

# NHH



## ***Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet i Norge***

*En estimering av priselastisiteter i det norske kraftmarkedet*

**Jørund Sæbø Jonassen og Ole Anton Øby**

**Veileder: Øyvind Thomassen**

**Masterutredning innen Finansiell Økonomi og Økonomisk Styring**

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, Høsten 2021

*Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er kommet frem eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.*

## **Forord**

Denne oppgaven er et resultat av vår femårige utdanning i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole i Bergen. Målet med utredningen har vært å fordype oss i et tema vi finner interessant, og samtidig utfordre kunnskapen vi har tilegnet oss i løpet av studietiden. Arbeidet med oppgaven har vært givende, og vi har fått mange verdifulle erfaringer vi kan ta med oss videre ut i arbeidslivet.

Det å skrive en masterutredning har vært en krevende oppgave, og læringskurven har vært bratt. I analysearbeidet har oppståtte utfordringer gjort at vi har vært nødt til å gjøre vurderinger og avveininger underveis. Dette har bidratt til å videreutvikle våre analytiske ferdigheter og kunnskap om kraftmarkedet. Vi håper at utredningen vil være av interesse for andre og inspirere til fremtidige oppgaver.

Vi vil takke vår veileder Øyvind Thomassen for gode tilbakemeldinger, diskusjoner og bidrag underveis i prosessen. Vi vil også takke venner og familie for kontinuerlig støtte gjennom arbeidet med denne oppgaven. Avslutningsvis ønsker vi å takke hverandre for et godt samarbeid gjennom høsten.

Norges Handelshøyskole  
Bergen, Høsten 2021

*Jørund Sæbø Jonassen*

*Ole Anton Øby*

## Sammendrag

Formålet med denne utredningen er å estimere priselastisiteter for tilbud og etterspørsel etter strøm i Norge. Ut ifra dette undersøker vi hvordan pris og omsatt mengde påvirkes av skift i markedet, og presenterer implikasjoner av våre funn.

Arbeidet har blitt utført med grunnlag i relevante faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel etter elektrisitet. Vi har samlet inn 2 436 observasjoner tilknyttet det norske kraftmarkedet basert på data fra 2015 til 2021. Gjennom nøye refleksjon og bearbeiding har datasettet blitt utarbeidet for å gi en virkelighetsnær representasjon av kraftmarkedet. Omfattende datainnsamling og -behandling har gjort det mulig å komme frem til troverdige estimater for priselastisiteter i perioden vi undersøker.

Vi har benyttet to-steps minste kvadraters metode og instrumentvariabler for å estimere hvordan prisendringer påvirker etterspørsel og tilbud. Våre resultater gir en priselastisitet for etterspørselen på  $-0.030$ . For tilbudet har vi estimert en priselastisitet på  $1.73$ . Avslutningsvis benytter vi de estimerte funksjonene til å illustrere en forenklet markedsmodell, og hvordan markedet vil tilpasse seg ved ulike skift i kurvene. Vi finner at økt elektrifisering og eksport isolert sett gir høyere strømpriser. På samme måte finner vi at mer vindkraftproduksjon og høyere import bidrar til lavere priser.

**Nøkkelord:** Kraftmarkedet, elasticitet, tilbud, etterspørsel, konsum, produksjon, strømpris

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>2</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>3</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>4</b>
<b>Tabelliste</b> .....	<b>6</b>
<b>Figurliste</b> .....	<b>7</b>
<b>1.0 Introduksjon</b> .....	<b>8</b>
1.1 <i>Formål</i> .....	10
1.2 <i>Tidligere studier</i> .....	10
1.3 <i>Bidrag til litteratur</i> .....	12
1.4 <i>Oppgavens struktur</i> .....	13
1.5 <i>Antagelser og avgrensning</i> .....	13
<b>2.0 Kraftmarkedet i Norge</b> .....	<b>14</b>
2.1 <i>Dagens kraftmarked</i> .....	14
2.2 <i>Tilbud og etterspørsel i det norske kraftmarkedet</i> .....	15
2.3 <i>Prisdannelse</i> .....	16
2.4 <i>Et sammensatt marked</i> .....	17
<b>3.0 Teoretisk rammeverk</b> .....	<b>23</b>
3.1 <i>Priselastisitet</i> .....	23
<b>3.2 Samfunnsøkonomisk overskudd</b>	<b>25</b>
<b>4.0 Datagrunnlag</b> .....	<b>27</b>
4.1 <i>Utarbeidelse av datasett</i> .....	27
4.2 <i>Deskriptiv statistikk</i> .....	30
<b>5.0 Empirisk metode</b> .....	<b>35</b>
5.1 <i>OLS - Minste kvadraters metode</i> .....	35
5.2 <i>Simultane likninger</i> .....	38
5.3 <i>Instrumentvariabelmetoden</i> .....	39
5.4 <i>2SLS – To-trinns minste kvadraters metode</i> .....	40
<b>6.0 Modellspekifisering</b> .....	<b>42</b>
6.1 <i>Variabler i etterspørsels- og tilbudsfunksjonen</i> .....	42
6.2 <i>OLS-modell</i> .....	43
6.3 <i>2SLS-modell</i> .....	45



---

<b>7.0 Resultater og diskusjon .....</b>	<b>49</b>
7.1 <i>Kausale effekter ved OLS.....</i>	49
7.2 <i>Kausale effekter ved 2SLS.....</i>	55
7.3 <i>Sammenligning av OLS og 2SLS.....</i>	59
7.4 <i>Robusthetstest .....</i>	60
7.5 <i>Implikasjoner .....</i>	63
<b>8.0 Anvendelse av modell .....</b>	<b>66</b>
8.1 <i>Markedets likevektspris og -kvantum.....</i>	66
8.2 <i>Markedstilpasning ved skift i etterspørsels- og tilbudskurven.....</i>	67
8.3 <i>Samfunnseffekt av overføringskabler til utlandet .....</i>	72
<b>9.0 Konklusjon.....</b>	<b>75</b>
9.1 <i>Kritikk av oppgaven .....</i>	75
9.2 <i>Forslag til videre forskning .....</i>	76
<b>Kildeliste.....</b>	<b>78</b>
<b>Appendiks .....</b>	<b>82</b>

## Tabelliste

Tabell 1 - Sammendrag av tidligere studier .....	12
Tabell 2 - Oversikt over datagrunnlag .....	29
Tabell 3 - Deskriptiv statistikk.....	30
Tabell 4 - Korrelasjonsmatrise.....	34
Tabell 5 - Regresjonsutskrift (OLS) Etterspørsel .....	50
Tabell 6 - Regresjonsutskrift (OLS) Tilbud.....	53
Tabell 7 - Regresjon (2SLS) Etterspørsel .....	56
Tabell 8 - Regresjon (2SLS) Tilbud.....	58
Tabell 9 - Robusthetstest for etterspørselsregresjon .....	61
Tabell 10 - Robusthetstest for tilbudsregresjon .....	63
Tabell 11 - Gjennomsnittlig områdepriser i analyseperioden.....	93
Tabell 12 - Regresjon av kraftutveksling.....	94

## Figurliste

Figur 1 - Illustrasjon av skift i etterspørsels- og tilbudskurven .....	15
Figur 2 – Utvikling i kraftutveksling .....	17
Figur 4 - Utvikling i magasinnivå.....	18
Figur 3 - Utvikling i tilsig .....	18
Figur 6 - Utvikling i antall timer dagslys.....	19
Figur 5 - Utvikling i gjennomsnittstemperatur .....	19
Figur 7 - Utvikling i vindkraftproduksjon .....	19
Figur 8 - Utvikling i ETS-pris.....	20
Figur 9 - utvikling i gasspris .....	20
Figur 10 - Utvikling i kullpris .....	21
Figur 11 - Utvikling i oljepris .....	22
Figur 12 - Utvikling i strømprisen 2015 – 2021 .....	31
Figur 13 - Utvikling i forbruk av elektrisitet .....	33
Figur 14 - Utvikling i produsert elektrisitet .....	33
Figur 15 - Likevektspris og -mengde.....	66
Figur 16 - Skift i etterspørselskurve ved økt elektrifisering .....	67
Figur 17 - Skift i tilbudskurve ved økt vindkraftproduksjon .....	68
Figur 18 - Skift i tilbudskurve ved økt eksport.....	70
Figur 19 - Skift i tilbudskurve ved økt import .....	71
Figur 20 - Forenklet markedsmodell.....	73
Figur 21 - Markedsmodell ved skift i både etterspørsels- og tilbudskurve.....	93

## 1.0 Introduksjon

Elektrisitet er en av verdens viktigste energivarer, og et viktig fundament i dagens moderne samfunn. Mennesker har gjennom historien stadig funnet flere måter å produsere strøm på, fra fornybare kilder som vann, vind og sol, til fossile kilder som kull, olje og gass. Med sin viktige rolle i samfunnet har kraftmarkedet også blitt mye debattert. Globale utslippskrav og et økende press for bærekraftige forretningsmodeller har gjort at vi nå er i den mest spennende og innovative tiden i kraftmarkedet. Utbygging av fornybar kraftproduksjon fører til endringer på tilbudssiden, samtidig som elektrifiseringen av samfunnet har ført til økt etterspørsel etter strøm. Dette har implikasjoner for kraftprisen og aktørene i markedet.

Fra et historisk perspektiv har Norge hatt relativt lave strømpriser (Delebekk, 2021). Tidligere ble strømprisene politisk bestemt, og var basert på gjennomsnittlig produksjonskostnad. I 1991 ble strømmarkedet imidlertid liberalisert, og markedskreftene avgjorde prisen gjennom etterspørsel og tilbud. Dereguleringen av markedet fjernet lokale monopoler og tillot distributører å kjøpe strøm fra en sentral kraftbørs, Nord Pool. Hensikten var å skape større konkurranse og bidra til et mer effektivt og lønnsomt kraftmarked (Rosvold & Hofstad, 2019).

I 2021, tre tiår etter dereguleringen, opplever vi historisk høye strømpriser i Norge. Kraftmarkedet har på dette tidspunktet blitt et hett politisk tema og skaper stor debatt i samfunnet. Befolkningen irriterer seg over den høye strømrregningen, samtidig som industrien frykter for vedvarende høye priser og dermed høye produksjonskostnader. I løpet av sommeren har vannstanden i vannmagasinene minket på grunn av økt produksjon og eksport, i tillegg til lavere tilsig enn normalt. Gass-, kull-, og CO<sub>2</sub>-kvoteprisene er historisk høye, hvilket gir økte produksjonskostnader for gass- og kullkraftverk, og dermed en stigende strømpris i det europeiske markedet. Norske vannkraftverk opplever derfor en høy betalingsvillighet fra Europa for strømmen de produserer (Glette, 2021). Samlet sett fører ovennevnte faktorer til en “perfekt storm”, hvilket driver strømprisen oppover.

Vi finner dynamikken i kraftmarkedet interessant, og ønsker å undersøke forholdet mellom strømpris, tilbud og etterspørsel nærmere. Med dette som grunnlag, har vi formulert følgende problemstilling:

***Hva er priselastisiteten til tilbudet og etterspørselen etter elektrisitet i Norge?***

Fra denne problemstillingen definerer vi to hypoteser. Den første knytter seg til etterspørselens priselastisitet. Med utgangspunkt i at strøm er et essensielt gode for husholdninger og industri, forventer vi at etterspørselen er uelastisk. Dette indikerer at konsumenter ikke er sensitive til endringer i strømprisen, og en prisøkning vil dermed føre til en marginal nedgang i konsum. På bakgrunn av dette formulerer vi følgende hypotese for etterspørselsetelastisiteten:

***H<sub>1</sub>: Etterspørselens priselastisitet er uelastisk, og har verdi mindre enn 0.***

På tilbudssiden antar vi at kraftprodusenter er profittmaksimerende. Produsentene vil dermed forsøke å legge produksjonen til perioder hvor grenseinntekten av kraften er høyest. Dette tilsier at dersom strømprisen er lav, vil produksjonen reduseres og ressursene spares til prisnivået er høyere. Ved høye prisnivåer vil kraftproduksjonen imidlertid økes. Vi forventer dermed at priselastisiteten til tilbudet har en verdi høyere enn 1. Dette betyr at kraftprodusenter vil øke produksjon mer enn proporsjonalt med en prisøkning for å maksimere verdien av sine ressurser. Hypotesen for tilbudselastisiteten kan dermed sammenfattes som følgende:

***H<sub>2</sub>: Tilbudets priselastisitet er elastisk, og har verdi større enn 1.***

## 1.1 Formål

Formålet med oppgaven er å estimere kortsiktige priselastisiteter for tilbud og etterspørsel etter strøm i Norge i perioden mellom 1. januar 2015 og 1. september 2021. Ved å undersøke tilbuds- og etterspørsel elastisiteten vil vi kunne avdekke hvordan strømprisen påvirker atferden til produsenter og konsumenter. I en periode med historisk høye strømpriser anser vi temaet som svært aktuelt og interessant, og vår målsetning er at oppgavens funn kan bidra til nye synspunkter på området. Sist, men ikke minst, håper vi at utredningen kan gi leseren et spennende innblikk i et svært komplekst og sammensatt marked, og at vedkommende finner dette like interessant som det vi har gjort.

## 1.2 Tidligere studier

Det har blitt gjennomført flere studier av norske strømpriser siden dereguleringen i 1991, der mange varierer i metodikk og analyseperiode. Vaage (1998) undersøker ulike metoder for å estimere etterspørsel etter strøm og finner store variasjoner i priselastisiteter mellom husholdninger. Han foreslår derfor at det bør brukes mer tid på å replikere metodikken fra tidligere studier på ny data. I denne delen vil vi gjennomgå eksisterende litteratur tilknyttet estimering av priselastisiteter for tilbud og etterspørsel, hvor det tas utgangspunkt i studier som kan sammenlignes med vår metodikk.

Øyan (2010) undersøker priselastisiteten for etterspørsel etter elektrisitet i Norge for perioden 2000 – 2010. Ved bruk av instrumentvariabler og to-trinns minste kvadraters metode finner Øyan en priselastisitet på  $-0.1235$  om vinteren og  $-0.0173$  om sommeren. I studien fremheves det at den sesongmessige variasjonen trolig skyldes flere substitutter til strøm om vinteren. Øyan vektlegger at den lave priselastisiteten for etterspørsel trolig skyldes at strøm er et nødvendig gode og vil konsumeres mer eller mindre jevnt, uavhengig av en prisøkning.

Ericsson og Rafatnia (2011) estimerer årlige priselastisiteter for tilbud og etterspørsel etter strøm i Sverige i perioden 1996 – 2009. Resultatene gir en tilbuds elastisitet mellom 0.488 og 2.136. Etterspørsel elastisiteten estimeres til å være mellom  $-0.751$  og 0.3, med en gjennomsnittlig verdi på  $-0.15$ . Forfatterne vektlegger at den positive tilbuds elastisiteten trolig skyldes at produsentene justerer sin produksjon etter prisnivået, og produserer relativt mer når prisen er høy. I likhet med Øyan (2010), begrunnes den lave etterspørsel elastisiteten med at

majoriteten av strømkonsumet er helt nødvendig. Konsumentene vil derfor ikke forbruke nevneverdig mer eller mindre i perioder med henholdsvis lave eller høye priser.

Bye og Hansen (2008) analyserer timebasert data på spottpriser for å beregne kortsiktige og langsiktige elastisiteter. I studien undersøkes det hvordan prisen påvirker aggregert etterspørsel etter strøm i Norge og Sverige. De bruker en simultan tilbuds- og etterspørselsmodell med data fra 2000 – 2004, og finner at priselastisiteter er lavere om natten og i helger enn i midtuken. Bye og Hansen finner at etterspørselens priselastisitet er generelt 0 om sommeren og  $-0.02$  om vinteren. Resultatet avviker noe fra tidligere funn, og begrunnes med at grossistprisen på strøm benyttes. Dette er til forskjell fra andre studier, som tar utgangspunkt i prisen sluttbrukeren må betale til strømlleverandøren.

Johnsen (2001) bruker ukentlig data for etterspørsel og pris i Norge, og resultatene antyder at snøfall, tilsig og temperatur påvirker prisdannelsen i stor grad. Johnsen finner at pris, temperatur og daglengde forklarer 90 % av den observerte variasjonen i etterspørselen. Priselastisiteten varierer mellom  $-0.05$  og  $-0.35$ , og absoluttverdien øker i takt med prisnivået. I likhet med Bye og Hansen (2008), tar Johnsen i bruk en simultan likningsmodell for tilbud og etterspørsel. Utvalget er dog hentet fra en kortere tidsperiode, fra 1994 – 1995.

Mark G. Lijesen (2007) estimerer priselastisiteter for strøm i Nederland basert på spottprisedata fra 2003. I studien tas det utelukkende utgangspunkt i de timene hvor man observerer topper i strømforbruket. Lijesen benytter dummyvariabler for ukedag, temperatur, dagslys og offentlige helligdager i modellen for å fjerne sesongbetingede variasjoner i etterspørselen. Lijesen estimerer en regresjonsmodell ved to-trinns minste kvadraters metode, hvor tidsdummy og en prisforsinkelse blir brukt som instrumentvariabler. Ved å bruke en log-lineær tilnærming finner Lijesen at etterspørselens priselastisitet er  $-0.029$ .

På neste side følger en sammenfatning av ovennevnte studier og hvilke resultater som fremgår av disse. Om ikke annet er eksplisitt angitt, er priselastisitetene i tabellen knyttet til etterspørsel.

Referanse	Elastisitet	Metode	Instrumentvariabel for pris	Beskrivelse	Tidshorizont
Øyan (2010)	Priselastisitet: Vinter: -0.1235, Sommer: -0.0173	Instrumentvariabelmetoden og 2SLS	Etterspørsel: Magasinnivå, Tilsig, Kullpris	Etterspørselsetlastisitet for Norge	2000 – 2010
Ericson & Rafatnia (2011)	Tilbud: 0.488 - 2.136  Etterspørsel: -0.751 - 0.3	Instrumentvariabelmetoden og 2SLS	Tilbud: Temperatur  Etterspørsel: Magasinnivå og tilsig	Årlig priselastisitet fra Sverige	1996 – 2009
Bye & Hansen (2008)	Generelt 0 om sommeren og - 0,02 om vinteren	Simultan tilbuds- og etterspørselsmodell	Etterspørsel: Magasinnivå og tilsig	Etterspørselsetlastisitet basert på timebaserte spottpriser for Norge og Sverige	2000 – 2004
Johnsen (2001)	Mellom - 0,05 og - 0,35	Simultan tilbuds- og etterspørselsmodell basert på ukentlig data	Etterspørsel: Tilsig	Etterspørselsetlastisitet basert på ukentlig data for Norge	1994 – 1995
Lijesen (2007)	-0.029	Instrumentvariabelmetoden og 2SLS	Etterspørsel: Pris-forsinkelse og tidsdummy	Timebasert etterspørsel etter strøm i Nederland	2003

Tabell 1 - Sammendrag av tidligere studier

### 1.3 Bidrag til litteratur

Etter hva vi har funnet er det få andre studier som estimerer priselastisiteter for både tilbud og etterspørsel etter strøm i Norge. I løpet av tidshorizonten vi undersøker har det forekommet en rekke hendelser som vil kunne påvirke resultatene i en slik analyse. Av den grunn vil et bidrag til litteraturen være å benytte metodikken fra tidligere studier på et datagrunnlag fra en nyere tidsperiode. På denne måten kan resultatene sammenlignes, og eventuelle endringer i atferden til ulike markedsaktører over tid observeres. Et annet bidrag er at oppgavens funn kan supplere annet informasjonsgrunnlag i utformingen av strømpolitikk og investeringsbeslutninger.

Datainnhenting og -behandling har utgjort en betydelig del av vårt analysearbeid. Datagrunnlaget er ment for å representere det norske kraftmarkedet, og består av ulik informasjon som forklarer utviklingen i strømpris, etterspørsel og tilbud. Ved å inkludere våre kilder og fremgangsmåter i arbeidet med det empiriske grunnlaget, kan vi forhåpentligvis gjøre lignende studier enklere å gjennomføre i fremtiden.



## 1.4 Oppgavens struktur

Denne oppgaven vil være strukturert på følgende måte. I kapittel 2 presenteres sentrale markedsmekanismer i kraftmarkedet, og hvilke faktorer som påvirker strømprisen. Teori fra dette kapitlet vil være relevant for hvilke variabler vi velger å introdusere i våre modeller. Vi vil deretter i kapittel 3 presentere det teoretiske rammeverket for vår analyse, før vi beskriver datagrunnlaget i kapittel 4. Kapittel 5 gjør rede for den empiriske metoden og de økonometriske modellene vi benytter i analysen. I kapittel 6 beskriver vi modellspesifikasjonen, før vi presenterer og diskuterer resultatene i kapittel 7. I kapittel 8 vil vi anvende de estimerte funksjonene i en subsidiær drøfting for å belyse effekten av ulike skift i markedskurvene. Her tar vi utgangspunkt i dagsaktuelle temaer og går nærmere inn på implikasjonene av skiftene. Avslutningsvis konkluderer vi oppgaven med å presentere våre funn og betydningen av disse, før vi kommer med forslag til videre forskning på området. Vi presiserer at begrepene *strøm*, *elektrisitet*, og *kraft* brukes om hverandre i oppgaven.

## 1.5 Antagelser og avgrensning

I arbeidet med denne oppgaven har vi tatt en antagelse om at Nord Pool fungerer som et effisient marked for handel av strøm, til tross for at dette har blitt debattert tidligere (Finansinspeksjonen, 2005). I analysen bruker vi systemprisen, som er en referansepris, og kan i enkelte perioder variere stort fra områdeprisene i ulike deler av landet. Denne tar heller ikke hensyn til skatter og avgifter, herunder nettleie og el-avgift. Det kan tenkes at ved å ta utgangspunkt i de ulike prisområdene ville vi funnet at prissfølsomheten til strømkunder varierer. Dette ville imidlertid blitt en svært omfattende analyse, og er utenfor denne oppgavens begrensninger.

## 2.0 Kraftmarkedet i Norge

I dette kapittelet vil vi gi et overblikk av kraftmarkedet og sentrale markedsmekanismer. I de følgende delkapitlene forklares det nærmere hva som påvirker tilbud og etterspørsel etter elektrisitet, og hvordan prisen settes.

### 2.1 Dagens kraftmarked

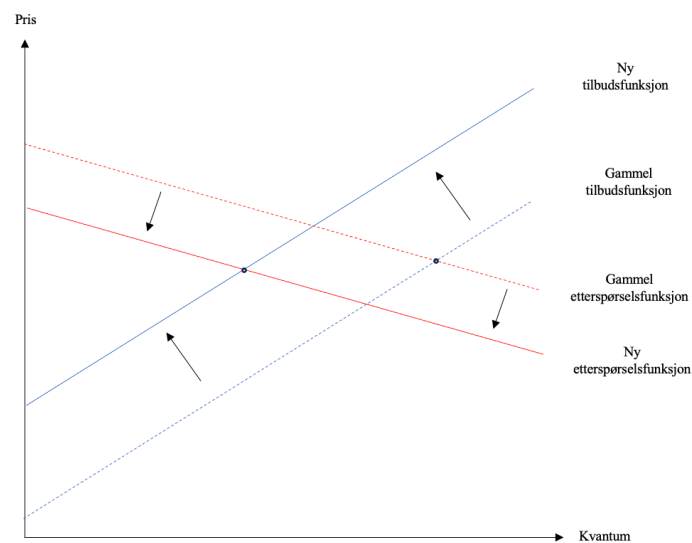
Frem til 1991 fungerte det norske kraftmarkedet slik at forbrukere ble henvist til sitt lokale kraftverk for å kjøpe strøm. For å unngå misbruk av monopolmakt overfor kundene i nærmiljøet, ble kraftverkene driftet av et kommunalt organ (Rosvold & Hofstad, 2019). Grunnet sesongmessige variasjoner i produksjonen og geografiske forskjeller i plasseringen til kraftprodusentene, ble strømkunder utsatt for betydelige prisforskjeller. Av den grunn ble energiloven innført i 1991 for å deregulere strømmarkedet, hvilket førte til en omstrukturering i retning slik vi kjenner det i dag. Hensikten med endringen var å opprette en kraftbørs for å fastsette en felles strømpris i et likevektspunkt mellom etterspørselen og tilbudet av elektrisitet (Brænd, 2020). Energiloven førte til betydelig mer forbrukermakt, hvor forbrukerne nå fikk mulighet til å fritt velge mellom konkurrerende strømleverandører (Olje- og energidepartementet, 2021).

Det norske kraftmarkedet er i dag en del av Nord Pool, en integrert kraftbørs hvor elektrisitet omsettes. Markedsplassen består av de skandinaviske landene, i tillegg til Storbritannia, Frankrike, Østerrike, Tyskland, Polen, Benelux, Russland og Baltikum (Nord Pool, 2021). Ved hjelp av overføringsforbindelser mellom medlemslandene sørger markedet for en effektiv ressursutnyttelse, slik at strømmen ikke blir dyrere enn nødvendig for forbrukerne (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Det Nordeuropeiske kraftsystemet med Finland, Sverige, Danmark, Nederland, Tyskland og Norge er tettest koblet sammen, og disse markedene vil derfor ha den største gjensidige påvirkningen på hverandre (NVE, 2021)<sup>1</sup>. Dette muliggjør at elektrisitet kan utveksles fra områder med høy produksjon og lav pris, til områder med lavere produksjon og høyere pris. På denne måten sikrer man en effektiv allokering av strømmen, slik at prisene etter hvert vil nærme seg hverandre. Viktigheten av et integrert kraftmarked kan eksemplifiseres med utgangspunkt i norsk tilbud og etterspørsel. Om våren og sommermånedene er tilsiget som oftest høyt i vannmagasinene, og muliggjør en høy kraftproduksjon. Etersom etterspørselen i samme periode ofte er lav, grunnet økende temperaturer og lysere dager, kan norske kraftverk

eksportere elektrisitet til utlandet. Det motsatte skjer i vintermånedene hvor etterspørselen er høy og tilsiget lavere, dermed vil mengden vann i magasinene (les; tilbudet) reduseres. Da vil billigere kraft importeres for å redusere de høye strømprisene som kan oppleves i innenlandsmarkedet (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>.

## 2.2 Tilbud og etterspørsel i det norske kraftmarkedet

Tilbudskurven for elektrisitet gjenspeiler et positivt forhold mellom pris og kvantum. Kurven forklarer at kraftprodusenter ønsker å øke produksjonen når prisen stiger, og er dermed oppadgående. Etterspørselskurven vil derimot ha en nedadgående trend, ettersom økende pris har en negativ effekt på mengde etterspurt. Der de to kurvene krysser hverandre vil det oppstå markedslikevekt. Dersom det skjer endringer i andre faktorer enn prisen, vil det forekomme et skift i de to kurvene, og likevektspunktet endrer seg. Denne mekanismen er illustrert i figuren under.



Figur 1 - Illustrasjon av skift i etterspørsels- og tilbudskurven

I kraftmarkedet vil imidlertid kurvene skifte simultant og kontinuerlig, hvilket gjør at likevekten forflyttes hele tiden. Pris og omsatt mengde i markedet vil derfor være et resultat av at produksjon optimeres og etterspørsel justeres etter hvordan faktorene som skifter kurvene utvikler seg. I det norske kraftmarkedet vil eksempelvis været føre til et skift i kurvene og en bevegelse av likevektspunktet (Bye & Hansen, 2008). I etterspørselsfunksjonen kan temperaturendringer og antall timer dagslys føre til endringer i forbruksmønsteret, og dermed gi skift i etterspørselskurven. Tilbudskurven kan på sin side skifte ut- eller innover avhengig av

endringer i tilsig, magasinnivå eller vindkraftproduksjon. En annen faktor som påvirker tilbudet, er prisen på innsatsfaktorer i kraftproduksjon. Varmekraft utgjør omkring 2 % av årlig kraftproduksjon i Norge, og energiresursene som benyttes i slike kraftanlegg er blant annet olje og gass. Endringer i prisen på de to variablene vil dermed påvirke kostnadsbildet til termiske anlegg, og kan på denne måten føre til skift i tilbudskurven. Videre kan politiske tiltak med eksempelvis mål om å øke fornybar energiproduksjon eller redusere forbruket fra fossile energikilder påvirke etterspørsels- og tilbudsfunksjonen.

### 2.3 Prisdannelse

Nord Pool beregner hver dag systemprisen for det neste døgnet (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Dette gjøres ved å undersøke hva etterspørselen og produksjonen vil være den påfølgende dagen ved hjelp av kompliserte analyser og prognoser. Deretter benyttes systemprisen som utgangspunkt til å beregne en områdepris for hvert av de fem prisområdene i det norske kraftmarkedet, henholdsvis NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5. Prisområdene representerer Østlandet, Sør-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge og Vestlandet (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Områdeprisen avviker fra systemprisen ettersom den tar hensyn til overføringsbegrensninger i kraftnettet. Overføringsbegrensningene, også kalt flaskehals, oppstår som et resultat av produksjonsoverskudd i et område sammenlignet med et annet. Dette håndteres ved å fastsette egne priser for de områdene hvor flaskehalsene normalt sett oppstår (Regjeringen, 2008). I områder med produksjonsoverskudd blir områdeprisen lavere enn systemprisen, og i områder med produksjonsunderskudd blir områdeprisen høyere enn systemprisen. Prisene for de ulike områdene vil variere for å skape balanse mellom tilbud og etterspørsel, og hindre overproduksjon og -belastning av kraftnettet. Det er denne mekanismen som gjør at Tromsø kan ha lavere strømpriser enn eksempelvis Oslo (Von der Fehr, 2021).

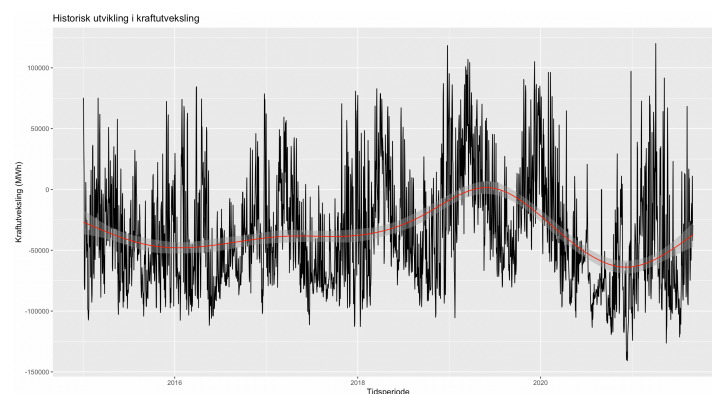
## 2.4 Et sammensatt marked

Kraftmarkedet kjennetegnes som et komplekst og sammensatt marked, hvor en rekke faktorer påvirker etterspørsel og tilbud i ulik retning. Vi vil i det følgende presentere sentrale faktorer for å forstå hvordan etterspørsel og tilbud påvirkes og avhenger av hverandre, i tillegg til hvordan dette virker inn på strømprisen.

### 2.4.1 Integrasjon med Europa

Overføringskabler mellom Norden og resten av Europa gjør det mulig for andre land å kjøpe og selge strøm på Nord Pool (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Styrken ved et sammenkoblet kraftmarked er at kraftprodusentene kan produsere mer enn etterspørselen i hjemmemarkedet, og eksportere overskuddet i perioder med høy strømpris. Når prisen derimot er lav, vil kraft importeres (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Dette sikrer at strømmen flyter til det markedet hvor behovet og verdien er størst. Hensikten er at integrasjonen skal komme samfunnet som helhet til gode, gjennom økt samfunnsøkonomisk profitt (Sirnes, 2021).

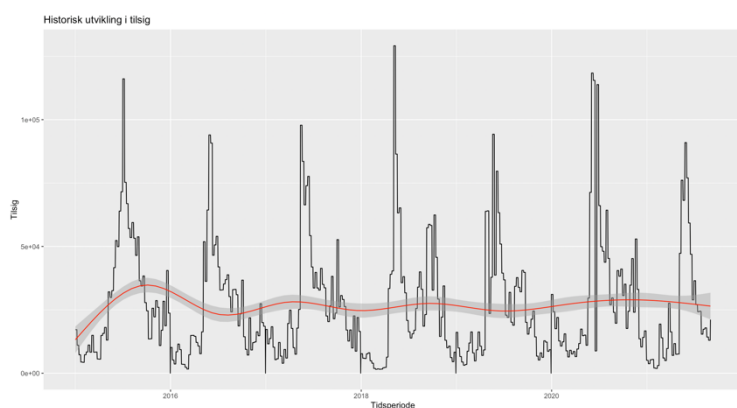
Til tross for at flere land er på god vei til å kvitte seg med ikke-fornybare energikilder, blir mye av kraften i Europa produsert ved hjelp av kull og gass. Når prisen på kull, gass og CO<sub>2</sub>-kvoter stiger, vil det bli kostbart for kull- og gasskraftverkene å produsere elektrisitet. Dette gjør at land som eksempelvis Tyskland og Nederland vil ha insentiv til å importere billigere energi fra Norge. Samtidig består fornybar energi i store deler av Europa hovedsakelig av vindkraftproduksjon. I tilfeller ved lite vind vil kapasitetsutnyttelsen i eksempelvis tyske, danske, nederlandske og britiske vindkraftparker være lav. Etersom Norge har direkte overføringskabler til disse landene, vil dette påvirke norske strømpriser ved kraftutveksling. Figuren under beskriver norsk kraftutveksling, hvor negative verdier er eksport og positive verdier er import.



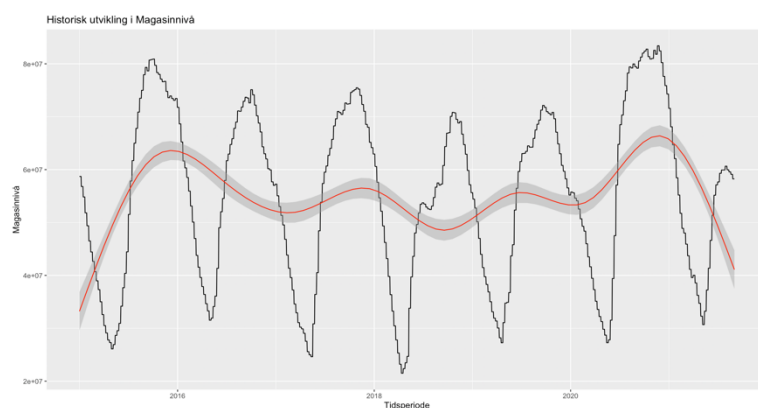
Figur 2 – Utvikling i kraftutveksling

## 2.4.2 Hydrologiske faktorer

Vannkraft utgjør 90 % av norsk energiproduksjon, og omtrent halvparten av Europas samlede magasinkapasitet (NVE, 2019)<sup>1</sup>. Fordelen med vannkraftverk er at magasinene fungerer som et energilager, og produksjonen kan bestemmes ut ifra kraftbehovet på et gitt tidspunkt (Mauritzen, 2013). Hvor mye som produseres til en gitt tid, avhenger av hvor mye vann som slippes gjennom turbinen for å omdanne mekanisk energi til elektrisk energi (Hofstad, 2021). Dette vil igjen avhenge av vannstanden i magasinene, og hvilken pris kraftprodusentene får for den produserte strømmen. Magasinnivået er et resultat av mengden nedbør og tilsig i en periode, og vil variere gjennom året. I store deler av vinterhalvåret er tilsiget lavt og produksjonen høy, hvilket gjør at magasinnivået reduseres. Om våren og sommeren derimot, er tilsiget høyt og produksjonen lavere, og nivået stiger (Rosvold og Halleraker, 2020). På denne måten vil hydrologiske faktorer ha en påvirkning på produksjonsnivå, og gjennom tilbudseffekten påvirke kraftprisen.



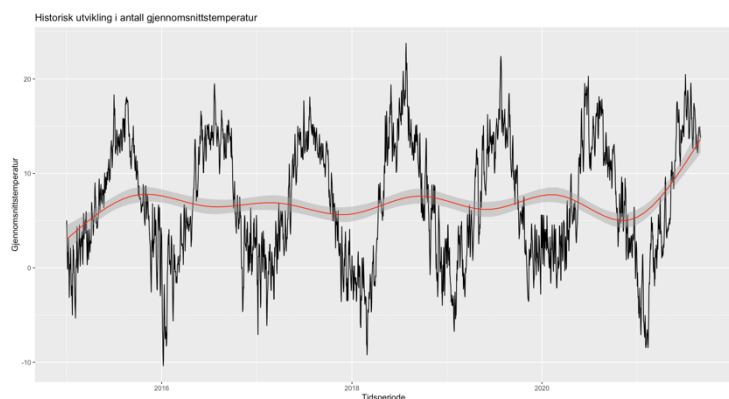
Figur 4 - Utvikling i tilsig



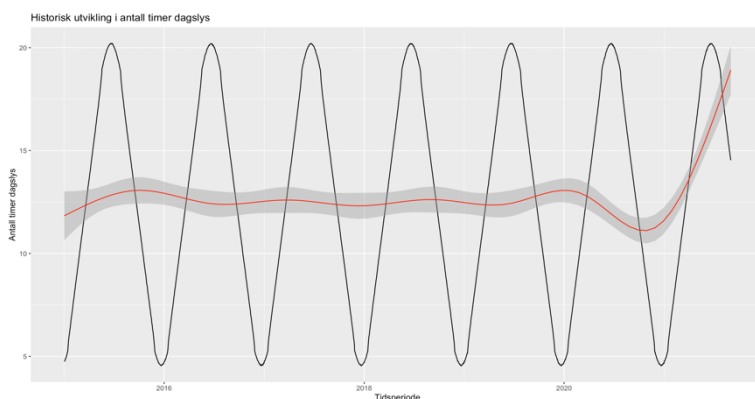
Figur 3 - Utvikling i magasinnivå

### 2.4.3 Temperatur og dagslys

I det nordiske energimarkedet er etterspørselen sterkt påvirket av klimaet. Forbruket vil være negativt korrelert med temperatur, ettersom mange husholdninger bruker strøm til oppvarmingsformål når temperaturen synker om vinteren. Antall timer med dagslys vil også ha en effekt på etterspørselen, da strøm i stor grad benyttes til belysning (Energifakta Norge, 2021)<sup>1</sup>. Ved lave temperaturer og lite dagslys vil etterspørselen etter strøm øke. Om vinteren vil etterspørselseffekten derfor føre til at prisen på strøm øker, og det motsatte vil være tilfellet i sommerhalvåret.



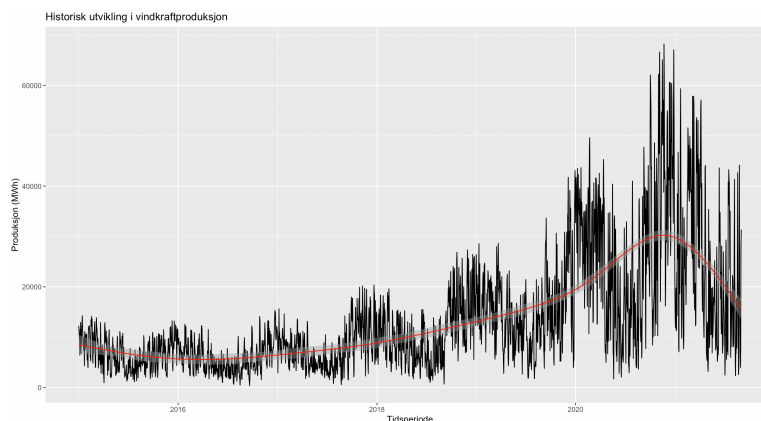
Figur 6 - Utvikling i gjennomsnittstemperatur



Figur 5 - Utvikling i antall timer dagslys

### 2.4.4 Vindkraftproduksjon

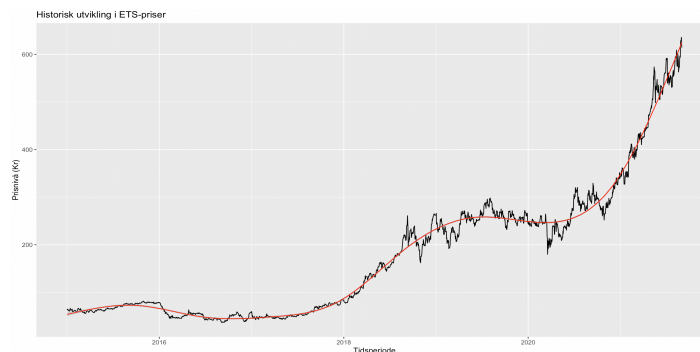
Vindkraft er en energikilde som vokser raskt i overgangen mot et fornybart kraftmarked i Europa (Statkraft, 2021)<sup>1</sup>. Utbygging av installert vindkraftkapasitet vil, ved en forutsetning om at det blåser, føre til en økning i strømtilbudet. Fravær av vind vil gi lavere krafttilbud og høyere strømpris, alt annet like. Vindkraftproduksjon bidrar på denne måten til volatilitet i strømprisen på kort sikt (Mauritzen, 2010). Figuren nedenfor viser en tydelig økning i vindkraftproduksjon de siste årene.



Figur 7 - Utvikling i vindkraftproduksjon

### 2.4.5 CO<sub>2</sub>-kvotepris

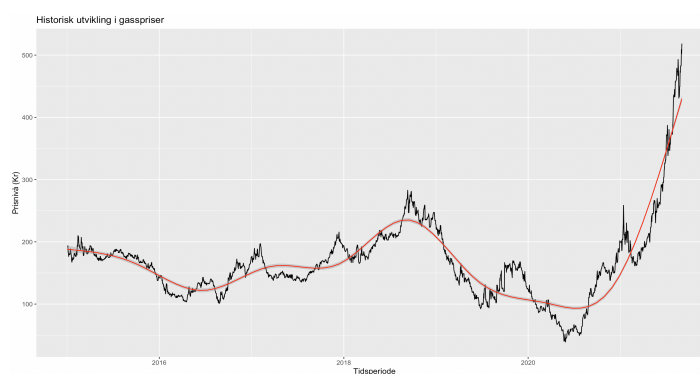
Utslippskvoter er rettigheter selskaper kan kjøpe for å slippe ut ett tonn CO<sub>2</sub> eller CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (Miljødirektoratet, 2019). Ettersom kull- og gasskraftverk forurenses, vil de være nødt til å kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter for å kompensere for utslippene. EU har den senere tiden redusert antall utslippskvoter betraktelig, hvilket har ført til en høyere pris på utslippskvotene (Miljødirektoratet, 2019). Dette bidrar til høyere produksjonskostnader for kull- og gasskraftverkene. Når kostnadene for kraftproduksjon stiger, vil europeisk etterspørsel etter strøm fra fornybare kilder stige. Dette gjør at utenlandske aktører vil by opp prisen på kraftbørsen, og gjennom denne dynamikken vil en prisøkning på klimakvoter påvirke strømprisen.



Figur 8 - Utvikling i ETS-pris

### 2.4.6 Gasspris

Drivstoffpriser er viktige determinanter i bestemmelsen av tilbudet, og dermed også kraftprisen (Mohammadi, 2009). Prisen på gass påvirker marginalkostnaden av elektrisitet i gasskraftverk, og når gassprisen stiger vil det bli mindre attraktivt å produsere strøm. Dersom gassprisen blir for høy vil tilbudet reduseres som følge av et skift i tilbudskurven. Denne sammenhengen vil gjelde for norske og europeiske gasskraftverk. Med en forutsetning om at etterspørselen er uendret, vil land med høy andel gasskraftproduksjon, eksempelvis Tyskland og Nederland, importere billigere kraft fra Norge.

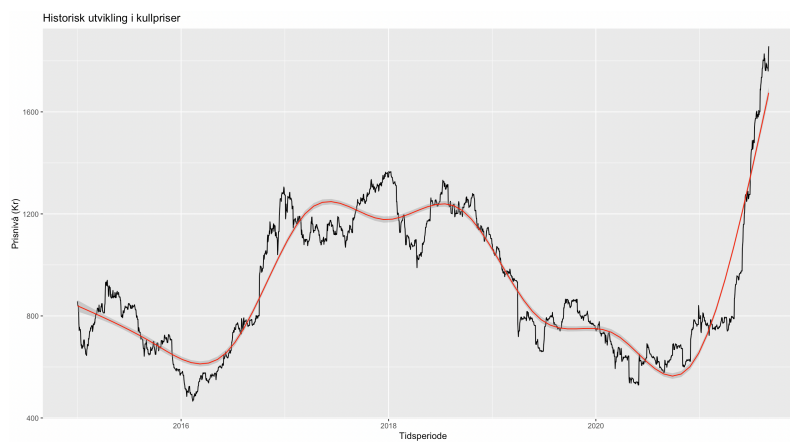


Figur 9 - utvikling i gasspris



### 2.4.7 Kullpris

I likhet med gassprisen, vil prisen på kull påvirke marginalkostnaden for produksjon av elektrisitet i kullkraftverk. Dermed vil en høyere kullpris påvirke tilbudt mengde elektrisitet fra kullkraftverk. På denne måten vil kraftleverandører i land med en stor andel kullkraftproduksjon etterspørre elektrisitet fra andre energikilder. Av den grunn vil europeiske kraftleverandører blant annet kjøpe strøm fra norske vannkraftverk på Nord Pool (Statkraft, 2021)<sup>2</sup>. Norske vannkraftprodusenter kan da få en høyere pris for kraften de produserer. Dette gjør at prisen på strøm for norske forbrukere øker.

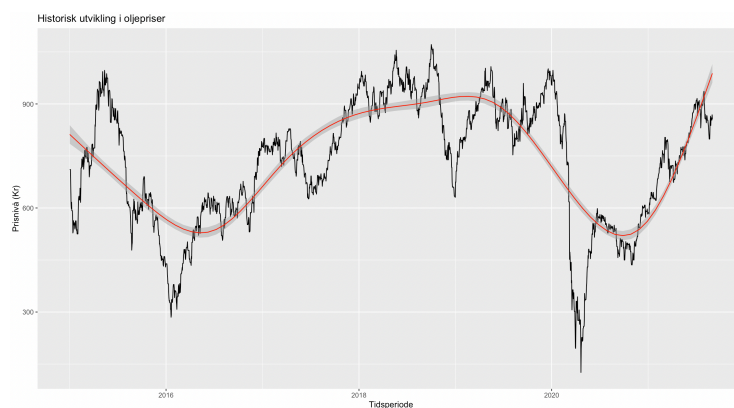


Figur 10 - Utvikling i kullpris

### 2.4.8 Oljepris

Oljeprisen vil ha en indirekte påvirkning på strømprisen og tilbudet fordi den virker inn på transportkostnadene for kull (Rennesund, 2020). Dette kommer av at kull fraktes til Europa med skip, der olje brukes som drivstoff. Dermed vil nivået på oljeprisen ha en effekt på kostnadene knyttet til kraftproduksjon i kullkraftverkene. Denne effekten manifesterer seg til slutt i strømprisen på Nord Pool gjennom økt etterspørsel etter fornybar energi fra kraftmarkeder i andre land.

I Norge blir olje benyttet i fyringsprosesser i varmekraftverk sammen med blant annet flis, avfall og trevirke. Varmen som genereres brukes til oppvarming av vann for å skape damp, som igjen driver en turbin, og elektrisitet produseres. Oljeprisen kan dermed påvirke flere aspekter av kostnadsbildet ved energiproduksjon, og dermed også tilbudet og prisen på elektrisitet.



Figur 11 - Utvikling i oljepris

### 3.0 Teoretisk rammeverk

Følgende kapittel tar for seg det teoretiske fundamentet vi benytter i oppgaven. Innledningsvis vil vi presentere elastisitetsbegrepet, før vi går inn på hvordan dette relaterer seg til tilbud og etterspørsel. Deretter forklarer vi hvordan konsument- og produsentoverskudd kan benyttes til å tolke effekten av skift i etterspørsels- og tilbudsfunksjoner.

#### 3.1 Priselastisitet

Elastisiteter er et verktøy for å måle proporsjonale endringer i en variabel, gitt en endring i en annen variabel (Goolsbee, Levitt, Syverson, 2016, s. 38). I økonomien er elastisiteter mye brukt for å forklare effekter og påvirkninger av en prisendring. Et eksempel på dette er hvordan konsumet av et gode endrer seg ved en prisendring. Dette kan beskrives matematisk i fremstillingen under, hvor Q og P er henholdsvis kvantum og pris.

(3.1)

$$E_P^Q = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} = \frac{\Delta Q}{\Delta P} * \frac{P}{Q}$$

Ut ifra elastisitetens størrelsesorden kan vi kategorisere den som elastisk eller uelastisk. Et gode blir karakterisert som *elastisk* dersom  $E_P^Q > 1$  eller  $E_P^Q < -1$ . Dette betyr at en liten prisendring gir en relativt stor endring i kvantum. Hvis elastisiteten har en verdi på  $-1 < E_P^Q < 1$ , vil den være *uelastisk*. Da vil en prisendring føre til en marginal endring i kvantum. Ved *perfekt elastisitet* er  $E_P^Q = \infty$ , og en prisendring vil gi en uendelig endring i kvantum. Dersom  $E_P^Q = 0$ , er elastisiteten *perfekt uelastisk* og prisendringen vil ikke gi en endring i kvantum konsumert. I tillegg kan  $E_P^Q = -1$  eller  $E_P^Q = 1$ , hvor elastisiteten er *nøytralt elastisk*. Dette betyr at de prosentvise endringene i pris og kvantum er like. Ved å ta utgangspunkt i prosentvis endring i pris og priselastisiteten, kan man beregne prosentvis endring i kvantum. Denne sammenhengen er vist under, der  $\alpha$  indikerer elastisiteten.

(3.2)

$$\% \Delta Q = \alpha * \% \Delta P$$

### 3.1.1 Etterspørselens priselastisitet

Etterspørselens priselastisitet er et mål på hvordan prisendringer påvirker etterspørselen. Priselastisiteten kan tolkes som den prosentvise endringen i kvantum etterspurt ved en prosentvis endring i prisen. *Loven om etterspørsel* sier at en økning i pris vil føre til en reduksjon i kvantum for alle normale goder (Goolsbee et al., 2016, s. 39). Etterspørselens priselastisitet forventes dermed å være negativ. Utrekningen er vist i formel 3.3 nedenfor:

(3.3)

$$\text{Etterspørselens priselastisitet} = E_P^{E(Q)} = \frac{\% \Delta \text{Kvantum etterspurt}}{\% \Delta \text{Pris}}$$

For å tydeliggjøre hvordan teorien fungerer i praksis, vil vi benytte et eksempel. Dersom etterspørselen etter en vare faller med 10 % i respons til en 4 % prisøkning, vil etterspørselens priselastisitet,  $E_P^{E(Q)}$ , være  $\frac{-10\%}{4\%} = -2.5$ . I eksemplet er priselastisiteten negativ, og kommer av at etterspørselskurven har en negativ helning. Dette betyr at ved en økning i prisen på 1 %, vil etterspørselen falle med 2.5 %.

### 3.1.2 Tilbudets priselastisitet

Tilbudets priselastisitet er et mål på hvordan prisendringer påvirker tilbudet (Goolsbee et al., 2016, s. 40). Priselastisiteten kan tolkes som den prosentvise endringen i kvantum tilbudt ved en prosentvis endring i prisen. *Loven om tilbud* sier at aktører vil tilby en større mengde av et gode ved en høyere pris (Goolsbee et al., 2016, s. 40). Tilbudets priselastisitet forventes da å være positiv. Elastisiteten kan beregnes ved hjelp av formel 3.4, vist nedenfor:

(3.4)

$$\text{Tilbudets priselastisitet} = E_P^{T(Q)} = \frac{\% \Delta \text{Kvantum tilbudt}}{\% \Delta \text{Pris}}$$

For å tydeliggjøre hvordan teorien fungerer i praksis, vil vi benytte et eksempel. Dersom tilbudet av en vare øker med 25 % i respons til en 50 % prisøkning, vil tilbudets priselastisitet,  $E_P^{T(Q)}$ , være  $\frac{25\%}{50\%} = 0.5$ . I eksemplet er priselastisiteten positiv, og kommer av at tilbudskurven har en positiv helning. Dette betyr at produsenter ønsker å produsere mer når prisen på en vare

øker, og mindre når prisen faller. Dette betyr at ved en økning i prisen på 1 %, vil tilbudet øke med 0.5 %.

### 3.2 Samfunnsøkonomisk overskudd

Samfunnsøkonomisk overskudd defineres som summen av konsument- og produsentoverskudd, og representerer det totale overskuddet til samfunnet i et bestemt marked. Konsumentoverskudd er forskjellen i konsumenters betalingsvillighet og prisen de faktisk betaler (Goolsbee et al., 2016, s. 58). Produsentoverskudd derimot, er forskjellen mellom prisen de får for å selge en vare, og prisen de er villige til å selge for (Goolsbee et al., 2016, s. 59). Ved en lineær markedsmodell kan dette beregnes ved bruk av følgende formler:

(3.5)

$$KO = \frac{1}{2} * Q_L * (p_{K_0} - p_L)$$

(3.6)

$$PO = \frac{1}{2} * Q_L * (p_{P_0} - p_L)$$

(3.7)

$$SO = KO + PO$$

Der  $Q_L$  er likevektskvantum,  $p_{K_0}$  er maksimal betalingsvillighet for konsumenter,  $p_{P_0}$  er minste beløp som produsentene er villige til å selge en vare for, og  $p_L$  er likevektsprisen i markedet. Dette kan deretter benyttes for å undersøke endringer i konsument- og produsentoverskuddet som følge av eventuelle skift i etterspørsels- og tilbudskurven. For å beregne endringen i overskuddene benyttes følgende formler:

(3.8)

$$\Delta KO = \int_{p_{L_0}}^{p_{L_1}} E(P) dP$$

Der  $p_{L_0}$  er forrige likevektspris og  $p_{L_1}$  er den nye likevektsprisen.  $E(P)$  er estimert etterspørselsfunksjon. For produsentene vil overskuddet beregnes slik:

(3.9)

$$\Delta PO = \int_{p_{L_0}}^{p_{L_1}} T(P) dP$$

Der  $p_{L_0}$  er forrige likevektspris og  $p_{L_1}$  er den nye likevektsprisen.  $T(P)$  er estimert tilbudsfunksjon.

(3.10)

$$\Delta SO = \Delta KO + \Delta PO$$

Endring i samfunnsøkonomisk overskudd,  $\Delta SO$ , vil være summen av  $\Delta KO$  og  $\Delta PO$ , hvor størrelsen på endringen vil gi uttrykk for velferdseffekten av eventuelle markedsendringer.

## 4.0 Datagrunnlag

I dette kapittelet vil vi redegjøre for datagrunnlaget benyttet i oppgaven. Kapittelet vil først forklare hvordan data har blitt samlet inn og bearbeidet, før vi presenterer deskriptiv statistikk av datasettet.

### 4.1 Utarbeidelse av datasett

Datainnhenting har utgjort en betydelig del av vårt arbeid. Vi har benyttet flere åpne og lukkede kilder for å etablere et egnet datasett til vår analyse. Majoriteten av observasjonene er hentet fra Nord Pool, og består av historisk markedsdata om etterspørsel, tilbud og pris. Totalt utgjør datasettet 2 436 daglige observasjoner.

Data tilknyttet norske vannkraftverk er hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Statistikken består av ukentlige observasjoner om fyllingsgraden til 489 av de viktigste vannmagasinene i Norge, gitt ved energiinnholdet i magasinene (NVE, 2019)<sup>2</sup>. Denne informasjonen bruker vi til å beregne avvik i magasinnivået, hvor vi undersøker hvorvidt hver observasjon avviker fra den gjennomsnittlig observerte verdien i analyseperioden. For å omgjøre dette til daglig data har vi gjort enkelte antagelser. Vi forutsetter at observert magasinnivå er det samme gjennom uken, slik at nivået holdes konstant i én uke, før en ny verdi måles.

En annen hydrologisk faktor vi inkluderer, er tilsig i norske vannmagasin. Tilsiget tar utgangspunkt i Hydrologiska Byråns Vattenbalanssektions modell (HBV-modellen). Modellen er utviklet ved Svenska Meteorologiska och Hydrologiska Institut, og benyttes av NVE til å beregne energiinnholdet i tilsiget til magasinene (Holmqvist, 2017). Denne informasjonen er lagret ukentlig, og vi bearbeider den på samme måte som for magasinnivået.

Datasettet inneholder også prisen på kull, gass, CO<sub>2</sub>-kvoter og olje. De tre førstnevnte har blitt lastet ned fra Bloomberg Terminal, og oljepriser fra U.S. Energy Information Administration. For kullprisene har vi tatt utgangspunkt i futurespriser på Rotterdamkull. Prisen er basert på fremtidig handel i råvaremarkedet, og reflekterer handelen i den nordvestlige delen av Europa. De nedlastede observasjonene er oppgitt i amerikanske dollar per tonn. For gassprisen bruker vi Nederlandsk TTF-futures, og disse er oppgitt i euro per MWh. Denne prisindeksen er også

ansett som representativ for europeiske gasspriser (Melling, 2010). CO<sub>2</sub>-kvoteprisene representerer prisen på én kvote for å slippe ut ett tonn CO<sub>2</sub> (Klima- og miljødepartementet, 2020). For olje benytter vi spottprisen på brent råolje, ettersom denne brukes som en referanse for oljeprisen i Europa (Dagens Næringsliv, 2021).

Felles for dataene med råvarepris er at de handles i ukedager, unntatt helligdager. Dataene inneholder dermed omtrentlig 250 observasjoner per år. For at observasjonene skal egne seg til tidsserieanalyse, bearbeides dem for å stemme overens med resterende data. Av den grunn fryses prisene for de manglende observasjonene, for eksempel for helgedager, slik at vi får 365 observasjoner for hvert år. Vi ønsket å ha verdiene til disse variablene i NOK, og lastet ned data fra Norges Bank med informasjon om daglig valutakurser for den aktuelle perioden. Dette er daglige observasjoner av vekslingskurser for euro og dollar til NOK. Valutakursdataen ble deretter multiplisert med råvareprisene for å få alle priser i NOK.

Nedlasting av værdata har blitt gjort fra flere ulike kilder. Daglig informasjon om nedbør og gjennomsnittstemperatur har blitt hentet fra Norsk Klimaservicesenter. Værdata har vi hentet fra fem norske byer i hver sin representative del av landet, henholdsvis Kristiansand, Oslo, Bergen, Trondheim og Tromsø. Vi har regnet ut et gjennomsnitt av været i de fem byene, og forutsetter at dette representerer været for Norge som helhet. Dette er i henhold til metoden fra tidligere studier, og vi anser en slik løsning som hensiktsmessig. For å innhente informasjon om antall timer med dagslys har vi fått tilgang til data fra Time and Date ([timeanddate.com](http://timeanddate.com)). Databasen inneholder tidspunkter for soloppgang og -nedgang, og for å få antall timer med dagslys har vi beregnet differansen mellom klokkeslettene.

For å ha mulighet til å analysere variablene for ulike perioder, inkluderer vi sesonger og ukedager i datasettet. Sesongene vi inkluderer er vinter, vår, sommer og høst. Vinter utgjør perioden mellom 1. desember og 28. februar. Vårsesongen består av observasjoner for 1. mars til 31. mai. Sommersesongen er 1. juni til 31. august, og høst er definert til å være fra 1. september til 30. november.

I datasettet er det kun blitt benyttet faktiske observasjoner fra pålitelige kilder i prosessen, og ved nærmere undersøkelse finner vi ingen mistanke om feil. Dette kommenteres nærmere i den deskriptive statistikken og under robusthetsanalysene i kapittel 7. På neste side følger en sammenfatning av de nedlastede observasjonene.



Variabel	Beskrivelse	Måleenhet	Kilde
<i>Etterspørsel</i>	Beskriver forbrukt mengde per dag i det norske markedet	MWh	Nord Pool
<i>Tilbud</i>	Beskriver produsert mengde per dag i det norske markedet	MWh	Nord Pool
<i>Systempris</i>	Referanseindeks for strømprisen i Norden	Kroner per MWh	Nord Pool
<i>Kraftutveksling</i>	Måler hvor mye elektrisitet som importeres og eksporteres hver dag	MWh	Nord Pool
<i>Oljepris</i>	Prisen på ett fat Nordsjøolje	Kroner/fat	U.S. Energy Information Administration
<i>Gasspris</i>	Prisen på én MWh gass	Kroner/MWh	Bloomberg Terminal
<i>Kullpris</i>	Futureprisen på ett tonn kull	Kroner/tonn	Bloomberg Terminal
<i>CO<sub>2</sub>-kvotepri</i>	Prisen på én CO <sub>2</sub> -kvote	Kroner/tonn	Bloomberg Terminal
<i>Vindkraftproduksjon</i>	Måler hvor mye elektrisitet som produseres i Norge ved vindkraftproduksjon	MWh	Nord Pool
<i>Avvik i magasinnivå</i>	Måler avviket fra gjennomsnittlig magasinnivå	GWh	Norges vassdrags- og energidirektorat
<i>Tilsig</i>	Måler tilsiget i norske vannmagasin	GWh	Norges vassdrags- og energidirektorat
<i>Nedbør</i>	Daglig nedbør	Millimeter	Norsk Klimaservicesenter
<i>Gjennomsnittstemperatur</i>	Daglig gjennomsnittstemperatur	Grader celsius	Norsk Klimaservicesentere
<i>Antall timer med dagslys</i>	Antall timer med dagslys fra soloppgang til -nedgang	Timer	Time and Date

Tabell 2 - Oversikt over datagrunnlag

## 4.2 Deskriptiv statistikk

Dette kapittelet inneholder deskriptiv statistikk av datagrunnlaget. Først vil vi presentere et statistisk sammendrag for å gi en oversikt over forklaringsvariablene vi benytter. Deretter diskuterer vi utviklingen av de mest sentrale variablene for å besvare oppgavens problemstilling, og fremstiller disse grafisk. Avslutningsvis kommenterer vi korrelasjonen mellom variablene i datasettet.

### 4.2.1 Sammendrag av datagrunnlag

Tabellen under består av antall observasjoner, gjennomsnitt, standardavvik, minimumsverdi, 25. prosentil, 75. prosentil og maksimumsverdien til hver variabel vi har innhentet informasjon om. I diskusjonen av tabellen vil vi fokusere på etterspørsel, tilbud og systempris, ettersom disse er av størst interesse med tanke på problemstilling og hypoteser.

Deskriptiv statistikk							
Statistikk	N	Gjennomsnitt	St. avvik	Min	Pctl(25)	Pctl(75)	Max
Etterspørsel	2,436	364,390.40	72,907.93	241,335	297,190.50	426,455.50	559,127
Tilbud	2,436	400,547	79,068.88	201,513	344,178.20	450,000.80	615,499
Systempris	2,436	292.71	141.98	7.64	208.57	385.78	900.37
Kraftutveksling	2,436	-36,156.57	46,315.58	-140,845	-72,058	-7,267.20	119,420
Oljepris	2,436	731.83	179.17	125.75	596.51	881.77	1,071.23
Gasspris	2,436	166.28	62.80	39.06	132.10	187.44	518.45
Kullpris	2,436	915.31	270.01	465.74	698.11	1,143.02	1,857.34
ETS-pris	2,436	177.02	137.46	36.50	59.66	258.18	635.74
Vindkraftproduksjon	2,436	13,325.18	11,461.97	342.60	5,541.94	16,621.11	68,237.64
Avvik i magasinnivå	2,436	0.00	164,401.70	-336,022.30	-146,230	142,894.90	283,007.70
Tilsig	2,436	26,884.50	23,062.56	0	9,960	36,457.50	129,130
Nedbør	2,436	3.65	3.61	0.00	0.90	5.27	23.00
Gjennomsnittstemperatur	2,436	6.80	6.44	-10.38	1.80	12.62	23.78
Antall timer dagslys	2,436	12.70	5.23	4.54	8.01	17.54	20.21

Tabell 3 - Deskriptiv statistikk

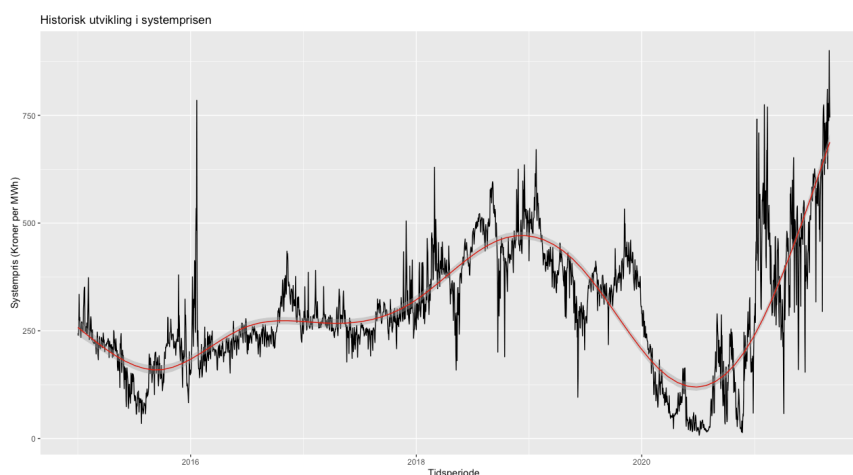
Etterspørselen etter elektrisitet har en gjennomsnittlig verdi på 364 390.40 MWh, med et standardavvik på 72 907.93 MWh. Dette betyr at det er noe variasjon fra gjennomsnittet i observasjonene. Grunnet sesongmessige faktorer vil etterspørselen variere gjennom året, og det observeres en minimums- og maksimumsverdi på 241 335 MWh og 559 127 MWh. 25. – og 75. prosentil for etterspørselen er henholdsvis 297 190.5 MWh og 426 455.5 MWh.

Når det gjelder kraftproduksjonen i Norge, vil denne i stor grad følge etterspørselsmønsteret gjennom året. Dette kommer frem ved at de statistiske beregningene for tilbudet er relativt likt med hva som ble diskutert i forbindelse med forbruket i avsnittet over. For tilbudet er den gjennomsnittlige verdien på 400 547 MWh, og standardavviket på 79 068.88 MWh. Minimumsverdien er 201 513 MWh og maksimumsverdien er på 615 499 MWh. Ettersom disse er både lavere og høyere enn verdiene for etterspørsel, impliserer dette at kraftunderskudd og -overskudd kan balanseres ved import og eksport. Verdiene for 25. prosentil og 75. prosentil er henholdsvis 344 178.2 MWh og 450 000.8 MWh.

Av tabellen kommer det frem at systemprisen har en gjennomsnittlig verdi på 292 kroner per MWh i perioden 1. januar 2015 til 1. september 2021. Dette er vesentlig lavere enn prisen per 26. oktober 2021, på 639.78 kroner per MWh. 25.- og 75. prosentil til systemprisen er 208.57 og 385.77 kroner per MWh, og tilsier at halvparten av observasjonene for systemprisen ligger i intervallet mellom disse verdiene. Minimum- og maksimumsverdiene, på henholdsvis 7.64 og 900.37 kroner per MWh, tydeliggjør at det kan forekomme store svingninger i prisen. Dette er også illustrert i figur 12.

#### 4.2.2 Grafisk fremstilling av systempris, etterspørsel og tilbud

For å illustrere utviklingen og sammenhengen mellom systempris og omsatt mengde, vil vi presentere variablene grafisk. I fremstillingene er det inkludert en rød trendlinje for å beskrive utviklingen tydeligere.

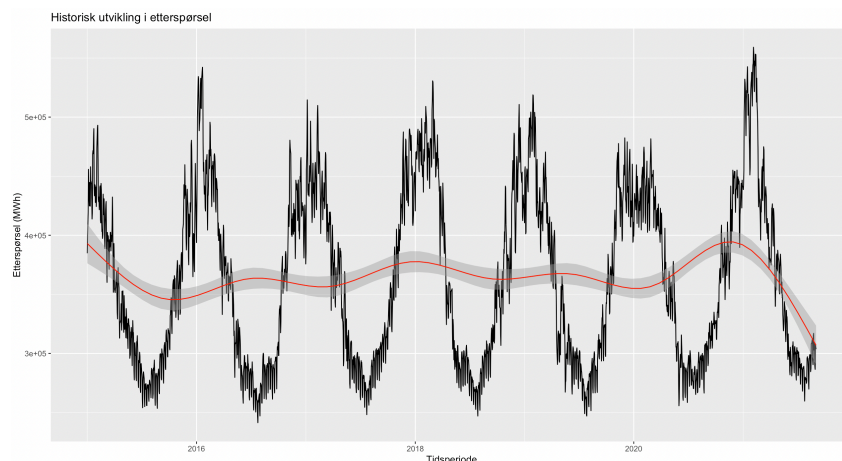


Figur 12 - Utvikling i strømprisen 2015 – 2021

Fra figuren over ser vi at det har forekommet enkelte positive og negative prissjokk. I årsskiftet 2015 – 2016 økte strømprisen fra 83.23 kroner per MWh, til 784.83 kroner per MWh. Årsaken til dette var en periode med betydelige temperaturendringer, hvilket kan observeres i værdataene i datasettet. Gjennomsnittstemperaturen i perioden falt fra 3.68 grader, til – 7.14 grader. Det poengteres også at det er i denne perioden hvor minimumsverdien på – 10.38 grader i gjennomsnittlig temperatur ble observert. Ettersom systemprisen påvirkes av etterspørselen i markedet, og etterspørselen påvirkes av været, vil perioder med lave temperaturer føre til økte strømpriser (Johannesen, 2016).

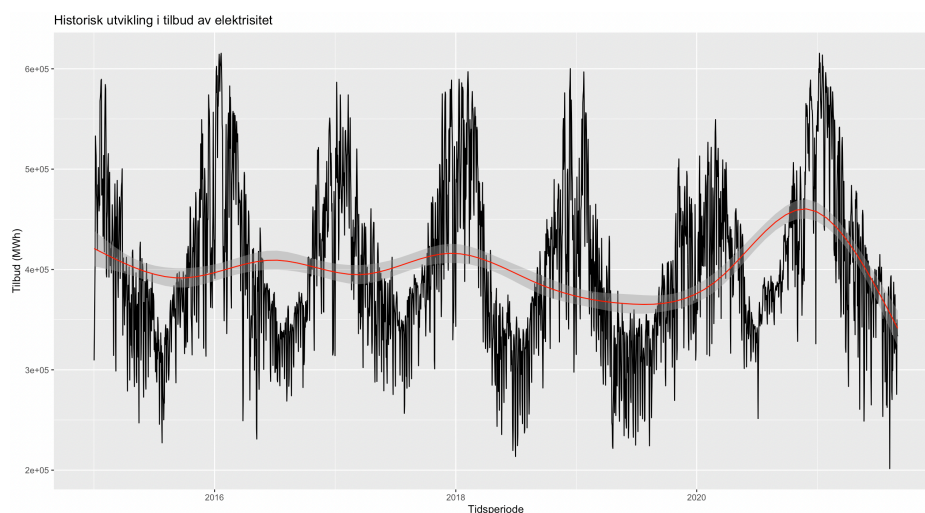
Fra slutten av 2019 til omtrentlig halvveis ut i 2020 hadde systemprisen en jevn nedgang. NVE fremhever i sin årsrapport for 2020 at ekstremnedbør og mye tilsig i vannmagasinene bidro til en sterk hydrologisk balanse, og sammen med gode vindforhold var kraftproduksjonen høy i denne perioden. Eksportkapasiteten til Norge var begrenset i første halvdel av 2020 som følge av en feil på overføringskabelen NorNed, mellom Norge og Nederland. Dette ga i enkelte timer en negativ strømpris på grunn av det høye tilbudet fra egenproduksjonen til norske kraftverk, og er en av årsakene til de lave strømprisene i denne perioden (NVE, 2020).

I 2021 har norske forbrukere derimot opplevd stigende strømpriser. En forklaring på dette er blant annet den økte integrasjonen mellom norsk og europeisk kraftnett. I Europa har prisen på innsatsfaktorer i kraftproduksjon vært høy og kapasitetsutnyttelsen i vindkraftparkene vært lav. Dette har ført til underproduksjon og høyere strømpriser i Europa. På denne måten har europeisk betalingsvillighet for billigere energi, eksempelvis norsk vannkraft, steget. Som følge av dette har norske vannkraftverk økt produksjonen for å maksimere sin profitt. Dette har, i kombinasjon med en tørr høst, ført til et rekordlavt nivå i norske magasiner (NVE, 2021)<sup>2</sup>. Samlet sett har de ovennevnte mekanismene bidratt til en reduksjon i norske energilagre og høyere priser for aktørene i det norske markedet.



Figur 13 - Utvikling i forbruk av elektrisitet

Figur 13 illustrerer hvordan forbrukt mengde varierer i løpet av året, og den er høyere i vintermånedene enn hva den er i sommermånedene. Dette skyldes lavere temperaturer om vinteren og forbrukere etterspør dermed elektrisitet i høyere grad. Til tross for at den sesongmessige variasjonen er relativt lik for hvert år, kan det likevel observeres enkelte forskjeller mellom årene. Vinteren 2019 – 2020 har et lavere toppunkt enn det som observeres for de andre årene. Dette skyldtes milde temperaturer, noe som påvirket kraftforbruket (NVE, 2020). Derimot har vinteren 2020 – 2021 en høy forbrukstopp, hvor en kald vinter førte til et økt kraftforbruk (NVE, 2021)<sup>3</sup>.



Figur 14 - Utvikling i produsert elektrisitet

Figur 14 illustrer produksjonen av strøm i analyseperioden, og denne har de samme sesongmessige variasjonene som etterspørselen. Dette kommer av at konsum og produksjon av

strøm må sammenfalle. Likevel avviker de to mengdene noe, da eksport og import spiller inn og balanserer for over- og underproduksjon.

For å undersøke tidstrender har vi fremstilt et stasjonaritetsplott for tilbud og etterspørsel. Dette er vist i appendikset i figur A.1.1 og A.1.2, og illustrerer at det ikke foreligger en systematisk trend i dataene. På grunnlag av dette har vi tatt en antagelse om at det ikke vil være behov for differencing eller inkludering av en tidstrend i modellene.

### 4.2.3 Pearsons korrelasjonsmatrise

Vi vil nå gjennomgå Pearsons korrelasjonsmatrise for å identifisere eventuell korrelasjon mellom variablene i regresjonsmodellene i kapittel 7. Matrisen er presentert i tabell 4, og forklarer samvariasjon mellom variablene.

Korrelasjonsmatrise														
	Etterspørsel	Tilbud	Systempris	Kraftutveksling	Oljepris	Gasspris	Kullpris	ETS-pris	Vindkraftproduksjon	Avvik i magasinnivå	Tilsig	Nedbør	Gjennomsnittstemperatur	Antall timer dagslys
Etterspørsel	1	0.817	0.213	0.179	-0.058	0.018	-0.036	-0.038	0.273	-0.097	-0.627	-0.020	-0.946	-0.823
Tilbud	0.817	1	0.164	-0.421	-0.220	0.013	-0.059	-0.030	0.165	0.083	-0.458	-0.114	-0.719	-0.655
Systempris	0.213	0.164	1	0.054	0.537	0.682	0.594	0.394	-0.067	-0.093	-0.268	-0.163	-0.137	-0.123
Kraftutveksling	0.179	-0.421	0.054	1	0.285	0.007	0.045	-0.008	0.148	-0.295	-0.205	0.164	-0.261	-0.176
Oljepris	-0.058	-0.220	0.537	0.285	1	0.448	0.617	0.152	-0.081	-0.222	0.061	-0.035	0.068	0.085
Gasspris	0.018	0.013	0.682	0.007	0.448	1	0.708	0.409	0.012	0.027	-0.073	-0.041	0.040	-0.051
Kullpris	-0.036	-0.059	0.594	0.045	0.617	0.708	1	0.086	-0.146	-0.034	-0.049	-0.024	0.078	-0.005
ETS-pris	-0.038	-0.030	0.394	-0.008	0.152	0.409	0.086	1	0.532	0.034	0.034	-0.040	0.128	0.118
Vindkraftproduksjon	0.273	0.165	-0.067	0.148	-0.081	0.012	-0.146	0.532	1	0.124	-0.140	0.183	-0.188	-0.293
Avvik i magasinnivå	-0.097	0.083	-0.093	-0.295	-0.222	0.027	-0.034	0.034	0.124	1	0.020	0.192	0.178	-0.317
Tilsig	-0.627	-0.458	-0.268	-0.205	0.061	-0.073	-0.049	0.034	-0.140	0.020	1	0.046	0.623	0.581
Nedbør	-0.020	-0.114	-0.163	0.164	-0.035	-0.041	-0.024	-0.040	0.183	0.192	0.046	1	0.022	-0.157
Gjennomsnittstemperatur	-0.946	-0.719	-0.137	-0.261	0.068	0.040	0.078	0.128	-0.188	0.178	0.623	0.022	1	0.767
Antall timer dagslys	-0.823	-0.655	-0.123	-0.176	0.085	-0.051	-0.005	0.118	-0.293	-0.317	0.581	-0.157	0.767	1

Tabell 4 - Korrelasjonsmatrise

Fra korrelasjonsmatrisen fremkommer det at enkelte variabler har en moderat til høy korrelasjon. Dette gjelder blant annet for olje-, gass- og kullpris. Gjennomsnittstemperatur og antall timer dagslys korrelerer også noe, og er forklaringsvariabler i etterspørselsfunksjonen. For å vurdere om dette skaper problemer knyttet til multikollinearitet i regresjonsmodellene, undersøker vi variasjonsinflasjonsfaktoren til variablene. Resultatene fra testen er vist i figurene A.2.1 og A.2.2 i appendikset. Ettersom alle variablene har en VIF-verdi på under 10, velger vi å beholde variablene og benytte de i analysen.

## 5.0 Empirisk metode

Denne delen tar for seg de økonometriske metodene vi benytter for å analysere og besvare oppgavens problemstilling. Ettersom en stor del av analysearbeidet knytter seg til regresjoner, vil vi gå nærmere inn på minste kvadraters metode (OLS), simultane likningssystemer, instrumentvariabelmetoden og to-trinns minste kvadraters metode (2SLS). Kapittelet tar utgangspunkt i økonometrisk teori fra læreboken *Introductory Econometrics: 5th edition* av Jeffrey M. Wooldridge.

### 5.1 OLS - Minste kvadraters metode

OLS, etter *Ordinary Least Squares*, er den vanligste regresjonsmetoden for å undersøke årsakssammenhenger i økonometrien. På denne måten kan man beskrive det lineære forholdet mellom en avhengig variabel og en eller flere uavhengige variabler. Metoden tar utgangspunkt i å estimere regresjonskoeffisientene  $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_n$  slik at summen av kvadratene til residualene,  $\sum e_j^2$ , blir minst mulig. Dette gjøres for å minimere avviket mellom den sanne verdien,  $\beta$ , og den predikerte verdien,  $\hat{\beta}$ , for  $y$ . Vi finner de estimerte betaverdiene ved følgende minimeringsproblem:

(5.1.1)

$$\min_{\hat{\beta}_0, \dots, \hat{\beta}_n} \sum_{i=1}^n (\hat{u}_i)^2 = \min_{\hat{\beta}_0, \dots, \hat{\beta}_n} SSR$$

Metoden avhenger av enkelte forutsetninger for å få de beste lineære forventningsrette estimatorene. I det følgende vil vi forklare Gauss-Markov sine forutsetninger ved å se på den enkle OLS-modellen:

(5.1.2)

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_i + u_i$$

Der  $\beta_0$  og  $\beta_1$  er ukjente parametere,  $Y_i$  en avhengig variabel,  $X_i$  en uavhengig variabel og  $u_i$  et stokastisk feilledd.

For det stokastiske feilleddet foreligger det to forutsetninger:

1.  $E(u_i) = 0$ , forventningen til feilleddet er lik null.
2.  $Cov(x_i, u_i) = 0$ , de uavhengige variablene er ukorrelert med feilleddet.

De to antagelsene kan beskrives ytterligere på følgende måte:

(5.1.3)

$$E(u_i|x_i) = 0$$

Likning 5.1.3 forklarer at den forventede verdien av feilleddet betinget av den uavhengige variabelen er lik null. Dermed vil OLS-estimatorene være forventningsrette ettersom:

(5.1.4)

$$E(\hat{\beta}_i|x_i) = \beta_i$$

Dette betyr samlet sett at den predikerte estimatoren,  $\hat{\beta}_i$ , ikke har et systematisk avvik fra parameteren vi ønsker å forklare,  $\beta_i$ . For at denne forutsetningen skal være tilfredsstillt bør man unngå utelatte variabler i regresjonsmodellen.

Et annet krav er at observasjonene skal komme fra et tilfeldig utvalg. Dette betyr at restleddene skal være uavhengige og ukorrelerte med feilleddet, og er gitt ved:

(5.1.5)

$$Cov(u_i, u_j|x_i, x_j) = 0$$

For alle  $i$  som er ulik  $j$ . Altså at  $\forall i \neq j$ , hvilket indikerer at det er ingen autokorrelasjon i regresjonslikningen. Autokorrelasjon kan oppstå i en tidsserieregresjon dersom det er samvariasjon mellom feilleddene. Et eksempel på dette kan være at feilleddet for en regresjonsmodell på tidspunkt  $t$ , gitt ved  $u_t$ , kan forklares ved hjelp av feilleddet fra forrige periode,  $u_{t-1}$ . I et slikt tilfelle vil ikke kvadratene til residualene være minst mulig, og det finnes andre estimater som vil gi et mer nøyaktig resultat.



En annen forutsetning er at vi ønsker homoskedastisitet, altså at variansen til feilleddet,  $u_i$ , er konstant:

(5.1.6)

$$\text{Var}(u_i|x_i) = \sigma^2$$

Dersom denne antagelsen er brutt, har man et tilfelle av heteroskedastisitet. Dette betyr at variansen til feilleddet ikke er lik for alle observasjoner i en lineær regresjonsmodell. Det er viktig å poengtere at dette i seg selv ikke nødvendigvis skaper forventningsskjeve eller inkonsistente estimater i en OLS-regresjon. Forklaringskraften,  $R^2$ , vil heller ikke være påvirket av heteroskedastisitet. Likevel fører heteroskedastisitet til et problem ved at uobserverbare effekter har en påvirkning på koeffisientresultatene, og dermed får man ikke den beste estimerte betaverdien,  $\hat{\beta}_i$ . Dette betyr at kvadratene til residualene ikke er minst mulig. F-testen mister i dette tilfellet sin kredibilitet.

En ytterligere forutsetning er at det ikke eksisterer et eksakt lineært forhold mellom to forklaringsvariabler. Med andre ord, at det ikke foreligger noen form for multikollinearitet. Dette betyr at man har flere uavhengige variabler som måler omtrent det samme. I undersøkelsen er det *graden* av multikollinearitet som er interessant. Dette undersøkes ved variasjonsinflasjonsfaktoren (VIF), og beregnes på følgende måte:

(5.1.7)

$$VIF_j = \frac{1}{(1 - R_j^2)}$$

Et utgangspunkt for å vurdere hvorvidt multikollinearitet er et problem, er å sette en øvre grense for VIF-verdien på 10. Dette impliserer at dersom en VIF-verdi på over 10 observeres, kan multikollinearitet være et problem i estimeringen av  $\beta_j$ . Likevel nevnes det at en VIF-verdi større enn 10 ikke betyr at standardavviket til den estimerte  $\hat{\beta}_j$  er for stor til at den kan brukes. VIF-verdien kan være hensiktsmessig å undersøke, men den vil ikke ha en avgjørende betydning i vurderingen av estimatorene.

I tidsserieregresjon har man en antagelse om linearitet og svak avhengighet. Vi antar at:

(5.1.8)

$$\{(x_t, y_t) : t = 1, 2, \dots\}$$

Er stasjonære og svakt avhengige, slik at loven om store tall og sentralgrenseteoremet kan anvendes.

Et mål med enhver regresjonsmodell er at man har tilgang på eksogene forklaringsvariabler. Dette innebærer at feilleddet,  $u_t$ , til enhver tid er ukorrelert med de uavhengige variablene. Så lenge denne forutsetningen er tilfredsstillt, kan den uavhengige variabelen kategoriseres som en eksogen variabel. Dersom  $x_j$  er korrelert med  $u$ , har vi en endogen variabel. Endogene variabler kan skape komplikasjoner i estimeringen av den korrekte sammenhengen mellom den endogene variabelen og den avhengige variabelen. For å løse for dette kreves det andre økonometriske metoder som tar høyde for endogenitet.

## 5.2 Simultane likninger

En simultan likningsmodell brukes ved mistanke om at avhengig og uavhengig variabel blir simultant bestemt. Dette innebærer at likningene inneholder én eller flere endogene variabler. Et eksempel på dette er et marked hvor pris og omsatt mengde av en vare forklares ved hjelp av både en tilbuds- og etterspørselsfunksjon. I en slik modell vil markedets likevektsmekanismer gjøre at kvantum og pris påvirker hverandre, og skaper en toveis kausalitet. Vi forklarer dette nærmere ved å se på den simultane likningsmodellen for et marked med perfekt konkurranse, representert ved en etterspørselsfunksjon i 5.2.1 og tilbudsfunksjon i 5.2.2:

(5.2.1)

$$y_1 = \beta_{10} + \alpha_1 p + \beta_{11} x_1 + u_1$$

Der  $\beta_{10}$  er konstantleddet til likning 5.2.1. Det presiseres at  $y_1$  og  $p$  er endogene variabler for henholdsvis etterspørsel og pris, og  $x_1$  en eksogen forklaringsvariabel. I funksjonen er  $u_1$  et stokastisk feilledd, og  $\alpha_1 < 0 < \beta_{11}$ . Merk at  $\alpha_1 < 0$ , ettersom etterspørselen er fallende ved en prisøkning.

(5.2.2)

$$y_2 = \beta_{20} + \alpha_2 p + \beta_{22} x_2 + u_2$$

I modell 5.2.2 vil  $\beta_{20}$  være konstantleddet,  $y_2$  og  $p$  endogene variabler for tilbudt mengde og pris, og  $x_2$  en eksogen forklaringsvariabel. I tillegg er  $u_2$  et stokastisk feilledd, og  $\beta_{22} < 0 < \alpha_2$ . Merk at  $0 < \alpha_2$ , ettersom man har økende tilbud ved prisøkning.

Ved markedslikevekt, vil  $y_1 = y_2$  med en likevektspris  $p$ . Dette betyr at mengde og pris blir simultant bestemt, hvilket skaper en toveis kausalitet. Dermed vil prisen også være korrelert med feilleddene  $u_1$  og  $u_2$ . Dette gjør at man har en endogen forklaringsvariabel, pris, og vi vil i neste delkapittel redegjøre for hvordan dette kan løses.

### 5.3 Instrumentvariabelmetoden

Vi vil nå gå nærmere inn på hvordan endogenitetsproblemet fra forrige delkapittel kan løses. Dette gjøres ved å videreføre eksemplet fra kapittel 5.2, med pris som en endogen variabel. Først introduseres variabelen  $z$ , og denne vil fungere som et instrument for den endogene variabelen  $p$ . Instrumentet må tilfredsstillende følgende forutsetninger:

(5.3.1)

$$\text{Cov}(z, u) = 0$$

Som sier at variabelen,  $z$ , er ukorrelert med feilleddet,  $u$ . Det andre kravet er at instrumentvariabelen,  $z$ , og den uavhengige variabelen,  $p$ , korrelerer:

(5.3.2)

$$\text{Cov}(z, p) \neq 0$$

Dersom disse antagelsene holder, kan  $z$  brukes som et instrument for å forklare variasjonen i  $p$ .

For å vurdere relevante instrumentvariabler for  $p$ , kan man gjennomføre en OLS mellom  $p$  og  $z$ . Dette er uttrykt ved likningen under.

(5.3.3)

$$p = \pi_0 + \pi_1 z + v$$

Av resultatet fra regresjonslikningen uttrykt i 5.3.3 kan man undersøke sammenhengen mellom  $p$  og  $z$ . Så lenge  $\pi_1 \neq 0$ , vil  $z$  være et relevant instrument for  $p$ . Dette innebærer at nullhypotesen  $\pi_1 = 0$ , forkastes på et fornuftig signifikansnivå.

Et annet krav for instrumentvariabelen,  $z$ , er at den ikke har en direkte påvirkning på den avhengige variabelen,  $y$ . Instrumentvariabelen kan kun ha en indirekte effekt ved at den påvirker den uavhengige variabelen,  $p$ . Dette er kjent som ekskluderingskriteriet. Dersom alle forutsetninger er oppfylt, vil  $z$  bidra til å løse endogenitetsproblemet og fjerne forventningsskjevne estimater av  $\hat{\beta}$  som oppstår når  $Cov(p, u) \neq 0$ .

#### 5.4 2SLS – To-trinns minste kvadraters metode

Instrumentet presentert i kapittel 5.3 blir videre benyttet i en to-trinns minste kvadraters metode. Vi omformer den generelle likningen i 5.1.2 til:

(5.4.1)

$$y_1 = \beta_0 + \beta_1 p + \beta_i x_i + u_i$$

Der  $x_i$  er de eksogene variablene,  $\beta_i$  er regresjonskoeffisienter og  $u_i$  er feilledd. Variabelen  $p$  er endogen, og kan beskrives som følger:

(5.4.2)

$$p = \pi_0 + \pi_i z_i + v_i$$

I 5.4.2 er  $\pi_i$  regresjonskoeffisienter,  $z_i$  instrumentvariabler for prisen, og  $v_i$  er feilleddet. Forklaringsvariabelen,  $p$ , i likning 5.4.1 byttes ut med den predikerte verdien fra 5.4.2. Dette gir:

(5.4.3)

$$y_1 = \beta_0 + \beta_1 \hat{p} + \beta_i x_i + u_i$$

Ved å bruke denne modellen faller endogenitetsproblemet bort.

## 6.0 Modellspesifikasjon

I dette kapittelet følger en beskrivelse av modellene vi vil benytte i oppgavens analyse. Først vil vi redegjøre for avhengige og uavhengige variabler i regresjonene, og deretter presentere de strukturelle likningene vi bruker i estimeringen av tilbuds- og etterspørselsfunksjonene for kraftmarkedet. For å undersøke priselastisitetene vil vi estimere en kombinasjon av en lineær og logaritmisk regresjonsmodell.

### 6.1 Variabler i etterspørsels- og tilbudsfunksjonen

Mengde etterspurt og mengde tilbudt er avhengige variabler i henholdsvis etterspørsels- og tilbudsfunksjonen. For å estimere priselastisiteter inkluderer vi systempris som en forklaringsvariabel i de to funksjonene. Dette gjør det mulig å analysere hvilken effekt prisen har på mengde etterspurt og tilbudt.

I Norge vil daglig forbruk i stor grad avhenge av været (NTE, 2021). Dermed vil vi inkludere temperaturnivå og dagslys for å forklare variasjoner i forbruket. Ettersom været varierer gjennom året anser vi det som hensiktsmessig å fjerne sesongbetingede mønstre i etterspørselen. Ved å inkludere en sesongjustering for ulike årstider vil vi få et tydeligere bilde av den underliggende trenden i etterspørselen. Dette gjør vi også med ukedager for å isolere effektene av varierende faktorer som påvirker daglig forbruk, eksempelvis variasjoner mellom helgedager og hverdager.

I tilbudsfunksjonen vil vi på samme måte ta utgangspunkt i variabler som bidrar til å forklare variasjonen i produsert mengde. På bakgrunn av den store andelen vannkraft i Norge, inkluderer vi hydrologiske faktorer som påvirker mengden vann i vannmagasinene. Vi benytter variablene tilsig, avvik fra gjennomsnittlig magasinnivå og nedbør. En annen faktor som påvirker mengde produsert er vindkraftproduksjon. Denne påvirkes av mengde vind i en periode, og vil variere fra dag til dag uavhengig av prisnivå (Mauritzen, 2013). På denne måten vil produksjonsnivået fra vindkraft påvirke mengde tilbudt i markedet. Ytterligere velger vi å inkludere råvareprisene for olje og gass. Til tross for at de to variablene er innsatsfaktorer i en liten del av norsk kraftproduksjon, vurderer vi de til å være hensiktsmessige i forklaringen av tilbudt mengde.

## 6.2 OLS-modell

Vi vil utarbeide flere OLS-regresjonsmodeller for å undersøke relevante variabler i estimeringen av priselastisiteten til etterspørselen og tilbudet. På denne måten kan vi etablere en forståelse av hvilken påvirkning variablene fra 6.1 har på omsatt mengde.

### 6.2.1 Etterspørsel

Den strukturelle likningen for etterspørselsfunksjonen vil være som følger:

(6.1)

$$Q_n^E = \alpha + \beta_1 p_n + \beta_2 temp_n + \beta_3 lys_n + \beta_4 Sesong_j + \beta_5 Ukedag_k + u_n$$

Hvor:

$Q_n^E$  = Etterspørselen (forbruket) i markedet for rad  $n$  i datasettet

$\alpha$  = Konstantledd

$\beta_i$  = Koeffisient for variabel  $i$  som estimeres, der  $i = 1, 2, \dots, n$

$p_n$  = Systemprisen for rad  $n$  i datasettet

$temp_n$  = Gjennomsnittstemperaturen for rad  $n$  i datasettet

$lys_n$  = Antall timer dagslys for rad  $n$  i datasettet

$Sesong_j$  = 1 hvis sesong  $j$ , 0 ellers, der  $j$  = vinter, vår, sommer, høst

$Ukedag_k$  = 1 hvis ukedag  $k$ , 0 ellers, der  $k$  = mandag, tirsdag, ..., søndag

$u_n$  = Stokastisk feilledd for rad  $n$  i datasettet

Hensikten med modellutforming er å forklare hvordan relevante faktorer påvirker omsatt mengde etterspurt. I undersøkelsen av etterspørselens priselastisitet, vil vi logtransformere den avhengige variabelen og systemprisen, slik at vi får:

(6.2)

$$\log(Q_n^E) = \alpha + \beta_1 \log(p_n) + \beta_2 temp_n + \beta_3 lys_n + \beta_4 Sesong_j + \beta_5 Ukedag_k + u_n$$

### 6.2.2 Tilbud

Den strukturelle likningen vi estimerer for tilbudsfunksjonen er:

(6.3)

$$Q_n^T = \alpha + \beta_1 p_n + \beta_2 \text{tilsig}_n + \beta_3 \text{avvik}_n + \beta_4 \text{vind}_n + \beta_5 \text{nedbør}_n + \beta_6 \text{olje}_n + \beta_7 \text{gass}_n + u_n$$

Hvor:

$Q_n^T$  = Tilbudet (produksjonen) i markedet for rad  $n$  i datasettet

$\alpha$  = Konstantledd

$\beta_i$  = Koeffisient for variabel  $i$  som estimeres, der  $i = 1, 2, \dots, n$

$p_n$  = Systemprisen for rad  $n$  i datasettet

$\text{tilsig}_n$  = Tilsiget for rad  $n$  i datasettet

$\text{avvik}_n$  = Avvik fra gjennomsnittlig magasinnivå for rad  $n$  i datasettet

$\text{vind}_n$  = Vindkraftproduksjon for rad  $n$  i datasettet

$\text{olje}_n$  = Oljepris for rad  $n$  i datasettet

$\text{gass}_n$  = Gasspris for rad  $n$  i datasettet

$u_n$  = Stokastisk feilledd for rad  $n$  i datasettet

Hensikten til modellen er å forklare hvordan relevante faktorer påvirker mengde tilbudt. I undersøkelsen av tilbudets priselastisitet, vil vi logtransformere tilbudet og systemprisen. I tillegg logtransformeres vindkraftproduksjonen, slik at vi får:

(6.4)

$$\log(Q_n^T) = \alpha + \beta_1 \log(p_n) + \beta_2 \text{tilsig}_n + \beta_3 \text{avvik}_n + \beta_4 \log(\text{vind}_n) + \beta_5 \text{nedbør}_n + \beta_6 \text{olje}_n + \beta_7 \text{gass}_n + u_n$$



## 6.3 2SLS-modell

I det følgende vil vi bruke funnene fra OLS-regresjonsmodellene til å definere en 2SLS-regresjonsmodell. Denne blir brukt til å estimere den konsistente priselastisiteten til etterspørselen og tilbudet. Hensikten med 2SLS-modellen er å løse problemer med endogenitet og toveis kausalitet som kan oppstå ved at pris og kvantum blir simultant bestemt i kraftmarkedet. Vi vil begynne med å diskutere relevante instrumenter for strømprisen i etterspørsels- og tilbudsfunksjonen, før vi presenterer de to 2SLS-modellene.

### 6.3.1 Diskusjon av instrumentvariabler

Det første kravet for en god instrumentvariabel er at den ikke korrelerer med uobserverbare faktorer som påvirker kvantum etterspurt eller tilbudt. Det kreves deretter at instrumentet skal korrelere med den endogene uavhengige variabelen (Wooldridge, 2012, s.463). I etterspørselsfunksjonen må instrumentet påvirke systemprisen, men ikke mengde etterspurt. Et naturlig sted å undersøke for å finne passende variabler er dermed tilbudsfunksjonen. På samme måte vil vi ta utgangspunkt i etterspørselsfunksjonen for å finne instrumentvariabler for pris i tilbudsfunksjonen.

Forklaringsvariabelen *Tilsig* påvirkes av været i form av snøsmelting og avrenning. *Vindkraftproduksjon* vil derimot være påvirket av vindstyrken i en periode. Produksjonen vil dermed øke ved mye tilsig og vindkraftproduksjon, og påvirke strømprisen gjennom tilbudseffekten (NVE, 2021)<sup>1</sup>. De to variablene har en effekt på strømprisen gjennom tilbudet, og ingen direkte påvirkning på etterspørselen annet enn gjennom prisen. Dette kommer av at mengde tilsig er uavhengig av nivået på strømprisen. På samme måte er mengde vind i en periode upåvirket av prisen (Mauritzen, 2012). Ettersom majoriteten av energiproduksjon i Norge kommer fra vann- og vindkraft, vil endringer i tilsig, magasinnivå og mengde vind kontinuerlig skifte tilbudskurven, og dermed føre til endringer i prisen (Statkraft, 2021)<sup>2</sup>. Av den grunn vurderer vi de til å være eksogene instrumenter for systemprisen i etterspørselsfunksjonen, og at ekskluderingskriteriet er tilfredsstillt.

På samme måte er *Gjennomsnittstemperatur* naturgitt og blir ikke påvirket av andre variabler i den sanne tilbudsfunksjonen. Temperatur vil påvirke strømprisen gjennom etterspørselen, men ikke tilbudet, alt annet like. Ved lave temperaturer vil konsumenter forbruke mer strøm til oppvarming, og ved høye temperaturer brukes strøm til nedkjøling (Statkraft, 2021). Kalde og

varme dager fører derfor til endring i etterspørselen etter strøm, og dette vil igjen påvirke nivået på strømprisen. Dermed tilfredsstiller variabelen ekskluderingskriteriet, og kan brukes som en eksogen instrumentvariabel for pris i tilbudsfunksjonen.

For å undersøke relevansen til instrumentene, gjennomfører vi en OLS-regresjon der vi regresserer *Systempris* på forklaringsvariabler og potensielle instrumenter. Dette gjøres for å undersøke hvorvidt *Tilslig* og *Vindkraftproduksjon* er relevante instrumenter i en 2SLS-modell med etterspørsel som avhengig variabel. Resultatet fra OLS-regresjonen er presentert i tabell A.3.1 i appendikset, og viser signifikante verdier for både *Tilslig* og *Vindkraftproduksjon* på 1 % signifikansnivå. Resultatene viser også en F-test med verdi over tommelfingerregelen på 10 (Wooldridge, 2012, s.127). Dette tilsier at maksimum skjevhet i estimatorene til instrumentvariablene er mindre enn 10 %. Basert på ovennevnt drøfting av de to variablene, er forutsetningen for relevans oppfylt. Dette tilfredsstiller kravet om at de to variablene er relevante instrumenter for *Systempris* i en 2SLS-regresjon for etterspørsel.

For å vurdere relevansen til *Gjennomsnittstemperatur* som instrument for *Systempris* i tilbudsfunksjonen, bruker vi samme metode som i avsnittet over. Resultatene fra OLS-regresjonen er vist i tabell A.3.2 i appendikset. Regresjonen gir en signifikant verdi for *Gjennomsnittstemperatur* på 1 % signifikansnivå, og F-testen gir en verdi høyere enn 10. Basert på dette vurderes forutsetningen for relevans som oppfylt, og *Gjennomsnittstemperatur* er dermed en relevant instrumentvariabel for *Systempris* i tilbudsfunksjonen.

### 6.3.2 Etterspørsel

Det første steget er å bruke eksogene forklaringsvariabler som påvirker prisen, men ikke etterspørselen, til å forklare variasjoner i systemprisen.

(6.5)

$$\widehat{\log(p_n)} = \alpha + \pi_1 \text{tilsig}_n + \pi_2 \text{vind}_n + v_n$$

I det andre steget blir den endogene variabelen, systempris, byttet ut med den predikerte verdien fra det første steget. Dette gir følgende regresjonsmodell:

(6.6)

$$\log(Q_n^E) = \alpha + \beta_1 \widehat{\log(p_n)} + \beta_2 \text{temp}_n + \beta_3 \text{lys}_n + \beta_4 \text{Sesong}_j + \beta_5 \text{Ukedag}_k + u_n$$

Der  $\beta_i$  er koeffisientverdiene til den endogene og de eksogene variablene.

### 6.3.3 Tilbud

Vi bruker de eksogene forklaringsvariablene som påvirker prisen, men ikke tilbudet, til å forklare systemprisen.

(6.7)

$$\widehat{\log(p_n)} = \alpha + \pi_1 \text{temp}_n + v_n$$

I det andre steget blir den endogene variabelen systempris byttet ut med den predikerte verdien fra det første steget i følgende regresjonsmodell:

(6.8)

$$\log(Q_n^T) = \alpha + \beta_1 \widehat{\log(p_n)} + \beta_2 \text{tilsig}_n + \beta_3 \text{avvik}_n + \beta_4 \log(\text{vind}_n) + \beta_5 \text{nedbør}_n + \beta_6 \text{olje}_n + \beta_7 \text{gass}_n + u_n$$

Der  $\beta_i$  er koeffisientverdiene til den endogene og de eksogene variablene.

### 6.3.4 Definisjon av omsatt mengde

I modellspesifikasjonen i 6.2 og 6.3, er  $Q_n^E \neq Q_n^T$ . Dette kommer av at innenlands produksjon ikke er begrenset til innenlands etterspørsel. Overføringskabler til utlandet muliggjør at norske produsenter kan produsere mer enn norsk etterspørsel, og eksportere overskuddskraften. På samme måte kan import kompensere for en situasjon med underproduksjon. Dette gjør at kraftutvekslingen kan defineres som følgende:

(6.9)

$$Q_n^{KU} = Q_n^E - Q_n^T$$

Likningen over indikerer at dersom etterspørselen i Norge er høyere enn produksjonen, vil kraft importeres for at  $Q_n^E = Q_n^T$ , og motsatt. Dette kan videre sammenfattes som:

(6.10)

$$Q_n^E = Q_n^T + Q_n^{KU}$$

Der  $Q_n^{KU} > 0$  ved kraftimport og  $Q_n^{KU} < 0$  ved eksport. Dermed legger vi til variabelen  $Q_n^{KU}$  utenfor tilbudsfunksjonen, for å få innenlands omsatt mengde, der  $Q_n^E = Q_n^T$ . Dette blir blant annet gjort i modellene i kapittel 8.

## 7.0 Resultater og diskusjon

Resultatene fra våre analyser vil i dette kapittelet bli presentert og diskutert. Først vil vi redegjøre for resultatene fra OLS-regresjonene for å avdekke sammenhenger i etterspørsels- og tilbudsfunksjonen. Deretter benytter vi oss av instrumentvariabelmetoden, hvor en 2SLS-regresjonsmodell blir utarbeidet og diskutert. Avslutningsvis vil vi sammenligne OLS- og 2SLS-resultatene, før vi diskuterer implikasjonene av disse.

### 7.1 Kausale effekter ved OLS

#### 7.1.1 Etterspørsel

I det følgende vil vi teste hvorvidt OLS er egnet til å estimere etterspørselens priselastisitet. For å gjøre dette benyttes regresjonsmodellen presentert i kapittel 6.2.1. Først, i regresjonsmodell (1), blir *Systempris* inkludert som eneste forklaringsvariabel. Deretter velger vi å inkludere flere forklaringsvariabler i modell (2) og (3) for å hindre forventningsskjevheter knyttet til utelatte variabler. Avslutningsvis, i modell (4), logtransformerer vi etterspørsel og pris for å forklare den prosentvise effekten en prisendring har på etterspørselen. Regresjonsutskriftene er vist i tabell 5 på neste side.

Regresjonsutskrift (OLS) Etterspørsel				
Avhengig variabel:				
	(1)	Etterspørsel (2)	(3)	log(Etterspørsel) (4)
Systempris	109.142*** (10.171)	41.381*** (2.894)	31.461*** (2.276)	
log(Systempris)				0.006*** (0.001)
Gjennomsnittstemperatur		-8,565.047*** (98.607)	-7,862.213*** (100.644)	-0.021*** (0.0003)
Antall timer dagslys		-3,240.594*** (121.298)	-4,044.703*** (159.109)	-0.013*** (0.0004)
Vår			-5,972.893*** (1,478.752)	0.007* (0.004)
Sommer			-5,405.847*** (1,901.734)	-0.015*** (0.005)
Høst			-23,897.290*** (1,110.039)	-0.051*** (0.003)
Mandag			564.817 (1,180.009)	0.002 (0.003)
Tirsdag			2,915.811** (1,180.039)	0.009*** (0.003)
Onsdag			2,304.653* (1,179.956)	0.007** (0.003)
Torsdag			2,320.647** (1,179.932)	0.007** (0.003)
Lørdag			-17,617.570*** (1,181.268)	-0.051*** (0.003)
Søndag			-22,353.920*** (1,182.677)	-0.066*** (0.003)
Constant	332,443.400*** (3,308.675)	451,636.000*** (1,509.687)	472,900.300*** (1,617.786)	13.077*** (0.008)
Observations	2,436	2,436	2,436	2,436
R <sup>2</sup>	0.045	0.924	0.955	0.958
Adjusted R <sup>2</sup>	0.045	0.924	0.954	0.958
Residual Std. Error	71,256.770 (df = 2434)	20,079.140 (df = 2432)	15,563.300 (df = 2423)	0.041 (df = 2423)
F Statistic	115.154*** (df = 1; 2434)	9,890.640*** (df = 3; 2432)	4,251.198*** (df = 12; 2423)	4,617.248*** (df = 12; 2423)

Note:

\*p&lt;0.1; \*\*p&lt;0.05; \*\*\*p&lt;0.01

Tabell 5 - Regresjonsutskrift (OLS) Etterspørsel

Tabellen viser at *Systempris* er signifikant forskjellig fra null og positiv for alle regresjonene på 1 % signifikansnivå. Dette indikerer at en økning i systemprisen fører til en økning i total etterspørsel etter elektrisitet. Basert på økonomisk teori presentert i kapittel 3.1, er dette en sammenheng det kan stilles spørsmål ved. Vanligvis vil en prisøkning føre til en reduksjon i konsumert mengde, *ceteris-paribus*. Dette motsigende funnet kan skyldes et brudd i Gauss-Markovs endogenitetsantagelse, fordi en estimering av pris på kvantum ofte kan medføre problemer og gi inkonsistente resultater (Wooldridge, 2012). Ved en antakelse om at strømmarkedet er et perfekt marked, vil endogenitetsantagelsen være brutt ettersom pris og kvantum blir simultant bestemt. Vi har dermed et toveis kausalitetsforhold mellom den avhengige og uavhengige variabelen, og prisen vil være korrelert med feilledet i regresjonsmodellen. Av den grunn vil sannsynligvis ikke en OLS være tilstrekkelig for å

estimere forventningsrette og konsistente koeffisienter i et slikt tilfelle. Dette problemet kan løses ved å inkludere instrumentelle variabler, noe vi vil komme tilbake til i kapittel 7.2. Likevel vil vi diskutere estimatene til de resterende forklaringsvariablene, for å etablere en forståelse av hvordan de påvirker etterspørselen.

I regresjonsmodell (2) blir forklaringsvariablene *Gjennomsnittstemperatur* og *Antall timer dagslys* inkludert. Bakgrunnen for dette er at de to variablene vil ha en vesentlig betydning for etterspørselen, ettersom oppvarming og belysning står for majoriteten av energiforbruket i norske husholdninger (Energifakta Norge, 2021)<sup>2</sup>. I tillegg reduserer vi sannsynligheten for skjevhet knyttet til utelatte variabler. Forklaringskraften øker fra 4.5 % til 92.4 %, hvilket betyr at mye av variasjonen i etterspørselen kan forklares av de to uavhengige variablene. Begge variablene er signifikant forskjellig fra 0 på 1 % signifikansnivå, og negativt korrelert med etterspørselen i alle modellene. Koeffisienten til variabelen *Gjennomsnittstemperatur*, på  $-8\,565$ , betyr at etterspørselen reduseres med  $8\,565$  MWh når den daglige gjennomsnittstemperaturen øker med 1 grad celsius. Koeffisienten for *Antall timer dagslys* på  $-3\,240$ , indikerer at én time mer dagslys vil gi en reduksjon i etterspørsel etter strøm på  $3\,240$  MWh. Dette er forenlig med eksisterende litteratur, og virker plausibelt ettersom energiforbruket er lavere i sommerhalvåret. Den positive sammenhengen mellom etterspørsel og pris vedvarer, men verdien på koeffisienten reduseres til 41.381.

I modell (3) har vi inkludert forklaringsvariabler for årstider og ukedager, og ser at koeffisienten til *Systempris* reduseres noe fra modell (2). I tillegg øker forklaringskraften marginalt. Et interessant funn fra regresjonen er de signifikante negative verdiene for *Lørdag* og *Søndag*. Resultatet viser at etterspørselen etter elektrisitet vil reduseres med henholdsvis  $17\,617$  MWh og  $22\,353$  MWh for lørdag og søndag, sammenlignet med fredag, som er brukt som referansevariabel. En forklaring på dette kan være at kraftkrevende industri og næringsvirksomhet ofte holdes stengt i helgedager. Forbruket fra husholdninger er da ikke stort nok til å kompensere for dette bortfallet, slik at den totale etterspørselen går ned. For de ulike årstidene vil ikke koeffisientene i regresjonen gi den samme ceteris-paribus-tolkningen. Dette kommer av at temperatur og dagslys vil være forskjellig i de ulike sesongene, og vil virke inn på etterspørselen. Dermed, for å kunne si noe om de sesongmessige effektene, er det mer meningsfullt å undersøke verdien av sesongkoeffisientene i kombinasjon med de resterende forklaringsvariablene. Dette er gjort i 7.4.1 og 7.4.2.

Regresjonsmodell (4) er en videreføring av modell (3), hvor hensikten er å komme frem til en representativ priselastisitet for etterspørselen etter strøm. I modellen bruker vi  $\log(\text{Etterspørsel})$  og  $\log(\text{Systempris})$  for å få de prosentvise verdiene til variablene vi er interesserte i. Estimaten gir en verdi for etterspørselens priselastisitet på 0.006 %, og tilsier at dersom en økning i prisen på ett prosentpoeng inntreffer, vil etterspørselen øke med 0.006 %. Til tross for den signifikante sammenhengen mellom *Systempris* og *Etterspørsel* i regresjonsmodell (1) – (4), anser vi denne som noe tvilsom på grunn av endogenitet. Av den grunn vil ikke OLS-modellen gi et forventningsrett estimat for *Systempris*. For de andre forklaringsvariablene derimot, er det ingen grunn til å anta endogenitet.

### 7.1.2 Tilbud

Vi vil nå redegjøre for en OLS-regresjonsmodell for å estimere tilbudets priselastisitet i det norske kraftmarkedet. Tabell 6 beskriver fire forskjellige regresjonsmodeller. Modell (1) består av en regresjonsmodell med én forklaringsvariabel, *Systempris*. I modell (2) legger vi til variablene *Tilslutning*, *Avvik i magasinnivå* og *Vindkraftproduksjon*. Deretter utvider vi modellen, og i regresjonsmodell (3) blir variablene *Nedbør*, *Oljepris* og *Gasspris* inkludert. Vi anser regresjonsmodell (3) som den beste modellen for å estimere priselastisiteter for krafttilbudet, noe vi undersøker nærmere i modell (4). Her bruker vi  $\log(\text{Tilbud})$  og  $\log(\text{Systempris})$  for å estimere størrelsen til elastisiteten.



Regresjonsutskrift (OLS) Tilbud				
Avhengig variabel:				
	(1)	Tilbud (2)	(3)	log(Tilbud) (4)
Systempris	91.520*** (11.135)	35.460*** (10.378)	155.450*** (15.103)	
log(Systempris)				0.072*** (0.007)
Tilsig		-1.471*** (0.064)	-1.201*** (0.064)	-0.0000*** (0.00000)
Avvik i magasinnivå		0.041*** (0.009)	0.027*** (0.009)	0.00000*** (0.00000)
Vindkraftproduksjon		0.682*** (0.126)	0.850*** (0.121)	
log(Vindkraftproduksjon)				0.043*** (0.004)
Nedbør			-2,189.471*** (388.933)	-0.006*** (0.001)
Oljepris			-130.338*** (9.470)	-0.0004*** (0.00002)
Gasspris			-97.621*** (30.089)	-0.0001 (0.0001)
Constant	373,758.300*** (3,622.244)	420,641.100*** (4,677.001)	495,624.200*** (6,416.919)	12.460*** (0.056)
Observations	2,436	2,436	2,436	2,436
R <sup>2</sup>	0.027	0.231	0.307	0.307
Adjusted R <sup>2</sup>	0.027	0.229	0.305	0.305
Residual Std. Error	78,009.910 (df = 2434)	69,413.560 (df = 2431)	65,918.390 (df = 2428)	0.164 (df = 2428)
F Statistic	67.558*** (df = 1; 2434)	182.131*** (df = 4; 2431)	153.637*** (df = 7; 2428)	153.344*** (df = 7; 2428)
Note:				*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell 6 - Regresjonsutskrift (OLS) Tilbud

I regresjonsmodell (1), hvor *Systempris* er eneste forklaringsvariabel, får vi en positiv sammenheng mellom den avhengige variabelen, *Tilbud*, og den uavhengige variabelen. Dette indikerer at når strømprisen øker, vil tilbudt mengde strøm øke. Dette samsvarer med økonomisk teori fra kapittel 3.1. I modellen er *Systempris* signifikant forskjellig fra null på 1 % signifikansnivå. Forklaringskraften til modellen har en relativt lav verdi, på henholdsvis 2.7 %. Dette tyder på at det er flere andre faktorer som forklarer variasjonen i tilbudt mengde strøm i det norske kraftmarkedet.

Alle forklaringsvariabler i regresjonsmodell (2) er signifikant forskjellige fra null på 1 % signifikansnivå. Forklaringskraften til modellen øker til 22.9 %. Et interessant resultat er det negative fortegnet for *Tilsig*. Koeffisienten til *Tilsig* viser at når tilsiget øker med én MWh så reduseres tilbudt mengde strøm med 1.471 MWh. En forklaring på dette kan være at mengden tilsig i vannmagasinene avhenger av årstid og vær. Dermed vil det i perioder med mye tilsig, henholdsvis vår og sommer, være mindre behov for produksjon av elektrisitet fordi etterspørselen også er lavere (NVE, 2011). Koeffisienten til *Avvik i magasinnivå* tilsier at tilbudt

mengde strøm øker med 0.041 MWh når avviket fra gjennomsnittlig mengde energi i vannmagasinene øker med 1 MWh. Dette kan forklares med at når vannstanden i magasinene når et bestemt nivå, er kraftselskapene nødt til å produsere strøm grunnet maksimum tillat vannmengde i reservoarene (Midttømme, 2011). Verdien på koeffisienten til variabelen *Vindkraftproduksjon* viser at når mengde vindkraft øker med 1 MWh, øker tilbudt mengde strøm i markedet med 0.682 MWh. En av årsakene til at det ikke foreligger et én-til-én-forhold mellom vindkraftproduksjon og tilbudt mengde er at flaskehalsen fører til et energitap i kraftnettet ved overføring av strøm over store avstander (Statnett, 2018).

I regresjonsmodell (3) inkluderer vi *Nedbør*, *Oljepris* og *Gasspris*. Dette gjør at forklaringskraften til modellen øker til 30.5 %. Resultatet til *Nedbør* har verdien  $-2\,189.471$ . Dette betyr at tilbudet vil reduseres med 2 189.471 MWh ved en økning i nedbør på én millimeter. En årsak til dette kan være at nedbør har en tendens til å være høyt om sommeren og høsten, hvor tilbudet i utgangspunktet er lavt. *Oljepris* og *Gasspris* har signifikante negative koeffisienter, og forklarer at krafttilbudet vil reduseres ved en prisøkning i de to variablene. Dette kommer av at når prisen for disse variablene stiger, vil det bli mer kostbart å produsere elektrisitet fra fossile kraftkilder.

I regresjonsmodell (4) undersøker vi tilbudets priselastisitet ved å logtransformere *Tilbud* og *Systempris*. Vi finner at koeffisienten til strømprisen fremdeles er positiv og signifikant forskjellig fra null på 1 % signifikansnivå. Resultatet viser at en økning på ett prosentpoeng i strømprisen vil øke tilbudet med 0.072 %. Resterende forklaringsvariabler i modellen har samme fortegn og samme signifikansverdi som i regresjonsmodell (3), bortsett fra variabelen *Gasspris* som mister sin signifikans.

For å oppsummere de to OLS-regresjonsmodellene, estimeres priselastisitetene for etterspørselen og tilbudet til å være henholdsvis 0.006 % og 0.072 %. Hvorvidt estimatene for etterspørselens og tilbudets priselastisiteter representerer de faktiske elastisitetene for strømmarkedet, krever en nærmere analyse. Av den grunn vil vi benytte innsikt fra dette kapitlet til å inkludere instrumentvariabler for å korrigere for endogenitetsproblemer i variabelen *Systempris*. Dette gjøres for å komme frem til konsistente verdier for tilbuds- og etterspørselsetelastisitetene.

## 7.2 Kausale effekter ved 2SLS

For å undersøke kausale sammenhenger mellom omsatt mengde og systempris i etterspørsel- og tilbudsfunksjonen, velger vi å gjennomføre en to-steps minste kvadraters metode (2SLS). Hensikten med metoden er å løse endogenitetsproblemene fra kapittel 7.1. Dette gjør vi ved å introdusere instrumentvariabler for *Systempris* i de to regresjonsmodellene. Vi vil begynne med å presentere resultatene fra analysen, og deretter sammenligne dem med funnene fra forrige delkapittel.

### 7.2.2 Resultater 2SLS – Etterspørsel

Tabell 7 viser resultatet fra 2SLS-regresjonen av etterspørsel. Vi får en signifikant verdi for etterspørselens priselastisitet på 1 % signifikansnivå. Priselastisiteten har verdien  $-0.030$ , og vil si at en økning i prisen på ett prosentpoeng vil gi en reduksjon i etterspørselen på 0.030 %. Resultatet tilsier at etterspørselskurven er uelastisk. En av årsakene til dette er mangelen på substitutter i kraftmarkedet. Økt elektrifisering i samfunnet har bidratt til en større avhengighet av elektrisk strøm, der mange av sluttbrukerne vil opprettholde sitt forbruk til tross for en økning i strømprisen. Når det gjelder husholdningsforbruket vil man fremdeles være avhengige av elektrisitet til oppvarming og belysning, uavhengig av nivået på strømprisen. Ved å sammenligne to perioder med ulikt prisnivå, henholdsvis våren 2018 og våren 2020, ser vi ingen betydelig forskjell i forbruket. Dette bygger opp under argumentasjonen om at forbrukerne i markedet er indifferente til nivået på strømprisen, og vil opprettholde sitt konsum til tross for en høy pris. Dette er vist i figurene A.4.1 og A.4.2 i appendikset. Regresjonsresultatet uten logtransformerte variabler er vist i tabell A.5.1 i appendikset.

De resterende forklaringsvariablene i modellen er imidlertid semi-elastisiteter, ettersom de ikke er logtransformerte, i motsetning til den avhengige variabelen. De estimerte koeffisientene indikerer den prosentvise endringen i etterspørselen, gitt en absolutt endring i en av de uavhengige variablene med én enhet. Eksempelvis vil etterspørselen reduseres med 2.1 % dersom *Gjennomsnittstemperatur* øker med én grad celsius. På samme måte forklarer verdien til *Antall timer dagslys* at forbruket vil reduseres med 1.3 % når dagslyset øker med én time.

Regresjonsutskrift (2SLS) Etterspørsel	
	Avhengig variabel: log(Etterspørsel)
log(Systempris)	-0.030*** (0.004)
Gjennomsnittstemperatur	-0.021*** (0.0003)
Antall timer dagslys	-0.013*** (0.0005)
Vår	0.004 (0.005)
Sommer	-0.016*** (0.006)
Høst	-0.051*** (0.003)
Mandag	0.003 (0.004)
Tirsdag	0.010*** (0.004)
Onsdag	0.008** (0.004)
Torsdag	0.008** (0.004)
Lørdag	-0.055***
Søndag	-0.072*** (0.004)
Constant	13.285*** (0.025)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	0.944
Adjusted R <sup>2</sup>	0.944
Residual Std. Error	0.047 (df = 2423)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell 7 - Regresjon (2SLS) Etterspørsel

Damsgaard (2003) konkluderer med at en svært lav andel husholdninger reduserer sitt strømforbruk i perioder med høy strømpris. Dette er i tråd med hva vi finner fra vår analyse, og den lave priselastisiteten kan forklares ved at konsumenter i realiteten ikke observerer strømprisen i nevneverdig grad. Dette er til forskjell fra hva man observerer ved en prisøkning på eksempelvis enkelte dagligvarer, hvor forbruket som regel er mer elastisk. Bye og Hansen (2008), finner i sine studier en svakt negativ priselastisitet for etterspørselen etter elektrisitet, og forklarer dette ved bruk av samme argumenter som Damsgaard.

En etterspørselastisitet på  $-0.030$  er noe høyere enn elastisiteten på mellom  $-0.05$  og  $-0.35$  som Johnsen (2001) finner i sin studie. Johnsen tar i bruk ukentlig data og ser på en vesentlig kortere tidshorisont enn det vi gjør i vår modell, og dette kan forklare forskjellen i resultatene.

Lijesen (2007) konkluderer med en etterspørselastisitet for strømpris i Nederland på  $-0.029$ . Dette er forenlig med vårt resultat. Ericson og Rafatnia (2011) finner at etterspørselastisitetene for årene 1996 – 2009 er mellom  $-0.751$  og  $0.317$ , med en gjennomsnittlig elastisitet på  $-0.15$  for Sverige. Vårt resultat er i stor grad sammenfallende med ovennevnte studier, da forfatterne generelt finner en svakt negativ priselastisitet.

For å sammenligne våre resultater med eksisterende litteratur nærmere, undersøker vi priselastisiteter for etterspørselen i sommer- og vinterhalvåret. Dette gjøres ved å skille observasjonene fra de to sesongene og gjøre nye regresjonsanalyser. Resultatene er vist i tabell A.6.1 og A.6.2 i appendikset. Vi finner at priselastisiteten for etterspørsel etter strøm om sommeren er  $-0.031$  og  $-0.071$  om vinteren. Begge elastisitetene er negative, og vi beholder derfor vår hypotese om en svakt uelastisk etterspørsel. Dette stemmer også overens med vårt funn fra hele analyseperioden.

Om vinteren vil strøm hovedsakelig brukes til oppvarming og belysning. Det er nærliggende å anta at forbruket er relativt uavhengig av prisnivået, ettersom lys og varme i boligen er en nødvendighet om vinteren. Likevel, er det slik at det om vinteren finnes flere substitutter til elektrisk strøm enn om sommeren, og vårt resultat om en mer elastisk etterspørsel i denne perioden virker fornuftig. Et eksempel på dette er vedfyring for å varme opp boligen. Det kan også tenkes at konsumenter generelt er mer prisbevisste om vinteren, ettersom dette er tiden på året hvor de høyeste strømrøgningene forekommer.

Om sommeren vil majoriteten av strømkonsumet være tilknyttet bruk av teknologiske enheter i husholdningen, som forbrukere generelt er avhengige av. Dette kan eksempelvis være komfyr, el-billading, oppvaskmaskin og internett. Denne typen strømforbruk har færre substitutter, hvilket kan forklare hvorfor priselastisiteten er lavere i absoluttverdi i sommerhalvåret. Av den grunn er det plausibelt å anta en mer uelastisk etterspørsel om sommeren.

### 7.2.3 Resultater 2SLS – Tilbud

Regresjonsutskriften for tilbud viser at  $\log(\text{Systempris})$  er signifikant forskjellig fra null på 1 % signifikansnivå. Tilbudselastisiteten gir en positiv verdi på 1.73 og forklarer at når prisen stiger med 1 % så vil kvantum tilbudt i markedet øke med 1.73 %. Dette indikerer at produksjonen vil øke mer enn proporsjonalt med den prosentvise prisstigningen, og tilbudsfunksjonen er elastisk. I Norge, hvor fleksibel vannkraft utgjør majoriteten av kraftproduksjonen, har produsentene mulighet til å regulere vanngjennomstrømningen. Dette betyr at kraftverkene kan bestemme produksjonsmengden ut ifra nivået på strømprisen. Ettersom Nord Pool er et integrert kraftmarked, er ikke produsentene begrenset av etterspørselen i hjemmemarkedet. Kraftverkene har dermed mulighet til å eksportere elektrisk overskudd til utlandet for å maksimere profitt. På samme måte har produsenter et insentiv til å begrense produksjonen ved en lav pris, slik at billig kraft kan importeres i påvente av høyere priser. Halseth (1999) og Energimarknadsinspeksjonen (2010) forklarer at dette bidrar til en elastisk tilbudsfunksjon. Denne dynamikken i markedet styrker opp under vårt resultat.

Regresjonsutskrift (2SLS) tilbud	
	Avhengig variabel:
	$\log(\text{Tilbud})$
$\log(\text{Systempris})$	1.730*** (0.265)
Tilslig	0.00001*** (0.00000)
Avvik i magasinnivå	0.00000 (0.00000)
$\log(\text{Vindkraftproduksjon})$	0.251*** (0.038)
Nedbør	0.008 (0.005)
Oljepris	-0.003*** (0.0004)
Gasspris	-0.007*** (0.001)
Constant	3.551** (1.387)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	-15.180
Adjusted R <sup>2</sup>	-15.226
Residual Std. Error	0.790 (df = 2428)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell 8 - Regresjon (2SLS) Tilbud

På samme måte som i etterspørselsfunksjonen er forklaringsvariablene som ikke er logtransformerte, semi-elastisiteter. Koeffisientene for *Tilslig* forklarer at tilbudet vil øke med 10 % dersom tilsliget øker med 10 000 GWh. Dette kan forekomme i enkelte perioder om våren når snøen smelter, og det er mye tilslig i vannmagasinene. Videre indikerer variabelen  $\log(\text{Vindkraftproduksjon})$  at tilbudt mengde øker med 0.25 % dersom produksjonen fra vindkraft øker med 1 %. Ettersom kraftproduksjon fra vannkraft utgjør majoriteten av produksjonen, indikerer koeffisienten at en økning i vindkraftproduksjon på ett prosentpoeng vil føre til en reduksjon i produksjon fra vannkraftverk med 0.75 %. Dermed gir modellen en samlet økning på  $1 - 0.75 = 0.25$  %. Dette betyr at i perioder med mye vind forklarer modellen at vanngjennomstrømmingen i kraftverkene vil begrenses. Denne sammenhengen kan forklares med grunnlag i at vannkraftproduksjon er en regulerbar energikilde. Dette innebærer at vannet i magasinene kan spares til perioder hvor det er mangel på energi fra vindkraftverkene, og behovet er større (Mauritzen, 2012). For olje- og gasspris vil tilbudet reduseres med henholdsvis 30 % og 70 % ved en økning på 100 kroner i det to variablene, isolert sett. Regresjonsresultatet uten logtransformerte variabler er vist i tabell A.5.2 i appendikset.

### 7.3 Sammenligning av OLS og 2SLS

Diskusjonen i kapittel 7.1 og 7.2 forklarer at det foreligger vesentlige forskjeller i resultatene i OLS- og 2SLS-modellene. OLS-regresjonene gir en positiv signifikant verdi for variabelen *Systempris*. Dette gjelder i både etterspørsels- og tilbudsfunksjonen, og for alle regresjonsmodellene vi estimerer. 2SLS-modellen gir derimot en signifikant negativ verdi for *Systempris* i etterspørselsfunksjonen, og en signifikant positiv verdi i tilbudsfunksjonen. Vi vil derfor diskutere de motstridende resultatene nærmere for å avgjøre hvilken regresjonsmodell vi bør benytte i besvarelsen av oppgavens problemstilling.

OLS vil gi det beste lineære forventningsrette estimatet for en regresjon, gitt at forutsetningen om ingen endogenitet holder (Wooldridge, 2012, s. 102). Dersom denne imidlertid er brutt, vil estimatene for OLS-koeffisientene være forventningsskjeve, og vi kan få feilaktige regresjonsresultater. Dette ser ut til å være tilfellet i OLS-regresjonen, ettersom enkelte resultater ikke stemmer overens med økonomisk teori og dynamikken i kraftmarkedet. I tillegg ser det ut til å være en toveis kausalitet i modellene mellom pris og kvantum. Sistnevnte gjelder både for tilbud og etterspørselsfunksjonene ved bruk av OLS.

For å undersøke troverdigheten til estimatene i 2SLS-modellene gjennomfører vi ulike tester. Først gjennomfører vi en Durbin-Wu-Hausman test for både tilbuds- og etterspørselsmodellen, og resultatene gir grunn til å mistenke endogenitet i OLS-modellene. Testen gir en signifikant verdi på 1 % signifikansnivå, og vi forkaster nullhypotesen om kun eksogene variabler. Dermed konstaterer vi at vi har et tilfelle av endogenitet i begge modellene fra OLS-regresjonene. Dette trekker i retning av at resultatene fra 2SLS-regresjonene vil gi konsistente estimater. Samtidig gjennomføres en test for weak instruments der undersøker styrken til instrumentene i 2SLS-modellene, og vi finner at testen indikerer sterke instrumenter i begge funksjonene. På bakgrunn av argumentasjonen over velger vi å ta utgangspunkt i 2SLS-regresjonen videre. Diagnostikktestene er vist i tabell A.7.1 og A.7.2 i appendikset.

## 7.4 Robusthetstest

For å styrke validiteten til resultatene i kapittel 7.2, gjennomfører vi en robusthetstest. Testen tar utgangspunkt i 2SLS-regresjonene og undersøker om resultatene fremstår som robuste ved å gjøre enkelte endringer i modellene.

### 7.5.1 Etterspørsel

Robusthetstesten for etterspørselsfunksjonen består av fem regresjonsmodeller, og er vist i tabell 9. Regresjonsmodell (1) er den samme som i kapittel 7.2.2 og er utgangspunktet for testen. I modell (2) har vi fjernet ekstreme observasjoner for å undersøke om dette vil gi et annet resultat. I regresjonsmodell (3) undersøker vi om koronapandemien påvirker resultatene fra hovedanalysen, ved å benytte data fra 13. mars 2020 til 1. september 2021. I modell (4) inkluderer vi en trendfaktor for å korrigere for endringer over tid, og hvordan dette påvirker resultatene. Avslutningsvis tester vi i modell (5) om resultatet endrer seg med kun *Vindkraftproduksjon* som instrumentvariabel.



Robusthetstest for etterspørsel					
	Avhengig variabel:				
	log(Etterspørsel)				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
log(Systempris)	-0.030*** (0.004)	-0.028*** (0.004)	-0.006 (0.004)	-0.004 (0.003)	-0.088*** (0.010)
Gjennomsnittstemperatur	-0.021*** (0.0003)	-0.021*** (0.0003)	-0.019*** (0.001)	-0.021*** (0.0002)	-0.022*** (0.001)
Antall timer dagslys	-0.013*** (0.0005)	-0.013*** (0.0004)	-0.012*** (0.001)	-0.012*** (0.0004)	-0.013*** (0.001)
Vår	0.004 (0.005)	0.009** (0.004)	-0.024** (0.010)	0.005 (0.004)	0.0001 (0.007)
Sommer	-0.016*** (0.006)	-0.015*** (0.005)	-0.052*** (0.012)	-0.019*** (0.005)	-0.018* (0.009)
Høst	-0.051*** (0.003)	-0.050*** (0.003)	-0.085*** (0.009)	-0.051*** (0.003)	-0.051*** (0.005)
Mandag	0.003 (0.004)	0.003 (0.003)	0.004 (0.007)	0.002 (0.003)	0.004 (0.006)
Tirsdag	0.010*** (0.004)	0.009*** (0.003)	0.008 (0.007)	0.009*** (0.003)	0.013** (0.006)
Onsdag	0.008** (0.004)	0.006* (0.003)	0.005 (0.007)	0.007** (0.003)	0.010* (0.006)
Torsdag	0.008** (0.004)	0.007** (0.003)	0.005 (0.007)	0.007** (0.003)	0.009 (0.006)
Lørdag	-0.055*** (0.004)	-0.056*** (0.003)	-0.048*** (0.007)	-0.053*** (0.003)	-0.062*** (0.006)
Søndag	-0.072*** (0.004)	-0.072*** (0.003)	-0.061*** (0.007)	-0.068*** (0.003)	-0.081*** (0.006)
Trend				0.00002*** (0.00000)	
Constant	13.285*** (0.025)	13.277*** (0.022)	13.177*** (0.027)	13.105*** (0.015)	13.620*** (0.058)
Observations	2,436	2,371	537	2,436	2,436
R <sup>2</sup>	0.944	0.953	0.955	0.965	0.861
Adjusted R <sup>2</sup>	0.944	0.953	0.954	0.964	0.861
Residual Std. Error	0.047 (df = 2423)	0.043 (df = 2358)	0.042 (df = 524)	0.038 (df = 2422)	0.074 (df = 2423)

Note: \*p<0.1; \*\*p<0.05; \*\*\*p<0.01

Tabell 9 - Robusthetstest for etterspørselsregresjon

For å utføre regresjonsmodell (2) identifiserer vi og fjerner ekstreme observasjoner fra datasettet. Vi utfører en diagnostikktest for å avgjøre hvor stor påvirkning hver observasjon har på regresjonsresultatet i modell (1). Ved å fremstille resultatene fra testen grafisk kan vi avdekke om enkeltobservasjoner avviker fra den estimerte regresjonslinjen. Dette er vist i figur A.8.1 i appendikset. Testen kategoriserer 65 observasjoner som uteliggere, og vi fjerner disse for å undersøke om de har en forstyrrende effekt på estimatene. Fra modell (2) ser det ikke ut til at dette er tilfellet, ettersom elastisiteten kun endres marginalt.

Da koronaviruset kom til Norge var det mange som ble rammet av permitteringer og svekket inntekt. Alt annet like, er det rimelig å anta at norske forbrukere i denne perioden har blitt mer

prissensitive, og dermed redusert forbruket i større grad ved en prisoppgang enn tidligere. Ved å skille ut data fra koronapandemien får vi 537 observasjoner fra perioden. Dette er vist i regresjonsmodell (3), og resulterer i en svakt negativ etterspørselastisitet. Det ser dermed ikke ut til at koronapandemien påvirker resultatet i regresjon (1).

I modell (4) korrigerer vi for trender ved å inkludere variabelen *Trend*. Tabellen viser at koeffisienten til *Trend* er svært lav og det ser ikke ut til at ikke-observerbare trender som korrelerer med tid påvirker etterspørselen. I regresjonsmodell (5), hvor *Vindkraftproduksjon* er eneste instrumentvariabel får vi en større priselastisitet i absoluttverdi, hvilket vil gi en marginalt mer elastisk etterspørselskurve.

Samlet sett viser robusthetstestene at priselastisitetene er svakt negative, i likhet med hovedanalysen. Vi konkluderer dermed med at våre funn fra kapittel 7.2.2 fremstår som robuste, og vi beholder vår hypotese om en uelastisk etterspørselsfunksjon.

### 7.5.2 Tilbud

Tabell 10 viser robusthetstesten for tilbudsfunksjonen. Modell (1) er den samme som vi presenterte i 7.2.3, og er utgangspunktet for robusthetsanalysen. I modell (2) fjerner vi ekstremobservasjoner i datasettet for å ekskludere effekten av uteliggere i regresjonen. Uteliggende observasjoner er vist i figur A.8.2 i appendikset. I regresjonsmodell (3) inkluderer vi en trendvariabel for å undersøke om en tidstrend driver resultatene våre i en bestemt retning. I modell (4) bruker vi *Antall timer dagslys* som instrumentvariabel, og i modell (5) benyttes *Gjennomsnittstemperatur* og *Antall timer dagslys* som instrumentvariabler. Hensikten med dette er å teste hvorvidt ulike kombinasjoner av instrumentvariabler vil gi den samme priselastisiteten for tilbudet.

Robusthetstest for tilbud					
	Avhengig variabel:				
	(1)	(2)	log(Tilbud) (3)	(4)	(5)
log(Systempris)	1.730*** (0.265)	1.577*** (0.225)	1.486*** (0.181)	1.557*** (0.224)	1.659*** (0.230)
Tilsig	0.00001*** (0.00000)	0.00001*** (0.00000)	0.00001*** (0.00000)	0.00001*** (0.00000)	0.00001*** (0.00000)
Avvik i magasinnivå	0.00000 (0.00000)	0.00000 (0.00000)	0.00000* (0.00000)	0.00000 (0.00000)	0.00000 (0.00000)
log(Vindkraftproduksjon)	0.251*** (0.038)	0.215*** (0.032)	0.292*** (0.037)	0.222*** (0.032)	0.235*** (0.034)
Nedbør	0.008 (0.005)	0.007 (0.005)	0.001 (0.004)	0.006 (0.004)	0.007 (0.005)
Oljepris	-0.003*** (0.0004)	-0.002*** (0.0003)	-0.002*** (0.0003)	-0.002*** (0.0003)	-0.003*** (0.0003)
Gasspris	-0.007*** (0.001)	-0.006*** (0.001)	-0.006*** (0.001)	-0.006*** (0.001)	-0.007*** (0.001)
Trend			-0.0001*** (0.00003)		
Constant	3.551** (1.387)	4.742*** (1.169)	4.542*** (1.016)	4.775*** (1.174)	4.248*** (1.205)
Observations	2,436	2,375	2,436	2,436	2,436
R <sup>2</sup>	-15.180	-12.119	-10.005	-11.217	-12.852
Adjusted R <sup>2</sup>	-15.226	-12.158	-10.042	-11.253	-12.892
Residual Std. Error	0.790 (df = 2428)	0.695 (df = 2367)	0.652 (df = 2427)	0.686 (df = 2428)	0.731 (df = 2428)

Note: \*p<0.1; \*\*p<0.05; \*\*\*p<0.01

Tabell 10 - Robusthetstest for tilbudsregresjon

Tabell 10 forklarer at  $\log(\text{Systempris})$  er signifikant forskjellig fra null på 1 % signifikansnivå, og har en verdi mellom 1.486 og 1.659 i robusthetstestene. Etersom verdien til forklaringsvariabelen ser ut til å endre seg marginalt i de ulike regresjonene, beholder vi hypotesen vår om at tilbudsfunksjonen er elastisk. Med utgangspunkt i de endringene vi gjør i testen ovenfor, fremstår våre resultater som robuste også for tilbudsfunksjonen.

## 7.5 Implikasjoner

I det følgende vil vi diskutere implikasjoner resultatene fra 2SLS-regresjonsmodellene har for etterspørsel og tilbud. Deretter vil vi beskrive betydningen av koeffisientene gjennom et talleksempel.

En uelastisk etterspørsel indikerer at konsumenter i liten grad vil endre sitt forbruksmønster ved en prisendring. På kort sikt vil forbrukere riktignok kunne redusere sitt strømforbruk, men ut ifra empirien observeres det at endringen vil være marginal. Dette kommer av at reduksjonen vil gå på bekostning av levestandard og komfort, i tillegg til at konsumenter ikke observerer prisnivået på strøm. Industri og næringsliv vil også ha en uelastisk etterspørsel, ettersom strøm

er en helt nødvendig innsatsfaktor i produksjonsvirksomheter. De fleste bedrifter er avhengige av kontinuerlig produksjon og vil derfor måtte opprettholde produksjonsaktiviteten uavhengig av strømprisen. Det er også nærliggende å anta at en annen faktor som spiller inn på den uelastiske etterspørselen er mangelen på substitutter i markedet.

Dersom alt annet holdes likt, antyder priselastisiteten for etterspørselen at leverandørene kan øke prisen på elektrisitet uten at dette fører til en betydelig negativ respons i totalt forbruk. Samtidig vil ikke leverandørene kunne skape mer profitt ved å redusere prisen for å øke salgsvolumet, ettersom konsumenter ikke vil forbruke nevneverdig mer.

Basert på den uelastiske etterspørselen vi finner, er det nærliggende å anta at avgifter designet for å redusere forbruket ikke vil ha den ønskede effekten. Derimot vil slike avgifter ha en betydning for inntektene til statskassen. Fra et politisk perspektiv indikerer dermed våre resultater at effekten av dyre avgiftstiltak på etterspørselssiden må undersøkes grundig og testes før det gjennomføres i stor skala.

Den elastiske tilbudsfunksjonen innebærer at produsenter ønsker å øke produksjonen mer enn proporsjonalt ved en prisøkning, og det motsatte ved en prisnedgang. Dette kan gi implikasjoner for ansvaret produsentene har overfor samfunnet. Til tross for at kraftprodusentene ønsker å maksimere profitt, kan de ikke stoppe all produksjon dersom prisen i markedet er lav. Dette kan skape et kraftunderskudd og vil medføre et behov for å importere strøm. Dersom prisen på importert strøm er høy, vil norske forbrukere betale en høyere pris enn «nødvendig».

Implikasjonene av priselastisitetene kan beskrives tydeligere med følgende eksempel. Først antar vi at systemprisen stiger fra 425 til 565 kroner per MWh i løpet av en kort tidsperiode. Dette tilsvarer en prisøkning på 32.94 %. Basert på etterspørselens priselastisitet på  $-0.030$ , forventes det en reduksjon i etterspørselen på 0.9882 % ( $32.94 \% * (-0.030)$ ). Med utgangspunkt i gjennomsnittlig etterspørsel per dag på 364 390.4 MWh, vil reduksjonen tilsvare 3 601 MWh. Dette tilsvarer effekten av 3.6 millioner panelovner på 1000 W i én time. For tilbudssiden i markedet vil produsentene, ved samme prisøkning ønske å øke produksjonen med 56.99 % ( $32.94 \% * 1.73$ ). Dette gir en økning i gjennomsnittlig produksjon med 228 272 MWh. Dette tilsvarer batterikapasiteten til 9 924 870 gjennomsnittlige elbiler. Merk at dette kun er et eksempel for å beskrive betydningen av priselastisitetene, hvor alle andre faktorer i markedet holdes konstant.

Avslutningsvis forklarer vi hvordan den estimerte etterspørselskurven kan benyttes for å predikere fremtidig etterspørsel. Ved å ta utgangspunkt i historiske observasjoner i forklaringsvariablene, vil vi beregne forventet etterspørsel for 1. januar 2021 og 1. juni 2021, og sammenligne de predikerte verdiene modellen gir, med de faktisk observerte etterspørselsverdiene. Vi bruker gjennomsnittlig verdi for observasjonene i systempris, gjennomsnittstemperatur og dagslys for 1. januar og 1. juni i perioden 2015 – 2020. Deretter multipliserer vi disse med de estimerte koeffisientene, og vi får følgende resultater:

(7.1)

$$Q_{1. \text{ januar } 2021}^E = \exp(13.2846249 + (-0.0298578) * \log(268.99) + (-0.0212298) * 2.92 + (-0.0126874) * 4.7416) = 440\,396.5$$

(7.2)

$$Q_{1. \text{ juni } 2021}^E = \exp(13.2846249 + (-0.0298578) * \log(238.616) + (-0.0212298) * 12.96 + (-0.0126874) * 19.698 + 0.0103142 * 1 + (-0.0158902) * 1) = 293\,762.6$$

Merk at de to uttrykkene varierer i antall koeffisienter ettersom 1. januar 2021 er en fredag og vinterdag, og denne effekten fanges opp i konstantleddet. Ut ifra regnestykkene over finner vi at predikert etterspørselsverdi for 1. januar og 1. juni 2021 er henholdsvis 440 396.5 MWh og 293 762.6 MWh. Ved å sammenligne de predikerte verdiene med faktisk observert forbruk, finner vi at forbruket for 1. januar var 438 699 MWh. Dette betyr at vår predikerte verdi gir en overestimering, med en feilmargin på 0.387 %. For 1. Juni var det faktiske forbruket 305 896 MWh, og vår prediksjon gir en underestimering, med en feilmargin på 4.13 %.

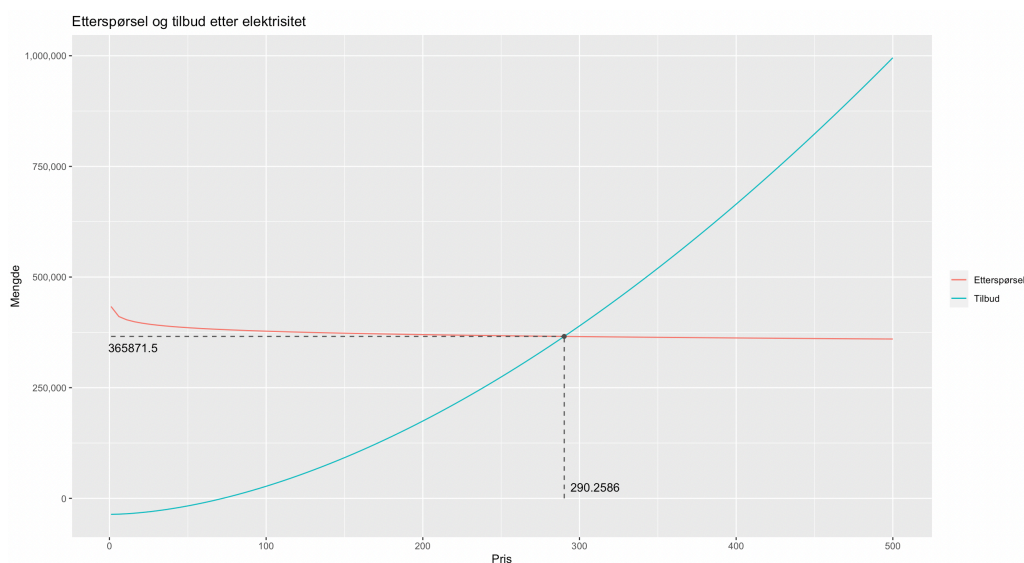
## 8.0 Anvendelse av modell

I dette kapitlet går vi nærmere inn på den estimerte etterspørsels- og tilbudsfunksjonen fra kapittel 7. Først vil vi presentere funksjonenes estimering av gjennomsnittlig likevektspris og kvantum i kraftmarkedet, og undersøke hvorvidt dette avviker fra gjennomsnittlig pris og omsatt mengde. Deretter anvender vi funksjonene for å illustrere hvilken effekt kortsiktige endringer i etterspørsels- og tilbudskurven har på likevektspunktet. Dette gjøres ved å ta utgangspunkt i dagsaktuelle temaer i kraftmarkedet, som elektrifisering av samfunnet, kapasitetsutbygging av vindkraft og kraftutveksling med utlandet. Avslutningsvis undersøker vi hvilken påvirkning utenlandskabler kan ha på samfunnsøkonomisk overskudd.

Vi gjør oppmerksom på at markedsmoellene vi benytter er fremstilt med omsatt mengde på y-aksen og pris på x-aksen. Dette er det motsatte av den konvensjonelle presentasjonen i økonomiske lærebøker.

### 8.1 Markedets likevektspris og -kvantum

Figuren under viser at mengden strøm som omsettes i likevektspunktet er 365 871.5 MWh, hvilket gir en pris på 290.2586 kroner per MWh. Den faktiske gjennomsnittlige mengde og pris i perioden er henholdsvis 364 390.4 MWh og 292.71 kroner per MWh. Vår modell gir derfor en marginal overestimering av omsatt mengde og underestimering av prisen. Likevel vurderer vi modellen til å gi tilfredsstillende estimater. Dette gjelder også for gjennomsnittlige områdepriser i Norge, vist i A.9 i appendikset.



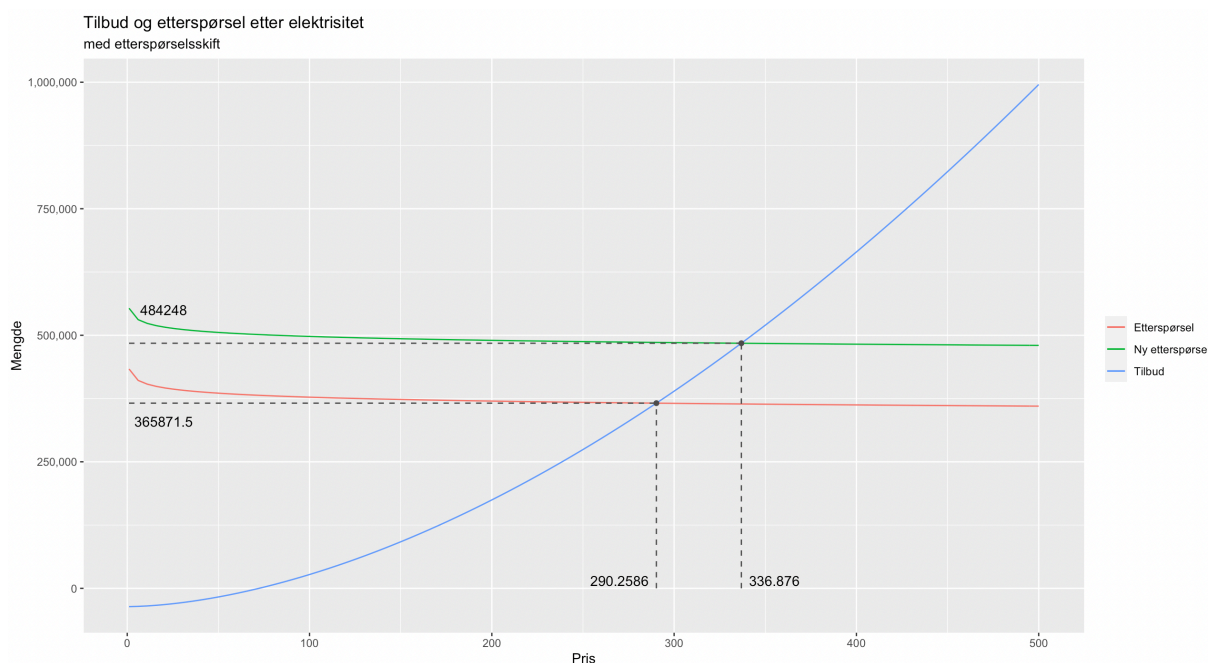
Figur 15 - Likevektspris og -mengde

## 8.2 Markedstilpasning ved skift i etterspørsels- og tilbudskurven

De estimerte funksjonene vil i det følgende brukes til å illustrere hvordan kraftmarkedet responderer og tilpasser seg ved eventuelle skift i etterspørsels- og tilbudskurven. På etterspørselssiden ønsker vi å belyse effekten av elektrifiseringen i samfunnet ved å se på en situasjon med økt forbruk av strøm. På tilbudssiden vil vi undersøke et skift i tilbudskurven som følge av økt utbygging av vindkraft og overføringskabler til utlandet. Hensikten med modelleringene er å belyse den kortsiktige effekten av endringene og hvilke implikasjoner dette har for aktørene i det norske kraftmarkedet.

### 8.2.1 Elektrifisering av samfunnet

I rapporten *Elektrifiseringstiltak i Norge - Hva er konsekvensene for kraftsystemet?* forklarer NVE at det totale forbruket i Norge vil øke med om lag 23 TWh frem mot 2040 (NVE, 2020). NVE beregner priseffekten av økt strømkonsum og kommer frem til at elektrifiseringstiltak isolert sett vil resultere i et høyere nivå på strømprisen, sammenlignet med en situasjon uten slike tiltak. Ved en antagelse om et økt daglig forbruk på 120 000 MWh, angir figuren under de nye likevektsverdiene for kvantum og pris.

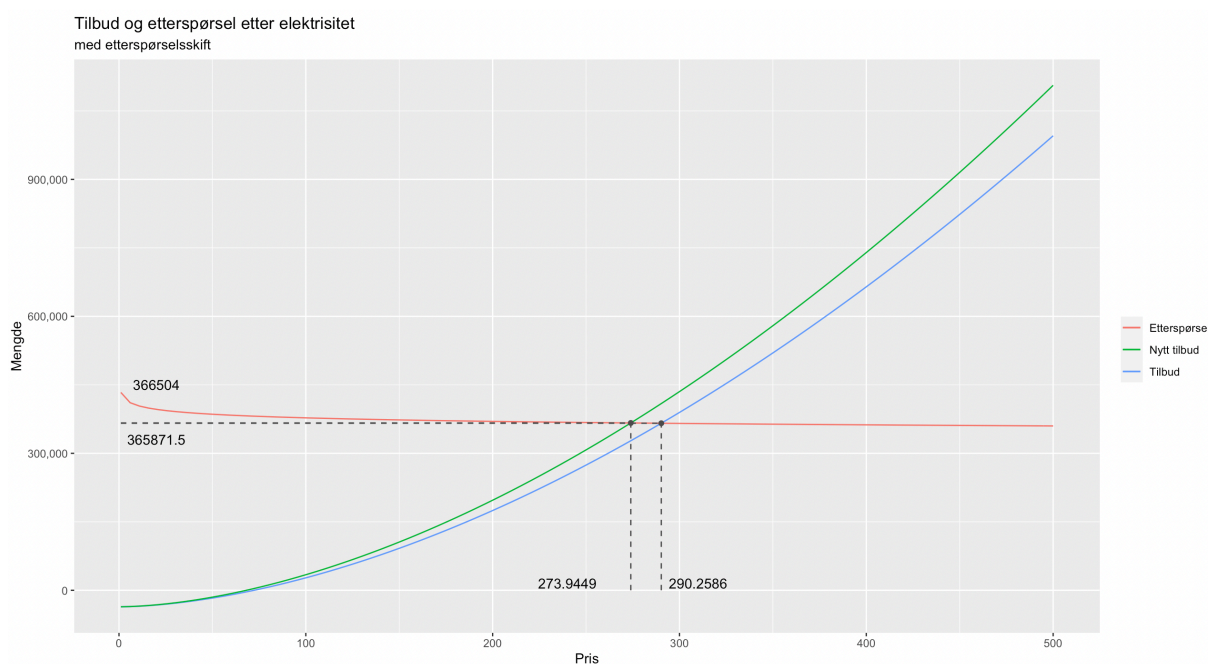


Figur 16 - Skift i etterspørselskurve ved økt elektrifisering

Ut ifra vår estimerte markedsmodell ser vi at økt forbruk vil gi en høyere pris. Markedets likevektspris øker fra 290.2586 kroner per MWh til 336.876 kroner per MWh, og tilsvarer en økning på 46.6174 kroner per MWh, eller 4.6 øre per kWh.

## 8.2.2 Vindkraftutbygging

For å imøtekomme den økende etterspørselen i markedet som følge av elektrifiseringen av samfunnet, kreves en utbygging av produksjonskapasiteten (Norwea, 2020). På tilbudssiden vil den mest nærliggende kapasitetsøkningen være tilknyttet vindkraft. Vi velger derfor å se på en ekspansjon av total produksjonskapasitet for vindkraft, hvor produksjonen øker med 50 %. Mer vindkraftproduksjon vil føre til mer volatilitet i strømprisen, vindkraft er fundamentalt avhengig av hvor mye det blåser (Mauritzen, 2010). Dette betyr at en økt kapasitetsutbygging i vindkraft ikke nødvendigvis gir en reduksjon i prisen i seg selv, men det tilrettelegger for at prisen kan bli lav dersom det blåser mye og produksjonen er høy. På generelt grunnlag er det imidlertid rimelig å anta at en kapasitetsøkning for vindkraftproduksjon i Norge vil gi et høyere tilbud av strøm, som igjen gir en lavere pris – alt annet like.



Figur 17 - Skift i tilbudskurve ved økt vindkraftproduksjon

Modellen over viser at en økning i vindkraftproduksjon på 50 % for en gitt dag gir en reduksjon i likevektsprisen på 16.3137 kroner per MWh. Dette utgjør en prisforskjell på 1.63 øre per kWh. I A.10 i appendikset har vi inkludert en figur som illustrerer hvordan vindkraftproduksjon i kombinasjon med økt etterspørsel vil påvirke omsatt mengde og pris. Fra figuren kommer det

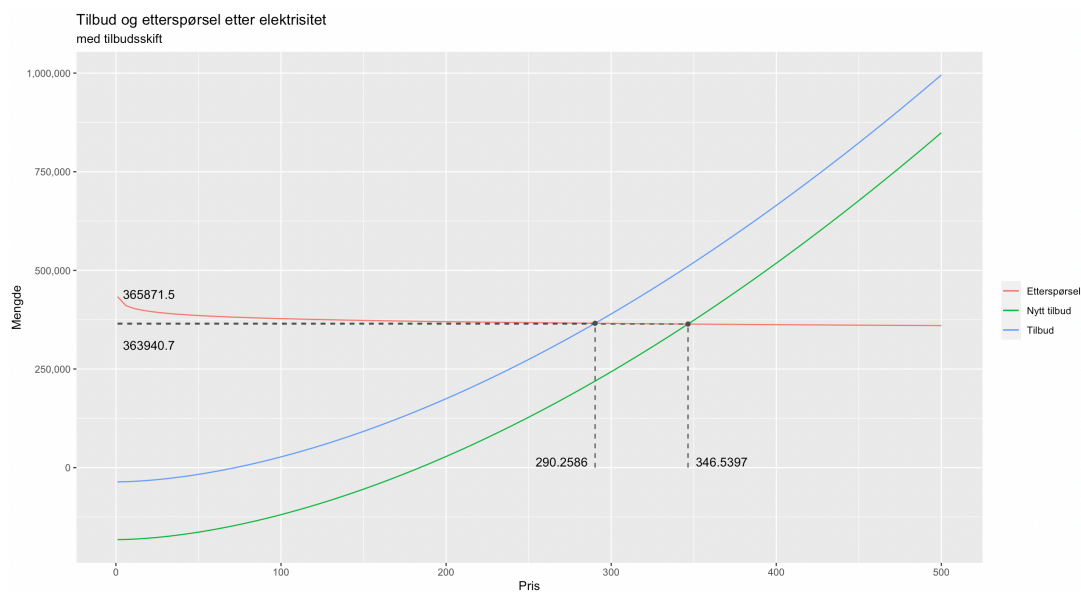


frem hvordan skiftene i de to kurvene fører til en bevegelse av likevektspunktet langs kurvene, slik vi forklarte i kapittel 2.2.

### **8.2.3 Økt overføringskapasitet**

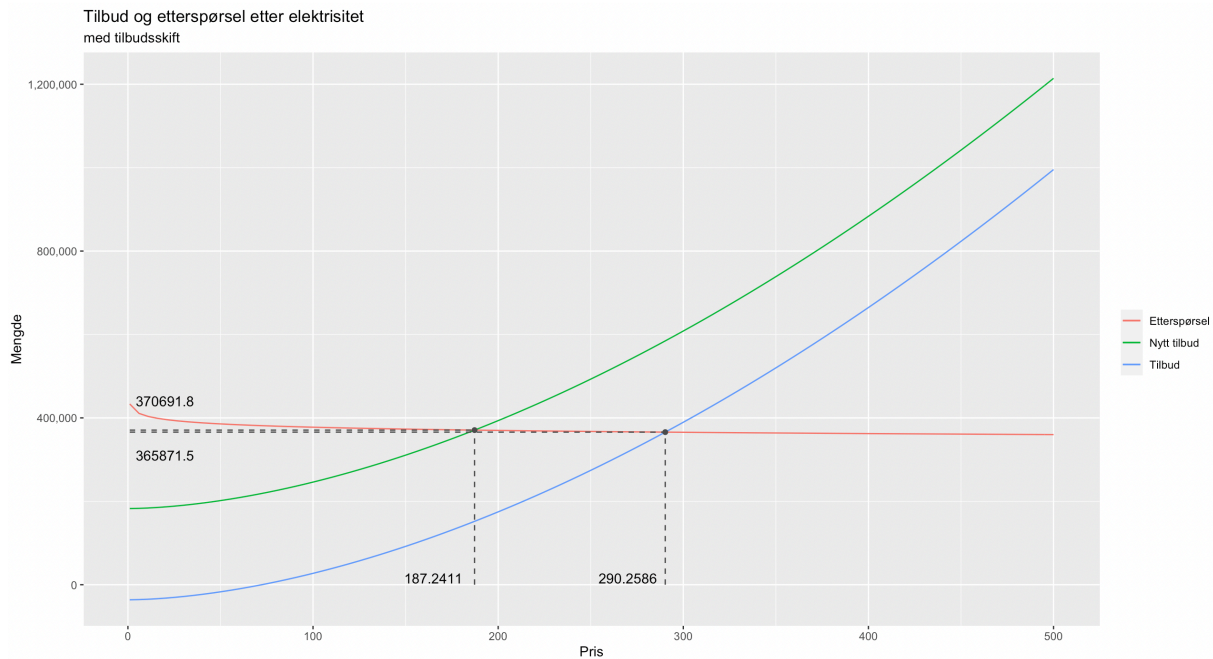
Overføringskabler til utlandet skal bidra til økt forsyningssikkerhet og høyere inntekter på strømmen som produseres i Norge. Kablene muliggjør en nyttemaksimering ved at strømmen flyter til det området der den har størst nytte, i form av høyere betalingsvillighet. Samtidig vil produsenter, innenfor rammen av god forvaltning av vannkraft, kunne øke produksjonen utover etterspørselen i Norge og maksimere sin profitt (Bakke, 2021). Ved et lavt prisenivå vil produsentene ha insentiv til å begrense produksjonen i påvente av høyere priser. Dette fører til at strøm må importeres for å dekke innenlands etterspørsel. I en normalsituasjon vil dette være til en lik eller lavere pris enn hva den er i Norge. Isolert sett vil denne dynamikken, ved en forutsetning om at importprisen er lavere enn strømprisen i innenlandsmarkedet, gi økt tilbud og lavere pris. På den andre siden kan eksport føre til et redusert innenlandstilbud og en høyere pris, sammenlignet med et tilfelle hvor eksport ikke er mulig.

For utenlandske aktører, eksempelvis Tyskland, vil mengden kraft som eksporteres og importeres avhenge av prisen på olje, gass, kull og CO<sub>2</sub>-kvoter. Regresjonsutskriften vist i A.11 i appendikset viser at kraft vil eksporteres fra Norge ved en økning i gass-, kull- og kvotepris. Regresjonsutskriften er ment for å gi leseren innblikk i hvilke faktorer som kan påvirke kraftutvekslingen.



Figur 18 - Skift i tilbudskurve ved økt eksport

I illustrasjonen over har vi tatt utgangspunkt i en krafteksport på 182 602.96 MWh. Dette representerer et tilfelle hvor eksporten er fire ganger så høy som gjennomsnittlig eksportverdi i analyseperioden. Modellen indikerer at eksporten gir en økning i strømprisen på 56.2811 kroner per MWh, og tilsvarer en økning på 5.63 øre per kWh. Fra y-aksen i modellen, kommer det frem at likevektsmengden endres marginalt. Dette forklares ved at en eksportverdi på 182 602.96 MWh, krever et kraftoverskudd i markedet. Dermed vil den produserte mengden være omkring 546 543.66 MWh, og ved å trekke fra eksportverdien vil man få omsatt mengde i markedet på 363 940.7 MWh. I illustrasjonen under viser vi en motsatt situasjon, ved import av kraft.



Figur 19 - Skift i tilbudskurve ved økt import

I modellen over er nettoimporten 182 602.96 MWh. I et slikt tilfelle vil produksjonen innenlands reduseres tilsvarende. Faktisk kraftproduksjon vil dermed være på omtrent 188 088.64 MWh. Dette gir et samlet kraftunderskudd, hvilket blir balansert ved den importerte mengden. Det poengteres at et slikt tilfelle kun vil finne sted dersom prisen utenlands er lavere enn prisen i innenlandsmarkedet, og at det er dette, kombinert med et økt tilbud på 4 820.3 MWh, som gir en reduksjon i prisen. Importen gir en prisreduksjon på 103.0175 kroner per MWh, eller 10.3 øre per kWh.

#### 8.2.4 Implikasjoner

Eksemplene fra kapittel 8.2.1 – 8.2.3 har ulike implikasjoner for aktørene i markedet. Markedsendringer vil påvirke kraftprisen i ulik grad og retning, og vi vil derfor forklare hvilken betydning dette har for sluttbrukeren i markedet. Ved å ta utgangspunkt i gjennomsnittlig forbruk for en norsk husholdning på 20 000 kWh per år (Fjordkraft, 2021), vil vi undersøke effekten av prisendringen på sluttbrukerens regning.

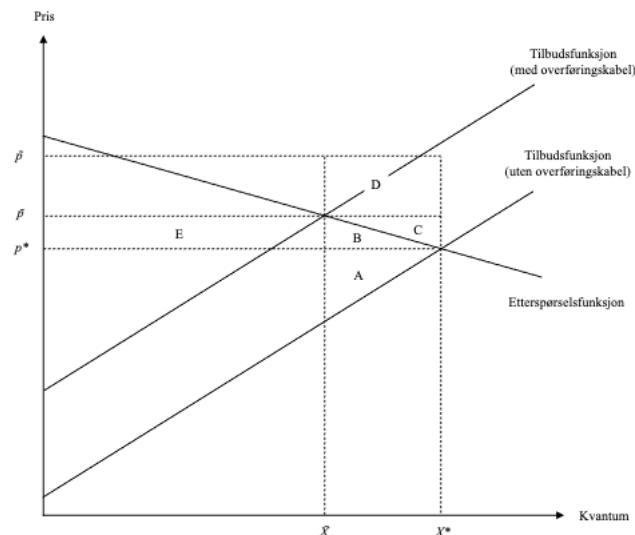
I kapittel 8.2.1 kom vi frem til at en elektrifisering av samfunnet vil gi en prisøkning på 4.1 øre per kWh, gitt forutsetningene lagt frem i eksempelet. For en gjennomsnittlig norsk husholdning betyr dette en økning i den årlige strømregningen på 920 kroner, og ca. 77 kroner i måneden. I kapittel 8.2.2, kom vi frem til at økt vindkraft vil gi lavere strømpriser. En reduksjon på 1.63 øre per kWh, gir en samlet reduksjon i strømregningen på 326 kroner i året og 27 kroner i

måneden. I eksempelet med eksport økte prisen med 5.63 øre per kWh, hvilket resulterer i en årlig økning i strømregningen på 1120 kroner. Den månedlige økningen i strømregning vil bli omtrent 93 kroner. Import vil derimot gi reduserte priser. Priseffekten ble beregnet til å bli 10.3 øre per kWh, hvilket gir en årlig prisreduksjon på 2060 kroner i året og omtrentlig 172 kroner i måneden.

Eksemplene over er ment for å illustrere en stilisert effekt av markedsendringene, og hvilken betydning dette har for forbrukerne i markedet på kort sikt. En forutsetning for modellene er at gjennomsnittlige verdier for forklaringsvariablene er et representativt utgangspunkt for å forklare tilbud og etterspørsel. Modellene viser samlet sett at endringene i kraftmarkedet kan gi både høyere og lavere kostnader for forbrukeren, avhengig av hvilken situasjon som inntreffer. Effektene kan også inntreffe samtidig, og utviklingen i prisnivået vil avhenge av hvilken effekt som er størst.

### **8.3 Samfunnseffekt av overføringskabler til utlandet**

Vi vil benytte innsikten fra kapittel 8.1 og 8.2 til å analysere de samfunnsøkonomiske effektene av kraftutveksling med utlandet. I det følgende vil vi undersøke hvordan kraftutveksling, i form av eksport, vil påvirke konsument- og produsentoverskuddet. Dette gjøres ved å først ta utgangspunkt i en situasjon hvor krafthandel med andre markeder ikke er mulig, og innenlandsk produksjon tilsvarer innenlandsk etterspørsel. Deretter viser vi hvordan overføringskabler til utlandet vil gi et skift i tilbudskurven, og bidra til et nytt likevektspunkt. Hensikten er å illustrere hvordan kraftoverføring til utlandet endrer den innenlandske velferdseffekten. Vi velger å illustrere dette i en forenklet modell, med kvantum på x-aksen og pris på y-aksen.



Figur 20 - Forenklet markedsmodell

Figur 20 illustrerer det norske kraftmarkedet med og uten overføringsforbindelser til utlandet. I en situasjon hvor krafteksport ikke er mulig, vil likevektspris og -kvantum være representert ved henholdsvis  $X^*$  og  $p^*$ . Dette gir et konsument- og produsentoverskudd som tilsvarer arealet mellom etterspørsels- og tilbudsfunksjonen, og den stiplede linjen fra  $p^*$  til  $X^*$ . Størrelsen på overskuddene vil avhenge av hvorvidt funksjonene er elastiske eller uelastiske. Videre introduseres overføringskabler til markedet, og muliggjør eksport av kraft. Dette vil redusere tilbudet i innenlandsmarkedet, og omsatt mengde går fra  $X^*$  til  $\bar{X}$ . Samtidig øker prisen fra  $p^*$  til  $\bar{p}$ , ettersom krafteksport kun vil forekomme dersom prisen utenlands er høyere enn prisen i innenlandsmarkedet. Dette betyr at konsumentene er nødt til å betale en høyere pris for elektrisiteten.

Ved å analysere de markerte områdene A til E i figuren kan man tolke den totale samfunnsøkonomiske effekten av overføringskablene. Innføring av overføringskabler vil redusere konsumentoverskuddet med  $B + E$ . Overskuddet til produsentene innenlands vil øke med  $E - A$ . Dermed vil den totale velferdseffekten bli  $(E - A) - (B + E) = -A - B = -(A + B)$ . Dette betyr at den direkte effekten av overføringskablene er en reduksjon i det samfunnsøkonomiske overskuddet med arealet  $A + B$ , og kan tolkes som et dødvektstap. Likevel vil kablene realisere indirekte gevinster for kraftselskapene, ettersom markedsprisene i innenlands- og utenlandsmarkedet er forskjellige. Den eksporterte mengden  $(X^* - \bar{X})$  blir solgt til markedsprisen  $\bar{p}$ , og vil bidra til å presse de norske kraftprisene oppover. Markedsprisen innenlands øker med  $(\bar{p} - p^*)$ , og profitten som tilfaller produsentene blir  $(X^* - \bar{X})(\bar{p} - p^*) = A + B + C$ . Dermed er summen av eksportprofitten lik  $-(A + B) + (A + B + C) = C$ . Kabeleieren

vil også få en del av eksportinntekten, representert ved mengde kraft som overføres og prisdifferansen mellom markedene. Dette er gitt ved areal D, og beregnes ved  $(X^* - \bar{X}) * (\bar{p} - \bar{p})$ . Dermed vil de totale samfunnsøkonomiske gevinstene være C + D for innenlandsmarkedet.

Vi understreker at effektene ovenfor er gjeldende ved en forutsetning om at innenlandsk pris vil øke på grunn av kraftutvekslingen. Dette har blitt observert i markedet, og antagelsen kan derfor sies å være virkelighetsnær. Dermed kan det hevdes at, slik som Anders Skonhøft presiserer i sin artikkel *Kraftkabler, samfunnsnytt, miljøet og industrien*, at med mindre strømprisen innenlands øker, vil ikke kraftprodusenter ha et økonomisk insentiv til å øke krafthandelen med utlandet (Skonhøft, 2019).

Avslutningsvis kan vi bruke den estimerte prisøkningen fra kapittel 8.2.3 til å beskrive velferdseffektene i et forenklet eksempel. Ved å ta utgangspunkt i en prisøkning på 5.63 øre per kWh, og et totalt årlig forbruk i Norge på 132 860 306 000 kWh, kan vi beregne endringene i konsument- og produsentoverskudd. På bakgrunn av den lave priselastisiteten vi finner i kapittel 7, velger vi å neglisjere kvantumseffekten om at økt pris gir redusert forbruk. Dermed vil kraftutveksling med utlandet gi en økt årlig kostnad for forbrukerne på 7 480 035 228 NOK, og føre til et redusert konsumentoverskudd. Basert på en befolkningsstørrelse på 5 415 166 (SSB, 2021), utgjør dette en årlig kostnad på 1 381 kroner per person i Norge. Omfordelingseffekten vil gjøre at innenlandsk produsentoverskudd øker med tilsvarende beløp.

## 9.0 Konklusjon

I denne utredningen har vi beregnet priselastisiteter ved å estimere etterspørsels- og tilbudsfunksjoner for det norske kraftmarkedet. Dette har vi gjort ved å ta utgangspunkt i følgende problemstilling:

### *Hva er priselastisiteten til tilbudet og etterspørselen etter elektrisitet i Norge?*

Den overordnede konklusjonen for oppgaven er at etterspørselskurven er uelastisk, hvilket tilsier at forbrukerne ikke er sensitive til prisendringer. Tilbudskurven er derimot elastisk, og produksjonen vil dermed endres mer enn proporsjonalt med en prisendring.

Vi finner at etterspørselens priselastisitet har verdien  $-0.030$ . For tilbudet estimerer vi en priselastisitet på  $1.73$ . Resultatene er forenlige med eksisterende litteratur, og i henhold til dynamikken i kraftmarkedet. Videre finner vi at priselastisiteten til etterspørselen er  $-0.031$  om sommeren og  $-0.071$  om vinteren. Resultatene gir dermed ingen grunn til å forkaste våre hypoteser om en uelastisk etterspørselskurve og en elastisk tilbudskurve.

I den subsidiære analysen kommer vi frem til at økt vindkraftproduksjon og import isolert sett vil føre til lavere strømpriser. Økt eksport og elektrifisering av samfunnet derimot, vil gi høyere strømpriser. Avslutningsvis finner vi at overføringskabler til utlandet reduserer konsumentoverskuddet, men gir en positiv velferdseffekt for Norge.

## 9.1 Kritikk av oppgaven

På grunn av avgrensninger og forenklinger vi har foretatt underveis, inneholder oppgaven enkelte svakheter. I tillegg har tilgjengeligheten på relevante data skapt naturlige begrensninger i analysearbeidet. Samlet sett kan dette bidra til å påvirke nøyaktigheten av våre resultater.

Vi vektlegger at våre konklusjoner er under en forutsetning om at elastisitetene vi finner gjelder for alle konsumenter og produsenter i kraftmarkedet. Vi har i vår analyse benyttet systemprisen og ikke områdeprisen for de ulike prisområdene i Norge. Dette gjør at priselastisitetene vi beregner gjelder for Norge som helhet, og det er nærliggende å anta at denne vil være noe annerledes dersom vi bruker områdeprisene. I områder med svært kalde temperaturer og relativt

lave strømpriser, som eksempelvis Tromsø, vil man trolig finne at konsumenter er enda mindre sensitive til endringer i strømprisen.

I datasettet er det gjort enkelte forenklinger som kommer av målingen og tilgjengeligheten til dataene. Magasinnivå og tilsig måles kun ukentlig av NVE, og vi har antatt at disse variablene holdes konstante i perioden mellom målingene. I utarbeidelsen av værdataene gjør vi forenklinger for å estimere gjennomsnittsværet i Norge. For å få mer presise data kunne vi inkludert værobservasjoner fra flere enn de fem byene vi har valgt. For å kunne estimere mer nøyaktige priselastisiteter for tilbud og etterspørsel er dette faktorer vi ville kontrollert for, men på grunn av utfordringer med å fremskaffe data og tidsbegrensninger er dette utenfor oppgavens omfang.

For å styrke vår konklusjon kunne vi benyttet en kontrollgruppe for å undersøke validiteten til tilbuds- og etterspørselsfunksjonene, og derav priselastisitetene. Ved å bruke en lik fremgangsmåte og inkludere de samme variablene i en analyse av et liknende marked, eksempelvis Sverige, ville vi kunne gjort en tydeligere konklusjon av oppgavens funn og skapt et sterkere grunnlag for å argumentere for kausale forhold.

## 9.2 Forslag til videre forskning

Ut ifra denne utredningen er det mange interessante vinklinger og nærliggende temaer som kan undersøkes videre. Vi vil i det følgende gjennomgå et utvalg anbefalinger til fremtidig forskning.

En mulig fremtidig innfallsvinkel er å utføre samme analyse på en tidsperiode som inkluderer hele 2021. Datagrunnlaget vi tar utgangspunkt i går frem til 1. september 2021, og ettersom strømprisene har fortsatt å øke utover høsten vil det være interessant å undersøke om dette har hatt en effekt på prissensitiviteten til norske forbrukere og produsenter.

En annen interessant oppgave er å segmentere markedet og skille mellom priselastisiteter for ulike kundesegmenter. En mulighet er å skille mellom husholdnings- og industrielt forbruk av elektrisitet, og deretter undersøke priselastisitetene for de to gruppene isolert sett. Videre kan regionale forskjeller i priselastisiteter avdekkes ved å benytte områdeprisene for strøm, i tillegg til produksjon og forbruk i de ulike delene av landet. En kombinasjon av en kvantitativ analyse



og en kvalitativ spørreundersøkelse av konsumenters forbruksmønster kan bidra til ytterligere innsikt om priselastisiteten for norske forbrukere. På denne måten vil man kunne danne seg et bilde av hvilke andre faktorer som spiller inn på forbruket, foruten de variablene vi har inkludert. Ved å gjøre dette vil man kunne si noe mer konkret om hvordan de ulike aktørene i markedet forholder seg til prisendringer, og øke presisjonen til resultatene.

Det ville også vært interessant med en mer omfattende analyse av velferdseffektene vi finner i kapittel 8.3. En beregning av faktiske størrelser på samfunnsøkonomiske gevinster og tap vil være et verdifullt bidrag i debatten om kraftutveksling med utlandet. Dette kan gjøre det enklere å forstå velferdseffekten ved endringer i markedsdynamikken og implikasjonene av endringene. Vi gjør dette kun som en subsidiær drøfting i vår oppgave, og redegjørelsen er av den grunn svært forenklet.

## Kildeliste

- Bakke, K. S. (2021). – Uenige om utenlandskabler eller kabelkrøll. NRK. *Debatten* 30. September 2021.
- Brænd, Tore J. (2020): *energiloven i Store norske leksikon* på snl.no. Hentet 15. oktober 2021 fra <https://snl.no/energiloven>
- Bye, T., P. V. Hansen (2008): *How do spot prices affect aggregate demand?* Discussion Paper no. 527, Research Department, Statistics Norway
- Dagens Næringsliv (2021): <https://investor.dn.no/#!/Ravare/C1/BrentSpot>
- Damsgaard, N. (2003). *Deregulation and Regulation of Electricity Markets*. Doctoral dissertation, The Economic Research Institute, Stockholm School of Economics
- Delebekk, N. (2021). *Strømregningen var lavere før*. Faktisk.no. <https://www.faktisk.no/artikler/0orky/stromregningen-var-lavere-for?fbclid=IwAR3lsZ4veMR9ujQIqCCveYtOKHSQXfLSpjLrxQ51CkD5rEErnPpZc06tsns>
- Energifakta Norge (2021)<sup>1</sup>. *Kraftmarkedet*. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Energifakta Norge (2021)<sup>2</sup>. *Energibruken i ulike sektorer*. <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/>
- Energimarknadsinspeksjonen (2010), Övervakning och transparens på elmarknaden. Energimarknadsinspeksjonen, Eskilstuna
- Ericson, J., Rafatnia, F. (2011). *Supply and Demand of electricity - an estimation of price elasticities for supply and demand in Sweden*. Stockholm School of Economics, Department of Economics
- Finansinspeksjonen (2005), *Den finansiella elmarknaden*. Finansinspeksjonen, Stockholm
- Fjordkraft (2021). *Strømforbruk i enebolig*. <https://www.fjordkraft.no/strom/stromforbruk/>
- Glette, H. (2021). – Uenige om utenlandskabler eller kabelkrøll. NRK. *Debatten* 30. September 2021.
- Goalsbee, A., Levitt, S., Syverson, C. (2016). *Microeconomics*. 2nd Edition. Worth Publishers. International edition
- Halseth, A. (1999). *Market power in the Nordic electricity market*. ECON Centre for Economic Analysis, vol 7(4), p. 259-268
- Holmqvist, Erik. (2017). *Norges vannbalanse i TWh basert på HBV-modeller*. NVE. Statistikk og variasjoner 1958-2016.

- Johannesen, N, Flåm, K. (2016, 21.01). *Strømprisen femdoblet i januar*. VG.  
<https://www.vg.no/forbruker/i/KwO77/stroemprisen-femdoblet-i-januar>
- Johnsen, T.A. (2001), *Demand, generation and price in the Norwegian market for electric power*, *Energy Economics* 23 (2001) 227-251.
- Klima og miljødepartementet. (2020). *Dette er klimavoter*.  
<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimavoter/id2076655/>
- Lijesen (2007), "The real-time price elasticity of electricity, *Energy Economics*, vol 29(2), p.249-258
- Mauritzen, J. (2010). *What happens when it's windy in Denmark? An empirical analysis of wind power on price volatility in the Nordic electricity market. Discussion Paper*.
- Mauritzen, J. (2012). *Windonomics: empirical essays on the economics of wind power in the Nordic electricity market*. Norwegian School of Economics
- Mauritzen, J. (2013). *Now or Later? Trading Wind Power Closer to Real-Time and How Poorly Designed Subsidies Lead to Higher Balancing Costs*. *Renewable Energy eJournal*.
- Melling, A. J. (2010). *Natural gas pricing and its future: Europe as the battleground*, Carnegie Endowment for International Peace.
- Midttømme, G.H et al., (2011). *Retningslinjer for flomberegninger*. NVE.  
[https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011\\_04.pdf](https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011_04.pdf)
- Miljødirektoratet (2019). *EUs system for klimavoter*.  
[https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimavoter/eus-klimavotesystem/?fbclid=IwAR3vs9TSvYGPHDv\\_S\\_xsa0PzBHLSaW\\_bj5ctoOg7QzQkGG-k3IQVv4zPoBY](https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimavoter/eus-klimavotesystem/?fbclid=IwAR3vs9TSvYGPHDv_S_xsa0PzBHLSaW_bj5ctoOg7QzQkGG-k3IQVv4zPoBY)
- Mohammadi, H. (2009). *Electricity prices and fuel costs: Long-run relations and short-run dynamics*. *Energy Economics*, 31(3):503–509.
- Nord Pool (2021). <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- Norwea (2020). *Elektrifisering av sokkelen krever mye kraft: - Umulig uten vindkraft*. E24.  
<https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/9vLA8d/elektrifisering-av-sokkelen-kraver-mye-kraft-umulig-uten-vindkraft>
- NTE (2021). *Hva påvirker strømprisen*. <https://nte.no/blogg/hva-pavirker-stromprisen/>
- NVE (2011). *Retningslinjer for flomberegninger*  
[https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011\\_04.pdf?fbclid=IwAR02eRQ0F-boQZz8CykxHqmTCGpSAPBJvNrND-LWfMu3INVBMQy4uNzS008](https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011_04.pdf?fbclid=IwAR02eRQ0F-boQZz8CykxHqmTCGpSAPBJvNrND-LWfMu3INVBMQy4uNzS008).
- NVE (2019)<sup>1</sup>. *Vannkraft*. <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft>

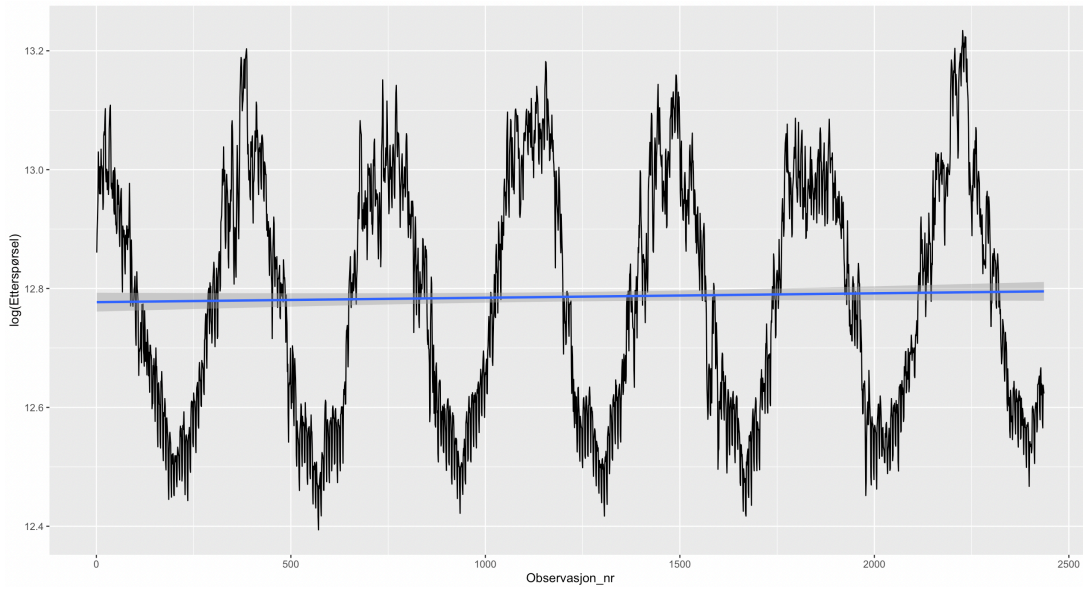
- NVE (2019)<sup>2</sup>. *Håndbok – Norsk magasinkapasitet og magasinutfylling*.  
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201903383/2728821>
- NVE (2020). *Kraftsituasjonen - Fjerde kvartal og ut året*.  
<https://www.nve.no/media/11490/kraftsituasjonenq4.pdf>
- NVE (2021)<sup>1</sup>. *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*.  
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet>
- NVE (2021)<sup>2</sup>. *Magasinstatistikk. Analyser og statistikk*. <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>
- NVE (2021)<sup>3</sup>. *Kraftsituasjonen – Første kvartal 2021*.  
[https://www.nve.no/media/12663/kvartalsrapportq1\\_2021.pdf](https://www.nve.no/media/12663/kvartalsrapportq1_2021.pdf)
- Olje- og energidepartementet (2021). *Kraftmarkedet og strømpris*.  
<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnett/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>
- Øyan, O. (2010). *Demand for electric power in Norway: Estimating Price and Substitution Elasticities*. Universitetet i Oslo.
- Regjeringen. (2008). Hentet fra:  
[https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/kilde/oed/bro/2000/0002/ddd/pdfv/110229-kap.\\_2.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/kilde/oed/bro/2000/0002/ddd/pdfv/110229-kap._2.pdf)
- Rennesund (2020) <https://enerwe.no/gass-strompris-thema/forventer-superlave-strompriser-frem-til-august/364505>
- Rosvold, Knut A., Halleraker, Jo Halvard (2020): *tilsig* i *Store norske leksikon* på [snl.no](http://snl.no).  
Hentet 1. desember 2021 fra <https://snl.no/tilsig>
- Rosvold, Knut A., Hofstad, Knut (2019): *kraftmarked* i *Store norske leksikon* på [snl.no](http://snl.no).  
Hentet 12. november 2021 fra <https://snl.no/kraftmarked>
- Skonhoft, A. (2019). *Kraftkabler, samfunnsnyttene, miljøet og industrien*. Samfunnsøkonomen Nr. 1 2019. <https://samfunnsokonomene.no/wp-content/uploads/2019/02/Kraftkabler-samfunnsnyttene-miljøet-og-industrien.pdf>
- SSB. (2021). *Befolkningen*. <https://www.ssb.no/befolkning/faktaside/befolkningen>
- Statkraft. (2021)<sup>1</sup>: *Vindkraft*. <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vindkraft/>
- Statkraft. (2021)<sup>2</sup>: *Slik virker det: Hvorfor går strømprisen opp?*  
<https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/arkiv/2021/slik-virker-det-hvorfor-gar-stromprisen-opp/>

- Statnett (2018). *Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet. Delrapport: Analyse til nasjonal ramme for vindkraft på land*. NVE.  
<https://www.nve.no/Media/7352/økt-vindkraftproduksjon-og-virkninger-i-transmisjonsnettet.pdf>
- Sirnes, E. (2021, 24.09.21). *Kabelgevinsten må fordeles mer rettferdig*. Dagens Næringsliv.  
<https://www.dn.no/innlegg/strompris/utenlandskabler/energi/innlegg-fra-okonom-kabelgevinsten-ma-fordeles-mer-rettferdig/2-1-1072233>
- Vaage, K., (1998): *Comparing older and newer methods of analysing the electricity demand: theoretical aspects and empirical results*, Norsk Økonomisk Tidsskrift 112 (1), 35-60
- Von der Fehr, Nils Henrik M. (2021, 02.10.21). *Misforståelser skjemmer debatten i kraftmarkedet*. Dagens Næringsliv.  
<https://www.dn.no/innlegg/energi/kraftmarkedet/utenlandskabler/innlegg-misforstaelser-skjemmer-debatten-om-kraftmarkedet/2-1-1076217>
- Wooldridge, J. M. (2012). *Introductory econometrics: A modern approach*. 6th edition. Nelson Education. Cengage Learning

## Appendiks

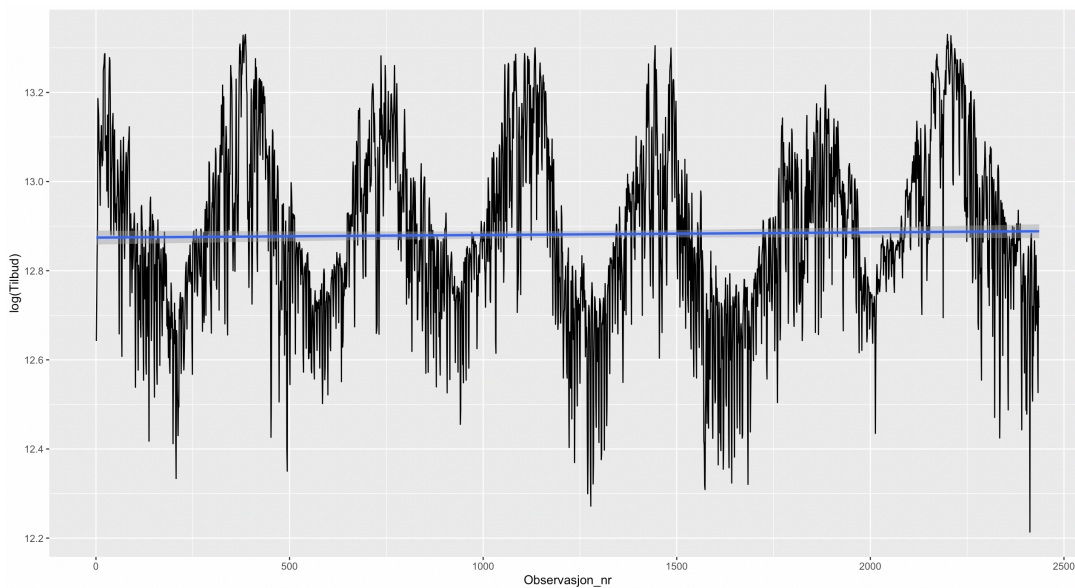
### A.1 Stasjonaritetsplott

#### A.1.1 Stasjonaritetsplott for etterspørsel



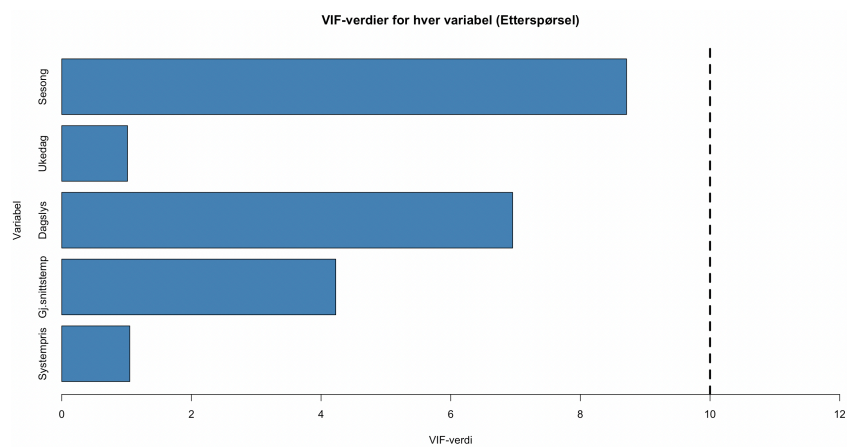
Figur A.1.1 – Stasjonaritetsplott for etterspørsel

#### A.1.2 Stasjonaritetsplott for tilbud

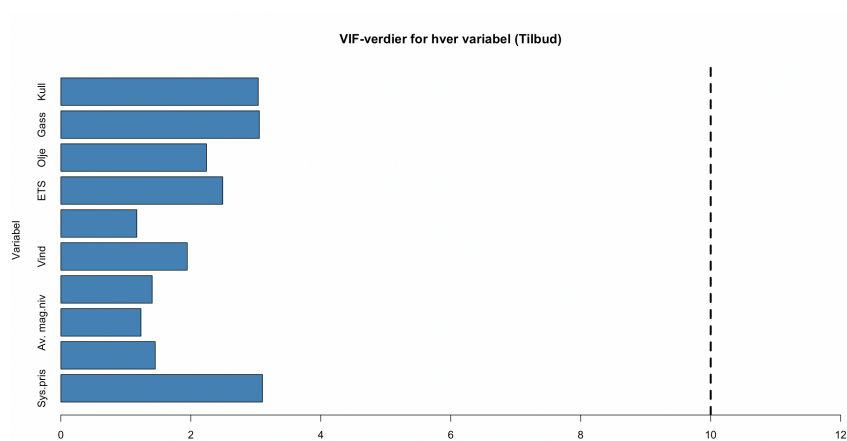


Figur A.1.2 – Stasjonaritetsplott for tilbud

## A.2 Variasjonsinflasjonsfaktor



Figur A.2.1 – VIF-verdier for etterspørselsfunksjon



Figur A.2.2 – VIF-verdier for Tilbudsfunksjon

### A.3 Regresjon av instrument- og forklaringsvariabler

#### A.3.1 Etterspørselsfunksjon

Undersøkelse av instrumenter for systempris i etterspørselsfunksjon	
	Avhengig variabel:
	Systempris
Tilslig	-0.002*** (0.0002)
Vindkraftproduksjon	-0.001*** (0.0003)
Gjennomsnittstemperatur	-1.664* (0.899)
Antall timer dagslys	2.992** (1.461)
Vår	-41.195*** (13.039)
Sommer	5.746 (16.724)
Høst	-2.690 (9.613)
Mandag	5.327 (10.187)
Tirsdag	8.752 (10.185)
Onsdag	6.869 (10.185)
Torsdag	6.182 (10.185)
Lørdag	-25.183** (10.185)
Søndag	-35.711*** (10.185)
Constant	347.136*** (13.770)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	0.109
Adjusted R <sup>2</sup>	0.105
Residual Std. Error	134.348 (df = 2422)
F Statistic	22.881*** (df = 13; 2422)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell A.3.1 – Undersøkelse av instrumentvariabler for  
Systempris i etterspørselsfunksjon



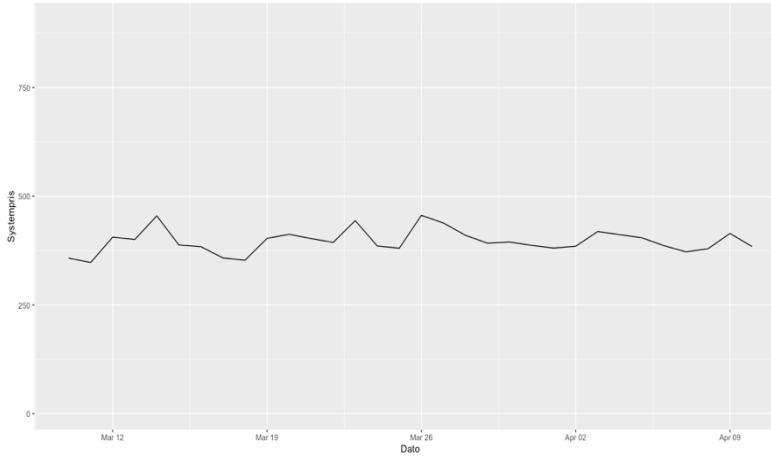
## A.3.2 Tilbudsfunksjon

Undersøkelse av instrumenter for systempris i tilbudsfunksjon	
	Avhengig variabel:
	Systempris
Gjennomsnittstemperatur	-1.162*** (0.371)
Tilslig	-0.001*** (0.0001)
Avvik i magasinnivå	0.00000 (0.00001)
Vindkraftproduksjon	-0.001*** (0.0002)
Nedbør	-4.210*** (0.515)
Oljepris	0.247*** (0.012)
Gasspris	1.186*** (0.033)
Constant	-13.700 (8.613)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	0.613
Adjusted R <sup>2</sup>	0.612
Residual Std. Error	88.397 (df = 2428)
F Statistic	550.523*** (df = 7; 2428)
Note:	* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

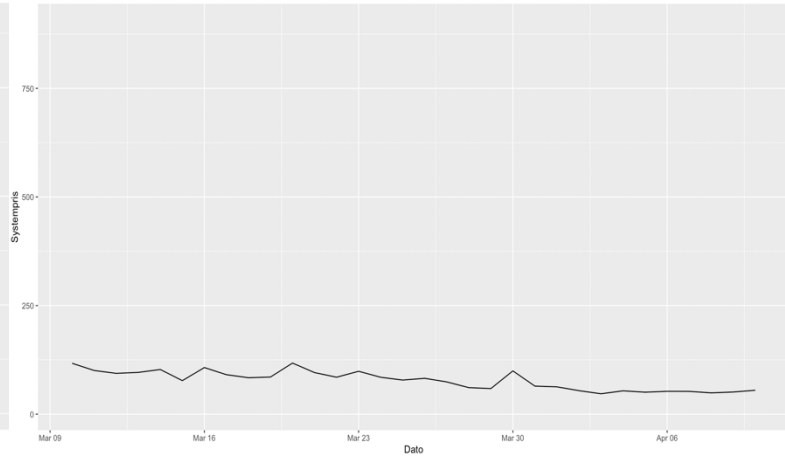
Tabell A.3.2 – Undersøkelse av instrumentvariabler for  
Systempris i tilbudsfunksjon

## A.4 Prissensitivitet og etterspørsel

Prisutvikling  
10. Mars 2018 - 10. April 2018

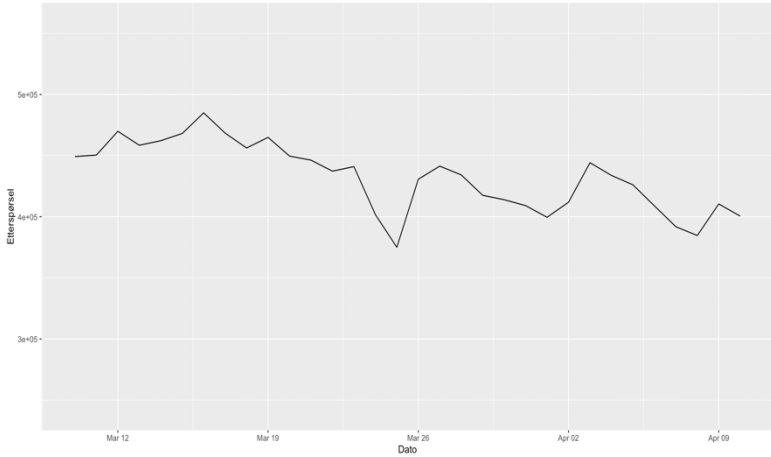


Prisutvikling  
10. Mars 2020 - 10. April 2020

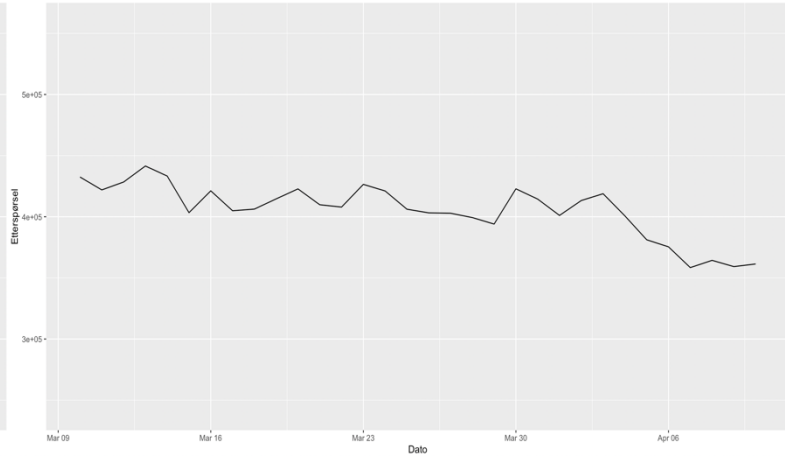


Figur A.4.1 – Prisvariasjoner for samme tidsperiode mellom 2018 og 2020

Utvikling i etterspørsel  
10. Mars 2018 - 10. April 2018



Utvikling i etterspørsel  
10. Mars 2020 - 10. April 2020



Figur A.4.2 – Forbruksvariasjoner for samme tidsperiode mellom 2018 og 2020

## A.5 Regresjonsresultat uten logtransformasjon

<b>Regresjonsutskrift (2SLS) Etterspørsel</b>	
	<i>Avhengig variabel:</i>
	Etterspørsel
Systempris	-19.844** (9.812)
Gjennomsnittstemperatur	-8,113.373*** (120.044)
Antall timer dagslys	-4,093.261*** (175.229)
Vår	-6,597.265*** (1,630.524)
Sommer	-2,948.543 (2,140.446)
Høst	-23,533.160*** (1,222.751)
Mandag	856.091 (1,298.971)
Tirsdag	3,381.364*** (1,300.739)
Onsdag	2,650.553** (1,299.371)
Torsdag	2,629.923** (1,299.028)
Lørdag	-18,916.810*** (1,321.266)
Søndag	-24,190.780*** (1,344.406)
Constant	489,921.000*** (3,615.643)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	0.945
Adjusted R <sup>2</sup>	0.945
Residual Std. Error	17,117.570 (df = 2423)
Note:	* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Figur A.5.1 – Regresjonsutskrift uten logtransformasjon for etterspørsel

<b>Regresjonsutskrift (2SLS) Tilbud</b>	
<i>Dependent variable:</i>	
Tilbud	
Systempris	8,133.966*** (2,562.428)
Tilsig	11.250*** (4.049)
Avvik i magasinnivå	0.058 (0.093)
Vindkraftproduksjon	7.143*** (2.403)
Nedbør	31,131.710*** (11,471.750)
Oljepris	-2,088.794*** (635.950)
Gasspris	-9,501.795*** (3,031.573)
Constant	616,879.000*** (79,273.650)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	-79.347
Adjusted R <sup>2</sup>	-79.579
Residual Std. Error	709,766.100 (df = 2428)
<i>Note:</i>	* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Figur A.5.2 – Regresjonsutskrift uten logtransformasjon for tilbud

## A.6 Etterspørselens priselastisitet i sommer- og vinterhalvåret

## A.6.1 Sommer

Undersøkelse av etterspørselens priselastisitet om sommeren	
	Dependent variable: log(Etterspørsel)
log(Systempris)	-0.031*** (0.006)
Gjennomsnittstemperatur	-0.020*** (0.0004)
Antall timer dagslys	-0.017*** (0.001)
Tirsdag	0.011** (0.006)
Onsdag	0.006 (0.006)
Torsdag	0.005 (0.006)
Fredag	-0.001 (0.006)
Lørdag	-0.059*** (0.006)
Søndag	-0.078*** (0.006)
Constant	13.343*** (0.039)
Observations	1,288
R <sup>2</sup>	0.895
Adjusted R <sup>2</sup>	0.894
Residual Std. Error	0.053 (df = 1278)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Tabell A.6.1 – Undersøkelse av etterspørselens priselastisitet  
om sommeren

## A.6.2 Vinter

<b>Undersøkelse av etterspørselens priselastisitet om vinteren</b>	
	<i>Avhengig variabel:</i>
	log(Etterspørsel)
log(Systempris)	-0.071*** (0.009)
Gjennomsnittstemperatur	-0.028*** (0.001)
Antall timer dagslys	-0.010*** (0.001)
Tirsdag	0.005 (0.006)
Onsdag	0.006 (0.006)
Torsdag	0.007 (0.006)
Fredag	-0.005 (0.006)
Lørdag	-0.061*** (0.006)
Søndag	-0.075*** (0.006)
Constant	13.494*** (0.050)
Observations	1,148
R <sup>2</sup>	0.904
Adjusted R <sup>2</sup>	0.903
Residual Std. Error	0.051 (df = 1138)
Note:	* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Tabell A.6.2 – Undersøkelse av etterspørselens priselastisitet  
om vinteren

**A.7 Diagnostikktest for instrumentvariabler**

```

Diagnostic tests:
              df1  df2  statistic  p-value
Weak instruments  2 2422    165.4  <2e-16 ***
Wu-Hausman      1 2422    117.3  <2e-16 ***
Sargan          1  NA    152.9  <2e-16 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Tabell A.7.1 – Diagnostikktest for instrumentvariabler i etterspørselsfunksjonen

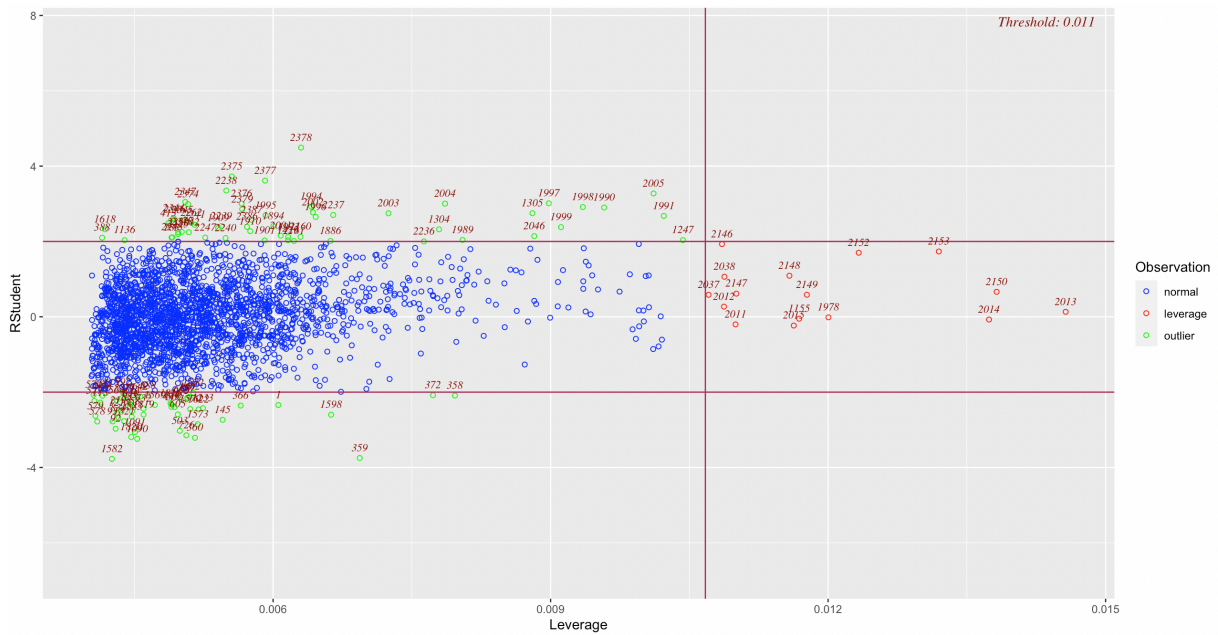
```

Diagnostic tests:
              df1  df2  statistic  p-value
Weak instruments  1 2425    66.31 6.1e-16 ***
Wu-Hausman      1 2424 10224.10 < 2e-16 ***
Sargan          0  NA         NA      NA
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

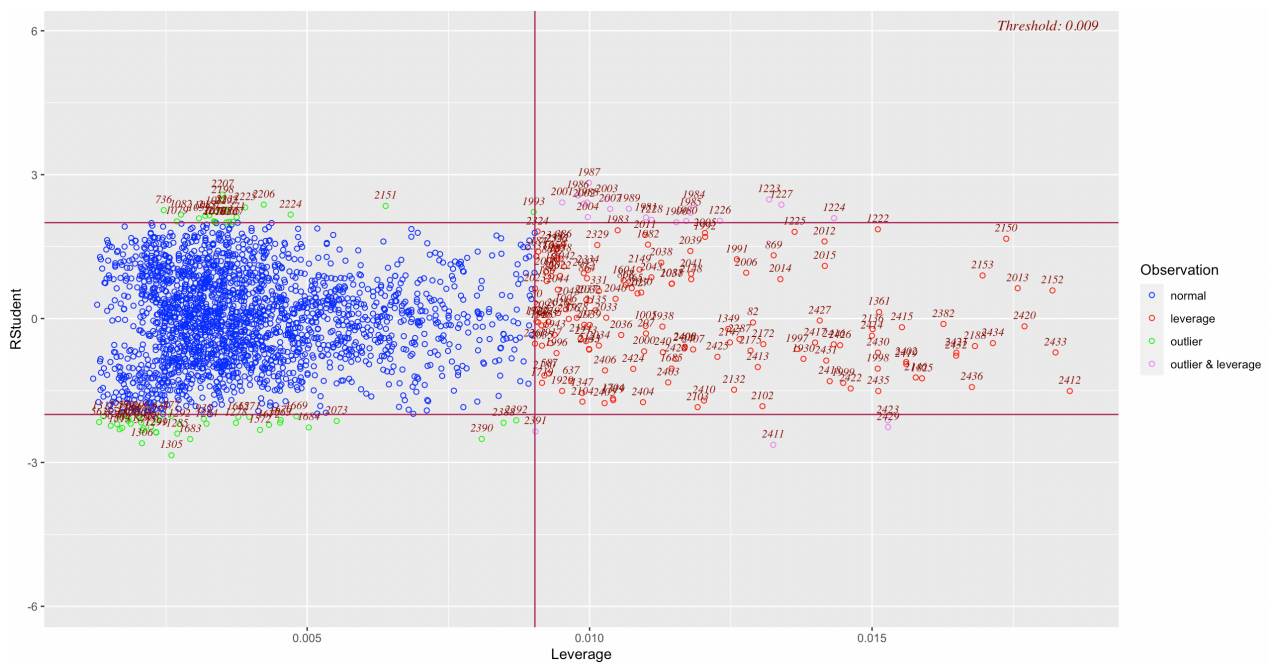
```

Tabell A.7.2 – Diagnostikktest for instrumentvariabler i tilbudsfunksjonen

### A.8 Robusthetsanalyse



Figur A.8.1 – Identifisering av uteliggende observasjoner i etterspørselsfunksjon



Figur A.8.2 – Identifisering av uteliggende observasjoner i tilbudsfunksjon

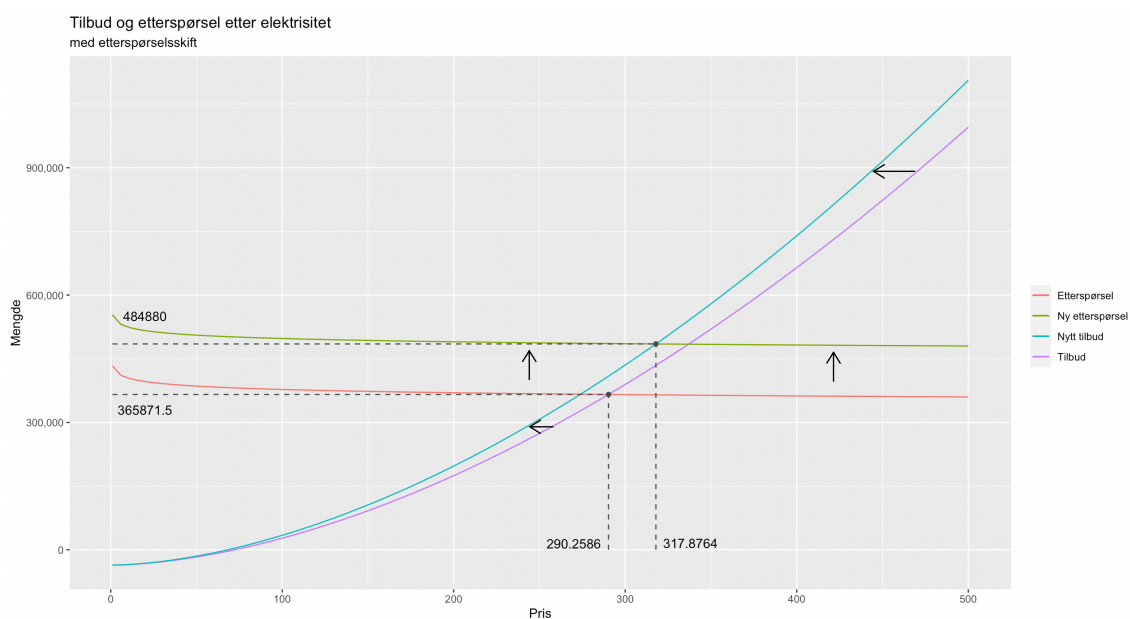


## A.9 Gjennomsnittlig områdepris

Område	Gjennomsnittlig områdepris
NO1	291.8852 NOK/MWh
NO2	290.0041 NOK/MWh
NO3	285.3604 NOK/MWh
NO4	263.4909 NOK/MWh
NO5	288.5456 NOK/MWh

Tabell 11 - Gjennomsnittlig områdepriser i analyseperioden

## A.10 Etterspørsels- og tilbudsskift



Figur 21 - Markedsmodell ved skift i både etterspørsels- og tilbudskurve

**A.11 Kraftutveksling**

<b>Regresjonsutskrift (OLS) kraftutveksling</b>	
<i>Avhengig variabel:</i>	
	<b>Kraftutveksling</b>
Oljepris	109.150*** (6.345)
Gasspris	-22.784 (23.016)
Kullpris	-32.765*** (5.615)
ETS-pris	-14.427* (7.511)
Constant	-79,452.800*** (3,900.891)
Observations	2,436
R <sup>2</sup>	0.111
Adjusted R <sup>2</sup>	0.110
Residual Std. Error	43,731.400 (df = 2431)
F Statistic	76.260*** (df = 4; 2431)
<i>Note:</i>	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

*Tabell 12 - Regresjon av kraftutveksling*