



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Handelshøyskolen

Hvordan påvirker vind- og solkraftproduksjon prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet?

How does wind and solar power production affect
price volatility in the Nordic electricity market?

Birger Solfjeld Pedersen
Samfunnsøkonomi

Forord

Denne masteroppgaven avslutter min mastergrad i samfunnsøkonomi med energiøkonomi som profilering ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, NMBU. Å modellere det norske og danske energimarkedet, samt undersøke vind- og solkraft sin påvirkning i dette markedet har vært en interessant og lærerik prosess.

Jeg vil benytte anledningen til å takke min veileder Olvar Bergland for god hjelp og tilbakemeldinger. Jeg ønsker også å takke min familie for oppmuntrende ord underveis i skrivingen.

Eventuelle feil og mangler i oppgaven er mitt hele og fulle ansvar.

Ås, 11.mai 2017

Birger Solfjeld Pedersen

Sammendrag

Det er undersøkt hvordan økning i vind- og solkraftproduksjon påvirker prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet. Ved hjelp av statistikkprogramvaren Stata er det estimert tilbud- og etterspørselskurver i prisområdene NO2 og DK1 for hver time i døgnet. NO2 er et område med mye vannkraftproduksjon, mens DK1 består av mye vindkraftproduksjon og noe solkraftproduksjon. Det ble brukt data for tidsperioden januar 2014 til desember 2016. Ved å bruke programmeringsspråket Julia ble det utviklet en simuleringsmodell som brukte de estimerte tilbud- og etterspørselskurvene til å beregne prisen i områdene. Simuleringene ble gjennomført med 2016 som basisår, og med scenarier der vind- og solkraftproduksjonen ble skalert opp, samt med ulike reservoarnivåer i vannmagasinene i NO2. Det ble og utført simuleringer med scenarier der kapasiteten mellom prisområdene ble utvidet, og med økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden i DK1. Prisvolatiliteten ble regnet ut gjennom året, måneden og døgnet.

Resultatet viste at økt vindkraft fører til større prisvariasjon gjennom måneden og døgnet, mens gjennom året var resultatet mer tvetydig og var avhengig av overføringskapasitet mellom prisområdene samt vannivået i magasinene i NO2. Økt solkraft førte til en reduksjon i prisvolatiliteten gjennom måneden og døgnet. Gjennom året førte økt solkraft til en økning i prisvolatiliteten i NO2 og en reduksjon i prisvolatiliteten i DK1. I DK1 viste etterspørselen seg å være fullstendig uelastisk på dagtid. Økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden på natt- og kveldstid førte derfor til økte prisvariasjoner gjennom døgnet, mens det kun var små endringer gjennom året og måneden. Med mer elastisk etterspørsel også på dagtid førte dette til en reduksjon i prisvolatiliteten i alle tidsperiodene, det samme gjaldt ved en identisk endring i brukerfleksibiliteten i alle døgnetimer.

Abstract

The paper study the effect increased wind- and solar power production will have on the price volatility in the Nordic electricity market. With the use of the statistical software package Stata supply and demand functions in the price areas NO2 and DK1 was estimated for each hour of the day. NO2 is an area where the electricity production is mainly from hydropower, while DK1 is an area with a high share of wind power production and some solar power production. It was used data from January 2014 to December 2016. By using the programming language Julia, a simulation model was created which used the estimated demand and supply functions to estimate the price in the areas. 2016 was used as the base year in the simulations, and the simulations was done using scenarios where wind- and solar power production was increased and with different water levels in the reservoirs in NO2. It was also done simulations with increased transmission capacities between the areas, and with increased demand side user flexibility in DK1. The price volatility was estimated for a year, a month and a day.

The results from the simulations shows that increased wind power production increase the price volatility during a day and a month. Through a year the result was more ambiguous, and dependent on the transmission capacity and the reservoir level. Increased solar power production resulted in lower price volatility during a day and a month. Through a year, increased solar power resulted in reduced price volatility in NO2, but increased the price volatility in DK1. In the daytime, the estimates showed that the demand curve in DK1 was totally inelastic. Increased demand side flexibility in the evening and night resulted therefore in increased price volatility through a day, while the impact on the price volatility through a month and year was nearly non-existing. Increased demand side flexibility also in the daytime resulted in reduced price volatility for all the time periods, the same was the result if the demand side flexibility was increased equally in all the hours of the day.

Innholdsfortegnelse

1. Introduksjon	1
1.1. Problemstilling og hypoteser.....	2
2. Bakgrunn.....	3
2.1. Ikke-regulerbare fornybare energikilder	3
2.1.1. Vindkraft.....	3
2.1.2. Solkraft.....	3
2.2. Nord Pool	3
2.3. Sikring mot prisvariasjon	5
2.4. Kraftproduksjon i Norge og Danmark	5
2.4.1. Danmark.....	5
2.4.2. Norge.....	6
2.5. Kraftkonsumet i Norge og Danmark.....	7
2.6. Prisvolatilitet	8
2.7. Tidligere studier	9
3. Pristeori.....	10
3.1. «Merit order» effekten av fornybare energikilder.....	10
3.2. Prisdannelse i et vannkraftsystem	11
3.2.1. Med reservoarskranke.....	11
3.2.2. Med elvekraft/vindkraft	13
3.2.3. Med handel.....	14
4. Metode	17
4.1. Regresjon med instrumentvariabler for å fjerne problemet med endogene variabler	17
4.1.1. Endogene forklaringsvariabler i simultanlikningssystemer.....	17
4.1.2. Instrumentvariabler.....	18

4.2.	Simulering av markedene.....	19
4.3.	Beregning av prisvolatiliteten	19
5.	Data.....	21
5.1.	Variablene i datasettet	21
5.2.	Datakilder	22
5.3.	Hva påvirker tilbudet?.....	23
5.4.	Hva påvirker etterspørselen?.....	25
6.	Resultat og diskusjon	27
6.1.	Modellering	27
6.1.1.	Tilbudsfunksjonen i det norske markedet.....	27
6.1.2.	Etterspørselsfunksjonen i det norske markedet.....	29
6.1.3.	Tilbudsfunksjonen for termisk kraft i det danske markedet	30
6.1.4.	Etterspørselsfunksjonen i det danske markedet	31
6.2.	Simuleringer og estimering av prisvolatiliteten	32
6.2.1.	Prisvolatiliteten gjennom døgnet	33
6.2.2.	Prisvolatiliteten gjennom måneden.....	37
6.2.3.	Prisvolatiliteten gjennom året	39
6.2.4.	Reservoarnivåets påvirkning på prisvolatiliteten.....	42
6.2.5.	Hvordan påvirker økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden i Danmark prisvolatiliteten?.....	43
6.3.	Konsekvenser	46
7.	Konklusjon.....	48
8.	Referanser	50
9.	Vedlegg.....	55
9.1.	Vedlegg 1: Vind- og solkraftproduksjon i DK1 i 2016.....	55

9.2.	Vedlegg 2: Standardavvikene fra simuleringene	55
9.3.	Vedlegg 3: Simuleringsmodell (Julia kode).....	58
9.4.	Vedlegg 4: DO-filer fra Stata.....	69
9.5.	Vedlegg 5: Resultater fra regresjonene	77
9.6.	Oversikt over elektroniske vedlegg.....	85

Liste over figurer

Figur 1:	Elspot områdene 9.januar 2017.....	4
Figur 2:	Fyllingsgrad vannmagasin NO2 fra 2002 til 2016.....	7
Figur 3:	Kraftkonsum i DK1 og NO2 fra 2012 til 2016.	8
Figur 4:	"Merit-order" effekten av ikke-regulerbare fornybare energikilder.....	11
Figur 5:	Prisdannelse i et vannkraftsystem med reservoarskranke.....	12
Figur 6:	Vannkraft med reservoar og ikke-regulerbar fornybar energiproduksjon..	14
Figur 7:	Handel mellom termisk og vannkraft med reservoarskranke..	16
Figur 8:	Prisen på innsatsfaktorer i termiske kraftverk, CO2-pris og kraftprisen i DK1 i time 12 til venstre, og prisen i NO2 til høyre.....	24
Figur 9:	Pris NO2, Industriell produksjonsindeks, konsumprisindeks, og renten på 5 års statsobligasjoner.....	24
Figur 10:	Til venstre vises relativt reservoarnivå og prisen i NO2, til høyre vises prisen i NO2 og snødifferansen i forhold til normalen ved Store Blåfjell.	25
Figur 11:	Gjennomsnittsprisen for hver time gjennom døgnet i NO2 ved endring av vind og magasinnivå.	34
Figur 12:	Resultatet av 100% økning i solkraftproduksjon på prisen i DK1 gjennom døgnet når reservoarnivået ved inngangen av året er 85%.	36
Figur 13:	Prisen ved ingen økning og 50% økning i vindkraftproduksjon. Reservoarnivået er ved inngangen av året på 75%.	37
Figur 14:	Prisen i NO2 gjennom året ved ulike nivåer for vindkraftproduksjon når magasinnivået ved inngangen av året er på 85%.	40

Liste over tabeller

Tabell 1: Variabler i datasettet.....	21
Tabell 2: Den estimerte inverse tilbudselasticiteten i NO2.....	28
Tabell 3: Estimerte etterspørselselasticiteter i NO2.....	29
Tabell 4: Estimerte inverse tilbudselasticiteter for termisk produksjon i DK1.....	31
Tabell 5: Estimert etterspørselselasticitet i DK1.....	31
Tabell 6: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom døgnet i NO2.	33
Tabell 7: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom døgnet i DK1.	35
Tabell 8: Endring i prisvolatiliteten gjennom døgnet med en overføringskapasitet på 4000MW mellom Norge og Danmark.	36
Tabell 9: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom måneden NO2.....	37
Tabell 10: Prosentvis endring i prisvolatiliteten gjennom måneden DK1.....	38
Tabell 11: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom måneden ved 4000MW overføringskapasitet mellom DK1 og NO2.	39
Tabell 12: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året i NO2.	39
Tabell 13: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året i DK1	41
Tabell 14: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året ved 4000MW overføringskapasitet. 41	
Tabell 15: Prisvolatiliteten i NO2 ved ulike reservoarnivåer ved inngangen til året.....	42
Tabell 16: Prisvolatiliteten i DK1 ved ulike inngangsnivåer på vannmagasinene i NO2.	43
Tabell 17: Prisvolatiliteten i det danske markedet ved økt brukerfleksibilitet på kveld- og nattestid. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.....	44
Tabell 18: Prisvolatiliteten ved økt brukerfleksibilitet også på dagtid i DK1. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.	45
Tabell 19: Prisvolatiliteten ved en identisk økning i brukerfleksibilitet i DK1 i alle døgnetimer. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.	45

1. Introduksjon

Produksjon av kraft må skje i samme tidspunkt som den leveres til kundene. Det innebærer at konsum og produksjon må være i balanse til enhver tid. Med tradisjonelle¹ produksjonsmetoder har dette vært mindre problematisk, da man har kunnet justere produksjonen etter etterspørselen. Med økt produksjon fra ikke-regulerbare fornybare energikilder som har en mer stokastisk produksjonsform endres situasjonen. Vindkraft kan kun produseres når det blåser og solkraft kun når solen skinner. Det er dermed ikke gitt at produksjonen vil skje på tidspunktene der etterspørselen etter elektrisitet er størst, og tradisjonelle produksjonsformer må tilpasse produksjonen etter de ikke-regulerbare fornybare energikildene for at etterspørselen skal møtes.

Samspillet mellom ulike produksjonsformer påvirker prisen på kraft. Vannkraft er en billig reguleringsform sammenliknet med termiske anlegg, det er derfor optimalt å ha vannkraftproduksjon i kraftmarkeder der det er høy andel vindkraftanlegg. Når det er stor vindkraftproduksjon kan denne erstatte vannkraftproduksjon, noe som fører til at mindre vann tappes fra vannmagasinene. Derfor kan man si at vindkraftproduksjon kan «lagres» i vannmagasinene og spares til perioder med lite vind. Vindkraft dekket i 2015 42% av det danske kraftforbruket mot 2% i 1990, andelen er forventet å stige til 60% i 2025 (Energinet.dk, 2016a). Sammen med stor magasinkapasitet for vannkraft i Norge samt markedskobling, fungerer kraftproduksjonen i disse områdene som beskrevet over.

Med prisvolatilitet menes hvordan prisene i et marked varierer, for eksempel gjennom døgnet. I kraftmarkedet kan prisvolatilitet ha påvirkning på aktørenes handlinger. Prisvolatilitet kan påvirke lønnsomheten for pumpekraftverk. Dersom det blir større forskjeller i prisen mellom natt og dag, vil den lavere prisen på natten gjøre det billigere for pumpekraftverk å pumpe tilbake vannet om natten, mens en høyere pris på dagtid når pumpekraftverket produserer vil gi større fortjeneste. Dersom det er økt prisvariasjon i et marked, øker også risikoen for aktørene i markedet, og det kan bli viktigere å sikre seg mot prisvariasjonene. Prisvariasjoner som er vanskelige å forutse kan påvirke produksjonsplanleggingen i termiske kraftverk.

¹ Med tradisjonelle produksjonsmetoder menes kull-, gass-, kjerne- og vannkraft.

Fornybar energiproduksjon har lave marginale produksjonskostnader, den vil derfor erstatte kraftproduksjon med høyere marginkostnader når den produseres. Dette påvirker prisen i markedet. Grunnet den stokastiske oppførselen og prispåvirkningen, er det derfor naturlig å anta at innføringen av ikke-regulerbar fornybar kraft fører til et endret mønster for prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet. Denne studien undersøker hva som er effekten av sol- og vindkraftproduksjon i Norden på prisvolatiliteten, og hvordan disse energiformene påvirker prisvolatiliteten ved økt produksjon.

Tidligere studier som har studert hvordan vindkraft påvirker prisvolatiliteten i kraftmarkedene har hatt tvetydige signal ut ifra markedene som er undersøkt. I det nordiske markedet viser analyser at økt vindkraftproduksjon har en negativ effekt på prisvolatiliteten på kort sikt. De fleste av disse studiene har brukt ARMA, SARMA og GARCH modeller med eksogene variabler til å studere volatiliteten. Denne studien vil skille seg fra disse ved at det brukes regresjon med instrumentvariabler til å estimere tilbud- og etterspørselskurvene i det danske og norske markedet. Når disse er estimert skal en simuleringsmodell benyttes til å beregne hvordan sol- og vindkraft påvirker prisvolatiliteten.

1.1. Problemstilling og hypoteser

Problemstillingen som danner grunnlag for studien er: Hvordan påvirker vind- og solkraftproduksjon prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet?

Prisvolatiliteten skal undersøkes gjennom året, måneden og døgnet i områdene NO2 og DK1.

Det er utarbeidet følgende hypoteser som skal besvares:

- i. Gjennom året og døgnet vil økt vindkraftproduksjon redusere prisvolatiliteten.
- ii. Gjennom måneden vil økt vindkraftproduksjon øke prisvolatiliteten.
- iii. Økt solkraftproduksjon vil redusere prisvolatiliteten gjennom døgnet og måneden.
- iv. Gjennom året fører økt solkraftproduksjon til økt prisvolatilitet.
- v. Prisvolatiliteten påvirkes av vannmagasinnivået i Norge.
- vi. Økt brukerfleksibilitet² på etterspørselssiden i DK1 vil redusere prisvolatiliteten.

² Med økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden menes det at etterspørselskurven blir mer elastisk.

2. Bakgrunn

2.1. Ikke-regulerbare fornybare energikilder

Sol-, vind-, bølge- og tidevannskraft er eksempler på ikke-regulerbare fornybare energikilder. Det er de to førstnevnte det vil fokuseres på i denne studien. De kjennetegnes ved at man selv ikke kan bestemme når og mengden som skal produseres. Vindkraft kan kun produseres når vinden blåser, og solkraft kun når solen skinner. Produksjonsformene er derfor mer stokastiske av natur enn tradisjonelle kraftproduksjonsmetoder. Det er store faste installasjonskostnader forbundet med energikildene, men det er lave marginale produksjonskostnader. Derfor er de avhengig av at prisen på kraft er noe høyere enn de marginale produksjonskostnadene for å dekke inn installasjonskostnadene.

2.1.1. Vindkraft

Bevegelsesenergien i vinden omdannes til energi ved hjelp av en vindturbin. Denne turbinen består av en rotor som driver en generator som gir elektrisitet. Det finnes havbaserte og landbaserte vindkraftanlegg. Vindkraftpotensialet til havs blir sett på som større enn på land, i tillegg er vinden mer stabil enn på land. Det kan være store variasjoner i vindhastighet både gjennom døgnet og gjennom året. (Fornybar.no, 2016b)

2.1.2. Solkraft

Solkraft produseres som regel ved bruk av solceller. Produksjonsmengden er avhengig av faktorer som overflatetemperatur og mengde innstråling. Virkningen til en celle reduseres noe etter mange års drift. Solcelleanlegg kan både være frittstående som er tenkt til privat forsyning, samt anlegg som er koblet til strømmettet. (Fornybar.no, 2016a)

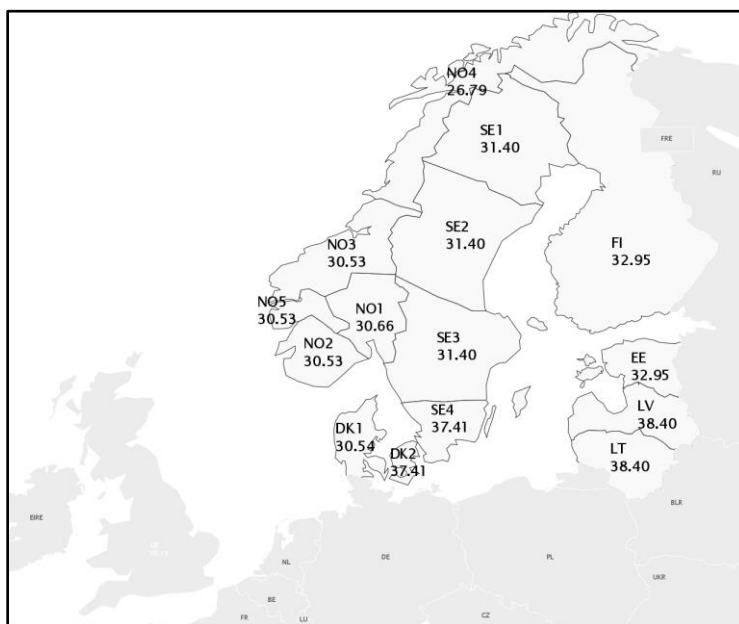
Solkraft har naturligvis størst produksjon på dagtid, noe som egner seg godt i samspill med kraftkonsumet.

2.2. Nord Pool

Nord Pool er den ledende markedsplassen for kraft i Norden og de baltiske landene. De tilbyr day-ahead marked kalt Elspot i tillegg til intradag marked. Day-ahead markedet er en ikke diskriminerende prisauksjon der tilbyderne av kraft byr inn volumet de ønsker å selge, mens

brukerne av kraft byr inn volumet de ønsker å kjøpe. Handel foregår helt frem til klokken tolv dagen før levering. Deretter klareres markedet, og aktørene som får innvilget sine bud/tilbud forplikter seg til å produsere/konsumere kvantumet. (Nord Pool, 2017b)

Systemprisen i day-ahead markedet i Nord Pool er klareringsprisen dersom man ser bort ifra overføringsbegrensninger mellom geografiske områder og land. Det er ikke hensiktsmessig å ha samme pris i ulike områder dersom det er overføringsbegrensninger mellom disse områdene. Derfor er Nord Pool markedet også delt inn i Elspot områder som følger landegrensene utenom i Norge hvor det er fem områder, Sverige der det er fire områder, mens Danmark er delt inn i to områder (Nord Pool, 2017c). Disse budområdene skal indikere begrensninger i transmisjonssystemet, og reflekterer de lokale markedsforholdene (Nord Pool, 2017a). Dersom det ikke er overføringsbegrensninger mellom områder blir prisen den samme i disse områdene. Ved overføringsbegrensning blir det ulik pris i områdene, noe som sørger for at produksjon og konsum allokeres slik at opphopningene i nettet unngås. Det kan skje justeringer i områdenes grenser ut ifra flaskehals i nettet, men ordningen med fem budområder i Norge har vært den samme siden mars 2010 (Nord Pool, 2008). Oversikt over elspotområdene i januar 2017 vises i Figur 1. Her ser man at prisen i område SE4 er høyere enn i SE3, noe som kommer av at overføringskapasiteten mellom områdene er nådd. Produksjon med lavere kostnader i SE3 må reduseres, mens dyrere produksjonsenheter må tas i bruk i SE4 for at flaskehalsen skal fjernes.



Figur 1: Elspot områdene 9.januar 2017. (Nord Pool, 2017c)

Intradagmarkedet er en diskriminerende auksjon med kontinuerlig handel frem til noen timer før produksjonstimen. Dette markedet brukes av aktørene til å justere sin posisjon i forhold til day-ahead markedet. Intradagmarkedet har blitt viktigere etter innføringen av ikke-regulerte fornybare produksjonsformer, med mer stokastisk produksjon (Cervigni og Perekhodtsev, 2013). Dersom en vindkraftprodusent kommer frem til at produksjonen vil bli mindre enn det som ble tilbudt i day-ahead markedet, kjøper produsenten erstatning for den tapte produksjonen i intradagmarkedet (Cervigni og Perekhodtsev, 2013).

Sluttbrukerkundene er gjerne representert i day-ahead og intradag markedene gjennom en kraftleverandør.

2.3. Sikring mot prisvariasjon

Aktørene i kraftmarkedene kan være villige til å redusere risikoen som oppstår med prisvariasjoner. En sluttbrukerleverandør med mange kunder på fastpriskontrakter er bekymret for at spotprisen på kraft skal gå opp. Leverandøren kan sikre denne risikoen ved å kjøpe futures/forward kontrakter i det finansielle markedet. Tilsvarende kan en kraftprodusent være bekymret for at prisen på kraft skal gå ned, slik at fortjenesten reduseres. Produsenten selger futures/forward kontrakter, og får dermed betalt om prisen på kraft blir lavere. Tapet som følge av en reduksjon i kraftprisen blir opphevet av fortjenesten i det finansielle markedet. Det største markedet for kraftderivater i Europa er Nasdaq Commodities (Nasdaq, 2017).

For aktørene kan det også være viktig å sikre en områdepris opp mot systemprisen dersom det er stor variasjon i forskjellen mellom områdeprisen og systemprisen. Dette gjøres ved å kjøpe/selge EPADs, som er futures eller DS futures mellom systemprisen og en områdepris (Nasdaq, 2017). EPADs kan også brukes til å sikre prisen mellom to områder.

2.4. Kraftproduksjon i Norge og Danmark

Kraftproduksjonen i Norden er preget av vann-, termisk- og vindkraft.

2.4.1. Danmark

Produksjonen i det danske kraftmarkedet kjennetegnes av at vindkraft har steget kraftig siden 1990 på bekostning av termisk kraftproduksjon (Energinet.dk, 2016a).

Totalt ble 18546 GWh produsert av fornybare energikilder i Danmark i 2015, noe som tilsvarte 67% av total energiproduksjon (Energinet.dk, 2016d). Det er estimert at i 2025 vil i overkant av 80% av all elektrisitet i Danmark bli produsert av fornybare energikilder (Energinet.dk, 2016d). Vindkraft er den absolutt største fornybare energikilden i dansk elektrisitetsproduksjon, med en andel på 76,2% (Energinet.dk, 2016d). Som vist i Vedlegg 1 er vindkraftproduksjonen i DK1 stokastisk gjennom året, mens solkraft har et fastere produksjonsmønster.

I 2015 besto solkraftproduksjon for 2% av det totale elektrisitetskonsumet i Danmark eller 605 GWh (Energinet.dk, 2016c). Det antas at solkraftproduksjon vil stå for 5% av kraftforbruket i landet i 2025, noe som tilsvarer generasjon på 1940 GWh (Energinet.dk, 2016c).

For å oppnå sine miljø- og klimamål ønsker Danmark en økning i utbygningen av solkraft og har derfor innført en subsidieordning. Det foregår ved et tillegg i prisen til den elektrisitet som blir levert til elektrisitetsnettet (Energistyrelsen, 2017).

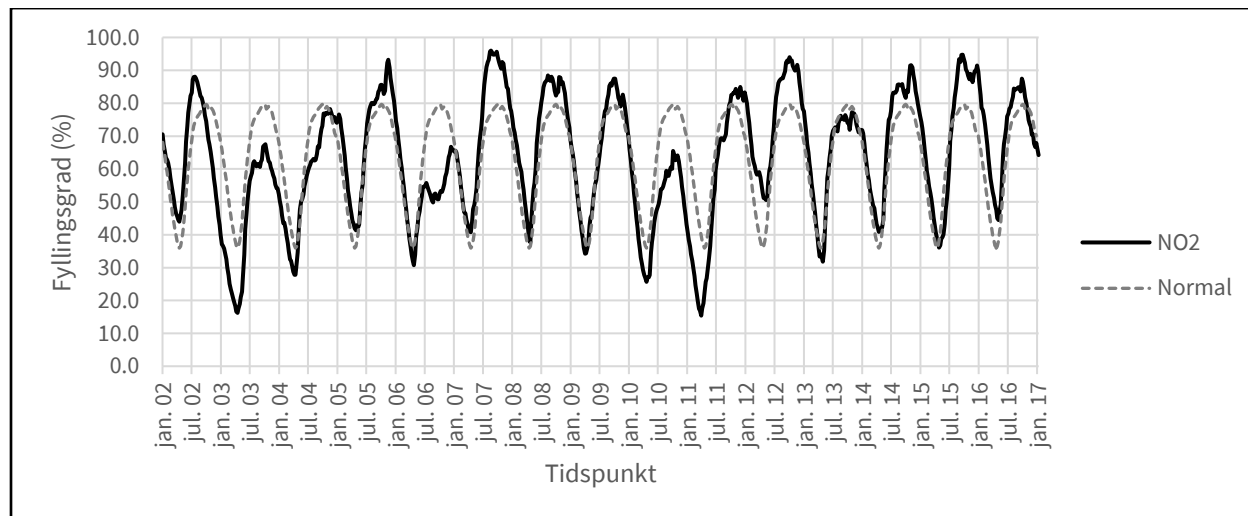
2.4.2. Norge

I 2013 var den totale elektrisitetsproduksjonen i Norge på 134 TWh. Vannkraft sto for mesteparten av kraftgenerasjonen med 129 TWh. Det var også noe vindkraft- og gass/varmekraftproduksjon med henholdsvis 1,9 TWh og 3,3 TWh i 2013 (Olje- og Energidepartementet, 2015, s. 24).

Vannkraftproduksjonen i Norge består av anlegg med magasinkapasitet som kan tilpasses lasten og elvekraftanlegg uten lagring. I 2016 ble 92% av vannkraftproduksjonen gjennomført i anlegg med magasiner (ENTSO-E Transparency Platform, 2017). Vannkraftpotensialet betegnes som den energien i norske vassdrag som teknisk og økonomisk kan bygges ut til kraftformål. Dette potensialet ble i 2014 av NVE beregnet til å være 214 TWh per år, men av disse er en stor andel i vassdrag som er vernet mot utbygging. Det gjenstående potensialet er dermed på 33,8 TWh (Olje- og Energidepartementet, 2015, s. 27).

Som beskrevet i Kapittel 3.2 er reservoarkapasiteten kritisk for prisdannelsen i et vannkraftsystem. Økt reservoarkapasitet vil føre til mer identiske priser mellom perioder. Den totale magasinkapasiteten i landet er 84,3 TWh (NVE, 2015), noe som er omtrent 64% av total generasjon i 2013. Magasinkapasiteten har ikke endret seg stort siden 1990 (NVE, 2017). Elspotområdet NO2 er område med størst kapasitet med 32,7 TWh (NVE, 2015). Det gir derfor et godt grunnlag for å undersøke et vannkraftsystem med vannmagasiner.

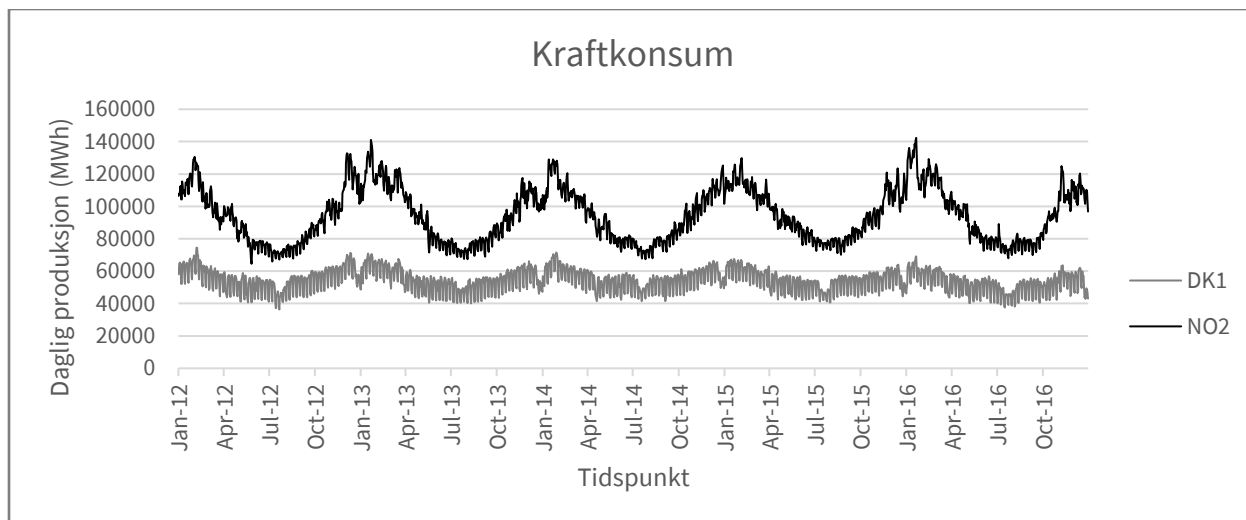
Fyllingsgraden i vannmagasina sammenliknet med normalen påvirker også prisen. Som Figur 2 viser endrer fyllingsgraden seg mellom sesonger og gjennom året. På våren er fyllingsgraden lav grunnet mye elektrisitetsproduksjon gjennom vinteren. På grunn av snøsmelting, nedbør og lavt kraftkonsum på sommeren er fyllingsgraden høy på høsten.



Figur 2: Fyllingsgrad vannmagasin NO2 fra 2002 til 2016. Den stiplede linjen indikerer normalen over perioden. Basert på (NVE, 2017).

2.5. Kraftkonsumet i Norge og Danmark

Som vist i Figur 3 er kraftkonsumet i NO2 høyere enn i DK1 og konsumet i det norske området varierer mer mellom vinter og sommer. Den mindre variasjonen i Danmark kan skyldes at fjernvarme, gass og olje brukes langt mer enn elektrisitet (utgjør omtrent 10% dersom varmepumper tas med) til oppvarming (Jacobsen og Rasmussen, 2015, s. 5). I Norge er til sammenlikning andelen som bruker elektrisitet som primærkilde til oppvarming av husholdningen 73% (SSB, 2014). Energinet.dk antar at det danske kraftkonsumet vil øke med 23% i 2025 sammenliknet med 2015 (Energinet.dk, 2016b). Dette skyldes økt implementering av elektrokjeler, varmepumper, elbiler og flere store datasentre i Danmark.



Figur 3: Kraftkonsum i DK1 og NO2 fra 2012 til 2016. Basert på data fra Nord Pool (Nord Pool, 2017d)

Konsumet varierer også ut i fra ukedagene. Lørdager og søndager brukes det mindre strøm enn de andre dagene grunnet at arbeidsplasser er stengt. Tilsvarende er det også tendens til mindre konsum på feriedager særlig i julen og på sommeren.

2.6. Prisvolatilitet

Med prisvolatilitet menes prissvingningene som oppstår i markedet. Det kan være virkelig prisendring fra dag til dag eller måned til måned, men det kan også være relative endringer der prisendringene sammenliknes med prisnivået. For eksempel ville en identisk endring i prisen gi en relativt sett større endring i prisvariasjonene ved en lav pris enn ved en høy pris. I denne studien er det de virkelige endringene i prisvariasjonene som skal studeres, altså ikke justert for prisnivå.

Dersom prisvolatiliteten i et marked øker, vil det føre til en situasjon der strømkunders fleksibilitet blir mer viktig. Dette kan for eksempel være kraftkrevende industri sin mulighet til å tilpasse sin produksjon til de periodene med lavest strømpriser. En økning i prisvariasjonene kan også føre til økt etterspørsel etter reguleringssevne på produsentenes side. Investeringer i reguleringssevner vil bli basert på prisvariasjoner i kraftmarkedet (Statnett, 2010, s. 13–14). I dag tjener eierne av vannkraftanlegg med reguleringssevne lite fordi tilbudet på regulering er høyere enn etterspørselen (Statnett, 2010, s. 13–14). Denne situasjonen kan endres ved økte prisvariasjoner i elektrisitetmarkedet.

2.7. Tidligere studier

Det er gjennomført en del tidligere studier på hvordan ikke-regulerbare fornybare energikilder påvirker prisvolatiliteten i et kraftmarked.

«Wind Power Feed-in impacts on Electricity system» (Benhmad og Percebois, 2014) undersøker de økonomiske påvirkningene fornybare energikilder har på elektrisitetsprisene i det tyske markedet ved å bruke en ARMA-X-GARCH-X modell. Deres funn er at kraftsystemer møter flere marketsvridninger grunnet den periodevise, uforutsigbare og ujevne geografiske fordelingen ikke-regulerbare fornybare energikilder har. Dette har effekt på markedet, transmisjons og distribusjonsnettet og distribusjonseffekten. De kommer frem til at vindkraft har en negativ effekt på prisene og at prisvolatiliteten har økt.

«Quantifying the impacts of wind power generation in the day-ahead market: The case of Denmark» (Li, 2015) er en analyse der det brukes en ARMA-GARCH prosess med eksogene variabler til å studere vindkraft i Danmark sin påvirkning på day-ahead systemprisen og volatiliteten i Nord Pool. Det er tatt hensyn til markedskobling og motbalanseeffekten fra vannkraft i Norge og Sverige. Konklusjonene er at vindgenerasjon reduserer intradag prisvolatilitet. Det er brukt timedata i perioden januar 2012 til juni 2014.

«On the market impact of wind energy forecasts» (Jónsson, Pinson og Madsen, 2010) er en analyse av hvordan day-ahead spotpriser påvirkes av day-ahead vindkraftprognoser i område Danmark-Vest (DK-1). Det blir brukt en ikke-parametrisk regresjonsmodell og forholdet mellom vindprognoser og spotprisene er estimert for hver time gjennom døgnet. Konklusjonen er at når vindkraftproduksjonen øker reduseres intradag prisvariasjon.

(Woo *mfl.*, 2011) undersøker vindgenerasjon sin påvirkning på elektrisitetsprisen og variansen i Texas ved å bruke en lineær regresjonsmodell med prisen som avhengig variabel. De konkluderer med at økt vindgenerasjon reduserer spotprisen, men øker variansen. (Ketterer, 2014) undersøker det tyske markedet ved å bruke en GARCH(1,1) modell med vindkraftproduksjon som forklaringsvariabel og konkluderer med at økt vindkraftproduksjon vil øke prisvolatiliteten, men redusere prisen. Ved å undersøke det italienske day-ahead markedet med daglig gjennomsnittlige data kommer (Clò, Cataldi og Zoppoli, 2015) frem til at en 10% økning i vind- og solkraftproduksjon forsterker prisvariasjonene med 0,67% for vind og 0,76% for sol.

3. Pristeori

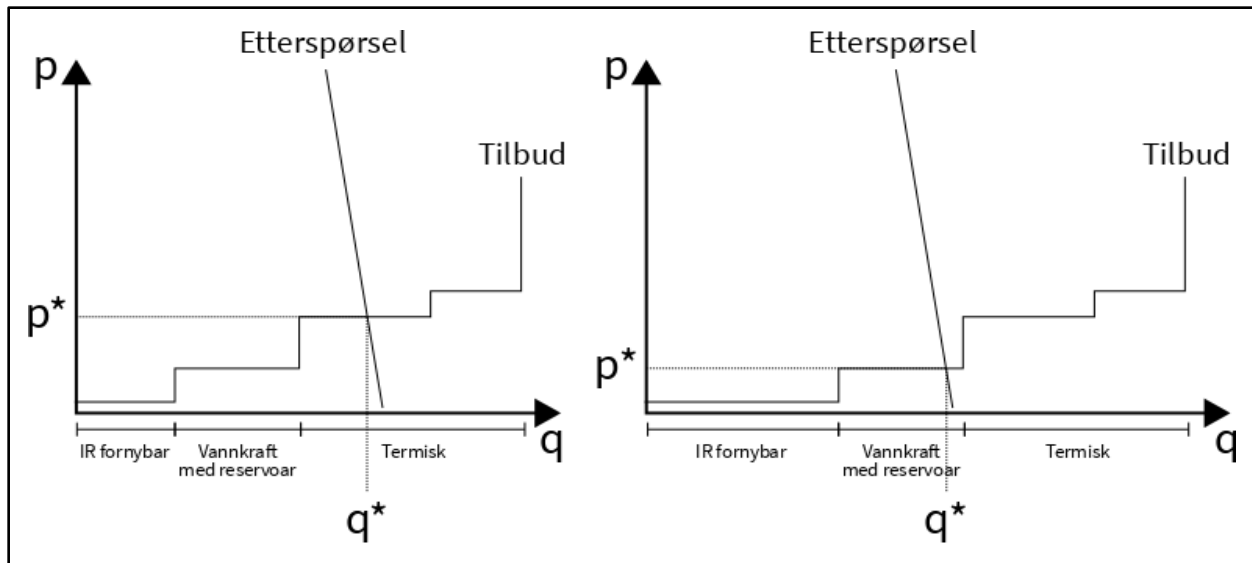
Tilbudskurven viser det kvantum produsenter ønsker å produsere for ulike priser, mens etterspørselskurven er det kvantum konsumenter ønsker å konsumere for ulike priser. Nord Pool er som nevnt en ikke-diskriminerende auksjon noe som reduserer strategisk budgivning og gir produsentene insentiv til å legge inn bud tilsvarende deres virkelige marginalkostnader. Dette gjør at tilbudskurven vil representere marginalkostnaden ved å produsere for ulike kvantum i markedet.

Stigningstallet til kurvene avslører priselastisiteten. Den representerer endringen i etterspurt eller tilbudt kvantum dersom det skjer en endring i pris. Dersom prisendringen er prosentvis lik som endringen i kvantum snakker vi om nøytralelastisk etterspørsel/tilbud. En mindre prosentvis endring i mengden enn i pris kalles uelastisk, mens en større prosentvis endring i mengden enn i pris indikerer elastisk tilbud/etterspørsel.

3.1. «Merit order» effekten av fornybare energikilder

Kostnadsfunksjonen for termiske verker starter med enhetene med lavest marginale kostnader. Dersom produksjonskravet ikke overstiger kapasitetsbegrensningen til enheten vil marginale kostnader være lik de marginale kostnadene til denne enheten. Når etterspørsel akkurat overstiger kapasitetsbegrensningen satt av siste kraftverk i produksjon vil skyggeprisen på kapasitetsbegrensningen vanligvis bli positiv fordi et nytt verk med høyere marginalkostnader må settes i produksjon for å nå etterspørselen. (Førsund, 2007, s. 100). Dette forklarer «trappetrinnene» i tilbudskurven. Verkene med lavest marginalkostnader er baselastverker, mens de med høyest marginalkostnader er topplastverker. En slik rangering av produksjonsformer og verk kalles for «merit-order» rangering.

Tar vi med vind- og solkraft i en slik rangering vil disse energiformene ha lavest marginale kostnader og vil derfor bli disponert først. I en ikke-diskriminerende auksjon som Nordpool (og de fleste andre day-ahead markeder for kraft) kan slike energikilder derfor ha stor påvirkning på tilbudskurven og dermed pris og prisvariasjoner som illustrert i Figur 4.



Figur 4: "Merit-order" effekten av ikke-regulerbare fornybare energikilder. Den økte produksjonen fra ikke-regulerbar kraft i modellen til høyre gjør at etterspørselen etter regulerbare verk/produksjonsformer reduseres og enkelte av disse blir tatt ut av bruk. Dette gir en reduksjon i prisen.

3.2. Prisdannelse i et vannkraftsystem

Teorien i denne delen er basert på Finn R. Førsum sin bok «Hydropower Economics» (Førsum, 2007).

En mulighet er å undersøke et vannkraftsystem som en ikke-fornybar energiressurs over to perioder med alt vannet tilgjengelig i starten av periode 1. Prisen ville i et slikt tilfelle blitt identisk i begge perioder dersom man antar ingen diskonteringsrente eller overføringsbegrensninger mellom periodene, altså ingen reservoarskranke. Ved ulike priser ville den sosiale velferden ha økt ved å flytte vann til høyprisperiodene frem til man hadde endt i den optimale løsningen der prisene ville vært like. Her er den marginale nytten av vannet identisk i begge perioder.

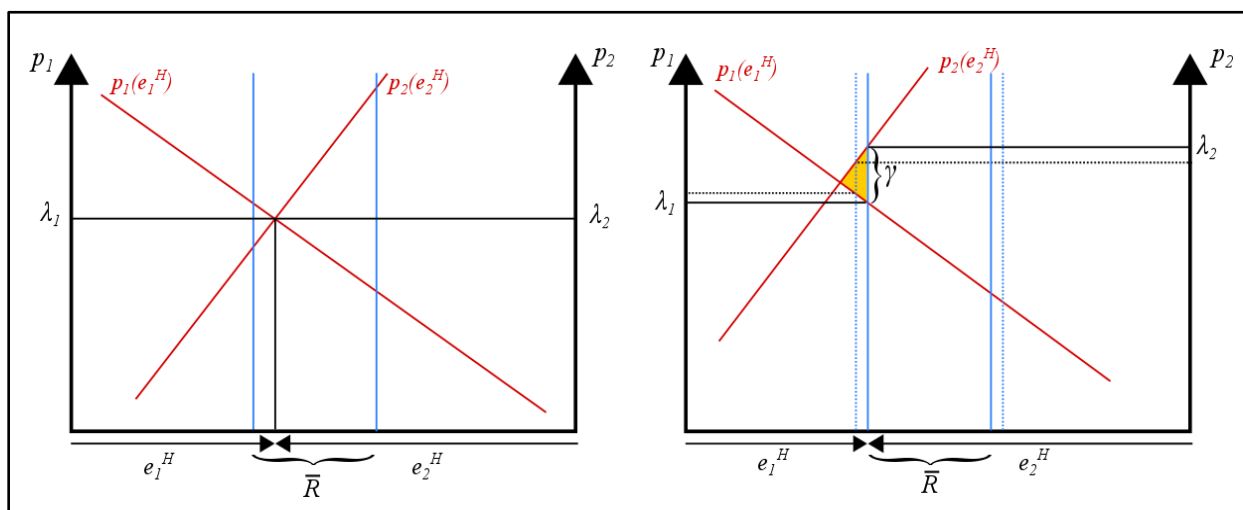
Dersom man åpner opp for reservoarskranke, uregulert elvekraft (som kan bli implementert på samme måte som vindkraft) og handel endrer denne situasjonen seg. Disse løsningene er presentert i de neste seksjonene.

3.2.1. Med reservoarskranke

Med øvre reservoarskranke menes begrensningen på maksimal mengde vann som kan lagres i vannmagasinet. Vannmagasiner kan ha kapasitet som skal dekke variasjoner gjennom ett døgn,

men det mest vanlige er å ha magasiner med en kapasitet som skal dekke variasjonene gjennom ett år. Det kan eksistere reservoarskranke på minimal vannmengde som kan være i magasinet eller mengden vann som kan slippes ut fra reservoaret. Dette av hensyn til miljøet.

Figur 5 viser en badekarmmodell med en øvre reservoarskranke. Kurvene merket $P_1(e_1^H)$ og $P_2(e_2^H)$ er etterspørselskurver for periodene 1 og 2. \bar{R} er total reservoarkapasitet, mens e_1^H og e_2^H er mengden vannkraftproduksjon i periodene. λ_1 og λ_2 er vannverdien i periodene. Modellen til venstre i figuren er en situasjon uten bindende reservoarskranke. Her blir prisen identisk i begge perioder. Produksjonen i periode 2 er høyere enn produksjonen i periode 1. Den totale mengden vann tilgjengelig er lik reservoarmengden før periode 1 + tilflyt av vann i begge periodene, dette er tilsvarende den horisontale distansen i modellen. I modellen til høyre blir reservoarskranken bindende. Nå er prisene ulike i de to periodene, vannverdien i periode 2 er høyere enn i periode 1. Det hadde derfor vært ønskelig å flytte mer vann fra periode 1 til periode 2, men dette er ikke mulig grunnet begrensningen på reservoaret. Skyggeprisen på reservoarskranken er lik forskjellen i vannverdien i de to periodene, dette er markert med γ i figuren. Det er verdien av en marginal økning i reservoarkapasiteten. Gult triangel indikerer tap i samfunnsøkonomisk overskudd som følge av den bindende reservoarskranken.



Figur 5: Prisdannelse i et vannkraftsystem med reservoarskranke. I modellen til høyre er reservoarskranken bindende, men ikke i modellen til venstre. Basert på (Førsund, 2007, s. 42,44).

De stiplede linjene viser hva som skjer dersom det blir en økning i reservoarkapasiteten mellom periodene. Den økte reservoarkapasiteten gjør at mer vann kan flyttes fra periode 1 til periode 2 og prisene tilnærmer seg hverandre og skyggeprisen på reservoarskranken reduseres.

3.2.2. Med elvekraft/vindkraft

Med ikke-regulerbar fornybar energi som vindkraft, solkraft eller elvekraft er samfunnets maksimeringsproblem vist i likning 1. Her er p_t etterspørselsfunksjonen for elektrisitet på prisform, e_t^{IR} produksjon fra den ikke-regulerbare energikilden, e_t^H er vannkraftproduksjon, w_t er tilsig av vann i perioden, R_t er mengden vann i reservoaret, \bar{R} er maks reservoarkapasitet, t i senket skrift angir hvilken periode det er snakk om og T er totalt antall perioder. Reservoaret blir nå brukt som en buffer for variasjonene i den ikke-regulerbare produksjonen.

$$\max \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz$$

$$x_t = e_t^H + e_t^{IR}$$

Med hensyn til: (1)

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H$$

$$R_t \leq \bar{R}$$

$$x_t, e_t^H, R_t \geq 0, t = 1, \dots, T$$

Lagrange funksjonen blir dermed:

$$L = \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t^H + e_t^{IR}} p_t(z) dz$$

$$- \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H)$$

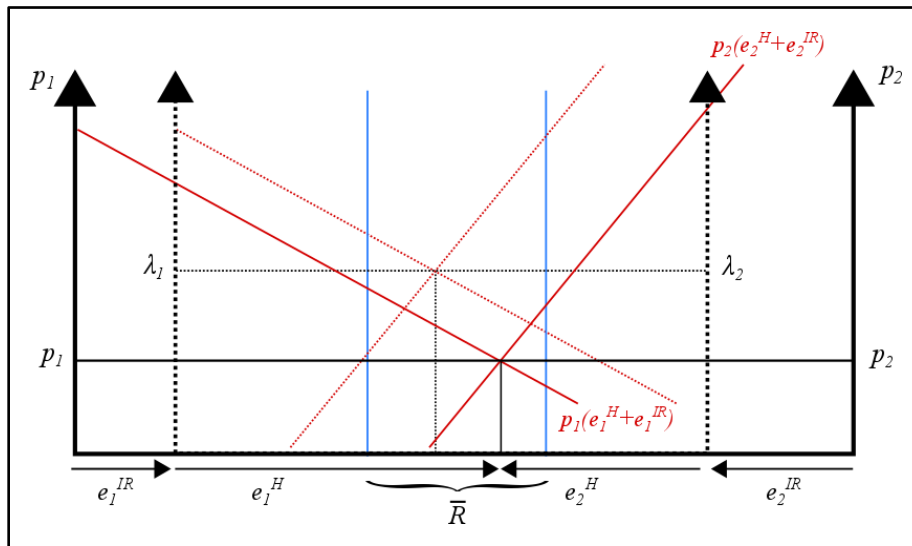
$$- \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R})$$
(2)

Første order betingelsene blir:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial e_t^H} &= p_t(e_t^H) - \lambda_t \leq 0 \\ \frac{\partial L}{\partial R_t} &= -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \\ \lambda_t &\geq 0, \gamma_t \geq 0, t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (3)$$

Dersom vannkraft fra reservoarer blir produsert i alle perioder overstiger ikke produksjonen etterspørselen, prisen blir da tilsvarende skyggeprisen på lagret vann:

$$P_t(e_t^H + e_t^{IR}) = \lambda_t, t = 1, \dots, T \quad (4)$$



Figur 6: Vannkraft med reservoar og ikke-regulerbar fornybar energiproduksjon. Basert på (Førsund, 2007, s. 57).

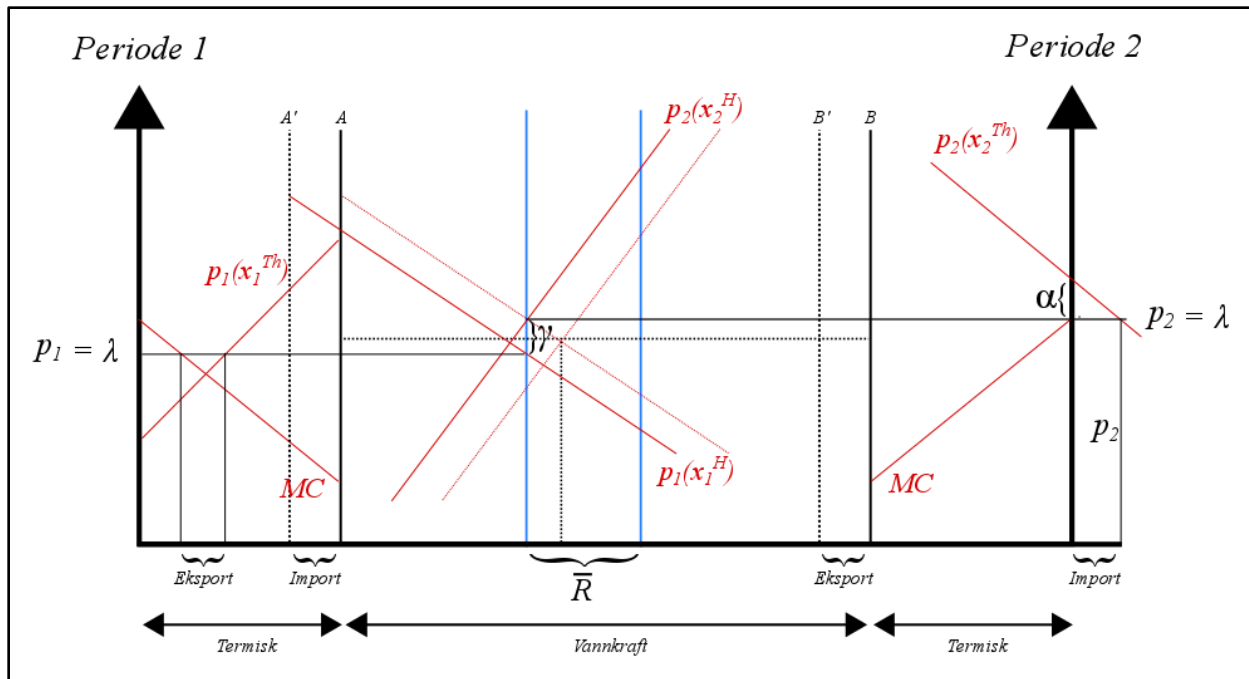
Den grafiske løsningen er vist i Figur 6. Veggene og etterspørselskurvene i badekaret flyttes horisontalt tilsvarende den ikke-regulerbare produksjonen i begge periodene og resulterer i redusert pris. Situasjonen uten ikke-regulerbar produksjon er vist med de stiplede linjene. Det er mer ikke-regulerbar kraftproduksjon i periode 2, dette samt etterspørselselastisitetene gjør at mindre vann flyttes fra periode 1 til periode 2 enn uten ikke-regulerbar kraftproduksjon.

3.2.3. Med handel

Med handel blir overskudd eller underskudd fra handelen tatt med i modellen. Det kan lønne seg å ha underskudd på handelen dersom det samfunnsøkonomiske overskuddet øker med mer enn

underskuddet på handelen. Med eksogene priser i eksportmarkedet samt uten begrensninger på handel, reservoar og transmisjon vil vannverdien i hjemmemarkedet bli tilsvarende prisen i perioden i eksportmarkedet med høyest pris. Det vil da kun bli eksport i periodene med denne prisen.

Et realistisk scenario for undersøkelse av samspillet mellom det norske og danske markedet er å ha begrensning på reservoar, handel og at handelen skjer med et marked med termisk produksjon som er bestemt endogent. Figur 7 viser badekarsdiagrammet for en slik situasjon uten en bindende handelsskranke for to perioder. MC indikerer marginalkostnadskurven for termisk produksjon og er identisk for begge periodene. $p_1(x_1^{Th})$ og $p_2(x_2^{Th})$ er etterspørselskurvene i det termiske markedet og $p_1(x_1^H)$ og $p_2(x_2^H)$ er tilsvarende for vannkraftmarkedet. I periode 1 er etterspørselen i det termiske markedet lav og prisen er lavere enn i vannkraftmarkedet. Kraft blir derfor eksportert til vannkraftmarkedet. Situasjonen er motsatt i periode 2 med høy etterspørsel i det termiske markedet. Importen til vannkraftmarkedet i periode 1 fører til at veggen for vannkraftmarkedet flytter seg fra A til A' og etterspørselskurven flytter seg tilsvarende til venstre. Eksporten fra vannkraftmarkedet i periode 2 gjør at veggen for periode 2 flytter seg til venstre fra B til B' og etterspørselen i periode 2 flytter seg horisontalt med samme mengde. Koblingen med det termiske markedet gjør at reservoarskranken blir bindende. Siden det ikke er noen bindende handelsskranke blir prisene i begge markedene identiske, men reservoarbegrensningen gjør at prisen i periode 2 blir høyere enn i periode 1. Skyggeprisen på reservoarskranken er lik γ , mens α er skyggeprisen på termisk kapasitet i periode 2 før handel med vannkraft. Etter handelen er prisen blitt omtrent lik marginalkostnad for termisk ved maks kapasitet, skyggeprisen for kapasitet er dermed blitt redusert til null.



Figur 7: Handel mellom termisk og vannkraft med reservoarskranke. Basert på (Førsund, 2007, s. 147).

4. Metode

Først skal tilbud- og etterspørselsfunksjoner for det norske NO₂ området og danske DK1 område estimeres. Dette gjøres ved å bruke instrumentvariabler for å unngå problemer med endogene forklaringsvariabler i simultanlikningssystemet. Det skal deretter utarbeides en simuleringsmodell som beregner effekten vind- og solkraftproduksjon i Danmark, overføringskapasitet og brukerfleksibilitet har på prisen. Når prisen er estimert kan prisvolatiliteten beregnes og hypotesene besvares.

4.1. Regresjon med instrumentvariabler for å fjerne problemet med endogene variabler

Teorien i dette kapittelet er basert på (Wooldridge, 2014).

4.1.1. Endogene forklaringsvariabler i simultanlikningssystemer

Tilbud- og etterspørselskurver er eksempler simultanlikningssystemer. Det betyr at én eller flere av forklaringsvariablene bestemmes samtidig med den avhengige variabelen. Under vises et eksempel på en invers tilbudsfunksjon og en etterspørselsfunksjon for kraft:

$$\ln(\text{pris}) = \alpha + \beta_1 \ln(\text{produksjon}) + \beta_2 \ln(\text{oljepris}) + \beta_3 \ln(\text{relativt_reservoarnivå}) + u_1 \quad (5)$$

$$\ln(\text{konsum}) = \alpha + \beta_1 \ln(\text{pris}) + \beta_2 \ln(\text{helgedag}) + \beta_3 \ln(\text{temperatur}) + u_2 \quad (6)$$

Pris og produksjon/konsum bestemmes her simultant av likevekten mellom disse funksjonene der $Q_P = Q_C$. De blir bestemt innenfor modellen og er endogene variabler, mens reservoarnivå, helgedag og temperatur er eksogene variabler som bestemmes utenfor modellen og påvirkes dermed ikke av likevekten.

Dersom ordinær minste kvadraters metode(OLS) blir brukt til å estimere koeffisientene når det eksisterer endogene forklaringsvariabler vil dette gi inkonsistente estimat. β_1 i tilbudsfunksjonen vil være korrelert med residualene u_1 , mens β_1 i etterspørselsfunksjonen vil være korrelert med

u_2 . For å fjerne problemet med inkonsistente estimat i simultanlikningssystemer kan instrumentvariabler benyttes.

4.1.2. Instrumentvariabler

Hvis det finnes instrumentvariabler er det mulig å få konsistente estimat av parameterne i simultanlikningssystemet. Vi trenger én eller flere observerbare variabler som skifter den ene funksjonen uten å påvirke den andre. Dette kan vises med likning 5. Dersom det finnes én eller flere variabler som påvirker etterspørselen, men som ikke påvirker tilbudet kan denne/de variablene bli brukt som instrument for produksjon i tilbudsfunksjonen. Helgedag og temperatur er mulige instrumentvariabler for produksjon i tilbudsfunksjonen dersom de har en effekt på produksjonen. De er variabler som skifter etterspørselskurven uten å påvirke tilbudskurven. Det er også viktig at instrumentvariabelen er eksogen – at den ikke er korrelert med residualleddet.

Dersom det eksisterer flere mulige instrumentvariabler kan to stegs minste kvadraters metode benyttes (2SLS). Hvis hver av instrumentvariablene er ikke-korrelert med residualene vil også en lineær kombinasjon av disse være ikke-korrelert med residualene og denne kombinasjonen er da en mulig instrumentvariabel. I 2SLS foretar man først en OLS regresjon med den endogene variabelen som avhengig variabel og bruker instrumentvariablene samt de eksogene variablene i den opprinnelige likningen som forklaringsvariabler. Vi finner da effekten instrumentvariablene har på den endogene variabelen. For å teste relevansen til instrumentvariablene kan en F-test benyttes. F-verdien i testen bør være over 10 for at vi skal ha sterke instrumenter. Estimater av den endogene variabelen der instrumentvariabler er brukt erstatter deretter den endogene variabelen i den opprinnelige likningen og man kan estimere parameterne ved hjelp av OLS.

Det er mulig å teste for om variabelen vi er interessert i virkelig er endogen. Dersom IV brukes når det ikke er nødvendig vil dette vanligvis gi høyere standardfeil enn under OLS. I Stata er det mulig å få oppgitt Wooldridges robust score test og en robust regresjonsbasert test etter at man har gjort en regresjon med 2SLS og brukt heteroskedastiske og autokorrelasjon konsistente (HAC) standardfeil (StataCorp., 2015, s. 5). Nullhypotesen i disse testene er at variablene er eksogene.

Når vi har flere instrumentvariabler kan man teste om noen av dem er ikke-korrelert med residualleddet det vil si at instrumentvariabelen er eksogen i den strukturelle likningen. Stata oppgir Sargans og Basmanns X^2 tester for overidentifiserende restriksjoner etter at man har foretatt

regresjon med 2SLS (StataCorp., 2015, s. 5). Nullhypotesen i denne testen er at alle de eksogene variablene er ikke-korrelert med residualene fra den strukturelle likningen. Dersom nullhypotesen kan avkreftes kan vi konkludere med at minst én av instrumentvariablene er endogen.

4.2. Simulering av markedene

For å simulere markedene utarbeides det en simuleringsmodell som beregner prisen i DK1 og NO2 ved å finne markedskrysset mellom tilbud- og etterspørselskurven. Dette må gjøres for alle timene i året. Den bruker de estimerte tilbud- og etterspørselsfunksjonene og justerer disse for vind- og solkraftproduksjon samt handel til å finne effekten disse faktorene har på prisen.

Å simulere effekten av produksjon fra de ikke-regulerbare energikildene gjøres ved å flytte etterspørselskurven i det danske markedet. Når det er økt kraftproduksjon fra vind eller sol vil dette tilsvare en reduksjon i etterspørselen for de termiske kraftverkene. Dette simuleres ved å flytte etterspørselskurven for termiske verker mot venstre.

Som beskrevet i kapittel 3.2.3 vil handel mellom to prisområder føre til at kraftflyten går fra område med lav pris til område med høy kraftpris. Som med vind- og solkraftproduksjonen kan handelen mellom NO2 og DK1 simuleres ved å flytte etterspørselskurven. Dersom det er lavere pris i det norske markedet enn det danske og kraft vil gå fra Norge til Danmark, flyttes etterspørselskurven i det norske markedet til høyre mens kurven i det danske markedet flyttes til venstre. Dette foregår helt til prisen er lik i begge områdene, eller til overføringskapasiteten mellom områdene er nådd.

4.3. Beregning av prisvolatiliteten

For å målsette prisvolatiliteten skal standardavviket til prisene beregnes. Under vises formelen for standardavvik som brukes i denne studien. p_i er prisen i observasjon i , \bar{p} er gjennomsnittsprisen for alle observasjonene, mens n er totalt antall observasjoner.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2} \quad (7)$$

For å målsette prisvolatiliteten gjennom døgnet beregnes standardavviket gjennom døgnet av timeprisene. Prisvolatiliteten gjennom måneden estimeres ved å ta standardavviket gjennom

måneden av daglige gjennomsnittspriser, mens gjennom året beregnes prisvolatiliteten som standardavviket gjennom året av månedlige gjennomsnittspriser. Ved å bruke gjennomsnittsprisen for døgnet når prisvolatiliteten gjennom måneden skal beregnes, får man endringene i pris som skyldes endringer fra døgn til døgn. Intradag prisvariasjon blir dermed fjernet fra den estimerte prisvolatiliteten. Det samme gjelder for månedlige gjennomsnittspriser i beregning av årlig prisvolatilitet.

5. Data

Det er blitt brukt data fra januar 2014 til desember 2016. I desember 2013 skjedde det en grenseendring for område NO2, men det har ikke vært grenseendringer etter dette. Grenseendringen påvirker hvilke konsumenter og produsenter som er i området, som igjen kan påvirke effektene som skal undersøkes. Det kan for eksempel være endret andel industrikunder etter grenseendringen, noe som kan ha betydning for etterspørselens priselastisitet. Det kan også være endringer i kapasiteten for vannkraftproduksjon som kan påvirke vannverdien. For å få best mulig estimater bør regresjonen foregå i en periode der det ikke har skjedd endringer i grensene. Derfor ble dataperioden kuttet ned til perioden etter at denne grenseendringen fant sted.

5.1. Variablene i datasettet

I tillegg til pris og produksjonsmengde er det funnet data for en rekke faktorer som det kan tenkes at påvirker etterspørselen eller tilbudet. Tabell 1 gir en oversikt over variablene datasettet inneholder.

Tabell 1: Variabler i datasettet

Faktor	Måleenhet
Pris NO2	Euro/Mwh
Pris DK1	Euro/Mwh
Produksjon NO2	Mwh
Produksjon DK1	Mwh
Produksjon fra termiske verker DK1	Mwh
Konsum NO2	Mwh
Konsum DK1	Mwh
Vindkraftproduksjon DK1	Mwh
Solkraftproduksjon DK1	Mwh
Den nøytrale gassprisen på «Gaspoint Nordic»	Euro/Mwh
Kullprisen fra Australia	Eurp/Mt
Spotprisen på Brent Olje i Europa	Euro/Barrel
Prisen på utslipp av CO2	Euro/tCO2

Sesongjustert og ikke sesongjustert industriell produksjonsindeks for Danmark	
Sesongjustert og ikke sesongjustert industriell produksjonsindeks for Norge	
Konsumprisindeksen for Norge	
Konsumprisindeksen for Danmark	
Renten på statsobligasjoner for Norge	
Renten på statsobligasjoner for Danmark	
Reservoarnivå NO2	Prosent av maks reservoarkapasitet
Median reservoarnivå NO2	Median reservoarnivå 2002-2016
Snømengde ved Stora Blåfjell	Millimeter vannekvivalent
Median snømengde ved Stora Blåfjell	Median snønivå i millimeter vannekvivalent fra 2002-2016
Temperatur Kristiansand	Grader Celsius
Temperatur Aalborg	Grader Celsius
Helgedag	Dummy (1 ved ukedag)
Feriedag	Dummy (1 ved helligdag)
Sommertid	Dummy (1 ved sommertid)
Daglengde	Minutter
Sommer	Dummy for uke 29, 30, 31 og 32
Magasininnhold NO2	GWh

Produksjon fra termiske verker i Danmark er summen av produksjon fra lokale og sentrale verker i statistikken til Energinet.dk. Dersom det manglet observasjoner ble variablene interpolert. Variablene i tabellen over er blitt brukt til å lage nye variabler som temperatur under 17 grader og tilflyt i magasinene. En fullstendig liste over variablene i datasettet finnes i log-filen fra Stata som er lagt ved som et elektronisk vedlegg.

5.2. Datakilder

Fyllingsgrad i magasinene og magasininnhold er ukentlig data og er fra NVE (NVE, 2017). Oljeprisen er daglige observasjoner og er fra U.S. Energy Information Administration (U.S.

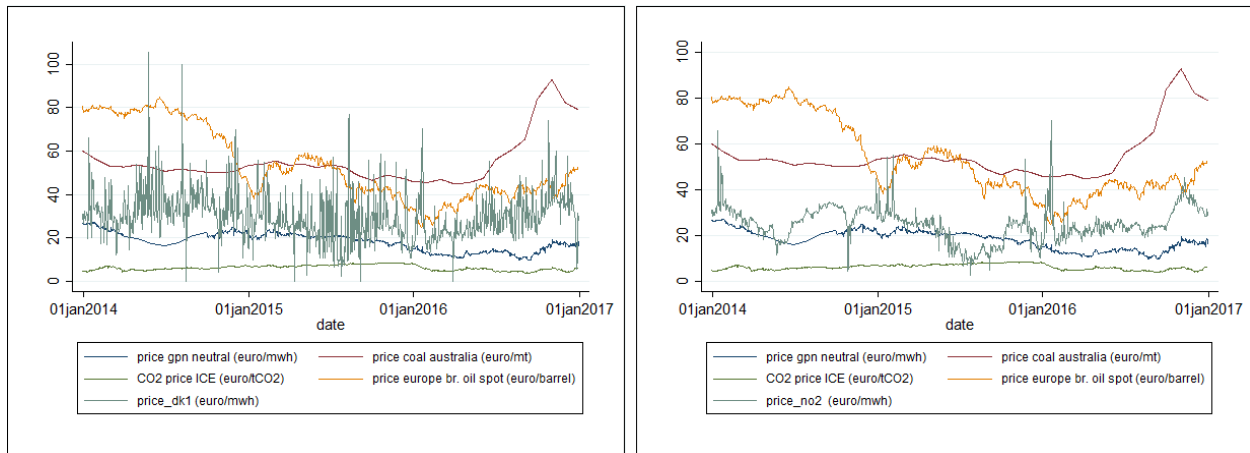
Energy Information Administration, 2017), mens prisen på kull fra Australia er månedlige observasjoner og er lastet ned fra Verdensbanken (The World Bank Group, 2017). Pris, konsum og total produksjon for NO₂ og DK1 er timeobservasjoner fra Nord Pool (Nord Pool, 2017d) og er gjort tilgjengelig av Olvar Bergland³. Produksjon fra termisk (sentrale og lokale kraftverk), vind og sol i det danske markedet er funnet på Energinet.dk (Energinet.dk, 2017b) og er for hver time. Den nøytrale gassprisen på Gaspoint Nordic er også fra Energinet.dk (Energinet.dk, 2017a) (Energinet.dk, 2014), denne består av daglige data utenom perioden mars 2014 til oktober 2014 da det kun var mulig å finne månedlig data. CO₂ prisen fra ICE er lastet ned fra databasen Wiki Continuous Futures på Quandl (Quandl, 2017) og består av daglige observasjoner. Temperaturobservasjoner i Kristiansand og Aalborg er fra Dark Sky (Dark Sky, 2017). Konsumprisindeksen og industriell produksjonsindeks for Norge er fra Statistisk Sentralbyrå (SSB, 2017a) (SSB, 2017b) og består av månedlige data. For Danmark ble konsumprisindeksen og industriell produksjonsindeks hentet fra Statistics Denmark (Statistics Denmark, 2017a), (Statistics Denmark, 2017c). Disse indeksene er for begge land månedlige observasjoner. Valutakursen som er brukt til omregning fra amerikanske dollar til euro ble funnet på ofx.com (OFX, 2017). Daglengden er fra Larvik og er lastet ned fra Sunsetsunrisetime.com (Sunsetsunrisetime.com, 2017). Daglig snømengde ved Store Blåfjellet er funnet på Xgeo.no (Xgeo.no, 2017). Renten på statsobligasjoner for Norge er fra Norges Bank sin rentestatistikk (Norges Bank, 2017), tilsvarende statistikk fra Danmark er fra Statistics Denmark (Statistics Denmark, 2017b). Sommertid og helligdager for Norge ble funnet på Norskkalender.no (Norskkalender.no, 2017), mens for Danmark ble dette funnet på DK-kalender.dk (DK-kalender.dk, 2017).

5.3. Hva påvirker tilbudet?

Gass, kull og olje brukes som innsatsfaktorer i termisk kraftproduksjon og prisen på disse kan derfor påvirke produksjonskostnadene til produsentene. Dette gjelder særlig i Danmark der tilbudsfunksjonen for sentrale verker blir estimert. Prisen i det norske markedet bestemmes av vannverdien som er basert på forventninger, brenselsprisene kan derfor også påvirke prisen i det norske markedet. CO₂ prisen i EU sitt kvotemarked kan også påvirke kostnadene til de termiske

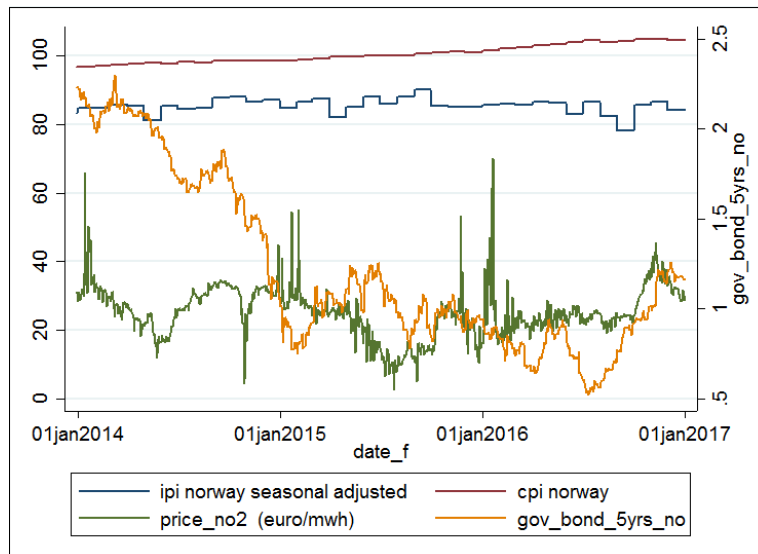
³ Førsteamanuensis Handelshøyskolen ved NMBU.

verkene og vannverdien. Prisen på disse faktorene og strømprisen i DK1 og NO2 er vist i figuren under.



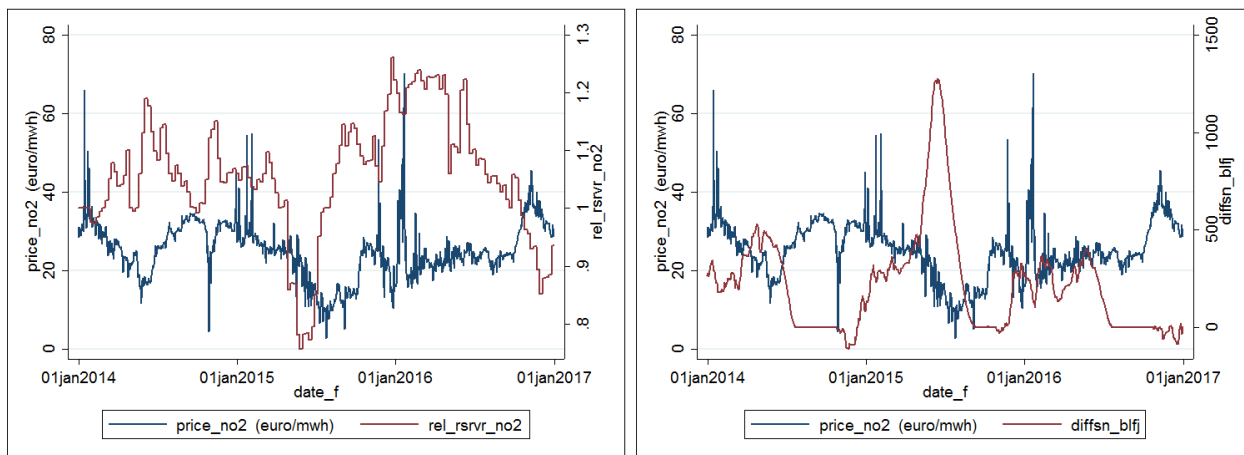
Figur 8: Prisen på innsatsfaktorer i termiske kraftverk, CO2-pris og kraftprisen i DK1 i time 12 til venstre, og prisen i NO2 til høyre. Basert på data fra (Energinet.dk, 2017a), (Energinet.dk, 2014), (U.S. Energy Information Administration, 2017), (The World Bank Group, 2017), (Quandl, 2017) og Nord Pool (Nord Pool, 2017d).

Konsumprisindeksen, industriell produksjonsindeks og renten på statsobligasjoner indikerer endringer i inflasjon og aktivitetsnivået i økonomien. De avslører makroøkonomiske sykluser og trender som kan påvirke tilbudet.



Figur 9: Pris NO2, Industriell produksjonsindeks, konsumprisindeks, og renten på 5 års statsobligasjoner. Basert på (SSB, 2017a), (SSB, 2017b), (Norges Bank, 2017) og Nord Pool (Nord Pool, 2017d).

Reservoarnivå og snønivå påvirker først og fremst det norske markedet med mye vannkraftproduksjon. Som forklart i kapittel 3.2 vil både reservoarnivå og forventet tilflyt i magasinene kunne påvirke kraftprisen. Figur 10 viser prisen i NO₂, relativt reservoarnivå og snønivået i fjellet i forhold til normalen. Relativt reservoar er virkelig reservoar dividert med median reservoarnivå fra 2002 til 2016. Snønivået i datasettet er fra Store Blåfjell som ligger like ved Blåsjømagasinet og angir millimeter snøekvivalenter. Som figuren viser er det en tydelig negativ korrelasjon mellom kraftprisen og relativt reservoarnivå. Men dette må også sees i sammenheng med snønivået i fjellet. Dersom det er sen snøsmelting på våren vil reservoarnivået være lavt grunnet den sene snøsmeltingen, men prisen vil fortsatt være lav grunnet de store vannmengdene som er lagret som snø i fjellet. Dette viser seg særlig sommeren 2015. Reservoarnivå er lavt mens snømengden i fjellet er høyt. Aktørene forventer at snøen vil smelte og renne inn i reservoarene, man ser derfor ikke noen særlig priseffekt av det lave reservoarnivået denne sommeren.



Figur 10: Til venstre vises relativt reservoarnivå og prisen i NO₂, til høyre vises prisen i NO₂ og snødifferansen i forhold til normalen ved Store Blåfjell. Basert på data fra (NVE, 2017) og (Xgeo.no, 2017) og Nord Pool (Nord Pool, 2017d).

5.4. Hva påvirker etterspørselen?

Når temperaturen synker øker behovet for oppvarming av hus. Elektrisitet brukes i stor grad til oppvarming, særlig i Norge. Derfor vil etterspørselen etter kraft stige når det blir kaldere og temperaturen vil derfor påvirke kraftkonsumet. Behovet for oppvarming vil først inntreffe ved omtrent 17 grader og kaldere. Derfor er temperaturvariabelen i modellen antall grader under 17. På en ukedag der det arbeides kan konsumentmønsteret være forskjellig fra helgedager der de

fleste har fri. På samme måte kan feriedager påvirke konsumet. Dersom produksjonsnivået i økonomien reduseres kan det redusere etterspørselen etter kraft, det samme kan prisstigningen på andre varer og tjenester gjøre. Derfor er konsumprisindeksen og industrielle produksjonsindekser tatt med. Renten på statsobligasjoner er også et mål på aktivitetsnivået i økonomien som kan påvirke etterspørselen. Olje kan være et substitutt til strøm for oppvarming og oljeprisen kan derfor påvirke hvor mye elektrisitet som brukes til oppvarming. Sommertid og daglengde er også tatt med i datasettet. Daglengden kan påvirke hvor stort behovet for elektrisitet til belysning er, og kan også avsløre sesongmessige variasjoner.

6. Resultat og diskusjon

6.1. Modelling

Tilbud- og etterspørselsfunksjonene i DK1 og NO2 ble modellert med instrumentvariabler som beskrevet i kapittel 4.1. Funksjonene ble estimert for hver time i døgnet. Variablene i datasettet som det kunne tenkes at påvirket enten tilbud- eller etterspørselsfunksjonene som begrunnet i kapittel 5 ble prøvd ut i de aktuelle funksjonene. Det ble og prøvd ut trigonometriske sinus og cosinus funksjoner for å avdekke sesongmessige endringer samt trend variabler. Funksjonsspesifiseringene er de som ble ansett som mest relevante.

For å få elastisitetene ble det brukt log-log modeller der regresjonen utføres med den naturlige logaritmen av variablene. Det betyr at estimatene kan leses som prosentvis endring i den avhengige variabelen av én prosents endring i den uavhengige variabelen. For forskjellen i snønivå i forhold til normalt og renten på statsobligasjoner i Danmark ble det brukt nivå verdier da det eksisterte negative observasjoner.

Det ble testet for heteroskedastisitet i estimeringene ved å bruke Breusch-Pagan test, det ble også testet for autokorrelasjon⁴. Testene viste tegn på heteroskedastisitet og autokorrelasjon i både etterspørsel- og tilbudsfunksjonene i mesteparten av timene. Regresjonene ble derfor utført ved bruk av heteroskedastiske og autokorrelasjon konsistente (HAC) standardfeil med sju observasjoners forsinkelse.

Alle de estimerte verdiene er lagt ved som Vedlegg 5, mens log-filen fra Stata er lagt ved som et elektronisk vedlegg.

6.1.1. Tilbudsfunksjonen i det norske markedet

Under vises spesifikasjonen som er brukt til å estimere den inverse tilbudsfunksjonen i NO2. For variabelen relativt reservoar ble det lagt til en forsinkelse på fem dager fordi statistikken for forrige ukes vannmagasin oppdateres på onsdager klokken 13 (NVE, 2015) og kan dermed først påvirke budgivningen på fredag.

⁴ Testene for heteroskedastisitet og autokorrelasjon er beskrevet i (Wooldridge, 2014, s. 431–433).

$$\begin{aligned}
\ln(\text{price_no2}) = & \alpha + \beta_1 \ln(\text{prod_no2}) + \beta_2 \ln(\text{ipi_nor_sa}) \\
& + \beta_3 \ln(\text{coalpr_austr}) + \beta_4 \text{diffsn_blfj} + \beta_5 \ln(\text{daylength_min}) \\
& + \beta_6 \ln(\text{l5d_rel_res_no2}) + \beta_7 \text{trend} + \beta_8 \cos_t + \beta_9 \sin_t \\
& + \beta_{10} \text{weekendd} + \beta_{11} \ln(\text{cpi_no}) + \beta_{12} \ln(\text{gov_bond_5yr_no}) + u
\end{aligned}
\tag{8}$$

Som instrumenter for $\ln(\text{prod_no2})$ ble $\ln(\text{temp_no_u17})$, $\ln(\text{temp_no_u17})^2$, *holidayNO*, *summer*, *summertime* og *trend*² benyttet.

Tabell 2: Den estimerte inverse tilbudselasticiteten i NO2.

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ln(prod.)	0,99	1,08	1,13	1,17	1,10	1,00	0,90	1,00	1,11	1,14	1,15	1,23
Standardf.	0,16	0,20	0,20	0,20	0,17	0,15	0,13	0,14	0,16	0,16	0,15	0,16
Time	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ln(prod.)	1,19	1,18	1,18	1,22	1,34	1,42	1,32	1,15	1,02	0,92	0,92	0,95
Standardf.	0,16	0,16	0,16	0,16	0,18	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,12	0,13

Daglengde og helgedag er tatt med i likningen fordi de førte til endogene instrumentvariabler da de ble tatt med som instrument for produksjonen, og ga signifikant effekt da de ble flyttet til tilbudslikningen. Det var uventet at disse påvirker tilbudet. En årsak til at helg gir effekt kan være andre folk på jobb eller automatisering av systemene i helgene, aktørene kan og ha andre forventninger til prisen i helgene noe som kan påvirke budgivningen. Daglengden kan gi signifikant effekt fordi den avslører sesongvariasjoner. Temperatur under 17 førte til endogene instrumenter i enkelte av timene, og var også signifikant i noen timer dersom den ble flyttet til tilbudslikningen. Ved å utelate temperatur som instrument førte det til reduksjon i instrumentstyrken. I timene temperatur ikke ga signifikante verdier i tilbudslikningen førte den heller ikke til problemer med endogenitet dersom den ble brukt som instrument. Det var derfor en avveining om temperaturen skulle brukes som instrument eller å ha den med i tilbudslikningen. Det ble bestemt at temperatur ble brukt som instrument fordi F-testen for instrumentstyrke ga verdier under 8 dersom temperatur ikke ble brukt.

Oljeprisen ble forsøkt i tilbudslikningen, men ga ikke signifikante verdier. Gassprisen ble prøvd ut og ga signifikante verdier i noen få timer, men hadde negativt fortegn noe som ikke var ventet, det ble derfor besluttet å utelate den fra regresjonen.

Testene for om instrumentvariablene er eksogene feilet i fem av timene (7, 8, 9, 10 og 24). Dette skyldes at temperatur under 17 ble brukt som instrument. Testene for endogene variabler i tilbudslikningen viste tegn på endogene variabler i alle timer og at det derfor var riktig å bruke regresjon med instrumentvariabler. F-testen for instrumentstyrke var over 10 i alle timer, men var ned mot denne verdien i noen timer. Det kan tyde på at instrumentene er noe svake.

6.1.2. Etterspørselsfunksjonen i det norske markedet

Etterspørselsfunksjonen som ble brukt i estimeringen av det norske markedet er vist under.

$$\begin{aligned} \ln(\text{cons_no2}) = & \alpha + \beta_1 \ln(\text{price_no2}) + \beta_2 \text{summertime} + \beta_3 \text{weekendd} \\ & + \beta_4 \text{holidayNO} + \beta_5 \ln(\text{temp_no_u17}) + \beta_6 \ln(\text{temp_no_u17})^2 \\ & + \beta_7 \ln(\text{daylength_min}) + \beta_8 \cos_t + \beta_9 \sin_t + \beta_{10} \text{trend}^2 \\ & + \beta_{11} \ln(\text{ipi_nor_sa}) + \text{summer} + u \end{aligned} \tag{9}$$

$\ln(\text{cpi_no})$, diffsn_blfj , $\ln(\text{coalpr_austr})$, $\ln(\text{l5d_rel_res_no2})$, $\ln(\text{gov_bond_5yr_no})$ og trend ble brukt som instrumenter for $\ln(\text{price_no2})$.

Tabell 3: Estimerte etterspørselselastisiteter i NO2.

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ln(pris)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
Standardf.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Time	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ln(pris)	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03
Standardf.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Testen for endogene instrumenter feilet i time 18, 19 og 22. Dette bedret seg dersom relativt reservoar ble utelatt som både instrument og i etterspørselsfunksjonen. Ved å flytte relativt reservoar til etterspørselsfunksjonen viste testen for overidentifiserende restriksjoner fortsatt noe

tegn på endogene instrumenter. Jeg valgte derfor å beholde relativt reservoar som instrument og akseptere at testen feilet i de aktuelle timene.

Testen for instrumentstyrke viste ingen problemer med svake instrumenter, det var også tegn til at variablene i etterspørselsfunksjonen var endogene og at instrumentvariabler derfor måtte benyttes.

Oljeprisen ga signifikante verdier i noen få av timene. Ved å legge til oljeprisen førte dette til at priseffekten på konsumet ikke ble signifikant. Grunnet signifikante verdier kun i få timer, og den merkelige effekten oljeprisen hadde på priseffekten på konsumet ble den utelatt fra regresjonen.

6.1.3. Tilbudsfunksjonen for termisk kraft i det danske markedet

I det danske markedet ble kun den inverse tilbudsfunksjonen for termiske kraft estimert, den er vist under.

$$\begin{aligned} \ln(\text{price_dk1}) = & \alpha + \beta_1 \ln(\text{dkw_therm_prd}) + \beta_2 \ln(\text{co2prc_ice}) \\ & + \beta_3 \ln(\text{price_gaspnrdc_ntrl}) + \beta_4 \ln(\text{daylength_min}) + \beta_5 \text{summer} \quad (10) \\ & + \beta_7 \sin_t + \beta_8 \cos_t + \beta_9 \text{trend}^2 + \beta_{10} \text{temp_dk} + u \end{aligned}$$

Som instrumenter for $\ln(\text{dkw_therm_prd})$ ble gov_bond_10yrs_dk , $\ln(\text{temp_dk_u17})^2$, summertime , weekendd , $\ln(\text{cpi_dk})$, holidayDK og trend benyttet.

CO2 prisen hadde signifikant effekt kun i noen timer om natten. Det kan skyldes at et basekraftverk som er mer avhengig av CO2 prisen er det marginale kraftverket om natten, mens et topplastverk som kan være et gasskraftverk er det marginale kraftverket på dagtid. Kullprisen ble utelatt da den ikke var signifikant. Som Figur 8 viser er kullprisen og gassprisen noe korrelert og kullprisen ble signifikant dersom gassprisen ble utelatt. Temperatur ble tatt med i likningen fordi temperatur under 17 førte til endogene instrumenter og temperatur ble signifikant i tilbudslikningen. Dersom kjølevannet som brukes i termiske kraftverk blir varmere kan det gi økte kostnader og er en mulig årsak til at temperatur ga signifikant effekt. I de timene som temperaturen har signifikant effekt vil økt temperatur føre til en stigning i prisen, noe som samsvarer med en slik teori.

Tabell 4: Estimerte inverse tilbudselastisiteter for termisk produksjon i DK1.

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ln(prod.)	1,66	1,62	1,84	1,87	1,77	1,59	1,23	1,04	0,87	0,78	0,79	0,84
Standardf	0,25	0,22	0,26	0,26	0,24	0,20	0,12	0,08	0,06	0,05	0,06	0,08
Time	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ln(prod.)	0,79	0,90	0,96	0,95	0,98	0,88	0,78	0,75	0,77	0,77	0,85	1,02
Standardf	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,07	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,13

Testen for instrumentstyrke ga i noen timer en F-verdi ned mot 8 som tyder på at instrumentene er svake i disse timene. Eksogene variabler i tilbudslikningen kunne ikke avkrefte i timene 1, 2, 3, 4, 5 og 6 og 24, men i mesteparten av timene kunne eksogene variabler avkrefte. Det er derfor nødvendig å bruke regresjon med instrumentvariabler. Testene for endogene instrumenter tydet på eksogene instrumenter i alle timer utenom 12 og 21.

6.1.4. Etterspørselsfunksjonen i det danske markedet

Under vises etterspørselsfunksjonen som ble brukt i estimeringen av det danske markedet.

$$\begin{aligned}
 \ln(\text{cons_dk1}) = & \alpha + \beta_1 \ln(\text{price_dk1}) + \beta_2 \text{summertime} + \beta_3 \text{summer} \\
 & + \beta_4 \text{gov_bond_10yrs_dk} + \beta_5 \ln(\text{cpi_dk}) + \beta_6 \text{weekend} \\
 & + \beta_7 \text{holidayDK} + \beta_8 \ln(\text{temp_dk_u17})^2 + \beta_9 \ln(\text{daylength_min}) \\
 & + \beta_{10} \cos_t + \beta_{11} \sin_t + \beta_{12} \text{trend} + u
 \end{aligned} \tag{11}$$

Til instrumenter for $\ln(\text{price_dk1})$ ble $\ln(\text{price_gaspnrdc_ntrl})$, $\ln(\text{co2prc_ice})$ og trend^2 benyttet.

Tabell 5: Estimert etterspørselsetlastisitet i DK1.

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ln(pris)	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
Standardf.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,03	0,04	0,03
Time	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ln(pris)	-0,05	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,03	-0,04	-0,03
Standardf.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01

Prisen viste seg å ha signifikant effekt på konsumet kun på natt- og kveldstid, dette er trolig på grunn av fullstendig uelastisk etterspørsel på dagen. Testene for eksogene variabler i etterspørselsfunksjonen kunne avkrefte for alle timene utenom time 8. Testene for overidentifiserende restriksjoner viste at instrumentene var eksogene i alle timene. F-testen for instrumentstyrke hadde F-verdi over 10 i alle timene, men var i noen timer ned mot 10. Det indikerer at instrumentene som er blitt brukt er noe svake.

6.2. Simuleringer og estimering av prisvolatiliteten

Det er blitt utført simuleringer av markedene ved bruk av programmeringsspråket Julia. Deler av koden i simuleringmodellen er basert på Matlab-kode fra Olvar Bergland (beregning av likevektsprisene og etterspørselsoverskudd, samt utregning av inntekt og produsentoverskudd). Simuleringene er blitt gjort for hver time i året. 2016 er blitt brukt som basisår i simuleringene og tilflyt i magasinene, vind- og solkraftproduksjon i Danmark er tilsvarende det de var dette året. Konsumprisindeksene, industrielle produksjonsindekser, gassprisen, karbonprisen, oljeprisen og renten på statsobligasjoner er satt til den gjennomsnittsverdien de hadde i 2016. I timene 6 til 17 er etterspørselen i det danske markedet satt fullstendig uelastisk siden regresjonen ikke hadde signifikant priseffekt på konsumet i DK1 i disse timene.

For hver av de tre undersøkelsesperiodene er volatiliteten beregnet med tre reservoarnivåer ved inngangen av året; 65%, 75% og 85%. Dette for å undersøke virkningen reservoarnivået har på volatiliteten. Det er blitt gjort simuleringer med dagens overføringskapasitet mellom Norge og Danmark på 1532MW, samt med en overføringskapasitet på 4000MW. Med en overføringskapasitet på 4000MW blir flaskehalsene nærmest utelukket og man får fullt ut illustrert vannkraftmagasinenes og vindkraftens samspill.

Vindkraftproduksjon er simulert med tre ulike scenarier; dagens nivå, 25% økning og 50% økning sammenliknet med 2016. Det er også tre ulike scenarier for solkraftproduksjonen; dagens nivå, 50% økning og 100% økning sammenliknet med 2016. I tillegg er det utført ett scenario der vindkraftproduksjon økes med 50% og solkraftproduksjonen med 100%.

Simuleringene er gjort kun med områdene NO2 og DK1 og overføringsmuligheten mellom disse. Områdene er i virkeligheten også koblet sammen med andre prisområder, og effekten av dette

kommer ikke med i modellen. NO2 er et område med produksjonsoverskudd, og med eksport særlig til NO1. Ved ikke å ta hensyn til dette vil det føre til urealistisk opphopning av vann i magasinene i NO2. For å løse dette problemet ble den gjennomsnittlige forskjellen i konsum og produksjon for hver time i døgnet i 2016 regnet ut. Etterspørselen i simuleringsmodellen i NO2 ble deretter multiplisert opp tilsvarende den relative forskjellen mellom konsum og produksjon for hver time i døgnet.

Resultatene som er oppgitt i kapittel 6.2.1 – 6.2.3 av endringer i vind- og solkraftproduksjonen er prosentvise endringer i standardavviket i forhold til resultatene fra basisscenarioet.

6.2.1. Prisvolatiliteten gjennom døgnet

For å få et mål på prisvolatiliteten gjennom døgnet er standardavviket til timeprisene gjennom hvert døgn beregnet. Av alle disse 365 standardavvikene er gjennomsnittet deretter beregnet for å få et endelig mål på den kortsiktige prisvolatiliteten.

Vannkraftmarkedet NO2

Tabell 6: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom døgnet i NO2.

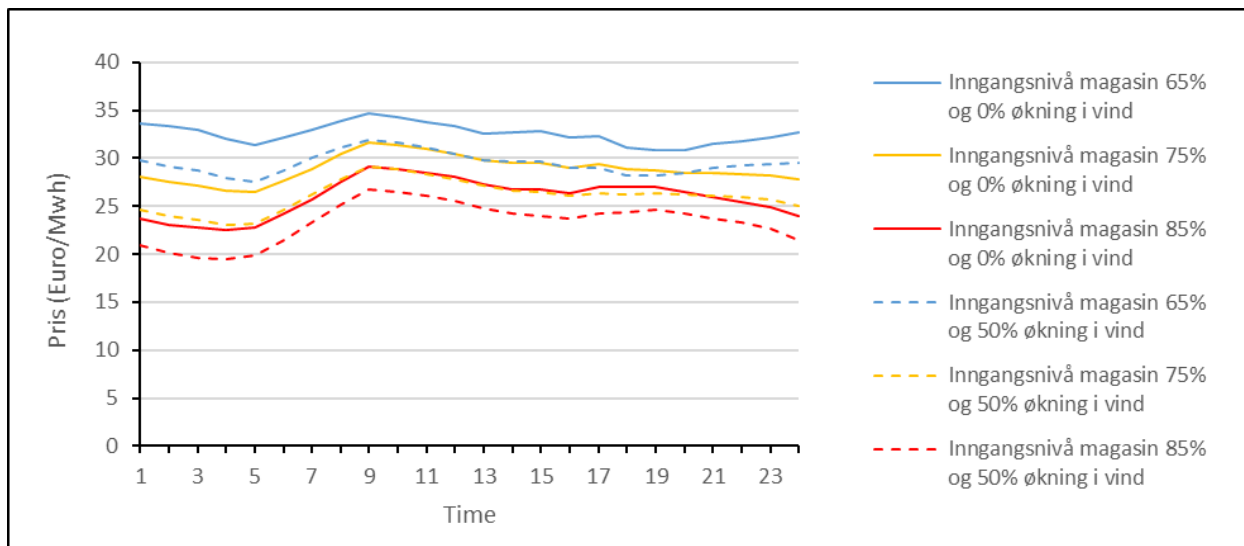
		Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016						
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	4.2%	7.6%	-0.9%	-1.2%	5.7%	
	75%	0.0%	7.6%	12.4%	-1.7%	-3.0%	9.2%	
	85%	0.0%	5.9%	9.5%	-1.8%	-3.4%	6.3%	

Som Tabell 6 viser fører økt vindkraft til en økning i prisvolatiliteten gjennom døgnet. Økningen er prosentvis størst dersom reservoarnivået ved inngangen av året er på 75%.

Prismønsteret gjennom døgnet er plottet i Figur 11. Her ser man at et lavere reservoarnivå fører til at prisdifferansen mellom dag og natt reduseres, ved reservoarnivå på 65% oppstår det også en pristopp på kvelden. Dette endrer seg om reservoarnivået blir høyere. Dersom det ikke er noen økning i vind- og solkraftproduksjon er prisvolatiliteten lavest når inngangsnivået i vannmagasinene er på 75% fordi priskurven er flatere utover kvelden.

Prisen reduseres mindre på dagen enn om natten av den økte vindkraften. Dette fører til økte prisvariasjoner gjennom døgnet. Man kan også se at prisreduksjonen av økt vindkraft totalt sett er størst dersom det er lavt reservoarnivå. Det skulle bety at prisvolatiliteten burde ha størst prosentvis økning dersom reservoarnivået er lavt av den økte vindkraften, men det skjer ikke fordi vindkraften også er med på å flate ut prisstigningen på kvelden som oppstår grunnet det lave reservoarnivået og derfor reduserer prisvariasjonen.

At prisvariasjon gjennom døgnet økte av mer vindkraftproduksjon var motsatt av hypotesen. Prisen på dagen vil bli redusert mindre enn prisen på natten og dermed føre til økning i prisvolatiliteten. I estimeringene av tilbudskurvene viste priselastisiteten seg å være mer uelastisk på natten enn på dagen i DK1, mens det var antatt motsatt da hypotesen ble utarbeidet. Det kan forklare at vindkraften fører til større reduksjon i prisene på natten enn på dagen.



Figur 11: Gjennomsnittsprisen for hver time gjennom døgnet i NO2 ved endring av vind og magasinnivå.

Økt solkraft fører som forventet til en reduksjon i prisvolatiliteten for alle reservoarnivåer. Man kan også se at dersom vindkraften øker med 50%, vil ikke en økning i solkraften på 100% være nok til å jevne ut prisvariasjonene skapt av den økte vindkraften. Økt solkraft fører til at pristoppene på dagtid reduseres.

Vind- og solkraftmarkedet DK1

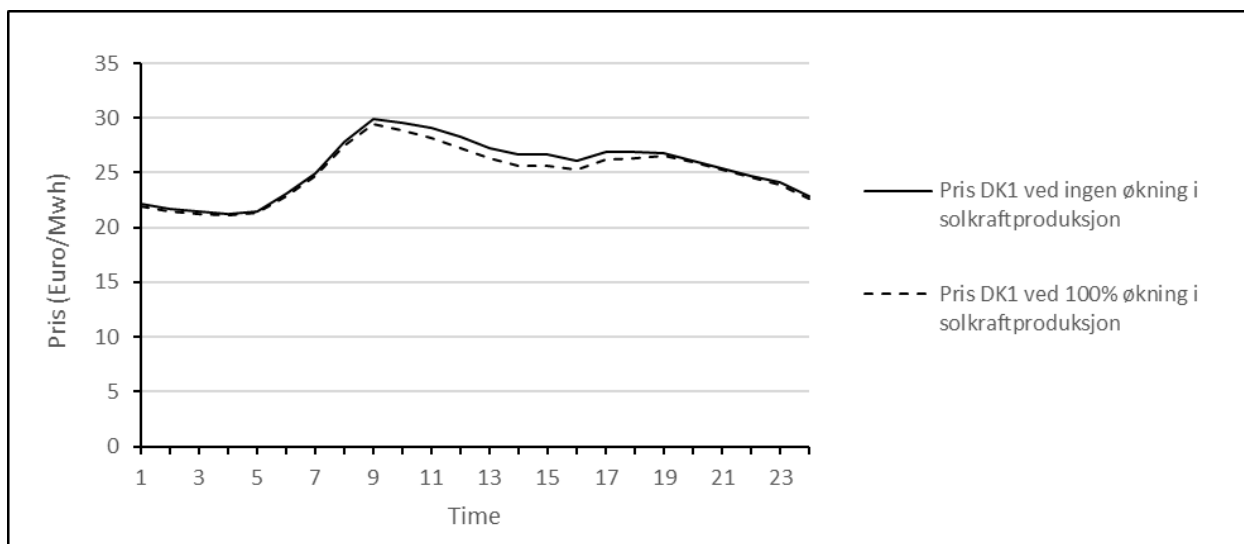
Tabell 7: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom døgnet i DK1.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
	Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
	Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	20.8%	36.7%	-0.9%	-1.3%	36.3%
	75%	0.0%	21.6%	37.5%	-2.1%	-3.3%	35.4%
	85%	0.0%	17.8%	29.6%	-2.6%	-4.5%	26.6%

Økt vindkraft fører til en stor økning av prisvolatiliteten gjennom døgnet. Økningen i prisvolatilitet er størst når magasinnivået ved inngangen til året er på 65%, mens den prosentvise endringen er omtrent lik ved 65% og 75% magasinnivå ved inngangen av året. Også i det danske markedet påvirker reservoarnivået i NO2 priskurven gjennom døgnet. På dagtid er prisene noe lavere i forhold til kveldstid dersom reservoaret er på 65% ved starten av perioden enn ved 75% og 85%. Prisen på kvelden og natten skyves også i det danske markedet mer ned enn på dagen dersom vindkraftproduksjonen øker, og er en av forklaringene til den økte prisvolatiliteten.

At det ble økt prisvolatilitet gjennom døgnet av mer vindkraftproduksjon var motsatt av det som var forventet. Det var og motsatt av de tidligere studiene til (Li, 2015) og (Jónsson, Pinson og Madsen, 2010) av det danske markedet som sa at økt vindkraft reduserte prisvolatiliteten. Resultatet samsvarer med funnene til (Benhmad og Percebois, 2014), (Woo *mfl.*, 2011) og (Ketterer, 2014) som undersøkte vindkraft sin påvirkning på prisvolatiliteten i andre markeder enn Nord Pool.

Den økte solkraften fører til en reduksjon i prisvolatiliteten gjennom døgnet og bekrefter dermed hypotesen. Økt solkraft fører til reduksjon i pristoppene på dagtid som vist i Figur 12. Reduksjonen i prisvolatilitet av økt solkraft blir prosentvis større jo høyere reservoarnivået i NO2 er.



Figur 12: Resultatet av 100% økning i solkraftproduksjon på prisen i DK1 gjennom døgnet når reservoarnivået ved inngangen av året er 85%. Solkraften fører til at pristoppene på dagtid reduseres og fører til mindre prisvariasjoner gjennom døgnet.

Overføringskapasitet på 4000MW

Dersom overføringskapasiteten økes slik at flaskehalsene fjernes blir det omtrent identisk pris i NO2 og DK1 og prisvolatiliteten blir følgelig lik i begge områder og kan undersøkes under ett.

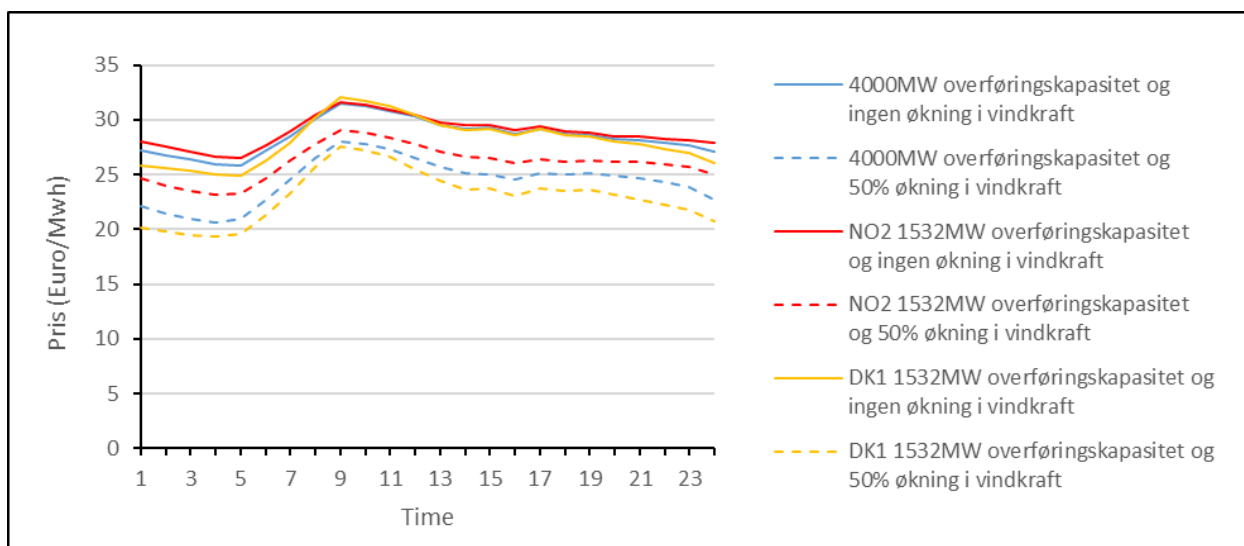
Tabell 8: Endring i prisvolatiliteten gjennom døgnet med en overføringskapasitet på 4000MW mellom Norge og Danmark.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	11.3%	23.6%	-0.9%	-1.3%	21.7%	
	75%	0.0%	13.8%	26.4%	-1.8%	-3.1%	23.4%	
	85%	0.0%	10.5%	19.8%	-1.9%	-3.5%	16.6%	

Som Tabell 8 viser gir økt vindkraftproduksjon en økning i prisvolatiliteten. Økningen er som i områdene ved 1532MW overføringskapasitet prosentvis størst når vannmagasinnivået ved inngangen til året er på 75%. Økt vindkraftproduksjon reduserer prisen på natten mer enn prisen på dagen og fører dermed til større variasjoner gjennom døgnet. Figur 13 viser hvordan prisen ved

en overføringskapasitet på 4000MW blir i forhold til prisen i det norske og danske markedet før økningen i overføringskapasitet.

Økt solkraftproduksjon gir en reduksjon i prisvolatiliteten, og denne reduksjonen er prosentvis størst dersom det er mye vann i magasinene. Reduksjonen i prisvolatiliteten er ikke like sterk som i det danske markedet når overføringskapasiteten er på 1532 MW.



Figur 13: Prisen ved ingen økning og 50% økning i vindkraftproduksjon. Reservoarnivået er ved inngangen av året på 75%.

6.2.2. Prisvolatiliteten gjennom måneden

Det er beregnet standardavviket av daglige priser gjennom hver måned for å få et mål på prisvolatiliteten gjennom måneden. I resultatene er gjennomsnittet av disse standardavvikene blitt brukt.

Vannkraftmarkedet NO2

Tabell 9: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom måneden NO2.

		Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016					
		Vind: 0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol: 0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	6.5%	9.4%	-0.5%	-1.0%	7.5%
	75%	0.0%	7.1%	10.6%	-0.4%	-0.9%	8.9%
	85%	0.0%	7.8%	11.7%	-0.3%	-0.7%	10.1%

Resultatene av simuleringene viser at økt vindkraftproduksjon i DK1 gir som forventet en økning i prisvolatiliteten gjennom måneden i NO2. Prisvolatiliteten øker prosentvis mest dersom reservoarnivået er høyt i starten av perioden sammenliknet med lavere reservoarnivå.

Økt solkraft fører ikke her til noen stor effekt, men det er en liten negativ effekt av økt solkraftproduksjon på prisvolatiliteten. Dette var identisk med hypotesen. Økt solkraft er også med på å dempe prisvolatiliteten dersom vindkraftproduksjonen øker med 50%.

Vind- og solkraftmarkedet DK1

Tabell 10: Prosentvis endring i prisvolatiliteten gjennom måneden DK1.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	36.1%	64.4%	-0.2%	-0.1%	64.2%	
	75%	0.0%	38.5%	68.6%	-0.4%	-0.5%	68.2%	
	85%	0.0%	39.5%	71.0%	-0.8%	-1.1%	70.1%	

Økt vindkraftproduksjon i DK1 hadde samme konsekvenser som i NO2 med en økning i prisvolatiliteten gjennom måneden, men den prosentvise økningen er i DK1 langt større enn i NO2. Dette var identiske med det som var trodd på forhånd. Økningen er prosentvis størst dersom reservoarnivået er høyt.

Økt solkraft i Danmark fører som forventet til en liten reduksjon i prisvariasjonene gjennom måneden. Økt solkraft fører også til en reduksjon i prisvolatiliteten dersom vindkraftproduksjonen er økt med 50%.

Overføringskapasitet på 4000MW

Tabell 11: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom måneden ved 4000MW overføringskapasitet mellom DK1 og NO2.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	14.9%	28.7%	-0.4%	-0.8%	27.5%	
	75%	0.0%	15.2%	29.3%	-0.4%	-0.8%	28.2%	
	85%	0.0%	15.4%	29.8%	-0.4%	-0.7%	28.7%	

Dersom overføringskapasiteten mellom områdene er på 4000 MW gir økt vindkraftproduksjon en økning i månedlig prisvolatilitet. Økningen er langt mindre enn i det danske markedet, men større enn i det norske da overføringskapasiteten var på 1532 MW. Det tyder på at vannkraftmarkedet evner å dempe prisvolatilitet gjennom måneden skapt av økt vindkraftproduksjon. Reservoarnivået påvirker størrelsesordenen på prisvolatiliteten i liten grad.

Solkraft gir en liten reduksjon i prisvolatiliteten dersom det er en overføringskapasitet på 4000 MW mellom områdene, også her virker det som om reservoarnivået har liten påvirkning på omfanget.

6.2.3. Prisvolatiliteten gjennom året

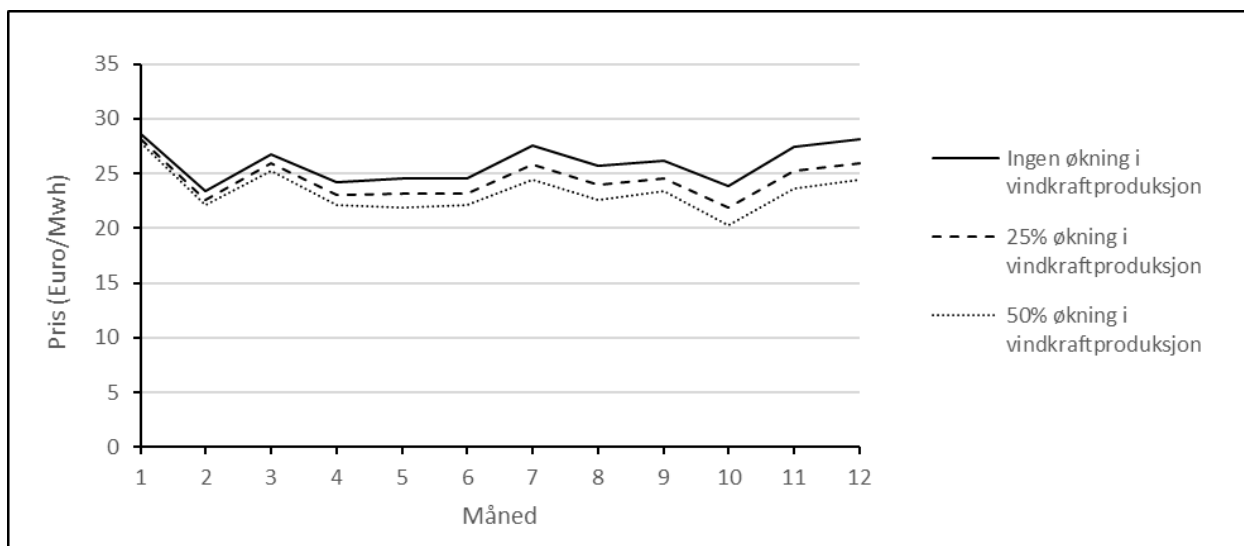
Prisvolatiliteten gjennom året er beregnet som standardavviket av månedlige priser gjennom året.

Vannkraftmarkedet NO2

Tabell 12: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året i NO2.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	12.6%	27.2%	1.5%	3.2%	31.8%	
	75%	0.0%	8.3%	22.1%	1.3%	2.9%	27.3%	
	85%	0.0%	0.8%	8.8%	0.7%	1.6%	13.0%	

Økt vindkraftproduksjon fører til en økning i prisvariasjonene i alle scenarioene for vindkraftproduksjonen. Grunnen til at økningen i prisvolatilitet er så marginal ved en økning på 25% vindkraft når reservoarnivået ved inngangen er på 85% kan sees i Figur 14. Det virker å være en liten prisøkning gjennom året når reservoarnivået er høyt ved inngangen til året. Ved 25% økning i vindkraft økes volatiliteten lite fordi prisen i slutten av året reduseres og derfor resulterer i en liten reduksjon gjennom året. Når vindkraften økes til 50% forårsaker opphopningen av vann i magasinene at prisene i slutten av året er redusert så mye på våren at det blir en større prisreduksjon, og fører derfor til en større økning i prisvariasjon gjennom året. At vindkraft ville øke prisvariasjonene på lang sikt var motsatt av det som var hypotesen, men denne volatiliteten skapes først og fremst av reduksjonen i prisen gjennom året. Prisendringene fra måned til måned endres minimalt av økt vindkraftproduksjon i DK1.



Figur 14: Prisen i NO2 gjennom året ved ulike nivåer for vindkraftproduksjon når magasininnivået ved inngangen av året er på 85%.

Økt solkraftproduksjon fører til en økning i prisvolatiliteten, denne økningen forsterkes dersom vindkraftproduksjonen er høy. Solkraften fører til at prisen reduseres mer på sommeren enn på vinteren. Dette var i tråd med det som var hypotesen.

Vind- og solkraftmarkedet DK1

Tabell 13: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året i DK1

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	23.6%	46.6%	-2.1%	-3.9%	39.3%	
	75%	0.0%	21.3%	49.7%	-3.2%	-5.7%	40.0%	
	85%	0.0%	6.6%	27.7%	-3.5%	-6.0%	17.6%	

Det er tydelig at økt vindkraftproduksjon fører til en økning av prisvolatiliteten gjennom året i DK1. Prosentvis økning er størst når reservoarnivået er på 65% når vindkraften økes med 25%, og 75% når vindkraften økes med 50%. I det danske markedet ble det som i NO2 også en effekt av at prisen sank utover året grunnet opphopning av vann i magasinene. Det var og en sterkere tendens til at økt vindkraft økte variasjonene i prisen fra måned til måned enn i det norske markedet. Økningene i prisvariasjonene fra måned til måned virket å være størst ved lavt reservoarnivå.

Økt solkraft reduserer prisvariasjonene gjennom året i Danmark fordi prisen blir redusert om sommeren, da prisen var høyest i null scenarioet. Dette var motsatt av hypotesen, men i hypotesen ble det antatt at prisene var lavest på sommeren og derfor ville blitt ytterligere redusert av den økte solkraften.

Overføringskapasitet på 4000MW

Tabell 14: Prosentvis endring i prisvolatilitet gjennom året ved 4000MW overføringskapasitet.

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	0.0%	5.5%	15.9%	0.9%	2.2%	18.6%	
	75%	0.0%	0.6%	9.9%	0.7%	1.8%	13.1%	
	85%	0.0%	-6.5%	-3.9%	0.2%	0.7%	-1.5%	

Med større overføringskapasitet blir resultatet noe forskjellig fra det som var resultatet i NO2 og DK1 ved 1532MW overføringskapasitet. Dersom det er lavt og middels reservoarnivå ved inngangen til året fører økt vindkraft til en økning i prisvolatiliteten. For scenarioet med et inngangsnivå i magasinene på 85% reduserer økt vindkraft prisvolatiliteten. Grunnen til at prisvolatiliteten øker ved lavt magasinnivå ved inngangen av året er fordi prisene blir lavere utover i året grunnet opphopning av vann i reservoarene av økt vindkraftproduksjon. Årsaken til at volatiliteten synker mer ved 25% økning enn ved 50% økning når reservoarnivået er på 85% skyldes at prisen stiger noe gjennom året dersom det ikke er noen økning i vindkraftproduksjonen. Når vindkraftproduksjonen øker med kun 25% fører det til en mer identisk pris mellom vår og høst, og dermed reduksjon i prisvolatilitet. Når økningen er så stor som 50% fører opphopningen av vann i magasinene utover i året til en så stor reduksjon på høsten at prisen blir lavere enn på våren, og derfor øker prisvolatiliteten igjen sammenliknet med 25% scenarioet.

Økt solkraft fører til en økning i prisvolatiliteten gjennom året. Dette var tilsvarende som resultatet i det norske markedet og i tråd med hypotesen.

6.2.4. Reservoarnivåets påvirkning på prisvolatiliteten

Tabell 15: Prisvolatiliteten i NO2 ved ulike reservoarnivåer ved inngangen til året.

Tidsperiode:		Ingen økning i vind- og solkraft			50% økning i vindkraft			100% økning i solkraft		
		År	Måned	Døgn	År	Måned	Døgn	År	Måned	Døgn
Reservoarnivå inngang	65%	2.36	3.86	2.41	3.00	4.23	2.59	2.44	3.83	2.38
	75%	1.83	3.51	2.33	2.24	3.88	2.62	1.89	3.48	2.26
	85%	1.79	3.20	2.59	1.95	3.57	2.84	1.82	3.18	2.50

Tabell 15 viser standardavvikene beregnet for NO2 og som fungerer som et mål på prisvolatiliteten. Det er tydelig at magasinnivået i NO2 påvirker størrelsen på prisvolatiliteten. Dette gjelder særlig årlig og månedlig prisvariasjon. I begge disse tidsperiodene vil ett høyere reservoarnivå føre til reduksjon i prisvolatiliteten. Dette er uavhengig av økning i produksjon fra de ikke-regulerbare fornybare energikildene. Gjennom døgnet er prisvolatiliteten noe høyere dersom det er høyt reservoarnivå enn ved middels og lavt reservoarnivå.

Tabell 16: Prisvolatiliteten i DK1 ved ulike inngangsnivåer på vannmagasinene i NO2.

Tidsperiode:		Ingen økning i vind- og solkraft			50% økning i vindkraft			100% økning i solkraft		
		År	Måned	Døgn	År	Måned	Døgn	År	Måned	Døgn
Reservoarnivå inngang	65%	2.31	5.57	3.63	3.39	9.16	4.97	2.22	5.57	3.59
	75%	1.70	4.81	3.39	2.55	8.10	4.67	1.60	4.78	3.28
	85%	1.66	4.27	3.55	2.12	7.30	4.60	1.56	4.22	3.39

Også i DK1 påvirker vannmagasinnivået i NO2 prisvolatiliteten. En økning i reservoarnivået fører som i det norske markedet til en reduksjon i årlig og månedlig prisvolatilitet. Dette gjelder også ved mer vind- og solkraftproduksjonen enn 2016-nivå. Gjennom døgnet er prisvolatiliteten minst når reservoarnivået ved inngangen til året er på 75% når det ikke er noen økning i vindkraft, og når solkraftproduksjonen øker med 100%. Ved en økning på 50% vindkraftproduksjon, fører økt reservoarnivå til en reduksjon i prisvariasjonene gjennom døgnet.

6.2.5. Hvordan påvirker økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden i Danmark prisvolatiliteten?

Estimeringene av etterspørselskurven ga signifikant priseffekt på konsumet i noen timer på natten og kvelden. For å undersøke effekten av økning i brukerfleksibiliteten på etterspørselssiden i DK1, er det gjennomført simuleringer der brukerfleksibiliteten er økt med 25% i timene der det var signifikant priseffekt på konsumet. Det er også gjennomført ett scenario der brukerfleksibiliteten også øker på dagtid, og ett scenario med identisk økning i fleksibilitet for alle timene i døgnet.

Økt brukerfleksibilitet på natt og kveldstid i DK1

Tabell 17: Prisvolatiliteten i det danske markedet ved økt brukerfleksibilitet på kveld- og nattestid. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.

<i>Økt vindkraftproduksjon:</i>	0%		50%		0%	
<i>Økt solkraftproduksjon:</i>	0%		0%		100%	
<i>Endring brukerfleksibilitet:</i>	0	+25%	0	+25%	0	+25%
<i>År</i>	1.70	1.68	2.55	2.54	1.60	1.58
<i>Måned</i>	4.81	4.81	8.10	8.08	4.78	4.79
<i>Døgn</i>	3.39	3.46	4.67	4.71	3.28	3.34

Økt brukerfleksibilitet på kvelden og natten påvirker prisvolatiliteten i liten grad gjennom året og måneden. Men det er en liten tendens til reduksjon i prisvolatilitet gjennom året. Gjennom døgnet fører økt brukerfleksibilitet på kvelden og natten til en økning i prisvariasjonene. Årsaken til dette er at den økte brukerfleksibiliteten på kveld- og nattestid fører til lavere priser i disse timene. Dette er de timene i døgnet der prisene fra før av er lavest. Ytterligere reduksjon i prisene fører derfor til økt forskjell mellom prisen på dagen og prisen på natten, og derfor større prisvariasjoner gjennom døgnet. Dette er motsatt av hva som ble trodd i hypotesen, men da ble det antatt identisk etterspørselselastisitet opprinnelig gjennom døgnet i det danske markedet.

Økt brukerfleksibilitet også på dagtid

I dette scenarioet er det antatt at det også vil komme økt brukerfleksibilitet på dagtid i det danske markedet. Etterspørselselastisiteten er på dagtid satt tilsvarende gjennomsnittsverdien av timene på kvelden og natten der det var signifikant effekt. På kvelden og natten er etterspørselselastisiteten satt til sin opprinnelige verdi, uten noen endringer.

Tabell 18: Prisvolatiliteten ved økt brukerfleksibilitet også på dagtid i DK1. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.

	0%		50%		0%	
	0%		0%		100%	
Endring brukerfleksibilitet:	0	Økt dagt.	0	Økt dagt.	0	Økt dagt.
År	1.70	1.60	2.55	2.48	1.60	1.54
Måned	4.81	4.73	8.10	7.95	4.78	4.75
Døgn	3.39	3.00	4.67	4.28	3.28	2.98

Det blir en reduksjon i prisvolatilitet både gjennom døgnet, måneden og året av økt brukerfleksibilitet på dagtid. Dette skjer både dersom det ikke er noen økning i vind- og solkraft, samt når denne produksjonen øker. Dette var i tråd med hypotesen.

Identisk endring i brukerfleksibilitet i alle timer i døgnet

I dette scenarioet er simuleringene gjort med en identisk økning i brukerfleksibiliteten for hver time i døgnet. Økning i brukerfleksibilitet er for hver time tilsvarende en økning på 25% av gjennomsnittsverdien til priselastisitetene.

Tabell 19: Prisvolatiliteten ved en identisk økning i brukerfleksibilitet i DK1 i alle døgnetts timer. Reservoarnivået i NO2 ved inngangen av året er på 75%.

	0%		50%		0%	
	0%		0%		100%	
Endring brukerfleksibilitet:	0	Identisk økning	0	Identisk økning	0	Identisk økning
År	1.70	1.67	2.55	2.53	1.60	1.58
Måned	4.81	4.79	8.10	8.06	4.78	4.77
Døgn	3.39	3.35	4.67	4.62	3.28	3.25

En identisk økning i brukerfleksibiliteten fører til en reduksjon i prisvolatiliteten i alle tidsperiodene. Gjennom døgnet virker det som at prisen på dagen reduseres mer enn på natten særlig ved høyt reservoarnivå. At en identisk endring i brukerfleksibiliteten førte til reduksjon i prisvolatiliteten var som antatt på forhånd.

6.3. Konsekvenser

De økte prisvariasjonene grunnet økt vindkraftproduksjon kan føre til at flere risikoaverse aktører ønsker å sikre seg mot disse variasjonene ved å bruke de finansielle futures/forward markedene. Prisvariasjonene kan også være vanskelige å forutse grunnet den stokastiske produksjonen, dette gjelder spesielt prisvariasjoner skapt av vindkraft. Tapene ved å ikke sikre seg tilstrekkelig mot prisvariasjoner kan bli større. For eksempel for en sluttbrukerleverandør som har mange kunder på fastpriskontrakt, vil økte variasjoner føre til større risiko dersom aktøren ikke er sikret mot prisvariasjoner.

Større prisvariasjoner kan også føre til økt etterspørsel etter reguleringsevne i markedet. «Med økende prisforskjeller vil kraftprodusentene ønske å øke sin fleksibilitet», (Statnett, 2010, s. 11). En mulighet for å øke fleksibiliteten er ved å bygge pumpekraftverk. Større prisvariasjoner gjennom døgnet kan føre til økt lønnsomhet for pumpekraftverk i Norge.

Disse konsekvensene må vurderes i sammenheng med endringer i inntekten for produsentene ved økt vind- og solkraftproduksjon. Dersom inngangsnivået på reservoaret i NO2 er på 85% viser simuleringene at en økning på 25% i vindkraftproduksjonen fører til en reduksjon i inntekten for vannkraftprodusentene i NO2 på omtrent 101 millioner euro. Vindkraftprodusentene i DK1 vil få økt inntekten med 5 millioner euro, mens solkraftprodusentene får redusert sin inntekt med 1 million euro. Produsentoverskuddet for termiske produsenter i DK1 reduseres med 17 millioner euro. Dersom vindkraften økes med 50% blir reduksjonen i inntekten for norske vannkraftprodusenter på 182 millioner euro. For danske vindkraftprodusenter gjør prisreduksjonen slik at de vil få en reduksjon i inntekt på 2 millioner euro til tross for den økte produksjonen. Solkraftprodusentene vil også få en reduksjon i inntekt på 2 millioner euro, mens produsentoverskuddet for termiske produsenter reduseres med 30 millioner euro. Dersom solkraftproduksjonen øker med 100% fra 2016 nivå, fører det til en reduksjon i inntektene for vannkraftprodusentene på 27 millioner euro, mens vindkraftprodusentenes inntekt reduseres med 4 millioner euro. Solkraftprodusentene vil få økt sin inntekt med 12 millioner euro og produsentoverskuddet til termiske produsenter vil reduseres med 4 millioner euro.

Vindkraftprodusentene får reduksjon i inntekt sammenliknet med null scenarioet dersom vindkraftproduksjonen økes med 50% for alle scenarioene for reservoarnivå. Dette skjer fordi prisen drives kraftig ned av den økte vindkraften blant annet fordi DK1 er et område med lite konsum. Dersom overføringskapasiteten til NO2 økes til 4000MW ender vindkraftprodusentene

opp med å få økning i inntektene både ved 25% økning og 50% økning i vindkraftproduksjonen uavhengig av reservoarnivået. Ved inngangsnivå i vannmagasinene i NO2 på 85% blir nå økningen i inntekten for vindkraftprodusentene på 28 millioner euro dersom vindkraftproduksjonen øker med 25%, og 48 millioner dersom vindkraftproduksjonen øker med 50%. Solkraftprodusentene får nå en økning i inntektene på 6 millioner euro ved en 50% økning i solkraftproduksjonen, mens inntektene øker med 12 millioner euro om solkraftproduksjonen øker med 100%.

Gjennomsnittet av timeprisene gjennom året reduseres for alle scenarioene for økt vind- og solkraftproduksjon dersom overføringskapasiteten er på 1532MW sammenliknet med null scenarioet. Dersom reservoarnivået ved inngangen er på 85% og økningen i vindkraftproduksjon er på 25% reduseres prisen i NO2 med 1,43 euro/Mwh og 2,41 euro/Mwh i DK1. Dersom vindkraftproduksjonen øker med 50% betyr det en reduksjon i prisen i Norge på 2,57 euro/Mwh og 4,61 euro/Mwh i DK1. 100% økning i solkraftproduksjon resulterer i en reduksjon i prisen på 0,38 euro/Mwh i NO2, og en reduksjon på 0,47 euro/Mwh i DK1.

7. Konklusjon

Målet med studien var å finne effekten av økt vind- og solkraftproduksjon på prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet. Dette er gjort ved å undersøke det norske NO2 markedet (vannkraftmarkedet) og det danske DK1 markedet (sol- og vindkraftmarkedet). Tilbud- og etterspørselskurver ble estimert i begge områder, og disse ble brukt til å gjennomføre simuleringer med scenarier for vind- og solkraftproduksjon. Vindkraften ble forsøkt økt med 25% og 50%, mens solkraften ble økt med 50% og 100% sammenliknet med 2016 nivå. Det ble og gjennomført scenarier med økt overføringskapasitet mellom områdene, og med justert etterspørselastisitet i DK1.

Økt vindkraft viste seg å øke prisvolatiliteten gjennom døgnet i både NO2 og DK1. Dette var motsatt av hva som var trodd på forhånd. Gjennom måneden ga økt vindkraftproduksjon som forventet økt prisvolatilitet i begge områdene. Gjennom året var det forventet at prisvolatiliteten ville bli redusert av økt vindkraftproduksjon, her viste resultatet at prisvariasjonene økte av mer vindkraftproduksjon i de fleste tilfeller. Årsaken til dette var at prisen falt gjennom året grunnet opphopning av vann i reservoarene og derfor førte til større prisvariasjoner. Sett bort ifra dette prisfallet var det små endringer i prisvolatiliteten gjennom året ved økt produksjon fra de ikke-regulerbare energikildene.

Økt solkraftproduksjon ga en liten økning i prisvolatiliteten gjennom året i det norske markedet, men førte til en reduksjon i det danske markedet. For det norske markedet var dette i tråd med hypotesen. Det var antatt at prisene fra før av var lavest om sommeren og at solkraften derfor ville ytterligere redusere prisene og dermed øke prisvolatiliteten gjennom året. I det danske markedet var prisene høyest om sommeren i utgangspunktet, derfor en reduksjon i prisvolatilitet av økt solkraftproduksjon. Gjennom døgnet og måneden førte økt solkraft som forventet til reduksjon i prisvolatiliteten. Solkraften førte til at pristoppene på dagtid ble redusert.

Det ble og undersøkt om reservoarnivået i Norge påvirker prisvolatiliteten. Dette viste seg å stemme både gjennom året, måneden og døgnet. Gjennom året og gjennom måneden førte økt reservoarnivå til en reduksjon i prisvolatiliteten for alle scenarier for vind og solkraftproduksjon i både NO2 og DK1. Gjennom døgnet ga høyt reservoarnivå høyere prisvolatilitet i NO2 enn ved middels og lavt reservoarnivå ved alle scenarioene for vind- og solkraftproduksjon, mens resultatene for DK1 var mer tvetydige.

Økt brukerfleksibilitet på etterspørselssiden i timene på kvelden og natten der regresjonene viste signifikant priseffekt på konsumet i DK1 førte til liten påvirkning på prisvolatiliteten gjennom året og måneden, men gjennom døgnet førte det til en økning i prisvolatiliteten. Dersom det ble økt brukerfleksibilitet også på dagtid førte dette til en reduksjon i prisvolatiliteten for alle tidsperiodene, det samme gjaldt ved en identisk økning i brukerfleksibiliteten i alle døgnetimer. Denne studien tar kun for seg områdene DK1 og NO2. En forlenging kan være å legge flere områder til modellen. For NO2 kan dette være aktuelt se på en sammenkobling med NO5 og NO1, mens for Danmark kan det være interessant å undersøke en sammenkobling med SE3. Det er også mulig å legge til bølge- og tidevannskraft i simuleringsmodellen.

8. Referanser

Benhmad, F. og Percebois, J. (2014) *Wind Power Feed-in Impacts on Electricity system*.

Cervigni, G. og Perekhodtsev, D. (2013) «Wholesale electricity markets», i *The Economics of Electricity Markets*. Edward Elgar, s. 18–66.

Clò, S., Cataldi, A. og Zoppoli, P. (2015) «The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices», *Energy Policy*, 77, s. 79–88.

Dark Sky (2017) *Dark Sky*, www.darksky.net. Tilgjengelig på: <https://darksky.net/poweredby/>.

DK-kalender.dk (2017) *Dansk kalender med helligdage*, www.dk-kalender.dk. Tilgjengelig på: <http://www.dk-kalender.dk/>.

Energinet.dk (2014) *Neutral gaspris før d.1 oktober 2014*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/GAS/Produkter-og-handel/Transmissionstarif-prisblad/Sider/Neutralgaspris.aspx> (Åpnet: 20. januar 2017).

Energinet.dk (2016a) *Elproduksjon*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Termisk-produksjon/Sider/Termisk-produksjon.aspx> (Åpnet: 20. januar 2017).

Energinet.dk (2016b) *Forbrug i Danmark*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Sider/Forbrug-i-Danmark.aspx> (Åpnet: 14. februar 2017).

Energinet.dk (2016c) *Sol*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/VE-produksjon/Sider/Sol.aspx> (Åpnet: 16. januar 2017).

Energinet.dk (2016d) *VE produksjon*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/VE-produksjon/Sider/default.aspx> (Åpnet: 16. januar 2017).

Energinet.dk (2017a) *Neutral gaspris*, www.energinet.dk. Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/GAS/Produkter-og-handel/Transmissionstarif-prisblad/Sider/Neutralgaspriser2.aspx> (Åpnet: 20. februar 2017).

Energinet.dk (2017b) *Udtræk af markedsdata*, [www.energinet.dk](http://energinet.dk). Tilgængelig på: <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx> (Åpnet: 13. januar 2017).

Energistyrelsen (2017) *Fremme af solcelleanlæg*, [www.ens.dk](http://ens.dk). Tilgængelig på: <https://ens.dk/ansvarsomraader/solenergi/fremme-af-solcelleanlaeg> (Åpnet: 20. januar 2017).

ENTSO-E Transparency Platform (2017) *Actual Generation per Production Type*, *ENTSO-E Transparency Platform*. Tilgængelig på: <https://transparency.entsoe.eu> (Åpnet: 20. januar 2017).

Fornybar.no (2016a) *Solenergi - Teknologi*, www.fornybar.no. Tilgængelig på: <http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi> (Åpnet: 9. februar 2017).

Fornybar.no (2016b) *Vindkraft - Teknologi*, www.fornybar.no. Tilgængelig på: <http://www.fornybar.no/vindkraft/teknologi> (Åpnet: 9. februar 2017).

Førsund, F. R. (2007) *Hydropower Economics*. 1. utg. Springer.

Jacobsen, E. D. K. og Rasmussen, P. (2015) *Analyse af udbredelse av VE teknologi i Danmark - Delrapport 2*. Tilgængelig på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/2_statistik_ve_boligopvarmning_-_analyse_af_ve_initiativer.pdf.

Jónsson, T., Pinson, P. og Madsen, H. (2010) «On the market impact of wind energy forecasts», *Energy Economics*, 32(10), s. 313–320.

Ketterer, J. C. (2014) «The impact of wind power generation on the electricity price in Germany», *Energy Economics*, 44, s. 270–280.

Li, Y. (2015) *Quantifying the impacts of wind power generation in the day-ahead market: The case of Denmark*.

Nasdaq (2017) *Power Derivatives*, www.nasdaqomx.com. Tilgængelig på: <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power> (Åpnet: 20. januar 2017).

Nord Pool (2008) *List of changes in Elspot Area*. Tilgængelig på: <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/day-ahead/elspot-area-change-log.pdf>.

Nord Pool (2017a) *Bidding areas*, www.nordpoolspot.com. Tilgjengelig på: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/> (Åpnet: 19. januar 2017).

Nord Pool (2017b) *Day-ahead market*, www.nordpoolspot.com. Tilgjengelig på: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/> (Åpnet: 26. januar 2017).

Nord Pool (2017c) *Day-ahead overview*, www.nordpoolspot.com. Tilgjengelig på: <http://www.nordpoolspot.com/maps/#/nordic> (Åpnet: 19. januar 2017).

Nord Pool (2017d) *Nord Pool*, www.nordpoolspot.com.

Norges Bank (2017) *Rentestatistikk*, www.norges-bank.no. Tilgjengelig på: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/> (Åpnet: 24. februar 2017).

Norskkalender.no (2017) *Norsk kalender med helligdager*, www.norskkalender.no. Tilgjengelig på: <http://www.norskkalender.no/>.

NVE (2015) *Rapporter - vassmagasinstatistikk*, www.nve.no. Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/> (Åpnet: 23. januar 2017).

NVE (2017) *Fyllingsgrad magasiner elspotområder*, www.nve.no. Tilgjengelig på: <http://vannmagasinfylling.nve.no/Default.aspx?ViewType=AllYearsTable&Omr=EL> (Åpnet: 23. januar 2017).

OFX (2017) *Historical Exchange Rates*, www.ofx.com. Tilgjengelig på: <https://www.ofx.com/en-au/forex-news/historical-exchange-rates/> (Åpnet: 21. februar 2017).

Olje- og Energidepartementet (2015) *FAKTA - Energi- og vannressurser i Norge*. Tilgjengelig på: https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf.

Quandl (2017) *ECX EUA Futures, Continuous Contract #1 (C1) (Front Month)*, www.quandl.com. Tilgjengelig på: https://www.quandl.com/data/CHRIS/ICE_C1-ECX-EUA-Futures-Continuous-Contract-1-C1-Front-Month (Åpnet: 15. februar 2017).

SSB (2014) *Energibruk i husholdningene, 2012*, www.ssb.no. Tilgjengelig på: <https://ssb.no/husenergi> (Åpnet: 14. februar 2017).

SSB (2017a) *Konsumprisindeksen, januar 2017*, www.ssb.no. Tilgjengelig på:

<https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/statistikker/kpi/maaned/2017-02-10?fane=tabell&sort=nummer&tabell=293183> (Åpnet: 15. februar 2017).

SSB (2017b) *Tabell: 07095: Produksjonsindeks for industrien, etter næring (SN2007) og varetype (2005=100)*, www.ssb.no. Tilgjengelig på:

<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=ProdIndexIndNY&KortNavnWeb=pii&PLanguage=0&checked=true> (Åpnet: 15. februar 2017).

StataCorp. (2015) *Manuals Stata14 - ivregress postestimation*. Stata.com. Tilgjengelig på:

<http://www.stata.com/manuals14/rivregresspostestimation.pdf>.

Statistics Denmark (2017a) *Consumer Price Index*, www.dst.dk. Tilgjengelig på:

<http://www.dst.dk/en/Statistik/emner/priser-og-forbrug/forbrugerpriser/forbrugerprisindeks#> (Åpnet: 23. februar 2017).

Statistics Denmark (2017b) *MPK3: DANMARKS NATIONALBANK'S OFFICIAL INTEREST RATES, INTER-BANK INTEREST RATES AND AVERAGE BOND BY TYPE*, www.statbank.dk.

Tilgjengelig på:

<https://www.statbank.dk/statbank5a/SelectVarVal/Define.asp?Maintable=MPK3&PLanguage=1> (Åpnet: 28. februar 2017).

Statistics Denmark (2017c) *PROD01: INDUSTRIAL PRODUCTION INDEX (2010=100) BY SEASONAL ADJUSTMENT AND INDUSTRY (DB07)*, www.statbank.dk. Tilgjengelig på:

<http://www.statbank.dk/PROD01> (Åpnet: 15. februar 2017).

Statnett (2010) «Notat - Nye utenlandsforbindelser og lønnsomhet ved effektutvidelser».

Tilgjengelig på: [http://www.statnett.no/PageFiles/6207/Dokumenter/~3-Dokumentasjon tidligere arbeid/Incentiver til effektinvesteringer .pdf](http://www.statnett.no/PageFiles/6207/Dokumenter/~3-Dokumentasjon%20tidligere%20arbeid/Incentiver%20til%20effektinvesteringer.pdf).

Sunsetsunrisetime.com (2017) *Sunrise and sunset times in Larvik*, www.sunsetsunrisetime.com.

Tilgjengelig på: http://sunsetsunrisetime.com/Norway/Larvik_15285.html (Åpnet: 15. februar 2017).

The World Bank Group (2017) *Commodity Markets - Publications and Data*,

<http://www.worldbank.org>. Tilgjengelig på: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> (Åpnet: 3. januar 2017).

U.S. Energy Information Administration (2017) *Petroleum & other liquids - Data - Spot Prices*,

www.eia.gov. Tilgjengelig på: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm (Åpnet: 30. januar 2017).

Woo, C. K., Horowitz, I., Moore, J. og Pacheco, A. (2011) «The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience», *Energy Policy*, 39(7), s. 3939–3944.

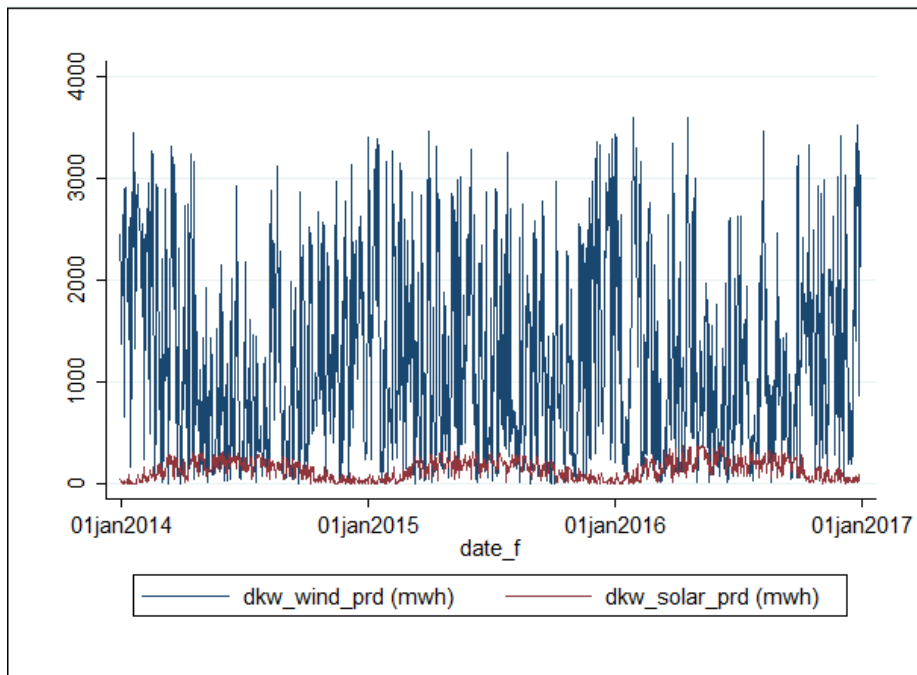
Wooldridge, J. M. (2014) *Introduction to Econometrics*. Europe, Mi.

Xgeo.no (2017) *Snømengde*, *www.xgeo.no*. Tilgjengelig på: <http://www.xgeo.no/> (Åpnet: 16. februar 2017).

9. Vedlegg

9.1. Vedlegg 1: Vind- og solkraftproduksjon i DK1 i 2016

Vind- og solkraftproduksjon i DK1 i 2014-2017. Basert på data fra Energinet.dk (Energinet.dk, 2017b).



9.2. Vedlegg 2: Standardavvikene fra simuleringene

Prisvolatilitet gjennom året i NO2 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
	Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
	Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	2.36	2.66	3.00	2.39	2.44	3.11
	75%	1.83	1.99	2.24	1.86	1.89	2.33
	85%	1.79	1.81	1.95	1.80	1.82	2.03

Prisvolatilitet gjennom måneden i NO2 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
Vind:		0%	25%	50%	0%	0%	50%
Sol:		0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	3.86	4.12	4.23	3.85	3.83	4.16
	75%	3.51	3.76	3.88	3.49	3.48	3.82
	85%	3.20	3.45	3.57	3.19	3.18	3.52

Prisvolatilitet gjennom døgnet i NO2 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
Vind:		0%	25%	50%	0%	0%	50%
Sol:		0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	2.41	2.51	2.59	2.39	2.38	2.55
	75%	2.33	2.51	2.62	2.29	2.26	2.54
	85%	2.59	2.74	2.84	2.54	2.50	2.75

Prisvolatilitet gjennom året i DK1 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
Vind:		0%	25%	50%	0%	0%	50%
Sol:		0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	2.31	2.86	3.39	2.26	2.22	3.22
	75%	1.70	2.06	2.55	1.65	1.60	2.38
	85%	1.66	1.77	2.12	1.60	1.56	1.96

Prisvolatilitet gjennom måneden i DK1 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	5.57	7.59	9.16	5.57	5.57	9.15	
	75%	4.81	6.66	8.10	4.79	4.78	8.08	
	85%	4.27	5.95	7.30	4.23	4.22	7.26	

Prisvolatilitet gjennom døgnet i DK1 ved overføringskapasitet på 1532MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	3.63	4.39	4.97	3.60	3.59	4.95	
	75%	3.39	4.13	4.67	3.32	3.28	4.60	
	85%	3.55	4.18	4.60	3.46	3.39	4.50	

Prisvolatilitet gjennom året i NO2 ved overføringskapasitet på 4000MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016								
		Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
		Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	2.08	2.20	2.41	2.10	2.13	2.47	
	75%	1.67	1.68	1.83	1.68	1.70	1.88	
	85%	1.69	1.58	1.62	1.69	1.70	1.66	

Prisvolatilitet gjennom måneden i NO2 ved overføringskapasitet på 4000MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
	Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
	Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	4.19	4.82	5.40	4.18	4.16	5.35
	75%	3.74	4.31	4.83	3.72	3.71	4.79
	85%	3.37	3.89	4.38	3.36	3.35	4.34

Prisvolatilitet gjennom døgnet i NO2 ved overføringskapasitet på 4000MW

Økning i vind- og solkraftproduksjon sammenliknet med 2016							
	Vind:	0%	25%	50%	0%	0%	50%
	Sol:	0%	0%	0%	50%	100%	100%
Reservoarnivå inngang	65%	2.56	2.85	3.16	2.54	2.53	3.11
	75%	2.51	2.85	3.17	2.46	2.43	3.09
	85%	2.74	3.03	3.28	2.69	2.64	3.19

9.3. Vedlegg 3: Simuleringsmodell (Julia kode)

```
# Include functions
include("ex_demand_dk.jl")
include("equil_price_dk.jl")
include("ex_demand_no.jl")
include("equil_price_no.jl")
using DataArrays, DataFrames
# Read data from csv file
alldata = readtable("dataset-korr.csv")
betas_sn = readtable("betas_supply_no.csv")
betas_dn = readtable("betas_demand_no.csv")
betas_sd = readtable("betas_supply_dk.csv")
betas_dd = readtable("betas_demand_dk.csv")
```

```

# REVENUE AND PS
revHydro = 0
revWind = 0
revSolar = 0
psThermal = 0
# SCENARIO VALUES
WIND_INCR = 1.0
SOLAR_INCR = 1.0
# Values
P_MIN = 0
P_MAX = 1000
RES_CAP = 32725
CAP_DK_NO = 1532
CPI_NO = 103.55
CPI_DK = 100.24
IPI_DK_SA = 109
IPI_NOR_SA = 84.72
CO2_PRICE_ICE = 5.4
GASPOINT_NORDIC_NEUTRAL = 13.7
COAL_AUSTRALIAN = 61.1
GOV_BOND_10YRS_DK = 0.27
GOV_BOND_5YRS_NO = 0.84
# Weekly Production
week_production_no2 = 0
#STARTVALUE RESERVOAR
RES_STARTVALUE = 0.85
RES_NO2 = RES_CAP*RES_STARTVALUE
#TimeSumVars
price_no_dailysum = 0
price_dk_dailysum = 0
price_no_monthlysum = 0
price_dk_monthlysum = 0

```

```

filenamestring =
string("_w",WIND_INCR,"_s",SOLAR_INCR,"_r",RES_STARTVALUE,"_o",CAP_DK_NO)
# Output files for simulations
outputfile_hour = open(string("simout_b16_",filenamestring,"_hour.csv"),
"a+");
write(outputfile_hour,"day, hour, price no, price dk, prod no, prod dk,
reservoir no");
outputfile_day = open(string("simout_b16_",filenamestring,"_day.csv"), "a+");
write(outputfile_day,"day, price no, price dk, reservoir no");
outputfile_month = open(string("simout_b16_",filenamestring,"_month.csv"),
"a+");
write(outputfile_month,"-,price no, price dk, reservoir no");
outputfile_txt = open(string("simout_b16_simulations.txt"), "a+");

# For st dev calculations
lastDays = 0
arrayMonthlyPricesNO = Float64[]
arrayMonthlyPricesDK = Float64[]
arrayDailyPricesNO = Float64[]
arrayDailyPricesDK = Float64[]
arrayDailyPricesInMonthNO = Float64[]
arrayDailyPricesInMonthDK = Float64[]
arrayHourlyPricesNO = Float64[]
arrayHourlyPricesDK = Float64[]

arrayDailyStDevHourlyPricesNO = Float64[]
arrayDailyStDevHourlyPricesDK = Float64[]
arrayMonthlyStDevDailyPricesNO = Float64[]
arrayMonthlyStDevDailyPricesDK = Float64[]
arrayAllPricesNO = Float64[]
arrayAllPricesDK = Float64[]
# FOR BLOCK GO THROUGH YEAR
for dayInYear in 1:365
# READ INFLOW MWH
INFLOW_RES_NO2 = alldata[1+((dayInYear-1)*24),:118]

```

```

# NEW WEEK -> UPDATE RESERVOAR
if ((dayInYear % 7 == 1) && (dayInYear > 1))
    RES_NO2 += ((INFLOW_RES_NO2 - week_production_no2)/1000)
    week_production_no2 = 0
end

# Check for overflow
if(RES_NO2 > RES_CAP)
    RES_NO2 = RES_CAP
end

for hourInDay in 1:24
#calculate obs no
obsNo = ((dayInYear-1)*24)+hourInDay
# Diff consumption and production NO2
diff_cons_prod_no2 = betas_sn[hourInDay,:15]
# GET REAL data
lntemp_no_u17 = alldata[obsNo,:88]
lntemp_no_u17_sq = alldata[obsNo,:111]
diffsn_blfj = alldata[obsNo,:79]
lndaylength_min = alldata[obsNo,:100]
trend = alldata[obsNo,:124]
trendsq = alldata[obsNo,:125]
cos_t = alldata[obsNo,:120]
sin_t = alldata[obsNo,:121]
weekendd = alldata[obsNo,:21]
summertime = alldata[obsNo,:80]
holidayNO = alldata[obsNo,:73]
holidayDK = alldata[obsNo,:74]
lntemp_dk_u17_sq = alldata[obsNo,:110]
MEDIAN_FYLLINGSGRAD = alldata[obsNo,:68]
WINDPWR_DK = alldata[obsNo,:57]
SOLARPWR_DK = alldata[obsNo,:72]
summer = alldata[obsNo,:123]
temp_dk = alldata[obsNo,:77]

```

```

# GET BETA VARIATING VARIABLES
# Supply NO
cons_sn = betas_sn[hourInDay,:2]
b_lnprod_no2_sn = betas_sn[hourInDay,:3]
b_lnipi_nor_sa = betas_sn[hourInDay,:4]
b_lncoal_austr_sn = betas_sn[hourInDay,:5]
b_diffsn_blfj_sn = betas_sn[hourInDay,:6]
b_lndaylength_min_sn = betas_sn[hourInDay,:7]
b_lnrel_rsrvr_no2_sn = betas_sn[hourInDay,:8]
b_trend_sn = betas_sn[hourInDay,:9]
b_cos_t_sn = betas_sn[hourInDay,:10]
b_sin_t_sn = betas_sn[hourInDay,:11]
b_weekendd_sn = betas_sn[hourInDay,:12]
b_lncpi_no_sn = betas_sn[hourInDay,:13]
b_lngov_bond_5yrs_no_sn = betas_sn[hourInDay,:14]
# Demand NO
cons_dn = betas_dn[hourInDay,:2]
b_lnprice_no2_dn = betas_dn[hourInDay,:3]
b_summertime_dn = betas_dn[hourInDay,:4]
b_weekendd_dn = betas_dn[hourInDay,:5]
b_holidayNO_dn = betas_dn[hourInDay,:6]
b_lntemp_no_u17_dn = betas_dn[hourInDay,:7]
b_lntemp_no_u17_sq_dn = betas_dn[hourInDay,:8]
b_lndaylength_min_dn = betas_dn[hourInDay,:9]
b_cos_t_dn = betas_dn[hourInDay,:10]
b_sin_t_dn = betas_dn[hourInDay,:11]
b_trendsq_dn = betas_dn[hourInDay,:12]
b_lnipi_nor_sa_dn = betas_dn[hourInDay,:13]
b_summer_dn = betas_dn[hourInDay,:14]
# Supply DK
cons_sd = betas_sd[hourInDay,:2]
b_lndkw_therm_prd_sd = betas_sd[hourInDay,:3]
b_lnco2prc_ice_sd = betas_sd[hourInDay,:4]

```

```

b_lngaspntnrdc_ntrl_sd = betas_sd[hourInDay,:5]
b_lndaylength_min_sd = betas_sd[hourInDay,:6]
b_summer_sd = betas_sd[hourInDay,:7]
b_sin_t_sd = betas_sd[hourInDay,:8]
b_cos_t_sd = betas_sd[hourInDay,:9]
b_trendsq_sd = betas_sd[hourInDay,:10]
b_temp_dk_sd = betas_sd[hourInDay,:11]
# Demand DK
cons_dd = betas_dd[hourInDay,:2]
b_lnprice_dk1_dd = betas_dd[hourInDay,:3]
b_summertime_dd = betas_dd[hourInDay,:4]
b_summer_dd = betas_dd[hourInDay,:5]
b_gov_bond_10yrs_dk_dd = betas_dd[hourInDay,:6]
b_lncpi_dk_dd = betas_dd[hourInDay,:7]
b_weekenddd_dd = betas_dd[hourInDay,:8]
b_holidayDK_dd = betas_dd[hourInDay,:9]
b_lntemp_dk_u17_sq_dd = betas_dd[hourInDay,:10]
b_lndaylength_min_dd = betas_dd[hourInDay,:11]
b_cos_t_dd = betas_dd[hourInDay,:12]
b_sin_t_dd = betas_dd[hourInDay,:13]
b_trend_dd = betas_dd[hourInDay,:14]
# Calculate Reservoir coefficients
reservoar_fyllingsgrad = RES_NO2 / RES_CAP
median_fyllingsgrad = MEDIAN_FYLLINGSGRAD
rel_reservoar = (reservoar_fyllingsgrad*100) / median_fyllingsgrad
# Calculate constant coefficients
# SUPPLY NO
lncpi_no = log(CPI_NO)
lncoal_austr = log(COAL_AUSTRALIAN)
lnrel_rsrvrv_no2 = log(rel_reservoar)
lnipi_nor_sa = log(IPI_NOR_SA)
lngov_bond_5yrs_no = log(GOV_BOND_5YRS_NO)
sum_scn = cons_sn + b_lnipi_nor_sa*lnipi_nor_sa +
b_lncoal_austr_sn*lncoal_austr + b_diffsn_blfj_sn*diffsn_blfj +

```

```

b_lndaylength_min_sn*lndaylength_min + b_lnrel_rsrvr_no2_sn*lnrel_rsrvrv_no2
+ b_trend_sn*trend + b_cos_t_sn*cos_t + b_sin_t_sn*sin_t +
b_weekendd_sn*weekendd + b_lncpi_no_sn*lncpi_no +
b_lngov_bond_5yrs_no_sn*lngov_bond_5yrs_no

# DEMAND NO

sum_dcn = cons_dn + b_summertime_dn*summertime + b_weekendd_dn*weekendd +
b_holidayNO_dn*holidayNO + b_lntemp_no_u17_dn*lntemp_no_u17 +
b_lntemp_no_u17_sq_dn*lntemp_no_u17_sq + b_lndaylength_min_dn*lndaylength_min
+ b_cos_t_dn*cos_t + b_sin_t_dn*sin_t + b_trendsq_dn*trendsq +
b_lnipi_nor_sa_dn*lnipi_nor_sa + b_summer_dn*summer

#SUPPLY DK

lnipi_dk_sa = log(IPI_DK_SA)

lnco2prc_ice = log(CO2_PRICE_ICE)

lngaspntnrdc_ntrl = log(GASPOINT_NORDIC_NEUTRAL)

sumscd = cons_sd + b_lnco2prc_ice_sd*lnco2prc_ice +
b_lngaspntnrdc_ntrl_sd*lngaspntnrdc_ntrl +
b_lndaylength_min_sd*lndaylength_min + b_summer_sd*summer + b_sin_t_sd*sin_t
+ b_cos_t_sd*cos_t + b_trendsq_sd*trendsq + b_temp_dk_sd*temp_dk

#DEMAND DK

gov_bond_10yrs_dk = GOV_BOND_10YRS_DK

lncpi_dk = log(CPI_DK)

sumdcd = cons_dd + b_summertime_dd*summertime + b_summer_dd*summer +
b_gov_bond_10yrs_dk_dd*gov_bond_10yrs_dk + b_lncpi_dk_dd*lncpi_dk +
b_weekendd_dd*weekendd + b_holidayDK_dd*holidayDK +
b_lntemp_dk_u17_sq_dd*lntemp_dk_u17_sq + b_lndaylength_min_dd*lndaylength_min
+ b_cos_t_dd*cos_t + b_sin_t_dd*sin_t + b_trend_dd*trend

# Values denmark

dcd = sumdcd

dpd = b_lnprice_dk1_dd

scd = sumscd

sqd = b_lndkw_therm_prd_sd

wpd = (WINDPWR_DK*WIND_INCR)+(SOLARPWR_DK*SOLAR_INCR)

windpowerproduction = WINDPWR_DK*WIND_INCR

solarpowerproduction = SOLARPWR_DK*SOLAR_INCR

# Values norway

dcn = sum_dcn

dpn = b_lnprice_no2_dn

scn = sum_scn

sqn = b_lnprod_no2_sn

```



```

exp_dk_no = 0
exp_no_dk = 0
p_min = P_MIN
p_max = P_MAX
price_no = eq_price_no(dcn, dpn, scn, sqn, 0, p_min, p_max,
diff_cons_prod_no2)
price_dk = eq_price_dk(dcd, dpd, scd, sqd, 0, wpd, p_min, p_max)
if(price_dk > price_no) # export from Norway to Denmark
  for expoNoDk in 1:CAP_DK_NO
    exp_no_dk = expoNoDk
    price_no = eq_price_no(dcn, dpn, scn, sqn, expoNoDk, p_min, p_max,
diff_cons_prod_no2)
    price_dk = eq_price_dk(dcd, dpd, scd, sqd, -expoNoDk, wpd, p_min, p_max)
    if(price_dk <= price_no)
      break
    end
  end
end
elseif(price_no > price_dk) # export from Denmark to norway
  for expoDkNo in 1:CAP_DK_NO
    exp_dk_no = expoDkNo
    price_no = eq_price_no(dcn, dpn, scn, sqn, -expoDkNo, p_min,
p_max,diff_cons_prod_no2)
    price_dk = eq_price_dk(dcd, dpd, scd, sqd, expoDkNo, wpd, p_min, p_max)
    if(price_no <= price_dk)
      break
    end
  end
end
end
#quantity supplied Denmark
lpdk = log(price_dk)
sqdk = exp((lpdk - scd) / sqd)
#quantity supplied Norway
lpno = log(price_no)
sqno = exp((lpno - scn) / sqn)
week_production_no2 += sqno

```

```

#add to daily sum of prices
price_no_dailysum += price_no
price_dk_dailysum += price_dk
#add to monthly sum of prices
price_no_monthlysum += price_no
price_dk_monthlysum += price_dk
# revenue
dxq = 1 + 1/sqd
revHydro += (price_no*sqno)/1000
revWind += (price_dk*windpowerproduction)/1000
revSolar += (price_dk*solarpowerproduction)/1000
psThermal += exp(-scd/sqd)*(price_dk^(dxq))/(dxq*1000)
println("PRICE DAY: ",dayInYear," - HOUR ",hourInDay, ": NO: ",price_no," -
DK: ",price_dk, " EXPORT: DK>NO: ",exp_dk_no," NO>DK: ",exp_no_dk," PROD NO:
", week_production_no2," RES NO2:",RES_NO2," RES PRC:",
(RES_NO2/RES_CAP)*100, " RELSES: ",rel_reservoar)
# Add price to array for std calculation
push!(arrayHourlyPricesNO,price_no)
push!(arrayHourlyPricesDK,price_dk)

# Add price to all prices array
push!(arrayAllPricesNO,price_no)
push!(arrayAllPricesDK,price_dk)
#Write to outputfile
outputstring_hour = string("\n",dayInYear, ",", hourInDay, ",", price_no,
",", price_dk, ",", sqno, ", - ", RES_NO2)
write(outputfile_hour,outputstring_hour);
end #hourInDay Loop
# Calculate daily stdev and add to array
push!(arrayDailyStDevHourlyPricesNO,std(arrayHourlyPricesNO))
push!(arrayDailyStDevHourlyPricesDK,std(arrayHourlyPricesDK))
deleteat!(arrayHourlyPricesNO, 1:24)
deleteat!(arrayHourlyPricesDK, 1:24)
#Add to arrayDailyPricesInMonth
push!(arrayDailyPricesInMonthNO,price_no_dailysum/24)

```

```

push!(arrayDailyPricesInMonthDK,price_dk_dailysum/24)

outputstring_day = string("\n",dayInYear, ",", price_no_dailysum/24 , ",",
price_dk_dailysum/24 , ",", RES_NO2)

write(outputfile_day,outputstring_day);

price_no_dailysum = 0
price_dk_dailysum = 0
# Check if new month

if (((dayInYear == 31) || (dayInYear == 59) || (dayInYear == 90) ||
(dayInYear == 120)|| (dayInYear == 151)|| (dayInYear == 181)|| (dayInYear ==
212)|| (dayInYear == 243)|| (dayInYear == 273)|| (dayInYear == 304)||
(dayInYear == 334)|| (dayInYear == 365)) && (dayInYear > 1))

    noOfDays = dayInYear - lastDays

    lastDays = dayInYear

    monthlyPriceNO = price_no_monthlysum/(24*noOfDays)
    monthlyPriceDK = price_dk_monthlysum/(24*noOfDays)

    push!(arrayMonthlyPricesNO,monthlyPriceNO)
    push!(arrayMonthlyPricesDK,monthlyPriceDK)

    push!(arrayMonthlyStDevDailyPricesNO,std(arrayDailyPricesInMonthNO))
    push!(arrayMonthlyStDevDailyPricesDK,std(arrayDailyPricesInMonthDK))

    deleteat!(arrayDailyPricesInMonthNO, 1:noOfDays)
    deleteat!(arrayDailyPricesInMonthDK, 1:noOfDays)

    outputstring_month = string("\n", ",", monthlyPriceNO , ",", monthlyPriceDK
, ",", RES_NO2)

    write(outputfile_month,outputstring_month);

    price_no_monthlysum = 0
    price_dk_monthlysum = 0

end

end #dayInYear Loop

#Calculate St.dev

stDevMonthlyPricesNO = std(arrayMonthlyPricesNO)
stDevMonthlyPricesDK = std(arrayMonthlyPricesDK)

write(outputfile_txt,
string("\n\n", "_____"))

write(outputfile_txt, string("\n","WIND:", WIND_INCR, " SOLAR:", SOLAR_INCR,
" RESERVOIR STARTLEVEL:", RES_STARTVALUE," CAP DK-NO",CAP_DK_NO))

write(outputfile_txt,
string("\n", "_____"))

```

```

write(outputfile_txt, string("\n","St. dev monthly prices (LONG TERM) NO: ",
stDevMonthlyPricesNO))

write(outputfile_txt, string("\n","St. dev monthly prices (LONG TERM) DK: ",
stDevMonthlyPricesDK))

write(outputfile_txt, string("\n","-----
----"))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean of st.dev of daily prices through a
month (MEDIUM TERM) NO: ", mean(arrayMonthlyStDevDailyPricesNO)))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean of st.dev of daily prices through a
month (MEDIUM TERM) DK: ", mean(arrayMonthlyStDevDailyPricesDK)))

write(outputfile_txt, string("\n","-----
----"))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean of st.dev of hourly prices through a
day (SHORT TERM) NO: ", mean(arrayDailyStDevHourlyPricesNO)))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean of st.dev of hourly prices through a
day (SHORT TERM) DK: ", mean(arrayDailyStDevHourlyPricesDK)))

write(outputfile_txt, string("\n","-----
----"))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean Price NO2 (Euro/Mwh): ",
mean(arrayAllPricesNO)))

write(outputfile_txt, string("\n","Mean Price DK1 (Euro/Mwh): ",
mean(arrayAllPricesDK)))

write(outputfile_txt, string("\n","-----
----"))

write(outputfile_txt, string("\n","Revenue Hydro (MEUR): ", revHydro/1000))
write(outputfile_txt, string("\n","Revenue Wind (MEUR): ", revWind/1000))
write(outputfile_txt, string("\n","Revenue Solar (MEUR): ", revSolar/1000))
write(outputfile_txt, string("\n","PS Thermal (MEUR): ", psThermal/1000))

write(outputfile_txt,
string("\n","_____"))

#Close outputfiles
close(outputfile_hour);
close(outputfile_day);
close(outputfile_month);
close(outputfile_txt);

```

9.4. Vedlegg 4: DO-filer fra Stata

Fiks_datasett.do:

```
clear all
set more off
cd "\\nmbu.no\Home\Student\bipe\Documents\masteroppgave\analyse"
capture log close
log using test_STATA, replace
use dataset45, clear
// ipolate missing values
ipolate europe_br_oil_spot_eur obsno, generate(europe_br_oil_spot_eur_i)
ipolate co2_price_ice obsno, generate(co2_price_ice_i)

gen monthday=day(date_f)
replace coal_australian = . if monthday != 1
ipolate coal_australian obsno, generate(coal_australian_i)
ipolate gaspointnordic_neutral obsno, generate(gaspointnordic_neutral_i)
ipolate res_no2 obsno, generate(res_no2_i)
ipolate median_res_no2 obsno, generate(median_res_no2_i)
ipolate dkw_primary_prod obsno, generate(dkw_primary_prod_i)
ipolate temp_krs_darksky obsno, generate(temp_krs_darksky_i)
ipolate temp_aalb_darksky obsno, generate(temp_aalb_darksky_i)
ipolate dkw_solar_prd obsno, generate(dkw_solar_prd_i)
replace gov_bond_5yrs_no = gov_bond_5yrs_no[_n-1] if
missing(gov_bond_5yrs_no)
replace gov_bond_3yrs_no = gov_bond_3yrs_no[_n-1] if
missing(gov_bond_3yrs_no)
replace gov_bond_dk = gov_bond_dk[_n-1] if missing(gov_bond_dk)
replace gov_bond_10yrs_dk = gov_bond_10yrs_dk[_n-1] if
missing(gov_bond_10yrs_dk)
// Generer ferievariabler
gen holidayNO = 0
replace holidayNO = 1 if date=="2014-01-01"
replace holidayNO = 1 if date=="2014-04-17"
replace holidayNO = 1 if date=="2014-04-18"
```

```
replace holidayNO = 1 if date=="2014-04-21"  
replace holidayNO = 1 if date=="2014-05-1"  
replace holidayNO = 1 if date=="2014-05-29"  
replace holidayNO = 1 if date=="2014-06-09"  
replace holidayNO = 1 if date=="2014-12-25"  
replace holidayNO = 1 if date=="2014-12-26"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-01-01"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-04-02"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-04-03"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-04-06"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-05-01"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-05-14"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-05-25"  
replace holidayNO = 1 if date=="2015-12-25"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-01-01"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-03-24"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-03-25"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-03-28"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-05-05"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-05-16"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-05-17"  
replace holidayNO = 1 if date=="2016-12-26"  
gen holidayDK = 0  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-01-01"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-03-24"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-03-25"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-03-28"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-04-22"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-05-16"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-05-05"  
replace holidayDK = 1 if date=="2016-12-26"  
replace holidayDK = 1 if date=="2015-01-01"  
replace holidayDK = 1 if date=="2015-04-02"
```

```

replace holidayDK = 1 if date=="2015-04-03"
replace holidayDK = 1 if date=="2015-04-06"
replace holidayDK = 1 if date=="2015-05-01"
replace holidayDK = 1 if date=="2015-05-14"
replace holidayDK = 1 if date=="2015-05-25"
replace holidayDK = 1 if date=="2015-12-25"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-01-01"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-04-17"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-04-18"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-04-21"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-05-16"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-05-29"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-06-09"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-12-25"
replace holidayDK = 1 if date=="2014-12-26"
sort date_f hour
keep if year > 2010
keep if year < 2017
describe
sum
save dataset11-16_final, replace

```

Analyser.do:

```

clear all
set more off
cd "\\nmbu.no\Home\Student\bipe\Documents\masteroppgave\analyse"
capture log close
log using analyse_stata, replace
use dataset11-16_final, clear
sort date_f hour
// Generer temperaturvariabler for 17 grader og mindre
generate temp_dk_u17 = 0
replace temp_dk_u17 = 17-temp_aalb_darksky_i if temp_aalb_darksky_i<17

```

```

generate temp_no_u17 = 0
replace temp_no_u17 = 17-temp_krs_darksky_i if temp_krs_darksky_i<17
generate temp_dk = temp_aalb_darksky_i
// reservoar
gen rel_rsrvr_no2 = res_no2/median_res_no2
// diff snow
gen diffsn_blfj = snowlevel_blaafjell-median_snowlevel_blaafj
// Dummy for sommertid
gen summertime = 0
replace summertime = 1 if date_f > date("20140330","YMD") & date_f <
date("20141026","YMD")
replace summertime = 1 if date_f > date("20150329","YMD") & date_f <
date("20151025","YMD")
replace summertime = 1 if date_f > date("20160327","YMD") & date_f <
date("20161030","YMD")
//ln variabler
gen lnprice_no2 = 0
replace lnprice_no2 = ln(price_no2) if price_no2 > 0
gen lncons_no2 = 0
replace lncons_no2 = ln(cons_no2) if cons_no2 > 0
gen lnprod_no2 = 0
replace lnprod_no2 = ln(prod_no2) if prod_no2 > 0
gen lnprice_dk1 = 0
replace lnprice_dk1 = ln(price_dk1) if price_dk1 > 0
gen lncons_dk1 = 0
replace lncons_dk1 = ln(cons_dk1) if cons_dk1 > 0
gen lnprod_dk1 = 0
replace lnprod_dk1 = ln(prod_dk1) if prod_dk1 > 0
gen lntemp_dk_u17 = 0
replace lntemp_dk_u17 = ln(temp_dk_u17) if temp_dk_u17 > 0
gen lntemp_no_u17 = 0
replace lntemp_no_u17 = ln(temp_no_u17) if temp_no_u17 > 0
gen lncoalpr_austr = 0
replace lncoalpr_austr = ln(coal_australian_i) if coal_australian_i > 0

```



```

gen dkw_therm_prd = dkw_primary_prod_i + dkw_local_prd
gen lndkw_therm_prd = 0
replace lndkw_therm_prd = ln(dkw_therm_prd) if dkw_therm_prd > 0
gen lndkw_primary_prod = 0
replace lndkw_primary_prod = ln(dkw_primary_prod_i) if dkw_primary_prod_i > 0
gen lnipi_nor_sa = 0
replace lnipi_nor_sa = ln(ipi_nor_sa) if ipi_nor_sa > 0
gen lnipi_dk_sa = 0
replace lnipi_dk_sa = ln(ipi_dk_sa) if ipi_dk_sa > 0
gen lnipi_dk_nos = 0
replace lnipi_dk_nos = ln(ipi_dk_nos) if ipi_dk_nos > 0
gen lnipi_no_nos = 0
replace lnipi_no_nos = ln(ipi_no_nos) if ipi_no_nos > 0
gen lncpi_no = 0
replace lncpi_no = ln(cpi_no) if cpi_no > 0
gen lnerp_broilsppr = 0
replace lnerp_broilsppr = ln(europe_br_oil_spot_eur_i) if
europe_br_oil_spot_eur_i > 0
gen lnco2prc_ice = 0
replace lnco2prc_ice = ln(co2_price_ice_i) if co2_price_ice_i > 0
gen lndaylength_min = 0
replace lndaylength_min = ln(day_length_min) if day_length_min > 0
gen lngasprnrdc_ntrl = 0
replace lngasprnrdc_ntrl = ln(gaspointnordic_neutral_i) if
gaspointnordic_neutral_i > 0
gen lnres_no2 = 0
replace lnres_no2 = ln(res_no2) if res_no2 > 0
gen lnrel_rsrvr_no2 = 0
replace lnrel_rsrvr_no2 = ln(rel_rsrvr_no2) if rel_rsrvr_no2 > 0
gen lnmedian_res_no2 = 0
replace lnmedian_res_no2 = ln(median_res_no2) if median_res_no2 > 0
gen lncpi_dk = 0
replace lncpi_dk = ln(cpi_dk) if cpi_dk > 0
gen lngov_bond_3yrs_no = 0

```

```

replace lngov_bond_3yrs_no = ln(gov_bond_3yrs_no) if gov_bond_3yrs_no > 0
gen lngv_bnd_5yr_no = 0
replace lngv_bnd_5yr_no = ln(gov_bond_5yrs_no) if gov_bond_5yrs_no > 0
gen lngov_bond_dk = 0
replace lngov_bond_dk = ln(gov_bond_dk) if gov_bond_dk > 0
// sq variabler
gen rel_rsrvr_no2_sq = rel_rsrvr*rel_rsrvr
gen lntemp_dk_u17_sq = lntemp_dk_u17*lntemp_dk_u17
gen lntemp_no_u17_sq = lntemp_no_u17*lntemp_no_u17
gen lnmedian_res_no2_sq = lnmedian_res_no2 * lnmedian_res_no2
gen lnrel_rsrvr_no2_sq = lnrel_rsrvr_no2*lnrel_rsrvr_no2
gen lndaylength_min_sq = lndaylength_min*lndaylength_min
// Calculate Inflow
egen sum_prod_week_no2 = sum(prod_no2), by(week year)
gen change_res_no2_gwh = magasininnhold_no2_gwh - magasininnhold_no2_gwh[_n-
(24*7)]
gen change_res_no2_mwh = change_res_no2_gwh*1000
gen inflow = (change_res_no2_mwh+sum_prod_week_no2)
gen inflow_gwh = inflow/1000
// Generer cosinus og sinus variabler
gen cos_t = cos((2*_pi*1*_n)/(365*24))
gen sin_t = sin((2*_pi*1*_n)/(365*24))
// Generer lag variabler
gen 15d_lnrel_res_no2 = lnrel_rsrvr_no2[_n-(24*5)]
gen summer = 0
replace summer = 1 if week==29
replace summer = 1 if week==30
replace summer = 1 if week==31
replace summer = 1 if week==32
drop if _n > 52560
drop if year > 2016
drop if year < 2014
drop if obsno > 114072

```


9.5. Vedlegg 5: Resultater fra regresjonene

Tilbud NO2:

hour		const	lnprod_no2	lnipi_nor_sa	lncoal_austr	diffsn_blfj	lnlength_min	lnrel_rsrvr_no2	trend	cos_t	sin_t	weekendd	lnpci_no	lngov_bond_5yrs_no
1	Coef.	-81.133	0.993	-1.611	0.258	-0.001	-0.532	-1.475	0.000	-0.407	0.130	0.015	18.806	-0.058
1	Std. Err.	25.157	0.162	0.747	0.152	0.000	0.280	0.250	0.000	0.154	0.051	0.014	5.641	0.082
2	Coef.	-89.585	1.080	-1.744	0.297	-0.001	-0.692	-1.566	0.000	-0.515	0.153	0.022	20.836	-0.074
2	Std. Err.	28.125	0.197	0.870	0.171	0.000	0.325	0.288	0.000	0.184	0.058	0.017	6.282	0.094
3	Coef.	-98.816	1.129	-1.870	0.330	-0.001	-0.761	-1.585	0.000	-0.559	0.162	0.030	22.969	-0.089
3	Std. Err.	29.495	0.199	0.921	0.184	0.000	0.357	0.324	0.000	0.203	0.061	0.018	6.566	0.101
4	Coef.	-104.629	1.168	-1.902	0.359	-0.001	-0.888	-1.513	0.000	-0.629	0.170	0.038	24.358	-0.089
4	Std. Err.	29.732	0.199	0.940	0.189	0.000	0.367	0.325	0.000	0.213	0.063	0.019	6.624	0.104
5	Coef.	-101.917	1.096	-1.993	0.344	-0.001	-0.924	-1.364	0.000	-0.632	0.171	0.044	24.046	-0.092
5	Std. Err.	28.291	0.172	0.878	0.178	0.000	0.340	0.293	0.000	0.201	0.058	0.022	6.326	0.098
6	Coef.	-95.535	0.998	-1.968	0.355	-0.001	-0.934	-1.207	0.000	-0.619	0.162	0.078	22.797	-0.121
6	Std. Err.	25.280	0.154	0.803	0.157	0.000	0.293	0.250	0.000	0.176	0.051	0.031	5.665	0.085
7	Coef.	-90.299	0.897	-1.513	0.322	-0.001	-0.784	-1.077	0.000	-0.514	0.118	0.136	21.180	-0.136
7	Std. Err.	20.663	0.132	0.656	0.121	0.000	0.217	0.208	0.000	0.132	0.040	0.043	4.629	0.070
8	Coef.	-89.276	1.000	-1.395	0.298	-0.001	-0.787	-0.920	0.000	-0.528	0.103	0.179	20.649	-0.137
8	Std. Err.	19.729	0.143	0.627	0.113	0.000	0.209	0.207	0.000	0.130	0.037	0.051	4.372	0.072
9	Coef.	-89.722	1.105	-1.445	0.241	-0.001	-0.794	-0.821	0.000	-0.534	0.090	0.153	20.645	-0.127
9	Std. Err.	19.583	0.159	0.633	0.113	0.000	0.222	0.219	0.000	0.135	0.038	0.047	4.303	0.077
10	Coef.	-83.742	1.136	-1.480	0.251	-0.001	-0.759	-0.819	0.000	-0.533	0.083	0.125	19.248	-0.121
10	Std. Err.	18.922	0.156	0.605	0.109	0.000	0.208	0.206	0.000	0.125	0.037	0.036	4.146	0.074
11	Coef.	-82.671	1.145	-1.508	0.251	-0.001	-0.733	-0.831	0.000	-0.530	0.079	0.124	18.983	-0.102
11	Std. Err.	18.178	0.152	0.587	0.105	0.000	0.196	0.197	0.000	0.116	0.035	0.031	3.988	0.068
12	Coef.	-78.266	1.230	-1.618	0.277	-0.001	-0.701	-0.851	0.000	-0.548	0.073	0.142	17.895	-0.099
12	Std. Err.	18.352	0.159	0.597	0.104	0.000	0.200	0.202	0.000	0.118	0.036	0.031	4.026	0.065

hour		const	lnprod_no2	lnipi_nor_sa	lncoal_austr	diffsn_blfj	lndaylength_min	lnrel_rsrvr_no2	trend	cos_t	sin_t	weekendd	lnpci_no	lngov_bond_5yrs_no
13	Coef.	-76.119	1.186	-1.649	0.293	-0.001	-0.582	-0.883	0.000	-0.482	0.074	0.142	17.360	-0.101
13	Std. Err.	18.640	0.156	0.626	0.107	0.000	0.198	0.200	0.000	0.113	0.037	0.032	4.119	0.064
14	Coef.	-77.635	1.183	-1.702	0.271	-0.001	-0.536	-0.955	0.000	-0.461	0.081	0.149	17.707	-0.109
14	Std. Err.	18.824	0.157	0.647	0.110	0.000	0.201	0.199	0.000	0.114	0.037	0.035	4.178	0.065
15	Coef.	-77.867	1.184	-1.765	0.278	-0.001	-0.478	-0.982	0.000	-0.445	0.084	0.157	17.728	-0.106
15	Std. Err.	19.330	0.157	0.668	0.113	0.000	0.202	0.201	0.000	0.115	0.038	0.037	4.305	0.065
16	Coef.	-76.395	1.221	-1.767	0.287	-0.001	-0.466	-0.942	0.000	-0.464	0.087	0.161	17.312	-0.097
16	Std. Err.	19.168	0.162	0.672	0.113	0.000	0.202	0.199	0.000	0.113	0.038	0.037	4.289	0.065
17	Coef.	-65.687	1.344	-1.825	0.307	-0.001	-0.563	-0.854	0.000	-0.561	0.082	0.159	14.909	-0.090
17	Std. Err.	19.903	0.178	0.651	0.110	0.000	0.198	0.192	0.000	0.117	0.037	0.034	4.462	0.065
18	Coef.	-59.463	1.422	-1.819	0.365	-0.001	-0.841	-0.715	0.000	-0.717	0.082	0.133	13.738	-0.092
18	Std. Err.	19.071	0.195	0.631	0.108	0.000	0.202	0.204	0.000	0.128	0.036	0.029	4.222	0.069
19	Coef.	-59.877	1.318	-1.627	0.362	-0.001	-0.935	-0.668	0.000	-0.727	0.087	0.100	13.971	-0.068
19	Std. Err.	17.874	0.175	0.582	0.104	0.000	0.203	0.205	0.000	0.129	0.034	0.021	3.950	0.069
20	Coef.	-66.176	1.153	-1.414	0.347	-0.001	-0.861	-0.747	0.000	-0.633	0.091	0.079	15.366	-0.064
20	Std. Err.	16.940	0.155	0.554	0.099	0.000	0.191	0.193	0.000	0.118	0.033	0.018	3.788	0.062
21	Coef.	-72.008	1.020	-1.139	0.300	-0.001	-0.691	-0.913	0.000	-0.501	0.090	0.070	16.432	-0.065
21	Std. Err.	17.444	0.136	0.535	0.100	0.000	0.184	0.191	0.000	0.108	0.034	0.017	3.924	0.062
22	Coef.	-78.871	0.922	-1.071	0.266	-0.001	-0.588	-1.020	0.000	-0.411	0.091	0.060	17.942	-0.073
22	Std. Err.	17.666	0.124	0.546	0.106	0.000	0.189	0.190	0.000	0.107	0.036	0.015	3.983	0.062
23	Coef.	-79.024	0.922	-1.263	0.254	-0.001	-0.479	-1.147	0.000	-0.350	0.090	0.044	18.028	-0.067
23	Std. Err.	18.752	0.117	0.587	0.117	0.000	0.206	0.202	0.000	0.112	0.037	0.012	4.254	0.065
24	Coef.	-81.411	0.947	-1.430	0.266	-0.001	-0.450	-1.368	0.000	-0.346	0.115	0.041	18.630	-0.061
24	Std. Err.	21.870	0.126	0.675	0.141	0.000	0.253	0.236	0.000	0.135	0.044	0.013	4.945	0.075

Etterspørsel NO2:

hour		const	lnprice_no2	summertime	weekend	holidayNO	Intemp_no_u17	Intemp_no_u17_sq	lndaylength_min	cos_t	sin_t	trendsq	lnipi_nor_sa	summer
1	Coef.	7.641	-0.025	-0.036	-0.002	-0.023	-0.008	0.030	-0.094	0.049	0.059	0.000	0.253	0.007
1	Std. Err.	0.468	0.009	0.010	0.002	0.008	0.010	0.004	0.040	0.020	0.006	0.000	0.087	0.007
2	Coef.	7.515	-0.026	-0.034	-0.004	-0.023	0.017	0.020	-0.051	0.087	0.061	0.000	0.210	0.005
2	Std. Err.	0.474	0.009	0.011	0.002	0.009	0.006	0.003	0.045	0.021	0.007	0.000	0.075	0.007
3	Coef.	7.402	-0.029	-0.034	-0.007	-0.029	0.011	0.023	-0.020	0.103	0.056	0.000	0.190	-0.003
3	Std. Err.	0.477	0.008	0.011	0.002	0.010	0.007	0.003	0.044	0.021	0.007	0.000	0.079	0.006
4	Coef.	7.077	-0.027	-0.032	-0.013	-0.036	0.004	0.027	0.008	0.118	0.053	0.000	0.218	0.001
4	Std. Err.	0.450	0.007	0.010	0.002	0.010	0.006	0.003	0.041	0.020	0.006	0.000	0.077	0.006
5	Coef.	6.733	-0.025	-0.026	-0.025	-0.040	-0.023	0.036	0.036	0.137	0.047	0.000	0.257	-0.004
5	Std. Err.	0.414	0.007	0.009	0.002	0.009	0.009	0.003	0.036	0.018	0.006	0.000	0.073	0.005
6	Coef.	6.473	-0.025	-0.025	-0.048	-0.052	-0.008	0.031	0.069	0.160	0.045	0.000	0.272	-0.013
6	Std. Err.	0.424	0.007	0.009	0.003	0.010	0.009	0.004	0.037	0.018	0.006	0.000	0.074	0.006
7	Coef.	6.213	-0.030	-0.020	-0.114	-0.106	-0.006	0.031	0.081	0.165	0.043	0.000	0.333	-0.029
7	Std. Err.	0.460	0.009	0.010	0.003	0.008	0.011	0.005	0.039	0.018	0.007	0.000	0.072	0.007
8	Coef.	6.789	-0.039	-0.019	-0.174	-0.162	0.009	0.028	0.041	0.133	0.044	0.000	0.286	-0.046
8	Std. Err.	0.579	0.013	0.011	0.004	0.008	0.007	0.003	0.046	0.022	0.007	0.000	0.093	0.008
9	Coef.	7.272	-0.042	-0.010	-0.159	-0.155	0.004	0.031	-0.017	0.091	0.046	0.000	0.271	-0.039
9	Std. Err.	0.548	0.014	0.011	0.004	0.008	0.007	0.003	0.046	0.022	0.007	0.000	0.088	0.009
10	Coef.	7.452	-0.040	-0.014	-0.116	-0.119	0.029	0.019	-0.018	0.091	0.045	0.000	0.233	-0.021
10	Std. Err.	0.505	0.013	0.011	0.003	0.009	0.006	0.003	0.044	0.021	0.007	0.000	0.078	0.008
11	Coef.	7.930	-0.043	-0.009	-0.095	-0.099	0.024	0.022	-0.055	0.067	0.042	0.000	0.182	-0.015
11	Std. Err.	0.519	0.013	0.011	0.003	0.008	0.005	0.003	0.043	0.020	0.007	0.000	0.081	0.008
12	Coef.	8.251	-0.044	-0.011	-0.085	-0.086	0.025	0.021	-0.090	0.050	0.041	0.000	0.162	-0.011
12	Std. Err.	0.511	0.013	0.011	0.003	0.008	0.005	0.004	0.042	0.020	0.007	0.000	0.084	0.007

hour		const	Inprice_no2	summertime	weekend	holidayNO	Intemp_no_u17	Intemp_no_u17_sq	Indaylength_min	cos_t	sin_t	trendsq	lnipi_nor_sa	summer
13	Coef.	8.230	-0.041	-0.016	-0.083	-0.086	0.028	0.018	-0.127	0.032	0.044	0.000	0.219	-0.016
13	Std. Err.	0.510	0.013	0.011	0.003	0.007	0.005	0.003	0.043	0.020	0.007	0.000	0.087	0.008
14	Coef.	8.452	-0.034	-0.024	-0.082	-0.078	0.027	0.018	-0.132	0.027	0.047	0.000	0.173	-0.021
14	Std. Err.	0.500	0.011	0.011	0.003	0.007	0.005	0.003	0.041	0.020	0.007	0.000	0.083	0.008
15	Coef.	8.702	-0.034	-0.027	-0.088	-0.081	0.020	0.022	-0.171	0.002	0.044	0.000	0.173	-0.023
15	Std. Err.	0.456	0.010	0.010	0.003	0.006	0.005	0.003	0.039	0.019	0.006	0.000	0.080	0.008
16	Coef.	8.943	-0.033	-0.036	-0.086	-0.081	0.031	0.015	-0.221	-0.011	0.049	0.000	0.193	-0.024
16	Std. Err.	0.484	0.011	0.011	0.003	0.007	0.005	0.003	0.042	0.020	0.006	0.000	0.080	0.007
17	Coef.	9.262	-0.036	-0.042	-0.079	-0.078	0.014	0.026	-0.240	-0.030	0.040	0.000	0.149	-0.032
17	Std. Err.	0.473	0.011	0.010	0.003	0.006	0.005	0.003	0.038	0.019	0.006	0.000	0.081	0.007
18	Coef.	8.796	-0.038	-0.055	-0.065	-0.075	0.025	0.021	-0.163	0.014	0.034	0.000	0.142	-0.025
18	Std. Err.	0.517	0.012	0.011	0.003	0.006	0.004	0.003	0.045	0.021	0.006	0.000	0.082	0.007
19	Coef.	7.838	-0.035	-0.061	-0.054	-0.065	0.031	0.017	-0.045	0.074	0.027	0.000	0.184	-0.019
19	Std. Err.	0.566	0.013	0.013	0.003	0.008	0.003	0.002	0.048	0.024	0.007	0.000	0.091	0.006
20	Coef.	7.028	-0.029	-0.048	-0.050	-0.061	0.019	0.021	0.030	0.112	0.025	0.000	0.248	-0.023
20	Std. Err.	0.511	0.010	0.012	0.002	0.007	0.006	0.004	0.040	0.021	0.006	0.000	0.084	0.007
21	Coef.	6.742	-0.026	-0.032	-0.050	-0.061	0.024	0.015	0.046	0.139	0.031	0.000	0.284	-0.017
21	Std. Err.	0.484	0.011	0.011	0.002	0.009	0.004	0.002	0.042	0.021	0.007	0.000	0.076	0.006
22	Coef.	6.951	-0.024	-0.023	-0.047	-0.056	0.021	0.018	0.007	0.114	0.040	0.000	0.286	-0.013
22	Std. Err.	0.450	0.010	0.010	0.002	0.008	0.006	0.003	0.041	0.020	0.007	0.000	0.072	0.007
23	Coef.	7.467	-0.027	-0.022	-0.038	-0.046	0.001	0.027	-0.061	0.066	0.046	0.000	0.263	0.006
23	Std. Err.	0.419	0.009	0.009	0.002	0.008	0.009	0.004	0.037	0.018	0.006	0.000	0.070	0.007
24	Coef.	7.937	-0.030	-0.033	-0.025	-0.037	0.001	0.027	-0.107	0.035	0.055	0.000	0.218	0.004
24	Std. Err.	0.453	0.009	0.010	0.002	0.008	0.006	0.003	0.039	0.019	0.006	0.000	0.079	0.007

Tilbud DK1:

hour		const	lndkw _therm_prd	lnco2prc_ice	lngaspntnrdc _ntrl	lndaylength_min	summer	sin_t	cos_t	trendsq	temp_dk
1	Coef.	-24.858	1.660	0.392	0.226	2.321	-0.282	-0.443	0.396	0.000	0.008
1	Std. Err.	4.738	0.254	0.299	0.253	0.571	0.125	0.094	0.276	0.000	0.017
2	Coef.	-25.249	1.617	0.418	0.186	2.428	-0.351	-0.412	0.465	0.000	0.014
2	Std. Err.	4.664	0.222	0.269	0.190	0.619	0.127	0.080	0.298	0.000	0.013
3	Coef.	-28.385	1.842	0.718	0.012	2.661	-0.342	-0.457	0.443	0.000	0.014
3	Std. Err.	4.912	0.259	0.299	0.193	0.575	0.131	0.078	0.280	0.000	0.013
4	Coef.	-30.883	1.871	0.677	0.028	3.015	-0.352	-0.518	0.590	0.000	0.013
4	Std. Err.	5.112	0.262	0.282	0.207	0.604	0.129	0.079	0.290	0.000	0.014
5	Coef.	-24.430	1.765	0.629	0.090	2.116	-0.371	-0.404	0.260	0.000	0.022
5	Std. Err.	3.955	0.235	0.255	0.205	0.510	0.122	0.070	0.283	0.000	0.012
6	Coef.	-20.541	1.585	0.292	0.264	1.729	-0.357	-0.354	0.182	0.000	0.022
6	Std. Err.	3.704	0.203	0.216	0.178	0.479	0.122	0.068	0.253	0.000	0.011
7	Coef.	-16.966	1.234	0.185	0.434	1.501	-0.247	-0.328	0.223	0.000	0.015
7	Std. Err.	3.075	0.120	0.145	0.153	0.418	0.094	0.053	0.222	0.000	0.008
8	Coef.	-13.447	1.042	0.062	0.440	1.195	-0.205	-0.270	0.222	0.000	0.017
8	Std. Err.	3.025	0.084	0.112	0.124	0.405	0.079	0.045	0.203	0.000	0.006
9	Coef.	-9.232	0.873	0.027	0.307	0.831	-0.195	-0.270	0.050	0.000	0.003
9	Std. Err.	2.079	0.055	0.088	0.105	0.302	0.063	0.045	0.155	0.000	0.005
10	Coef.	-7.658	0.783	-0.007	0.400	0.649	-0.150	-0.208	0.046	0.000	0.006
10	Std. Err.	1.541	0.048	0.078	0.087	0.197	0.064	0.035	0.115	0.000	0.005
11	Coef.	-6.846	0.788	-0.020	0.349	0.542	-0.165	-0.201	-0.006	0.000	0.007
11	Std. Err.	1.478	0.055	0.068	0.097	0.214	0.062	0.041	0.104	0.000	0.005
12	Coef.	-5.976	0.839	-0.010	0.426	0.300	-0.161	-0.157	-0.097	0.000	0.012
12	Std. Err.	1.561	0.081	0.094	0.099	0.191	0.070	0.038	0.123	0.000	0.006

hour		const	lndkw _therm_prd	lnc2prc_ice	lngaspntnrdc _ntrl	lndaylength_min	summer	sin_t	cos_t	trendsq	temp_dk
13	Coef.	-5.656	0.793	-0.036	0.360	0.342	-0.169	-0.175	-0.068	0.000	0.011
13	Std. Err.	1.438	0.059	0.083	0.081	0.192	0.066	0.032	0.100	0.000	0.004
14	Coef.	-7.438	0.904	0.050	0.266	0.513	-0.204	-0.213	-0.048	0.000	0.010
14	Std. Err.	2.239	0.086	0.109	0.101	0.313	0.092	0.048	0.145	0.000	0.006
15	Coef.	-8.549	0.962	0.063	0.193	0.644	-0.195	-0.217	0.029	0.000	0.013
15	Std. Err.	2.168	0.093	0.118	0.112	0.278	0.093	0.041	0.130	0.000	0.006
16	Coef.	-9.577	0.951	0.070	0.201	0.815	-0.168	-0.243	0.066	0.000	0.008
16	Std. Err.	2.437	0.087	0.125	0.124	0.337	0.072	0.053	0.135	0.000	0.007
17	Coef.	-7.143	0.979	0.126	0.258	0.360	-0.145	-0.175	-0.101	0.000	0.014
17	Std. Err.	1.737	0.092	0.131	0.107	0.216	0.074	0.033	0.118	0.000	0.005
18	Coef.	-7.321	0.880	0.062	0.431	0.445	-0.145	-0.173	-0.027	0.000	0.011
18	Std. Err.	1.642	0.067	0.099	0.088	0.191	0.073	0.032	0.117	0.000	0.006
19	Coef.	-7.603	0.781	-0.021	0.389	0.650	-0.158	-0.197	0.080	0.000	0.009
19	Std. Err.	1.346	0.054	0.073	0.077	0.170	0.068	0.025	0.099	0.000	0.004
20	Coef.	-7.069	0.747	-0.096	0.386	0.626	-0.187	-0.193	0.070	0.000	0.011
20	Std. Err.	1.254	0.056	0.076	0.069	0.159	0.061	0.024	0.093	0.000	0.004
21	Coef.	-7.824	0.769	-0.061	0.375	0.707	-0.155	-0.182	0.113	0.000	0.013
21	Std. Err.	1.314	0.064	0.085	0.070	0.158	0.063	0.023	0.089	0.000	0.004
22	Coef.	-8.739	0.770	-0.081	0.294	0.896	-0.200	-0.205	0.190	0.000	0.011
22	Std. Err.	1.525	0.065	0.090	0.091	0.232	0.067	0.036	0.116	0.000	0.004
23	Coef.	-9.386	0.847	-0.020	0.254	0.913	-0.216	-0.212	0.173	0.000	0.011
23	Std. Err.	1.490	0.076	0.104	0.079	0.205	0.069	0.040	0.100	0.000	0.007
24	Coef.	-18.082	1.016	0.027	0.111	2.114	-0.218	-0.377	0.563	0.000	-0.001
24	Std. Err.	4.101	0.131	0.184	0.136	0.518	0.078	0.060	0.227	0.000	0.010

Etterspørsel DK1:

hour		const	lnprice _dk1	summertime	summer	gov_bond _10yrs_dk	lnpci_dk	weekend	holidayDK	Intemp_dk _u17_sq	lndaylength _min	cos_t	sin_t	trend
1	Coef.	36.254	-0.024	-0.042	-0.065	-0.024	-6.337	-0.072	-0.091	0.009	0.080	0.029	0.008	0.000
1	Std. Err.	5.769	0.011	0.012	0.012	0.010	1.299	0.003	0.016	0.003	0.067	0.029	0.010	0.000
2	Coef.	37.574	-0.029	-0.041	-0.074	-0.021	-6.745	-0.083	-0.099	0.008	0.160	0.076	0.006	0.000
2	Std. Err.	6.741	0.014	0.013	0.013	0.010	1.520	0.004	0.014	0.003	0.077	0.033	0.010	0.000
3	Coef.	36.474	-0.028	-0.043	-0.072	-0.023	-6.548	-0.094	-0.110	0.011	0.186	0.083	0.000	0.000
3	Std. Err.	6.961	0.013	0.012	0.013	0.010	1.569	0.004	0.015	0.003	0.081	0.033	0.011	0.000
4	Coef.	35.783	-0.034	-0.043	-0.077	-0.023	-6.481	-0.106	-0.120	0.009	0.248	0.121	-0.001	0.000
4	Std. Err.	7.959	0.014	0.012	0.013	0.012	1.796	0.004	0.016	0.003	0.095	0.039	0.012	0.000
5	Coef.	34.933	-0.028	-0.034	-0.071	-0.025	-6.304	-0.124	-0.138	0.010	0.253	0.137	-0.003	0.000
5	Std. Err.	6.976	0.014	0.011	0.013	0.010	1.574	0.004	0.013	0.003	0.084	0.034	0.011	0.000
6	Coef.	32.121	-0.027	-0.033	-0.097	-0.023	-5.816	-0.184	-0.185	0.010	0.351	0.200	-0.017	0.000
6	Std. Err.	7.087	0.015	0.011	0.014	0.011	1.605	0.007	0.013	0.002	0.089	0.037	0.011	0.000
7	Coef.	28.211	-0.037	-0.032	-0.123	-0.028	-5.044	-0.309	-0.319	0.009	0.441	0.255	-0.036	0.000
7	Std. Err.	7.619	0.023	0.013	0.015	0.013	1.740	0.013	0.017	0.003	0.110	0.046	0.013	0.000
8	Coef.	31.680	-0.035	-0.032	-0.130	-0.022	-5.647	-0.378	-0.405	0.011	0.358	0.205	-0.032	0.000
8	Std. Err.	7.772	0.032	0.012	0.017	0.014	1.789	0.020	0.027	0.003	0.119	0.048	0.014	0.000
9	Coef.	33.586	-0.047	-0.023	-0.116	-0.025	-5.858	-0.345	-0.381	0.013	0.229	0.120	-0.024	0.000
9	Std. Err.	7.577	0.038	0.011	0.018	0.012	1.721	0.020	0.029	0.004	0.105	0.042	0.014	0.000
10	Coef.	31.827	-0.049	-0.016	-0.094	-0.026	-5.453	-0.291	-0.336	0.010	0.216	0.122	-0.019	0.000
10	Std. Err.	6.742	0.034	0.010	0.015	0.011	1.522	0.013	0.026	0.003	0.089	0.037	0.011	0.000
11	Coef.	35.334	-0.050	-0.019	-0.090	-0.027	-6.195	-0.286	-0.330	0.005	0.209	0.127	-0.011	0.000
11	Std. Err.	7.555	0.036	0.011	0.016	0.011	1.702	0.013	0.031	0.003	0.091	0.038	0.012	0.000
12	Coef.	33.921	-0.048	-0.025	-0.091	-0.027	-5.830	-0.283	-0.318	0.010	0.166	0.084	-0.018	0.000
12	Std. Err.	6.670	0.031	0.011	0.016	0.010	1.500	0.011	0.023	0.003	0.082	0.033	0.011	0.000

hour		const	lnprice_dk1	summertime	summer	gov_bond_10yrs_dk	lnpci_dk	weekend	holidayDK	Intemp_dk_u17_sq	lnedaylength_min	cos_t	sin_t	trend
13	Coef.	35.846	-0.048	-0.025	-0.090	-0.031	-6.255	-0.268	-0.311	0.010	0.166	0.078	-0.021	0.000
13	Std. Err.	6.708	0.029	0.011	0.015	0.010	1.513	0.009	0.026	0.003	0.081	0.034	0.011	0.000
14	Coef.	34.921	-0.041	-0.029	-0.097	-0.030	-6.056	-0.281	-0.327	0.012	0.163	0.069	-0.024	0.000
14	Std. Err.	6.609	0.028	0.011	0.016	0.010	1.502	0.011	0.024	0.003	0.086	0.035	0.011	0.000
15	Coef.	34.297	-0.048	-0.031	-0.092	-0.027	-5.842	-0.272	-0.322	0.009	0.109	0.060	-0.017	0.000
15	Std. Err.	6.973	0.028	0.011	0.015	0.011	1.580	0.012	0.024	0.003	0.087	0.036	0.011	0.000
16	Coef.	30.130	-0.047	-0.040	-0.089	-0.023	-4.776	-0.236	-0.288	0.009	-0.011	0.008	-0.011	0.000
16	Std. Err.	6.736	0.025	0.012	0.014	0.010	1.525	0.010	0.022	0.003	0.083	0.034	0.011	0.000
17	Coef.	28.983	-0.046	-0.055	-0.090	-0.022	-4.247	-0.202	-0.255	0.006	-0.205	-0.054	0.001	0.000
17	Std. Err.	6.708	0.026	0.012	0.014	0.010	1.511	0.009	0.025	0.002	0.076	0.034	0.009	0.000
18	Coef.	33.868	-0.053	-0.072	-0.098	-0.022	-5.537	-0.169	-0.234	0.011	-0.032	0.022	-0.024	0.000
18	Std. Err.	6.579	0.028	0.013	0.014	0.010	1.483	0.008	0.023	0.003	0.077	0.034	0.010	0.000
19	Coef.	31.488	-0.050	-0.062	-0.075	-0.022	-5.406	-0.140	-0.190	0.011	0.233	0.153	-0.037	0.000
19	Std. Err.	6.155	0.025	0.011	0.012	0.009	1.401	0.006	0.013	0.002	0.076	0.033	0.010	0.000
20	Coef.	28.276	-0.046	-0.054	-0.075	-0.021	-4.920	-0.137	-0.176	0.007	0.372	0.230	-0.043	0.000
20	Std. Err.	6.365	0.021	0.010	0.012	0.008	1.443	0.005	0.009	0.002	0.072	0.032	0.009	0.000
21	Coef.	31.495	-0.042	-0.025	-0.081	-0.025	-5.629	-0.129	-0.160	0.005	0.366	0.233	-0.035	0.000
21	Std. Err.	6.690	0.020	0.011	0.011	0.009	1.512	0.004	0.009	0.002	0.073	0.033	0.009	0.000
22	Coef.	35.293	-0.034	-0.005	-0.077	-0.025	-6.342	-0.122	-0.149	0.008	0.271	0.167	-0.020	0.000
22	Std. Err.	6.624	0.020	0.010	0.013	0.008	1.500	0.004	0.010	0.002	0.072	0.031	0.009	0.000
23	Coef.	35.958	-0.036	-0.019	-0.055	-0.022	-6.276	-0.109	-0.135	0.008	0.113	0.061	0.002	0.000
23	Std. Err.	6.202	0.017	0.010	0.012	0.008	1.399	0.004	0.009	0.002	0.066	0.028	0.009	0.000
24	Coef.	37.306	-0.032	-0.039	-0.060	-0.018	-6.535	-0.091	-0.124	0.007	0.074	0.026	0.010	0.000
24	Std. Err.	6.263	0.014	0.012	0.011	0.009	1.411	0.004	0.012	0.002	0.071	0.031	0.009	0.000

9.6. Oversikt over elektroniske vedlegg

Som elektronisk vedlegg finnes log-filen fra regresjonene i Stata under navnet «regresjoner_log.pdf». Alle resultatene fra simuleringsmodellen er også lagt ved som filen «resultater_simulering.txt».



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway