



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp.

Handelshøyskolen ved
Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

Markedsmanipulasjon i det fysiske kraftmarkedet

Market manipulation in the physical power market

Sindre Ogner Jåstad

Master i samfunnsøkonomi

Forord

Denne masteroppgaven avslutter mitt masterstudie i samfunnsøkonomi med spesialiseringen innenfor energiøkonomi. Masteroppgaven er skrevet våren 2020 ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet. Dette har vært et lærerikt halvår med store utfordringer.

Jeg ønsker å sende en stor takk til min hovedveileder, Olvar Bergland, for gode tilbakemeldinger og for hjelpen som er gitt. Uten god veiledning ville denne masteren ikke blitt ferdig.

Jeg vil gjerne takke NVE og RME for å ha gitt tilgang til datasettet som har blitt brukt i denne masteren. Jeg vil spesielt rette en takk til Jonas Bøe og Eivind N. Skjærven, for å hjelpe meg med oppstart og datatilgang. Jeg også takke min mor, Anne, for støtten som hun har gitt meg.

Ås, 01.06.2020

Sindre O. Jåstad

Sammendrag

Å oppdage manipulasjon i det fysiske kraftmarkedet er svært vanskelig. Produsenter kan oppnå betydelig markedsrett, og spørsmålet er hvorvidt markedsrett blir brukt til å manipulere prisen. Denne masteroppgaven tar for seg norske kraftprodusenter sine bud i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet, for å se på mulighetene for å manipulere markedet ved å legge inn strategiske bud. Ved å bruke en Cournot-modellen, vil det bli utledet teoretiske optimale verdier, som har til hensikt å gi innsikt i strategisk adferd i det norske kraftmarkedet. Videre vil det bli sett nærmere på hvordan helningen til etterspørselen vil påvirke arbitrasjen og prispremien mellom markedene. Dette blir gjort for å danne en bedre forståelse av markedsmanipulasjonen i det fysiske kraftmarkedet. Funnene gjort i denne masteroppgaven indikerer at i timene med relativt uelastisk etterspørsel i spotmarkedet er det mer lønnsomt med oppregulering, og i timer med relativt uelastisk etterspørsel i regulerkraftmarkedet vil det lønne seg å nedregulere. Det blir vist at mer arbitrasje vil gi høyere priser i regulerkraftmarkedet.

Abstract

Market manipulation in the physical power market is very difficult to detect. Producers might have significant amounts of market power, and the question is whether market power is used to manipulate the price. This master thesis will use Norwegian power producers' bids in the spot market and the regulatory market, to detect the possibility of manipulating the market by using strategic bidding. By using a Cournot model, it will be derived an optimal solution, which will provide an insight in strategic behaviour in the Norwegian power market. Furthermore, it will be investigated how the slopes of the demand curves affect arbitrage and price premium between the markets. This has been done to gain a better understanding of market manipulation in the physical power market. Evidence provided by this master thesis indicates that in hours with inelastic spot market demand, the profits of regulation upwards will increase, and in hours with inelastic regulation market demand, will increase the profit of regulation downwards. It will be proven that more arbitrage will yield higher prices in the regulatory market.

Innhold

Forord.....	ii
Sammendrag.....	iv
Abstract.....	v
1. Innledning.....	1
1.1 Problemstilling.....	2
2. Bakgrunn.....	4
2.1 Kraftsystemet i Norge.....	4
2.2 Det nordiske kraftmarkedet.....	4
2.3 Budområder, spotpris og regulerkraftprisen.....	6
2.4 Spesialregulering.....	6
3. Teori.....	8
3.1 Kraftmarkedet.....	8
3.2 Cournot-modellen.....	9
3.3 Vannverdi.....	10
3.4 Markedsmakt.....	10
3.5 Arbitrasje.....	12
4. Metode.....	14
4.1 Bakgrunn for modellen.....	14
4.2 Grunnleggende modell.....	15
4.3 Utvidet modell med arbitrasje.....	18
5. Data og analyse.....	20
5.1 Beskrivelse av datasettet.....	20
5.2 Forventinger til modellen.....	20
5.3 Prispremie mellom spotprisen og regulerkraftprisen.....	21
5.4 Estimering av helninger på etterspørslene.....	23
5.5 Hvordan blir prispremien påvirket.....	25
6. Diskusjon.....	27
6.1 Tilgang til data.....	27
6.2 Resultater.....	27
6.3 Videre utvikling av modellen.....	29
7. Konklusjon.....	30
Litteraturliste.....	31
Vedlegg.....	34
Vedlegg 1 - Matematisk fremstilling av modellen.....	34
Vedlegg 2 - Modell med arbitrasje.....	36

Vedlegg 3 – Prispremie	38
-------------------------------------	-----------

Liste over figurer:

Figur 1: Oversikt over kraftmarkedet i Norge	4
Figur 2: De fem norske budområdene	6
Figur 3: Forenklet vannkraftdominert kraftmarked	8
Figur 4: Cournot-modell med to sekvensielle markeder	9
Figur 5: Modell av delmarkeder	11
Figur 7: Prispremie mellom spotmarkedet og regulerkraftmarkedet	23

Liste over ligninger og tabeller:

(1) Etterspørsel i spotmarkedet	16
(2) Etterspørsel i regulerkraftmarkedet	16
(3) Profittmaksimering i RK	17
(4) Profittmaksimering i spotmarkedet	17
(5) Etterspørsel i spotmarkedet med arbitrasje	18
(6) Etterspørsel i RK med arbitrasje	18
(7) Profittmaksimering i RK med arbitrasje	18
(8) Profittmaksimering i spotmarkedet med arbitrasje	19
(9) Regresjon prispremie	25
Tabell 1: Teoretisk optimale verdier	21
Tabell 2: Deskriptiv statistikk. Alle tall er oppgitt i NOK/MWh	22
Tabell 3: T-test differanse mellom spot og RK	22
Tabell 4: Oversikt over b1 og b2	24
Tabell 5: T-test helninger på etterspørselskurvene	25
Tabell 6: Regresjons resultater	26

1. Innledning

Kraft er et gode som må konsumeres i det øyeblikket den blir produsert. Dette gjør at det kan være svært utfordrende å planlegge hvor mye kraft som skal produseres til enhver tid. For å skape sikkerhet og forutsigbarhet har Norge utviklet et fysisk kraftmarked som er delt inn i tre etterfølgende delmarkeder (spotmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedet). Markedene fungerer som en auksjon der aktører legger inn sine tilbud- og etterspørselsbud. Den største fysiske markedsplassen er spotmarkedet, der kan systemoperatøren (TSO) observere den planlagte kraftflyten ett døgn i forkant. I Norge er systemoperatøren Statnett SF Spotmarkedet gir en indikasjon om hva hver produsent er villige til å produsere og hvor mye de største konsumentene ønsker å bruke i hver enkelt time av døgnet. Basert på alle tilbud og etterspørselsbud vil Nord Pool aggregere budene og lage en etterspørsel og tilbudskurve. Dette gir en systempris, som brukes som en referansepris for Norden.

Etter at spotmarkedet har blitt klarert vil intradagmarkedet åpnes. I intradagmarkedet vil produsentene kunne justere sin posisjon fra spotmarkedet, for å reflektere endringer for hva de vil produsere. Balansemarkedet er det siste av de fysiske markedene, her vil produsenter tilby kraftreserver som kan opp- eller nedreguleres. Behovet for å regulere oppstår når det fremkommer flaskehals i systemet. En flaskehals er en fysisk kapasitetsbegrensning som hindrer kraften i å flyte fritt mellom to noder. Dette betyr fra et økonomisk perspektiv at det blir to ulike priser ved nodene. Om flaskehalsen befinner seg innenfor samme budområde, vil TSO iverksette de rimeligste kraftreservene på riktig side av flaskehalsen for å sikre balanse og like priser.

Ved å ha flere separerte sekvensielle markeder ønsker myndighetene å forbedre effektiviteten og driftssikkerheten. I et kraftbasert marked, der både pris og kvantum er usikkert, vil en sekvensiell auksjon føre til mer oversikt og det vil bli lettere å planlegge fra myndighetens side og føre til mindre regulering. Dette vil også bidra til effektiv allokering av ressursene gitt de fysiske begrensningene til kraften. Når produsenter konkurrerer i flere markeder vil også mulighetene til å manipulere markedet være flere. Det blir derfor vanskeligere oppdage strategisk adferd. Mulighetene kan for eksempel være strategisk adferd i det ene markedet for å påvirke det neste, eller produsenter med flere generatorer ved flere noder kan by strategisk ved den ene noden for å påvirke de andre nodene (Léautier, 2019). Det kan godt tenkes at produsenter med markedsrett ikke ønsker å fullt utnytte sin posisjon, fordi det kan skape store

prisforskjeller eller for mye spesialregulering. Over tid vil det indikere om nettoverføringer har behov for å utbedres, og en økt overføringsevne vil dermed kunne gi en samfunnsøkonomisk gevinst. En utbygging kan dermed føre til at produsenter mister sin markedsrett, noe som igjen fører til mindre profitt.

Engrosmarkedet i Norge faller inn under begrepet oligopolmarked. På landsbasis finnes det flere store og mange små tilbydere, men på lokalt/regionalt nivå vil det være langt færre tilbydere, som kan føre til at noen noder får et fåtall store produsenter og noen små. Dette kan gi de største produsentene ved enkeltnodene markedsrett. Dette er noe myndighetene ønsker å begrense, siden bruk av markedsrett kan føre til lavere velferd for samfunnet. Det er i utgangspunktet naturlig å se for seg at prisen i to markeder som selger samme produkt, på samme sted, til samme tidspunkt, vil konvergere (Salant, 2014, s. 70). I den grad markedene ikke skulle konvergere, kan det stilles spørsmål ved om det er markedsrett som er den bakenforliggende årsaken. En systematisk prisdifferanse vil også kunne gi en indikasjon om det er mulig å oppnå arbitrasje ved enkelte linjer. Ved å legge inn bud som fremprovoserer en flaskehals kan produsenten tvinge frem spesialregulering fra TSO. Dette vil være et strategisk bud som sikrer en produsent å være på riktig side av flaskehalsen. Da vil det være mulig for produsentene å få høye reguleringspriser, ved å legge inn høye bud i regulerkraftmarkedet. Ringvirkningen av dette er at produsenter med betydelig lokal markedsrett kan utnytte sin posisjon, som kan gi store konsekvenser for hele markedet. Det kan i ekstreme situasjoner føre til en høyere pris i systemet, og dermed et samfunnsøkonomisk tap.

Denne masteroppgaven har brukt aksepterte bud i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet for å analysere om produsenter bruker markedsrett. Datasettet er på timesoppløsning for hver generator. Dette har gjort det mulig å observere hver enkelt produsent på svært detaljert nivå. Ved å se på budstrategiene som blir benyttet i markedene, kan en se om deres adferd er knyttet opp mot størrelsen til produsenten. Signifikante forskjeller kan derfor bety at markedsrett har blitt brukt. Ved å bruke denne metoden vil det være mulig å observere markedsrett uten å benytte seg av estimeringer av marginalkostnader.

1.1 Problemstilling

Kraftmarkedet er et marked med noen store og mange mindre aktører. Dette i kombinasjon med de fysiske begrensningene til kraften og designet av nettverk, fører til markedsrett hos store produsenter. Denne masteroppgaven skal utarbeide en metode for å kunne oppdage bruk av

markedsrett i samspillet mellom spotmarkedet og reguleringsmarkedet. For å kunne besvare dette vil jeg bruke data fra spotmarkedet og spesialregulering fra reguleringsmarkedet for å observere kvantum og priser i markedene. Hypotesen er om det er mulig å observere strategisk adferd for å oppnå høyere profitt, ved å sikre seg større mengde spesialregulering enn hva det ville vært i fri konkurranse. For å kunne svare på spørsmålet er det interessant å se på arbitrasjemulighetene til produsentene, og hvordan arbitrasje påvirker deres budgivning. Ved å utvikle en teoretisk modell, vil det være mulig å se på produsentene sin optimale strategi og sammenligne i en modell med arbitrasje. Deretter vil modellen bli testet, og ved å se på forskjeller i budgivning i de to markedene vil det danne et grunnlag for om produsenten har brukt sin markedsrett. Til slutt vil det bli konkludert med om det er mulig å se forskjellige adferdsmønstre basert på datagrunnlaget som er tilgjengelig, og eventuelle tegn for å oppdage strategisk adferd.

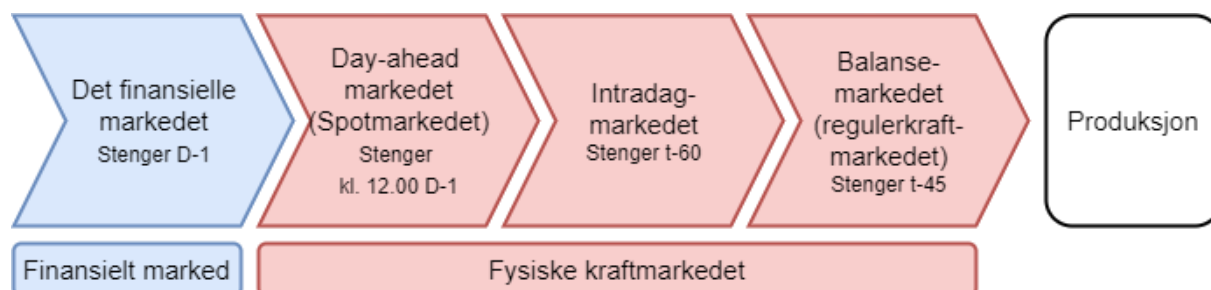
2. Bakgrunn

2.1 Kraftsystemet i Norge

Kraftforsyningen i Norge kommer i hovedsak fra vannkraft. Om lag 94 % av energien blir produsert av 1609 vannkraftverk, og det gir en kraftproduksjon på 133.4 TWh på et normalår. I Norge er det over 1000 vannmagasin som kan lagre vann for ca. 70 % av det årlige norske forbruket (Olje- og energidepartementet). Kraftlinjene blir forvaltet og overvåket av systemoperatøren (TSO). Hovedoppgaven til TSO er å sikre stabil krafttilførsel. Ved ubalanse i nettverket er det TSO sin oppgave å iverksette tiltak som skal sikre flyten. Når forbruk og produksjon ikke samsvarer vil det oppstå ubalanse og frekvensen vil avvike fra det ønskede målet på 50 Hz (Statnett). Nord Pool er kraftbørsen for Norden og Baltikum, og omfatter både spotmarkedet og intradagmarkedet. Rundt 396 TWh ble handlet på Nord Pool i 2018, hvorav ca. 144 TWh er produsert i Norge (Nord Pool, 2019). På Nord Pool er det over 370 selskaper som produserer kraft i Norden og Baltikum (Nord Pool).

2.2 Det nordiske kraftmarkedet

Det norske kraftmarkedet er delt inn mellom det finansielle og det fysiske kraftmarkedet, som igjen er delt inn i flere delmarkeder. Disse markedene er døgnetmarkedet eller spotmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, eller regulerkraftmarkedene. Kraftmarkedet med sekvensielle markeder er designet for å sikre balanse i kraftsystemet samt effektivisere driften som skal gi større samfunnsøkonomisk gevinst.

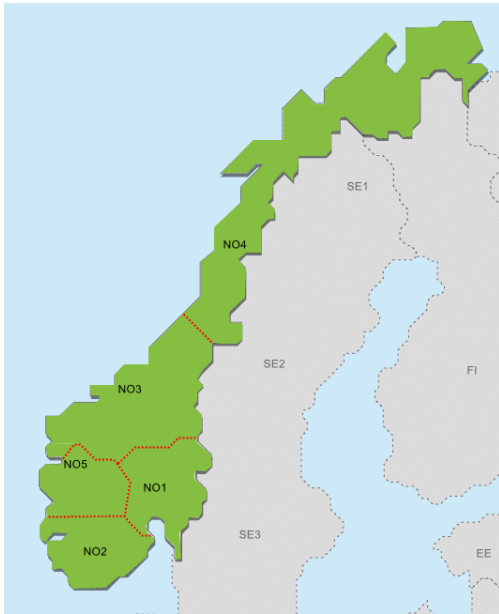


Figur 1: Oversikt over kraftmarkedet i Norge. Basert på figur fra (Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/engrosmarkedet/markedssegmentene/>).

Markedene er delt opp etter tidsoppløsningen fra driftsøyeblikket. Det første markedet som aktøren møter er det finansielle markedet. Dette er et marked som blir regulert av Finanstilsynet i Norge og stenger en dag før driftsøyeblikket. Det finansielle markedet fungerer som risikostyring og prissikring for aktørene i en lengre tidsperiode før produksjonen. Dette er nødvendig for aktørene siden prisvolatiliteten (prisvariasjonen) i det fysiske kraftmarkedet kan være stor. Finansmarkedet fører til at flere aktører kan komme på banen. Dette bidrar til økt likviditet for produsentene, og en mer effektiv forvaltning av naturressursene. Hovedforskjellen mellom det finansielle og fysiske kraftmarkedet er forpliktelsen til å ta imot eller produsere enhetene som er kontraktfestet. Dette gjør det fysiske markedet mindre i volum med færre aktører.

Hovedmarkedet for den fysiske handelen er døgnetmarkedet. Dette markedet åpner kl. 08.00 og stenger kl. 12.00 dagen før driftsøyeblikket. Etter at spotmarkedet stenger, åpner intradagmarkedene som stenger en time før produksjonsøyeblikket. Intradagmarkedene er kontinuerlige og klareres fortløpende. Dette markedet har som funksjon å minske ubalanse fra spotmarkedet. Ved intradagmarkedets slutt åpner balansemarkedene som igjen er delt inn i tre delmarkeder. De er delt inn etter responstid fra ønske om å bruke reservene til produksjon. Det første kalles primærreserver (FCR), dette er reserver som automatisk aktiveres umiddelbart om det skulle oppstå situasjoner der frekvensen på strømmettet ikke lenger er optimale. De neste reservene er sekundærreservene (aFRR), som er automatiske reserver med responstid på 2 minutter. De siste reservene tilhører tertiærreservene, og det disse reservene som utgjør regulerkraftmarkedet (RK). Regulerkraften aktiveres manuelt etter ønske fra TSO, og skal ha en respons tid på senest 15 minutter. I dag er det et krav at tertiærreservene er det samme som dimensjonerende feil. Dette tilsvarer i Norge en kraftreserve på 1 200 MW. (Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE); Statnett). Spesialregulering er en opp- eller nedregulering som foregår i regulerkraftmarkedet, men ikke nødvendigvis følger prinsippet om å aktivere laveste bud først. Spesialreguleringer blir brukt til blant annet lokale interne flaskehals, og håndtering av feil i nettverket (Statnett, 2019).

2.3 Budområder, spotpris og regulerkraftprisen



Figur 2: De fem norske budområdene. Kilde: Statnett.

Kraftflyten mellom områdene blir fastsatt i spotmarkedet. Dette gir en systempris som i Norden blir beregnet ut ifra den totale etterspørselen og tilbudet. Når en beregner systemprisen blir det antatt at det ikke eksisterer noen kapasitetsbegrensninger. Derfor vil systemprisen fungere som en referansepris, siden fysiske flaskehalsen gjør at to budområder ikke nødvendigvis har lik pris til enhver tid. Dette betyr at spotprisen er områdespesifikk, men alle aktørene innenfor samme område får/betaler samme pris. Norge opererer per dags dato med fem budområder som vist ved figur 2. Budområdene er designet for å ta hensyn til langvarige fysiske flaskehalsen i nettverket.

Dette blir gjort for å gjøre mengden av spesialreguleringer mindre. Når det oppstår en differanse mellom to prisområder vil differansen mellom områdene gå til eieren av transmisjonsnett, som er TSO. Dette blir kalt flaskehalsinntekter, og skal brukes til å redusere avgifter i nettleien. Regulerkraftprisen vil bli utledet fra en «pay-as-bid»-auksjon, i motsetning til spotmarkedet som er en uniformprisauksjon. Det vil si at regulerkraftprisen blir bestemt av prisen som er på det siste aksepterte budet. Regulerkraftprisen er heller ikke nødvendigvis den samme i hvert budområde (Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)). Prisfastsettelsen vil foregå etter endt produksjonstid, og vil generelt være prissatt av frekvensreguleringer. RK-prisen vil være høyere eller lik spotprisen ved oppregulering, og lavere eller lik ved nedregulering. Ved flaskehalsbehandlinger som ikke følger prinsippet om laveste bud, vil det bli benyttet spesialregulering, som har en egen pris. (Bye et al., 2010; Statnett, 2018).

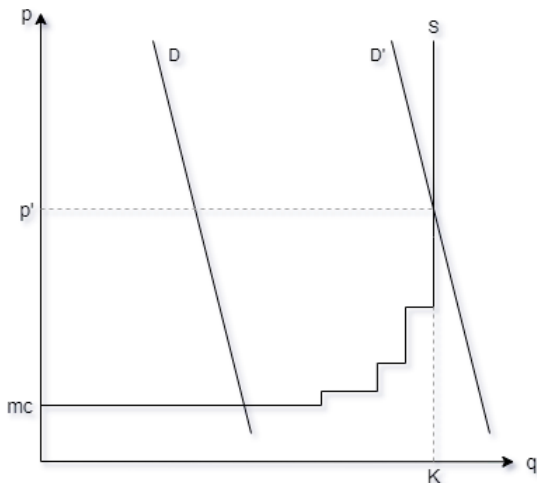
2.4 Spesialregulering

Når en flaskehals oppstår mellom to områder vil dette føre til to forskjellige områdepriser. Det er i seg selv ingen grunn til å regulere en slik prisdifferanse på kort sikt, siden økt pris vil føre til mindre forbruk, som igjen vil føre til at systemet blir mindre overbelastet. Behovet for å bruke spesialregulering oppstår når flaskehalsen befinner seg innenfor samme budområde, om det er feil ved nettverket eller andre spesielle årsaker. Systemoperatøren vil da benytte seg av

motkjøp, eller spesialregulering. Dette er et virkemiddel som kun blir benyttet ved kortsiktige og interne flaskehalsen (Bråten, 2000). Det vil si at TSO vil opp- eller nedregulere en aktør ved å kjøpe dem ut av kontrakten for å skape balanse i systemet. Prisen blir bestemt ut fra bud i regulerkraftmarkedet, og vil i utgangspunktet være lik den laveste, men ved spesialregulering vil plassering i forhold til flaskehalsen være viktigste faktor. Budgivingen skjer ved å legge inn en viss mengde som kan reguleres, og til hvilken pris produsenten er villig til å regulere enten opp eller ned for. Regulerkraftmarkedet fungerer som en «pay-as-bid»-auksjon, der produsenten får betalt den prisen som er i budet (Bye et al., 2010). Det er en viss grad av restriksjoner ved prissettingen, da bud som er regnet som helt klart ikke samfunnsøkonomisk effektive vil bli suspendert, og bedriften vil motta spotpris for enhetene (Statnett, 2018).

3. Teori

3.1 Kraftmarkedet

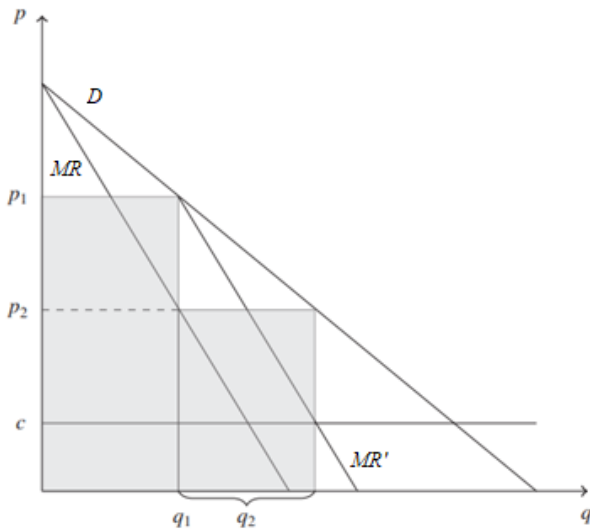


Figur 3: Forenklet vannkraftdominert kraftmarked.

Norges kraftmarked er svært dominert av vannkraft. Figur 3 viser en forenklet utgave der en ser at de første enhetene med kraft har lave og stabile marginale kostnader. Formen på tilbudskurven starter svært elastisk, og dette representerer fornybar energi i form av vann-, sol- og vindkraft. Det å produsere en enhet ekstra har nærmest ingen ekstra kostnader. Marginalkostnadene øker betraktelig når en nærmer seg kapasitetsgrensen, og vil bli perfekt uelastisk når kapasitetsgrensen er nådd.

Økningen i marginalkostnadene som de blir presentert i grafen er forenklet, og er ment å gi en indikasjon på hvordan egenskapene til marginalkostnadene i kraftmarkedet fungerer. Trinnene indikerer ved hvilket nivå forskjellige teknologier vil være lønnsømt. Etterspørselen i kraftmarkedet vil generelt være svært uelastisk på kort sikt. Det er en av årsakene til at produsenter kan bruke kortsiktig markedsmakt (Léautier, 2019, s. 93-96).

3.2 Cournot-modellen



Figur 4: Cournot-modell med to sekvensielle markeder. Kilde: (Ito & Reguant, 2016b, Figure 1).

For å løse problemet vil det være naturlig å anta at kraftmarkedet kan bli satt opp i en Cournot-modell, siden produsentene konkurrer om mengden kraft (Bushnell, 1998). Som utgangspunkt vil figur 4 bli brukt til å vise rammeverket til modellen. Kvantumstilpasset Cournot-modell tar for seg en produsent som møter en nedgående etterspørselskurve og har mulighet til å påvirke prisen. Produsenten i modellen har marginalkostnaden, c , på sin produksjon. I dette tilfellet kan produsenten velge mellom å selge produksjonen sin i marked 1, spotmarkedet, eller i marked 2, regulerkraftmarkedet. Ved økende kvantum, q , vil prisen, p , synke. Dette gir en indikasjon på at produsenten ikke nødvendigvis ønsker å selge hele produksjonen sin i spotmarkedet siden det vil føre til en lavere pris på alle enhetene. I det første markedet vil produsenten derfor selge kvantumet q_1 til prisen p_1 , og i marked 2 vil kvantumet være q_2 til prisen p_2 . Modellen forutsetter at marked 1 er allerede klarert før marked 2 starter. Det betyr at vi har to steg i modellen. Etterspørselen etter kraft vil ikke endre seg fra marked 1, men ut ifra hvor mye som ble solgt i spotmarkedet vil marginalinntektskurven skifte ($MR \rightarrow MR'$). Skiftet i marginalinntekten illustrer noe veldig viktig, siden dette endrer strategien til Cournot-produsenten, fordi q_1 blir solgt før marked 2 åpner. Ved å tilpasse kvantumet i marked 1, vil produsenten kunne strategisk plassere seg i en posisjon der produsenten kan hente ut mer profitt i marked 2.

Den nye marginalinntektskurven vil starte ved p_1 , dette vet produsenten og vil derfor estimere mengden som skal selges i marked 1 basert på hvor høy p_2 vil være. Mengden som er optimal å selge i marked 1 er der p_2 krysser marginalinntekten, og i marked 2 er kvantum gitt der marginalinntekten krysser marginalkostnaden etter q_1 er solgt. Dette fører til at produsenten ønsker å øke sin produksjon mer enn hva produsenten ellers ville gjort. I modellen vil det oppstå prispremie i spotmarkedet om $p_1 > p_2$, og det vil oppstå prispremie i regulerkraftmarkedet ved $p_1 < p_2$. (Ito & Reguant, 2016b).

3.3 Vannverdi

Produksjonskostnadene knyttet til vannkraftverk er svært lave. I all hovedsak består det kun av drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til anlegget. Dette vil isolert sett føre til svært lave marginalkostnader ved produksjon av vannkraft, og i forlengelse av det kraftpriser, gitt den samfunnsøkonomiske forutsetningen om optimal prissetting gjelder. Dette er ikke nødvendigvis tilfellet for vannkraftprodusenter med magasinkapasitet. Om disse produsentene hadde til enhver tid produsert kraft der prisen på kraften er lik drifts- og vedlikeholdskostnadene, ville det ført til langt høyere forbruk og potensielt tomme magasin. Med andre ord har vannet i magasinene en alternativverdi, denne verdien blir kalt vannverdi. Det vil si at vannverdien er i praktisk betydning marginalkostnaden til vannkraft. Siden vann i magasin kan lagres, kan kraftprodusentene velge når de ønsker å produsere kraften. Dette kan enten være på timesoppløsning som for eksempel å produsere på morgen kontra kvelden, eller produsere mye på høsten, eller spare vannet til vinteren. I motsetning til fornybar energi som solkraft og vindkraft, kan vannkraftprodusenter bestemme sin egen produksjon i stor grad. Det gjør at vannkraft har en viktig posisjon som skal sikre driftssikkerheten til Norge, og sikre stabilitet på kraftnettet. Vannverdien består blant annet av prisforventninger, forventet tilførsel av vann og mengde vann som er tilgjengelig i magasinene. Vannverdien skal derfor reflektere langsiktig allokering av vannet. I Norge er det typisk at tilførselen av vann er størst på vår og sommer, da smeltevann fra fjellene tilfører store mengder vann til magasinene. Mens om høsten og vinteren er det et tilførselsunderskudd som fører til at magasinene blir tappet. Bunnpunktet for magasinene er i slutten av april, og toppunktet i oktober. Dette vil føre til en vannverdi som varierer over tid. (Bye et al., 2010; Sandsmark & Tennbakk, 2010)

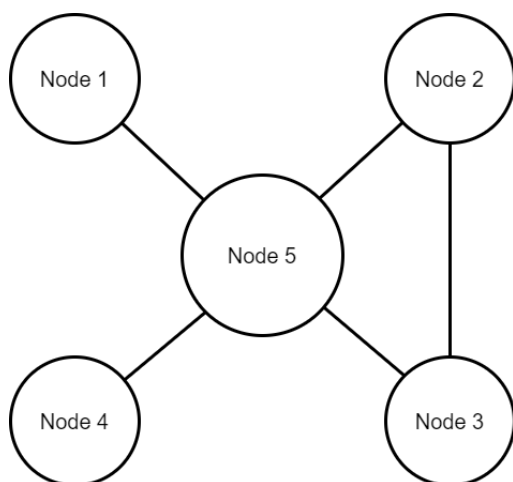
3.4 Markedsmakt

«Markedsmakt er definert som en bedrifts (eller flere bedrifters) evne til å øke prisen over den prisen som hadde vært om markedet var perfekt. Bruk av markedsmakt vil bety priser over marginalkostnaden og føre til samfunnsøkonomisk tap» (Léautier, 2019, s. 87).

Markedsmakt er en aktørs evne til å påvirke pris og kvantum i et marked. Dette er noe en fra et samfunnsperspektiv ønsker å unngå da det fører til mindre velferd i samfunnet fordi prisene ligger over marginalkostnadene. I en situasjon der det er produsentene som besitter

markedsmakten vil det føre til høyere produsentoverskudd og lavere konsumentoverskudd. Som et resultat av bruken av markedsmakt kan produksjonen være ikke kostnadseffektiv, siden konkurransen ikke legger nok press på prisene som igjen legger press på kostnadsnivået til produsentene (Bråten, 2000, kap. 6). Sett i lys av en vanlig Cournot-konkurranse er det lett å tenke seg at vannkraftprodusentene vil helst holde tilbake produksjon for å øke prisen. Dette kan imidlertid forandre seg når vi legger til flere markeder og tar høyde for kraft sine fysiske egenskaper. Sekvensielle markeder åpner muligheter for å handle strategisk innenfor et marked som igjen påvirker neste marked. Dette kan for eksempel være å legge inn bud der en selger større kvantum, for å skape en flaskehals enn hva produsenten ellers ville bydd gitt ingen kapasitetsbegrensninger. Flaskehals er av en spesiell betydning, for dette åpner opp mulig utnyttelse av lokal kortsiktig markedsmakt (Mirza & Bergland, 2012; Steen, 2003). Kapasitetsbegrensninger betyr at en befinner seg på den loddrette (eller svært bratte) delen av tilbudskurven. Det vil ikke være mulig å øke sin produksjon for å senke prisen, siden nettverket ikke har ledig kapasitet. I en sånn situasjon vil for eksempel TSO bruke motkjøp for å regulere ned produksjon. En lavere produksjon vil dermed føre til mer fri flyt og dermed senke prisen.

Markedsmakten til vannkraftprodusenter kan knyttes opp mot magasinkapasiteten. Ved å justere mengden kan produsentene skape tidsperioder med like marginalinntekter, selv om periodene har ulike mengder kraft som blir etterspurt. Det betyr at produsenten kan flytte produksjonen fra timer med lav marginalinntekt til timer med høy marginalinntekt. En produsent i en posisjon med markedsmakt bruker magasinet sitt til å flytte relativt mer av produksjonen sin for å øke sin egen profitt, enn en pristakene frynseprodusent med en kapasitetsbegrensning (Borenstein et al., 1999).



Figur 5: Modell av delmarkeder.

Markedsmakt kan i kraftmarkedet blitt sett på i lys av to sammenhenger. Det kan brukes som lokal eller nasjonal markedsmakt. Kraftmarkedet er preget av fortrinnsvis få produsenter ved enkelte noder, noe som peker i retning at produsenter kan oppnå betydelig markedsmakt. Ta for eksempel utgangspunkt i markedet som vist i figur 5. Det er fem noder i markedet, med et fåtall generatorer per node. Sett ut ifra det store bildet vil det bli observert mange produsenter, men hard konkurranse produsentene imellom kan fortsatt bety en pris som er lik marginal

kostnadene. Dette forutsetter at markedet er godt integrert og uten betydelige kapasitetsbegrensninger. Flaskehalsen vil derfor fungere på en s nn måte at kraftmarkedet blir delt inn i separerte delmarkeder, der enkeltgeneratorer kan ha betydelig markedsrett. Dette vil, om flaskehalsen befinner seg mellom to prisområder, føre til to områdepriser. Om flaskehalsen befinner seg innenfor samme prisområde, vil det derimot ikke bli to forskjellige priser ved nodene. For å hindre to nodepriser vil TSO regulere enten produksjonen opp eller ned avhengig av behovet. Graden av markedsrett vil også være avhengig av forutsigbarheten til flaskehalsene og reguleringsevnen til produsenten. Ved varige og forutsigbare flaskehalsen kan derfor produsenten fremprovosere en opp- eller nedregulering basert på om det er et underskudds- eller overskuddsområde (THEMA Consulting Group, 2019).

Oppdelingen av markedet i delmarkeder gjør at det er mest naturlig å tenke på kraftmarkedet som et oligopol. Gitt at det ikke er noen kapasitetsbegrensninger vil prisen ved de forskjellige nodene være like. Ved å holde igjen produksjon kan produsenten øke prisen i sin node, gitt at importen fra node 5 er på sitt maksimale, og node 1 har kun en dominerende generator. Dette vil dermed indikere to forskjellige nodepriser. Om nodene skulle befinne seg i samme budområde, vil TSO gå inn og regulere opp produksjonen til generatoren ved node 1 for å presse prisen ned.

3.5 Arbitrasje

Arbitrasje er muligheten en aktør har for å risikofritt utnytte prisforskjeller i to markeder. I kraftmarkedet vil muligheten til å kunne utnytte samspillet være knyttet opp mot teknologien til generatoren. I Norge er det et stort antall vannmagasiner som kan regulere sin egenproduksjon i stor grad. Dette åpner opp for muligheter til å kunne legge inn strategiske bud i markedene. Graden av arbitrasje vil være avhengig av risikoaversjonen til produsenten. Valget produsentene står overfor er hvor mye av den eventuelle produksjonen som skal sikre kostandene til bedriften, og hvor mye skal eventuelt gå til å skape ekstra profitt. Risikoprofilen til produsentene vil derfor bli endret gitt mulighetene til å arbitrere deler eller hele produksjonen. Funn fra California sitt kraftmarked tyder på at tiltak som har som formål å redusere antall produsenter som utnytter arbitrasje, vil føre til at de produsentene som fortsatt arbitrerer vil få markedsrett. Dette vil igjen føre til ulike priser i delmarkedene (Borenstein et al., 2008).

Nivået av arbitrasje vil spille en stor rolle i prissettingen i markedene. Ito og Reguant fant i sin modell at arbitrasje ville føre til større samfunnsøkonomisk velferd. Ved perfekt arbitrasje, det vil si at produsentene arbitrerer hele produksjonen, vil prisen i markedene være helt like hverandre. Studiet deres viser til at en viss grad av arbitrasje vil oppstå når størrelsen på produsentene varier i stor grad. Funn fra studien viste at asymmetrisk størrelse fører til prispremie i spotmarkedet i det Iberiske kraftmarkedet, og det fører til at fortrinnsvis store produsenter velger å kutte sine forpliktelser i spotmarkedet. Dette vil føre til at prisen i spotmarkedet vil presses opp. De mindre produsentene på sin side vil da heller arbitrere sin egen produksjon og dermed vil deres prisdifferanse forsvinne. Dette fører til at mindre bedrifter har sterke insentiver til å overselge sin produksjon i spotmarkedet (Ito & Reguant, 2016b).

For å sette arbitrasje i en norsk sammenheng, vil det være interessant å se på mengdene som blir handlet i markedene. Siden prisen til regulerkraftmarkedet er tett knyttet opp mot spotprisen, er det en fortrinnsvis liten grad av risiko knyttet opp mot prisnivå, siden det verste utfallet vil for eksempel være spotprisen ved oppregulering. Generelt vil produsenten vil få høyere pris i regulerkraftmarkedet på enheter som blir regulert opp, og mindre for enheter som blir regulert ned (Bye et al., 2010). Risikoen ligger i om produsenten blir regulert eller ikke. Med andre ord vet produsenten at han blir regulert, vil produsenten kunne legge inn et strategisk bud for å oppnå en arbitrasje. Ved å holde tilbake enheter i spotmarkedet i områder med underskudd, kan de fremprovosere en oppregulering der enhetene vil gi høyere gevinst enn om de hadde blitt solgt i spotmarkedet. Dette gjelder også ved nedregulering i overskuddsområder. Da vil produsenten motta to priser, RK-prisen og spotprisen, for de samme enhetene som blir regulert. Plassering på nettverket vil være av spesiell betydning i forhold til hvilke muligheter som finnes for å manipulere markedet (THEMA Consulting Group, 2019).

4. Metode

4.1 Bakgrunn for modellen

Modellen som blir brukt er utviklet av Koichiro Ito og Mar Reguant (Ito & Reguant, 2016a; Ito & Reguant, 2016b). Modellen er en dynamisk versjon av kapasitetsbegrenset Cournot-modell. Det vil si at modellen vil ta høyde for forandringer som skjer over tid. Modellen til Ito og Reguant er igjen basert på en statisk modell utviklet av James Bushnell, Erin Mansur og Celeste Saravia (Bushnell et al., 2008). I sin studie tok Ito og Reguant for seg det iberiske kraftmarkedet, som har likhetstrekk med det norske. Forskjeller som er av interesse og kan påvirke resultatet er blant annet kildene til kraften. I Norge er produksjonen nesten utelukkende vannkraft, mens i Iberia er det fortrinnsvis lite vannkraft og stor andel som kommer fra termisk kraft. Andelen vind- og solkraft er også betydelig mye høyere på Iberia (International Energy Agency; International Energy Agency). Ito og Reguant bruker det som i Norge er intradagmarkedet. Forskjellen mellom intradag og RK er i hovedsak tidshorisonten på markedet. I Norge er intradagmarkedet et lite marked, med fortrinnsvis lite aktivitet. Det gjør markedet mindre interessant i norsk sammenheng, men metoden Ito og Reguant har brukt vil fortsatt være overførbart til det norske kraftmarkedet. Den største forskjellen er at i det Iberiske kraftmarkedet kan en produsent selge kraft i det ene markedet og kjøpe i det andre (Ito & Reguant, 2016b). Ved spesialregulering vil produsenten tilby deler av sin produksjon som kan bli regulert. Med andre ord det blir kun solgt kraft. Det betyr at ved et kvantum i regulerkraftmarkedet som er større enn null, vil det bli regulert. For å gi det mening til kvantumet i regulert i RK vil fortegnet til stigningstallet, b_2 , bestemme om det blir opp eller nedregulert. Det gjør at det vil være av spesiell interesse å observere hvilket marked som har høyest pris, siden dette vil indikere om produsentene blir i størst grad opp- eller nedregulert.

Modellen baserer seg på klassisk spillteori om Nash-likevekt i repeterende spill med sekvensielle markeder (Varian, 1992, kap. 15). Ved å bruke bakover induksjon, vil de dominerende produsentene velge den optimale budgivingsstrategien i spotmarkedet, gitt forventningene om hvordan RK vil utfolde seg. Det vil si at modellen løser for RK-markedet først, for så gå tilbake til spotmarkedet og se på sin optimale strategi gitt utfallet i RK. Mange av studiene knyttet til markedsrett i kraftsektoren benytter estimater for marginalkostnadene, der differanse over tid mellom marginalkostnader og pris blir tolket som potensiell bruk av markedsrett. Modellen som blir presentert, vil derimot bruke asymmetrisk budgivning gjort

av de dominerende produsentene og frynseprodusentene som et mål på utøvelse av markedsmakt. I teorien vil adferden til de forskjellige produsentene være lik i markedene. Dette er en forenkling, da fysiske forutsetninger kan diktere budgivningen. Det betyr at noe asymmetri kan naturlige forekomme, men at vedvarende forskjeller kan peke i retning om bruk av markedsmakten.

Marginalkostnadene blir forutsatt til å være konstante og har kostnadsfunksjonen; $C(q) = cq$ for de dominante produsentene. Dette gjelder for begge markedene. Det forutsettes at frynseprodusentene vil selge sin kraft, gitt at prisen er høyere enn deres marginalkostnader. Det blir videre forutsatt at frynseprodusentene vil selge kraften sin lik marginalkostnadene. Det blir også forutsatt at produsentene ikke kan selge mer enn sin produksjon i spotmarkedet og at produsentene er netto selgere; $0 \leq q_{1t} \leq K$. Det blir også forutsatt om alle produsenter hadde fullt unyttet sin produksjon, ville nettverket blitt overbelastet. Med andre ord er en kapasitetsbegrensning på nettverket.

I modellen vil produsentene bli delt inn i to grupper; dominante produsenter og frynseprodusenter. Skillet mellom produsentene vil gå ved størrelsen på generatorene og mulighetene for å opp- og nedregulere. For å kunne delta i regulerkraftmarkedet må generatoren være av en viss størrelse (Statnett, 2018). Generatorer som ikke får delta i regulerkraftmarkedet vil derfor defineres som frynseprodusenter. Videre vil deltagere i regulerkraftmarkedet bli splittet etter størrelsen på reguleringsmengden. Dominerende produsenter kan være mindre enn enkelte frynseprodusenter, men vil bli definert som dominante basert på størrelsen som blir regulert. Dette blir begrunnet med at for eksempel lokasjonen til generatoren vil være av stor betydning. Dette er en viktig antagelse, siden størrelsen ikke nødvendigvis alltid vil være en god indikator for markedsmakt.

4.2 Grunnleggende modell

Det første steget vil være å lage en etterspørselskurve for spotmarkedet. Ligning (1) beskriver etterspørselen for Cournot-produsenten, D , etter kraft i spotmarkedet i time, t . Den inverse etterspørselen er gitt ved den samlede forventende etterspørselen, Q , og prisen i spotmarkedet, p . b_1 representerer helningen til prisen i spotmarkedet. Den funksjonelle formen til etterspørselen vil bli antatt til å være lineær og uelastisk. Q blir gitt ved $Q_t = \bar{Q}_t - q_t^f$, der \bar{Q}_t er den totale etterspørselen etter kraft i time t og q_t^f er kvantum frynseprodusentene produserer i time t

(Bushnell et al., 2008). Q vil derfor representere de dominerende produsentenes sin totale etterspørsel. Den blir gitt ved den totale etterspørselen i spotmarkedet trukket fra frynseprodusentenes sin villighet til å produsere i time t .

$$(1) \quad D_{1t}(p_{1t}) = Q_t - b_{1t}p_{1t}$$

Ligning (2) viser den inverse etterspørsel som produsenten møter i reguleringskraftmarkedet. Siden markedene er sekvensielle vil spotmarkedet være klarert og gitt, når produsenten skal finne den optimale løsningen i RK. Etterspørselen er gitt ved prispremie mellom spot og RK. Formen for etterspørselen i regulerkraftmarkedet vil bli bestemt av b_{2t} . Der b_{2t} er helningen til produsenten i time t .

$$(2) \quad D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}) = (p_{1t} - p_{2t})b_{2t}$$

For å kunne tolke, q_{2t} , vil det være lettere å se på utgangsposisjonen fra spotmarkedet. Kvantumet som blir solgt i regulerkraftmarkedet kan være både negativ og positiv, men det skal ikke tolkes som om produsenten kjøper kvantum ved negative verdier. Siden kvantumet i regulerkraftmarkedet kun blir «solgt». Fortegnet vil være avhengig av hvilken vei produsenten blir regulert, der $q_{2t} < 0$ betyr oppregulering, og $q_{2t} > 0$ betyr nedregulering. Dette kan virke noe misvisende, siden kvantumet som blir solgt ikke vil være mindre, men heller større. Dette kan bli vist ved å se på prispremien til etterspørselen i regulerkraftmarkedet. Siden prisen i regulerkraftmarkedet er større eller mindre i forhold til spotmarkedet, gitt om det er opp- eller nedregulering. Når $p_{1t} < p_{2t}$, vil kvantum bli negativt, og ved negativ prispremie vil produsenter holde igjen produksjon i spotmarkedet for å selge flere enheter til høyere pris i regulerkraftmarkedet. Det motsatte blir antatt når $p_{1t} > p_{2t}$, da vil produsentene selge for mye i spotmarkedet, og vil bli regulert ned. Det vil derfor være lettere å tenke fortegnet til q_{2t} , som utgangspunktet til reguleringsmarkedet fra spotmarkedet. Med andre ord et negativt fortegn vil si at produsenten har i utgangspunktet et underskudd av kraft som skal i balanse. Dette vil skape et videre problem for profittfunksjonen, da produsenten selger flere enheter, og ikke en kostnad som negativt kvantum vil tilsi. Det vil derfor bli brukt absolutte tall i profittfunksjonen for

kvantum solgt i regulerkraftmarkedet. Ut ifra etterspørselen til regulerkraftmarkedet kan vi se at ved like priser, $p_{1t} = p_{2t}$, uten arbitrasje vil alt bli solgt i spotmarkedet. Med andre ord det vil ikke være noe insentiv til å selge i regulerkraftmarkedet. Siden prisen er den samme og det er bedre å selge alt med en gang. Når prisen er høyere i spotmarkedet, $p_{1t} > p_{2t}$, vil det være et insentiv til å overselge i spotmarkedet, siden prisen er høyere der, samt oppnå en mulighet for å bli regulert ned.

For å observere strategier vil det bli brukt et optimaliseringsproblem der bedriften ønsker å maksimere sin profitt i time t , gitt samspillet mellom markedene. Første steg vil være å løse problemet i RK, gitt ved ligning (3). I optimaliseringen av bud i regulerkraftmarkedet er spotmarkedet klarert og er dermed en eksogen variabel. Modellen vil forutsette at etterspørselen for de dominerende produsentene i markedet er alltid lik kvantum solgt. Utregninger vil være fremstilt i vedlegget.

$$\begin{aligned}
 (3) \quad & \text{maksimer } \Pi_{2t} = p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t}) \\
 & \text{under sidevilkår } D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}) = q_{2t}, \\
 & D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t}, \\
 & C_t(q_{1t} + q_{2t}) = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}.
 \end{aligned}$$

Ligning (3) vil gi løsninger for q_{2t} og p_{2t} . Ved å bruke bakover induksjon, vil en deretter kunne løse for spotmarkedet. Pris og kvantum i regulerkraftmarkedet er en funksjon av pris og kvantum i spotmarkedet, men vil for enkelthetens skyld kun bli skrevet opp som p_{2t} og q_{2t} .

$$\begin{aligned}
 (4) \quad & \text{maksimer } \Pi_{1t} = p_{1t}q_{1t} + p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t}) \\
 & \text{under sidevilkår } D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t}, \\
 & p_{2t}(p_{1t}) = p_{2t}, \\
 & q_{2t}(p_{1t}) = q_{2t}, \\
 & C_t(q_{1t} + q_{2t}) = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}.
 \end{aligned}$$

Ligning (4) vil gi et uttrykk for optimal prissetting og kvantum i markedene. Dette vil representere den optimale budgivningen.

4.3 Utvidet modell med arbitrasje

For å kunne observere arbitrasje sin effekt på pris og kvantum blir etterspørselen gitt ved ligning (5). Nivået av arbitrasje er gitt ved a , i time t . I spotmarkedet vil dette bety at frynseprodusenter vil selge mer av sin produksjon i spotmarkedet. Dette vil føre til at dominante produsenter vil produsere mindre i spotmarkedet. Det økte salget fra frynseprodusentene i spotmarkedet, betyr at det vil bli regulert mer i regulerkraftmarkedet. Dette blir i spotmarkedet markert med å trekke i fra a og legge til a i RK. Det vil bli antatt at når $a_t > 0$, vil produsenten arbitrere ved å bli nedregulert, og ved $a_t < 0$ vil produsenten arbitrere produksjon som skal oppreguleres. Etterspørselen vil ha samme funksjonelle form som uten arbitrasje. Ved en prispremie på null vil det bety at mengden enheter solgt i regulerkraftmarkedet vil være enheter arbitrert.

$$(5) \quad D_{1t}(p_{1t}, a_t) = Q_t - b_{1t}p_{1t} - a_t$$

$$(6) \quad D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}, a_t) = (p_{1t} - p_{2t})b_{2t} + a_t$$

Modellen med utvidelse av arbitrasje vil ta utgangspunkt i samme generelle form på sin profittfunksjon, som vist i ligning (3) og (4). Forutsetningene om prissetting av spotmarkedet vil være de samme som ved utregningene over, i tillegg vil også arbitrasjemengden være satt i spotmarkedet og vil bli antatt som en eksogen variabel. Utregning er inkludert i vedlegget.

$$(7) \quad \begin{aligned} \text{maksimer } \Pi_{2t} &= p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t}) \\ \text{under sidevilkår } D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}, a_t) &= q_{2t}, \\ D_{1t}(p_{1t}, a_t) &= q_{1t}, \\ p_{2t}(p_{1t}, a_t) &= p_{2t}, \\ q_{2t}(p_{1t}, a_t) &= q_{2t}, \\ C_t(q_{1t} + q_{2t}) &= c_t q_{1t} + c_t q_{2t}. \end{aligned}$$

Ved å bruke samme fremgangsmåte som uten arbitrasje, kan en finne optimal mengde og pris i regulerkraftmarkedet som en funksjon av mengde og pris i spotmarkedet.

$$\begin{aligned}
 (8) \quad & \text{maksimer } \Pi_{1t} = p_{1t}q_{1t} + p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t}) \\
 & \text{under sidevilkår } D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t}, \\
 & \quad p_{2t}(p_{1t}, a_t) = p_{2t}, \\
 & \quad q_{2t}(p_{1t}, a_t) = q_{2t}, \\
 & \quad C_t(q_{1t} + q_{2t}) = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}.
 \end{aligned}$$

De generelle uttrykkene vil senere bli diskutert for å få mer forståelse av hvordan arbitrasje påvirker prisene, og dermed produsentene sin adferd.

5. Data og analyse

Til analysen er det i hovedsak benyttet programmet Python, med programpakkene NumPy, SciPy og Pandas. For fremstilling av grafer og tabeller er StataIC 14 benyttet. Grunnet koronaepidemien og nedstengningen av Norge, har det vært umulig å fortsette med det originale datasettet. I stedet har det blitt brukt ett svært redusert datasett, både i antall observasjoner og i antall variabler. Originalt ville datasettet tatt for seg ett og halvt år med observasjoner. Budkurver og blokkbud ville også i utgangspunktet blitt inkludert, men grunnet sensitiviteten ble disse variablene droppet. Mangelen på observasjoner og variabler gjør at testene kun vil fungere som veiledning.

5.1 Beskrivelse av datasettet

Datasettet som danner grunnlaget for denne masteroppgaven er samlet inn fra NVE og Nord Pool. Datagrunnlaget inkluderer observasjoner fra spotmarkedet og regulerkraftmarkedet. Spesialregulering er ikke offentlig tilgjengelig informasjon, og datasettet vil derfor ikke beskrives utover det helt generelle. Datasettet inkluderer «godkjente» bud for hver enkelt generator i spotmarkedet. Det er oppgitt hvor mye hver enkelt generator skal produsere og hvilken pris som generatoren har fått for enhetene. Det vil også være med utilgjengelig kraftproduksjon ved kraftverket for hver time, samt samlet planlagt produksjon i timen. Dette inkluderer både enheter solgt i spotmarkedet, bilaterale avtaler og andre eventuelle produksjonsformål. I datasettet vil også antall enheter generatoren har blitt regulert med, samt prisen på disse enhetene være inkludert. Prisene er i NOK og det har blitt benyttet Nord Pool sine valutakurser. Produsentene er anonyme og det er kun oppgitt hvilket prisområde hver generator befinner seg i. Størrelsen til datasettet er begrenset til rett under 300 observasjoner.

5.2 Forventinger til modellen

Nivået som produsenten vil ønske å arbitrere vil være avhengig av om bedriften vil posisjonere seg for å bli opp- eller nedregulert. For å sikre høyest profitt ved arbitringen, vil det være ønskelig å ha størst differanse mellom spotprisen og RK-prisen ved oppregulering. Ved en nedregulering vil det være mest ønskelig å ha en RK-pris lik spotprisen, siden det er taket for nedregulering. Når en enhet blir nedregulert vil produsenten motta betaling for spotprisen pluss

RK-prisen. Det betyr at ved å nedregulere har produsenten solgt samme enhet to ganger, og en RK-pris lik spotpris vil det bety dobbelt gevinst for produsenten.

Prispremien er gitt ved $(p_{1t}^* - p_{2t}^*) = \frac{Q_t - b_{1t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$ uten arbitrasje. Ved arbitrasje er prispremien gitt,

$(p'_{1t} - p'_{2t}) = \frac{Q_t - b_{1t}c_t - \frac{2b_{1t}a_t}{b_{2t}}}{4b_{1t} - b_{2t}}$. Det betyr at regulering vil være mer lønnsomt ved mer arbitrasje.

Den negative påvirkningen til arbitrasje vil i oppregulering (negativ prispremie i spotmarkedet) bety relativt høyere RK-priser, som er mer lønnsomt. Ved nedregulering vil differansen bli mindre, noe som betyr at produsenten får mer igjen for enhetene som blir regulert. Nivået av arbitrasje vil påvirke prispremien mer negativt ved høyere helning i spotmarkedet og mindre ved større helning i regulerkraftmarkedet.

Tabell 1: Teoretisk optimale verdier

<u>Uten arbitrasje:</u>	<u>Med arbitrasje:</u>
$p_{1t}^* = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$	$p'_{1t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$
$q_{1t}^* = \frac{(2b_{1t} - b_{2t})(Q_t - b_{1t}c_t)}{4b_{1t} - b_{2t}}$	$q'_{1t} = \frac{(2b_{1t} - b_{2t})(Q_t + b_{1t}c_t) - (3b_{1t} - b_{2t})a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$
$p_{2t}^* = \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$	$p'_{2t} = \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t + \frac{2b_{1t} - b_{2t}}{b_{2t}} a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$
$q_{2t}^* = \frac{Q_t - b_{1t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} b_{2t}$	$q'_{2t} = \frac{(Q_t - b_{1t}c_t)b_{2t} + (2b_{1t} - b_{2t})a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$

5.3 Prispremie mellom spotprisen og regulerkraftprisen

For å kunne si noe om mulighetene knyttet til arbitrasje vil det være interessant å se på prisforskjellene som oppstår mellom spotprisen og regulerkraftprisen. I tabell 2 er det en oversikt over gjennomsnittlig spotpris og RK-pris, standardavvik, laveste og høyeste observerte pris. Ut ifra tabellen kan en observere at gjennomsnittlig ligger RK-prisen over spotprisen med ca. 57 NOK/MWh. Standardavviket til RK-prisen er mer enn dobbelt så stort i forhold til spotprisen. Dette viser hvor volatil RK-prisen kan være. Det er interessant å observere at høyeste spotpris er høyere spotpris enn høyeste RK-pris, selv om det generelle prisnivået til RK er ligger høyere. Den gjennomsnittlige differansen ligger på 14.1 % av spotprisen. Dette er langt

høyere enn det Ito og Reguant fant i sine beregninger, der prispremien var på ca. 2 % (Ito & Reguant, 2016b). Funn fra USA viser til prispremie mellom 1-2.5 % i New England og mellom 3-7 % i Midtvesten (Bowden et al., 2009; Hadsell, 2008). Både i USA og Iberia ligger prisnivået i spotmarkedet høyere enn i påfølgende marked.

Tabell 2: Deskriptiv statistikk. Alle tall er oppgitt i NOK/MWh.

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Spot	294	400.9769	43.89688	340.32	680.45
RK	294	457.6292	99.59112	-130	677.5
diff	294	-56.65235	122.7807	-291.47	810.45

For å se om differansen er statistisk signifikant, vil det bli gjennomført en T-test, som vist i tabell 3. T-verdien er svært lav og statistisk signifikant ved 1 %-nivå. Dette bygger oppunder observasjonene fra figur 6, der det i majoriteten av timene var observert en høyere regulerkraftpris enn spotpris.

Tabell 3: T-test differanse mellom spot og RK.

Paired t test

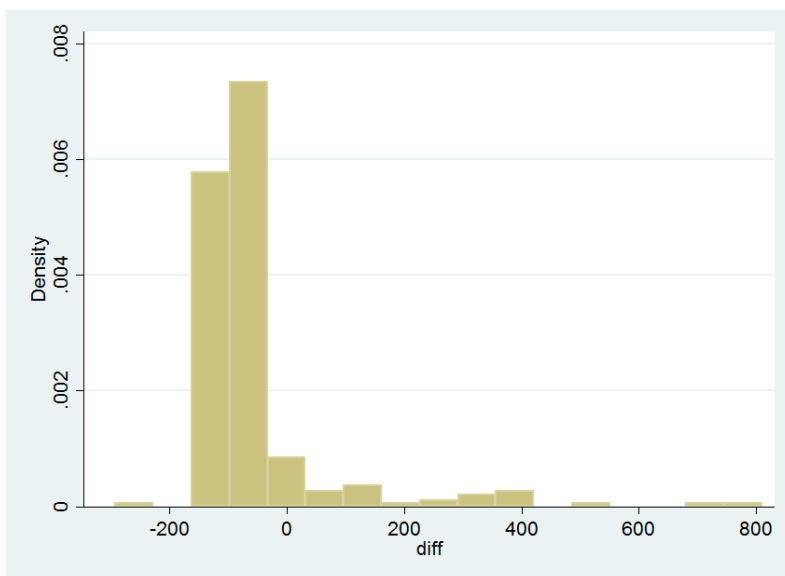
Variable	Obs	Mean	Std. Err.	Std. Dev.	[95% Conf. Interval]	
Spot	294	400.9769	2.560118	43.89688	395.9383	406.0154
RK	294	457.6292	5.808272	99.59112	446.198	469.0604
diff	294	-56.65235	7.160714	122.7807	-70.7453	-42.55939

mean(diff) = mean(Spot - RK) t = -7.9115
 Ho: mean(diff) = 0 degrees of freedom = 293
 Ha: mean(diff) < 0 Ha: mean(diff) != 0 Ha: mean(diff) > 0
 Pr(T < t) = 0.0000 Pr(|T| > |t|) = 0.0000 Pr(T > t) = 1.0000

Figur 7 viser et histogram over frekvensen til prispremien. Det kommer tydelig frem at differansen er som oftest relativt liten, men gapet mellom største og minste observasjon er stort.

Dette er et forhold som i utgangspunktet setter arbitrasje på prøve, siden det ikke er entydig hvilket marked som har høyest pris. Det er også interessant å observere negative priser i regulerkraftmarkedet, som bygger opp under at det er en viss grad av risiko involvert. Figur 7 viser at det i den aktuelle tidsperioden er relativt sett mer oppregulering enn nedregulering. Ved nedregulering er differansen større. Dette vitner om at nedregulering har skjedd i perioder med høy spotpris og at nedreguleringsprisen er ganske lav.

Dette gir en indikasjon på at produsentene som bruker aktivt markedsmakt, vil i større grad oppregulere. Gitt datasettets størrelse er det vanskelig å slå fast hvorvidt dette er tilfellet over en lengre tidsperiode. Siden etterspørselen er svært sesongavhengig, kunne det vært mulig å se tilsvarende mengde observasjoner på oversiden ved perioder der etterspørselen er lav.



Figur 6: Prispremie mellom spotmarkedet og regulerkraftmarkedet.

5.4 Estimering av helninger på etterspørslene

Ito og Reguant (Ito & Reguant, 2016b) finner i sine beregninger i Iberia at helningen er mellom fem og ti ganger større i spotmarkedet, enn i intradagmarkedet. Her skiller funnene som er gjort i denne oppgaven seg betydelig ut, i form av at regulerkraftmarkedet har en nesten fire ganger så stor helning enn spotmarkedet. Dette kan komme av datasettets størrelse, som kan gi dårlige estimeringer, eller designforskjeller i markedene fra Iberia til Norge. I utgangspunktet skulle det vært brukt hele markedet sin etterspørsel. Grunnet liten mengde data vil markedets

etterspørsel være den samme som etterspørselen til en bedrift. Dette gjør at etterspørselen som produsenten møter, vil være en lineær funksjon basert på den totale planlagte produksjonen til produsenten, og mengden solgt i spotspotmarkedet. Dette er en forenkling som er gjort basert på datagrunnlaget som er tilgjengelig. Siden det ikke blir observert mer enn en observasjon på et tidspunkt blir vil den totale etterspørselen variere enormt basert på størrelsen til bedriften som blir regulert. Dette vil påvirke variasjonen til helningene, som igjen kan gi et skjevt bilde av variasjonen i etterspørselen. Tabell 5 viser en oversikt over estimeringene til b_1 og b_2 . Variasjonen i regulerkraftmarkedet er svært stor i forhold til spotmarkedet. Årsaken kan ligge i hvordan modellen håndterer opp- og nedregulering. En større helning vil indikere en mer brattere etterspørsel, noe som gir en mer uelastisk etterspørsel. Variasjonen peker i retning at mulighetene for arbitrasje ikke er like til enhver tid. Dette vil si at i enkelte timer vil det være mer arbitrasje, som igjen kan gi en vridning i prisen.

Tabell 4: Oversikt over b_1 og b_2 .

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
b_1	281	.114721	.2003129	-.0712141	1.35163
b_2	294	.4686469	1.638578	.0087194	25.33333

For å gi en intuisjon om hvordan helningene påvirker prispremien, kan det å forenkle virkeligheten, ved å sette $b_1 = b_2$, være med på å belyse enkelte elementer ved arbitrasje (Ito & Reguant, 2016a; Ito & Reguant, 2016b). For å teste om helningen er lik i markedene ble det gjort en t-test, som vist i tabell 6. Den viser at det er en signifikant forskjell på 1 %-nivå. Det vil si ut ifra datasett som er tilgjengelig vil etterspørselen i spotmarkedet være slakere enn i regulerkraftmarkedet. Det vil derfor være like nyttig å studere en situasjon der markedene har like helninger.

Tabell 5: T-test helninger på etterspørselskurvene.

Paired t test

Variable	Obs	Mean	Std. Err.	Std. Dev.	[95% Conf. Interval]	
b1	281	.114721	.0119497	.2003129	.0911984	.1382436
b2	281	.4860448	.099864	1.674026	.2894652	.6826244
diff	281	-.3713238	.1001514	1.678843	-.568469	-.1741785

mean(diff) = mean(b1 - b2) t = -3.7076
 Ho: mean(diff) = 0 degrees of freedom = 280

Ha: mean(diff) < 0 Ha: mean(diff) != 0 Ha: mean(diff) > 0
 Pr(T < t) = 0.0001 Pr(|T| > |t|) = 0.0003 Pr(T > t) = 0.9999

5.5 Hvordan blir prispremien påvirket

Prispremiens størrelse er viktig for hvordan produsenten ønsker å benytte seg av regulerkraftmarkedet. For å kunne fortelle hvordan differansen mellom spotmarkedet og regulerkraftmarkedet blir påvirket, har det blitt gjennomført en OLS regresjon:

$$(9) \quad \Delta Premium_t = \beta_0 + \beta_1 Q_t + \beta_2 b_{1t} + \beta_3 b_{2t} + u_t$$

Prispremie er den avhengige variabelen, og den vil bli observert for hver produsent på timesbasis. Valg av uavhengige variabler kommer fra den optimale strategien til produsenten. De uavhengige variablene er total etterspørsel, samt helningene til etterspørselen i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet. Der Q_t er den totale etterspørselen i time t , b_{1t} er helningen til etterspørselen i spotmarkedet i time t og b_{2t} er helningen til etterspørselen i regulerkraftmarkedet i time t . Variablene er forutsatt eksogene. Ito og Reguant drøfter om helningene er endogene, men basert på datagrunnlaget som er tilgjengelig vil det ikke være mulig å teste helningene som endogene variabler. Funnene fra deres regresjoner er fortrinnsvis like, med unntak av total etterspørsel (Ito & Reguant, 2016b). Koeffisientene er på linje med det Ito og Reguant (Ito & Reguant, 2016b) fant i sine analyser. Ut ifra modellen stemmer dette godt overens med mattegrunnlaget som vist i formelen: $(p_{1t}^* - p_{2t}^*) = \frac{Q_t - b_{1t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$. Der prispremien øker ved større etterspørsel, faller ved større helning til etterspørselen til spotmarkedet og øker ved helning til etterspørselen til regulerkraftmarkedet. Alle variablene er signifikante på 1 %-

nivå, med til dels svært høye t-verdier. Koeffisientene viser at ved en større helning i spotmarkedet, med andre ord mer uelastisk etterspørsel i spotmarkedet, vil gi mindre prispremie. En mer uelastisk etterspørsel i regulerkraft vil det bety at prispremien blir vokser.

Tabell 6: Regresjons resultater

Source	SS	df	MS	Number of obs	=	281
Model	1836338.63	3	612112.877	F(3, 277)	=	412.14
Residual	411401.434	277	1485.20373	Prob > F	=	0.0000
				R-squared	=	0.8170
				Adj R-squared	=	0.8150
Total	2247740.06	280	8027.64309	Root MSE	=	38.538

Premium	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
Q	.6743572	.0401303	16.80	0.000	.5953581	.7533563
b1	-209.9248	35.41472	-5.93	0.000	-279.641	-140.2086
b2	5.621476	1.382625	4.07	0.000	2.899688	8.343264
_cons	-130.8862	2.976415	-43.97	0.000	-136.7454	-125.0269

6. Diskusjon

6.1 Tilgang til data

Å observere markedsrett er svært vanskelig. Informasjon og datainnsamling er svært viktig for å eventuelt kunne avdekke manipulasjon. Mulighetene er mange, og markedsrett kan misbrukes på svært mange forskjellige måter. For eksempel kan vertikalintegrasjon, bruk av tredjepart i budgivingen, bilaterale avtaler og samspillet mellom generatorer fra samme selskap være potensielle måter å legge inn strategiske bud.

Reguleringsmyndigheten har mulighet til å innhente lagt flere variabler som kan brukes til å overvåke aktørene (Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)). For eksempel vet myndigheten hvor i nettverket generatoren befinner seg, samt vannnivået i magasinene. Dette kan være informasjon som i det store bildet kan hjelpe med å belyse markedsretten. Budkurver vil gi langt mer detaljert bilde over hvordan hver enkelt generator har verdsatt hver enhet med kraft. Ved å se på budkurvene i ett området kan en få et inntrykk av hvordan generatorer spiller sammen, og hvordan produsentene verdsetter enheter som for eksempel ikke ble solgt i spotmarkedet. Det kan gi informasjon om hvordan enheter som blir solgt og enheter som ikke blir solgt, blir verdsatt forskjellig.

6.2 Resultater

I denne masteroppgaven har datagrunnlaget vært svært lite. Dette gjør at resultatene kan være misvisende. Ved å utvide datasettet fra en måned til å den strekke over flere år, vil grunnlaget for å trekke konklusjoner og treffsikkerheten øke betraktelig. Fordelen ved et vesentlig større datasett er at det vil være mulig å hente ut, og observere mange relativt like budsituasjoner. Det vil da være interessant å se på valg av ulike strategier for dager med veldig like forutsetninger. Modellen har som hensikt å observere asymmetrisk budgiving, men manglende datagrunnlag gjør at det ikke er noen andre produsenter å sammenligne med. Dette gjør det vanskelig å kunne forbedre modellen ut ifra de resultatene som har blitt presentert, siden det er vanskelig å vite om modellen fanger opp budstrategiene på en god måte.

Metoden som ville vært brukt for å utføre dette ville vært MILP («mixed-integer linear programming»). Dette er en matematisk metode som finner optimal løsning gitt lineært forhold

mellom variabler. Dette ville i teorien gi en kapasitetsbegrenset Cournot-likevekt. Ved å bruke denne likevekten kan en observere forandring i adferd, ved å sammenligne resultatene med faktisk budgivning (Hortaçsu & Puller, 2008).

Prispremien varierer relativt lite ved oppregulering, noe som peker i retning av mindre risiko knyttet til å holde igjen produksjon i spotmarkedet. Det er langt flere tilfeller av oppregulering i mitt datasett enn nedregulering, men det vil muligens bli mer normalt fordelt rundt null ved å ta med flere år.

Det har blitt gjennomført flere studier som avdekker prispremie i sekvensielle kraftmarkeder (Bowden et al., 2009; Hadsell, 2008; Ito & Reguant, 2016b). I Midwest ISO studien fant de signifikante forskjeller mellom spot- og intradagmarkedet. Differansen varierte mellom månedene, der for eksempel januar hadde negativ differanse, mens i juni var den positiv. Studien fra New England ISO viser også til signifikante forskjeller, med store differanser mellom månedene. Forskjellene er heller ikke like ved alle lokasjoner. Dette bygger oppunder at plassering er viktig, og at det lave antallet produsenter som er inkludert kan ha påvirket resultatet av testene.

Arbitrasje oppstår i klassisk forstand når det er prisdifferanse mellom to markeder. Det er ikke nødvendigvis tilfellet i det norske kraftmarkedet. For å forstå arbitrasje i norsk sammenheng, er det viktig å forstå at det er forskjellige strategier basert på om produsenten vil bli regulert opp eller ned. Det vil ikke være ønskelig å ha stor prisdifferanse i nedregulering, siden det vil bety relativt sett lavere RK-priser. Det vil si at prispremie i seg selv ikke er et så presist mål for arbitrasje, siden prispremien må bli sett i lys av hvilken vei det blir regulert. I tidsperioder med høy etterspørsel etter kraft, vil for eksempel en større prispremie fungere som et mål på arbitrasje ved oppregulering. Mengden arbitrasje er fortsatt vanskelig å estimere og det kan være vanskelig å identifisere risikoen ved å opp- og nedregulere. Spesielt risikoen ved nedregulering er vanskeligere å tolke, basert på bud alene. Modellen tar heller ikke hensyn til eventuell arbitrasje, som kommer fra posisjoner i finansmarkedene eller bilaterale avtaler.

En svakhet med modelleringen er at den ikke fanger opp risikoen i budgivningen. Ved å kun inkludere observasjoner som har blitt solgt, vet en ikke omfanget av hvor ofte en strategi slår feil. En måte å identifisere dette kan være å observere endringer i budkurver i regulerkraftmarkedet og se om de forandrer seg eller har et spesielt mønster ved timer der det blir regulert. Et spørsmål som dermed oppstår er om det er bevisst gjort, eller om det er tilfeldigheter.

6.3 Videre utvikling av modellen

Denne masteroppgaven ser på prisdifferensiering, men det hadde vært interessant å se videre på hvor og hvordan disse prisdifferensieringene oppstår. Ved å se prisdifferensiering i sammenheng med høyforbruksperioder og lavforbruksperioder kan en også danne seg et bilde av hvor mange timer i døgnet det er eventuelt mulig å manipulere. Spesielt sammenhengen mellom forbruksnivåer og hvilken vei det blir regulert. Modellen kan videreutvikles, ved å utvide med blokkbud. Det vil da bli inkludert bud som tar for seg en gitt mengde som strekker over en gitt tidsperiode.

Forutsetningene om konstante marginalkostnader er en forenkling av virkeligheten. Gitt at norsk kraftproduksjon er i svært stor grad dominert av vannkraftverk, der kostnadsstrukturen er relativt lav, vil det fortsatt være en rimelig forenkling. Dette er en forenkling som er vanlig i en Cournot-modell (Ito & Reguant, 2016b). Mye av forskningen på markedsrett, baserer seg på estimater av marginalkostnaden til kraftprodusentene (Sandsmark & Tennbakk, 2010; Wolfram, 1999). For et vannkraftverk med magasin vil dette si vannverdien (Tangerås & Mauritzen, 2018). Det kan være svakhet i å estimere marginalkostnadene, fordi dette krever mye kunnskap om kostnadsstrukturen til hvert enkelt produsent (ECON analyse, 2004). Estimater av marginalkostnad og vannverdi kan fortsatt være med på å belyse problematikken, og være med på å danne et godt grunnlag for videre utvikling av modellen. En kan også inkludere finansmarkedene for å kunne få et mer helhetlig bilde, og se hvordan produsentene har posisjonert seg før det fysiske kraftmarkedet har startet.

Det kan være en idé å se nærmere på hvordan spesialregulering- og regulerkraftpriser henger sammen. Ved å observere store forskjeller kan det tyde på en strategisk budgivning. Det hadde vært interessant å se nærmere på utilgjengelig effekt ved kraftverkene og spesialregulering, og mulighetene rundt hvordan produsenter kan bruke utilgjengelig produksjon i sitt prisområde, for å sikre seg en oppregulering.

Det hadde vært interessant å videreutvikle modellen, ved å se på budkurver istedenfor kvantaene som har blitt solgt. Økt detaljnivå av informasjonen fra budkurvene, kan avdekke elementer av strategien som velges, siden en kan observere hvor mye en produsent verdsetter spesifikke deler av sin produksjon. Ved å sette budkurver i sammenheng med de spesifikke nodene, kan en se hvordan samme selskap ved to noder velger å legge inn sine bud for hver generator.

7. Konklusjon

Modellen som er utarbeidet i denne oppgaven har som hensikt å kunne oppdage markedsmanipulasjon i regulerkraftmarkedet, ved å identifisere strategiske bud i spotmarkedet. Videre har det blitt drøftet hvordan arbitrasje vil påvirke budgivningen til produsentene. Bruk av lineær programmering kan gi viktig informasjon, og betydelige læringseffekter som sammen med andre tester, kan være med på å danne et bedre grunnlag for å oppdage markedsmanipulasjon i det fysiske kraftmarkedet.

Hvorvidt modellen er overførbar fra Iberia til Norge, og om etterspørselen i regulerkraftmarkedet er riktig spesifisert er vanskelig å slå fast uten resultater basert på et fullstendig datasett. Funn gjort kan derimot peke i retning at prispremien vil variere og at det er en viss grad av risiko involvert. Prispremien i seg selv er ikke nødvendigvis et mål på at det har skjedd markedsmanipulasjon, men med utgangspunkt i nivået som prispremien ligger på, er det fortsatt et grunnlag for å diskutere om differansen er for stor. Sammenlignet med funn fra Iberia og USA ligger prispremien på et betydelig høyere nivå i Norge. Norge er også i den unike situasjonen der prisen er høyest i regulerkraftmarkedet, i motsetning til Iberia og USA, der spotmarkedet har høyest pris. Dette gjør at det ikke er helt sammenlignbart med funnene i Iberia og USA.

Markedsmanipulasjon er svært vanskelig å oppdage. Kun basert på prispremie vil det være for lite grunnlag for å si at det har blitt brukt markedsrett. Funn indikerer at i timene med relativt uelastisk etterspørsel i spotmarkedet, og i timene med relativt elastisk etterspørsel i regulerkraftmarkedet, får en lavere eller mer negativ prispremie. Dette vil bety at det er relativt mer lønnsomt å oppregulere. I timer med relativt uelastisk etterspørsel i regulerkraftmarkedet, og elastisk etterspørsel i spotmarkedet, vil det dermed lønne seg å nedregulere, siden prispremien blir mindre.

Arbitrasjen sin betydning på prispremien vil, ut ifra modellen, variere basert på helningene til etterspørselen. Det blir vist at mer arbitrasje vil gi høyere priser i regulerkraftmarkedet, som vil være et insentiv til å legge inn strategiske bud i spotmarkedet for å oppnå høyere pris i regulerkraftmarkedet.

Litteraturliste

- Borenstein, S., Bushnell, J. & Wolak, F. (1999). Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market. *UC Berkeley: Competition Policy Center*.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C. R. & Wolfram, C. (2008). INEFFICIENCIES AND MARKET POWER IN FINANCIAL ARBITRAGE: A STUDY OF CALIFORNIA'S ELECTRICITY MARKETS *. *Journal of Industrial Economics*, 56 (2): 347-378. doi: 10.1111/j.1467-6451.2008.00344.x.
- Bowden, N., Hu, S. & Payne, J. (2009). Day-Ahead Premiums on the Midwest ISO. *The Electricity Journal*, 22 (2): 64-73. doi: 10.1016/j.tej.2009.01.001.
- Bråten, J. (2000). *Prissignaler i kraftmarkedet*. Econ-rapport (trykt utg.), b. nr 56/00. Oslo: ECON.
- Bushnell, J. B. (1998). *Water and power: Hydroelectric resources in the era of competition in the western US*: Program on Workable Energy Regulation.
- Bushnell, J. B., Mansur, E. T. & Saravia, C. (2008). Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets. *American Economic Review*, 98 (1): 237-266. doi: 10.1257/aer.98.1.237.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. & Riis, C. (2010). *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*. Olje- og energidepartementet. Oslo.
- ECON analyse. (2004). *Overvåkning av markedsrett i kraftmarkedet: utarbeidet for Konkurransetilsynet og NVE*. Oslo: NVE.
- Hadsell, L. (2008). Day-Ahead Premiums on the New England ISO. *The Electricity Journal*, 21 (4): 51-57. doi: 10.1016/j.tej.2008.04.003.
- Hortaçsu, A. & Puller, S. L. (2008). Understanding strategic bidding in multi-unit auctions: a case study of the Texas electricity spot market. *RAND Journal of Economics*, 39 (1): 86-114. doi: 10.1111/j.0741-6261.2008.00005.x.
- International Energy Agency. *Portugal*. Key energy statistics, 2018. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/countries/portugal> (lest 14.05.2020).
- International Energy Agency. *Spain*. Key energy statistics, 2018. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/countries/spain> (lest 14.05.2020).
- Ito, K. & Reguant, M. (2016a). Online Appendix for "Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage" Tilgjengelig fra: <https://sites.google.com/site/marreguant/>.

- Ito, K. & Reguant, M. (2016b). Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage †. *American Economic Review*, 106 (7): 1921-1957. doi: 10.1257/aer.20141529.
- Léautier, T.-O. (2019). *Imperfect Markets and Imperfect Regulation: An Introduction to the Microeconomics and Political Economy of Power Markets*: MIT Press.
- Mirza, F. M. & Bergland, O. (2012). Transmission congestion and market power: the case of the Norwegian electricity market. *The Journal of Energy Markets*, 5 (2): 59-88.
- Nord Pool. *Market members*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/The-market-members/> (lest 14.05.2020).
- Nord Pool. (2019). *Defining Our Future*. Annual Report 2018 <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/Annual-report/>.
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Budområder og Flaskehals*. Norges vassdrag- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/engrosmarkedet/budomrader-og-flaskehals/> (lest 17.02.2020).
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Markedssegmentene*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/engrosmarkedet/markedssegmentene/?ref=_mainmenu (lest 11.02.2020).
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Tilsyn med markedsadferd og transparens i kraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/tilsyn-med-markedsadferd-og-transparens-i-kraftmarkedet/> (lest 01.06.2020).
- Olje- og energidepartementet. *Kraftproduksjon*: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (lest 11.03.2020).
- Salant, D. J. (2014). *A primer on auction design, management, and strategy*. Cambridge, Massachusetts: MIT Press.
- Sandsmark, M. & Tennbakk, B. (2010). Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets. *Energy Policy*, 38 (3): 1500-1509. doi: 10.1016/j.enpol.2009.11.033.
- Statnett. *Regulerkraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftmarkedet/> (lest 11.02.2020).
- Statnett. *Tall og data fra kraftsystemet*: Statnett (lest 29.04.2020).
- Statnett. (2018: 16/00532). *Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM)*.

- Statnett. (2019). Rapport fra Systemansvarlig 2018 - Om kraftsystemet i Norge 2018. Dok. ID:2962884.
- Steen, F. (2003). *Do bottlenecks generate market power? : an empirical study of the Norwegian electricity market*, b. 26/2003. Bergen: Norwegian School of Economics and Business Administration.
- Tangerås, T. P. & Mauritzen, J. (2018). Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market. *Journal of Industrial Economics*, 66 (4): 904-941. doi: 10.1111/joie.12186.
- THEMA Consulting Group. (2019). Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver : konsulentrapport utarbeidet for NVE. *NVE Ekstern rapport*, 2019:8.
- Varian, H. R. (1992). *Microeconomic analysis*. 3rd ed. utg. New York: Norton.
- Wolfram, C. D. (1999). Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *American Economic Review*, 89 (4): 805-826. doi: 10.1257/aer.89.4.805.

Vedlegg

Vedlegg 1 - Matematisk fremstilling av modellen

$$D_{1t}(p_{1t}) = Q_t - b_{1t}p_{1t}$$
$$D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}) = (p_{1t} - p_{2t})b_{2t}$$

Første steg:

Mellomregning for å finne optimal pris og kvantum i RK:

$$\Pi_{2t} = p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t})$$
$$\text{mhp. } D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}) = q_{2t},$$
$$D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t}$$

Dette gir ligningen:

$$\Pi_{2t} = p_{2t}[(p_{1t} - p_{2t})b_{2t}] - C_t(q_{1t} + q_{2t})$$
$$\text{der } C_t = c_t q_{1t} + (c_t p_{1t} b_{2t} - c_t p_{2t} b_{2t})$$

Optimalisering:

$$\frac{\partial \pi_{2t}}{\partial p_{2t}} = p_{1t}b_{2t} - 2p_{2t}b_{2t} + b_{2t}c_t = 0$$
$$p_{2t} = \frac{p_{1t} + c_t}{2}.$$

Setter inn pris i etterspørselsfunksjonen for å gi kvantum i RK:

$$q_{2t} = (p_{1t} + p_{2t})b_{2t}$$
$$q_{2t} = (p_{1t} - \frac{p_{1t} + c_t}{2})b_{2t}$$
$$q_{2t} = \frac{p_{1t} - c_t}{2}b_{2t}.$$

Andre steg:

Profittmaksimering med verdier fra RK:

$$\Pi_{1t} = p_{1t}q_{1t} + p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t})$$
$$\text{mhp. } D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t},$$
$$p_{2t}(p_{1t}) = p_{2t},$$

$$q_{2t}(p_{1t}) = q_{2t},$$

$$C_t(q_{1t} + q_{2t}) = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}$$

Dette gir:

$$\Pi_{1t} = p_{1t}Q_t - b_{1t}p_{1t}^2 + \frac{b_{2t}p_{1t}^2}{4} - \frac{b_{2t}c_t^2}{4} - c_tQ_t + b_{1t}c_t p_{1t} - \frac{b_{2t}p_{1t}c_t}{2} + \frac{b_{2t}c_t^2}{2}$$

Optimalisering med hensyn på p_1 :

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial p_{1t}} = Q_t - 2b_{1t}p_{1t} + \frac{b_{2t}p_{1t}}{2} + b_{1t}c_t - \frac{b_{2t}c_t}{2} = 0$$

$$p_{1t}^* = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Legger inn verdien for optimal pris for å finne optimalt kvantum, $p_{1t}^* \rightarrow D_1(p_1)$:

$$q_{1t} = Q_t - b_{1t}p_{1t}$$

$$q_{1t} = Q_t - b_{1t} \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$q_{1t} = \frac{Q_t(4b_{1t} - b_{2t})}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{2b_{1t}Q_t + 2b_{1t}^2c_t - b_{1t}b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$q_{1t} = \frac{2b_{1t}Q_t - b_{2t}Q_t + 2b_{1t}^2c_t - b_{1t}b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$q_{1t}^* = \frac{(2b_{1t} - b_{2t})(Q_t + b_{1t}c_t)}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

For å finne optimal pris i RK ved å legge inn verdi for p_1 :

$$p_{2t} = \frac{p_{1t} + c_t}{2}$$

$$p_{2t} = \frac{\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} + c_t}{2}$$

$$p_{2t} = \frac{\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} + \frac{4b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}}{2}$$

$$p_{2t}^* = \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Optimal mengde i RK:

$$q_{2t} = (p_{1t} + p_{2t})b_{2t}$$

$$q_{2t} = \left(\frac{(2b_{1t} - b_{2t})(Q_t + b_{1t}c_t)}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} \right) b_{2t}$$

$$q_{2t}^* = \frac{Q_t - b_{1t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} b_{2t} .$$

Vedlegg 2 - Modell med arbitrasje

$$D_{1t}(p_{1t}, a_t) = Q_t - b_{1t}p_{1t} - a_t$$

$$D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}, a_t) = (p_{1t} - p_{2t})b_{2t} + a_t$$

Første steg:

Finne den optimale prisen og mengde i RK med arbitrasje:

$$\Pi_{2t} = p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t})$$

$$mhp. D_{2t}(p_{1t}, p_{2t}, a_t) = q_{2t} ,$$

$$D_{1t}(p_{1t}, a_t) = q_{1t} ,$$

$$C_t = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}$$

Dette gir profittfunksjonen:

$$\pi_{2t} = p_{2t}[(p_{1t} - p_{2t})b_{2t} + a_t] - [c_t q_{1t} + c_t((p_{1t} - p_{2t})b_{2t} + a_t)]$$

Maksimer p_{2t} :

$$\frac{\partial \pi_{2t}}{\partial p_{2t}} = p_{1t}b_{2t} - 2p_{2t}b_{2t} + a_t + c_t b_{2t} = 0$$

$$p_{2t} = \frac{p_{1t} + c_t}{2} + \frac{a_t}{2b_{2t}} .$$

Setter inn p_{2t} for å finne optimalt kvantum:

$$q_{2t} = (p_{1t} + p_{2t})b_{2t} + a_t$$

$$q_{2t} = \left(p_{1t} - \frac{p_{1t} + c_t}{2} - \frac{a_t}{2b_{2t}} \right) b_{2t} + a_t$$

$$q_{2t} = \frac{p_{1t} - c_t}{2} b_{2t} + \frac{a_t}{2}.$$

Andre steg:

Setter inn verdiene fra RK inn i modellen for spotmarkedet:

$$\Pi_{1t} = p_{1t}q_{1t} + p_{2t}q_{2t} - C_t(q_{1t} + q_{2t})$$

$$\text{mhp. } D_{1t}(p_{1t}) = q_{1t},$$

$$p_{2t}(p_{1t}) = p_{2t},$$

$$q_{2t}(p_{1t}) = q_{2t},$$

$$C_t(q_{1t} + q_{2t}) = c_t q_{1t} + c_t q_{2t}$$

Dette gir profitt funksjonen i spotmarkedet:

$$\begin{aligned} \pi_{1t} = & p_{1t}(Q_t - b_{1t}p_{1t} - a_t) + \left(\frac{p_{1t} + c_t}{2} + \frac{a_t}{2b_{2t}}\right) \left(\frac{p_{1t} - c_t}{2} b_{2t} + \frac{a_t}{2}\right) - c_t(Q_t - b_{1t}p_{1t} - a_t) \\ & - c_t \left(\frac{p_{1t} - c_t}{2} b_{2t} + \frac{a_t}{2}\right) \end{aligned}$$

Maksimer med hensyn på p_{1t} :

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial p_{1t}} = Q_t - 2b_{1t}p_{1t} - a_t + \frac{b_{2t}p_{1t}}{2} + \frac{a_t}{4} + \frac{a_t}{4} + b_{1t}c_t - \frac{b_{2t}c_t}{2} = 0$$

$$2b_{1t}p_{1t} - \frac{b_{2t}p_{1t}}{2} = Q_t + b_{1t}c_t - \frac{b_{2t}c_t}{2} - \frac{a_t}{2}$$

$$p'_{1t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Setter inn p^*_{1t} for å finne optimalt kvantum, q^*_{1t} :

$$q_{1t} = Q_t - b_{1t}p_{1t} - a_t$$

$$q_{1t} = Q_t - \left(\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}\right) b_{1t} - a_t$$

$$q_{1t} = \frac{4b_{1t}Q_t - b_{2t}Q_t - (2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t)b_{1t} - 4b_{1t}a_t + b_{2t}a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$q'_{1t} = \frac{(2b_{1t} - b_{2t})(Q_t + b_{1t}c_t) - (3b_{1t} - b_{2t})a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Bruker p^*_{1t} for å finne p^*_{2t} og q^*_{2t} :

$$p_{2t} = \frac{p_{1t} + c_t}{2} + \frac{a_t}{2b_{2t}}$$

$$p_{2t} = \frac{\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} + c_t}{2} + \frac{a_t}{2b_{2t}}$$

$$2b_{2t}p_{2t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} b_{2t} + b_{2t}c_t + a_t$$

$$2b_{2t}p_{2t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} b_{2t} + \frac{b_{2t}c_t(4b_{1t} - b_{2t})}{4b_{1t} - b_{2t}} + \frac{a_t(4b_{1t} - b_{2t})}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$p'_{2t} = \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t + \frac{2b_{1t} - b_{2t}}{b_{2t}} a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Legger inn p^*_{1t} og $p^*_{2t} \rightarrow q^*_{2t}$:

$$q_{2t} = \left(\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t + \left(\frac{2b_{1t} - b_{2t}}{b_{2t}} a_t\right)}{4b_{1t} - b_{2t}} \right) b_{2t} + a_t$$

$$q_{2t} = \left(\frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t + \left(\frac{2b_{1t} - b_{2t}}{b_{2t}} a_t\right)}{4b_{1t} - b_{2t}} \right) b_{2t} + \frac{(4b_{1t} - b_{2t})a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$q'_{2t} = \frac{(Q_t - b_{1t}c_t)b_{2t} + (2b_{1t} - b_{2t})a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Vedlegg 3 – Prispremie

Prispremie er gitt ved:

$$p^*_{1t} - p^*_{2t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$p^*_{1t} - p^*_{2t} = \frac{Q_t - b_{1t}c_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$

Prispemie med arbitrasje:

$$p'_{1t} - p'_{2t} = \frac{2Q_t + 2b_{1t}c_t - b_{2t}c_t - a_t}{4b_{1t} - b_{2t}} - \frac{Q_t + 3b_{1t}c_t - b_{2t}c_t + \frac{2b_{1t} - b_{2t}}{b_{2t}} a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}$$

$$p'_{1t} - p'_{2t} = \frac{Q_t - b_{1t}c_t - \frac{2b_{1t}}{b_{2t}} a_t}{4b_{1t} - b_{2t}}.$$



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway