

Marte Emilie Berger og Solveig Rabliås

## **Kraften av klimakvoter**

En analyse av hvordan CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i EU ETS påvirker kraftprisen i Norge og Danmark

Masteroppgave i økonomi og administrasjon

Veileder: Johannes Mauritzen

Mai 2022



Marte Emilie Berger og Solveig Rabliås

## **Kraften av klimakvoter**

En analyse av hvordan CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i EU ETS påvirker kraftprisen i Norge og Danmark

Masteroppgave i økonomi og administrasjon  
Veileder: Johannes Mauritzen  
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for økonomi  
NTNU Handelshøyskolen



Kunnskap for en bedre verden





---

## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som et avsluttende, selvstendig arbeid i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved NTNU Handelshøyskolen våren 2022. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng innenfor hovedprofilen Business Analytics.

I forbindelse med arbeidet vil vi rette en takk til vår veileder Johannes Mauritzen for å sette i gang tankeprosesser, samt gode og konstruktive tilbakemeldinger gjennom semesteret. I tillegg rettes en takk til Christoph Halser for hjelp med søk i databaser.

Innholdet i denne oppgaven står for forfatterens regning.

Trondheim, mai 2022.

---

Marte Emilie Berger

---

Solveig Rabliås

---

## Sammendrag

Denne masteroppgaven handler om effekten av EU ETS sin kvotepris på kraftprisen i prisområdene NO1 og DK1 i Nord Pool. Dette er en kvantitativ studie med tidsse-riedata fra januar 2008 til og med mars 2022 hvor både kvoteprisen og kraftprisene har daglige observasjoner. Studien ser på fase 2, 3 og 4 av EU ETS, samt hele perioden under ett. Det benyttes ARIMAX- og SARIMAX-modeller til å estimere overføringskoeffisienter fra kvoteprisen til kraftprisen for hver tidsperiode og hvert prisområde.

I likhet med tidligere studier på området finner denne oppgaven en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen. Likevel spriker resultatene, med en overføringskoeffisient som varierer fra 0,05 til 1,29 euro/MWh. Dette samsvarer med tidligere litteratur som finner overføringskoeffisienter på et bredt spekter mellom 0 og 1,11. I vår analyse er den høyeste overføringskoeffisienten for NO1 i fase 2, hvor den ligger på 1,22-1,23 euro/MWh. Den høyeste overføringskoeffisienten for DK1 er på 1,02-1,29 euro/MWh i fase 3. For begge prisområdene er den laveste overføringskoeffisienten i fase 4, med en koeffisient på 0,05-0,32 euro/MWh for NO1 og 0,28-0,74 euro/MWh for DK1. Modellene for hele perioden av EU ETS gir overføringskoeffisienter på 0,29-0,40 euro/MWh for NO1 og 0,70-0,83 euro/MWh for DK1.

Et gjennomgående funn er at overføringskoeffisienten er høyere i DK1 enn i NO1. Dette var noe forventet ut ifra både litteratur og teori, og kan ha en sammenheng med at DK1 har mer kraftproduksjon basert på fossil energi og koblinger til mer karbonintensive land enn NO1. Våre resultater viser at overføringskoeffisientene for begge prisområdene har blitt redusert med tiden. Dette indikerer at strukturer i markedene har forandret seg, og vi konkluderer med at effekten av kvoteprisen på kraftprisen har endret seg gjennom fasene av EU ETS.

---

## Abstract

This master's thesis concerns the effect of the EU ETS's carbon price on the power prices in the price areas NO1 and DK1 in Nord Pool. It is a quantitative study which uses time series data from January 2008 to March 2022 where both the carbon price and the power prices have daily observations. The study looks at phases 2, 3 and 4 of the EU ETS, as well as the entire period. ARIMAX and SARIMAX models are used to estimate the pass-through rate from the carbon price to the power price for each phase and the entire time period.

In accordance to previous studies, this thesis identifies a positive correlation between the carbon price and the power price. However, the results vary, with a pass-through ranging from 0.05 to 1.29 euro/MWh. This corresponds with previous studies which find pass-through rates on a wide range between 0 and 1.11. In our analysis, the highest pass-through rate for NO1 occurs in phase 2, where it is 1.22-1.23 euro/MWh. The highest pass-through for DK1 is 1.02-1.29 euro/MWh in phase 3. Both price areas have the lowest pass-through in phase 4 at 0.05-0.32 euro/MWh for NO1 and 0.28-0.74 euro/MWh for DK1. The models for the entire period have pass-through rates of 0.29-0.40 euro/MWh for NO1 and 0.70-0.83 euro/MWh for DK1.

A general finding is that the pass-through rate is higher in DK1 than in NO1. This was expected based on both previous studies and theory. This may be related to DK1 having more electricity production based on fossil energy sources compared to NO1. Another reason may be connections to more carbon-intensive countries. Our results show that the pass-through rates for both price areas have been reduced over time. This indicates that the market structures have changed, and we conclude that the effect of the carbon price on the power price has changed through the phases of the EU ETS.

---

# Innholdsfortegnelse

<b>Figurer</b>	<b>vi</b>
<b>Tabeller</b>	<b>vii</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Innledning . . . . .	1
1.2 Litteraturgjennomgang . . . . .	6
<b>2 Markeder</b>	<b>11</b>
2.1 Markedsteori . . . . .	11
2.1.1 Kraftmarkedet . . . . .	11
2.1.2 Kvotemarkedet . . . . .	13
2.1.3 Etterspørselastisitetens påvirkning på overføringskoeffisienten	14
2.2 Kraftmarkedet og kvotemarkedet . . . . .	16
2.2.1 Nord Pool . . . . .	16
2.2.2 EU ETS . . . . .	19
<b>3 Data</b>	<b>24</b>
3.1 Datasettet . . . . .	24
3.2 Deskriptiv statistikk . . . . .	25
3.2.1 Korrelasjon . . . . .	28
<b>4 Metode</b>	<b>31</b>
4.1 ARIMA-modeller . . . . .	31

---

4.2	Utvelgelse av modeller . . . . .	33
4.2.1	Identifisering av stasjonaritet . . . . .	34
4.2.2	Valg av modeller . . . . .	35
4.2.3	Validering av modellen . . . . .	37
<b>5</b>	<b>Resultater og diskusjon</b>	<b>38</b>
5.1	Identifisering av stasjonaritet . . . . .	38
5.2	Sjekk av ulike variabler . . . . .	39
5.3	Valg av modell . . . . .	40
5.3.1	Fase 2 . . . . .	41
5.3.2	Fase 3 . . . . .	45
5.3.3	Fase 4 . . . . .	48
5.3.4	Hele perioden . . . . .	51
5.3.5	Refleksjoner om valg . . . . .	53
5.4	Overføringskoeffisientene i et større perspektiv . . . . .	54
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>61</b>
	<b>Referanser</b>	<b>62</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>a</b>

---

## Figurer

1	Kraftprisen for NO1 i 2020-2021. . . . .	1
2	Kvotepriens utvikling 2008-2021. . . . .	3
3	Kraftmarkedets marginalkostnadskurve. . . . .	13
4	Fastsettelse av kvotetak og kvotepris. . . . .	14
5	Overføringskoeffisienter og elastisitet. . . . .	15
6	Oversikt over prisområder i Nord Pool. . . . .	17
7	Energisammensetningens utvikling . . . . .	19
8	Kraftprisene og kvoteprisen sin utvikling fra 2008 til og med første kvartal 2022. . . . .	26
9	Prisutvikling for gass- og kullprisen. . . . .	28
10	Korrelasjonsmatrise. . . . .	29
11	Flytdiagram over prosessen med valg av modeller. . . . .	34
12	Utviklingen av kraftprisen i DK1 på nivå- og differanseform for 2008-2012. . . . .	38
13	PACF-plott av modeller for fase 2. . . . .	41
14	Barplott for kvotekoeffisienter fase 2. . . . .	43
15	PACF-plott av modeller i fase 3. . . . .	45
16	Barplott kvotekoeffisienter fase 3. . . . .	46
17	PACF-plott av modeller i fase 4. . . . .	48
18	Plot kvotekoeffisienter fase 4. . . . .	49
19	PACF-plott av modeller for hele perioden. . . . .	51
20	Plot kvotekoeffisienter hele perioden. . . . .	53

---

## Tabeller

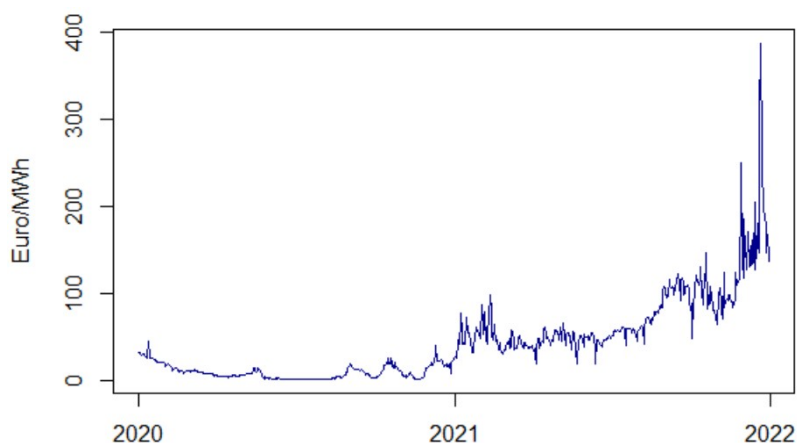
1	Kraftproduksjonens energisammensetning for ulike land i Europa. . . . .	18
2	Deskriptiv statistikk for kraftpris og kvotepris. . . . .	25
3	Resultater av Augmented Dickey Fuller-test. . . . .	39
4	Modeller for fase 2. . . . .	42
5	Modeller for fase 3. . . . .	46
6	Modeller for fase 4. . . . .	49
7	Modellene for hele perioden. . . . .	52
8	Kvotekoeffisientene for de ulike tidsperiodene for hvert prisområde. . . . .	55

---

# 1 Introduksjon

## 1.1 Innledning

I 2021 var kraftpriser et mye diskutert tema i samfunnsdebatten i Norge. Kraftprisene har økt kolossalt det siste året. På Østlandet var for eksempel den gjennomsnittlige kraftprisen 62,56 øre/kWh i januar 2021, mens i desember samme år hadde gjennomsnittsprisen økt til 221,41 øre/kWh (Norges Energi, 2022). I 2020 var kraftprisene i Norge lavere enn på mange tiår med en gjennomsnittspris på 10 øre/kWh, mens landsgjennomsnittet i 2021 var 61 øre/kWh (Olje-og energidepartementet, 2022). Denne dramatiske utviklingen vises i figur 1.



**Figur 1:** Kraftprisens utvikling for NO1 2020-2021.

Årsakene til de høye kraftprisene har vært et stort samtaleemne både i private husholdninger, på riksdekkende tv og blant politikerne på Stortinget. Hvordan utenlandskabler, og dermed den sterke koblingen til Europa, øker kraftprisen er blant de heteste debattene. Norge er en del av Nord Pool og har et felles nordisk kraftmarked med Sverige, Danmark og Finland, som videre har forbindelser til det europeiske kraftmarkedet. Det betyr at kraftprisene i både Norge og andre land i Nord Pool påvirkes av både innenlandske og utenlandske faktorer.

Videre har debatten kanskje ikke vært så nyansert som den burde, da det er mange andre faktorer enn forbindelsene til andre land som har innvirkning på kraftprisen. Enkelt sagt bestemmes kraftprisene av tilbud og etterspørsel. Dette påvirkes igjen av



---

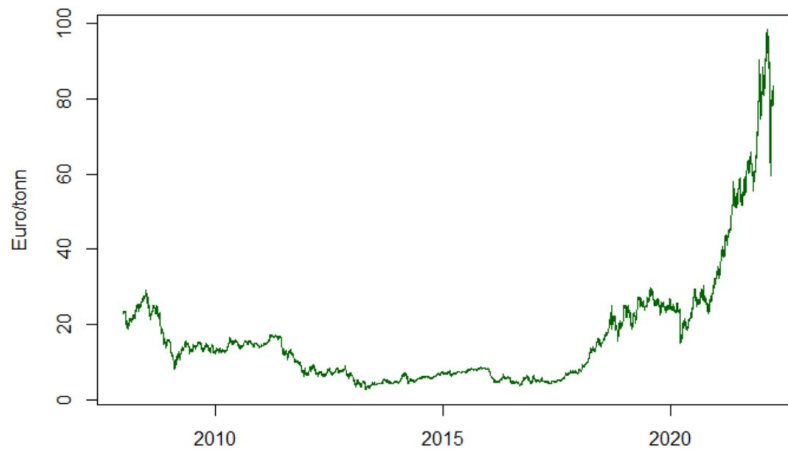
blant annet forbruk, temperatur, nedbørsmengde, vindkraft, prisen på gass og kull, og CO<sub>2</sub>-prisen (NTE, 2022). CO<sub>2</sub>-prisen er i dette tilfellet prisen på CO<sub>2</sub>-kvotene i det europeiske kvotesystemet EU ETS (Emissions Trading System), heretter kalt kvoteprisen. Kvotesystemet var operativt fra 2005, og har siden da vært igjennom tre faser med ulike mål om utslipp. I dag er systemet inne i sin fjerde fase. Kvotesystemet har utviklet seg fra gratis tildelte kvoter og overskudd av kvoter i de tidlige fasene, til lavere kvotetak og høyere kvotepriser (European Commission, u.å.-a). Kraftsektoren har vært inkludert i kvotesystemet siden oppstarten, og på den måten vært med på hele kvoteprisens utvikling. Det kan derfor være interessant å se nærmere på forholdet mellom kvoteprisen og kraftprisen gjennom denne perioden.

Kvotesystemet er kanskje ikke det som omtales mest i mediene, men er svært sentralt i klimapolitikken til EU. I Kyoto-avtalen fra 1997 ble det for første gang satt bindende mål om utslippsreduksjon, og i 2000 startet utarbeidelsen av EU ETS før det ble lansert i 2005 (European Commission, u.å.-a). Siden da har kvotesystemet vært EU sitt flaggskip i klimapolitikken for å oppnå utslippsmålene og bekjempe klimaendringene (European Commission, u.å.-b). Kvotesystemet ble også utpekt som en grunnpilar for å nå EU sitt mål om utslippskutt som ble bestemt i Parisavtalen fra 2015 (Regjeringen, 2021), og som en del av EUs Green Deal fra 2019, som er en strategi for grønn vekst i Europa (Miljødirektoratet, u.å.). I 2021 kom ”Klar for 55”-pakken, som blant annet inneholder flere forslag til endringer og innstramminger i kvotesystemet som skal bidra til at EU når sine oppdaterte klimamål for 2030 (Regjeringen, 2021).

Figur 2 viser utviklingen i kvoteprisen fra 2008 til og med mars 2022. Kvoteprisen har skutt i været de siste årene. Spesielt stor var økningen fra 2020 hvor kvotesystemet gikk inn i sin fjerde fase. I mai 2021 passerte prisen for første gang 50 euro, og 8. desember 2021 var prisen for første gang over 90 euro. I denne fjerde fasen har EU varslet tøffere klimatiltak for de neste årene, som betyr at antall kvoter tilgjengelig skal reduseres ytterligere. Et lavere kvotetak er trolig mye av grunnen til den store økningen i kvoteprisen. En høy kvotepris skal gi insentiv til å redusere sitt CO<sub>2</sub>-utslipp, og heller benytte fornybare energikilder. Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er altså et svært dagsaktuelt tema, og å undersøke hvordan kvoteprisen påvirker kraftprisen vil vise effekten av CO<sub>2</sub>-prising i praksis. I denne studien ønsker vi derfor å se hvilken

---

effekt kvoteprisen har på kraftprisen.



**Figur 2:** Kvoteprisens utvikling fra 2008 til og med mars 2022.

Målet med denne oppgaven er å finne overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen. Overføringskoeffisienten i denne sammenhengen defineres som hvor mye kraftprisen øker når kvoteprisen økes med én euro. I vår studie undersøkes og sammenlignes overføringskoeffisienten fra kvoteprisen til kraftprisen for to ulike prisområder i Nord Pool: NO1 og DK1. Videre undersøkes det hvordan overføringskoeffisienten varierer mellom fasene i EU ETS, hvor fase 2, fase 3 og starten av fase 4 er inkludert i denne studien.

NO1 ble valgt ut da dette området dekker Østlandet i Norge, hvor kraftprisene som nevnt har hatt en stor prisøkning i 2021. For å få et sammenligningsgrunnlag, ønsket vi å sammenligne NO1 med et nærliggende prisområde. Valget falt på det danske prisområdet DK1 som dekker Jylland. Geografisk sett er dette området nært NO1, men de har likevel noen ulikheter når det kommer til energisammensetning og koblinger til andre land. Kraftproduksjonen i NO1 består, som resten av Norge, nesten kun av fornybar energi. Hvorvidt kvoteprisene har påvirkning på kraftprisene i Norge er derfor et interessant spørsmål. Danmark har en større andel fossil energi enn Norge, og tettere koblinger til Tyskland og Nederland som også preges av fossil energi. Dette gir forventninger om at overføringskoeffisientene i NO1 og DK1 kan være ulike. Ellers er det mye som har forandret seg siden oppstarten av kvotesystemet i 2005. Energisammensetningen i flere av landene i Nord Pool har endret seg, kvotesystemets rammer er strammet inn og kvoteprisen har hatt store variasjoner. Dette gjør det

---

interessant å se om dette gjenspeiler seg i form av forskjellige overføringskoeffisienter for de ulike fasene.

Det finnes allerede en del forskning på sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen. I litteraturen omtales effekten av kvoteprisen på kraftprisen med det engelske begrepet pass-through, som er det vi i denne studien kaller overføringskoeffisienten. Av studiene som er inkludert i litteraturgjennomgangen er det kun Fell (2010) og konsulentselskapet THEMA (2011) som ser på overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og det nordiske kraftmarkedet. Fell (2010) ser på overføringskoeffisienten til systemprisen, mens THEMA (2011) ser på kraftprisen for hele Norge. I vår studie skiller vi oss fra disse ved at vi ser på prisområdene NO1 og DK1. Videre er det nokså mange år siden begge disse studiene ble utført, og siden den gang har det skjedd store endringer i EU sitt kvotesystem. Kvoteprisen har blitt redusert betydelig, og kvoteprisen har økt svært mye de siste årene. Å sammenligne overføringskoeffisienten mellom de ulike fasene i kvotesystemet er dermed heller ikke noe som er blitt gjort i de tidligere inkluderte studiene.

Tidligere forskning har i stor grad benyttet regresjonsmodeller. I denne oppgaven benyttes ARIMA-modeller som er en mye brukt metode i tidsserieanalyse. Fordelen med ARIMA-modeller er at de er forholdsvis enkle, samtidig som de fanger opp dynamikken i en tidsserie. Videre kan den også utvides til å inkludere sesonger og eksogene variabler. Siden kraftprisen ofte preges av sesongvariasjoner og kvoteprisen skal inkluderes falt valget for analysemodell på ARIMA-modeller.

Alle artiklene i vår litteraturgjennomgang har funnet en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen. Hvor stor overføringskoeffisienten er varierer mellom de ulike studiene, men også innad i hver studie. Generelt fant studiene av markeder i Europa overføringskoeffisienter over et svært stort spekter, fra nært null til over 100%. Våre resultater viser også en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen for både NO1 og DK1, i alle faser av kvotesystemet, men hvor stor den er varierer betydelig. For NO1 har overføringskoeffisienten gradvis blitt lavere fra fase 2 til fase 4 av EU ETS. Den høyeste koeffisienten er i fase 2 hvor den er mellom 1,22 og 1,23 euro/MWh, mens den er lavest i fase 4 hvor den er mellom 0,05 og 0,32 euro/MWh. I DK1 er trenden ikke like tydelig, overføringskoeffisienten er høyest i fase 3 hvor

---

den er mellom 1,02 og 1,29 euro/MWh, mens den også her er lavest i fase 4 hvor den er mellom 0,28 og 0,74. Våre resultater viser at overføringskoeffisienten har blitt redusert med tiden. Et annet funn er at overføringskoeffisienten generelt er høyere i DK1 enn NO1. Dette indikerer at strukturer i markedene har forandret seg, som gjør at forholdet mellom kvoteprisen og kraftprisen også har endret seg med tiden.

Videre oppbygning av oppgaven er først en presentasjon av bakgrunnen for analysen. Bakgrunnen består av en litteraturgjennomgang av tidligere forskning, etterfulgt av markedsteori og en presentasjon av Nord Pool og EU ETS. Videre presenteres datasettet som er grunnlaget for analysen, og en nærmere innføring i metoden som er benyttet. Deretter presenteres resultatene av ARIMA-modellene i form av overføringskoeffisienter i NO1 og DK1 for hver fase av kvotesystemet og for hele perioden under ett. Avslutningsvis diskuteres resultatene opp mot tidligere litteratur, og drøftes i et større perspektiv.

---

## 1.2 Litteraturgjennomgang

Det er tidligere gjort en del studier på overføringskoeffisienten fra CO<sub>2</sub>-kvoteprisen til kraftprisen. I forbindelse med denne oppgaven har det derfor blitt gjennomført en litteraturstudie for å kartlegge tidligere forskning og artikler som er relevante for vår masteroppgave. De fleste studiene er utført før 2016 og ser på ulike markeder i Europa.

Fell (2010) er trolig den studien som er nærmest vår oppgave da han estimerte overføringskoeffisienten mellom nordiske kraftpriser og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Denne studien er riktig nok fra 2008 som betyr at kvotesystemet var i pilotfasen og dermed at nesten alle kvotene ble tildelt gratis. Det er en nokså annerledes situasjon enn de senere fasene, som i større grad preges av auksjonering og høyere priser. Variablene som benyttes for å forklare kraftprisen er kvoteprisen, gass- og kullprisen, reservoarnivået og temperatur. Resultatene viste en signifikant effekt av prissjokk i kvoteprisen på kraftprisen på kort sikt, mens denne effekten avtok på lengre sikt.

Videre ble det også funnet at effekten av sjokk i kvoteprisen varierer med tid på døgnet, på grunn av variasjonen i hvilken kraftprodusent som produserer på marginen og dermed er prissetter i markedet. Videre beskriver han at hvis kraftprodusentene fullt ut overfører alternativkostnaden av å eie kvoter og etterspørselselastisiteten er konstant, så bør en prisøkning på 1 euro per tonn føre til en marginal respons i kraftprisen på 0,85 euro/MWh hvis kullkraft er den marginale produsenten og 0,48 euro/MWh hvis naturgass er den marginale produsenten. I sin studie estimerer Fell (2010) to ulike modeller. I perioder med lav etterspørsel viser modellene overføringskoeffisienter mellom 0,60 og 0,95 euro/MWh som er relativt nære den forventede responsen på 0,85 euro/MWh for kullkraftverk. I perioder med høy etterspørsel er responsen mellom 0,40 og 0,65 euro/MWh, som da er relativt nære den forventede responsen på 0,48 euro/MWh for naturgassprodusenter.

En annen studie som ser på det nordiske kraftmarkedet er konsultentselskapet THEMA, som i 2011 ga ut en rapport om hvordan kvoteprisen påvirker norske kraftpriser (THEMA, 2011). De har både utført en regresjon for historiske data, fra 2004-2008, og en simulering for å predikere fremtidige overføringskoeffisienter for 2013 og 2020.

---

De fant i sin studie at til tross for at norsk kraft nesten kun er basert på vannkraft, fører CO<sub>2</sub>-prisen til en betydelig økning i kraftprisene i Norge. Videre ble det funnet at den gjennomsnittlige overføringskoeffisienten for norske kraftpriser er nokså lik overføringskoeffisienten i andre markeder i Nord-Europa.

Som Fell (2010), fant også THEMA (2011) at overføringskoeffisienten varierte ut i fra energikilde. Regresjonen for historiske data fant en gjennomsnittlig overføringskoeffisient på 0,67 tonn CO<sub>2</sub>/MWh, som var mellom CO<sub>2</sub>-marginalkostnaden til gass og kull på henholdsvis 0,4 tonn CO<sub>2</sub>/MWh og 0,8-0,9 tonn CO<sub>2</sub>/MWh. Regresjonen inkluderte forklaringsvariablene kullpris, kvotepris og avvik fra normal reservoarbeholdning.

I simuleringen for fremtiden ble den gjennomsnittlige overføringskoeffisienten 0,6 tonn CO<sub>2</sub>/MWh, som vil si at en økning i kvoteprisen på for eksempel 10 euro, gir en økning i kraftprisen på 6 euro/MWh. Ellers ble det også estimert fremtidige overføringskoeffisienter for andre land i Nord-Europa, hvor Danmark ble estimert til å ha en høyere overføringskoeffisient enn Norge. Et annet interessant funn fra simuleringsmodellen for fremtiden er at det ble funnet et nokså lineært forhold mellom kvoteprisen og kraftprisen, som da innebærer at en høyere kvotepris ikke øker overføringskoeffisienten. På lengre sikt ble det likevel funnet at størrelsen på overføringskoeffisienten er mer usikker.

Utover det nordiske kraftmarkedet, finnes det flere studier som undersøker overføringskoeffisienten i andre europeiske kraftmarkeder. Sijm, Neuhoff og Chen (2006) analyserte kraftmarkedet i Tyskland og Nederland. De fant en overføringskoeffisient mellom 60% og 100%, avhengig av karbonintensiteten til energikilden som benyttes av den marginale produsenten. Disse resultatene er i tråd med Fell (2010) sin studie av det nordiske kraftmarkedet.

En annen studie fra 2008 av Sijm et al. (2008) så på virkningen av EU ETS på kraftpriser over hele EU. Dette var en omfattende analyse på oppdrag fra European Commission hvor de ved hjelp av regresjonsanalyse estimerte overføringskoeffisienter av CO<sub>2</sub>-utslippkostnader til kraftprisene i 2005 og 2006 for ni land i EU ETS. De fleste overføringskoeffisientene lå mellom 0 og 1, hvor de fleste var mellom 38% og 83%. Resultatene fra studien viser at en betydelig del av kostnadene ved fritt tildelte CO<sub>2</sub>-

---

utslippskvoter overføres til kraftprisene, noe som både gir høyere elektrisitetspriser og også ekstra fortjeneste for kraftprodusentene (Sijm mfl., 2008).

Fabra og Reguant (2014) så på det spanske kraftmarkedet, og fant en gjennomsnittlig overføringskoeffisient på over 80%. De har benyttet data fra januar 2004 til februar 2006 hvor EU ETS var i pilotfasen. Overføringskoeffisienten i hovedmodellen til denne studien ble estimert med lineær regresjon hvor den avhengige variabelen var timesprisen på kraft, mens forklaringsvariablene var marginal utslippskostnad, i tillegg til temperatur, makstemperatur, vindhastighet, kvadrert vindhastighet, kullpris, gasspris og oljepris. De fant overføringskoeffisienter mellom 0,77 og 0,86. Når de skilte mellom timer med høyt og lavt forbruk, fant de en overføringskoeffisient på rundt 60% i perioder med lavt forbruk, mens overføringskoeffisienten i perioder med høyt forbruk var opp mot 111%.

Hintermann (2016) har gjort en lignende analyse som Fabra og Reguant (2014), men for det tyske kraftmarkedet. Den avhengige variabelen var timesprisen på elektrisitet i Tyskland, og tidsperioden var fra 2010 til 2013. Av variabler ble kvotepris, kullpris, gasspris og oljepris inkludert. Han fant en overføringskoeffisient mellom kvoteprisen og kraftprisen for alle timer mellom 81% og 111%. Når han så på overføringskoeffisientene mellom ulike timer, fant han at mindre enn 100% av kvotekostnaden ble overført i perioder med lav etterspørsel og mer enn 100% i perioder med høy etterspørsel. Begge disse funnene er i tråd med funnene til Fabra og Reguant (2014). En overføring på over 100% kan være vanskelig å forstå. Hintermann (2016) påpeker at overføringskoeffisienten på over 100% kan skyldes at etterspørselen etter kraft er svært uelastisk og ikke-lineær i timer med høy etterspørsel. En slik bratt etterspørselskurve kan dermed føre til at prisøkningen er større enn kvotekostnaden, og dermed blir overføringskoeffisienten over 100%.

Ahamada og Kirat (2018) studerte overføringskoeffisienten i Tyskland og Frankrike i fase 2 av EU ETS. De benyttet en ikke-lineær modell og skilte mellom overføringskoeffisienten over og under en beløpsgrense som ga ulike overføringskoeffisienter. For Frankrike var beløpsgrensen 15 euro. Kvotepriser mindre enn dette ga en overføringskoeffisient på 0,25, mens for priser over denne grensen var den 0,05. Beløpsgrensen for Tyskland var 12,5 euro. Overføringskoeffisienten for priser under

---

dette var -0,33 og ikke signifikant, som dermed ble tolket som at kvoteprisen ikke hadde påvirkning på kraftprisen. En pris over beløpsgrensen ga en overføringskoeffisient på 0,22. Videre blir resultatene sammenlignet med en lineær regresjon som hadde en overføringskoeffisient på 0,19 for Tyskland og 0,18 for Frankrike. Denne studien indikerer altså at sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen ikke nødvendigvis er lineær, slik at en høyere kvotepris muligens kan endre overføringskoeffisienten.

Caporin, Fontini og Segato (2021) studerte forholdet mellom EU ETS og den italienske kraftprisen. De diskuterte spesielt om overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen har vært en driver for avkarboniseringen av kraftsektoren. De benyttet en modell hvor de skilte mellom topp- og lavpriser, og analysen er utført for tredje fase av EU ETS. De fant at det er stor variasjon i overføringskoeffisienten, og har modeller som både gir positive og negative overføringsverdier. De konkluderer med at en økning på 1 euro i kvoteprisen gir en økning på 0,07 euro i kraftprisen, og dessuten at overføringskoeffisienten har falt betydelig over tid.

Flere av studiene tar også opp skatteoverveltningen mellom produsentene og konsumentene. Sijm et al. (2008) trakk fram at fritt tildelte CO<sub>2</sub>-utslippkvoter fører til ekstra fortjeneste for produsentene. Fell (2010) fant at på kort sikt antyder overføringskoeffisienten at det skjer en velferdsoverføring fra kraftkonsumentene til kraftprodusentene. Dette støttes videre av Hintermann (2016) som påpeker at en komplett overføring av kvotekostnaden til kraftprisen vil være en gave til kraftprodusentene hvis denne tildelingen skjer gjennom gratis kvoter, fordi prisøkningen blir en del av produsentenes profitt. Ifølge Hintermann (2016) vil kvotekostnaden hovedsakelig, om ikke fullt ut, betales av konsumentene. Dermed støtter han beslutningen i EU ETS om å avslutte gratis tildeling av kvoter til kraftprodusenter og heller gå over til auksjonering. I dag er kvotesystemet i fase 4 hvor store deler av kvotetildeling til kraftsektoren skjer gjennom auksjon. Dette støtter i større grad prinsippet om at forurensere skal betale, ved at produsentene påføres en kostnad for utslippet sitt.

Alle de ulike studiene indikerer at en økning i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen fører til en økning i kraftprisen, som gjør at det også kan forventes en positiv sammenheng i denne oppgaven. De tidligste studiene fant en overføringskoeffisient på under 100%. Overføringskoeffisientene ligger generelt ofte mellom CO<sub>2</sub>-marginalkostnadene til



---

gass og kull, altså mellom ca. 0,4 og 0,9. Hintermann (2016) og Fabra og Reguant (2014) fant også at overføringskoeffisienten i noen tilfeller gikk over 100%. Disse studiene så riktig nok på overføringskoeffisienten til ulike timer av døgnet, som gjør at større variasjoner i overføringskoeffisienten fanges opp. I vår oppgave brukes derimot daglig data, som er gjennomsnittet av timespriser, slik at variasjoner gjennom dagen ikke hensyntas på samme måte.

Når det kommer til metode benytter de fleste studiene regresjon. Noen av metodene som går igjen er VAR- og VECM-modeller, som blant annet benyttes av Fell (2010) og Caporin et al. (2021). Vi benytter ARIMA-modeller som har likhetstrekk med tidligere metoder. Likevel er denne metoden ikke like fremtredende i den inkluderte litteraturen, som gjør at vår metode skiller seg noe ut fra tidligere studier.

Videre benytter de fleste studiene som ser på EU ETS data fra 2013 eller tidligere. I denne oppgaven inkluderes derimot data fram til og med mars 2022, i tillegg til at det ses på andre prisområder, som betyr at premisene ikke er direkte sammenlignbare og man kan få andre resultater enn tidligere studier.

---

## 2 Markeder

### 2.1 Markedsteori

Både kraftprisen og kvoteprisen bestemmes i et marked. Denne delen tar derfor først for seg teorien rundt hvordan kraftmarkedet og kvotemarkedet fungerer, i tillegg til sammenhengen mellom elastisitet og overføringskoeffisienten. Etter dette teoretiske perspektivet, følger en innføring i hvordan markedene Nord Pool og EU ETS fungerer i praksis.

#### 2.1.1 Kraftmarkedet

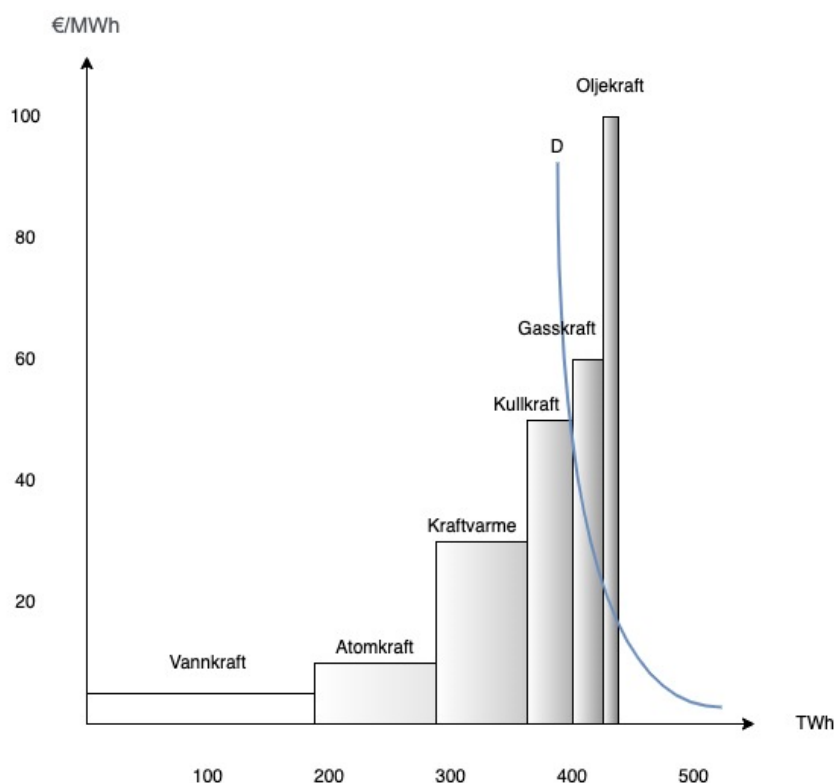
Kraftmarkedet er et eksempel på et marked med begrenset tilgang på produksjonsfaktorer da tilgangen på råvarer, som for eksempel kull og naturgass, er begrenset (Riis og Moen, 2012, s.212-214). Marginalkostnadskurven, med enhetskostnadene til de ulike energikildene, kan illustreres som i figur 3. Her er høyden på søylene enhetskostnadene, mens bredden viser produksjonskapasiteten. I et slikt marked, med begrenset tilgang på en eller flere produksjonsfaktorer, vil man få et avtakende utbytte på lang sikt og dermed blir marginalkostnadskurven en stigende kurve (Riis og Moen, 2012, s.212-214). Figuren viser at vannkraft har lave enhetskostnader, mens gass, kull og olje har høyere enhetskostnader (Riis og Moen, 2012, s.212-214). Hvis man hadde hatt ubegrenset tilgang på for eksempel vannkraft, kunne all kraft blitt produsert til en lav kostnad slik at marginalkostnadskurven hadde vært horisontal. Da ville kraftprisen vært lik prisen på produksjonsressursene. I realiteten derimot vil marginalkostnadskurven være stigende, og likevektsprisen i markedet blir høyere enn gjennomsnittskostnaden. Det medfører at man får en renprofitt, eller en meravkastning i markedet, som går til eierne av de begrensede produksjonsfaktorene (Riis og Moen, 2012, s.212-214).

I figur 3 skjærer etterspørselskurven marginalkostnadskurven på enhetskostnadene til kull og gass. Dermed er det kullkraftverkene og gasskraftverkene som blir de marginale teknologiene, altså de anleggene som kobles inn eller ut, avhengig av prisen i markedet (Riis og Moen, 2012, s.212-214). I et konkurransepreget kraft-

---

marked settes prisen basert på kostnaden til den marginale produsenten. Hvor stor overføringskoeffisienten fra kvoteprisen til kraftprisen er vil dermed avhenge av energikilden til den marginale produsenten. Hvis for eksempel et kullkraftverk produserer på marginen forventes det å gi en høy overføringskoeffisient fra kvoteprisen til kraftprisen. Siden kraftprisen er felles for alle produksjonsfaktorene i et gitt kraftmarked, vil det si at overføringskoeffisienten også gjelder for produsenter av fornybar energi, som for eksempel vannkraft eller vindkraft, i det samme kraftmarkedet. I Norge kommer for eksempel over 90% av kraftproduksjonen fra vannkraft (tabell 1). Vannkraftproduksjonen rammes ikke direkte av kvotesystemet, men når prisen på for eksempel kull og gass øker, gjør det at alternativkostnaden til vannkraft blir høyere (THEMA, 2011). Kraftproduksjon uten CO<sub>2</sub>-kostnader kan dermed bli mer attraktivt og få en høyere verdi, til tross for at deres marginalkostnader er uendret. På denne måten vil en CO<sub>2</sub>-kostnad også bli reflektert i et marked dominert av fornybar energi (THEMA, 2011).

Virkelighetens kraftmarked er riktig nok mer komplisert. Det nordiske kraftmarkedet har med årene blitt mer og mer integrert med det europeiske kraftmarkedet gjennom utbygging av kabler som muliggjør eksport og import av elektrisitet på tvers av landegrenser. I et kraftmarked som Nord Pool er markedet ikke perfekt integrert, da det er flere flaskehalsar mellom de ulike områdene. Dette gjør at man ikke har en felles kraftpris for hele markedet, da kraftprisen i de ulike prisområdene og landene varierer. Når det kommer til overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen vil den variere ut i fra energisammensetningen til hvert markedsområdet og hvilken kraftprodusent som produserer på marginen, i tillegg til eksport og import (THEMA, 2011).



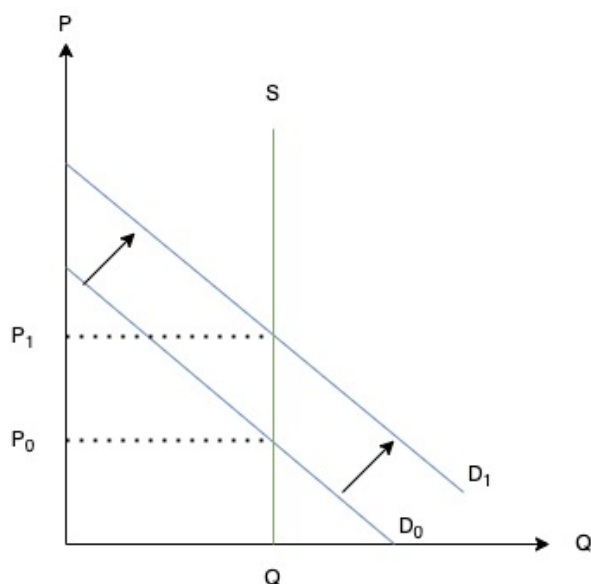
**Figur 3:** Kraftmarkedets marginalkostnadskurve med tall fra 2009-2010 (basert på Riis & Moen, 2012, s.214).

### 2.1.2 Kvotemarkedet

I samfunnsøkonomien omtales klimautslipp ofte som eksternaliteter. En eksternalitet oppstår når det finnes et avvik mellom private aktørers nytte og kostnad, og samfunnets nytte og kostnad (Riis og Moen, 2012, s.428-430). Klimagassutslipp er en negativ eksternalitet som medfører et tap for samfunnet, men hvis den samfunnsøkonomiske kostnaden av å forurense inkluderes i aktørers marginalkostnader er tanken at dette tapet kan korrigeres. Klimakvoter er et virkemiddel som kan brukes for å korrigere for dette tapet (Riis og Moen, 2012, s.428-430). Siden aktører må kjøpe kvoter for å kunne forurense blir kvoteprisen en del av produsentenes marginalkostnad, i tillegg til at man får satt et tak på hvor mye som kan brukes av samfunnets begrensede ressurser.

I et kvotereguleringssystem er det myndighetene som bestemmer kvotetaket, altså mengden utslipp som skal tillates, mens kvoteprisen bestemmes i markedet. På

denne måten har myndighetene kontroll på det totale utslippsnivået i samfunnet, i motsetning til en avgiftsregulering hvor myndighetene bestemmer prisen, mens den totale utslippsmengden er ukjent på forhånd (Riis og Moen, 2012, s.428-430). Figur 4 viser hvordan et utslippstak settes. Tilbudskurven i markedet,  $S$ , er kvotetak som bestemmes av myndighetene. Tilbudet av kvoter er konstant inntil et nytt kvotetak bestemmes, og dermed uavhengig av etterspørselen,  $D$ , som betyr at tilbudskurven er uelastisk. Prisen vil dermed i stor grad avhenge av etterspørselen etter kvoter, og kvoteprisen blir lik  $P_0$  i figur 4. Når tilbudskurven er helt vertikal vil et positivt skifte i etterspørselskurven bare medføre en endring i pris og ikke i mengde, som vist i figuren hvor prisen øker fra  $P_0$  til  $P_1$ . I et kvotemarked kan altså en økning i etterspørselen slå relativt sterkt ut i kvoteprisen.



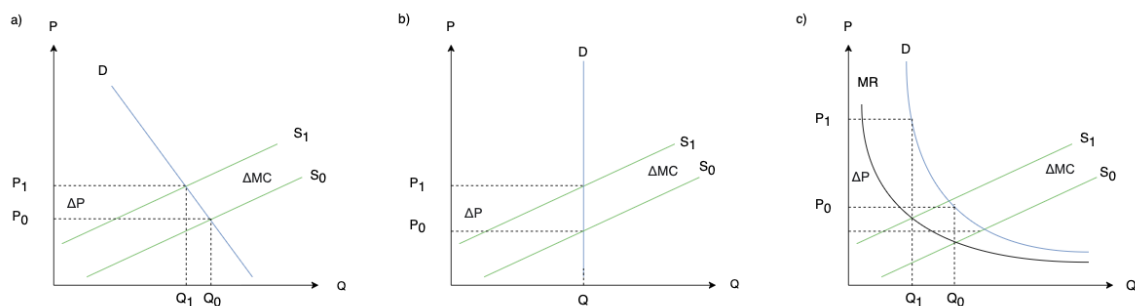
**Figur 4:** Fastsettelse av kvotetak og kvoteprisen (basert på Riis & Moen, 2012, s.430). Her er  $S$  tilbud,  $D$  etterspørsel,  $P$  kvotepris og  $Q$  mengde.

### 2.1.3 Etterspørselastisitetens påvirkning på overføringskoeffisienten

Overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen defineres som hvor mye kraftprisen øker når kvoteprisen øker med én enhet. I et marked med ikke-dupliserbare produksjonsfaktorer<sup>1</sup>, som gjelder for kraftmarkedet, vil etterspørselen og dens

<sup>1</sup>Ikke-dupliserbare produksjonsfaktorer vil si at det er begrensninger på hvor mye markedet kan fremstille av varen (Riis og Moen, 2012, s.214).

elastisitet ha stor påvirkning på kraftprisen (Riis og Moen, 2012, s.216-217). Figur 5 viser hvordan overføringskoeffisienten varierer med etterspørselsetelastisiteten.  $D$  er etterspørselen,  $S$  er tilbudet og  $Q$  er mengden kraft i MWh.  $P$  er kraftprisen, mens  $MC$  er marginalkostnaden av å produsere en MWh til av elektrisitet. Når kvoteprisen øker, øker det marginalkostnaden ved å produsere kraft med  $\Delta MC$ . Overføringskoeffisienten kan da skrives som  $\frac{\Delta P}{\Delta MC}$ . I figur 5a er etterspørselen relativt elastisk. Her er  $\Delta P$  mindre enn  $\Delta MC$ . Det betyr at prisen endrer seg mindre enn marginalkostnaden, altså er overføringskoeffisienten  $\frac{\Delta P}{\Delta MC} < 1$ . I figur 5b derimot er etterspørselen uelastisk slik at overføringskoeffisienten  $\frac{\Delta P}{\Delta MC} = 1$ . I dette tilfellet oppnår man altså en komplett overføring fra kvoteprisen til kraftprisen.



**Figur 5:** Hvordan etterspørselsetelastisiteten påvirker overføringskoeffisienten (inspirert av Hintermann, 2016).

I figur 5c vises en markedssituasjon hvor det ikke er perfekt fri konkurranse slik at marginalkostnaden settes til marginalinntekten (Riis og Moen, 2012, s.292). Videre er etterspørselskurven krum og isoelastisk, som vil si at etterspørselens priselastisitet er konstant (Pindyck, 2018, s.147). Dette kan være tilfelle i perioder hvor etterspørselen etter elektrisitet er svært høy (Hintermann, 2016). I denne figuren er marginalinntektskurven flatere enn etterspørselskurven. Når det skjer en endring i marginalkostnaden i denne markedssituasjonen vil endringen i prisen være større enn endringen i marginalkostnaden  $\frac{\Delta P}{\Delta MC} > 1$ . På denne måten kan en økning i kvoteprisen føre til en større endring i kraftprisen enn i marginalkostnaden, altså kan det oppstå en overføringskoeffisient på over 100%. I litteraturgjennomgangen fant studiene overføringskoeffisienter både over, under og lik 100%, som dermed viser hvordan noe av teorien gjør seg gjeldende i praksis.

---

## 2.2 Kraftmarkedet og kvotemarkedet

### 2.2.1 Nord Pool

Nord Pool er en felles nordeuropeisk markedsplass for kjøp og salg av kraft. I 1996 etablerte Norge og Sverige en felles kraftbørs, som ble verdens første kraftbørs på tvers av landegrenser (Nord Pool, u.å.-a). Innen få år sluttet også Finland og Danmark seg til denne felles kraftbørsen. Børsen fikk senere navnet Nord Pool, og er i dag Europas ledende kraftmarked. Det er 360 selskaper fra 20 ulike land som handler på Nord Pools markeder i Norden, Baltikum, Storbritannia, Polen og flere land i Vest-Europa (Nord Pool, u.å.-b).

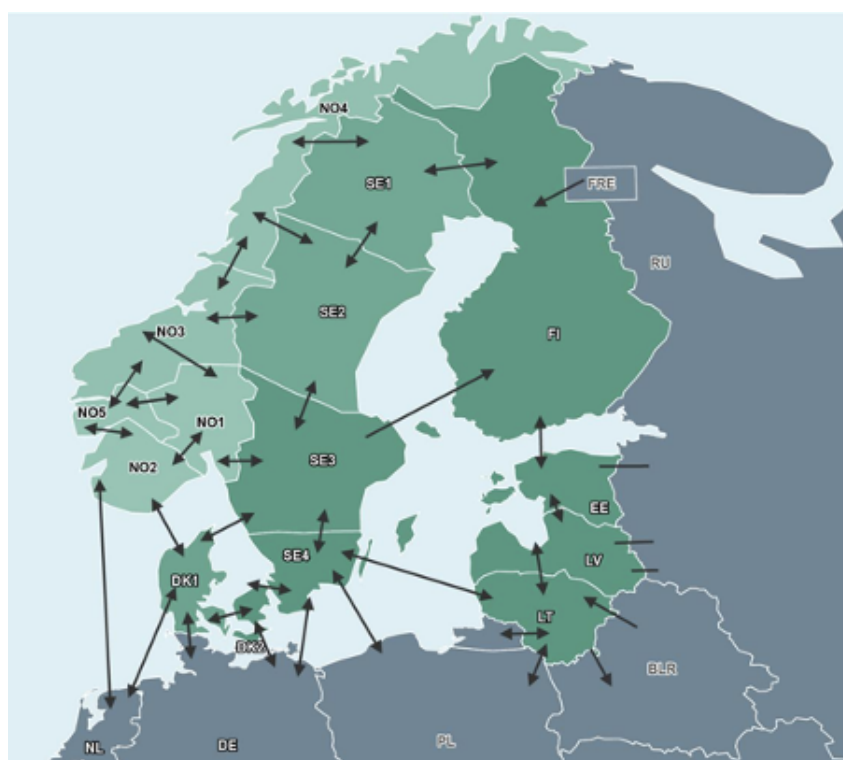
Nord Pool tilbyr tjenester i både day-ahead- og intradag-markeder. Nord Pools marked for day-ahead handel heter Elspot, og tilbyr kontrakter for levering av kraft neste døgn, time for time (Olje- og energidepartementet, 2008). Elbas er markedet for intradag handel, hvor man kan handle kraft på timesbasis gjennom hele døgnet og på den måten drive med kontinuerlig handel (Nord Pool, u.å.-a). I vår studie brukes daglige priser fra day-ahead markedet. Kraftprisen bestemmes av tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Dette gjøres ved at kraftprodusenter hver dag legger inn hvor mye de ønsker å selge, mens kraftleverandørene legger inn hvor mye de ønsker å kjøpe og hvor mye de er villige til å betale (Nord Pool, u.å.-c). Dette må legges inn dagen i forveien, og etter dette aggregeres alle kjøps- og salgsordrer i to kurver for hver leveringstime, en aggregert etterspørselskurve og en aggregert tilbudskurve (Nord Pool, u.å.-c).

Videre opererer Nord Pool med ulike priser. Det skilles mellom systemprisen og områdepriser, men begge disse beregnes for hver leveringstime. For å håndtere overbelastning, eller flaskehals, i overføringsnettene er kraftmarkedet i Nord Pool delt inn i ulike områder som kan operere med ulike priser (Nord Pool, u.å.-c). Figur 6 viser et kart av prisområder i Nord Pool og deres forbindelser. De ulike områdene kan ha underskudd, overskudd eller balanse av kraft. Dersom overføringskapasiteten mellom områdene ikke er tilstrekkelig til å oppnå lik pris på tvers av områdene vil overbelastning føre til at områdene har ulike priser (Nord Pool, u.å.-c). På den måten skaper områdeprisen balanse mellom tilbud og etterspørsel for hvert av områdene,

---

samtidig som den tar hensyn til overbelastninger mellom geografiske områder (Olje- og energidepartementet, 2008).

Systemprisen tar ikke hensyn til overføringsbegrensninger i kraftnettet, og beregnes av Nord Pool etter at alle områdeprisene er beregnet (Nord Pool, u.å.-c). Systemprisen er altså prisen dersom kraften kunne flyte helt fritt uten flaskehals i overføringsnettet. Systemprisen er en teoretisk pris som ofte brukes som referansepris for finansielle kontrakter som handles i Norden. Systemprisen vil være høyere enn områdeprisen i områder hvor det er produksjonsoverskudd, og lavere enn områdeprisen i områder med produksjonsunderskudd (Olje- og energidepartementet, 2008).



**Figur 6:** Kart over ulike prisområder i Nord Pool og deres forbindelse til hverandre. Figuren er gjenbruk fra NDLA (2018).

Når det kommer til overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen vil den avhenge av produksjonssammensetningen i Nord Pool. I 2020 produserte Nord Pool totalt 995 TWh kraft (Nord Pool, 2020). Av denne produksjonen sto det nordiske og baltiske day-ahead markedet for 719,9 TWh. Videre står Norge, Sverige, Finland og Danmark for over 90% av denne produksjonen, som gjør at energisammensetningen i disse landene har stor betydning for overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen

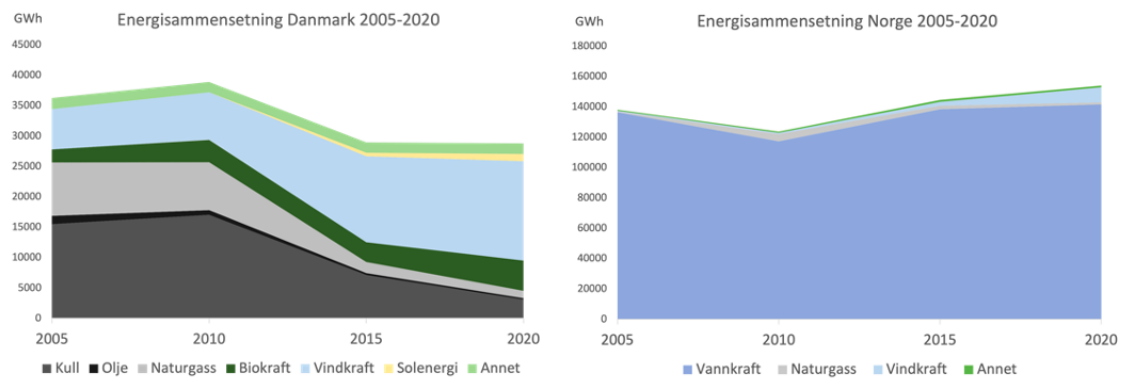


og kraftprisen. Tabell 1 inneholder tall fra International Energy Agency (IEA, u.å.) som viser kraftproduksjonssammensetningen for ulike land i 2020. Norge og Sverige har nesten ingen fossile energikilder. Finland og Danmark har noe produksjon basert på fossil energi, men andelen her er også relativt liten.

**Tabell 1:** Kraftproduksjonens energisammensetning i 2020 for ulike land i Europa (IEA, u.å.).

	Norge	Danmark	Sverige	Finland	Nederland	Tyskland
Kull	0%	11%	1%	8%	8%	25%
Naturgass	1%	4%	0%	5%	59%	17%
Olje	0%	1%	0%	0%	1%	1%
Vannkraft	92%	0%	44%	23%	0%	4%
Vindkraft	6%	57%	17%	12%	13%	23%
Biokraft	0%	17%	5%	16%	5%	8%
Solenergi	0%	4%	1%	0%	7%	9%
Kjernekraft	0%	0%	30%	34%	3%	11%
Annet	1%	6%	2%	2%	4%	2%

I denne oppgaven sammenlignes, som nevnt, prisområdene NO1 og DK1 som gjør at man kan sammenligne overføringskoeffisienten mellom to markeder som ligger relativt nære hverandre, men som har ulike kilder til kraftproduksjon og ulike forbindelser til andre land. I tabell 1 fremgår det at vannkraft utgjorde hele 92% av kraftproduksjonen i Norge i 2020, mens vindkraft og gass utgjorde henholdsvis 6% og 1%. Til sammenligning besto kraftproduksjonen i 2010 av 95% vannkraft, 1% vindkraft og 4% gass (IEA, u.å.), som viser at andelen fornybar energi har vært høy i Norge gjennom hele tidsperioden til kvotesystemet. Denne utviklingen fremgår i figur 7. Til tross for at Norge nesten bare produserer fornybar energi, var kraftprisene i 2021 svært høye, spesielt i Sør-Norge. Dette var en av grunnene til at NO1 ble valgt ut, nettopp for å se nærmere på om CO<sub>2</sub>-kvoter bidrar til disse høye kraftprisene.



**Figur 7:** Energisammensetningens utvikling fra 2005-2020, for Norge og Danmark. Tall fra IEA(u.å.)

I figur 7 vises det tydelig at energisammensetningen i Danmark er mer variert enn i Norge, og at den har gjennomgått en større forandring med tiden. I 2020 besto kraftproduksjonen av 57% vindkraft, 11% kull og 4% naturgass. I 2010 utgjorde vindkraft kun 20% mens kull sto for 44% og naturgass for 22% av kraftproduksjonen (IEA, u.å.). Danmark har altså i denne tiårsperioden i stor grad gått over til fornybar energi, som dermed også kan ha betydelig innvirkning på overføringskoeffisienten for DK1 i de ulike fasene av kvotesystemet. Videre er det interessant å se nærmere på prisområdet DK1 da dette området har tette forbindelser til både Tyskland og Nederland gjennom direkte kabler, som kan ses i kartet i figur 6. I 2020 utgjorde kull og naturgass henholdsvis 25% og 17% av Tyskland sin elektrisitetsproduksjon (tabell 1). I Nederland sto naturgass for hele 59% og kull for 5% av elektrisitetsproduksjonen. Disse produsentene, i tillegg til Danmarks egne kullproduksjon, blir direkte påvirket av prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Derfor ønsker vi å undersøke hvordan kraftprisene i DK1 blir påvirket av disse tette forbindelsene, og å finne ut om overføringskoeffisienten blir høyere eller lavere sammenlignet med NO1.

### 2.2.2 EU ETS

EU ETS (Emissions Trading System) er EU sitt kvotehandelsystem for klimagassutslipp. Systemet omfatter utslipp på 2 millioner CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, som er rundt halvparten av unionens totale utslipp (Energi og Klima, 2022). Kvotesystemet dekker

---

videre rundt 11 000 installasjoner innen kraftproduksjon, industri og luftfart innad i EØS. Når det gjelder utslipp utenom kvotesystemet kommer disse hovedsakelig fra transport og jordbruk (Miljøstatus, 2020).

EU sitt kvotehandelssystem fungerer ved at myndighetene setter et tak for det totale utslippsnivået i markedet, og så utstedes det kvoter som tilsvarer dette nivået. Videre skal kvotetaket reduseres hvert år, slik at man stadig får redusert klimagassutslippene. I EU sitt system er en kvote tillatelsen til å slippe ut ett tonn CO<sub>2</sub> eller andre drivhusgasser (European Commission, u.å.-c). Kvotene kan deles ut eller selges til virksomheter, som igjen må levere inn kvoter for det utslippet de står for. Kvoteutdeling gjennom auksjon skjer hovedsakelig på plattformen European Energy Exchange (EEX) (European Commission, u.å.-d). Når det kommer til inntektene fra kvotene er det bestemt at minst 50% av inntektene skal gå til klima- og energirelaterte formål (European Commission, u.å.-d).

Videre kan kvotene fritt omsettes, slik at virksomheter både kan kjøpe og selge kvoter til hverandre. En virksomhet kan altså kjøpe flere kvoter av andre for å dekke sitt utslipp, eller man kan rense sitt utslipp og dermed selge sine kvoter. Tanken bak et slikt kvotesystem er at man skal nå klimamålene til en lavest mulig kostnad for samfunnet. Ulike virksomheter har ulike marginale rensekostnader, altså kostnaden av å rense én enhet til av utslippet, på grunn av ulike miljøstandarder, som særlig varierer mellom ulike land. For eksempel kan en energiprodusent redusere sine utslipp ved å gå fra å produsere elektrisitet i et kullkraftverk til et gasskraftverk (THEMA, 2011). CO<sub>2</sub>-utslippet er lavere per kilowatttime i et gasskraftverk enn et kullkraftverk. Dette gjør at man kan selge kvoter man ikke lenger har bruk for videre til en annen virksomhet som allerede har investert i dyrere renseteknologi og dermed har en alternativkostnad av rensing som er høyere enn å kjøpe kvoter. Dette gir en paretoeffektiv løsning, som innebærer at begge virksomheter tjener på reallokeringen av kvoter samtidig som den totale kostnaden blir minimert (Riis og Moen, 2012, s.658).

I EU ETS er det altså myndighetene som bestemmer antall kvoter, mens prisen bestemmes i markedet (Riis og Moen, 2012, s.428). En stor fordel med et kvotemarked er dermed at man på forhånd vet hvor høye utslippene vil være, mens kostnaden er

---

usikker. Prisen på kvotene vil avhenge av knappheten på godet. Utstedes det flere kvoter enn det som behøves for å dekke virksomhetenes planlagte utslipp så vil prisen bli lav, mens høyere planlagt utslipp enn kvoter tilgjengelig vil gi høyere priser.

Så lenge kvoteprisen er over null, vil det i teorien gi alle virksomheter med kvoteplikt insentiv til å redusere sine utslipp, enten det er for å slippe å måtte kjøpe flere kvoter eller fordi man da kan selge sine kvoter videre (Riekeles, 2018). Hensikten med et kvotesystem er å redusere utslipp ved å redusere antall kvoter, som da egentlig er uavhengig av størrelsen på prisen. Samtidig er også et mål med EU ETS å bidra til en omstilling til fornybar energi. Da har kvoteprisen betydning i form av at den setter en pris på CO<sub>2</sub>-utslipp, som dermed har betydning for kostnader ved bruk av ulike energikilder, som igjen vil ha betydning for fremtidige investeringer. En høyere kvotepris vil gi insentiv til å investere i fornybar energi, mens en lav kvotepris vil gi mindre insentiv til omstilling.

Videre har det betydning om kvotene selges gjennom auksjon eller deles ut gratis. Utslippsnivået vil uansett være det samme i et kvotesystem, uavhengig av hvordan kvotene tildeles, men hvem som bærer kostnaden vil variere (Riekeles, 2018). Ved salg av kvoter er tanken at myndighetene får inntektene, mens kostnadene påføres virksomhetene som forurensere. Dette er i tråd med prinsippet om at forurenseren betaler, altså at det ses på som rimelig at man betaler for den skaden man påfører samfunnet ved å forurense (Riekeles, 2018). Hvis kvotene heller deles ut gratis er det virksomhetene som får gevinsten av å eventuelt selge kvotene videre, og ikke myndighetene og samfunnet. I EU ETS har likevel en stor andel av kvotene blitt utdelt gratis, blant annet på grunn av risikoen for karbonlekkasje (European Commission, u.å.-e). Karbonlekkasje beskriver risikoen for at virksomheter flytter produksjonen sin til land utenfor EU hvor klimapolitikken ikke er like streng. For å unngå dette tildeles derfor utsatte virksomheter opptil 100% gratiskvoter (European Commission, u.å.-e). Når det kommer til energisektoren, har kraftprodusenter hovedsakelig vært nødt til å kjøpe kvoter siden 2013 (European Commission, u.å.-f). Likevel anses for eksempel utvinning av olje og gass i Norge, og prosessindustri, som utsatt for karbonlekkasje. Dermed har disse sektorene mottatt en betydelig andel gratiskvoter (Riekeles, 2018).

---

## Ulike faser av EU ETS

EU sitt kvotehandelsystem deles inn i fire faser fra 2005 til 2030. Den første fasen, fra 2005-2007, var en pilotfase hvor nesten alle kvotene ble delt ut gratis. Denne perioden var preget av mangel på pålitelige utslippsdata, slik at tilbudet av kvoter ble større enn etterspørselen, og prisen var til tider helt nede i null (European Commission, u.å.-a). I den andre fasen, fra 2008-2012, ble kvotetaket redusert med 6,5% sammenlignet med 2005, men andelen gratiskvoter var fortsatt på 90%. I tillegg bidro finanskrisen til lavere utslipp enn forventet, som sammen med andre faktorer førte til kvoteoverskudd og lave kvotepriser i denne perioden (European Commission, u.å.-a).

I den tredje fasen, 2013-2020, ble systemet endret betydelig ved at blant annet auksjon, og ikke gratiskvoter, ble den nye standarden for kvoteallokering og flere sektorer ble inkludert. Videre ble kvotetaket strammet inn, og særlig fra 2017 begynte kvoteprisen å øke betydelig. To andre viktige reformer av kvotesystemet var strengere regler for bruk av FN-kvoter og muligheten for å tilbakeholde kvoter (Riekeles, 2018). FN-kvoter kunne før brukes for å oppfylle sin kvoteplikt i EU ETS, og disse har bidratt betydelig til kvoteoverskuddet i markedet (Riekeles, 2018). Etter 2012 ble regelverket for bruk av FN-kvoter strengere og etter 2020 er det ikke lov å benytte disse i EU ETS (European Commission, u.å.-g). Muligheten for å tilbakeholde kvoter innebærer at kvoter kan bli plassert i en markedsstabiliseringsreserve. Denne reserven ble opprettet i 2019 og skal fjerne kvoter fra markedet når overskuddet er for stort og tilføre kvoter hvis knappheten blir for stor (European Commission, u.å.-h). Dette skal også gjøre at kvoteprisen i markedet ikke synker for raskt.

I dag er kvotesystemet inne i sin fjerde fase, som strekker seg fra 2021 til 2030. For å nå klimamålene for 2030 må sektorene i EU ETS redusere utslippene sine med 43% sammenlignet med nivået i 2005 (European Commission, u.å.-e). Dermed har det blitt satt i gang flere tiltak for å styrke kvotesystemet. Blant annet skal en høyere andel av kvotene legges i markedsstabiliseringsreserven, og fra 2023 skal det også slettes kvoter hvis reserven overgår kvotetaket fra fjoråret (European Commission, u.å.-h). Videre skal færre gratiskvoter deles ut og den årlige reduksjonen i kvotetaket vil øke fra nåværende 1,74% til 2,2% (European Commission, u.å.-e). Kvoteprisen har hatt en

---

stor økning siden 2020 og fram til i dag, som tyder på at innstrammingene i fase 4 har gitt effekter i markedet.

---

## 3 Data

Datasettet er grunnlaget for analysen, og blir presentert i denne delen av oppgaven. Videre følger deskriptiv statistikk, hovedsakelig av kraftprisene og kvoteprisen, før det ses nærmere på korrelasjonen mellom variablene.

### 3.1 Datasettet

For å kunne gjøre en best mulig analyse av hvilken effekt kvoteprisen har på kraftprisen er det viktig med et datasett som inneholder relevante variabler som sier noe om prisutviklingen på kraft. Som tidligere nevnt var EU ETS operativt allerede i 2005, hvor 2005-2008 var den første fasen av kvotesystemet. I utgangspunktet var det et ønske om å se på hele tidsperioden EU ETS har eksistert. I den første perioden var ikke Norge med i kvotesystemet og ellers var fasen preget av ”prøving og feiling” (European Commission, u.å.-a). Derfor er det heller valgt å fokusere på de tre andre fasene. Videre er fase 4 (2021-2030) kun i startfasen og derfor er det ikke mulig å innhente data fra hele denne perioden. Data fra fase 4 vil derfor være observasjoner til og med mars 2022. Datasettet som er benyttet i denne analysen har 5204 daglige observasjoner fra perioden 01.01.2008 til 31.03.2022.

Variablene i datasettet er kraftprisen for NO1 og DK1, kvoteprisen, priser på kull, gass og olje, i tillegg til data på vindkraft, temperatur og fyllingsgrad. Valg av variabler er i hovedsak basert på Fell (2010) og THEMA (2011) sine studier av Nord Pool, i tillegg til nyere forskningslitteratur hvor flere av de samme variablene går igjen. For å finne historiske data for priser på kraft, gass, kull og olje er finansdatabasen Eikon benyttet. Områdeprisene for NO1 og DK1 er hentet fra Nord Pool hvor prisen er leveransedatoen, altså er prisen for en gitt dato satt dagen før. Kvoteprisen er fra ICE (Intercontinental Exchange), men er hentet fra Energi og Klima. Gassprisen er prisen på naturgass fra det nederlandske markedet TTF (Title Transfer Facility), kullprisen er prisen på kull fra Rotterdam og oljeprisen er Brent-prisen på nordsjøolje. Alle disse tre prisene er fra ICE, og brukes som referansepriser i Europa. Videre er gjennomsnittstemperaturer hentet fra Meteorologisk institutt og European Climate

Assessment & Dataset (ECA & D). Den norske temperaturen er fra Oslo som ligger i NO1, mens den danske temperaturen er fra Vestervig som ligger i DK1. Nivået i vannmagasinene i Norge er hentet fra Nord Pool, men disse blir kun oppdatert ukentlig og ble gjort til daglige data ved at hver dag i samme ukenummer fikk samme verdi. Vindkraftproduksjonen i Danmark er hentet fra Energi Data Service. Dataen var opprinnelig timesdata, men ble gjort om til daglig data ved å summere alle timer i døgnet. Verken kvote-, kull-, gass- eller oljeprisen hadde verdier i helgene. Disse, sammen med andre manglende verdier, er fylt ut med fortrinnsvis verdien dagen før, eventuelt dagen etter<sup>2</sup>.

## 3.2 Deskriptiv statistikk

**Tabell 2:** Deskriptiv statistikk for kvoteprisen, samt kraftprisene i DK1 og NO1.

	<i>Gjennomsnitt</i>	<i>Min</i>	<i>Maks</i>	<i>Standardavvik</i>	<i>Skjevhet</i>	<i>Kurtose</i>
<i>Fase 2 (2008-2012)</i>						
NO1	40,60	2,96	151,68	16,13	0,98	3,31
DK1	44,89	-38,43	98,64	13,08	0,55	5,16
Kvote	14,18	5,72	29,33	5,28	0,65	2,98
<i>Fase 3 (2013-2020)</i>						
NO1	29,02	0,90	92,70	12,65	-0,06	3,26
DK1	32,12	-14,37	436,33	14,14	8,04	230,63
Kvote	11,89	2,75	33,44	8,51	0,83	2,04
<i>Fase 4 (2021-31.03.2022)</i>						
NO1	89,95	17,89	387,45	52,80	1,33	5,48
DK1	101,76	-10,69	445,36	70,74	1,88	7,70
Kvote	60,29	32,19	98,30	16,96	0,37	2,23
<i>Hele perioden</i>						
NO1	38,41	0,90	387,45	26,61	3,49	23,94
DK1	42,69	-38,43	445,36	31,28	5,32	47,51
Kvote	16,93	2,75	98,30	16,03	2,45	9,75

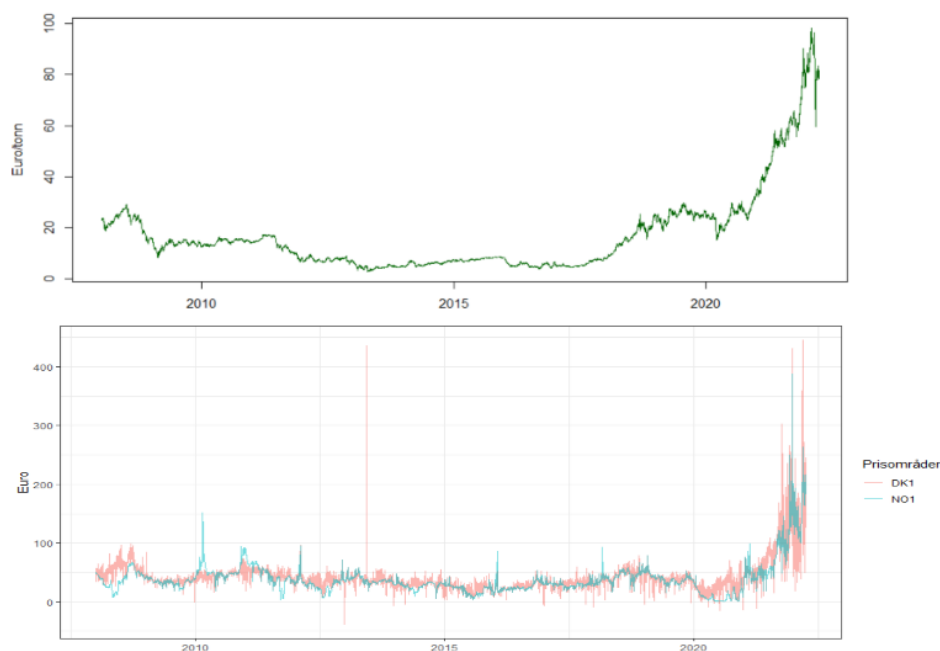
For å få en bedre forståelse av dataen er det gjort deskriptive analyser av datasettet. Figur 8 viser utviklingen i kvoteprisen og kraftprisen i DK1 og NO1 fra 2008 til og med mars 2022. DK1 og NO1 har mye av det samme mønsteret, og en relativt lik utvikling for hele tidsperioden. Likevel er det noen tydelige forskjeller mellom de to prisene. Mest fremtredende er det kanskje at kraftprisen i DK1 06.juni 2013 (fase

<sup>2</sup>Innfyllingen er gjort med automatisk funksjon i R.



---

3) var over 400 euro/MWh. Dette skyldes fem timer dette døgnet hvor prisene var opp mot 2000 euro/MWh, som altså trekker gjennomsnittsprisen opp. Videre har kraftprisen i DK1 vært negativ på 16 enkelte dager i løpet av perioden. Dette skyldes at kraftproduksjonen har vært større enn etterspørselen, men disse få observasjonene er heller unntaket enn regelen. Kraftprisen i NO1 derimot har ingen negative verdier, og ikke like tydelige ekstremverdier som DK1.



**Figur 8:** Øverste graf viser utviklingen til kvoteprisen. De nederste grafene viser utviklingen til kraftprisene i NO1 og DK1.

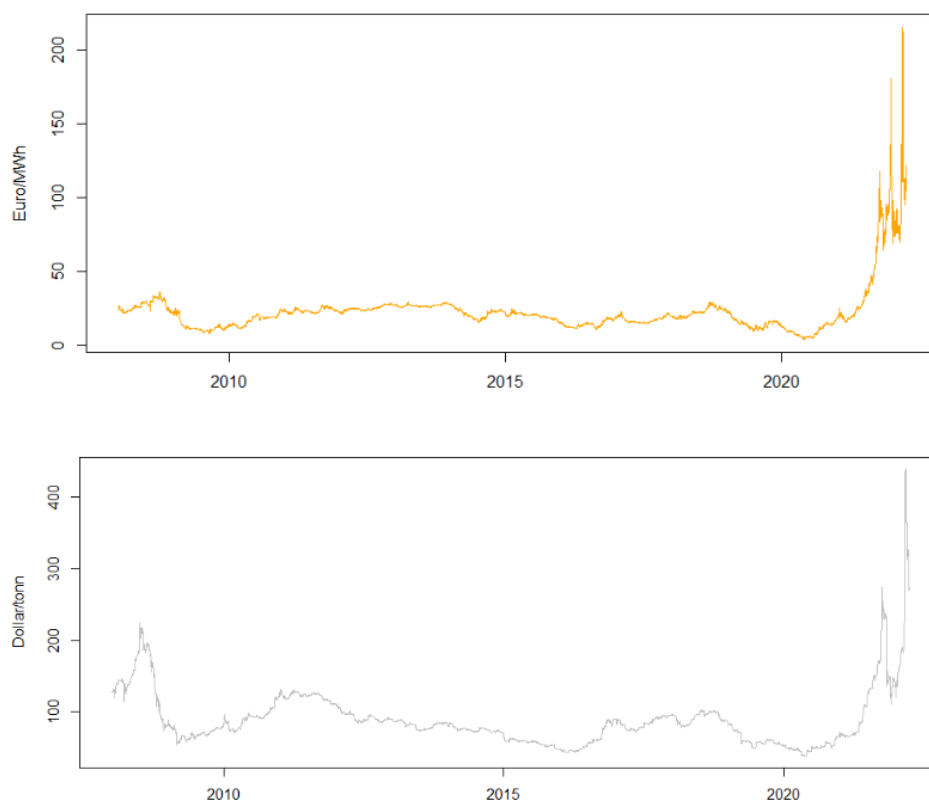
Tabell 2 viser tallmessig hvordan både kraftprisene og kvoteprisen har forandret seg gjennom de ulike fasene av EU ETS. Som tidligere nevnt var pilotfasen til kvotesystemet, fra 2005 til 2008, preget av et overskudd av kvoter som dermed medførte lavere kvotepriser (European Commission, u.å.-a). Videre holdt prisene seg lave også i fase 2 (2008-2012). Selv om tiltakene ble strammet inn i fase 3 viser tabell 2 at kvoteprisen hadde en gjennomsnittsverdi på 11,89 euro i fase 3, altså lavere en gjennomsnittsprisen i fase 2 som var 14,18 euro. Dette skyldes nok at kvoteprisen også de første årene av fase 3 var nokså lav, som vist i figur 8. Mot slutten av fase 3, rundt år 2020, er det en betydelig stigning i prisene, og den høyeste kvoteprisen i denne perioden var 33,44 euro. I mars 2020 var det riktig nok et betydelig fall i kvoteprisen, før den hentet seg inn igjen og økningen fortsatte inn i fase 4. Mye

---

tyder på at den økte prisen kommer av innstramningene i kvotesystemet, om høyere reduksjonsfaktorer og dermed færre kvoter tilgjengelig (Energi og Klima, 2022). I mai 2021 passerte prisen for første gang 50 euro, og 8. desember 2021 var prisen for første gang over 90 euro.

Når det kommer til kraftprisene er gjennomsnittsprisen i DK1 litt høyere enn NO1 for alle fasene, men de er relativt like. Den største forskjellen mellom de to prisene er i fase 4. De to gjennomsnittsprisene går noe ned fra fase 2 til fase 3, før det skjedde en kraftig økning i fase 4. Utviklingen til den gjennomsnittlige kvoteprisen har samme tendens, som gir en indikasjon på en mulig positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen.

Videre viser tabell 2 en variasjon i verdiene for skjevhet og kurtose for alle prisene i alle fasene. Prisene i de fleste markedene er høyreskjeve, altså har positive verdier (Ringdal, s.309-310). Videre er kurtoseverdiene stort sett over tommelfingerregelen på 3, som indikerer en spissere form enn normalfordelingen. Verdiene for både skjevhet og kurtose tyder på at prisene ikke er normalfordelte, men dette er noe forventet for tidsserier i kraftmarkedet. Likevel er vårt datasett såpass stort at sentralgrenseteoremet legges til grunn for å vise at tidsserien er tilnærmet normalfordelt. Dermed antar vi at avvik fra normalfordelingen ikke vil føre til problemer for analysen.



**Figur 9:** Utviklingen til gassprisen (oransje) og kullprisen (grå) fra 2008 til og med mars 2022.

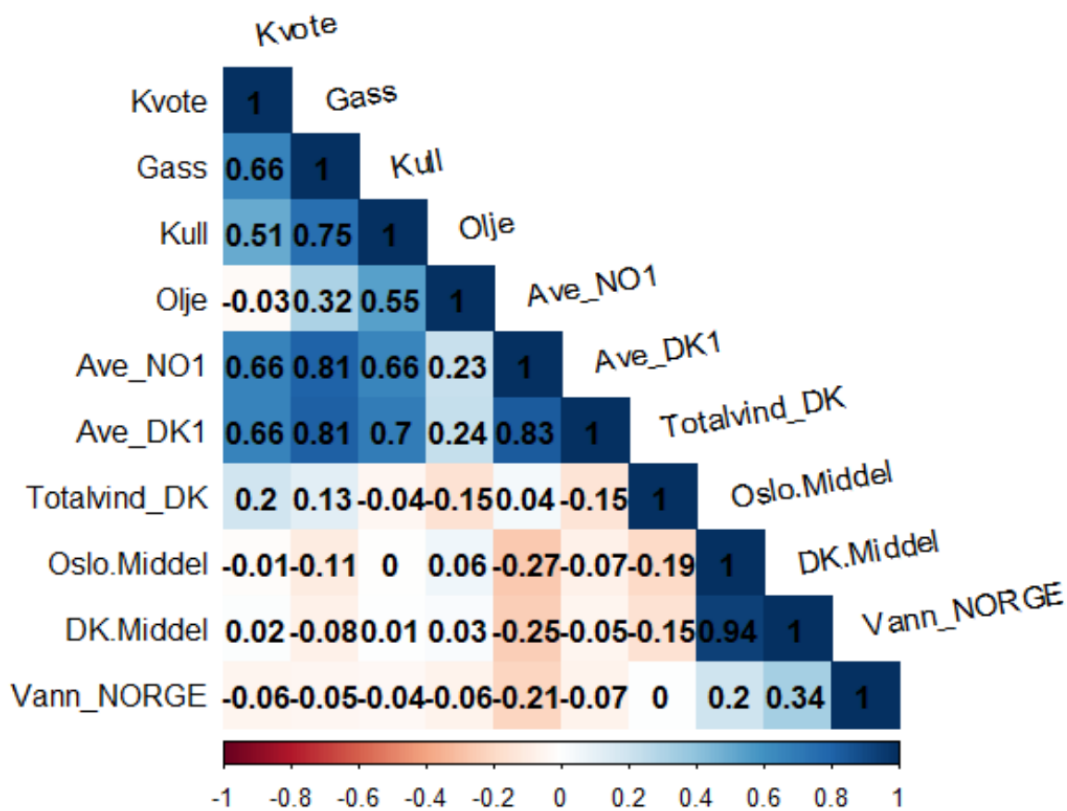
I figur 9 vises utviklingen til gassprisen og kullprisen. Begge disse prisene anses som viktige forklaringsvariabler for kraftprisen, i tillegg til at kull- og gassprodusentene blir direkte påvirket av kvoteprisen. På samme måte som kvoteprisen og kraftprisene har kull- og gassprisen en sterk økning mot slutten av 2020 og inn i 2021. I den oransje grafen som viser gassprisens utvikling er det relativt lite svingning i prisen frem til denne økningen. For den grå grafen som viser kullprisens utvikling er det noe mer variasjon enn gassprisen, også før det store prishoppet etter 2020.

### 3.2.1 Korrelasjon

Det er vanlig å beregne korrelasjonskoeffisienter for å måle styrken til den lineære sammenhengen mellom to variabler (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Korrelasjon er altså et mål på hvor mye to størrelser henger sammen, men det betyr ikke nødvendigvis at det er en kausal sammenheng mellom variablene (Store norske

leksikon, 2022). Ved å se på korrelasjonen mellom variabler kan man likevel finne tegn på sammenhenger som igjen gir et bedre grunnlag for å tolke resultatene av analysen.

Figur 10 viser korrelasjonen mellom alle variablene i vårt datasett, både med korrelasjonskoeffisienter og med farger. Korrelasjonskoeffisientene ligger alltid mellom -1 og 1, hvor negative verdier indikerer en negativ sammenheng og positive verdier indikerer en positiv sammenheng (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Fargene i figuren blir mørkere jo høyere korrelasjonskoeffisienten blir, henholdsvis rød for negative verdier og blå for positive verdier. Korrelasjonen mellom de ulike variablene er stort sett blå som viser en positiv sammenheng. Vann-, vind- og temperaturvariablene har stort sett svake korrelasjonskoeffisienter.



**Figur 10:** Korrelasjonsmatrise for variablene i datasettet. Mørkere farger indikerer høyere korrelasjon.

Korrelasjonskoeffisienten mellom kraftprisene i DK1 og NO1 er relativt høy, på 0,83. Det kan indikere at kraftprisene i de to områdene påvirkes av mange av de samme faktorene, som er noe forventet da de ligger relativt nært geografisk

---

og begge tilhører Nord Pool. Korrelasjonen mellom kraftprisene og gassprisen er også høy med en korrelasjonskoeffisient på 0,81 for begge prisområder. Kull har en korrelasjon med kraftprisen i NO1 og DK1 på henholdsvis 0,66 og 0,70. Disse høye korrelasjonskoeffisientene indikerer at både gassprisen og kullprisen har en betydelig samvariasjon med kraftprisen. Korrelasjonen mellom kvoteprisen og kraftprisen er på 0,66. Ut fra en korrelasjonskoeffisient kan man ikke si sikkert at disse karbonprisene påvirker kraftprisen, men det kan i hvert fall gi en indikasjon på at disse variablene har en sammenheng.

Korrelasjonen mellom kvoteprisen og gassprisen er 0,66, mens den tilsvarende koeffisienten for kullprisen er 0,51. Disse koeffisientene tyder på at også kvote-, kull- og gassprisen henger sammen, som kan virke logisk da alle er priser på fossil energi. Et problem som ofte trekkes frem når variabler er sterkt korrelert er multikollinearitet, men det anses ikke som et problem for denne studien. Likevel kan det være greit å merke seg at når forklaringsvariabler er relativt sterkt korrelert kan det gjøre det vanskelig å skille effektene de ulike forklaringsvariablene har på den avhengige variabelen (Hammervold, 2020). Hvis gass- eller kullprisen inkluderes i ARIMA-modellen er det derfor viktig å merke seg at denne korrelasjonen kan gjøre det vanskeligere å stadfeste om en effekt på kraftprisen skyldes endring i kvoteprisen eller gass- eller kullprisen.

---

## 4 Metode

Denne delen tar for seg metoden som er brukt i analysen. Først gjennomgås ARIMA-modellens oppbygning, før en gjennomgang av fremgangsmåten som er brukt for å komme fram til våre modeller. For å utføre metoden og analysen har vi benyttet programmeringsspråket R og programvaren R studio.

### 4.1 ARIMA-modeller

Dataene som er brukt i denne oppgaven er tidsseriedata. En tidsserie kan forstås som en sekvens av verdier som er observert over tid og kronologisk ordnet (Martinez-Alvarez et al., 2015). Et problem som ofte oppstår med tidsseriedata er autokorrelasjon, som betyr at målingene for en variabel er avhengige. Måling  $Y_t$  vil da være korrelert med målingen før,  $Y_{(t-1)}$  (Hammervold, 2020). Autokorrelasjon gjør at man ikke nødvendigvis kan stole på resultatene til modellen. ARIMA-modeller (Autoregressive Integrated Moving Average modell) brukes ofte på tidsseriedata da det tas hensyn til autokorrelasjon i estimeringen, og vil også benyttes som estimeringsteknikk i vår analyse. Enkelt sagt kan man si at en ARIMA-modell er tredelt, eller satt sammen av tre ulike komponenter – en autoregressiv komponent (AR(p)), en differensieringskomponent (I(d)) og en glidende gjennomsnittskomponent (MA(q)).

Ved estimering med ARIMA er en sentral forutsetning at variablene er stasjonære, slik at variablene må sjekkes for stasjonaritet. En tidsserie er stasjonær hvis de statistiske egenskapene ikke avhenger av tidspunktet serien observeres, altså at tidsserien ser omtrent lik ut uavhengig av når den observeres (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Tidsserier som derimot inneholder trender og sesongvariasjoner kan skape et mønster i tidsserien som gjør den ikke-stasjonær (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). En måte å gjøre ikke-stasjonær data stasjonær på er å differensiere variablene. Differensieringsleddet, I(d), refererer til antall ganger serien må differensieres for at tidsserien skal bli stasjonær (Martinez-Alvarez et al., 2015). Altså vil differensieringskomponenten være I(0) dersom dataen er stasjonær og I(1) dersom dataen må differensieres én gang for å bli stasjonær.

---

Videre er ARIMA-modellen sammensatt av en AR-modell og en MA-modell. AR-komponenten innebærer at en tidsserie kan bli beskrevet som en funksjon av sine tidligere verdier. AR-modeller lager prognoser av den avhengige variabelen ved å bruke en lineærkombinasjon av tidligere verdier av variabelen, kalt lags (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Antall lags i AR-modellen presenteres som  $p$  i  $AR(p)$ -komponenten.

Den siste komponenten i ARIMA-modellen er Moving Average, eller glidende gjennomsnittsmo-  
dell. En MA-modell bruker tidligere prognosefeil i en regresjonslignende  
modell, heller enn tidligere verdier av prognosevariabelen slik som i en vanlig regresjon  
(Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Hver verdi av den avhengige variabelen på  
tidspunkt  $t$ , kan betraktes som et glidende gjennomsnitt av de siste prognosefeilene.  
En glidende gjennomsnittsmo-  
dell av orden  $q$  kan skrives som en  $MA(q)$ -komponent. Når man kombinerer de tre komponentene  $AR(p)$ ,  $I(d)$  og  $MA(q)$  får man altså en  
 $ARIMA(p,d,q)$ -modell, som kan skrives på følgende måte:

$$y'_t = c + \sum_{n=1}^p (\phi_n y'_{t-n}) + \sum_{n=1}^q (\theta_n \epsilon_{t-n}) + \epsilon_t \quad (1)$$

Her er  $y'_t$  den differensierte avhengige variabelen, altså den avhengige variabelen når den er stasjonær. Videre er  $c$  konstantleddet, mens  $\epsilon_t$  er feilleddet og representerer hvit støy.  $\phi_n$  er koeffisienten til det  $n$ 'te AR-leddet og  $p$  indikerer hvor mange AR-ledd det er.  $\theta_n$  er koeffisienten til det  $n$ 'te MA-leddet og  $q$  er antall MA-ledd.

Tidsseriedata er ofte preget av sesonger, som for eksempel kan oppstå på årlig-, månedlig- eller daglig basis. ARIMA-modeller kan utvides til å inkludere slike sesongmessige variasjoner, da blir modellen til en SARIMA-modell (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Ofte brukes store bokstaver for de sesongmessige delene av modellen og små bokstaver for de ikke-sesongmessige delene av modellen, slik at modellen kan skrives som  $SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)_m$ .  $m$  er sesongperioden, altså antall observasjoner per sesong, som for eksempel antall observasjoner per uke.

Alle komponentene vi har beskrevet så langt er funksjoner av den avhengige variabelen. Det kan også være relevant å inkludere annen informasjon enn kun den man får fra tidligere observasjoner av den avhengige variabelen. Effekter av eksogene faktorer

---

er allerede inkludert i en ARIMA-modell gjennom tidsseriens historie. Det vil si at selv om vi for eksempel ikke inkluderer temperatur i vår studie av kraftprisen, vil temperatureffekten kunne gjenspeiles indirekte i kraftprisens autoregressive eller glidende gjennomsnittskomponenter. Likevel kan det være hensiktsmessig å også inkludere eksogene variabler. Dette gjør at vi kan måle eksogene effekter direkte, framfor å vente på at disse skal gjenspeiles i komponentene til den avhengige variabelen. Når eksogene variabler inkluderes utvides modellen til en ARIMAX- eller SARIMAX-modell. Likningen for en SARIMAX-modell kan skrives på følgende måte:

$$y'_t = c + \sum_{n=1}^p (\phi_n y'_{t-n}) + \sum_{n=1}^q (\theta_n \epsilon_{t-n}) + \sum_{n=1}^r (\beta_n x_{nt}) + \sum_{n=1}^P (\alpha_n y'_{t-sn}) + \sum_{n=1}^Q (\eta_n \epsilon_{t-sn}) + \epsilon_t \quad (2)$$

Her er fremdeles  $y'_t$  den differensierte avhengige variabelen,  $c$  konstantleddet og  $\epsilon_t$  feilleddet. Også de to første summasjonsleddene er lik som for likning 1, og representerer AR- og MA-leddene i modellen. I tillegg er det altså lagt til eksogene variabler og sesongkomponenter. De eksogene komponentene er representert av  $\beta$ , som er koeffisienten til den eksogene variabelen  $x_n$  og  $r$  er antall eksogene variabler. Sesongkomponenten til AR-leddet består av etterslepet  $y'_{t-n}$  multiplisert med koeffisienten  $\alpha_n$ . På samme måte består sesongkomponenten til MA-leddet av det foregående feilleddet  $\epsilon_{t-1}$  multiplisert med koeffisienten  $\eta_n$ .

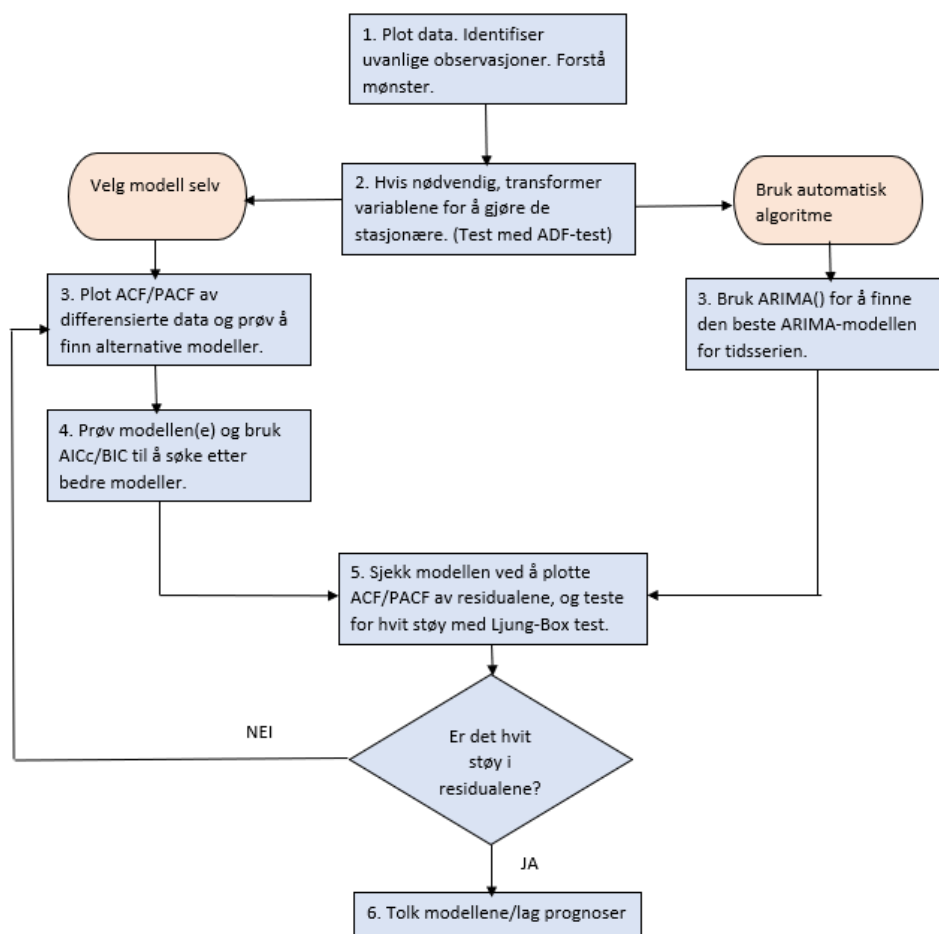
## 4.2 Utvelgelse av modeller

I 1970-årene introduserte Box og Jenkins en vanlig metodikk for tidsserieanalyse (Martinez-Alvarez et al., 2015). Denne metodikken er en systematisk metode for å identifisere og bruke ARIMA-modeller, og består av fire hovedtrinn: identifikasjon av modellen, estimering av parameterne, validering av modellen og bruk av modellen. Disse trinnene er benyttet i denne oppgaven og samsvarer med steg 2, 3, 5 og 6 i vårt flytdiagram, som presentert i figur 11. Flytdiagrammet viser en oversikt over trinnene i metoden for denne oppgaven. I første omgang ble de ulike variablene studert for å



---

forstå mønstre i datasettet. De videre trinnene handler om å identifisere, tilpasse og finne gode modeller som passer til tidsserien.



**Figur 11:** Flytdiagrammet viser en oversikt over prosessen med å velge ARIMA-modeller.

#### 4.2.1 Identifisering av stasjonaritet

Trinn to er å bestemme om tidsserien er stasjonær eller ikke. Generelt vil en stasjonær tidsserie ikke ha noen forutsigbare mønstre på lang sikt. Det ble derfor gjort en grafisk undersøkelse etter forutsigbare mønstre i tidsserien. En Augmented Dickey Fuller-test ble videre brukt for å bekrefte den grafiske testen, og dermed hvorvidt variablene måtte differensieres eller ikke. Datasettet inneholdt flere ikke-stasjonære variabler. For å opprettholde formen på forholdet mellom den avhengige variabelen og de eksogene variablene ble derfor alle variablene differensiert.

---

### 4.2.2 Valg av modeller

Det tredje steget i flytdiagrammet er valg av modeller, og innebærer både estimering av estimering av AR- og MA-komponentene og utvelgelse av eksogene variabler. Estimering av AR- og MA-komponentene kan enten gjøres manuelt eller ved hjelp av automatiske algoritmer. I denne oppgaven benyttes automatiske algoritmer for å finne verdien av  $p$  og  $q$ , ved bruk av `ARIMA()`-funksjonen fra ”Fable”-pakken i programvaren R (O’Hara-Wild et al. 2021). Denne funksjonen sjekker systematisk mange ulike modeller før den velger modellen med lavest AICc. Videre er spesifikasjonen ”stepwise=FALSE” brukt i denne analysen, som gjør at enda flere modeller blir sjekket enn det som gjøres i standardfunksjonen.

I vår vurdering av modellenes tilpasning ble både Akaikes korrigerede informasjonskriterium (AICc) og det Bayesianske informasjonskriteriet (BIC) benyttet. Begge disse informasjonskriteriene straffer modellen når flere forklaringsvariabler legges til (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Det er ønskelig at kriteriene skal være så lave som mulig, og kriteriene ble brukt for å sammenligne ulike modeller. Informasjonskriteriene kan bare sammenlignes for modeller med samme avhengige variabel og samme utvalg, slik at kun modeller i samme prisområde og fase av EU ETS ble sammenlignet.

For å velge eksogene variabler til modellene ble ”forward stepwise regression” lagt til grunn. Det vil si at vi startet med en modell uten eksogene variabler, for så å inkludere én og én variabel for å se om modellen ble bedre (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Siden det er overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen som undersøkes, ble kvoteprisen lagt til som den første eksogene variabelen. Videre ble det sjekket om modellen ble bedre når kvoteprisen og én annen eksogen variabel ble lagt til. Dette ble gjort for hver av de eksogene variablene: gasspris, kullpris, oljepris, vindkraftproduksjon, fyllingsgrad og temperatur. Modellen med lavest AICc og BIC ble så valgt ut. Deretter ble modellen utvidet ved å legge til én og én av de resterende variablene som den tredje eksogene variabelen. Deretter ble igjen AICc og BIC vurdert for å se om modellen ble bedre enn modellen med to eksogene variabler. Denne prosessen fortsatte til modellen ikke ble bedre av å inkludere flere variabler.

---

Denne metoden gjorde at vi fikk et innblikk i hva som påvirker kraftprisene.

Siden målet med denne oppgaven er å finne ut hvordan kvoteprisen påvirker kraftprisen, ble det likevel sett på som lite hensiktsmessig å velge modeller som inkluderer for mange forklaringsvariabler. En ARIMA-modell kontrollerer allerede for en del eksogene effekter gjennom AR- og MA-leddene. Hvis man skal inkludere eksogene variabler bør det derfor være en grunn til dette, i form av at man er interessert i effekten av den aktuelle variabelen. I vårt tilfelle ble karbonvariablene gass, kull og olje sett på som de mest interessante variablene å inkludere i modellene, da disse blir direkte påvirket av kvoteprisen. Siden nytten med å inkludere for mange variabler er liten, ble kun modeller med kvoteprisen og én annen karbonvariabel tatt med videre.

I en ny utvelgelsesprosess av modeller ble igjen kvoteprisen lagt til som den første eksogene variabelen. Videre ble et og et lag av kvoteprisen lagt til for å se om modellen ble bedre. Det ble testet for opp til 14 lags av kvoteprisen, da de siste 14 dagene anses å ha størst betydning for kraftprisene. Modellene ble rangert på to lister, en etter AICc og en etter BIC. Dersom disse listene ga ulik rangering, ble BIC mest vektlagt siden denne straffer inkludering av flere variabler hardest. Hvis rangeringen basert på AICc og BIC var helt motstridene, ble en modell fra mellomsjiktet valgt. Ut fra disse kriteriene ble ofte modellen med kun kvotepris, uten lags, best. Siden det kan virke urealistisk at det kun er kvoteprisen samme dag som har noe å si for effekten på kraftprisen, ønsket vi også å ta med en modell som inkluderer lags. Derfor ble to modeller, én med kvoteprisen samme dag og én med lags av kvoteprisen, valgt i hver fase for hvert prisområde. Videre ble det samme gjort bare med utgangspunkt i to eksogene variabler, altså kvoteprisen og henholdsvis gass-, kull- eller oljeprisen. Modellen med karbonvariabelen som ga best AICc/BIC ble tatt med videre. Også her ble det valgt to modeller: én med kvoteprisen samme dag og en karbonvariabel, og én med lags av kvoteprisen og en av karbonvariablene. Altså blir det til sammen valgt fire modeller for hver av prisområdene, NO1 og DK1, for hver fase.

---

### 4.2.3 Validering av modellen

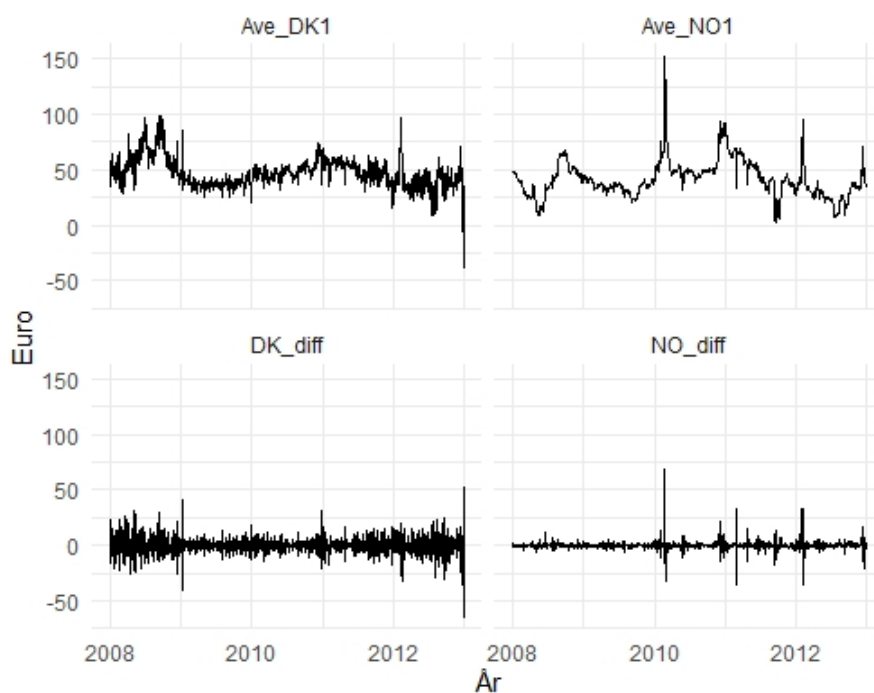
Det femte steget i flytdiagrammet er validering av modellen. Etter at ARIMA-modellene ble estimert, ble residualene sjekket for hvit støy. Det kalles hvit støy dersom tidsserier ikke inneholder autokorrelasjon (Hyndman og Athanasopoulos, 2021). Dette ble testet med Ljung-Box-test for autokorrelasjon. Videre ble residualene til modellene plottet grafisk med autokorrelasjonsfunksjonene ACF og PACF. Hvis linjene i plottene er utenfor konfidensbeltet, tyder det på problemer med autokorrelasjon. Det er ofte vanskelig å fjerne all autokorrelasjon fra tidsserien, derfor ble flere modeller godtatt selv om flere linjer var utenfor konfidensbeltet. Så lenge de første lagsene, altså påvirkning fra de nærmeste dagene, var innenfor konfidensbeltet, ble modellen validert. Hvis modellene ble funnet gode nok, ble de tatt videre til trinn 6 hvor modellene tolkes og brukes.

---

## 5 Resultater og diskusjon

I denne delen presenteres resultatene av ARIMA-modellene. Først sjekkes variabler for stasjonaritet. Deretter presenteres valg av modeller fase for fase, og resultatene av de utvalgte modellene. Videre diskuterer resultatene i et større perspektiv.

### 5.1 Identifisering av stasjonaritet



**Figur 12:** Utviklingen til kraftprisen i 2008-2012 på nivå- og differanseform. De nederste plottene viser kraftprisene på differanseform og er stasjonære.

Figur 12 viser utviklingen av kraftprisen i NO1 og DK1 i fase 2, både på nivå- og differanseform. Her fremgår det at variablene på nivåform har en del svingninger som tyder på ikke-stasjonaritet. Når variablene er på differanseform ser man derimot en mer stabil utvikling, som tyder på en mer stasjonær trend. Plottene for DK1 og NO1 i de andre fasene viste tilsvarende trend. Det ble derfor testet ytterligere for stasjonaritet med en Augmented Dickey Fuller-test. Testen ble gjort på alle variablene både på nivå- og differanseform for alle fasene. Resultatene fra testen er vist i tabell 3. Nullhypotesen er ikke-stasjonaritet, ved lave p-verdier forkastes

nullhypotesen og stasjonaritet vil være gjeldende. Som resultatene av testen viser er prisvariablene stort sett ikke-stasjonære på nivåform, mens temperatur-, vind- og vannvariablene oftere er stasjonære. Det er altså ingen tidsperioder hvor alle variablene er stasjonære på nivåform. På differanseform derimot, kan nullhypotesen forkastes på 1% signifikansnivå for alle variablene i alle tidsperiodene, utenom vannvariabelen i fase 4. Altså ser det ut til at nesten alle variablene er stasjonære på differanseform. Dermed benyttes differanseformen av variablene når det videre skal velges modeller. Det kan også nevnes at logaritmisk transformasjon ble testet, uten at dette gjorde alle variablene stasjonære, i tillegg til at det oppsto problemer med negative verdier. Differanseform ble dermed vurdert som mest hensiktsmessig for denne analysen.

**Tabell 3:** Resultater av Augmented Dickey Fuller-test som viser p-verdiene til variablene på nivå- og differanseform.

	Fase 2		Fase 3		Fase 4		Hele perioden	
	<i>Nivå</i>	<i>Diff.</i>	<i>Nivå</i>	<i>Diff.</i>	<i>Nivå</i>	<i>Diff.</i>	<i>Nivå</i>	<i>Diff.</i>
NO1	0,97	>0,01**	0,06	>0,01**	0,02*	>0,01**	0,95	>0,01**
DK1	0,26	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,02*	>0,01**
Kvote	<0,99	>0,01**	0,51	>0,01**	0,17	>0,01**	0,99	>0,01**
Kull	0,41	>0,01**	0,41	>0,01**	0,05	>0,01**	0,96	>0,01**
Gass	<0,99	>0,01**	0,71	>0,01**	>0,01**	>0,01**	0,97	>0,01*
Olje	0,54	>0,01**	0,71	>0,01**	0,37	>0,01**	0,75	>0,01**
Temp.NO1	>0,01**	>0,01**	0,22	>0,01**	0,61	>0,01**	>0,01**	>0,01**
Temp.DK1	>0,01**	>0,01**	0,16	>0,01**	0,69	>0,01**	>0,01**	>0,01**
Vind	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**	>0,01**
Vann	>0,01**	>0,01**	0,02*	>0,01**	0,59	0,18	>0,01**	>0,01*

\* signifikant på 5%-nivå \*\* signifikant på 1%-nivå

## 5.2 Sjekk av ulike variabler

I den første runden av testing av modeller ble, som nevnt i metoden, alle eksogene variabler inkludert. I tillegg til kvoteprisen ble én og én eksogen variabel lagt til for å sjekke om modellen ble bedre. Vi valgte å fokusere på kvoteprisen og karbonvariablene, slik at denne delen ble mer en kartlegging av kraftmarkedet. Resultatene fra denne delen viste at særlig vind-, temperatur- og gassvariabelen var viktige for kraftprisen i både NO1 og DK1, når AICc og BIC ble lagt til grunn. I tillegg førte vurdering på

---

bakgrunn av AICc og BIC til at modeller som inkluderte mange variabler ble rangert høyt. I noen tilfeller ble nesten alle de eksogene variablene i datasettet inkludert i modellen. Dette viser at ikke bare prisen på energikilder til kraftproduksjon, men også forhold i naturen, har påvirkning på kraftprisen. At mange variabler av ulik karakter inkluderes i modellene, viser at kraftmarkedet er komplekst og blir påvirket av svært ulike og mange forhold. Som nevnt i metoden var det ikke ønskelig med for komplekse modeller, men et fokus på kvoteprisen, som gjorde at disse modellene likevel ble valgt bort. Derfor er ikke resultatene fra disse modellene presentert eller vurdert nærmere.

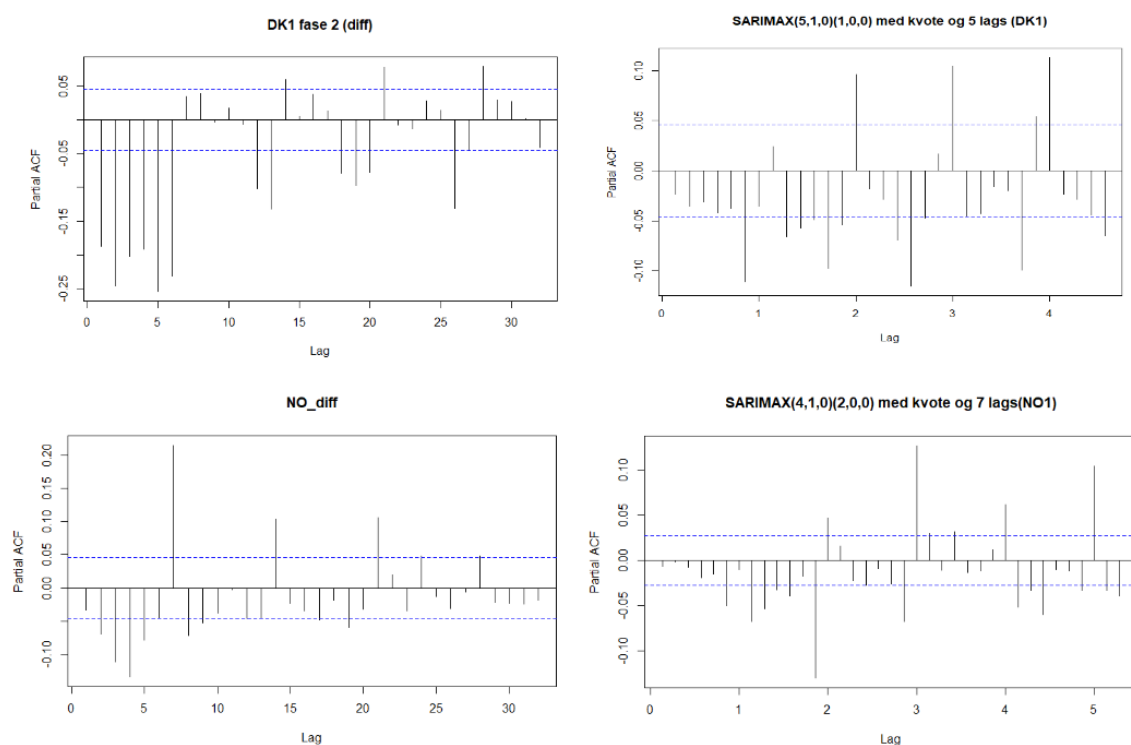
### 5.3 Valg av modell

I tabell 4 vises resultatene for modellene som ble valgt for fase 2. Box-Jenkins metoden innebærer som nevnt å teste ulike modeller. Videre kan man sammenligne AICc- og BIC-verdiene til modellene. Disse informasjonskriteriene gir en indikasjon på modellens tilpasning, men andre vurderinger er også lagt til grunn for utvelgelse av modeller. For flere av fasene fikk modellene uten lags av kvoteprisen lavest AICc og BIC. Samtidig ble kvotekoeffisienten tidvis negativ, som er vanskelig å forstå med tanke på teori og tidligere forskning. I tillegg er det naturlig å se for seg at kraftprisen ikke bare påvirkes av kvoteprisen samme dag, men også tidligere dager, da sjokk i markedet ofte bruker litt tid på å forplante seg.

For hver fase presenteres en modell med kvoteprisen for samme dag som den aktuelle kraftprisen, og en modell med flere lags av kvoteprisen. Antall lags er bestemt ut ifra hvilken modell som ga best AICc og BIC. Dette gjør at modellene for de ulike fasene og prisområdene har ulikt antall lags av kvoteprisen. I tillegg presenteres modeller som inkluderer gassprisen i tillegg til kvoteprisen og lags av kvoteprisen. Modeller med kvoteprisen i tillegg til henholdsvis kullprisen og oljeprisen ble også testet. Det var likevel gassprisen som ga lavest AICc og BIC for alle modeller unntatt for NO1 i fase 2 hvor oljeprisen ga lavere verdier enn gass og kull, men denne forskjellen var på desimalnivå. Siden inkludering av gassprisen totalt sett ga de beste modellene, ble gassprisen inkludert som karbonvariabel i modellene for alle fasene.

Neste steg er å undersøke om autokorrelasjonen har blitt fanget opp, som både er studert visuelt gjennom ACF- og PACF-plottene og ved hjelp av Ljung-Box-testen. Nullhypotesen i testen er at residualene ikke kan skilles fra hvit støy. Nullhypotesen forkastes for lave p-verdier, som betyr at residualene til modellen ikke følger en hvit støy prosess og kan ha problemer med autokorrelasjon. De færreste modellene oppfylte kravene til hvit støy, men dette var forventet da kraftprisene er volatile og dermed ofte ikke godtas av Ljung-Box-testen.

### 5.3.1 Fase 2



**Figur 13:** PACF-plott for fase 2. De to øverste plottene er for DK1 og de to nederste er for NO1. Plottene til venstre er for kraftprisene på differanseform, mens plottene til høyre er for modeller med kvoteprisen og lags av kvoteprisen.

I tabell 4 vises modellene for NO1 og DK1 i fase 2, samt resultater fra Ljung-Box-test. P-verdiene i Ljung-Box-testen for alle modellene til både NO1 og DK1 er under 0,05. Det vil si at nullhypotesen, at residualene ikke kan skilles fra hvit støy, forkastes. Dette samsvarer med PACF-plottene som vist i figur 13. I plottene til venstre vises autokorrelasjonen for kraftprisen i DK1 og NO1 på differanseform, hvor flere av de

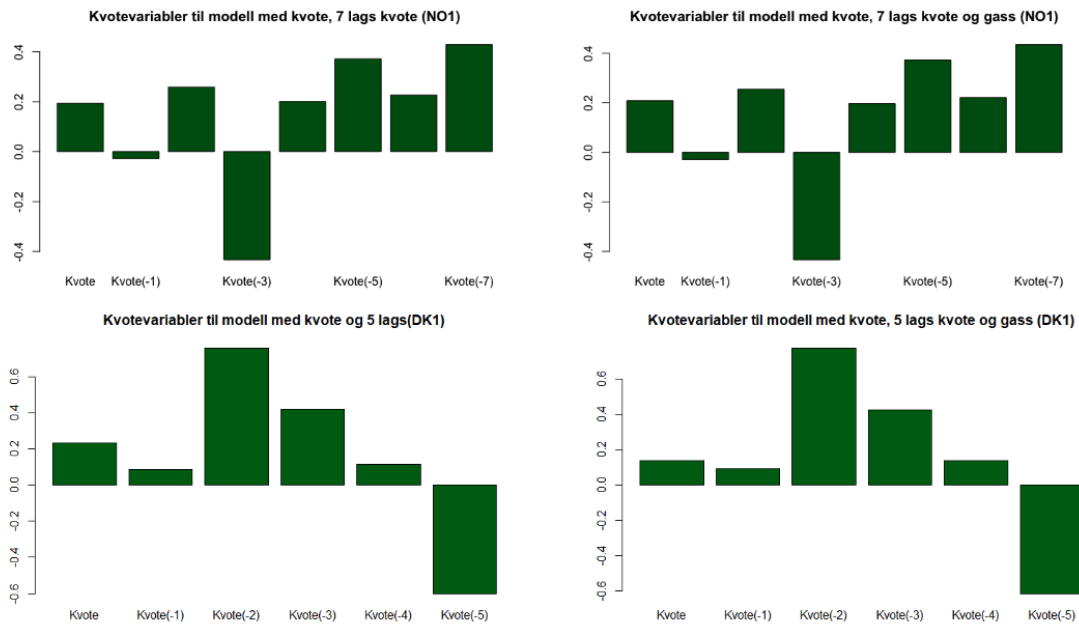


første lagsene er utenfor konfidensbeltet. I plottene til høyre vises residualene til en modell for hvert av prisområdene DK1 og NO1, hvor lags av kvoteprisen er inkludert. Her er fremdeles noen av lagsene utenfor konfidensbeltet, og det kan se ut som at en del av de sesongmessige variasjonene ikke blir korrigert av modellen. I figur 13 er det for eksempel tydelige sesongvariasjoner i form av positive linjer etter 2, 3, 4 og 5 uker for modellen til NO1. Likevel fanges noe av autokorrelasjonen opp, spesielt fra de første dagene, som antas å være viktigst for denne analysen. Dette gjelder også for modellene som ikke er vist i figuren, se vedlegg for ACF- og PACF for alle modeller (1.1 og 2.1). Altså blir modellene vurdert som gode nok til å brukes i analysen av kvoteprisens effekt på kraftprisen.

Alle modellene i fase 2 er SARIMAX-modeller, som vil si at i tillegg til ARIMA-strukturen inneholder modellene sesong og eksogene variabler. Modellen for NO1 som inkluderer kvoteprisen som eksogen variabel har for eksempel strukturen SARIMAX(1,1,2)(2,0,0)<sub>7</sub>. Det betyr at kraftprisen forklares av kraftprisen en dag før (AR-ledd) og to MA-komponenter. I tillegg er I(1), som vil si at både kraftprisen og de eksogene variablene er differensiert. Sesongleddet inneholder to AR-ledd, og en sesong i disse modellene er 7 dager, altså en uke. Generelt for fase 2 ses det at modellene uten lags av kvoteprisen har samme struktur og færre AR-ledd, mens modellene med lags av kvoteprisen har samme struktur og flere AR-ledd.

**Tabell 4:** Modeller for fase 2. Koeffisientene er kvotekoeffisienter for modellene. Koeffisientene med \* er samlet effekt av alle lags av kvoteprisen. Standardfeilene (SE) til kvotekoeffisientene for modeller med lags og full utskrift av modellene finnes i vedlegg (1.1 og 2.1).

	Modell					Ljung-Box-test	
	<i>Eksogene variabler</i>	<i>AICc</i>	<i>BIC</i>	<i>Koeffisient</i>	<i>SE</i>	<i>Lb.stat</i>	<i>p-verdi</i>
<i>NO1</i>							
SARIMAX(1,1,2)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote	9889,8	9928,3	0,16	0,28	11,1	0,03
SARIMAX(4,1,0)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+7 lags	9893,27	9975,66	1,22*		25,2	>0,01
SARIMAX(1,1,2)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	9891,78	9935,78	0,16	0,28	11,1	0,01
SARIMAX(4,1,0)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+7 lags, gass	9895,15	9983,01	1,23*		31,7	>0,01
<i>DK1</i>							
SARIMAX(1,1,1)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote	12252,22	12285,23	1,50	0,33	38,1	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+5 lags	12329,96	12401,39	1,01*		54,1	>0,01
SARIMAX(1,1,1)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	12235,09	12273,59	1,29	0,26	38,3	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+5 lags, gass	12329,22	12406,12	0,96*		78,1	0



**Figur 14:** Barplott for kvotekoeffisientene til modellene med lags av kvoteprisen i fase 2. De to øverste plottene viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for NO1. De to nederste viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for DK1.

Når det kommer til kvotekoeffisientene i tabell 4 varierer disse betydelig mellom NO1 og DK1, i tillegg til mellom de ulike modellene. Kvotekoeffisienten til DK1 er generelt høyere enn koeffisientene for NO1, men alle koeffisientene viser en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen.

Ut i fra AICc og BIC er den beste modellen for NO1 modellen med kvotepris som eksogen variabel, hvor kvotekoeffisienten er 0,16. Alle variablene er på differanseform, som betyr at en endring i kvoteprisen på én euro/tonn, fører til en positiv endring på 0,16 euro/MWh i kraftprisen. Likevel kan det være en forenkling av virkeligheten at kraftprisen bare skal påvirkes av kraftprisen samme dag. Når lags blir inkludert i modellen er det en stor endring i effekten av kvoteprisen. Modeller med lags av kvoteprisen får en kvotekoeffisient for hver dag, som kan være vanskelig å tolke, derfor gir vi en visuell fremstilling av disse variablene i figur 14. Figuren viser at effektene varierer i størrelse, også mellom positive og negative verdier. Det er den samlede effekten som i større grad sier noe om kvoteprisens faktiske effekt på kraftprisen. Koeffisientene til hvert lag er derfor summert slik at verdiene i tabell 4 tolkes som den samlede effekten av kvoteprisen. For modellen til NO1 med kvoteprisen og 7 lags av

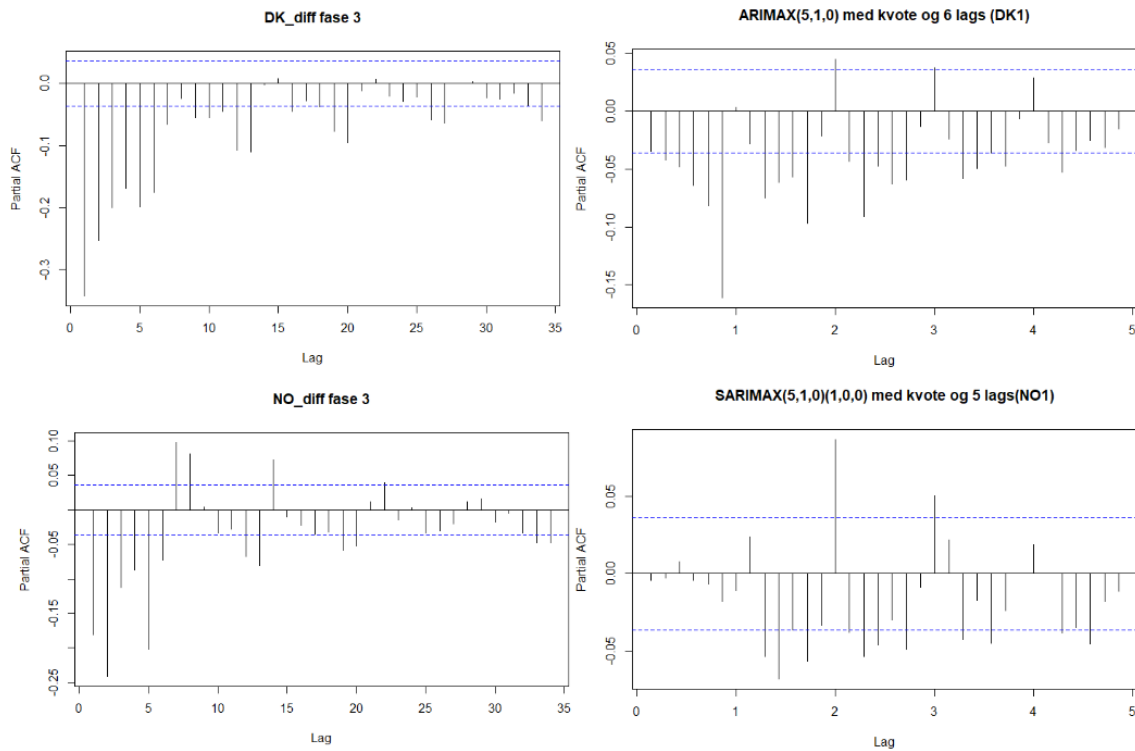
---

kvoteprisen blir totaleffekten etter åtte dager 1,22. Det vil si at hvis kvoteprisen øker med én euro vil kraftprisen åtte dager senere øke med 1,22 euro. Altså blir effekten betydelig høyere når lags inkluderes. For modellene til NO1 ble kvotekoeffisientene nesten lik når gass ble inkludert, både med og uten lags av kvoteprisen.

For DK1 har modellen med kvoteprisen uten lags en kvotekoeffisient på 1,50. Det betyr at en endring i kvoteprisen på én euro, fører til en endring på over én euro i kraftprisen. Dette er en betydelig høyere kvotekoeffisient enn for tilsvarende modell for NO1. Når man legger til lags går kvotekoeffisienten betydelig ned, som er motsatt tendens av det vi fant for NO1. Dynamikken til modellene med lags for DK1 vises også i figur 14. Når gass blir inkludert i modellene for DK1 reduseres kvotekoeffisientene. Dette kan tyde på at gassprisen fanger opp noe av effekten av kvoteprisen, som dermed gjør at kvotekoeffisienten blir lavere. Kvoteprisen og gassprisen har en nokså høy korrelasjon, som vist i datakapittelet. Når begge variablene inkluderes i samme modell, kan det derfor være vanskelig å fastslå hvilken effekt på kraftprisen som skyldes kvoteprisen og hvilken effekt som skyldes gassprisen.

---

### 5.3.2 Fase 3



**Figur 15:** PACF-plott for fase 3. De to øverste plottene er for DK1 og de to nederste er for NO1. Plottene til venstre er for kraftprisene på differanseform, mens plottene til høyre er for modeller med kvotepris og lags av kvoteprisen.

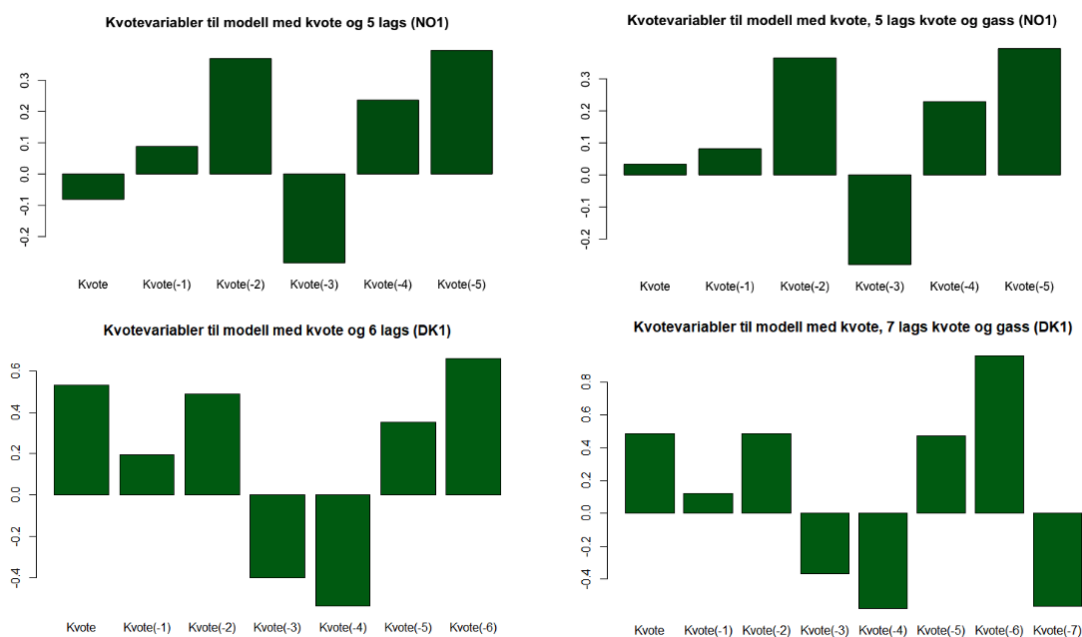
I tabell 5 vises resultatene for modellene i fase 3, samt resultater fra Ljung-Box-test. Ljung-Box-testen gir p-verdier under 0,01 for alle modellene i fase 3, som indikerer at residualene ikke følger en hvit støy prosess. Dette vises også i PACF-plottene hvor det er noe signifikant autokorrelasjon igjen i residualene til modellene. Figur 15 viser plottene for NO1 og DK1 på differanseform, samt for modellene med kvotepris og lags. Her vises det at modellen for NO1 med lags av kvoteprisen fanger opp noe mer autokorrelasjon i de første lagsene enn den for DK1. Likevel er autokorrelasjonen i de første lagsene stort sett fanget opp, som gjør at modellene blir vurdert som gode nok.

I fase 2 var alle modellene SARIMAX-modeller, mens for fase 3 ble det også funnet modeller uten sesongkomponent. Dette gjelder for modellene med lags av kvoteprisen i DK1, hvor strukturen er ARIMAX(5,1,0). Det vil si at kraftprisen bestemmes av kraftprisene 5 dager før i tillegg til kvoteprisen og lags av den. Ellers inkluderte

resten av modellene i denne fasen sesongvariabler.

**Tabell 5:** Modeller for fase 3. Koeffisientene er kvotekoeffisienter for modellene. Koeffisienter med \* er samlet effekt av alle lags av kvoteprisen. Standardfeilene (SE) til kvotekoeffisientene for modeller med lags og full utskrift av modellene finnes i vedlegg (1.2 og 2.2).

	Eksogene variabler	Modell				Ljung-Box-test	
		AICc	BIC	Koeffisient	SE	Lb.stat	p-verdi
<i>NO1</i>							
SARIMAX(3,1,1)(2,1,0) <sub>7</sub>	Kvote	14938,93	14986,72	0,15	0,14	51,3	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+5lags	14943,67	15021,29	0,72*		66,8	>0,01
SARIMAX(1,1,2)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	14953,86	15007,61	0,22	0,15	35,5	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+5lags, gass	14938,9	15022,48	0,83*		66,8	>0,01
<i>DK1</i>							
SARIMAX(3,1,1)(0,1,2) <sub>7</sub>	Kvote	22250,47	22298,26	0,94	0,26	12,6	>0,01
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+6lags	22463,63	22541,24	1,29*		120	0
SARIMAX(3,1,1)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	22246,25	22300,01	0,81	0,25	140	0
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+7lags, gass	22459,65	22549,18	1.02*		12,7	>0,01



**Figur 16:** Barplott for kvotekoeffisientene til modellene med lags av kvoteprisen i fase 3. De to øverste plottene viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for NO1. De to nederste viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for DK1.

Alle modellene for fase 3 viser en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen, både for NO1 og DK1. Modellen med bare kvoteprisen samme dag har lavest BIC for både NO1 og DK1. For DK1 har informasjonskriteriene betydelig lavere verdier

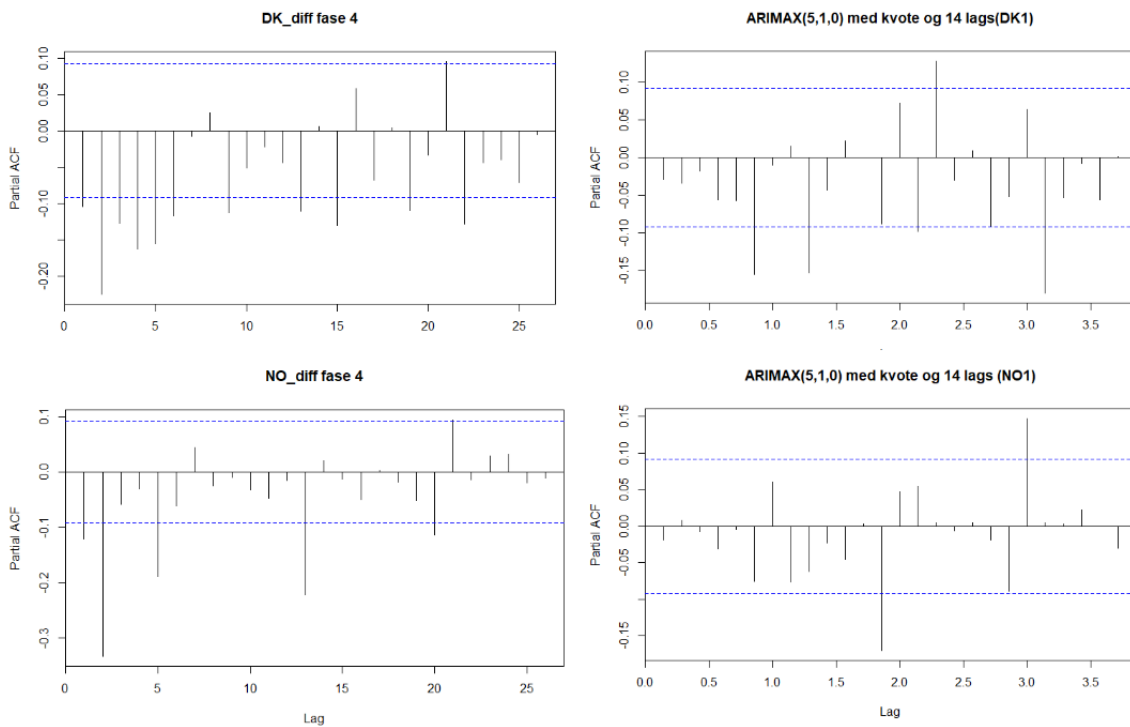
---

for modellene uten lags sammenlignet med de med lags. Vi har likevel inkludert lags av kvoteprisen da dette som nevnt gir et bedre bilde av totaleffekten av kvoteprisen på kraftprisen. Dette viser hvordan informasjonskriteriene alene ikke gir svar på hva som er den beste modellen.

Modellen for NO1 med kvotepris fra samme dag har en tilnærmet lik koeffisient for fase 2 og 3. For DK1 reduseres koeffisienten til modellen med kvoteprisen samme dag, fra 1,5 i fase 2 til 0,94 i fase 3. Når det legges til lags av kvoteprisen blir kvotekoeffisienten høyere for både NO1 og DK1. Figur 16 viser hvordan effekten av kvoteprisen for de ulike dagene fanges opp av modellene, og totaleffekten vises i tabell 5. Den samlede effekten av kvoteprisen er 0,72 for NO1 og 1,29 for DK1. Overføringskoeffisienten er altså høyere for DK1 enn i NO1. Sammenlignet med fase 2, har NO1 en lavere overføringskoeffisient i fase 3, mens overføringskoeffisienten har økt for DK1. Når gass legges til som eksogen variabel, både med og uten lags av kvoteprisen, øker koeffisientene til NO1, mens koeffisientene til DK1 reduseres. I fase 2 ble også koeffisienten til DK1 redusert når gass ble inkludert, mens koeffisienten til NO1 viste liten endring. Dette viser at gassprisen har en effekt på kvotekoeffisientens størrelse, og at effekten varierer for NO1 og DK1.

---

### 5.3.3 Fase 4

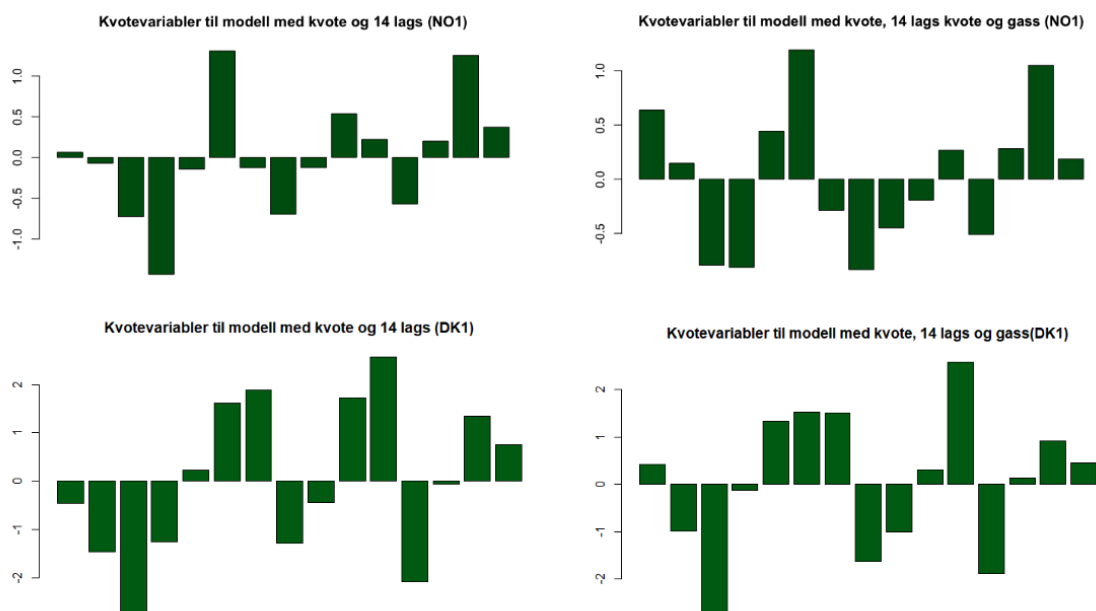


**Figur 17:** PACF-plott for fase 4. De to øverste plottene er for DK1 og de to nederste er for NO1. Plottene til venstre er for kraftprisene på differanseform, mens plottene til høyre er for modeller med kvotepris og lags av kvoteprisen.

I tabell 6 vises modellene for DK1 og NO1 i fase 4, samt resultater fra Ljung-Box-testen. I de to tidligere fasene besto ingen av modellene Ljung-Box-testen. I fase 4 derimot har modellene uten lags av kvoteprisen, for både NO1 og DK1, p-verdier over 0,05. Det indikerer at modellene følger en hvit støy prosess. Modellene med lags har derimot p-verdier under 0,01. Likevel viser PACF-plottene for alle modellene at den tidligste og dermed viktigste autokorrelasjonen fanges opp (se vedlegg 1.3 og 2.3). I figur 17 ser man at de fem første linjene til modellen med lags av kvoteprisen i DK1 er innenfor konfidensbeltet. Modellen med lags for NO1 har de første 14 linjene innenfor konfidensbeltet. Dermed anses alle modellene som gode eller gode nok.

**Tabell 6:** Modeller for fase 4. Koeffisientene er kvotekoeffisienter for modellene. Koeffisienter med \* er samlet effekt av alle lags av kvoteprisen. Standardfeilene (SE) til kvotekoeffisientene for modeller med lags og full utskrift av modellene finnes i vedlegg (1.3 og 2.3).

		Modell				Ljung-Box-test	
<i>Eksogene variabler</i>		<i>AICc</i>	<i>BIC</i>	<i>Koeffisient</i>	<i>SE</i>	<i>Lb.stat</i>	<i>p-verdi</i>
<i>NO1</i>							
SARIMAX(0,1,5)(0,0,1) <sub>7</sub>	Kvote	3912,43	3945,07	-0,07	0,43	1,76	0,62
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+14lags	3792,1	3876,5	0,05*		45,8	>0,01
SARIMAX(0,1,5)(0,0,1) <sub>7</sub>	Kvote, gass	3855,56	3892,23	0,68	0,38	1,74	0,42
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+14lags, gass	3792,1	3876,5	0,32*		42,7	>0,01
<i>DK1</i>							
SARIMAX(1,1,2)(0,1,2) <sub>7</sub>	Kvote	4623,12	4651,69	-1,98	0,94	7,80	0,10
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+14lags	4500,72	4585,06	0,28*		46,1	>0,01
ARIMAX(4,1,1)	Kvote, gass	4549,83	4582,45	-0,35	0,46	2,89	0,41
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+14lags, gass	4475,06	4563,31	0,74*		66,4	>0,01



**Figur 18:** Barplott for kvotekoeffisientene til modellene med lags av kvoteprisen i fase 4. De to øverste plottene viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for NO1. De to nederste viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for DK1.

Som for fase 3 ble det i fase 4 funnet modeller både med og uten sesongkomponent. Ingen av modellene med lags av kvoteprisen har sesongkomponenter, som tyder på at lagsene fanger opp sesongvariasjoner. Modellene med lags har videre flere AR-komponenter enn modellene uten lags.



---

For både DK1 og NO1 har modellene med lags av kvoteprisen betydelig lavere AICc og BIC-verdier enn modellene uten lags, til tross for at begge disse informasjonskriteriene straffer modellen når flere variabler inkluderes. I fase 4 kom modellene med 14 lags av kvoteprisen best ut på informasjonskriteriene, i motsetning til de tidligere fasene hvor færre lags ble rangert høyest. Dette kan tyde på at dynamikken mellom kvoteprisen og kraftprisen har endret seg i fase 4, sammenlignet med de foregående fasene. Det er riktignok viktig å merke seg at fase 4 i denne studien kun inneholder data fra ett år og tre måneder, i motsetning til fase 2 og 3 som går over henholdsvis fem og åtte år. Lengden på perioden kan dermed også være avgjørende for hvordan forholdet mellom kvoteprisen og kraftprisen blir.

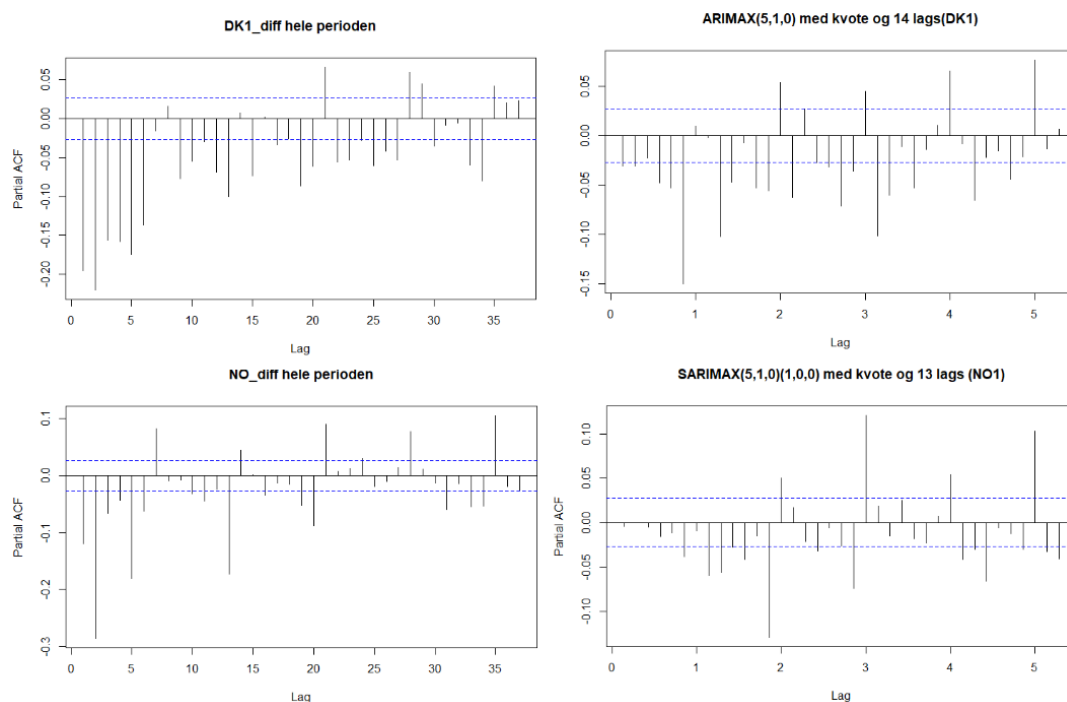
Når det kommer til kvotekoeffisientene i fase 4 skiller de seg fra de to foregående fasene da flere av koeffisientene blir negative. For modellen med bare kvoteprisen for samme dag, har NO1 en koeffisient på  $-0,07$  mens DK1 har en koeffisient på  $-1,98$ . En koeffisient på  $-0,07$  er nokså lik 0, som kan tyde på at kvoteprisen ikke har noe særlig påvirkning på kraftprisen. En koeffisient på  $-1,98$  derimot, indikerer at en økning i kvoteprisen på én euro skal redusere kraftprisen med nesten 2 euro. Dette virker noe merkelig med tanke på teori og den manglende logikken i at en økt kostnad skal redusere en pris. Likevel er det selvfølgelig en mulighet for at AR- og MA-leddene fanger opp andre faktorer i markedet som fører til dette negative forholdet. Det er som nevnt naturlig å inkludere kvoteprisens effekt over flere dager. I figur 18 vises dynamikken i kvoteprisens påvirkning på kraftprisen for modellene med lags i denne fasen. Når lags inkluderes i modellene blir totaleffekten av kvoteprisen positiv, med en verdi for NO1 og DK1 på henholdsvis  $0,05$  og  $0,28$ . En kvotekoeffisient på  $0,05$  er fremdeles nær null, som kan tyde på at kvoteprisen ikke har så stor påvirkning på kraftprisen, til tross for at flere lags av kvoteprisen er lagt til. For DK1 derimot er koeffisienten på  $0,28$  som indikerer en større effekt enn for NO1.

Det er videre interessant å se hvordan inkludering av gassprisen ser ut til å ha en nokså stor påvirkning på kvotekoeffisienten. Inkludering av gass øker kvotekoeffisienten for modellene både med og uten lags, og både for DK1 og NO1. I fase 3 førte også inkludering av gass til en økning av kvotekoeffisienten for NO1, mens den ble redusert for DK1. Dette viser hvordan dynamikken mellom kvoteprisen og kraftprisen for DK1

---

kan ha endret seg fra fase 3 til fase 4. Igjen ser vi også hvordan det kan være vanskelig å skille mellom effekten av kvoteprisen og effekten av gassprisen på kraftprisen. Videre er kvotekoeffisientene for modellene med lags, både med og uten gass, i DK1 høyere enn de tilsvarende modellene for NO1. Det indikerer at kvoteprisen har større påvirkning på kraftprisen i DK1 enn NO1 i fase 4.

### 5.3.4 Hele perioden



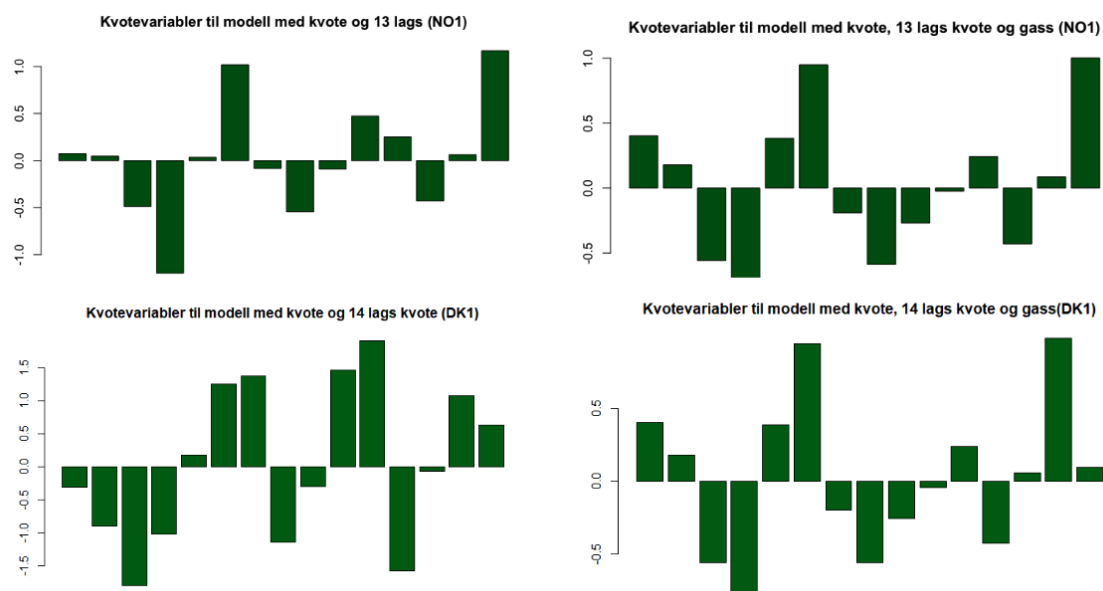
**Figur 19:** PACF-plott for hele perioden. De to øverste plottene er for DK1 og de to nederste er for NO1. Plottene til venstre er kraftprisene på differanseform, mens plottene til høyre er for modeller med kvotepris og lags av kvoteprisen.

I tabell 7 vises AICc, BIC og kvotekoeffisienten for modellene til hele perioden, samt resultatene fra Ljung-Box-test. For hele perioden, på litt over 14 år, er de fleste modellene SARIMAX-modeller, altså med sesongkomponenter. Modellene for hele perioden har ellers samme tendens som for flere av de andre fasene, nemlig lave p-verdier for Ljung-Box-test og noe gjenværende autokorrelasjon i residualene. Når det kommer til sesong kan det for modellene både for DK1 og NO1, i figur 19, observeres positive linjer etter 2, 3, 4 og 5 uker. Dette tyder altså på at ikke all sesongvariasjon er fanget opp av disse modellene. Dette er en periode over mange

år, som sammen med at kraftprisen er nokså volatil, gjør at det er vanskelig å fange opp all sesongvariasjon. Det samme gjelder for de andre modellene i perioden (se vedlegg 1.4 og 2.4). Likevel har alle modellene tydelig mindre autokorrelasjon i de første lagsene sammenlignet med utgangspunktet, altså kraftprisen på differanseform. I likhet med modellene i fasene anses også modellene for hele perioden som gode nok til å vurdere effekten av kvoteprisen på kraftprisen.

**Tabell 7:** Modeller for hele perioden. Koeffisientene er kvotekoeffisienter for modellene. Koeffisienter med \* er samlet effekt av alle lags av kvoteprisen. Standardfeilene (SE) til kvotekoeffisientene for modeller med lags og full utskrift av modellene finnes i vedlegg (1.4 og 2.4).

	Modell					Ljung-Box-test	
	<i>Eksogene variabler</i>	<i>AICc</i>	<i>BIC</i>	<i>Koeffisient</i>	<i>SE</i>	<i>Lb.stat</i>	<i>p-verdi</i>
<i>NO1</i>							
SARIMAX (3,1,1)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote	33604,05	33656,48	0,00	0,13	56,3	>0,01
SARIMAX (5,1,0)(1,1,0) <sub>7</sub>	Kvote+13lags	33358,76	33496,28	0,29*		214	0,00
SARIMAX(0,1,5)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	33252,69	33311,33	0,50	0,12	20,1	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+13lags, gass	33058,11	33202,17	0,40*		276	0
<i>DK1</i>							
SARIMAX(1,1,3)(2,0,0) <sub>7</sub>	Kvote	42888,84	42947,82	-0,85	0,28	54,2	>0,01
ARIMAX(5,1,0)	Kvote+14lags	42859,99	42997,51	0,70		293	0
SARIMAX(0,1,4)(2,1,0) <sub>7</sub>	Kvote, gass	42289,91	42348,89	-0,05	0,14	29,7	>0,01
SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) <sub>7</sub>	Kvote+14lags, gass	42586,08	42730,14	0,83*		410	0



**Figur 20:** Barplott for kvotekoeffisientene til modellene med lags av kvoteprisen i hele perioden. De to øverste plottene viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for NO1. De to nederste viser kvotekoeffisientene til modellene med lags for DK1.

For modellen som kun inkluderer kvoteprisen samme dag for NO1 og DK1 er kvotekoeffisientene henholdsvis 0 og -0,85. Igjen er det ulogisk med en negativ kvotekoeffisient og mer troverdig å inkludere lags av kvoteprisen, da det gir en bedre indikasjon på hvordan effekten faktisk er på kraftprisen. Når lags gradvis ble lagt til i utvelgelse av modell, ble 13 lags vurdert som best for NO1, mens 14 lags kom best ut for DK1. Når det inkluderes lags av kvoteprisen blir den samlede kvotekoeffisienten 0,29 for NO1 og 0,70 for DK1. Dette er en økning fra modellene uten lags, spesielt for DK1 som går fra å være betydelig negativ til å bli betydelig positiv. Denne tendensen ble også funnet i fase 4, som viser at å inkludere lags av kvoteprisen er av stor betydning og gir et mer troverdig resultat. Når gass inkluderes økes kvotekoeffisienten for alle modellene både med og uten lags, for både NO1 og DK1. At gassprisen endrer overføringskoeffisienten er også et felles funn for alle tidsperioder.

### 5.3.5 Refleksjoner om valg

I sammenheng med presentasjon av modellene er det nyttig å vite om valg som kunne gitt annerledes resultater. Selv om det ble gjort en nøye utvelgelse av variabler er det

---

alltid en mulighet for at relevante variabler av interesse er utelatt. Det har blitt sjekket for alle de inkluderte variablene i datasettet, men det ble tatt en avgjørelse om å holde modellene enkle. Vi kan ikke utelukke at resultatene hadde blitt mer realistiske hvis flere forklaringsvariabler hadde blitt inkludert. Samtidig fanger som nevnt ARIMA-strukturen opp eksogene effekter i de allerede inkluderte komponentene, så derfor ble valget om enkle modeller likevel sett på som mest hensiktsmessig. På samme måte som kvoteprisen, kan det være ulogisk at bare gassprisen samme dag har betydning for kraftprisen. Dermed kunne det også blitt sjekket for om lags av gassprisen burde vært inkludert i modellene. Siden vi ser på kvoteprisens effekt på kraftprisen, valgte vi å la den være i hovedfokus. Gassvariabelen ble bare inkludert fordi det var interessant å se hva slags effekt den hadde på overføringskoeffisienten, og ikke fordi den var så interessant i seg selv.

Videre skiller mye av den tidligere litteraturen mellom tider på døgnet med høyt og lavt forbruk, og på den måten skilles det mellom om det er kull eller gass som er den marginale produsenten. Tidligere litteratur finner betydelig ulike overføringskoeffisienter mellom kvoteprisen og kraftprisen for ulike tidspunkt på døgnet. Å dele opp døgnet etter lavt og høyt forbruk er derfor noe som også kunne vært interessant å gjøre for vår studie. I og med at vi valgte å sammenligne ulike prisområder over fire ulike tidsperioder, ble det sett på som mest oversiktlig å se på den gjennomsnittlige kraftprisen for hvert døgn framfor å skille mellom timer på døgnet. Modellene i vår oppgave gir uansett et godt grunnlag for en diskusjon om kvoteprisens effekt på kraftprisen over tid.

## 5.4 Overføringskoeffisientene i et større perspektiv

Målet med denne oppgaven var å finne overføringskoeffisienten mellom kvoteprisen og kraftprisen i NO1 og DK1, og å sammenligne overføringskoeffisientene mellom de ulike fasene av EU ETS. I analysen ble det etablert at inkludering av lags av kvoteprisen gir et mer realistisk bilde av totaleffekten på kraftprisen, enn å kun inkludere prisen fra én dag. Videre viste resultatene at gassprisen henger sammen med kvoteprisen, slik at den har effekt på overføringskoeffisienten. De endelige resultatene fra analysen

---

inkluderer derfor bare modellene med lags av kvoteprisen, med og uten gass.

For modellene for hele perioden med lags av kvoteprisen økes kvotekoeffisienten når gass inkluderes. Samme mønster gjelder for fase 4. For fase 3 øker koeffisienten til NO1 når gass inkluderes, mens koeffisienten faktisk reduseres for DK1. I fase 2 er det liten forskjell mellom koeffisientene til modellene med og uten gass. Dette viser at gassprisen har en varierende effekt på overføringskoeffisienten, og det kan som tidligere nevnt skyldes korrelasjonen mellom gassprisen og kvoteprisen. Når variabler korrelerer blir det vanskelig å skille mellom hvilken variabel som gir hvilken effekt, og på den måten vil de to prisene kunne påvirke hverandres koeffisienter. I tabell 8 vises de endelige resultatene fra analysen, for hver fase og hvert prisområde. Her varierer overføringskoeffisienten mellom koeffisienten til modellen med gass og koeffisienten til modellen uten gass.

**Tabell 8:** Kvotekoeffisientene for de ulike tidsperiodene for hvert prisområde.

	<i>NO1</i>	<i>DK1</i>
Fase 2	1,22-1,23	0,96-1,01
Fase 3	0,72-0,83	1,02-1,29
Fase 4	0,05-0,32	0,28-0,74
Hele perioden	0,29-0,40	0,70-0,83

Resultatene våre har i likhet med den tidligere litteraturen positive overføringskoeffisienter mellom kvoteprisen og kraftprisen. Litteraturen finner generelt en stor variasjon i overføringen fra kvoteprisen til kraftprisen. Dette gjelder også resultatene i denne oppgaven, hvor overføringskoeffisienten på tvers av prisområder og tidsperioder varierer mellom 0,05 og 1,29.

Overføringskoeffisientene forventes ofte å ligge mellom CO<sub>2</sub>-marginalkostnadene til gass og kull, altså mellom ca. 0,4 og 0,8-0,9 (Fell, 2010;THEMA, 2011), da disse som oftest er den marginale produsenten og dermed prissetter i markedet. Både Sijm et al. (2006), Fell (2010) og THEMA (2011) fant overføringskoeffisienter som hovedsakelig lå innenfor dette intervallet. Samlet sett kan vi ikke si at våre resultater ligger innenfor dette intervallet, men for noen faser er koeffisienten i nærheten. For hele perioden er overføringskoeffisienten til NO1 0,29-0,40, som er i nærheten av CO<sub>2</sub>-marginalkostnad til gass. DK1 har en høyere overføringskoeffisient, 0,70-0,83, og

---

ligger nærmere CO<sub>2</sub>-marginalkostnaden til kull. Dette kan indikere at gass kanskje i større grad har vært prissetter i NO1, mens kull i større grad har vært prissetter i DK1. Likevel går våre resultater både over og under det forventede intervallet, som gjør at også andre faktorer ser ut til å påvirke overføringen.

Hintermann (2016) og Fabra og Reguant (2014) finner overføringskoeffisienter over 1, som også gjør seg gjeldende i vår studie. I fase 2 er overføringskoeffisientene for både NO1 og DK1 nær eller over én. Det samme gjelder for DK1 i fase 3. Hintermann påpeker at en overføringskoeffisient på én kan skyldes at etterspørselen er uelastisk, og en overføringskoeffisient over én kan forekomme hvis markedet i tillegg preges av ikke-perfekt konkurranse. Hvis dette er tilfelle så kan økningen i kraftprisen overstige kvotekostnaden. Det kan virke realistisk at dette noen ganger kan være tilfelle for kraftmarkedet, da kraft er et nødvendighetsgode som gjør at etterspørselen til tider endrer seg lite til tross for en økning i kraftprisen. Det gjør at etterspørselen kan bli uelastisk som forklarer høye overføringskoeffisienter. Likevel er det mange ulike faktorer som spiller inn på både tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet, slik at dette ikke nødvendigvis er hele forklaringen.

Resultatene fra analysen viser videre at overføringskoeffisientene for NO1 er betydelig lavere enn i DK1, untatt for fase 2. I fase 3 er overføringskoeffisientene på 0,72-0,83 for NO1 mot 1,02-1,29 for DK1. Fase 4 viser samme trend med verdier på 0,05-0,32 for NO1 og 0,28-0,74 for DK1. Dette stemmer med prognosene til THEMA (2011), som for 2020 estimerte en høyere overføringskoeffisient for Danmark enn Norge. Derfor er en lavere overføringskoeffisient for Norge enn Danmark ikke et uventet funn. Prisområdene NO1 og DK1 ble valgt til sammenligning da disse markedene er nære geografisk og begge markeder preges av en betydelig andel fornybar energi. De to prisområdene har likevel noe ulike kilder til kraftproduksjon. I 2020 sto vannkraft for 92% av energisammensetningen i Norge, som vist i tabell 1. Danmark har derimot en mer variert energisammensetning med blant annet 57% vindkraft og til sammen 15% kull og gass. Danmark har altså en betydelig gass- og kullkraftproduksjon, sammenlignet med Norge, som blir direkte påvirket av kvoteprisen. Dette kan dermed være en årsak til at overføringskoeffisienten er høyere i DK1 enn i NO1.

Videre er Norge og Danmark ikke isolerte, som vil si at energisammensetningen ellers

---

i Nord Pool og Europa vil påvirke kraftprisene og dermed overføringskoeffisienten. Likevel påvirkes NO1 og DK1 til en viss grad av ulike land. DK1 importerer mye kraft, blant annet fra de mer karbonintensive landene Tyskland og Nederland. NO1 derimot importerer hovedsakelig kraft fra andre prisområder i Norge, i tillegg til Sverige. Sverige har i likhet med Norge nesten bare karbonfri energi, som gjør at kraften NO1 importerer er nokså kvotefri, og dermed kan bidra til en lavere overføringskoeffisient. Dette, sammen med energisammensetningen i hvert land, kan dermed forklare hvorfor kraftprisen i DK1 ser ut til å bli mer påvirket av kvoteprisen enn NO1.

Overføringskoeffisienten fra kvoteprisen til NO1 er positiv i alle fasene, og til og med over én i fase 2, hvor den er 1,22-1,23. Dette er ikke nødvendigvis så intuitivt med tanke på at Norge nesten kun produserer fornybar energi. THEMA (2011) trekker likevel fram at CO<sub>2</sub>-kostnader også vil påvirke et hydro-dominert energisystem. Som nevnt i teorien, blir prisen på vannkraft i Norge ofte bestemt av prisen til den marginale produsenten i markedet, og markedet NO1 er en del av Nord Pool hvor flere energikilder enn vannkraft er inkludert. En vannkraftprodusent kan lagre vann, som gjør at man til en viss grad kan vente med å selge kraften til etterspørselen og kraftprisen er høy, og da vil den marginale produsenten som oftest være gass- eller kullprodusenten. På denne måten kan man også i Norge få en betydelig høy overføringskoeffisient siden kraftprisen baseres på kostnaden til den marginale karbonprodusenten, og ikke marginalkostnaden til vannkraft.

Generelt viser resultatene fra analysen at overføringskoeffisientene blir lavere for hver fase. Hvis man ser på utviklingen gjennom hele perioden for DK1, gikk kvotekoeffisienten opp fra fase 2 til fase 3, før den gikk ned igjen i fase 4. For NO1 blir kvotekoeffisienten gradvis lavere for hver fase, og betydelig lavere i fase 4. Overføringskoeffisientene for både DK1 og NO1 er altså lavest i fase 4, med koeffisienter på henholdsvis 0,05-0,32 for NO1 og 0,28-0,74 for DK1. Et likt fall i overføringskoeffisienten fant også Caporin et al. (2021) i sin studie av kraft- og kvotepriser i Italia i fase 3 av EU ETS. De så på endringen i Italias kraftproduksjon som en mulig årsak. De trakk frem at Italias kraftproduksjon har gått mer bort fra energikilder som kull og olje, og over til mindre karbonintensive energikilder og fornybar energi.



---

Denne overgangen til mindre karbonintensiv energi observeres også for Danmark, hvor energisammensetningen til kraftproduksjonen har endret seg gjennom fasene av EU ETS. I 2010 utgjorde kull- og gasskraft til sammen hele 67% av energiproduksjonen i Danmark mot 15% i 2020. Danmark har altså i betydelig grad gått over fra en karbonintensiv til en mer fornybar energisammensetning. Det kan dermed ha hatt betydning for overføringskoeffisienten, slik at den gradvis har gått ned med årene. I Norge er ikke endringen i energiproduksjonen like stor, da vannkraft har utgjort den største andelen av kraftproduksjonen gjennom alle fasene. Likevel påvirkes overføringskoeffisienten i NO1 av andre land i Nord Pool. Det vil si at overføringskoeffisienten også vil påvirkes av andre lands overgang til en mer fornybar energisammensetning. Dette støtter våre resultater om at kvotekoeffisienten i Norge også går ned gjennom levetiden til EU ETS.

Videre varierer størrelsen på våre overføringskoeffisienter en del mellom fasene. THEMA (2011) fant i sin studie et tilnærmet lineært forhold mellom kraftprisen og kvoteprisen. På en annen side fant Ahamada og Kirat (2018) at forholdet mellom kraftprisen og kvoteprisen ikke nødvendigvis er så lineært som man skulle tro, men at en høyere kvotepris både kan bidra til en lavere og en høyere overføringskoeffisient. Våre resultater viser at det ikke er en lineær sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen, da koeffisientene er ulike for hver fase. Spesielt interessant er det at når kvoteprisen har sin store økning i fase 4, blir de laveste kvotekoeffisientene funnet for begge prisområdene. Dette underbygger muligheten for at en høyere kvotepris faktisk bidrar til en lavere overføringskoeffisient. Siden kull er en mer karbonintensiv energikilde enn gass, vil en høyere kvotepris gjøre at kull blir relativt dyrere enn gass. En høy kvotepris kan dermed gjøre at gass blir den dominerende energikilden (THEMA, 2011). Siden gass har en lavere utslippsintensitet enn kull taler det for at overføringskoeffisienten blir lavere. Dette støtter våre resultater hvor den høye kvoteprisen opptrer samtidig som lavere overføringskoeffisienter i fase 4.

Det kan videre være enkelt å tenke at en høy overføringskoeffisient betyr at kvotesystemet fungerer slik det er tiltenkt, ved at karbonprodusentene betaler for sin forurensning og at det gis insentiver til å gå over til fornybar energi. Samtidig viser flere studier at når kvotekostnaden overføres til kraftprisen betales den av konsumenten-

---

tene, og ikke produsentene (Sijm et al., 2006; Hintermann, 2016; Fell, 2010). Dermed gis det heller ikke incentiver til å gå over til mindre karbonintensive energikilder, siden kostnaden bare blir et prispåslag som skyves videre på konsumenten uten at det svir for produsenten. En grunn til at overføringskoeffisienten har blitt lavere i fase 4 kan da være at kull- og gassprodusentene i større grad må betale kvotekostnaden sin selv, slik at den i mindre grad overføres til kraftprisen. Dette er i tråd med prinsippet om at forurenseren skal betale for sitt utslipp. Dersom overføringskoeffisienten er positiv kan det altså hindre kvotesystemets evne til å gi riktig incentiv mot dekarbonisering av kraftsektoren (Caporin et al., 2021). Sånn sett kan en lavere overføringskoeffisient, som funnet i vår studie, indikere at kvotesystemet fungerer etter sin hensikt.

Det er altså mange ulike forhold som kan forklare utviklingen i effekten av kvoteprisen på kraftprisen. Selv om flere av våre funn peker i retning av at kvotesystemet gir incentiv til å bytte til mindre karbonintensiv energi, og at kvotekoeffisienten blir lavere som et resultat av dette, kan det være andre forhold som har bidratt til denne endringen. EU ETS er et viktig klimatiltak i EU, men ikke det eneste. EU sin Green Deal omfatter mange flere tiltak enn kun EU ETS, som skal redusere klimautslipp og bidra til å nå klimamålene for fremtiden. I tillegg kommer nasjonale klimaplaner i både Norge og Danmark, og generelt et stort fokus både i samfunn og næringsliv på å omstille seg til en mer bærekraftig økonomi. Altså kan andre incentiver og framtidsutsikter enn EU ETS ha påvirket kraftsektoren til å omstille seg til mindre karbonintensiv energi. Dette kan dermed ha bidratt til en lavere overføringskoeffisient mellom kvoteprisen og kraftprisen, uten at dette skyldes kvoteprisen og EU ETS alene.

For videre forskning kan det være interessant å se på forskjellen i overføringskoeffisienten mellom fasene, både i andre prisområder i Nord Pool og ellers i Europa. Forøvrig er mye av forskningen på sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen fra de tidligste fasene av EU ETS, mens det finnes lite forskning på fase 4 som først startet i 2021. EU ETS har vært mye omdiskutert på grunn av lave priser og overskudd av kvoter. Så langt er derimot fase 4 preget av svært høye kvotepriser sammenlignet med tidligere, et betydelig lavere kvotetak og strengere reguleringer. Det kan derfor være spennende å se hvordan utviklingen mellom kvoteprisen og kraftprisen vil bli i

---

denne fasen. Både på grunn av innstrammingene i fase 4, men også fordi internasjonale og nasjonale mål har økt satsningen på å redusere bruken av karbonintensive energikilder.

---

## 6 Konklusjon

Denne masteroppgaven bruker ARIMA-modeller til å bestemme forholdet mellom kvoteprisen i EU ETS og kraftprisen i to prisområder i Nord Pool. Ved å benytte daglige data, viser resultatene at kvoteprisen har en positiv påvirkning på kraftprisene i NO1 og DK1 for alle fasene av EU ETS. Inkludering av gassprisen hadde en effekt på kvotekoeffisienten, og viser at kvoteprisen og gassprisen har en sammenheng. Et gjennomgående funn for alle faser, unntatt fase 2, er at overføringskoeffisienten er høyere i DK1 enn i NO1. Analysen for hele perioden viser også en høyere overføringskoeffisient for DK1 enn for NO1. Dette var noe forventet da både litteraturen og teorien støtter en høyere overføringskoeffisient for områder med mer karbonintensive energikilder.

Det andre hovedfunnet er at overføringskoeffisienten generelt sett går ned i løpet av tidsperioden fra 2008 til og med mars 2022. Med tanke på at kvoteprisen har økt dramatisk så langt i fase 4, kunne man sett for seg at overføringskoeffisienten ville blitt høyere. Våre resultater tyder på motsatt effekt, som også tidligere studier fant (Ahamada og Kirat, 2018; Caporin et al. 2021). I vår studie blir det hovedsakelig trukket frem to grunner til dette. Den ene er at kull- og gassprodusentene i større grad betaler kvotekostnaden selv i stedet for å overføre den til kraftprisen. En annen grunn kan være at både Norge og Danmark, i tillegg til landene de importerer kraft fra, har gått over til mindre karbonintensive energikilder, slik at kvoteprisen får mindre effekt på kraftprisen. Dette kan tyde på at den underliggende strukturen i markedet har endret seg over tid. Vi konkluderer altså med at det er en positiv sammenheng mellom kvoteprisen og kraftprisen, og at dynamikken mellom de to prisene har forandret seg gjennom fasene av EU ETS.

EU ETS har lenge vært EU sitt flaggskip i klimapolitikken. Kvotesystemet er nå inne i sin fjerde fase, og det er stadig viktigere med effektive klimatiltak for å nå klimamålene i fremtiden. Det blir derfor både viktig og spennende å se hvordan kvotesystemet og forholdet mellom kvoteprisen og kraftprisen utvikler seg videre.

---

## Referanser

- Ahamada, I. & Kirat, D. (2018). Non-linear Pass-Through of the CO2 Emission-Allowance Price onto Wholesale Electricity Prices. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 23(5), 497–510. <https://doi.org/10.1007/s10666-018-9603-9>
- Caporin, M., Fontini, F. & Segato, S. (2021). Has the EU-ETS Financed the Energy Transition of the Italian Power System? *International journal of financial studies*, 9(4), 71.
- Energi og Klima. (2022). *Kvotemarked: EU og verden*. Hentet 27. januar 2022, fra <https://energiogklima.no/klimavakten/kvotemarked-eu-og-verden/>
- European Commission. (u.å.-a). *Development of EU ETS (2005-2020)*. Hentet 27. januar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020_en)
- European Commission. (u.å.-b). *EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Hentet 18. februar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en)
- European Commission. (u.å.-c). *Emissions cap and allowances*. Hentet 27. januar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances_en)
- European Commission. (u.å.-d). *Auctioning*. Hentet 2. februar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/auctioning\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/auctioning_en)
- European Commission. (u.å.-e). *Revision for phase 4 (2021-2030)*. Hentet 28. januar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_en)
- European Commission. (u.å.-f). *Free allocation for the modernisation of the energy sector*. Hentet 24. mai 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/free-allocation-modernisation-energy-sector\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/free-allocation-modernisation-energy-sector_en)

- 
- European Commission. (u.å.-g). *Use of international credits*. Hentet 28. januar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/use-international-credits\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/use-international-credits_en)
- European Commission. (u.å.-h). *Market Stability Reserve*. Hentet 28. januar 2022, fra [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en)
- Fabra, N. & Reguant, M. (2014). Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets. *American Economic Review*, 104(9). <https://doi.org/10.1257/aer.104.9.2872>
- Fell, H. (2010). EU-ETS and Nordic Electricity: A CVAR Analysis. *The Energy Journal (Cambridge, Mass.)*, 31(2), 1–25. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No2-1>
- Hammervold, R. (2020). *Multivariate analyser med STATA* (1. utgave.). Fagbokforlaget.
- Hintermann, B. (2016). Pass-Through of CO2 Emission Costs to Hourly Electricity Prices in Germany. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 3(4), 857–891. <https://doi.org/10.1086/688486>
- Hyndman, R. J. & Athanasopoulos, G. (2021). *Forecasting: Principles and Practice*. OTexts.
- IEA. (u.å.). *Countries*. Hentet 9. mai 2022, fra <https://www.iea.org/countries>
- Martinez-Alvarez, F., Troncoso, A., Asencio-Cortes, G. & Riquelme, J. C. (2015). A Survey on Data Mining Techniques Applied to Electricity-Related Time Series Forecasting. *Energies (Basel)*, 8(11), 13162–13193. <https://doi.org/10.3390/en81112361>
- Miljødirektoratet. (u.å.). *Europas grønne giv*. Hentet 18. mai 2022, fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/internasjonalt/gronn-giv/europas-gronne-giv/>
- Miljøstatus. (2020). *Kvotepliktige og ikke-kvotepliktige klimagassutslipp*. Hentet 27. januar 2022, fra <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-og-kvoteplikt/>
- NDLA. (2018). *Kjøp og salg av energi*. Hentet 19. mai 2022, fra <https://ndla.no/article/10841>
-

- 
- Nord Pool. (2020). *2020 Annual Review Navigating a Changed World*. Nord Pool.  
<https://www.nordpoolgroup.com/49eea7/globalassets/download-center/annual-report/annual-review-2020.pdf>
- Nord Pool. (u.å.-a). *History*. Hentet 10. februar 2022, fra <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- Nord Pool. (u.å.-b). *About us*. Hentet 10. februar 2022, fra <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/>
- Nord Pool. (u.å.-c). *Price calculation*. Hentet 11. februar 2022, fra <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- Norges Energi. (2022). *Strømpriser siste 12 måneder (gjennomsnitt)*. Hentet 18. februar 2022, fra <https://norgesenergi.no/hjelp/strompriser/historiske-strompriser/>
- NTE. (2022). *Hva påvirker strømprisen*. Hentet 18. mai 2022, fra <https://nte.no/blogg/hva-pavirker-stromprisen/>
- O'Hara-Wild, M., Hyndman, R., Wang, E., Caceres, G., Hensel, T. & Hyndman, T. (2021). *Fable: Forecasting Models for Tidy Time Series*. Hentet 21. mai 2022, fra <https://fable.tidyverts.org/>
- Olje- og energidepartementet. (2008). *Fakta 2008: Energi og vannressurser i Norge. 7:Kraftmarkedet* (Nr. 90-102). Olje- og energidepartementet. [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer/faktaheftet/evfakta08/evfakta08\\_kap07\\_no.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/faktaheftet/evfakta08/evfakta08_kap07_no.pdf)
- Olje- og energidepartementet. (2022). *Syv spørsmål og svar om strømprisen*. Hentet 18. februar 2022, fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/syv-sporsmal-og-svar-om-stromprisen/id2873517/>
- Pindyck, D., R.S. Rubinfeld. (2018). *Microeconomics* (9. utg.; Global ed.). Pearson Education.
- Regjeringen. (2021). *Forsterket kvotesystem 2021-2030*. Hentet 18. mai 2022, fra <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/aug/forsterket-kvotesystem-2021-2030/id2878386/>
- Riekeles, H. (2018). Klimakvoter- hvordan de virker og hvorfor vi trenger dem. *Civita*, (2018-11). <https://civita.no/notat/klimakvoter-hvordan-de-virker-og-hvorfor-vi-trenger-dem/>
-

- 
- Riis, C. & Moen, E. (2012). *Moderne Mikroøkonomi* (2. utg.). Gyldendal akademisk.
- Sijm, J., Neuhoff, K. & Chen, Y. (2006). CO2 Cost pass-through and windfall profits in the power sector. *Climate Policy*, 6(1), 49–72. <https://doi.org/10.1080/14693062.2006.9685588>
- Sijm, J., Hers, S., Lise, W. & Wetzelaer, B. (2008). *The impact of the EU ETS on electricity prices*. Energy research Centre of the Netherlands. [http://re.indiaenvironmentportal.org.in/files/e08007.pdf?fbclid=IwAR0wt9vLK9tqVsxX\\_5tdt96u1tW-fwGFhkYqRz2gMH2S7z5tcvi8MBVnhQ4](http://re.indiaenvironmentportal.org.in/files/e08007.pdf?fbclid=IwAR0wt9vLK9tqVsxX_5tdt96u1tW-fwGFhkYqRz2gMH2S7z5tcvi8MBVnhQ4)
- Store norske leksikon. (2022). *korrelasjon*. Hentet 19. mai 2022, fra <https://snl.no/korrelasjon>
- THEMA. (2011). *Carbon Price Transfer in Norway: The Effect of the EU-ETS on Norwegian Power Prices* (Nr. 2011-1). THEMA.



---

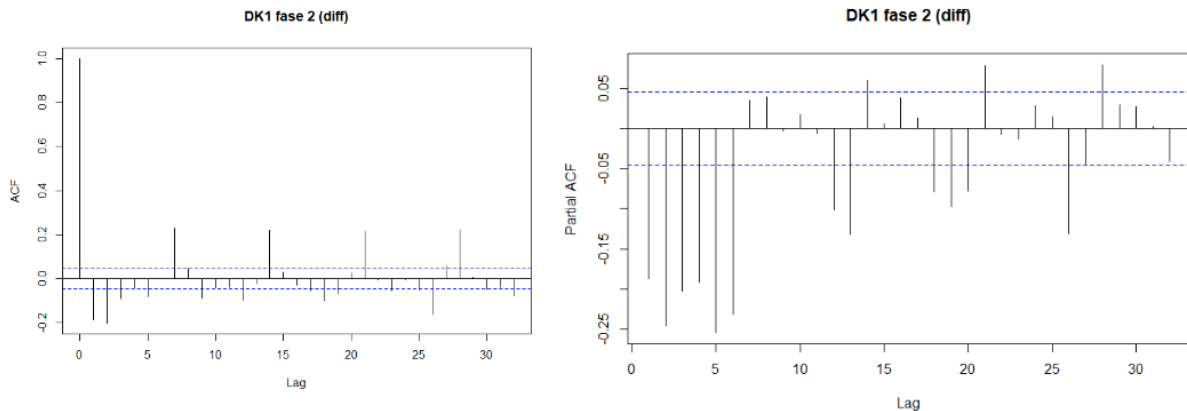
# A Vedlegg

# 1. Modeller for DK1

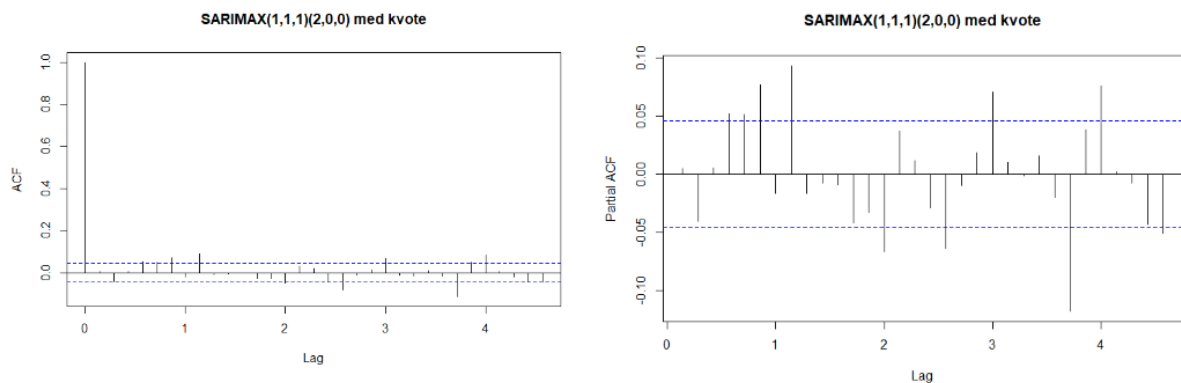
I dette vedlegget ligger utskriftene fra R for modellene til DK1 for alle fasene, i tillegg til ACF-, PACF- og bar-plott.

## 1.1 FASE 2

ACF- og PACF for diff. DK1:



### Modell for DK1 med kun kvote:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(1,0,1)(2,0,0)[7] errors

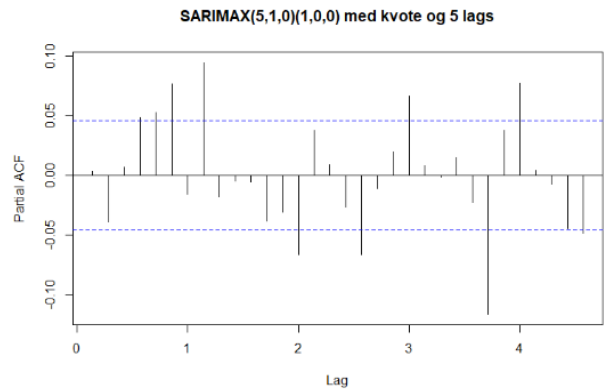
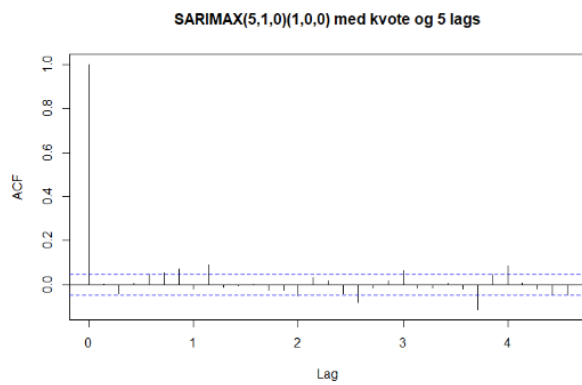
Coefficients:

	ar1	ma1	sar1	sar2	Kvote_diff
	0.5282	-0.9741	0.2436	0.1624	1.5030
s.e.	0.0229	0.0079	0.0247	0.0246	0.3272

sigma<sup>2</sup> estimated as 47.8: log likelihood=-6120.09

AIC=12252.17 AICc=12252.22 BIC=12285.23

### Modell for DK1 med 5 lags kvote:



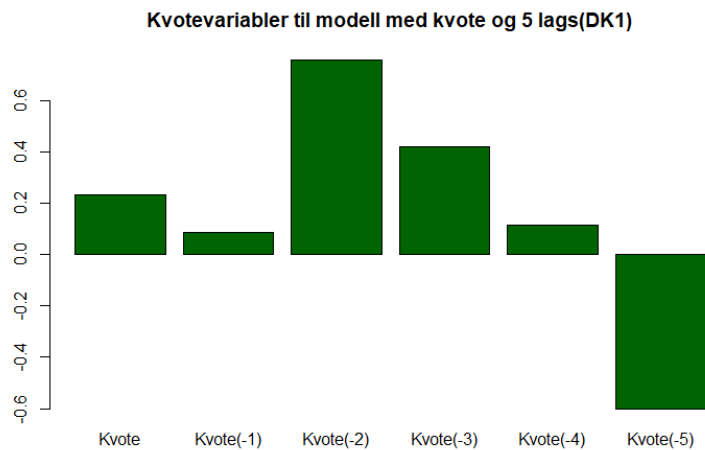
Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

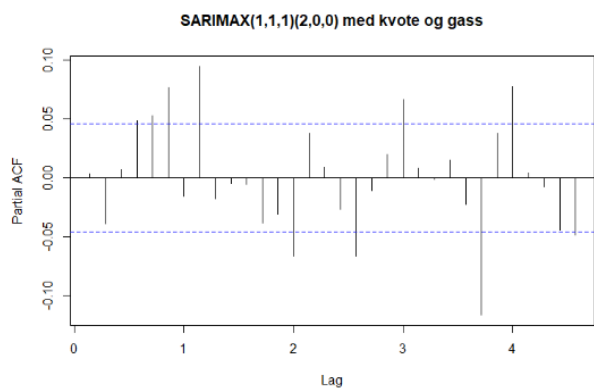
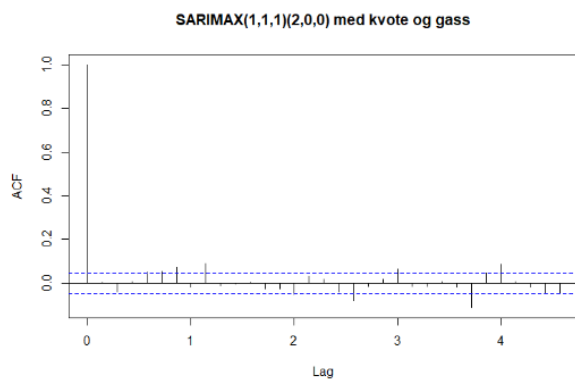
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.3829	-0.3982	-0.3229	-0.2384	-0.1904	0.1726	0.2305	0.0864
s.e.	0.0231	0.0243	0.0251	0.0250	0.0256	0.0270	0.5578	0.6126
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)	lag(Kvote_diff, 4)	lag(Kvote_diff, 5)			
	0.7567		0.4216	0.1128	-0.6002			
s.e.	0.6194		0.6201	0.6126	0.5563			

sigma<sup>2</sup> estimated as 50.51: log likelihood=-6151.88  
 AIC=12329.76 AICc=12329.96 BIC=12401.39



## Modell for DK1 med kvote og gass:



### Utskrift fra R:

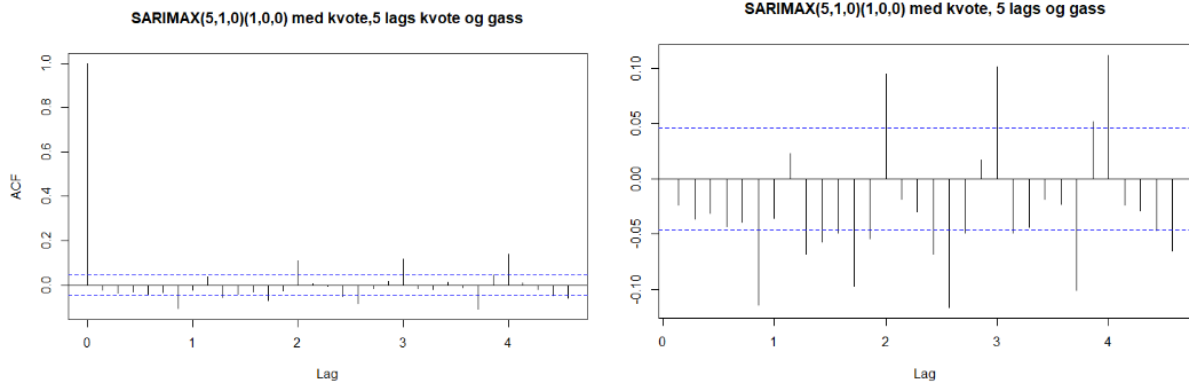
Model: LM w/ ARIMA(1,0,1)(2,0,0)[7] errors

Coefficients:

ar1	ma1	sar1	sar2	Kvote_diff	Gass_diff
0.5290	-0.9876	0.2459	0.1611	1.2859	0.9416
s.e. 0.0211	0.0043	0.0245	0.0244	0.2575	0.1820

sigma<sup>2</sup> estimated as 47.31: log likelihood=-6110.51  
AIC=12235.02 AICc=12235.09 BIC=12273.59

**Modell for DK1 med 5 lags kvote og gass:**



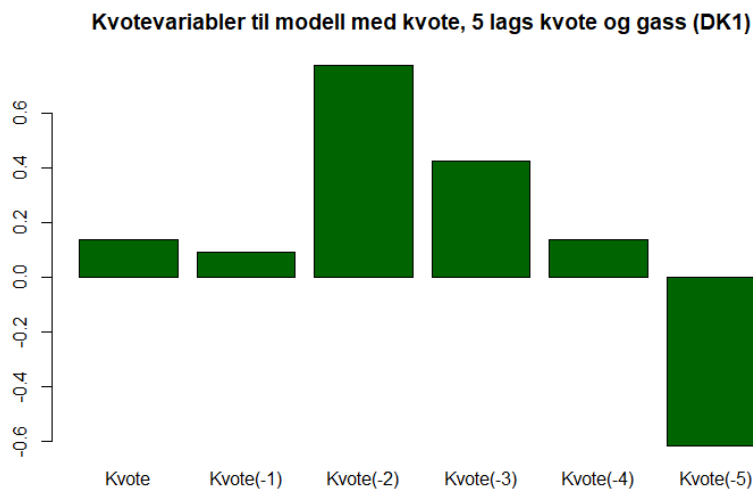
**Utskrift fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

Coefficients:

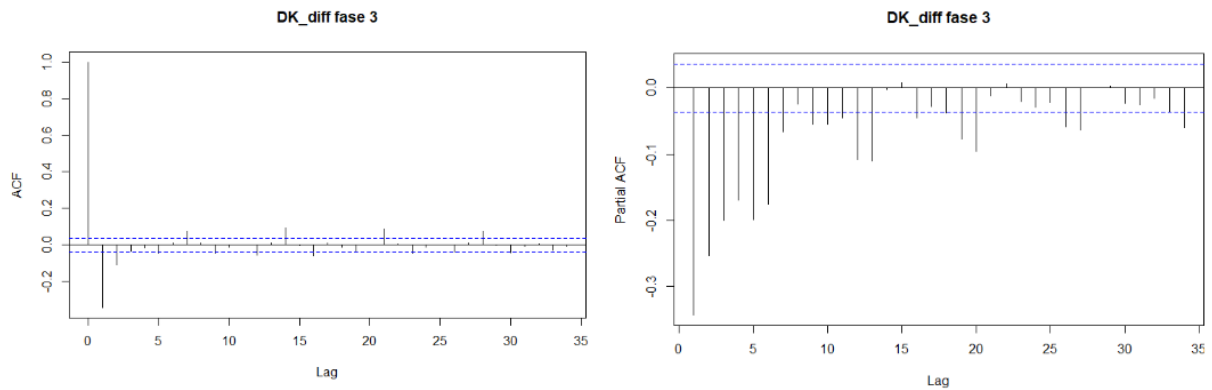
	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.3846	-0.3994	-0.3237	-0.2415	-0.1919	0.172	0.1389	0.5021
s.e.	0.0231	0.0243	0.0251	0.0251	0.0256	0.027	0.5598	0.3011
	lag(Kvote_diff)		lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)	
	0.0927		0.7761		0.4260		0.1382	
s.e.	0.6126		0.6194		0.6202		0.6127	
	lag(Kvote_diff, 5)							
	-0.6165							
s.e.	0.5559							

sigma^2 estimated as 50.46: log likelihood=-6150.49  
 AIC=12328.98 AICc=12329.22 BIC=12406.12

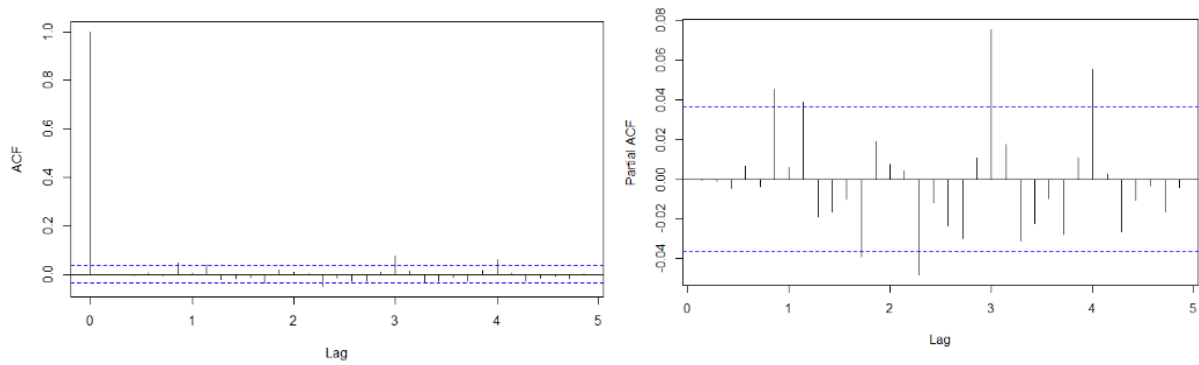


## 1.2 FASE 3

ACF og PACF for DK1 diff:



### Modell for DK1 med kvote:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(3,0,1)(0,0,2)[7] errors

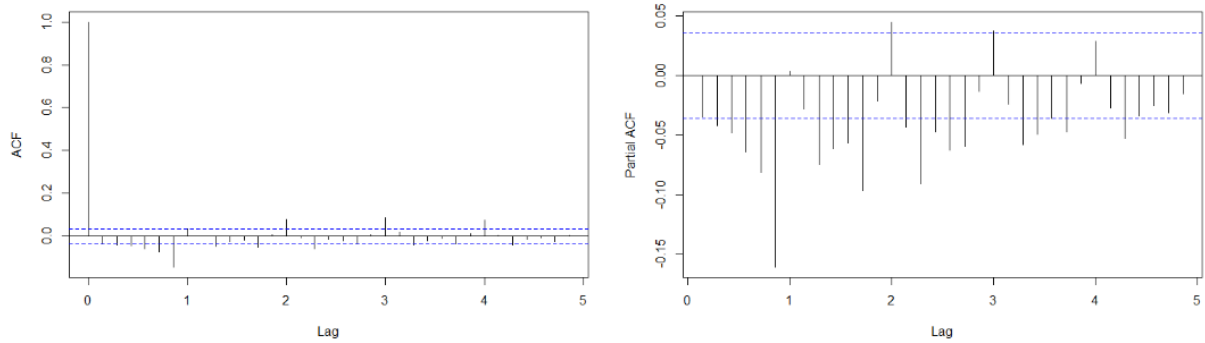
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ma1	sma1	sma2	Kvote_diff
	0.3214	0.0241	0.0140	-0.9709	0.089	0.0745	0.9384
s.e.	0.0192	0.0199	0.0191	0.0052	0.019	0.0180	0.2589

sigma<sup>2</sup> estimated as 118.6: log likelihood=-11117.21

AIC=22250.42 AICc=22250.47 BIC=22298.26

### Modell for DK1 med 6 lags kvote:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

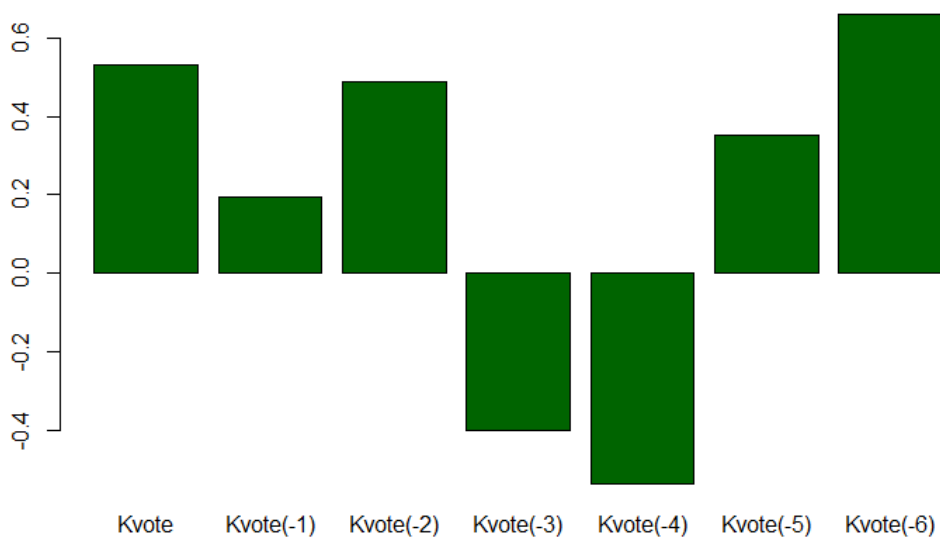
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.5490	-0.4540	-0.3624	-0.2741	-0.2000	0.5304	0.1949
s.e.	0.0182	0.0202	0.0208	0.0203	0.0182	0.5880	0.6568
	lag(Kvote_diff, 2)	lag(Kvote_diff, 3)	lag(Kvote_diff, 4)	lag(Kvote_diff, 5)			
	0.4875	-0.3981	-0.5342	0.3530			
s.e.	0.6696	0.6697	0.6708	0.6596			
	lag(Kvote_diff, 6)						
	0.6587						
s.e.	0.5903						

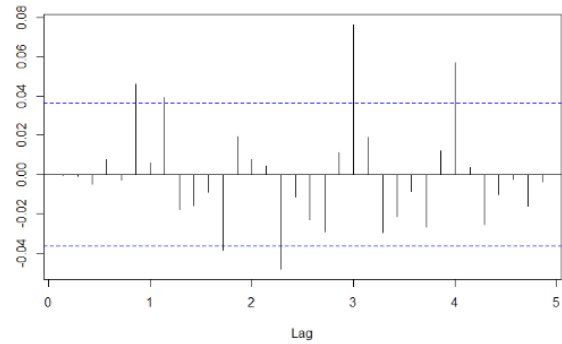
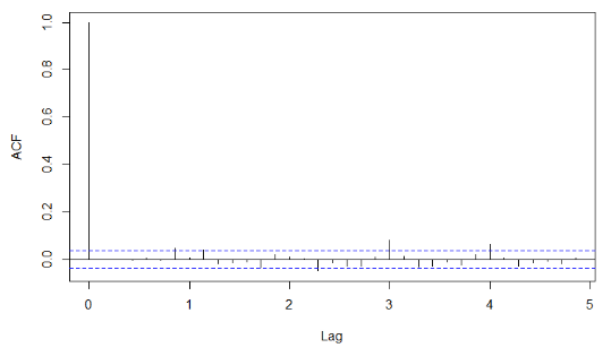
sigma<sup>2</sup> estimated as 129.2: log likelihood=-11218.75

AIC=22463.5 AICc=22463.63 BIC=22541.24

### Kvotevariabler til modell med kvote og 6 lags (DK1)



### Modell for DK1 med kvote og gass:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(3,0,1)(0,0,2)[7] errors

Coefficients:

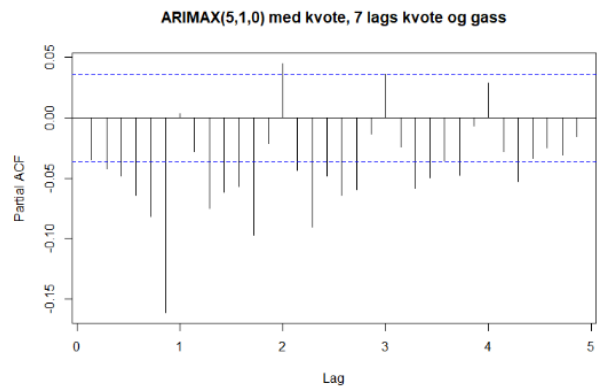
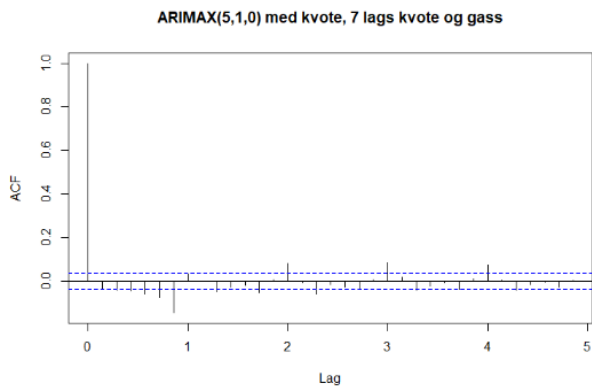
	ar1	ar2	ar3	ma1	sma1	sma2	Kvote_diff	Gass_diff
	0.3226	0.0249	0.0153	-0.9747	0.0895	0.0746	0.8061	0.5648
s.e.	0.0192	0.0199	0.0191	0.0051	0.0190	0.0180	0.2535	0.2157

sigma<sup>2</sup> estimated as 118.4: log likelihood=-11114.09

AIC=22246.19 AICc=22246.25 BIC=22300.01



**Modell for DK1 med kvote, 7 lags kvote og gass:**



**Utskrift fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

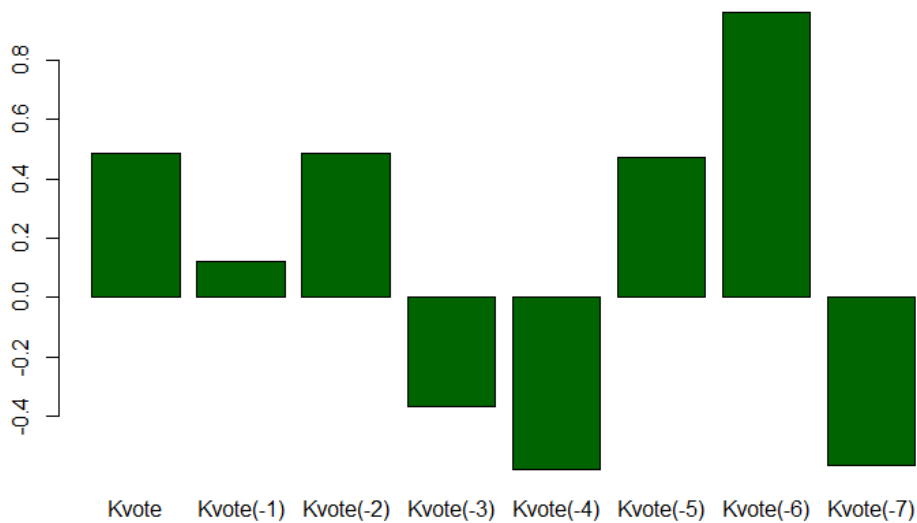
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	Gass_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.5494	-0.4543	-0.3630	-0.2749	-0.2006	0.4852	0.2032	0.1231
s.e.	0.0182	0.0202	0.0208	0.0203	0.0182	0.6019	0.4755	0.6630
	lag(Kvote_diff, 2)	lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)	lag(Kvote_diff, 5)			
	0.4871	-0.3661		-0.5765	0.4704			
s.e.	0.6693	0.6705		0.6723	0.6713			
	lag(Kvote_diff, 6)	lag(Kvote_diff, 7)						
	0.9590	-0.5627						
s.e.	0.6655	0.5908						

sigma^2 estimated as 129.2: log likelihood=-11214.74

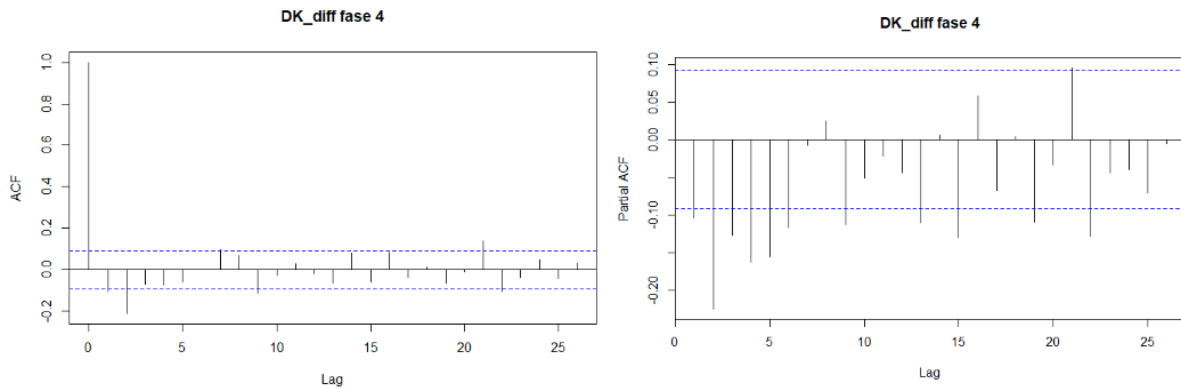
AIC=22459.49 AICc=22459.65 BIC=22549.18

**Kvotevariabler til modell med kvote, 7 lags kvote og gass (DK1)**

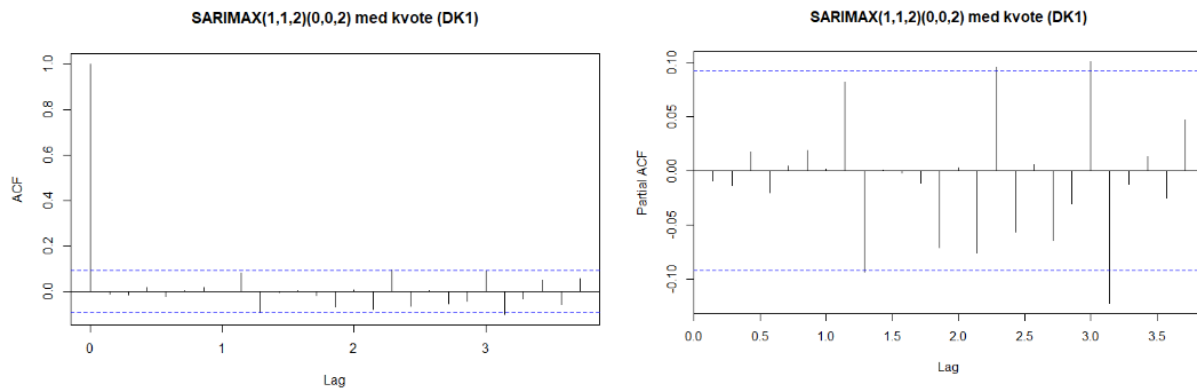


### 1.3 FASE 4

ACF og PACF for DK1 diff:



### Modell for DK1 med kvote:



### Utskrift fra R:

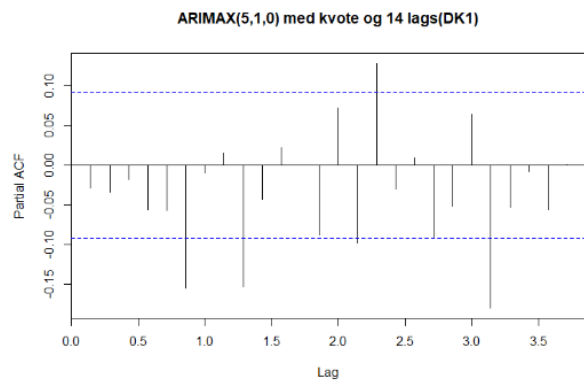
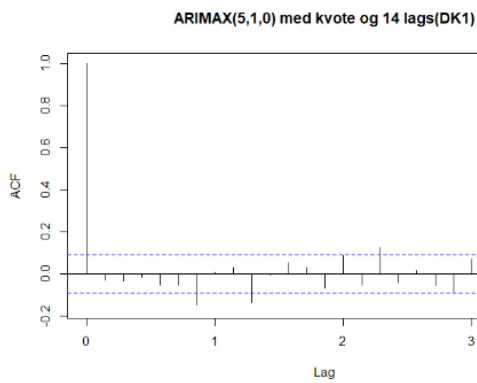
Model: LM w/ ARIMA(1,0,2)(0,0,2)[7] errors

Coefficients:

	ar1	ma1	ma2	sma1	sma2	Kvote_diff
	0.4535	-0.7166	-0.1961	0.0690	0.0703	-1.9801
s.e.	0.1089	0.1125	0.0831	0.0515	0.0470	0.9419

sigma<sup>2</sup> estimated as 1518: log likelihood=-2304.43  
AIC=4622.86 AICc=4623.12 BIC=4651.69

## Modell for DK1 med kvote og 14 lags:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

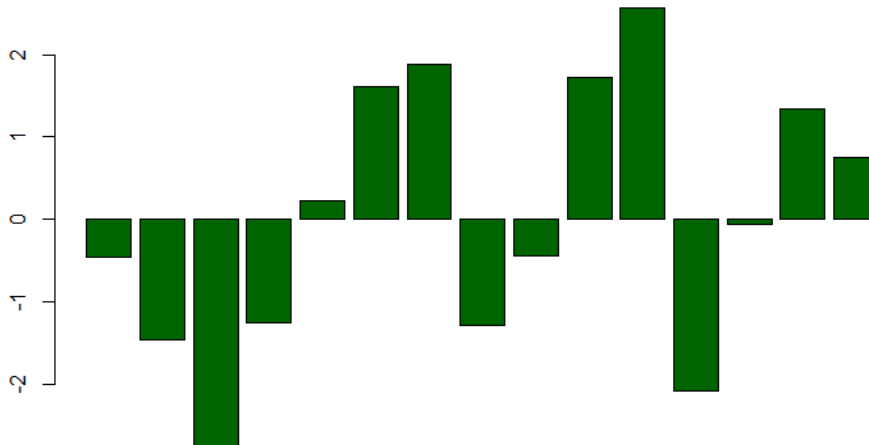
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.2464	-0.3130	-0.2252	-0.2425	-0.1933	-0.4647	-1.4596
s.e.	0.0469	0.0471	0.0483	0.0473	0.0479	1.0209	1.0386
	lag(Kvote_diff, 2)	lag(Kvote_diff, 3)	lag(Kvote_diff, 4)	lag(Kvote_diff, 5)			
	-2.7487	-1.2545	0.2195	1.6099			
s.e.	1.0744	1.0762	1.0922	1.1009			
	lag(Kvote_diff, 6)	lag(Kvote_diff, 7)	lag(Kvote_diff, 8)	lag(Kvote_diff, 9)			
	1.8798	-1.2878	-0.4500	1.7253			
s.e.	1.1194	1.1407	1.1191	1.1061			
	lag(Kvote_diff, 10)	lag(Kvote_diff, 11)	lag(Kvote_diff, 12)	lag(Kvote_diff, 13)			
	2.5640	-2.0884	-0.0642	1.3477			
s.e.	1.1041	1.0913	1.0901	1.0637			
	lag(Kvote_diff, 14)						
	0.7533						
s.e.	1.0525						

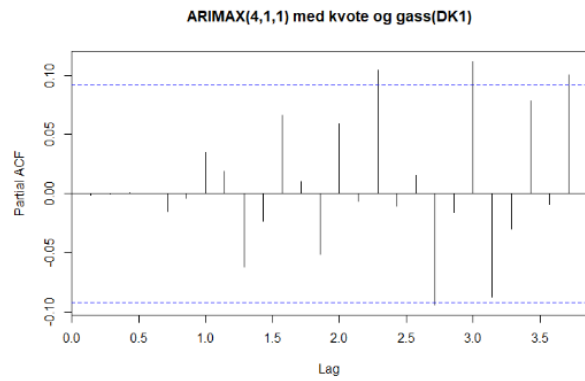
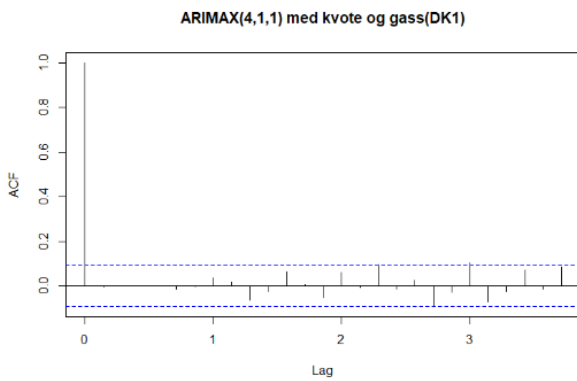
sigma<sup>2</sup> estimated as 1485: log likelihood=-2228.29

AIC=4498.58 AICc=4500.72 BIC=4585.06

**Kvoteveriabler til modell med kvote og 14 lags (DK1)**



**Modell for DK1 med kvote og gass:**



**Utskrift fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(4,0,1) errors

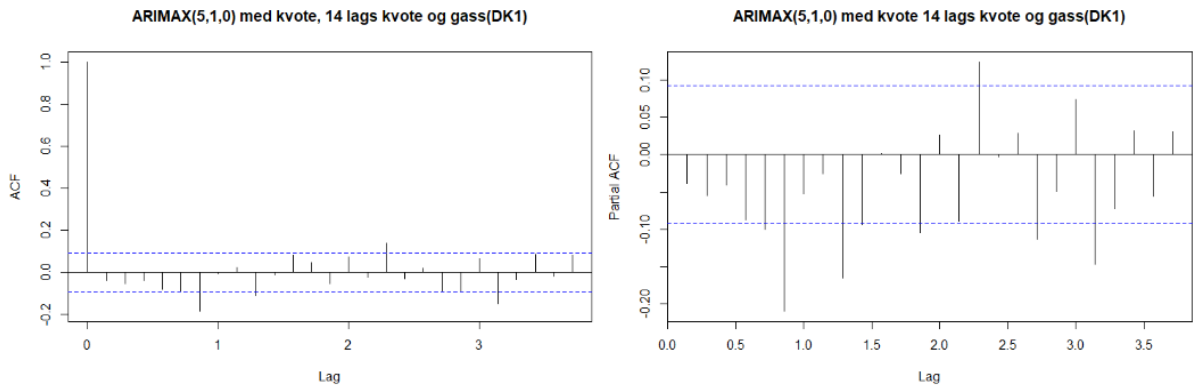
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ma1	Kvote_diff	Gass_diff
	0.4698	-0.1662	0.0256	-0.1082	-0.9497	-0.3448	1.7489
s.e.	0.0552	0.0529	0.0530	0.0525	0.0302	0.4557	0.1371

sigma^2 estimated as 1285: log likelihood=-2266.75

AIC=4549.51 AICc=4549.83 BIC=4582.45

**Modeller for DK1 med kvote, 14 lags kvote og gass:**



**Utskrift fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

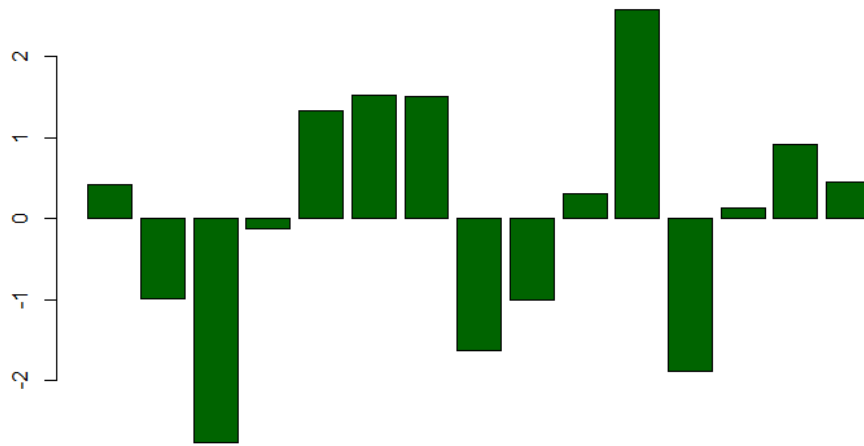
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	Gass_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.3285	-0.3822	-0.2570	-0.2791	-0.2076	0.4235	1.3624	-0.9966
s.e.	0.0483	0.0484	0.0496	0.0479	0.0477	1.0030	0.2456	1.0261
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)		lag(Kvote_diff, 5)	
	-2.7622		-0.1226		1.3353		1.5256	
s.e.	1.0638		1.0834		1.0969		1.0840	
	lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)		lag(Kvote_diff, 8)		lag(Kvote_diff, 9)	
	1.5013		-1.6395		-1.0072		0.3091	
s.e.	1.1102		1.1206		1.1114		1.1189	
	lag(Kvote_diff, 10)		lag(Kvote_diff, 11)		lag(Kvote_diff, 12)		lag(Kvote_diff, 13)	
	2.5764		-1.8810		0.1255		0.9090	
s.e.	1.0900		1.0803		1.0798		1.0503	
	lag(Kvote_diff, 14)							
	0.4477							
s.e.	1.0178							

sigma^2 estimated as 1397: log likelihood=-2214.36

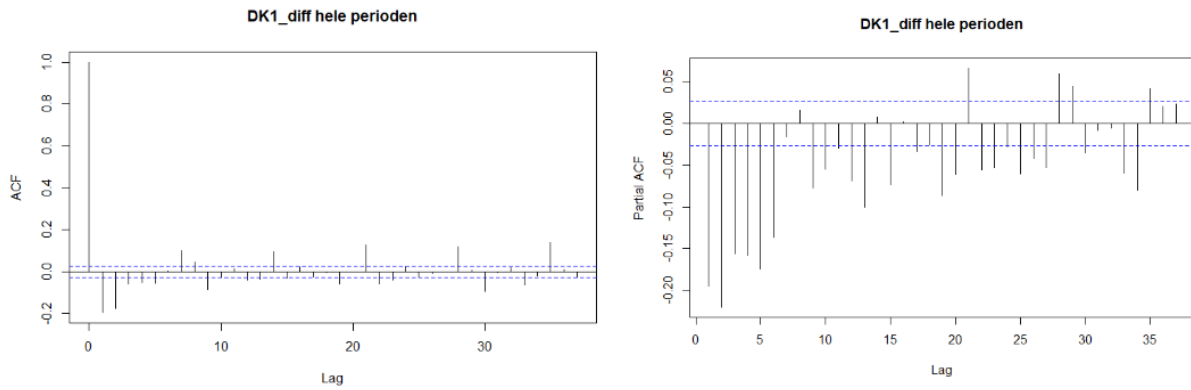
AIC=4472.71 AICc=4475.06 BIC=4563.31

Kvoteveriables til modell med kvote, 14 lags og gass(DK1)

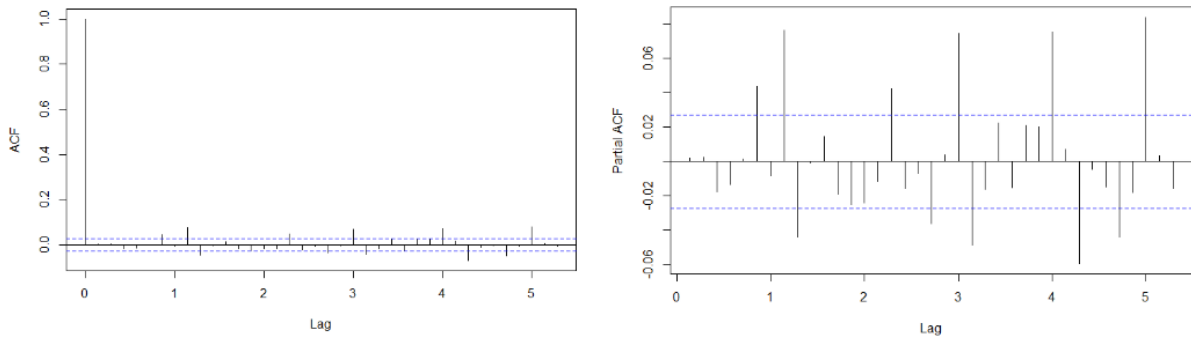


## 1.4 HELE PERIODEN

ACF og PACF for DK1 diff:



### Modell for DK1 med kvote:



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(1,0,3)(2,0,0)[7] errors

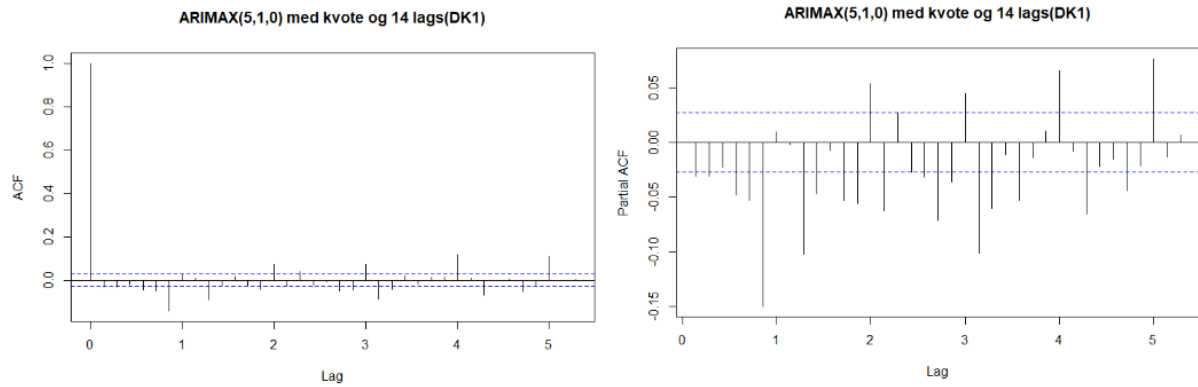
Coefficients:

	ar1	ma1	ma2	ma3	sar1	sar2	Kvote_diff	intercept
	0.6804	-1.0697	-0.0014	0.0996	0.1124	0.0866	-0.8456	0.0375
s.e.	0.0458	0.0494	0.0258	0.0295	0.0144	0.0145	0.2836	0.0234

sigma<sup>2</sup> estimated as 222.1: log likelihood=-21435.4

AIC=42888.8 AICc=42888.84 BIC=42947.82

**Modell for DK1 med kvote og 14 lags:**



**Utskrift fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

Coefficients:

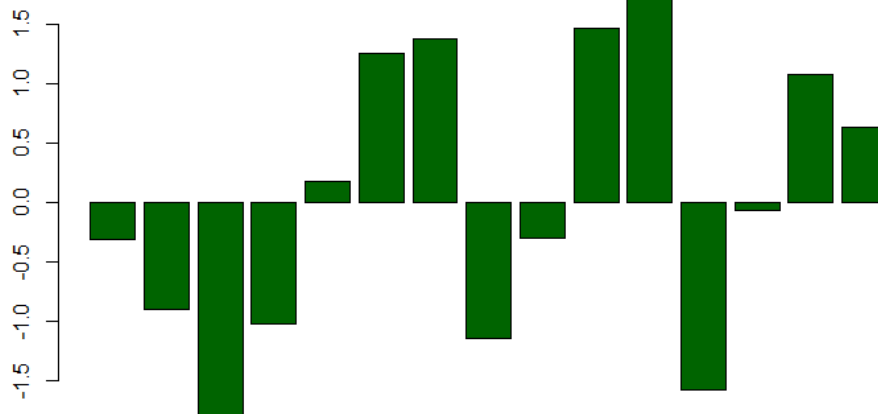
	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.3462	-0.3402	-0.2658	-0.2381	-0.1976	-0.3192	-0.9011
s.e.	0.0136	0.0141	0.0144	0.0142	0.0138	0.3383	0.3530
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)		lag(Kvote_diff, 5)
	-1.8006		-1.0234		0.1672		1.2547
s.e.	0.3629		0.3633		0.3659		0.3673
	lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)		lag(Kvote_diff, 8)		lag(Kvote_diff, 9)
	1.369		-1.1460		-0.3093		1.4564
s.e.	0.373		0.3758		0.3727		0.3688
	lag(Kvote_diff, 10)		lag(Kvote_diff, 11)		lag(Kvote_diff, 12)		lag(Kvote_diff, 13)
	1.9035		-1.5837		-0.067		1.0688
s.e.	0.3690		0.3671		0.367		0.3590
	lag(Kvote_diff, 14)						
	0.6266						
s.e.	0.3442						

sigma<sup>2</sup> estimated as 224.7: log likelihood=-21408.91

AIC=42859.82 AICc=42859.99 BIC=42997.51

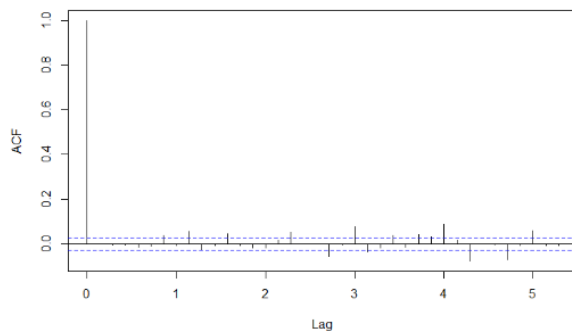


### Kvotevariabler til modell med kvote og 14 lags kvote (DK1)

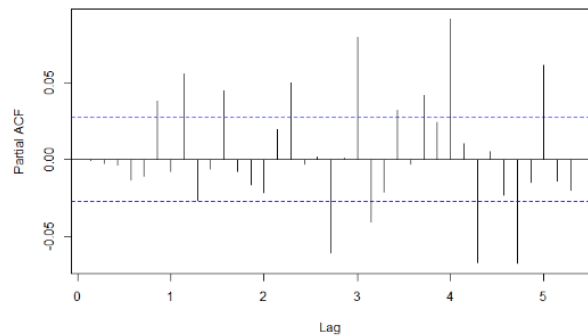


### Modell for DK1 med kvote og gass:

SARIMAX(0,1,4)(2,0,0) med kvote og gass(DK1)



SARIMAX(0,1,4)(2,0,0) med kvote og gass(DK1)



### Utskrift fra R:

Model: LM w/ ARIMA(0,0,4)(2,0,0)[7] errors

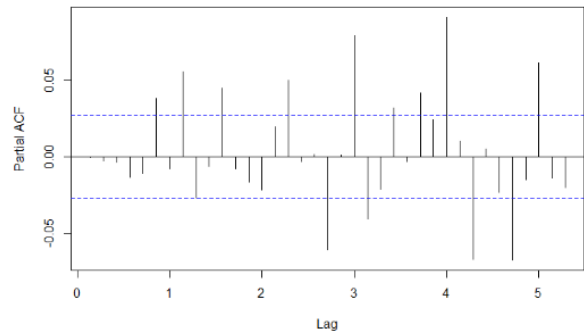
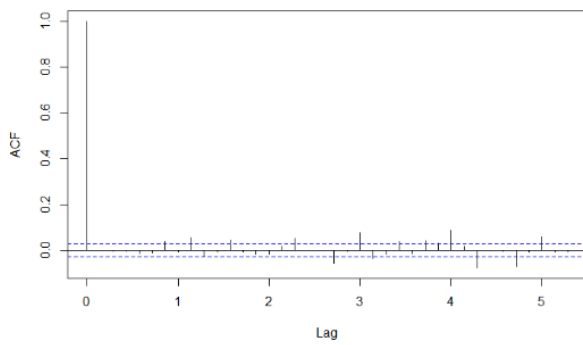
Coefficients:

	ma1	ma2	ma3	ma4	sar1	sar2	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.5243	-0.3031	-0.0791	-0.0561	0.0944	0.0812	-0.0460	1.6322
s.e.	0.0140	0.0159	0.0151	0.0141	0.0145	0.0144	0.1389	0.0551

sigma<sup>2</sup> estimated as 197.9: log likelihood=-21135.94

AIC=42289.88 AICc=42289.91 BIC=42348.89

**Modell for DK1 med kvote, 14 lags kvote og gass:**



**Resultater fra R:**

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

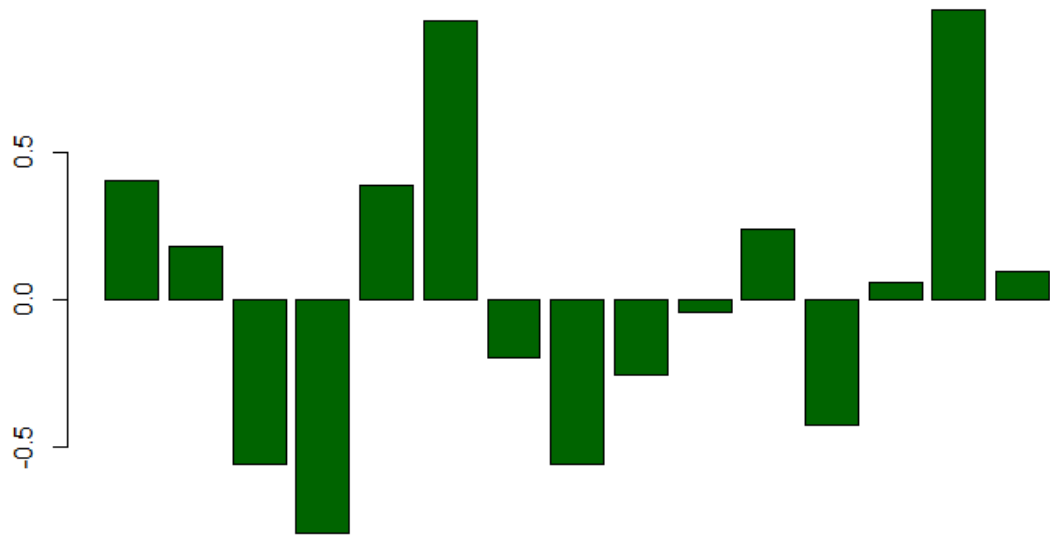
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	Gass_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.4111	-0.4022	-0.3052	-0.2748	-0.2147	0.3761	1.4826	-0.5607
s.e.	0.0138	0.0144	0.0148	0.0143	0.0137	0.3322	0.0850	0.3509
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)		lag(Kvote_diff, 5)	
	-1.8337		-0.1785		1.0186		1.1499	
s.e.	0.3609		0.3643		0.3666		0.3643	
	lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)		lag(Kvote_diff, 8)		lag(Kvote_diff, 9)	
	1.1082		-1.3671		-0.6682		0.3144	
s.e.	0.3716		0.3723		0.3716		0.3716	
	lag(Kvote_diff, 10)		lag(Kvote_diff, 11)		lag(Kvote_diff, 12)		lag(Kvote_diff, 13)	
	1.8545		-1.4797		0.0298		0.6696	
s.e.	0.3665		0.3651		0.3652		0.3569	
	lag(Kvote_diff, 14)							
	0.3953							
s.e.	0.3351							

sigma<sup>2</sup> estimated as 213.1: log likelihood=-21270.94

AIC=42585.88 AICc=42586.08 BIC=42730.14

Kvotevariabler til modell med kvote, 14 lags kvote og gass(DK1)

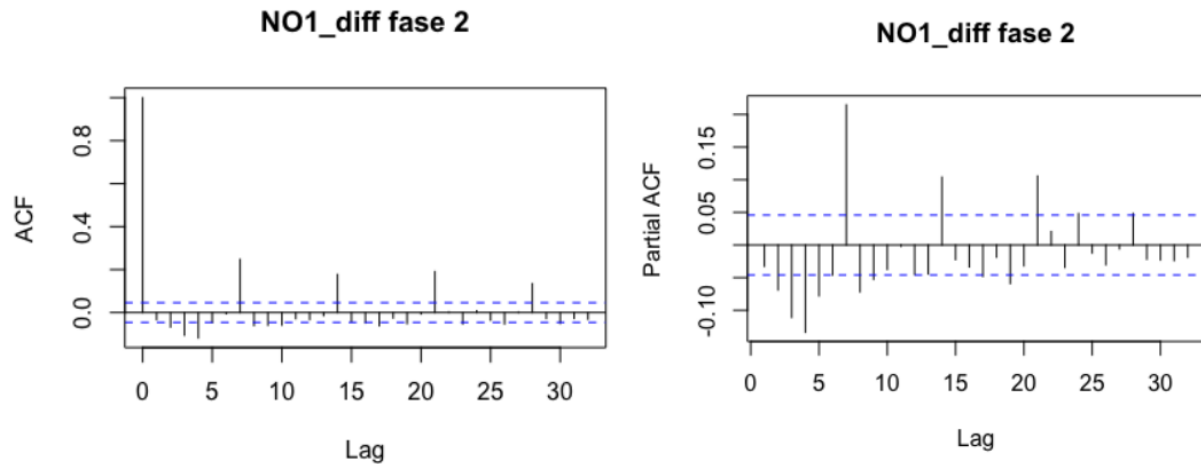


## 2. Modeller for NO1

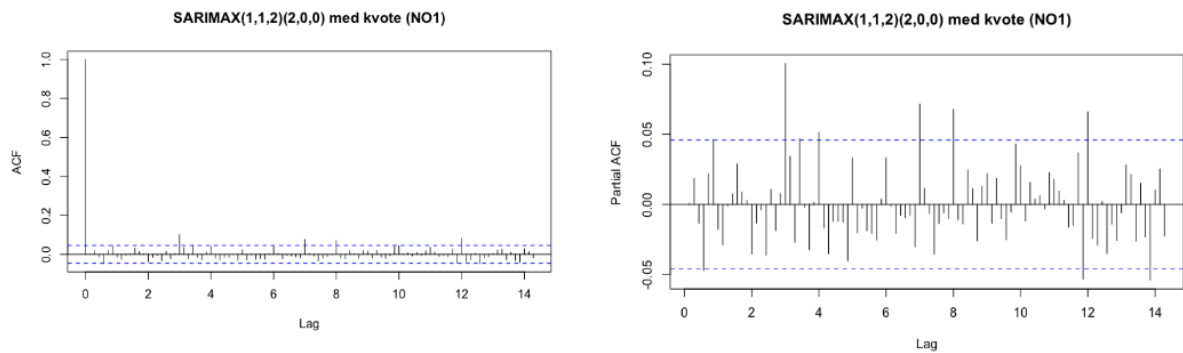
I dette vedlegget ligger utskriftene fra R for modellene til NO1 for alle tidsperiodene, i tillegg til ACF-, PACF- og bar-plott.

### 2.1 FASE 2

ACF- og PACF for diff. NO1:



### Modell for NO1 med kun kvote:



### Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(1,0,2)(2,0,0)[7] errors

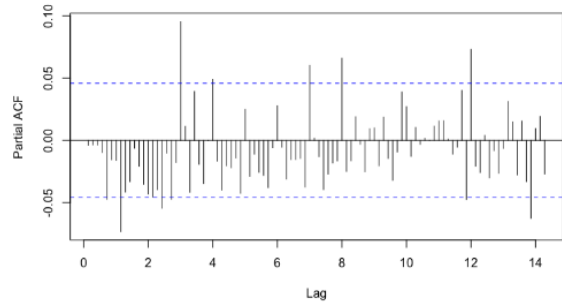
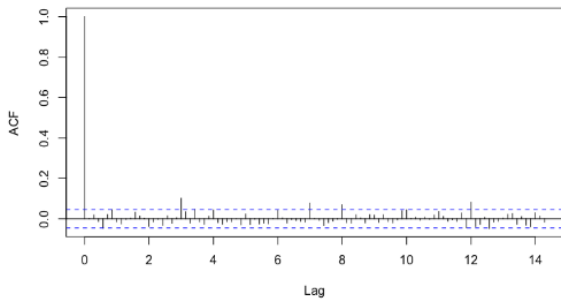
Coefficients:

	ar1	ma1	ma2	sar1	sar2	Kvote_diff
	0.8582	-0.9095	-0.0496	0.2445	0.1277	0.1552
s.e.	0.0250	0.0331	0.0260	0.0239	0.0239	0.2752

sigma<sup>2</sup> estimated as 13.11: log likelihood=-4937.87

AIC=9889.74 AICc=9889.8 BIC=9928.31

**Modell for NO1 med kvote og 7 lags av kvote:**



Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(4,0,0)(2,0,0)[7] errors

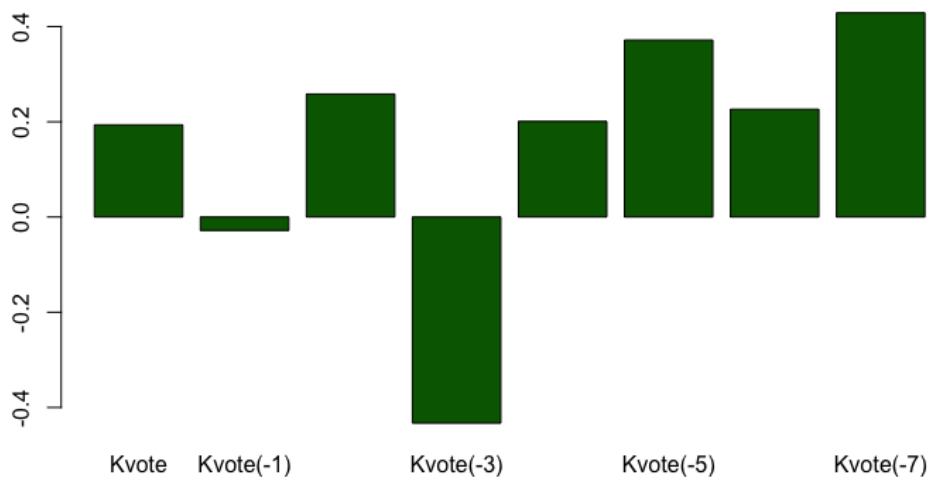
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	sar1	sar2	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.0302	-0.0548	-0.0802	-0.1046	0.1946	0.1217	0.1935	-0.0283
s.e.	0.0234	0.0234	0.0235	0.0234	0.0236	0.0234	0.2907	0.2864
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)		lag(Kvote_diff, 5)	
	0.2583		-0.4329		0.2009		0.3716	
s.e.	0.2860		0.2870		0.2875		0.2863	
	lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)					
	0.2263		0.4288					
s.e.	0.2857		0.2903					

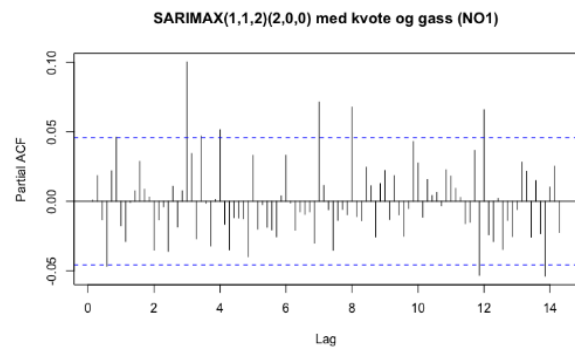
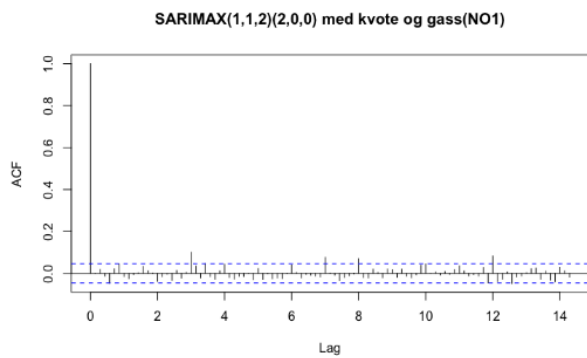
sigma<sup>2</sup> estimated as 13.3: log likelihood=-4931.5

AIC=9893.01 AICc=9893.27 BIC=9975.66

**Kvotevariabler til modell med kvote, 7 lags kvote (NO1)**



## Modell for NO1 med kvote og gass:



Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(1,0,2)(2,0,0)[7] errors

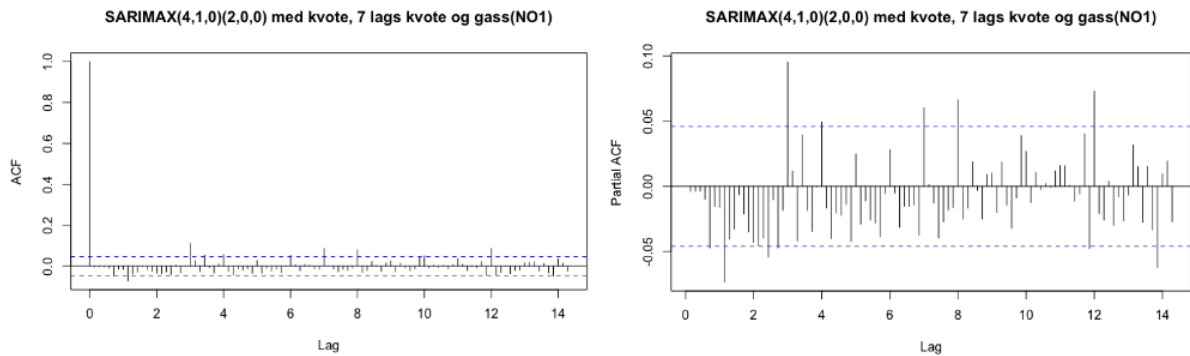
Coefficients:

	ar1	ma1	ma2	sar1	sar2	Kvote_diff	Gass_diff
	0.8585	-0.9095	-0.0496	0.2447	0.1278	0.1628	-0.0361
s.e.	0.0251	0.0331	0.0260	0.0239	0.0239	0.2777	0.1844

sigma<sup>2</sup> estimated as 13.12: log likelihood=-4937.85

AIC=9891.7 AICc=9891.78 BIC=9935.78

**Modell med kvote, 7 lags kvote og gass:**



Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(4,0,0)(2,0,0)[7] errors

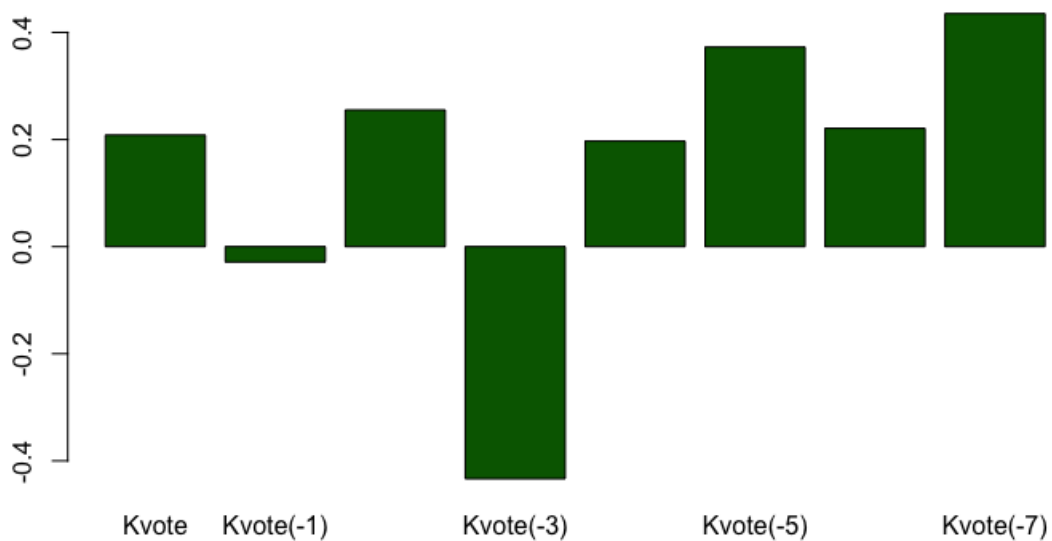
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	sar1	sar2	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.0296	-0.0544	-0.0800	-0.1041	0.1950	0.1218	0.2083	-0.0746
s.e.	0.0235	0.0234	0.0235	0.0235	0.0237	0.0234	0.2930	0.1867
	lag(Kvote_diff)		lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)	
	-0.0287		0.2552		-0.4333		0.1970	
s.e.	0.2863		0.2861		0.2869		0.2876	
	lag(Kvote_diff, 5)		lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)			
	0.3726		0.2209		0.4350			
s.e.	0.2863		0.2860		0.2906			

sigma^2 estimated as 13.31: log likelihood=-4931.43

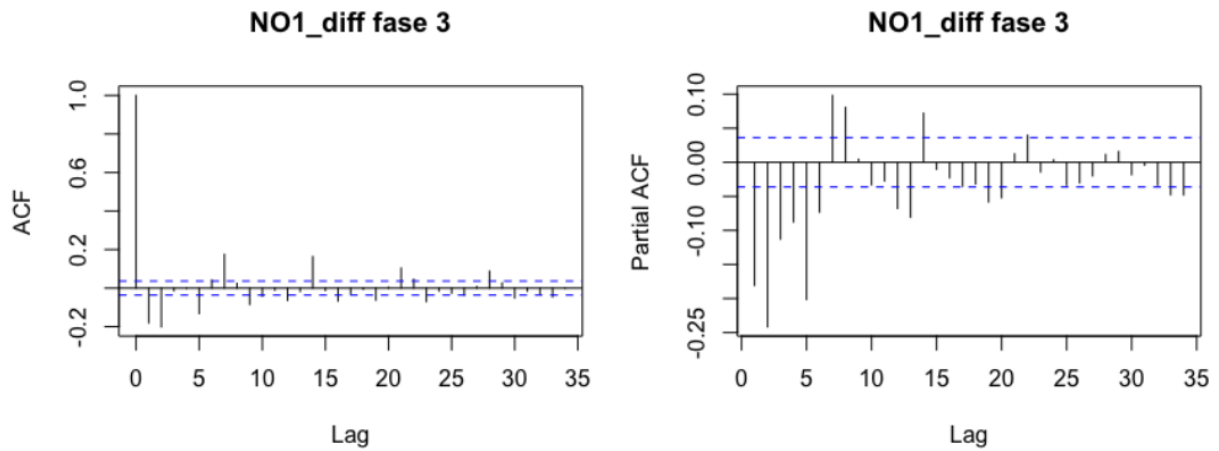
AIC=9894.85 AICc=9895.15 BIC=9983.01

**Kvotevariabler til modell med kvote, 7 lags kvote og gass (NO1)**

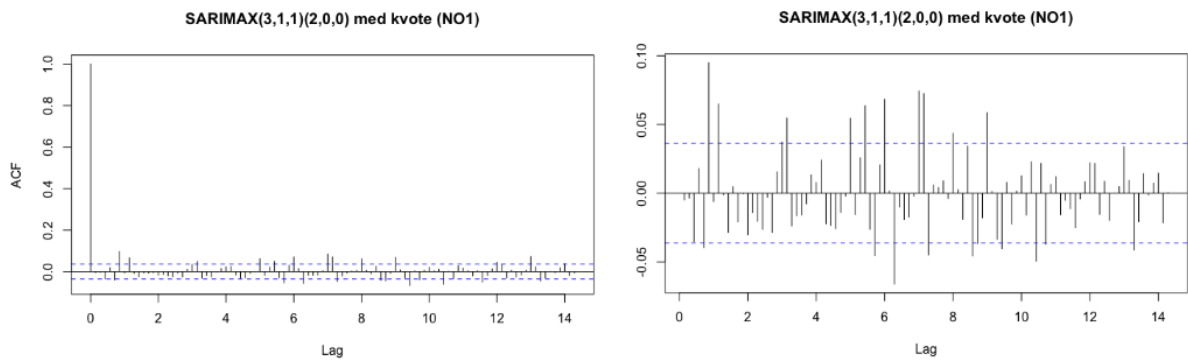


## 2.2 FASE 3

ACF- og PACF for diff. NO1:



### Modell for NO1 med kun kvote:



### Utskrift fra R:

Series: NO1\_diff  
Model: LM w/ ARIMA(3,0,1)(2,0,0)[7] errors

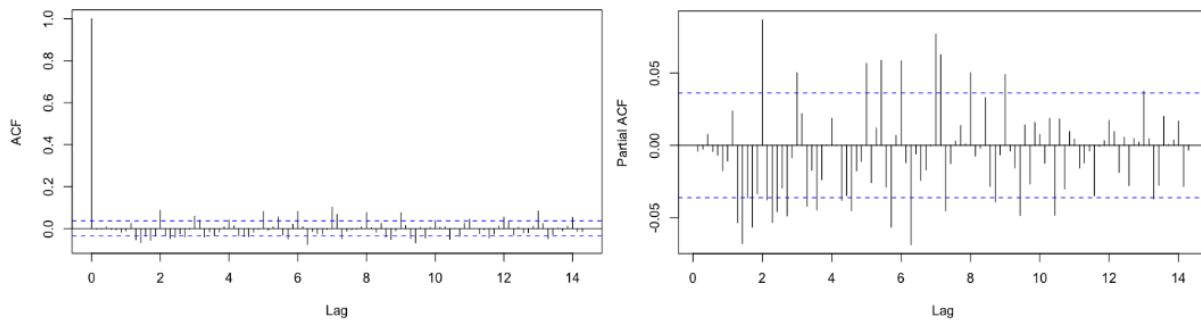
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ma1	sar1	sar2	Kvote_diff
	0.6537	-0.0043	0.1348	-0.9568	0.1866	0.1307	0.1484
s.e.	0.0216	0.0226	0.0198	0.0105	0.0192	0.0192	0.1431

sigma<sup>2</sup> estimated as 9.692: log likelihood=-7461.44  
AIC=14938.88 AICc=14938.93 BIC=14986.72



**Modell for NO1 med kvote og 5 lags:**



**Utskrift fra R:**

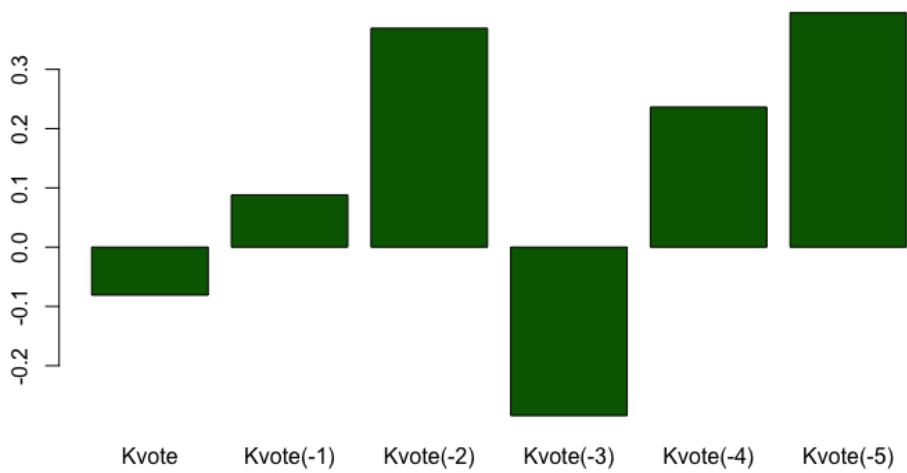
Series: NO1\_diff  
 Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

Coefficients:

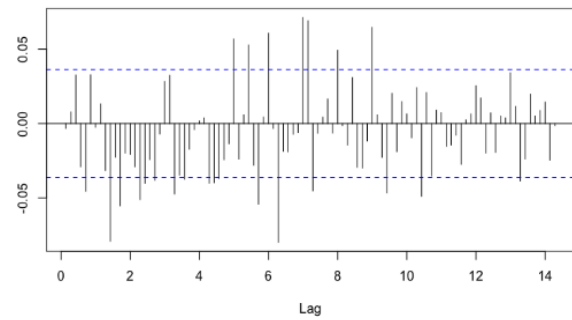
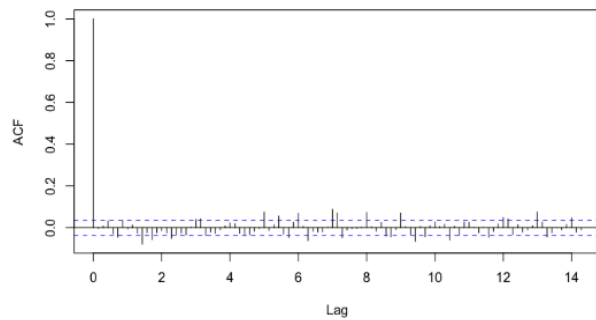
	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.2896	-0.3016	-0.1803	-0.1267	-0.1693	0.1146	-0.0810	0.0882
s.e.	0.0183	0.0192	0.0197	0.0192	0.0194	0.0200	0.1576	0.1632
	lag(Kvote_diff,2)	lag(Kvote_diff,3)	lag(Kvote_diff,4)	lag(Kvote_diff,5)				
	0.3694	-0.2843		0.2363		0.3954		
s.e.	0.1679	0.1678		0.1640		0.1582		

sigma^2 estimated as 9.761: log likelihood=-7458.77  
 AIC=14943.55 AICc=14943.67 BIC=15021.29

**Kvotevariabler til modell med kvote og 5 lags (NO1)**



## Modell for NO1 med kvote og gass:



### Utskrift fra R:

Series: NO1\_diff

Model: LM w/ ARIMA(1,0,3)(2,0,0)[7] errors

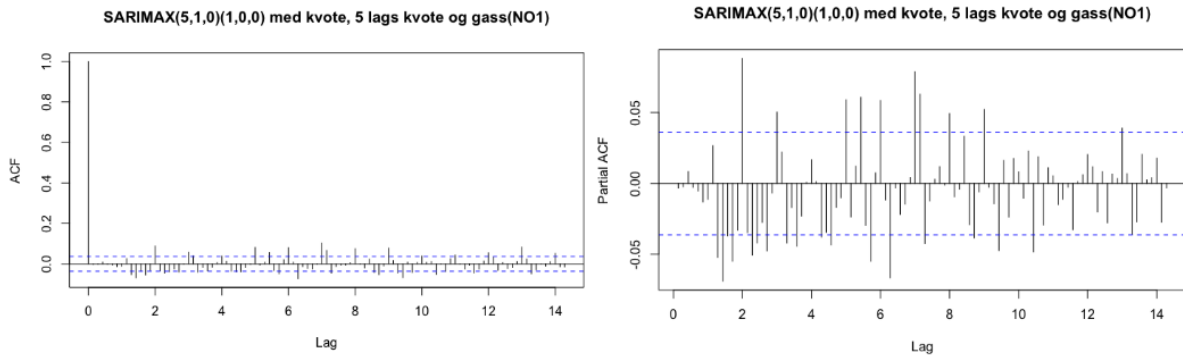
Coefficients:

	ar1	ma1	ma2	ma3	sar1	sar2	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.8628	0.5837	-0.4578	-0.2351	0.1693	0.0948	0.2187	-0.4389
s.e.	0.0540	0.0546	0.0267	0.0207	0.0194	0.0196	0.1507	0.1544

sigma^2 estimated as 9.739: log likelihood=-7467.9

AIC=14953.79 AICc=14953.86 BIC=15007.61

**Modell for NO1 med kvote, 5 lags kvote og gass:**



**Utskrift fra R:**

Series: NO1\_diff

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

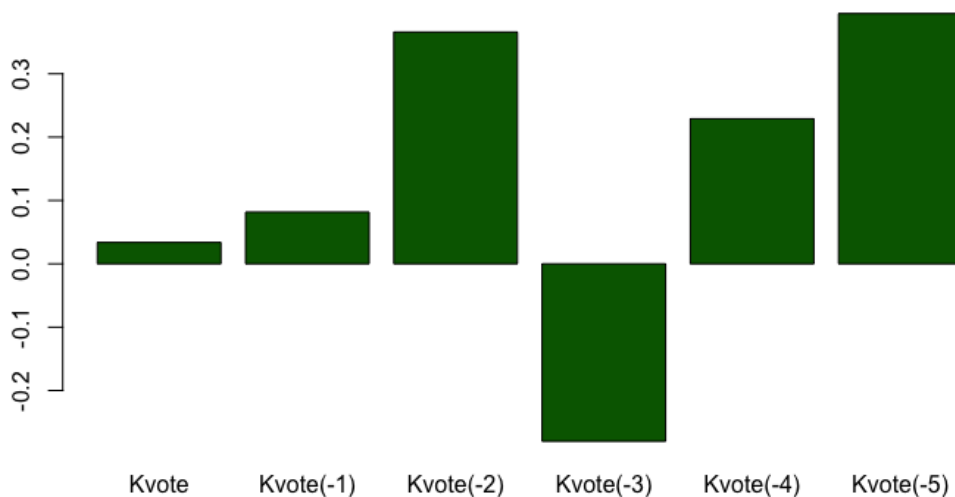
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.2858	-0.2986	-0.1781	-0.1232	-0.1671	0.1181	0.0338	-0.3990
s.e.	0.0184	0.0192	0.0197	0.0193	0.0195	0.0200	0.1632	0.1534
	lag(Kvote_diff)	lag(Kvote_diff,2)	lag(Kvote_diff,3)	lag(Kvote_diff,4)	lag(Kvote_diff,5)			
	0.0817	0.3659	-0.2801	0.2290	0.3951			
s.e.	0.1629	0.1675	0.1674	0.1636	0.1580			

sigma^2 estimated as 9.741: log likelihood=-7455.38

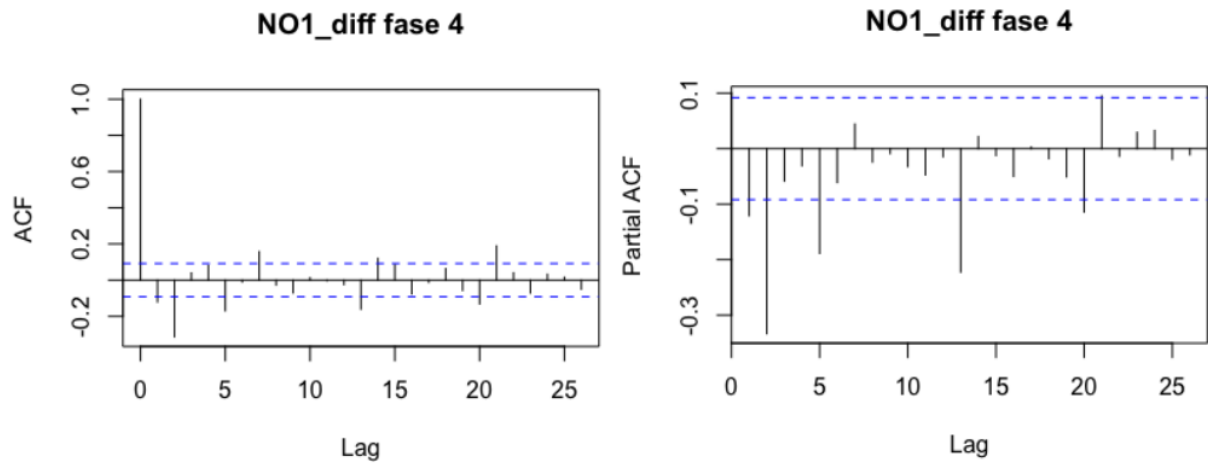
AIC=14938.76 AICc=14938.9 BIC=15022.48

**Kvotevariabler til modell med kvote, 5 lags kvote og gass (NO1)**

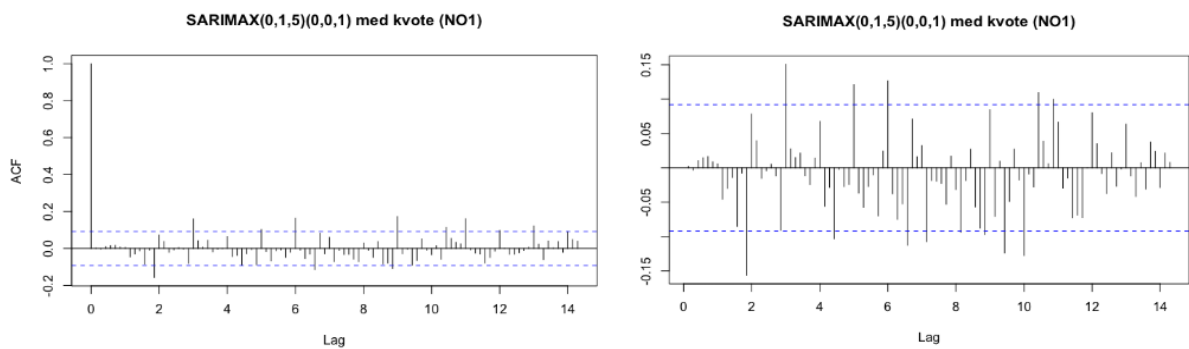


## 2.3 FASE 4

ACF- og PACF for diff. NO1:



### Modell for NO1 med kun kvote:



### Utskrift fra R:

Series: NO1\_diff

Model: LM w/ ARIMA(0,0,5)(0,0,1)[7] errors

Coefficients:

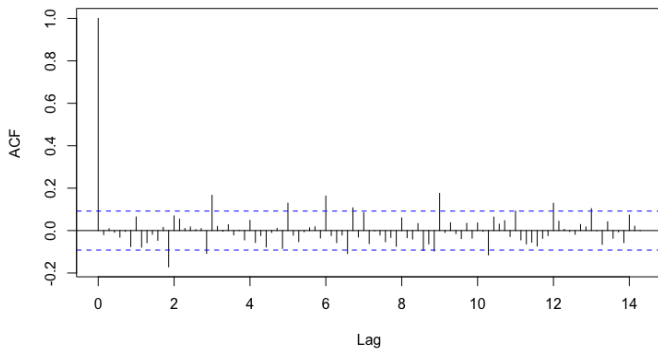
	ma1	ma2	ma3	ma4	ma5	sma1	Kvote_diff
	-0.2103	-0.3308	-0.0274	0.0488	-0.1628	0.1363	-0.0726
s.e.	0.0468	0.0473	0.0521	0.0504	0.0478	0.0481	0.4258

sigma<sup>2</sup> estimated as 310.8: log likelihood=-1948.06

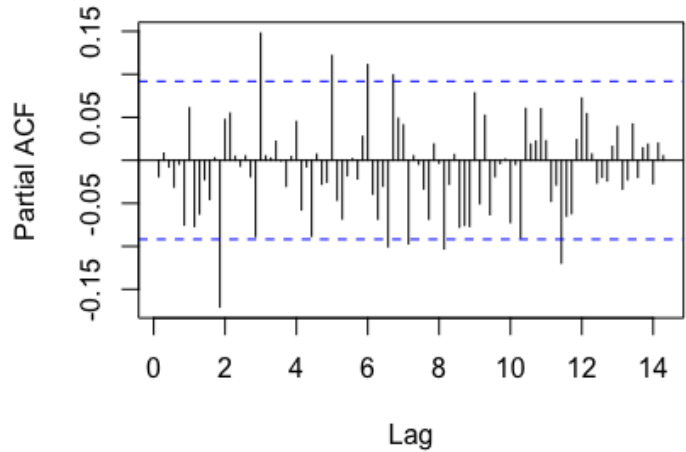
AIC=3912.11 AICc=3912.43 BIC=3945.07

**Modell for NO1 med kvote og 14 lags av kvote:**

ARIMAX(5,1,0) med kvote (NO1)



SARIMAX(5,1,0) med kvote og 14 lags (NO1)



**Utskrift fra R:**

Series: NO1\_diff  
 Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

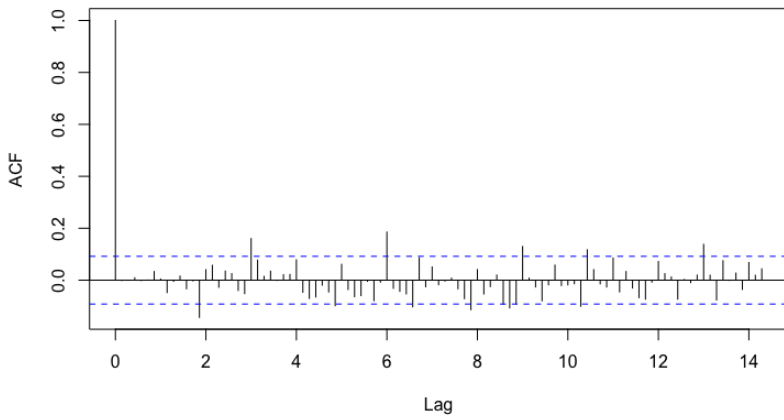
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.2232	-0.3472	-0.1354	-0.0871	-0.2100	0.0621	-0.0708
s.e.	0.0467	0.0478	0.0503	0.0483	0.0473	0.4525	0.4593
	lag(Kvote_diff, 2)	lag(Kvote_diff, 3)	lag(Kvote_diff, 4)	lag(Kvote_diff, 5)			
	-0.7263	-1.4364	-0.1433	1.3065			
s.e.	0.4821	0.4796	0.4828	0.4928			
	lag(Kvote_diff, 6)	lag(Kvote_diff, 7)	lag(Kvote_diff, 8)	lag(Kvote_diff, 9)			
	-0.1266	-0.6973	-0.1254	0.5367			
s.e.	0.4979	0.5091	0.4950	0.4993			
	lag(Kvote_diff, 10)	lag(Kvote_diff, 11)	lag(Kvote_diff, 12)	lag(Kvote_diff, 13)			
	0.2205	-0.5704	0.2005	1.2503			
s.e.	0.4849	0.4862	0.4869	0.4673			
	lag(Kvote_diff, 14)						
	0.3698						
s.e.	0.4651						

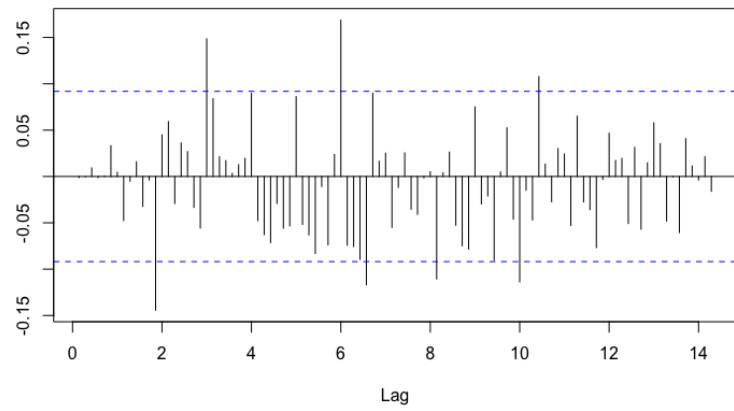
sigma^2 estimated as 291.1: log likelihood=-1873.99  
 AIC=3789.97 AICc=3792.1 BIC=3876.5

## Modell for NO1 med kvote og gass:

SARIMAX(0,1,5)(0,0,1) med kvote og gass(NO1)



SARIMAX(0,1,5)(0,0,1) med kvote og gass(NO1)



### Utskrift fra R:

Series: NO1\_diff

Model: LM w/ ARIMA(0,0,5)(0,0,1)[7] errors

Coefficients:

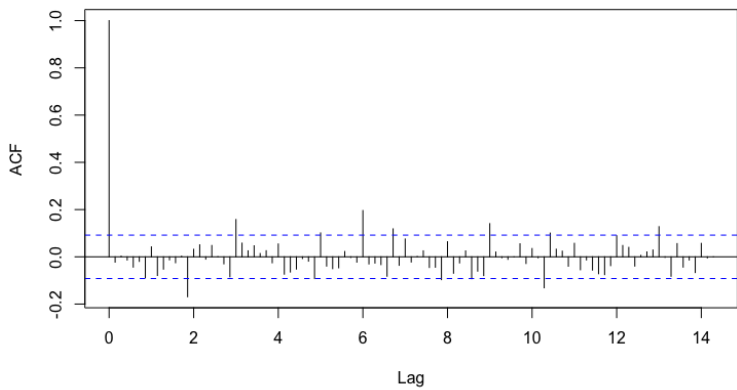
	ma1	ma2	ma3	ma4	ma5	sma1	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.2966	-0.3620	0.0036	0.0454	-0.1801	0.1370	0.6807	0.7603
s.e.	0.0466	0.0482	0.0515	0.0507	0.0475	0.0503	0.3758	0.0924

sigma^2 estimated as 273.5: log likelihood=-1918.58

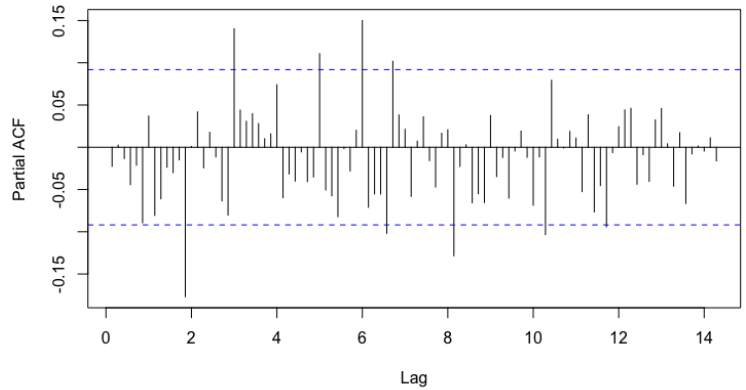
AIC=3855.15 AICc=3855.56 BIC=3892.23

**Modell for NO1 med kvote, lags av kvote og gass:**

ARIMAX(5,1,0) med kvote, 14 lags kvote og gass(NO1)



ARIMAX(5,1,0) med kvote, 14 lags kvote og gass(NO1)



Utskrift fra R:

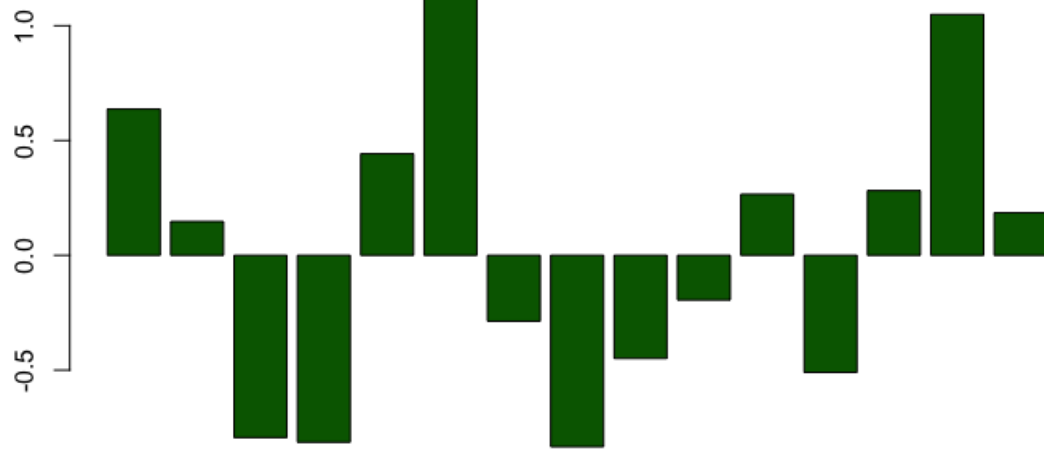
Series: NO1\_diff  
 Model: LM w/ ARIMA(5,0,0) errors

Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	Kvote_diff	Gass_diff	lag(Kvote_diff)
	-0.286	-0.3954	-0.1550	-0.0946	-0.2167	0.6369	0.7201	0.1472
s.e.	0.047	0.0484	0.0514	0.0487	0.0472	0.4401	0.1051	0.4429
	lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)		lag(Kvote_diff, 5)	
		-0.7937	-0.8140		0.4422		1.1921	
s.e.		0.4665	0.4745		0.4758		0.4785	
	lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)		lag(Kvote_diff, 8)		lag(Kvote_diff, 9)	
	-0.2871		-0.8337		-0.4492		-0.1945	
s.e.	0.4836		0.4929		0.4828		0.4946	
	lag(Kvote_diff, 10)		lag(Kvote_diff, 11)		lag(Kvote_diff, 12)		lag(Kvote_diff, 13)	
	0.2659		-0.5099		0.2817		1.0490	
s.e.	0.4700		0.4711		0.4708		0.4502	
	lag(Kvote_diff, 14)							
	0.1852							
s.e.	0.4425							

sigma^2 estimated as 264.5: log likelihood=-1852.41  
 AIC=3748.81 AICc=3751.15 BIC=3839.46

**Kvoteveriables til modell med kvote, 14 lags kvote og gass (NO1)**

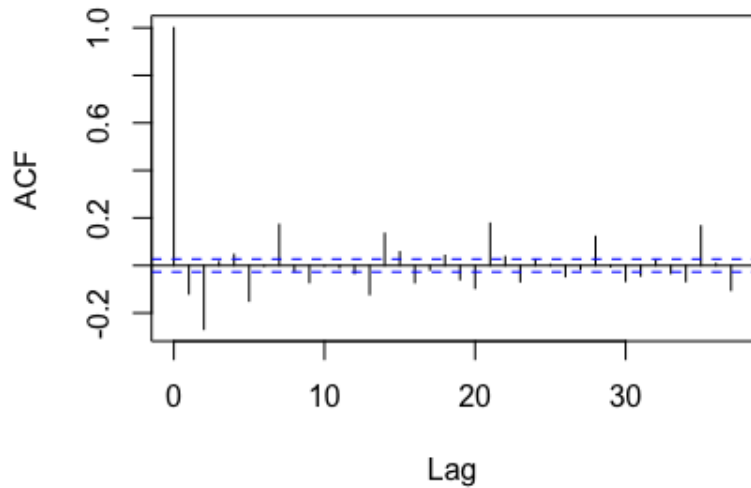




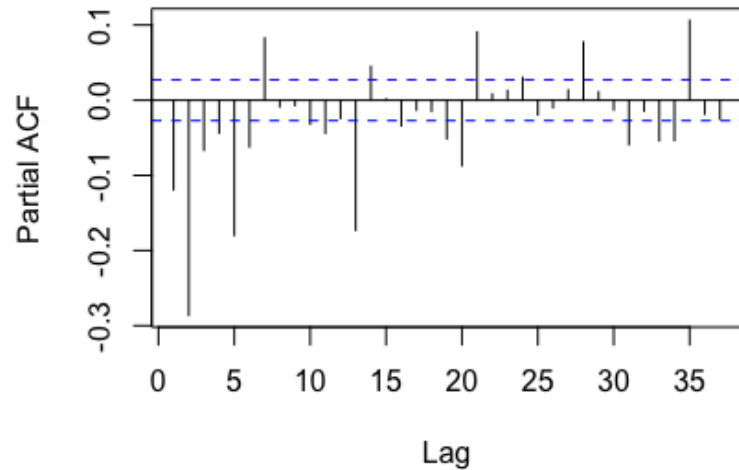
## 2.4 ALLE FASER

ACF- og PACF for diff. NO1:

NO1\_diff hele perioden

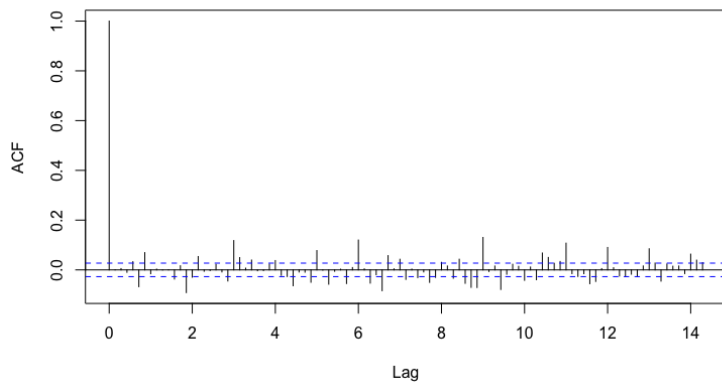


NO1\_diff hele perioden

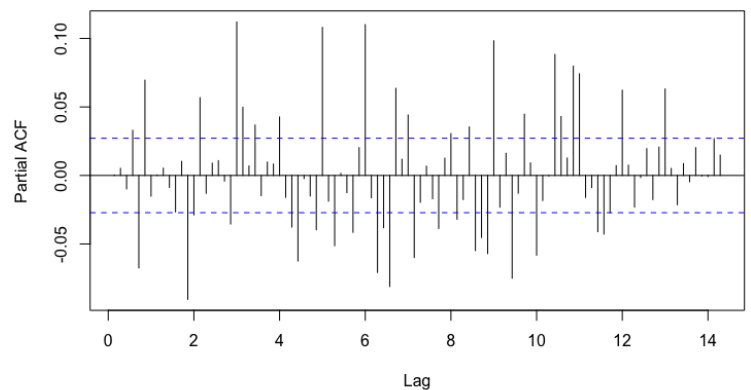


### Modell for NO1 med kun kvote:

SARIMAX(3,1,1)(2,0,0) med kvote (NO1)



SARIMAX(3,1,1)(2,0,0) med kvote (NO1)



### Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(3,0,1)(2,0,0)[7] errors

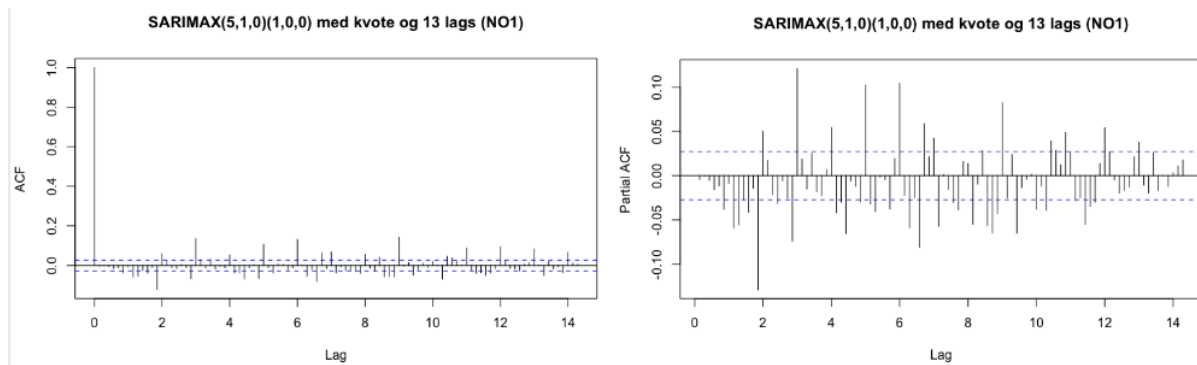
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ma1	sar1	sar2	Kvote_diff
	0.7598	-0.1355	0.1802	-0.9582	0.1558	0.1098	0.0005
s.e.	0.0162	0.0173	0.0149	0.0079	0.0144	0.0143	0.1279

sigma^2 estimated as 37.29: log likelihood=-16794.01

AIC=33604.03 AICc=33604.05 BIC=33656.48

**Modell for NO1 med kvote og 13 lags av kvote:**



**Utskrift fra R:**

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

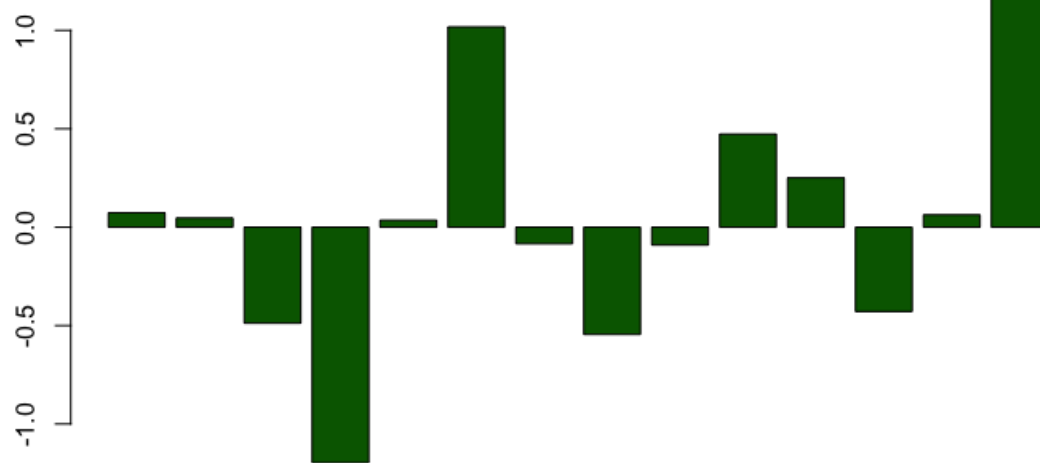
Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	Kull_diff
	-0.1921	-0.2859	-0.1154	-0.0814	-0.1674	0.1120	0.1424	0.1211
s.e.	0.0137	0.0143	0.0146	0.0141	0.0144	0.0149	0.1356	0.0220
	lag(Kvote_diff)		lag(Kvote_diff, 2)		lag(Kvote_diff, 3)		lag(Kvote_diff, 4)	
	0.2215	-0.4871		-1.1663		0.1058		
s.e.	0.1403	0.1414		0.1412		0.1423		
	lag(Kvote_diff, 5)		lag(Kvote_diff, 6)		lag(Kvote_diff, 7)		lag(Kvote_diff, 8)	
	0.9979	-0.0746		-0.5864		-0.0484		
s.e.	0.1441	0.1440		0.1439		0.1438		
	lag(Kvote_diff, 9)		lag(Kvote_diff, 10)		lag(Kvote_diff, 11)		lag(Kvote_diff, 12)	
	0.3638	0.2270		-0.4211		0.0601		
s.e.	0.1433	0.1424		0.1429		0.1390		
	lag(Kvote_diff, 13)							
	1.1731							
s.e.	0.1370							

sigma^2 estimated as 35.77: log likelihood=-16643.25

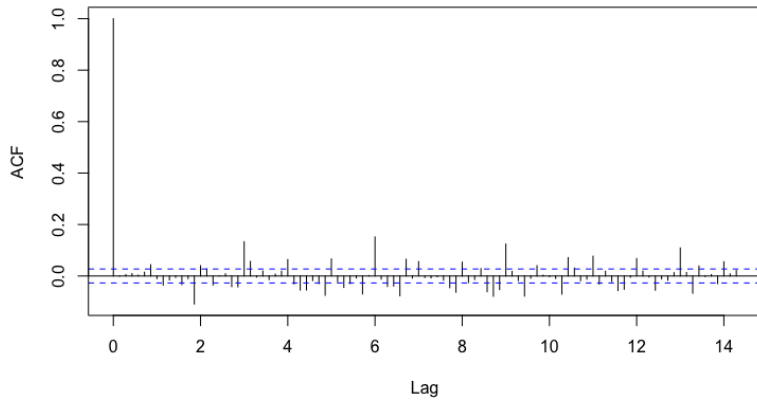
AIC=33330.5 AICc=33330.69 BIC=33474.75

### Kvotevariabler til modell med kvote og 13 lags (NO1)

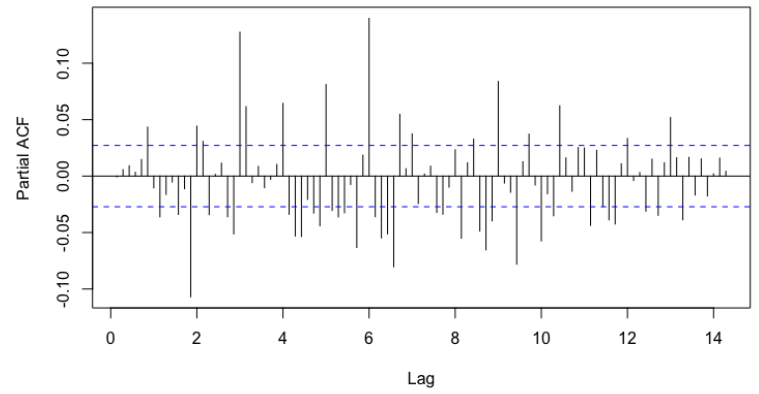


## Modell for NO1 med kvote og gass:

SARIMAX(0,1,5)(1,0,0) med kvote og gass(NO1)



SARIMAX(0,1,5)(1,0,0) med kvote og gass(NO1)



### Utskrift fra R:

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(0,0,5)(1,0,0)[7] errors

Coefficients:

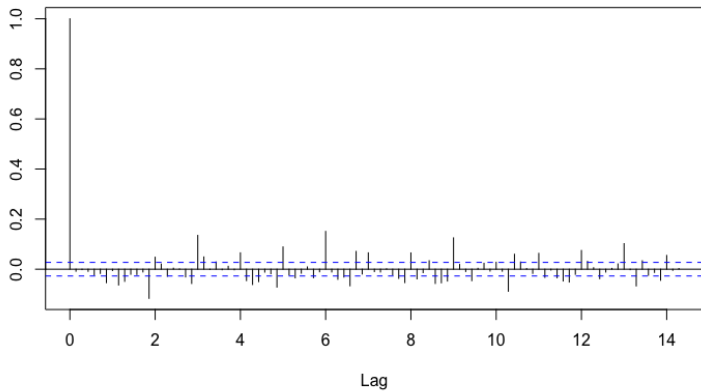
	ma1	ma2	ma3	ma4	ma5	sar1	Kvote_diff	Gass_diff
	-0.2450	-0.3045	-0.0183	0.0145	-0.1513	0.1629	0.4949	0.6891
s.e.	0.0139	0.0143	0.0146	0.0149	0.0141	0.0147	0.1191	0.0334

sigma<sup>2</sup> estimated as 34.85: log likelihood=-16617.33

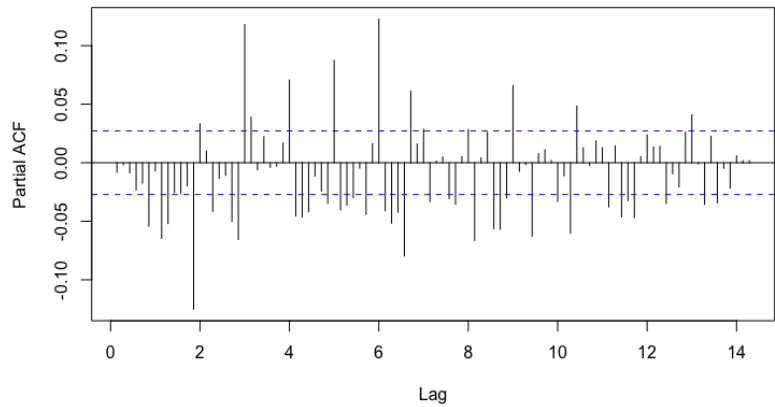
AIC=33252.66 AICc=33252.69 BIC=33311.67

**Modell for NO1 med kvote, 13 lags kvote og gass:**

SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) med kvote, 13 lags kvote og gass(NO1)



SARIMAX(5,1,0)(1,0,0) med kvote, 13 lags kvote og gass(NO1)



**Resultater fra R:**

Series: NO\_diff

Model: LM w/ ARIMA(5,0,0)(1,0,0)[7] errors

Coefficients:

	ar1	ar2	ar3	ar4	ar5	sar1	Kvote_diff	Kull_diff
	-0.1917	-0.2859	-0.1155	-0.0805	-0.1690	0.1111	0.1451	0.1195
s.e.	0.0137	0.0143	0.0146	0.0141	0.0144	0.0149	0.1356	0.0221
	lag(Kvote_diff, 1)	lag(Kvote_diff, 2)	lag(Kvote_diff, 3)	lag(Kvote_diff, 4)				
	0.2184	-0.4945	-1.1720	0.1184				
s.e.	0.1403	0.1416	0.1412	0.1426				
	lag(Kvote_diff, 5)	lag(Kvote_diff, 6)	lag(Kvote_diff, 7)	lag(Kvote_diff, 8)				
	0.9969	-0.0878	-0.5362	-0.0332				
s.e.	0.1442	0.1445	0.1501	0.1443				
	lag(Kvote_diff, 9)	lag(Kvote_diff, 10)	lag(Kvote_diff, 11)	lag(Kvote_diff, 12)				
	0.3318	0.2193	-0.4160	0.0189				
s.e.	0.1460	0.1425	0.1429	0.1434				
	lag(Kvote_diff, 13)	lag(Kvote_diff, 14)						
	1.1474	0.1635						
s.e.	0.1387	0.1378						

sigma^2 estimated as 35.77: log likelihood=-16639.84

AIC=33325.67 AICc=33325.89 BIC=33476.49

Kvotevariabler til modell med kvote, 13 lags kvote og gass (NO1)

