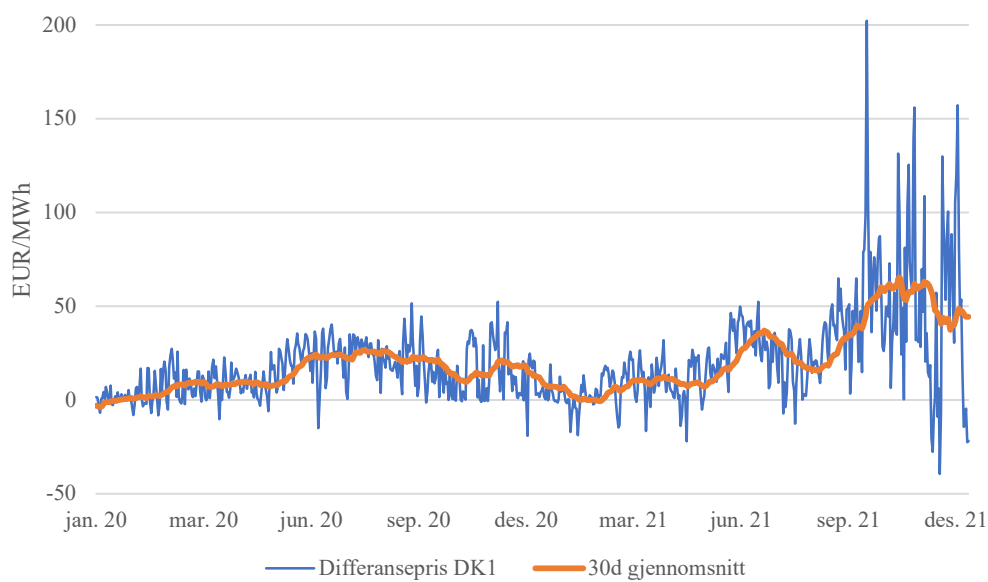
*Figur 13 Daglige differansepriser SE3, 2020-2021*

Videre viser Figur 14 og Figur 15 de samme illustrasjonene for differansepris tilhørende DK1. For begge delperiodene er DK1s differansepris mye mer volatil enn SE3 med månedlige standardavvik på 3,51 og 16,27 for delperiode 1 og 2 respektivt. Det 30-dagers glidende gjennomsnittet krysser også nullverdi oftere og gjennomsnittet er derav noe lavere på 0,56

EUR/MWh for første delperiode. For andre delperiode derimot er gjennomsnittet høyest av de tre områdene på nær 20 EUR/MWh. Siste del av 2021 mot årsskiftet til 2022 har volatiliteten tilsynelatende økt betraktelig med store prisdifferanser på begge sider av null.

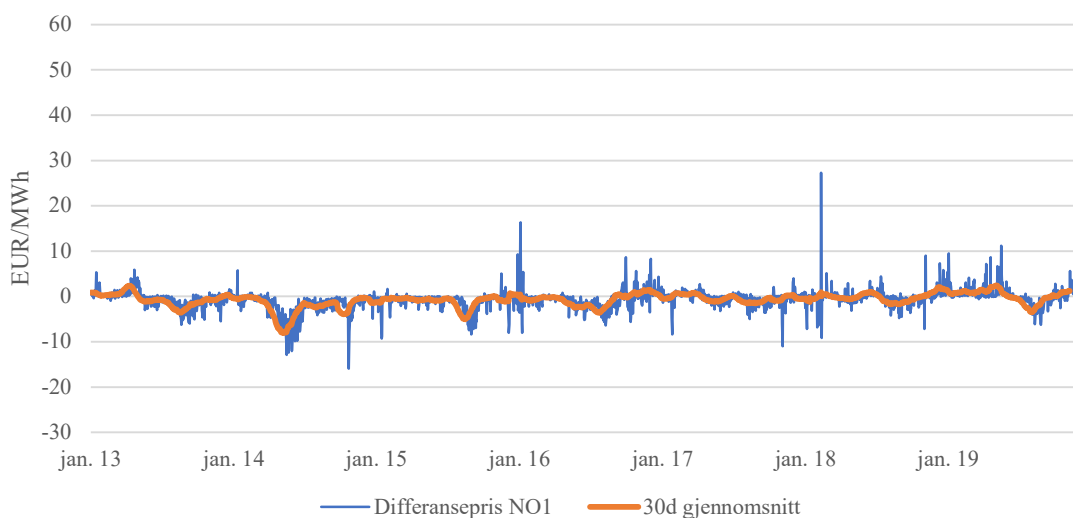


Figur 14 Daglige differansepriser DK1, 2013-2019

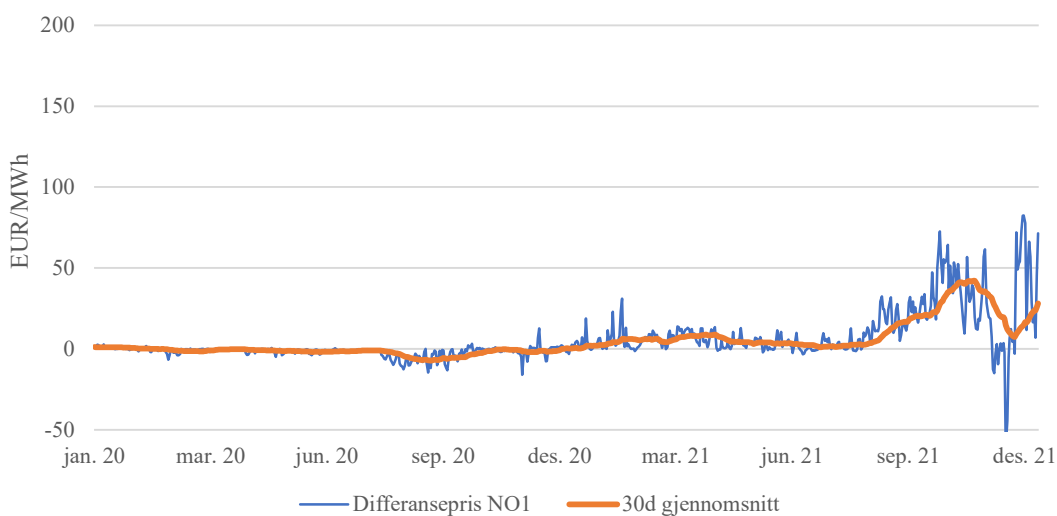


Figur 15 Daglige differansepriser DK1, 2020-2021

Sist observerer vi differanseprisen for NO1 i Figur 16 og Figur 17. 30-dagers glidende gjennomsnittet for NO1 er nesten totalt motsatt av de to andre prisområdene i første delperiode da gjennomsnittet oftere er på den negative siden, noe som indikerer at NO1 har hatt relativt lav områdepris i perioden. Månedsgjennomsnittet er negative -0,72 EUR/MWh med lavest standardavvik på 1,54. I andre delperiode er situasjonen derimot endret, og 30-dagers glidende gjennomsnittet er stort sett positivt og stigende mot slutten av perioden.



Figur 16 Daglige differansepriser NO1, 2013-2019



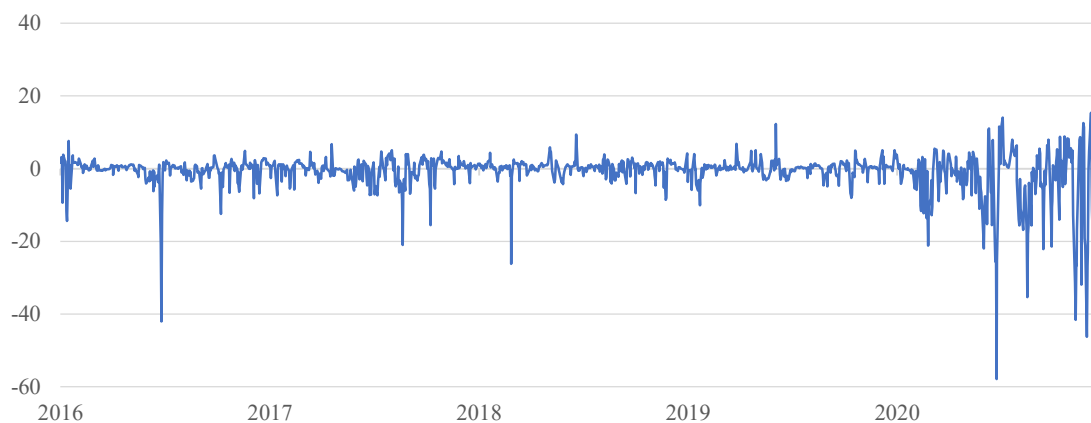
Figur 17 Daglige differansepriser NO1, 2020-2021

### 5.3 CONTANGO OG BACKWARDATION

Figur 18, Figur 19 og Figur 20 viser utviklingen i daglig spredningen mellom EPAD settlement og differansepris ( $EPAD_t - (P^{omr} - P^{sys})_t$ ) for M0 kontrakter i tidsperioden 2016-2020. Tidsseriedata var ikke tilgjengelig for M0 kontrakter hos Montel før 2016<sup>5</sup>. For de tilfellene hvor sprednen er positiv er EPAD prisen over spotprisen og markedet er i contango. Mens når sprednen er negativ er spotprisen høyere enn EPAD prisen, og markedet er i backwardation.

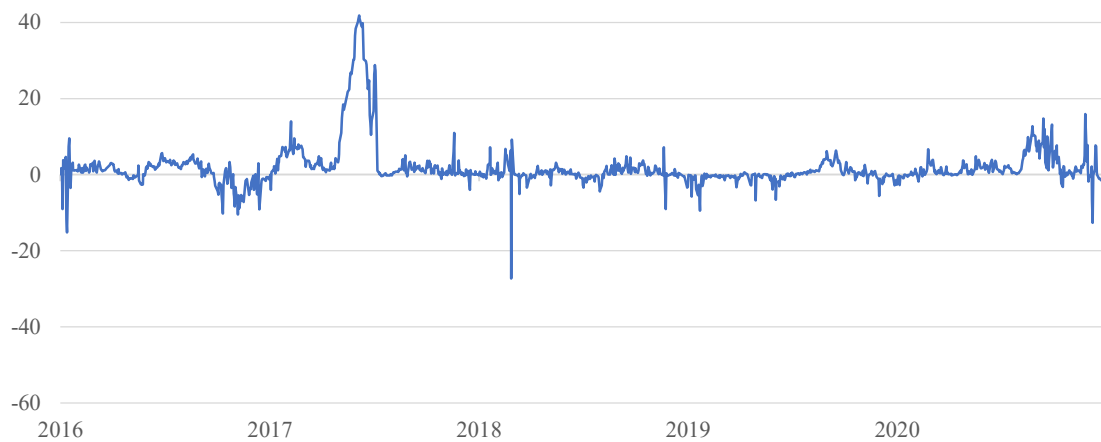
Utviklingen i spredning vist i figurene indikerer økt volatilitet mot slutten av perioden. Som vi tidligere har nevnt skyldes dette en tørt sensommer som har resultert i lite vann i magasinene, samt at det har vært lite vind til å drive vindmøller og Norges tilkobling til det europeiske kraftmarkedet som har bidratt til å øke strømprisene grunnet mangel på gass.

Ettersom vindkraftproduksjonen endres sekund for sekund i henhold til værforholdene, holder volatiliteten i det danske markedet et høyt nivå ettersom vinden har en stor prosentandel av den totale produksjonen. Elektrisitetsprisene er mer stabile i det svenske og norske markedet ettersom vannkraft er lavkost og relativt stabilt.

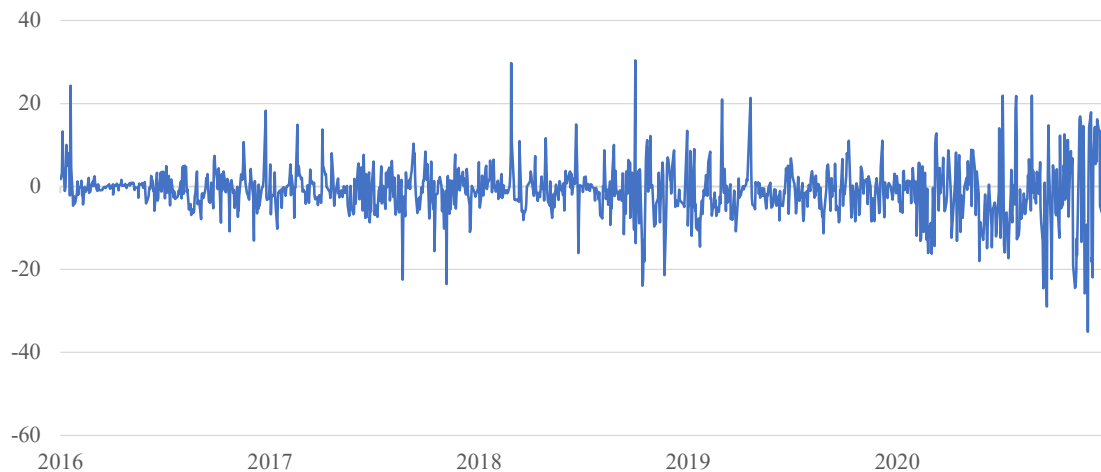


Figur 18 SE3 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020

<sup>5</sup> M0 kontrakt = EPAD som gjøres opp i inneværende måned.



Figur 19 NO1 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020



Figur 20 DK1 spredning mellom EPAD og differansepris, 2016-2020

Tabell 9 viser resultatene av en forenklet analyse av backwardation/contango-forhold for hele perioden. Tar vi hele perioden i betraktning viser Tabell 9 at NO1 og SE3 var henholdsvis 71% og 56% i contango, mens i DK1 kontraktene lå under differanseprisen 61% i tidsintervallet.

Tabell 9 Contango/backwardation-forhold I tidsintervallet 2016-2020

	<b>Contango</b>	<b>Backwardation</b>
SE3	56 %	44 %
DK1	39 %	61 %
NO1	71 %	29 %

Ser vi nærmere på Tabell 10 kan vi studere sesongvariasjonene. For område SE3 kan vi observerer at EPAD-prisen har vært i contango store deler av året utenom mai, juni og august. Videre har DK1 kontraktene stort sett vært i backwardation, mens NO1 har relativt vært i contango utenom desember.

*Tabell 10 Månedlig contango/backwardation-forhold i tidsintervallet 2016-2020*

	SE3		DK1		NO1	
	Contango	Backwardation	Contango	Backwardation	Contango	Backwardation
Januar	57 %	43 %	41 %	59 %	55 %	45 %
Februar	61 %	39 %	36 %	64 %	74 %	26 %
Mars	61 %	39 %	36 %	64 %	74 %	26 %
April	61 %	39 %	50 %	50 %	76 %	24 %
Mai	40 %	60 %	39 %	61 %	67 %	33 %
Juni	34 %	66 %	34 %	66 %	80 %	20 %
Juli	75 %	25 %	30 %	70 %	68 %	32 %
August	38 %	63 %	31 %	69 %	91 %	9 %
September	48 %	52 %	42 %	58 %	94 %	6 %
Oktober	66 %	34 %	50 %	50 %	77 %	23 %
November	68 %	32 %	47 %	53 %	59 %	41 %
Desember	74 %	26 %	39 %	61 %	41 %	59 %

## 6 PROGNOSEMODELLER OG EVALUERINGSMETODIKK

---

For å vurdere EPAD-kontraktenes prognoseevner undersøker vi i hvilken grad EPAD-prisen første handelsdag per måned predikerer den faktiske prisdifferansen for neste måneds timesgjennomsnitt. Vi måler EPAD-prognosen mot faktisk prisdifferanse mellom område og system, vi prognostiserer således ikke fremtidig områdepris. Prognosen fungerer altså slik at første observasjon av M1 februar kontrakten i januar for 2013 er ment å predikere gjennomsnittlig differansepris for februar samme året og så videre. Vi vet derfor ikke om prognosen har truffet før februar er omme og vi har beregnet gjennomsnittsprisen for februar.

### 6.1.1 Definisjonen av en god prognose

Vi velger å måle i hvilken grad prognosene er gode på to måter. For det første måler vi EPAD-prognosemodellen opp mot tre andre konkurrentmodeller per prisområde. Etter at EPAD-prognosen er målt relativt til konkurrerende modeller sammenligner vi de på tvers av områdene. Den andre måten å måle på er mer absolutt fordi det måles med deskriptiv statistikk, regresjonsanalyse og et utvalg KPI-er. Med deskriptiv analyse måler vi godhet i gjennomsnittlig prognostiseringsavvik, volatilitet og statistisk signifikans. Regresjonsanalysen gir modellenes Alpha ( $\alpha$ ), Beta ( $\beta$ ) og kvadrert R ( $R^2$ ), og KPI-ene RMSE og MAE vurderer prestasjonen av prognosemodellenes treffsikkerhet.



### 6.1.2 Prognosemodeller

EPAD-prognosen tar utgangspunkt i at EPAD-prisen på frontkontrakten første handelsdag hver måned vil tilsvare det faktiske timesgjennomsnittet for differanseprisen neste måned:

$$EPAD_t = \overline{(P_{område} - P_{sys})}_{t+i} \quad (7)$$

EPAD-kontraktens prognoseevner måles opp mot tre andre konkurrenter for prognostisering. Første konkurrent er differanseprisen første handelsdag måneden før oppgjør (samme dag som grunnlaget for EPAD-prognosen). Altså at det ikke blir noen forskjell i fremtiden og at differansen neste måned vil være den samme som den er i dag.

$$(P_{område} - P_{sys})_t = \overline{(P_{område} - P_{sys})}_{t+i} \quad (8)$$

Andre konkurrent baseres på at det ikke kommer til å foreligge flaskehalser i distribusjonsnettet i fremtiden og at områdepris i teorien skal tilsvare systempris. Prognosen er dermed at fremtidig differanse er lik null:

$$\overline{(P_{område} - P_{sys})}_{t+i} = 0 \quad (9)$$

Tredje konkurrent er en såkalt «normalprognose». Normalprognosen er skapt med inspirasjon fra meteorologien hvor normalverdien er gjennomsnittet for de siste 30 årene med dataobservasjoner. Vi har derimot kun tilgang på data fra 2000 for samtlige områder og har derfor valgt å teste prognostiseringsevnene til en 10-års normal. Eksempelvis vil prognosen for februar 2013 være gjennomsnittlig prisdifferanse for februar i perioden 2003 – 2012.

$$\overline{(P_{omr} - P_{sys})}_{10mnd} = \overline{(P_{omr} - P_{sys})}_{t+i} \quad (10)$$

Herfra vil vi omtale de ulike prognosemodellene som «EPAD-prognose», «Differanseprognose», «Nullprognose», og «Normalprognose».

For å beregne regresjonskoeffisientene  $\alpha$ ,  $\beta$  og  $R^2$  til prognosemodellene utfører vi følgende regresjoner for samtlige anmeldingsområder. I de tre første regresjonsligninger er venstresidevariabelen fremtidig gjennomsnittlig differansepris definert som  $\overline{(P^{omr} - P^{sys})}$  ved tid  $t + 1$  som er verdien modellene forsøker å prognostisere.  $P^{omr}$  definerer områdepris og  $P^{sys}$  definerer systemprisen slik at uttrykket  $\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{t+1}$  beskriver neste måneds gjennomsnittlige prisdifferanse.

$$\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{t+1} = \alpha + \beta EPAD_t + \varepsilon_{t+1} \quad (11)$$

Den avhengige variabelen (prediktoren) i første regresjonsligning er EPAD-settlementpris på tidspunkt  $t$ , i tillegg til feilleddet  $\varepsilon_{t+1}$ . Modellen antar at dagens EPAD-settlement tilsvarer neste måneds differansegjennomsnitt.

$$\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{t+1} = \alpha + \beta(P^{omr} - P^{sys})_t + \varepsilon_{t+1} \quad (12)$$

Prediktoren i andre regresjonsligning er differanseprisen på tidspunkt  $t$ . Modellens antagelse er at differansegjennomsnittet er uendret én måned frem i tid.

$$\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{t+1} = \alpha + \varepsilon_{t+1} \quad (13)$$

Vår tredje ligning uttrykkes kun med feilleddet  $\varepsilon_{t+1}$  ettersom prediktoren i modellen antar at fremtidig prisdifferanse er null. Modellen prognostiserer at fremtidig systempris tilsvarer fremtidig områdepris.

$$\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{t+12} = \alpha + \beta \overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{10mnd} + \varepsilon_{t+1} \quad (14)$$

I fjerde og siste regresjonsligning justerer vi den avhengige variabelen slik at verdien vi ønsker å predikere er 12 måneder frem i tid. Derav er modellen justert fra  $t+1$  til  $t+12$ . Prediktoren i regresjonen uttrykkes som følgende  $\overline{(P^{omr} - P^{sys})}_{10mnd}$  hvorav  $\overline{10mnd}$  beskriver at prognosen predikerer basert på den respektive kalendermånedens siste 10-års differansegjennomsnitt.

### 6.1.3 Nøkkeltallsindikatorer (KPI)

For å evaluere resultatene av hver modell vil vi bruke KPIene RMSE og MAE. Mean Absolute Error (MAE) er gjennomsnittet av det absolutte prognoseavviket, og siden det er en lineær indikator betyr dette at alle individuelle forskjeller vektes likt. Formelen er som følger:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{t=n} |y' - y| \quad (15)$$

En utfordring med MAE er at den relative størrelsen på avviket ikke alltid er åpenbar. Noen ganger er det vanskelig å skille et stort avvik fra et lite avvik. Siden denne metoden er basert på gjennomsnittlig feil, kan den undervurdere effekten av uteliggere i resultatene. For å bedre ta hensyn til uteliggere bruker vi Root Mean Square Error (RMSE). Ved å beregne gjennomsnittet av kvadrerte prognoseavvik får vi MSE. Om vi deretter tar kvadratroten av gjennomsnittet kommer vi frem til RMSE som gir større vekt til uteliggere enn MAE.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^{t=n} (y' - y)^2} \quad (16)$$

Vi kan også sammenligne RMSE og MAE for å finne ut om prognosen inneholder store, men sjeldne avvik. Jo større forskjellen er mellom RMSE og MAE, desto mer inkonsekvent er avviksstørrelsen. Selv om disse metodene har sine begrensninger er de enkle verktøy for å evaluere prognosenøyaktighet som kan brukes uten å vite noe om prognosen bortsett fra tidligere observasjoner.

## 7 EMPIRISKE RESULTATER OG DISKUSJON

---

I dette kapitlet vil vi analysere i hvilken grad de ulike prognosemodellene ville ha forutsett fremtidig differansepris. EPAD-prognosen sammenlignes med de tre konkurrerende prognosemodellene for hvert område, før vi så evaluerer de tre EPAD-prognosene relativt til hverandre på tvers av sine respektive områder. Gjennomgangen av prognosene for områdene fortsetter i kronologisk rekkefølge SE3, DK1, NO1.

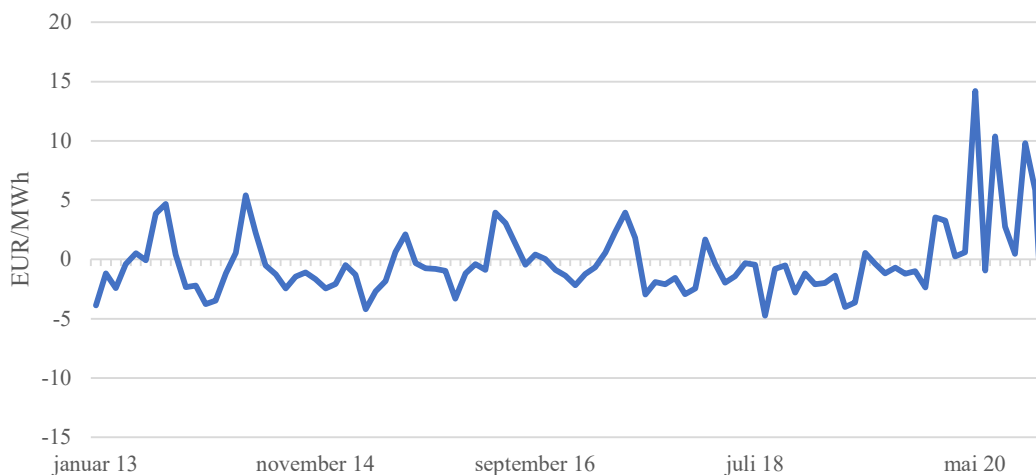
### 7.1 PROGNOSESAMMENLIGNING

Først analyserer vi de ulike prognosemodellene med deskriptiv statistikk hvorav vi vurderer om de ulike modellene er forventningsrette ved å teste hvorvidt gjennomsnittlig prognosefeil er signifikant forskjellig fra null. For å evaluere modellene ytterligere analyserer vi RMSE og MAE, samt  $R^2$ ,  $\beta$  og  $\alpha$ .

Vi vurderer RMSE og MAE slik at desto lavere verdi, desto bedre prognosemodell.  $R^2$  forteller oss hvor mye av variansen for den avhengige variabelen som kan forklares av den uavhengige variabelen i modellen. I vår lineær regresjon gir  $\alpha$  et innblikk i hvordan neste måneds gjennomsnittsdifferanse (resultatet) har prestert i henhold til prediksjonen.  $\beta$  viser oss forholdet mellom de to variablene. En  $\beta$  på 1,0 vil si at variablene beveger seg like mye i samme retning. Nullhypotesen for om modellene er forventningsrett er at  $\alpha = 0$ , og  $\beta = 1$ . Om  $\alpha$  er signifikant forskjellig fra 0 måles med t-verdi fra å dele  $\alpha$  på standardfeilen. Om  $\beta$  er signifikant fra 1 måles med t-verdi ved  $(\beta-1)/\text{standardfeil}$ .

### 7.1.1 SE3

Figur 21 viser månedlige prognostiseringsresultat for EPAD-prognosen SE3. Figuren viser at prognosen jevnlig bommer i intervallet [5,-5]. I perioden 2018 - 2019 ligger avviket mer på undersiden av nullpunktet enn over, før det blir mer volatilt med større ekstremverdier mot slutten av perioden.



Figur 21 EPAD-prognose SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020

Tabell 11 viser deskriptiv statistikk for de ulike prognosemodellene for prisområde SE3, Stockholm. EPAD-prognosen har et gjennomsnittlig prognostiseringsavvik på -0,28 EUR/MWh for perioden etterfulgt av -0,49 for normalprognosen, -0,83 for differanseprognosen, og 2,37 for nullprognosen.

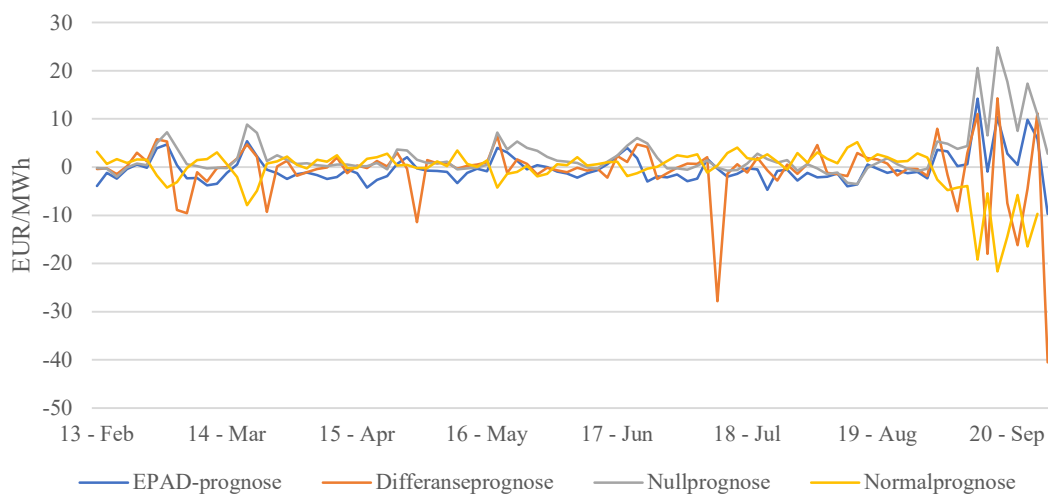
Ved å teste gjennomsnittsverdien med en to-halet t-test på 5% signifikansnivå anser vi absoluttverdier under 1,98 som ikke signifikante fra null. For SE3 anses EPAD-, differanse-, og normalprognosene som forventningsrette på gjennomsnittet. I tillegg til å være modellen med best prognostiseringsegenskaper i henhold til denne metrikken, har EPAD-prognosen også lavest standardavvik blant konkurrentene.

Tabell 11 Gjennomsnittlig prognosefeil SE3, månedlige observasjoner 2013-2020.

SE3 - Stockholm				
	EPAD-prognose	Differanseprognose	Nullprognose	Normalprognose
<b>Gjennomsnitt</b>	-0.28	-0.83	2.37*	-0.49
<b>t-verdi</b>	-0,88	-1,20	5.09	-1,05
<b>Standardavvik</b>	3.17	6.75	4.56	4.51
<b>Minimum</b>	-9.71	-40.53	-3.49	-21.67
<b>Maksimum</b>	14.20	14.30	24.87	5.21

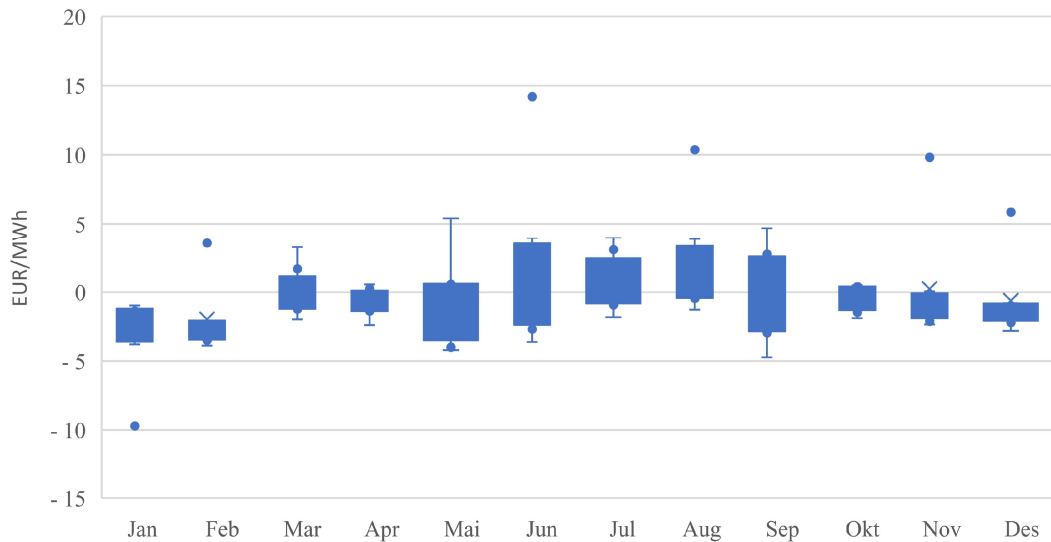
\* signifikant forskjellig fra 0 på 5% signifikansnivå

Figur 22 viser grafisk sammenligning av de ulike prognosemodellene. Figuren illustrerer statistikken fra Tabell 11, og gir et innblikk i eventuelle sesongmønstre og ulikheter i usikre perioder. I starten av 2020 ser vi en merkbar større spredning i prognostisering for samtlige modeller hvorav høye ekstremverdier på begge sider av null forekom hyppigere.



Figur 22 Sammenlignbare prognoser SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020

EPAD-prognosen viste seg på gjennomsnittsverdier å være den mest treffsikre prognosemodellen for SE3 over perioden. Vi inkluderer derfor Figur 23 som viser gjennomsnittlig spredning av prognoseavvik per måned i løpet av et kalenderår. Figuren viser oss at prognosen nær konsekvent gir negative prediksjonsavvik i vintermånedene desember – februar, med noen uteliggere i form av punktavvik. I sommerhalvåret er det derimot større spredning.



Figur 23 Sesongmønster EPAD-prognose SE3 månedlige observasjoner, 2013-2020

Tabell 12 viser  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $R^2$ , RMSE og MAE for de fire prognosemodellene for SE3. Normalprognosen er eneste modell hvorav  $\alpha$  ikke er signifikant forskjellig fra 0, men EPAD-prognosen er i grenseland med t-verdi på  $\approx -1,983$ . EPAD-prognosen og normalprognosen anses som forventningsrette siden  $\beta$  ikke er signifikant forskjellig fra 1. EPAD-prognosen har høyest  $R^2$  hvorav 54% av variasjonen i fremtidig differansepris forklares av modellen. EPAD-prognosen har også lavest, og derav best RMSE og MAE, med henholdsvis 3,16 og 2,19 mot normalprognosens 4,51 og 2,61.

I vurderingen av prognosemodellene vil det tilsynelatende se ut som nullprognosen scorer best på enkelte av resultatene. Dette er fordi regresjonen og beregningen av nullprognosen gjøres med tidsseriedata utelukkende bestående av 0 da teorien er at fremtidig gjennomsnittlig differansepris skal være 0 da det ikke foreligger noen flaskehalser i systemet.

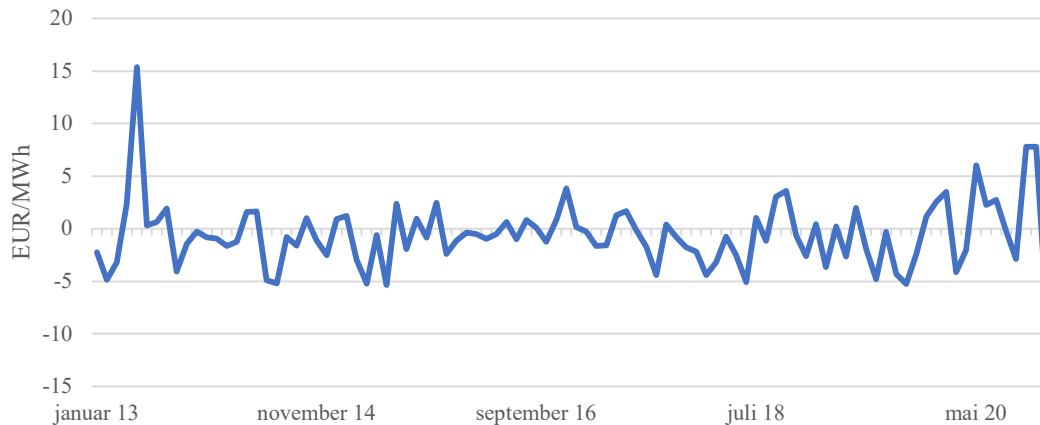
Tabell 12 KPI, R<sup>2</sup> & Beta SE3

SE3				
	EPAD-prognose	Differanseprognose	Nullprognose	Normalprognose
$\alpha$	-0,89* (0,45)	1,49* (0,46)	2,37* (0,47)	1.07 (0,81)
$\beta$	1.23 (0,12)	0,28* (0,06)	0 (0)	0.69 (0,36)
R <sup>2</sup>	0.54	0.2	0.003	0.04
RMSE	3.16	6.77	5.11	4.51
MAE	2.19	3.42	2.77	2.61

\* signifikant forskjellig fra 0 for  $\alpha$  og fra 1 for  $\beta$  på 5% signifikansnivå

### 7.1.2 DK1

Figur 24 viser EPAD-prognoseutviklingen for DK1 - Aarhus i perioden 2013 – 2020 hvor prognoseavviket for det meste treffer i intervallet [-5, 5] EUR/MWh med et tydelig unntak sommeren 2013 grunnet en enkeltobservasjon ved en ekstremhendelse i områdeprisen.



Figur 24 EPAD-prognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020



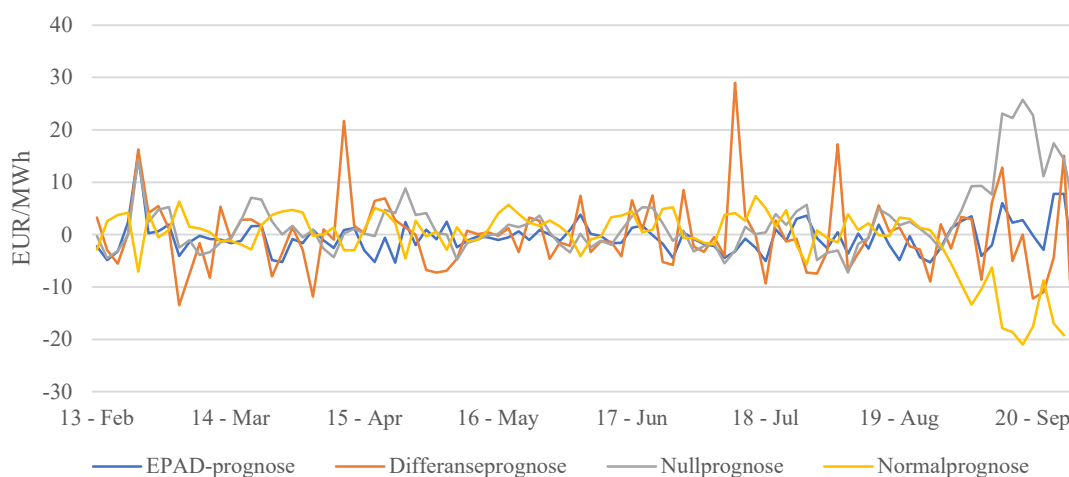
Tabell 13 viser deskriptiv statistikk for de ulike prognosemodellene for DK1. Her er det kun nullprognosen som viser seg å være signifikant fra 0 ved et 5% signifikansnivå, som betyr at EPAD-prognosen, differanseprognosen og normalprognosen er forventningsrette på gjennomsnittet. Prognosene for DK1 skiller seg ut fra SE3 i og med at differanseprognosen viser seg være mer suksessfull på gjennomsnittet enn EPAD-prognosen. Selv om EPAD-prognosen ikke har lavest absolutt prognoseavvik har den derimot lavest standardavvik, og lavere absolutte ekstremverdier.

Tabell 13 Gjennomsnittlig prognosefeil DK1, månedlige observasjoner 2013-2020.

DK1 - Aarhus				
	EPAD-prognose	Differanseprognose	Nullprognose	Normalprognose
<b>Gjennomsnitt</b>	-0.54	-0.32	2.3*	-0.70
<b>t-verdi</b>	-1,66	-0,43	3.62	-1,15
<b>Standardavvik</b>	3.20	7.36	6.21	5.96
<b>Minimum</b>	-7.10	-25.51	-7.27	-20.97
<b>Maksimum</b>	15.38	29.01	25.75	7.38

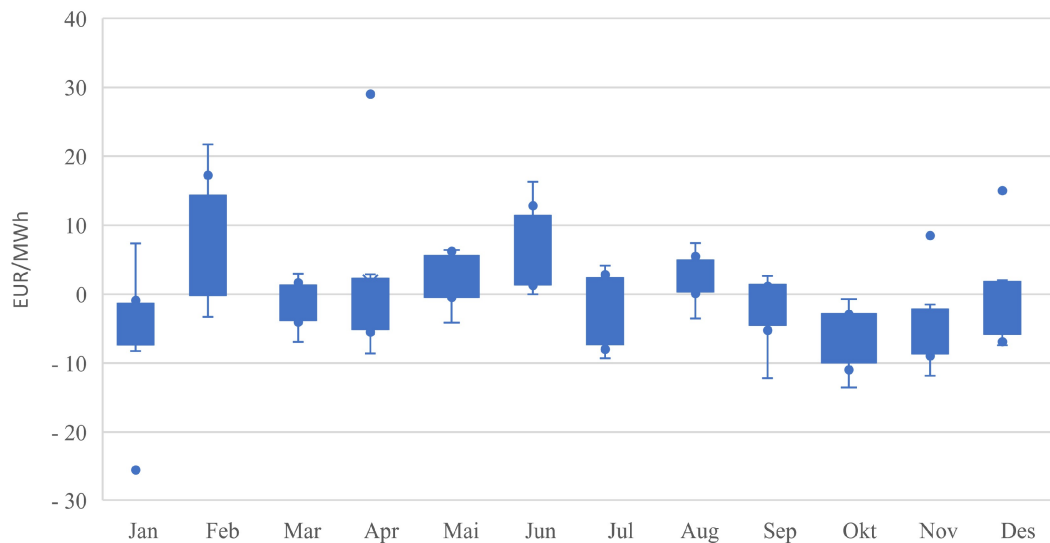
\* signifikant forskjellig fra 0 på 5% signifikansnivå

I Figur 25 ser vi den grafiske representasjonen av Tabell 13. Her kommer differanseprognosens høye volatilitet godt frem relativt til EPAD-prognosen. Figuren viser også mye større spredning i prognostiseringen for 2020 ut perioden.

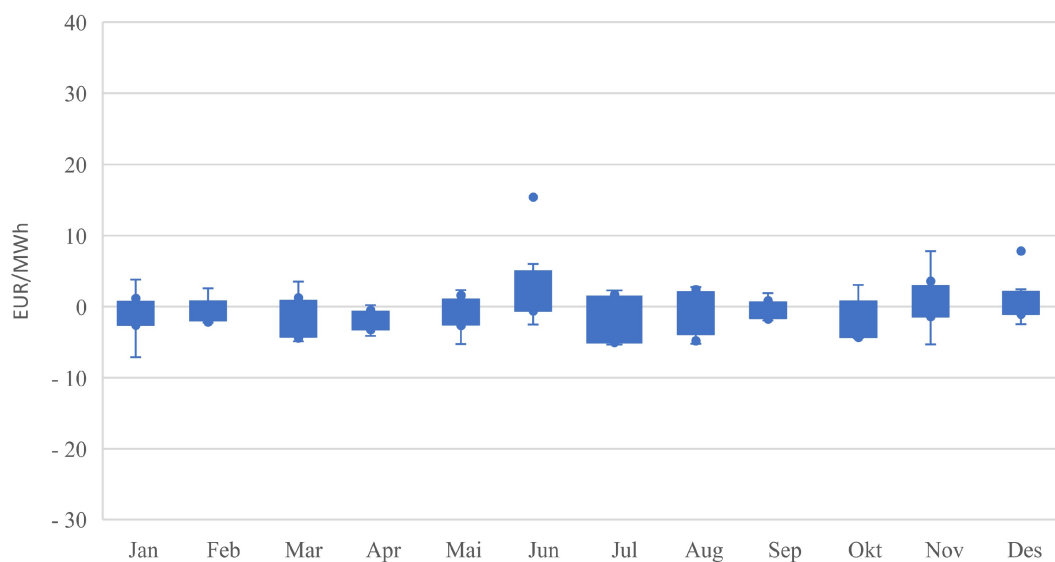


Figur 25 Sammenlignbare prognoser DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020

Siden differanseprognosen for DK1 hadde lavest gjennomsnitt, men over dobbelt så høyt standardavvik som EPAD-prognosen velger vi å se på sesongmønstre for begge modellene henholdsvis i Figur 26 og Figur 27. Begge figurene har samme y-akseintervall slik at de skal være sammenlignbare. Ved å sammenligne figurene fremkommer det at det er mindre spredning i observasjonene for EPAD-prognosen for nær samtlige måneder over perioden.



Figur 26 Sesongmønstre differanseprognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020



Figur 27 Sesongmønstre EPAD-prognose DK1 månedlige observasjoner, 2013-2020

Tabell 14 viser  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $R^2$ , RMSE og MAE for prognosemodellene til DK1. Her legger vi merke til at selv om differanseprognosen hadde lavest gjennomsnittlig avvik, utkonkurreres den av EPAD-prognosen på samtlige mål i Tabell 14. I tillegg til å ha høyest  $R^2$ , lavest RMSE og MAE er EPAD-prognosen eneste modell hvorav vi beholder nullhypotesen både for  $\alpha$  og  $\beta$ . Vi anser EPAD-prognosen for DK1 som en forventningsrett prognose.

*Tabell 14 KPI,  $R^2$  & Beta DK1*

	<b>DK1</b>			
	<b>EPAD-prognose</b>	<b>Differanseprognose</b>	<b>Nullprognose</b>	<b>Normalprognose</b>
<b><math>\alpha</math></b>	-0.57 (0,37)	1,23* (0,53)	2,30* (0,63)	1,32* (0,64)
<b><math>\beta</math></b>	1.01 (0,06)	0,41* (0,06)	0 (0)	0,61* (0,15)
<b><math>R^2</math></b>	0.74	0.36	0.01	0.15
<b>RMSE</b>	3.23	7.33	6.59	5.94
<b>MAE</b>	2.35	5.09	4.12	3.90

\* signifikant forskjellig fra 0 for  $\alpha$  og fra 1 for  $\beta$  på 5% signifikansnivå

### 7.1.3 NO1

Figur 28 viser EPAD-prognoseutviklingen for NO1 - Oslo i perioden 2013 – 2020. Sammenlignet med EPAD-prognosene for SE3 og DK1 beveger dette prognoseavviket seg nær utelukkende i intervallet [-5, 5] EUR/MWh for periodens helhet. Volatiliteten er tilsynelatende lavest blant de tre EPAD-prognosene, og skiftene mellom positive og negative verdier er sjeldnere.



Figur 28 EPAD-prognose NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020

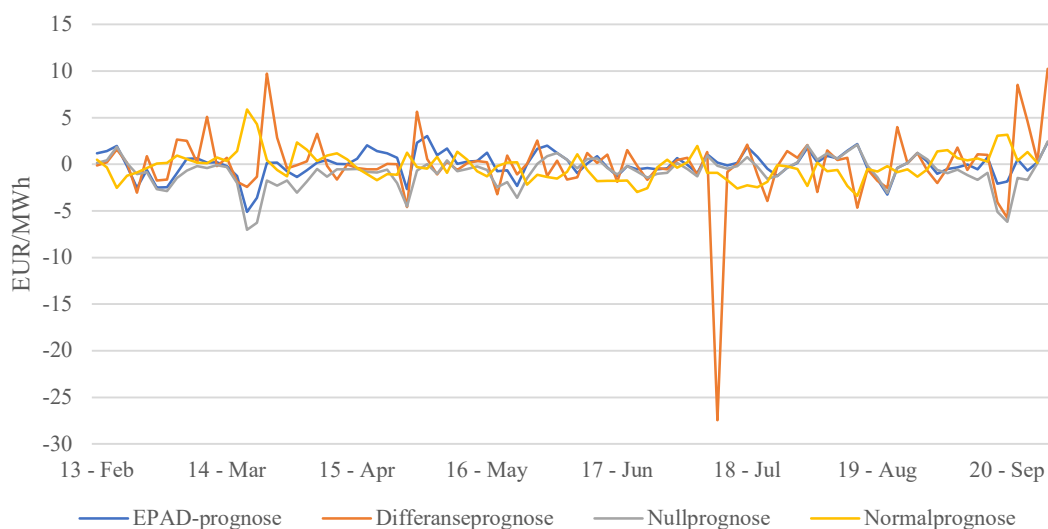
Tabell 15 viser deskriptiv statistikk for prognostiseringen av differansepris for NO1. EPAD-prognosen har lavest gjennomsnittlig avvik med -0,02, men både differanseprognosen og normalprognosen viser seg alle å være forventningsrette prognoser for området, samt bedre enn de beste prognosene for SE3 og DK1 i henhold til absolutt gjennomsnittlig avvik. Som med de to andre områdene er det kun nullprognosen som skiller seg betydelig fra de andre med å ha et gjennomsnitt signifikant fra null. EPAD-prognosen har i tillegg lavest standardavvik, samt absolutte ekstremverdier.

Tabell 15 Gjennomsnittlig prognosefeil NO1, månedlige observasjoner 2013-2020

NO1 - Oslo				
	EPAD-prognose	Differanseprognose	Nullprognose	Normalprognose
<b>Gjennomsnitt</b>	-0.02	-0.07	-0.82*	-0.22
<b>t-verdi</b>	-0,16	-0,18	-4.88	-1,45
<b>Standardavvik</b>	1.37	3.82	1.65	1.51
<b>Minimum</b>	-5.12	-27.44	-7.02	-3.39
<b>Maksimum</b>	3.04	10.24	2.46	5.89

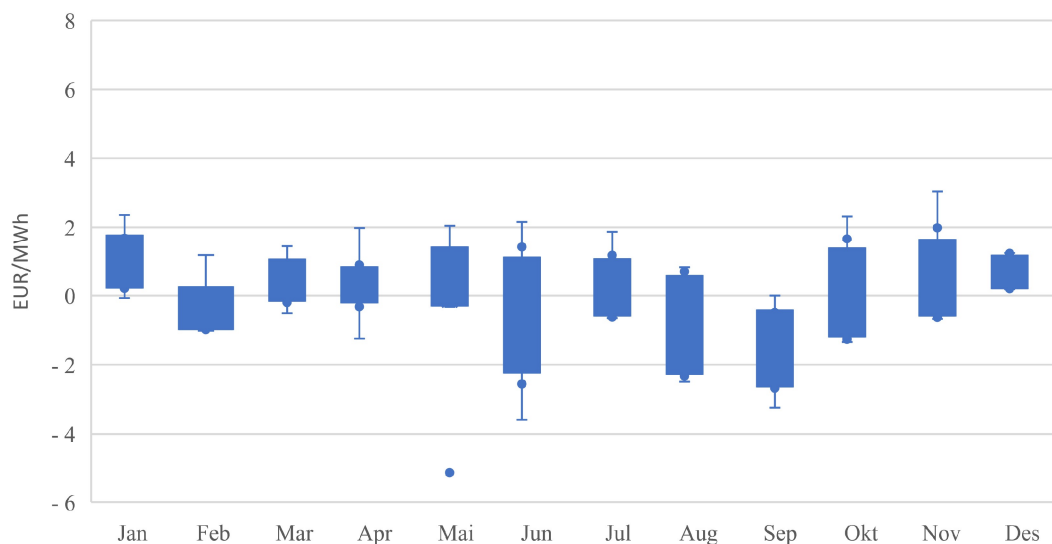
\* signifikant forskjellig fra 0 på 5% signifikansnivå

Figur 29 viser grafisk sammenligning av de fire ulike prognosemodellene for NO1. Prognosene opplever en volatil periode sommeren 2014, samt tidlig i 2020. Det gjenspeiles fra Tabell 15 at differanseprognosen er over dobbelt så volatil som de andre prognosemodellene.



Figur 29 Sammenlignbare prognoser NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020

Figur 30 viser gjennomsnittlig EPAD-prognostiseringsavvik per måned for hele perioden. Her ser vi at vintermånedene, spesielt desember har mindre spredning i observasjonene enn sommermånedene som er mer volatile.



Figur 30 Sesongmønster EPAD-prognose NO1 månedlige observasjoner, 2013-2020

Tabell 16 viser  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $R^2$ , RMSE og MAE for prognosemodellene til NO1. Også her er EPAD-prognosen eneste modell hvorav hverken  $\alpha$  er signifikant forskjellig fra 0 eller  $\beta$  er signifikant forskjellig fra 1. EPAD-prognosen forklarer kun 31% av variasjonen i fremtidig differansepris, men har lavest RMSE og MAE blant utvalget, etterfulgt av normalprognosen.

Tabell 16 KPI,  $R^2$  & Beta NO1

	NO1			
	EPAD-prognose	Differanseprognose	Nullprognose	Normalprognose
$\alpha$	-0.08 (0,18)	-0,75* (0,17)	-0,82* (0,17)	-0.19 (0,20)
$\beta$	0.93 (0,14)	0,10* (0,04)	0 (0)	0,62* (0,12)
$R^2$	0.31	0.05	0.01	0.22
RMSE	1.36	3.80	1.83	1.51
MAE	1.00	1.94	4.12	1.13

\* signifikant forskjellig fra 0 for  $\alpha$  og fra 1 for  $\beta$  på 5% signifikansnivå

### 7.1.4 EPAD prognosens treffsikkerhet relativt til prisområdene

I de tre foregående kapitlene har vi målt EPAD-prognosene relativt til konkurrerende prognosemodeller innad anmeldingsområdene. Funnene tilsier at EPAD-prognosemodellene er de beste blant konkurrentene, men reflekterer ikke hvordan de presterer relativt til andre prisområder.

Tabell 17 oppsummerer EPAD-kontraktenes prognostiseringsresultater på tvers av de tre anmeldingsområdene. Tabellen viser at samtlige gjennomsnittlige prognoseavvik er forventningsrette, men at NO1 treffer mye bedre med -0,02 gjennomsnittlig avvik sammenlignet med -0,28 for SE3 og -0,54 for DK1.

Nullhypotesene for Alpha og Beta er at modellen er treffsikker om  $\alpha = 0$ , og  $\beta = 1$ . Vi forkaster nullhypotesen for SE3 hvorav  $\alpha$  er signifikant fra 0 med verdi på -0,89, men beholder nullhypotesen for de to andre områdene. Vi beholder samtlige nullhypoteser for  $\beta$  hvorav ingen verdier er signifikant ulike fra 1. DK1 har høyest  $R^2$  hvorav 74% av variansen er forklart av modellen mot 54% for SE3 og kun 31% for NO1.

Til slutt sammenligner vi EPAD-prognosenes RMSE og MAE. Her finner vi at NO1 har lavest RMSE på 1,36 etterfulgt av SE3 på 3,16 og til slutt DK1 med 3,23. MAE er 1,0 for NO1, og over dobbelt så høy for SE3 og DK1 med 2,19 og 2,35 respektivt.

*Tabell 17 Sammenligning av EPAD-prognoser relativt til anmeldingsområdene. Månedlig observasjoner, 2013-2020*

	Gjennomsnitt	$\alpha$	$\beta$	$R^2$	RMSE	MAE
<b>SE3</b>	-0.28 (0,32)	-0,89* (0,45)	1.23 (0,12)	0.54	3.16	2.19
<b>DK1</b>	-0.54 (0,33)	-0.57 (0,37)	1.01 (0,06)	0.74	3.23	2.35
<b>NO1</b>	-0.02 (0,14)	-0.08 (0,18)	0.93 (0,14)	0.31	1.36	1.00

\* signifikant forskjellig fra 0 for  $\alpha$  og fra 1 for  $\beta$  på 5% signifikansnivå

## 7.2 VIDEREUTVIKLING AV OPPGAVEN

Analysen kan utvides til å gjelde flere, eller samtlige anmeldingsområder som tilbyr prissikring med EPAD-kontrakter. EPAD-kontrakter tilbys med årlig, kvartalsvis og månedlig løpetid for 14 områder, samt ukentlige kontrakter for 5 områder. I denne oppgaven har vi kun analysert prognostiseringsevnene til frontkontrakter, men analysen kan likeså gjennomføres med M0 (inneværende måned) eller M2 (2 måneder i forkant).

Analysen kan også videreutvikles ved å justere prognosemodellene i henhold til funn i denne analysen, eller ved å inkorporere andre sentrale variabler. Dersom  $\alpha$  er signifikant forskjellig fra 0 og/eller  $\beta$  er signifikant forskjellig fra 1 kan prognosen potensielt justeres ved å legge til  $\alpha$  og multiplisere med  $\beta$ . Det kunne vært interessant å undersøke om fyllingsgrad i vannmagasinene har et forhold til prisdannelsen slik at dette kunne hjelpe å bedre forutsi fremtidig differansepris.

I denne oppgaven vurderer vi prognosemodellenes evne til å forutsi fremtidig prisdifferanse med RMSE og MAE. Vi valgte å bruke RMSE (videreutvikling av MSE) fordi den sammenlignet med MSE er lettere å tolke da verdien oppgis i samme enhet som prognostisert verdi. I tillegg til RMSE valgte vi å bruke MAE fordi de to verdiene er sammenlignbare for å avdekke om prognosen inneholder store, men sjeldne avvik. Desto større avvik mellom RMSE og MAE, desto mer inkonsistent er avvikene (Jedox, 2022).



Prognosemodellene kunne derimot også blitt vurdert i henhold til andre metrikker som Mean Absolute Percentage Error (MAPE) som er nyttig ved å sammenligne flere prognosemodeller i henhold til prosentmessig feil, eller Weighted Absolute Percentage Error (WAPE) som er nyttig for vurdering av modeller som vurderer et lite datautvalg.

Det er gjort relativt lite forskning knyttet til EPAD-kontrakter, deres egenskaper, effektivitet og nytteverdi. Det faktum at kontraktene skrives på differansen mellom område og system kontra direkte på områdepris skaper muligheter for debatt om deres nytte og eventuelle forbedringsmuligheter. Dette i tillegg til at de preges av lavt volum og relativt høye kostnader åpner også for debatt for hvordan de kan effektiviseres og bedre tjene dagens marked og behov.

## 8 KONKLUSJONEN

---

Denne masteravhandlingen skulle svare på spørsmålet om hvorvidt EPAD-kontrakter er gode prognoser for fremtidig differansepris mellom anmeldingsområdene SE3, DK1, NO1 og systemprisen. For å teste prognoseegenskapene valgte vi å teste i hvilken grad EPAD frontkontrakten (M1) observert den 1. hver måned kunne forutsi etterfølgende måneds differansegjennomsnitt. For å videre teste EPAD-prognosens egenskaper målte vi den mot tre konkurrerende prognosemodeller. I tillegg til å vurdere prognoseevne relativt til konkurrenter ble de også målt på gjennomsnittlig prognoseavvik,  $\alpha$ ,  $\beta$ , RMSE og MAE. Vi tester følgende to hypoteser presentert i innledningen for å assistere oss i å danne endelig konklusjon.

Første hypotese tester om EPAD-prognosene er forventningsrette. For EPAD-prognosen til SE3 finner vi gjennomsnittlig prognosefeil på -0,28, ikke signifikant forskjellig fra 0, samt  $\beta$ -verdi 1,23 ikke signifikant forskjellig fra 1. Vi beholder derfor nullhypotesen for EPAD-prognosen til SE3.

Gjennomsnittlig prognosefeil for EPAD-prognosen til DK1 er heller ikke signifikant forskjellig fra 0 med -0,54 gjennomsnittlig feil.  $\beta$ -verdi er heller ikke signifikant forskjellig fra 1 med verdi på 1,01. Vi beholder nullhypotesen også for DK1.

NO1 har lavest gjennomsnittlig prognosefeil blant utvalget med -0,02 og ikke signifikant forskjellig fra 0, samt  $\beta$ -verdi på 0,93 som ikke er signifikant forskjellig fra 1. Vi beholder nullhypotesen for NO1 og finner derav at samtlige EPAD-prognoser er forventningsrette på fremtidig differanse mellom område og system.

Andre hypotese tester EPAD-kontraktens prognoseevner relativt til de tre utvalgte konkurrerende modellene. For SE3 finner vi at EPAD-prognosen har lavest gjennomsnittlig prognosefeil, samt lavest volatilitet i avvikene, lavest RMSE og MAE. I tillegg er  $\beta$  ikke signifikant forskjellig fra 1. Vi beholder nullhypotesen for SE3.

For DK1 har EPAD-prognosen -0,54 gjennomsnittlig avvik, ikke signifikant forskjellig fra 0, men utkonkurreres av differanseprognosen. EPAD-prognosen er derimot eneste modell som er forventningsrett jamfør at  $\beta$  ikke er signifikant forskjellig fra 1. EPAD-prognosen har også lavest RMSE og MAE blant konkurrentene. Vi beholder nullhypotesen også for DK1. For NO1 er EPAD-prognosen, differanseprognosen og normalprognosen forventningsrette i henhold til gjennomsnittlig prognoseavvik, men EPAD-prognosen har lavest avvik på -0,02 mot -0,07 og -0,22 for differanse- og normalprognosene respektivt. EPAD-prognosen for NO1 er eneste prognosemodell som er forventningsrett basert på ikke-signifikant  $\beta$ , lavest RMSE og MAE. Vi beholder nullhypotesen for NO1.

Selv om hypotesene hjelper oss med vurderingen av forskningsspørsmålet er det også kritisk å vurdere prognoseresultatene helhetlig. Vurderingen av prognoseresultatene individuelt, samt seg imellom gir ikke en konkret, objektiv forklaring på om EPAD-kontraktene er gode prognoser for fremtidig differansepris.

Vi finner at EPAD-prognosene for SE3 og NO1 gjør det betraktelig bedre enn konkurrerende modeller både i gjennomsnittlig avvik, men også i standardavvik. NO1 skiller seg her ut fra de andre områdene fordi gjennomsnittlig avvik kun er 2 eurocent per mega watt time, og standardavviket er kun 1,37. Vi finner derimot ikke samme resultater hos DK1 hvorav EPAD-prognosen har lavest volatilitet, men ikke gjennomsnittlig avvik. Vi argumenterer for at DK1 skiller seg ut fra de to andre områdene grunnet sin energimiks preget av ikke-regulerbar vindkraft, sammenlignet med vannkraften i SE3 og NO1.

Videre vurderer vi modellenes prognoseevner basert på  $\beta$ , RMSE og MAE. Her finner vi at EPAD-prognosen har lavest RMSE og MAE for alle områder. Hvis RMSE er 0 er modellen perfekt, men vi definerer ingen grenseverdi hvorav vi skiller mellom en god og en dårlig modell, kun at desto lavere verdi, desto bedre. RMSE er 3,16 for SE3 og 3,23 for DK1, men kun 1,36 for NO1. NO1 har også lavest MAE på 1,00 mot 2,19 for SE3 og 2,35 for DK1.

På bakgrunn av funnene i denne oppgaven finner vi at samtlige EPAD-prognoser er gode relativt til konkurrerende prognosemodeller. Vi finner derimot kun at EPAD-kontraktene til NO1 fungerer som gode prognoser generelt blant de tre områdene i utvalget.

## 9 LITTERATURLISTE

---

Barstad, H. & Adolfsen, M., 2021. *Nord Pool har beregnet systemprisen feil i tre uker.*

[Internett]

Available at: <https://www.europower-energi.no/kraftmarked/nord-pool-har-beregnet-systemprisen-feil-i-tre-uker/2-1-1107875>

[Funnet 2022].

Bessembinder, H. & Lemmon, M. L., 2002. Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets. *The Journal of Finance*, 57(3), pp. 1347-1382.

Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M., 2002. Futures and spot prices - an analysis of the Scandinavian electricity market. *Proceedings of the 34th Annual North American power Symposium (NAPS 2002)*.

Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M. D., 2010. The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics* 32, Januar, pp. 967-978.

CME Group, 2022. *cmegroup.com - Introduction to power.* [Internett]

Available at: <https://www.cmegroup.com/education/courses/introduction-to-power.html>

[Funnet 18 Januar 2022].

Copenhagen Economics, 2020. *Changed trading behaviour in longterm power trading*, Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

ENTSO-E, 2012. *ENTSO-E EDUCATIONAL PAPER.* [Internett]

Available at: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network\\_Code\\_CACM/20120619\\_Educational\\_Paper\\_on\\_Risk\\_Hedging\\_Instruments\\_review5.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_CACM/20120619_Educational_Paper_on_Risk_Hedging_Instruments_review5.pdf)

[Funnet 30 Januar 2022].

ESFS, 2017. *Revision of the European Market Infrastructure Regulation*, s.l.: European Systemic Risk Board.

French, E. F. F. a. K. R., 1987. Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage. *The Journal of Business*, 60(1), pp. 55-73.

- G.Kalantzis, F. & T.Milonas, N., 2013. Analyzing the impact of futures trading on spot price volatility: Evidence from the spot electricity market in France and Germany. *Energy Economics*, 36(1), pp. 454-463.
- Gjøølberg, O. & Brattested, T.-L., 2011. The biased short-term futures price at Nord Pool: can it really be a risk premium?. *The Journal of Energy Markets*, Mars, 4(1), pp. 3-19.
- Huisman, R. & Kilic, M., 2012. Electricity Futures Prices: Indirect Storability, Expectations, and Risk Premiums. *Energy Economics*, 34(4), pp. 892-898.
- Hull, J. C., 2009. *Options, Futures and Other Derivatives*. 7 red. New Jersey: Prentice-Hall Inc.
- Jedox, 2022. *jedox.com - Error Metrics: How to Evaluate Your Forecasts*. [Internett] Available at: <https://www.jedox.com/en/blog/error-metrics-how-to-evaluate-forecasts/>
- Kolb, S., Dillig, M., Plankenbühler, T. & Karl, J., 2020. *Sciencedirect.com - The impact of renewables on electricity prices in Germany - An update for the years 2014-2018*. [Internett] Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032120305955> [Funnet 20 Januar 2022].
- Kroner, K. & Sultan, J., 1993. Time-Varying Distributions and Dynamic Hedging with Foreign Currency Futures. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(4), pp. 535-551.
- Kroner, K. & Sultan, J., 1995. Arbitrage, cointegration, and testing the unbiasedness hypothesis in financial markets. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 30(1), pp. 23-42.
- Lucia, J. & Torro, H., 2011. On the risk premium in Nordic electricity futures prices. *International Review of Economics & Finance*, 20(4), pp. 750-763.
- Marckhoff, J. & Wimschulte, J., 2009. Locational price spreads and the pricing of contracts for difference: Evidence from the Nordic market. *Energy Economics*, 31(2), pp. 257-268.
- Mork, E., 2006. The Dynamics of Risk Premiums in Nord Pool's Futures Market. *Energy Studies Reiview*, 14(1), pp. 170-185.
- Mæland, A. & Oma, I., 2022. *Statkraft.no - slik virker det: hvorfor går strømprisen opp?*. [Internett]

Available at: <https://www.statkraft.no/nyheter>

[Funnet 18 Januar 2022].

Nasdaq, 2021a. [Internett]

Available at: <https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-european-power>

Nasdaq, 2021b. *European Power Monthly Deferred Settlement (DS) Futures - manage power price risk with futures matching your physical contracts.* [Internett]

Available at: <https://www.nasdaq.com/solutions/european-power-monthly-ds-futures>

Nasdaq, 2022. *nasdaq.com - Contract Specification.* [Internett]

Available at: <https://www.nasdaq.com/docs/Contracts-Specification-EPAD-NO3-Trondheim.pdf>

[Funnet 31 Januar 2022].

Nord Pool, 2020. *nordpoolgroup.com - Price Calculation.* [Internett]

Available at: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>

[Funnet 31 Januar 2022].

Nord Pool, 2021a. *Intraday market.* [Internett]

Available at: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>

Nord Pool, 2021b. *Day-ahead market.* [Internett]

Available at: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>

Nord Pool, 2022. *nordpoolgroup.com - Historical Market Data.* [Internett]

Available at: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

[Funnet 05 Februar 2022].

Olje- og energidepartementet, 2021. *Energifaktanorge.no - the power market.* [Internett]

Available at: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

[Funnet 18 Januar 2022].

Redl, C., Haas, R., Huber, C. & Böhm, B., 2009. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. *Energy Economics*, 31(3), pp. 356-364.

Reuters, 2015. *Nasdaq prepares to remove "pillar" of Nordic power market.* [Internett]

Available at: <https://www.reuters.com/article/nordic-power-nasdaq->

idUSL5N0XQ55M20150429

[Funnet 2021].

Schofield, N., 2021. *Commodity Derivatives - Markets and Applications*. 2. red. Chichester: Wiley.

Smith-Meyer, E. & Gjølberg, O., 2016. The Nordic futures market for power: finally mature and efficient?. *Journal of Energy Markets*, 9(4), pp. 1-15.

Spodniak, P., Chernenko, N. & Nilsson, M., 2014. *Researchgate.net - Efficiency of Contracts for Differences (CfDs) in the Nordic Electricity Market*. [Internett]

Available at: [10.2139/ssrn.2496889](https://ssrn.com/abstract=2496889)

[Funnet 15 Februar 2022].

Spodniak, P. & Collan, M., 2018. Forward risk premia in long-term transmission rights: the case of electricity price area differentials (EPAD) in the Nordic electricitymarket.. *Util. Policy*, 50(C), pp. 194-206.

Spodniak, P., Collan, M. & Viljainen, S., 2015. Examining the Markets for Nordic Electricity Price Area Differentials (EPAD) - Focus on Finland. *LUT Scientific and Expertise Publications - Reports No. 51*, 20 Mai.

Statnett, 2022. *statnett.no - NordLink*. [Internett]

Available at: <https://www.statnett.no/en/our-projects/interconnectors/nordlink/>

[Funnet 08 Mars 2022].

Statnett, 2022. *statnett.no - Tall og data fra kraftsystemet*. [Internett]

Available at: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#nordisk-kraftflyt>

[Funnet 06 Mars 2022].

THEMA, 2021a. *statnett.no - Power Price Risk Hedging Opportunities in the Norwegian Market*. [Internett]

Available at: <https://www.statnett.no/>

[Funnet 02 Februar 2022].

THEMA, 2021b. *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*, s.l.: s.n.





**Norges miljø- og biovitenskapelige universitet**  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway