

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Denne gradsoppgaven avslutter et to-årig masterstudium innen økonomi og administrasjon ved universitetet for miljø- og biovitenskap og institutt for økonomi og ressursforvaltning.

Temaet ble valgt ut ifra et ønske om en økonomisk oppgave innen energi- og miljøspørsmål. Valget falt dermed på energieffektivisering i bygninger og elektrisitetspriser. Jeg har hatt spesielt god nytte av fag innen økonometrisk metode og energiøkonomi, samt Jorunn-Elisabeth Stavøs masteroppgave fra 2009 som har vært en viktig inspirasjonskilde.

Jeg ønsker å takke Olvar Bergland for meget godt samarbeid og uvurderlig veiledning i forbindelse med oppgaven. Jeg ønsker også å takke mine kjære studieveinner for all støtte, oppmuntring og fine sosiale stunder i løpet av prosessen.

Ås, 18. mai 2010

Marte Siljan

Sammendrag

Energieffektivisering i bygninger regnes som et av de mest kostnadseffektive tiltakene for å redusere forbruk av energi, samt bidra til reduksjon i klimagassutslipp. I følge rapporter fra blant annet Lavenergiutvalget (2009) og Klimakur 2020 (2010), vil det være mulig å frigjøre rundt 10 TWh elektrisitet fra norske bygninger i løpet av de neste ti årene. Denne masteroppgaven tar for seg følgene av en tilsvarende etterspørselsreduksjon i det norske kraftsystemet. Norge har et kraftsystem med nesten 99 prosent vannkraft. Produksjonen kan ikke reduseres ubegrenset uten den følgen at vannmagasinene renner over og fornybar kraft går til spille. For å unngå dette må prisen reduseres så mye at konsumet opprettholdes tross lavere betalingsvillighet.

Hovedproblemstillingen omhandler priseffekten av en etterspørselsreduksjon tilsvarende energifrigjøring fra bygninger, i det tilnærmet lukkede norske elektrisitetsmarkedet, alle andre faktorer holdt konstant. Med et tilnærmet lukket marked menes det at overføringskapasiteten til andre markeder er forholdsvis begrenset. I tillegg diskuteres det hvordan frigjort elektrisitet i et vannkraftsystem kan bidra til lavere utslipp av klimagasser, siden det ikke er noen forurensende kraftverk å stanse. I hovedsak må den frigjorte elektrisiteten erstatte andre forurensende energikilder dersom det skal ha noen klimaeffekt. Dette kan skje i hjemmemarkedet, eller elektrisiteten kan overføres til et annet marked og erstatte den termiskproduserte elektrisiteten der.

Ved hjelp av vannkraftsystemteori og modeller vises den langsiktige priseffekten av redusert etterspørsel i et vannkraftsystem. For å finne størrelsesordenen på priseffekten er det laget en empirisk markedsmodell for det norske elektrisitetsmarkedet ved hjelp av teori om tilbud og etterspørsel i det norske og nordiske kraftsystemet. Deretter ble markedsmodellen estimert på bakgrunn av data fra 2004 til 2009, og brukt til simulering av tilbud, etterspørsel og pris.

Det ble kjørt tre simuleringssett for elektrisitetsprisen med utgangspunkt i et basisår med hydrologisk balanse. Det første tok for seg den langsiktige effekten av en kortvarig etterspørselsreduksjon, og viste at det tar flere år før den hydrologiske balansen gjenoppnås og prisen slutter å falle. Det andre simuleringssettet tok for seg effekten av en langvarig etterspørselsreduksjon, med det resultatet at vannmagasinene rant over de siste årene i perioden. Modellen klarte ikke simulere lav nok pris til at all elektrisiteten kom ut i markedet

fordi stigningen på tilbudskurven var for bratt. I det tredje simuleringssettet ble derfor elastisiteten økt slik at prisen ble simulert lav nok til at overflod fra magasinene ble unngått. Den gjennomsnittlige prisen var da 73 prosent lavere enn i basisåret. På sensommeren og høsten det siste året, da magasinene var som fullest, gikk elektrisiteten på billigsalg.

Simuleringen viste at frigjort elektrisitet som verken får nye bruksområder eller blir eksportert ut av markedet, raskt vil føre til fulle magasiner og ekstremt lave priser, spesielt om sommeren og høsten. Dette er eksemplifisert med energifrigjøring fra bygninger. Det settes på ingen måte spørsmålstegn ved effekten energieffektivisering i bygninger på generell basis.

Summary

Energy efficiency in buildings is said to be one of the most cost-efficient ways of reducing the demand for electricity and in doing so also reducing the emissions of green house gases (GHG). It has been reported by Lavenergiutvalget (2009) and Klimakur 2020 (2010), among others, that it is possible to reduce the energy consumption from buildings in Norway by 10 TWh within the next ten years. This master thesis discusses the consequences of an equivalent reduction of demand in the Norwegian power system. In Norway the power system consist of almost 99 per cent hydropower. It is not an option to reduce the production without limitations. At some point the water reservoirs will overflow, which means that potential renewable energy will be lost. To prevent this happening prices must be reduced to keep the same amount of consumption when consumers have a lower willingness to pay.

The main problem for discussion is the extent of the price effect caused by a reduction in electricity demand in a virtually closed market, with all other factors held constant. A “virtually closed market” refers to a market with very limited transmission capacity. Also to be discussed is how released electricity from buildings can contribute to reduction of GHG emissions when there are no polluting power plants to shut down. Mainly, the electricity released must replace other polluting energy sources to give this result.

The long-term price effect of reduction in electricity demand is shown theoretically through hydropower system theory. Further, an empirical model of the Norwegian electricity market was made based on supply and demand theory in the Norwegian and Nordic electricity market. The model was then estimated with data from 2004 through to 2009, and applied into a simulation of demand, supply and prices of electricity.

Three different rounds of simulations have been done, all of them starting with an average year in water balance. The first round of simulations showed the long-term effect of a momentary reduction of demand. It showed that it would be several years until water balance was regained and prices stopped falling. The other round of simulations showed the effect of a lingering reduction of demand, resulting in the reservoirs overflowing during the final few years of the simulated period. The model is not suited for demand reductions of this size and does not generate prices low enough for all the electricity to reach out to the market. The elasticity of the supply curve is too small. Therefore, in the third round of simulations the

elasticity was increased until overflow was prevented. In the final year of this simulation the average price of electricity was 73 per cent less than at the starting point. The prices reached their lowest amount in the late summer and fall of the final year, due to the reservoirs being full.

The simulations showed that released electricity, if not used within new areas or exported out of the market, will lead to reservoirs being full and prices dropping very low, especially during summer and fall. The reduction of demand has been illustrated through energy efficiency in buildings. The thesis is by no means questioning the effect of energy efficiency in buildings in general.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	1
1.1. Bakgrunn	1
1.2. Problemstilling	3
1.3. Oversikt over oppgaven	3
2. Teoretisk bakgrunn	4
2.1. Tilbud i et vannkraftsystem	4
2.1.1. Den forenklede vannkraftmodellen.....	5
2.1.2. Vannkraftmodell med magasin- eller produksjonsskranke.....	6
2.1.3. Vannkraftmodell med eksport- og importmuligheter.....	8
2.1.4. Elvekraft.....	9
2.2. Prisbestemmelsen i et termisk system	9
2.3. Etterspørsel i det norske elektrisitetmarkedet	10
2.3.1. Etterspørselen fra bygninger.....	12
2.4. Prisbestemmelsen for elektrisitet på Nord Pool	13
2.5. Problemstillingen sett i forhold til teori	14
2.5.1. Etterspørselsendring i tilbuds-/etterspørselsmodell	14
2.5.2. Etterspørselsendring vist i vannkraftmodell.....	16
2.5.3. Oppsummering.....	20
3. Metode	21
3.1. Prisområdet NO1	21
3.2. Tilbudsmodellen	21
3.3. Etterspørselsmodellen	24
4. Data	25
5. Estimering av markedsmodellen	26
5.1. Om simultane ligningssystemer	26
5.2. Tilbud	28
5.3. Etterspørsel	31
6. Simulering og analyse	34
6.1. Simuleringssett A - Kortsiktig reduksjon i etterspørselen	36
6.2. Simuleringssett B – Langvarig reduksjon i etterspørselen	39

6.3. Simuleringssett C – Langsiktig reduksjon med redusert tilbudselasticitet.....	43
Konklusjon.....	46
Kildeliste.....	48
Vedlegg.....	I

Figur- og Tabelliste

Figur 1.1: McKinseys kostnadskurve for tiltak som bidrar til utslippsreduksjon (Nauc�ler & Enkvist, 2009)	1
Figur 2.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.	4
Figur 2.2 Optimal løsning i vannkraftmodell uten skranke (Førsund, 2007)	5
Figur 2.3: Endring i årlig tilsig, (Bye, 2008).....	6
Figur 2.4 Optimal løsning i vannkraftmodell med magasinskranke (Førsund, 2007)	7
Figur 2.5 Optimal løsning i vannkraftmodell med import og eksport (Førsund, 2007).....	8
Figur 2.6 Optimal løsning i vannkraftmodell med kabelskranke (Førsund, 2007)	9
Figur 2.7 Maks og min strømforbruk i Norge uke for uke 2009 (Tall fra Nord Pool).....	10
Figur 2.8 24 timers lastkurve (Tall fra Nord Pool)	10
Figur 2.9 Fordeling av kontraktstyper 2009K4 (Tall fra SSB)	11
Figur 2.10 Energi til oppvarming, (NVE, 2009).....	12
Figur 2.11 Prissetting Nord Pool, (Nord Pool Spot AS)	13
Figur 2.12 Pris- og budområder, (Nord Pool Spot AS)	13
Figur 2.13 Endring i etterspørsel på kort sikt, vanlig modell.....	14
Figur 2.14 Endring i etterspørsel på lang sikt, vanlig modell	15
Figur 2.15 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel A.....	16
Figur 2.16 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel B.....	17
Figur 2.17 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel C	18
Figur 2.18 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel D.....	19
Figur 3.1 Grafisk fremstilling av el.priser og oljepriser.....	22
Figur 3.2 Grafisk fremstilling av el.priser og CO2-kvotepriiser.....	23
Figur 3.3 Grafisk fremstilling av el.priser i NO1 og i EEX.....	23
Figur 5.1 Estimert og virkelig verdi time 1 - Tilbud.....	30
Figur 5.2 Estimert og virkelig verdi time 9 - Tilbud.....	31
Figur 5.3 Estimert og virkelig verdi time 1 - Etterspørsel	33

Figur 5.4 Estimert og virkelig verdi time 9 – Etterspørsel.....	33
Figur 6.1 Simulert prisnivå i basisåret	34
Figur 6.2 Simulert magasinnivå, simuleringssett A	37
Figur 6.3 Simulert prisnivå, simuleringssett A	38
Figur 6.4 Prisdifferanse mellom simulering 1 og 2, simuleringssett A.....	38
Figur 6.6 Prisdifferanse mellom simulering 2 og 3, simuleringssett A.....	39
Figur 6.7 Simulert magasinnivå, simuleringssett B	41
Figur 6.8 Simulert prisnivå, simuleringssett B.....	41
Figur 6.10 Prisdifferanse mellom simulering 1 og 2, simuleringssett B.....	42
Figur 6.11 Prisdifferanse mellom simulering 2 og 3, simuleringssett B.....	42
Figur 6.10 Simulert prisnivå, simuleringssett C.....	44
Figur 6.11 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 1, simuleringssett C.....	45
Figur 6.12 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 2, simuleringssett C.....	45
Figur 6.13 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 3, simuleringssett C.....	45
Tabell 1 Tilbud i time 1 og 9, koeffisienter og p-verdier.....	29
Tabell 2 Etterspørsel i time 1 og 9, koeffisienter og p-verdier	32
Tabell 3 Endring i magasinfyllingsgrad, simuleringssett A.....	36
Tabell 4 Endringer i prisen, simuleringssett A.....	37
Tabell 5 Endring i magasinfyllingsgrad, simuleringssett B	40
Tabell 6 Endringer i prisen, simuleringssett B.....	40
Tabell 7 Endring i magasinnivået, simuleringssett C.....	43
Tabell 8 Endring i prisnivået, simuleringssett C	44

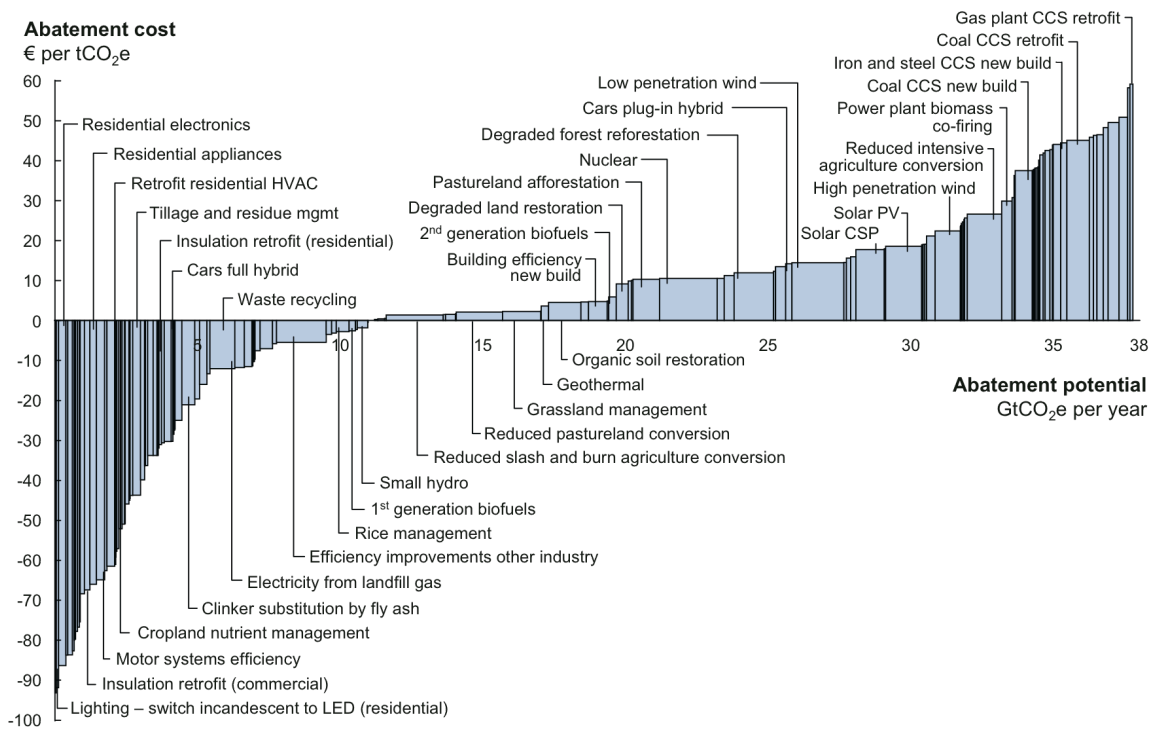
1. Innledning

1.1. Bakgrunn

Klimatrusselen er et viktig tema både nasjonalt og internasjonalt. Europas overordnede mål i ”20-20-20-pakken” fra 2007 omfatter i hovedsak 20 prosent reduksjon i klimagasser, 20 prosent fornybar energi og 20 prosent energieffektivisering innen år 2020 (European Commission, 2010). I Norge innebærer klimamålene blant annet at landet skal være karbonnøytralt innen 2030.

Kostnadskurven i figur 1.1 er laget av McKinsey & Company og viser at energieffektivisering i bygninger er blant de mest kostnadseffektive tiltakene for reduksjon av klimagasser. Tiltakene kan gjennomføres med fortjeneste. Fortjenesten vises som negative kostnader i figuren. Mange energieffektiviseringstiltak i bygninger er derfor ikke bare positive for miljøet, men også lønnsomme. Blant annet innen belysningssystemer, mer effektiv husholdningsteknologi og bygningsisolering.

Global GHG abatement cost curve beyond business-as-usual – 2030



Note: The curve presents an estimate of the maximum potential of all technical GHG abatement measures below €60 per tCO₂e if each lever was pursued aggressively. It is not a forecast of what role different abatement measures and technologies will play.
Source: Global GHG Abatement Cost Curve v2.0

Figur 1.1: McKinseys kostnadskurve for tiltak som bidrar til utslippsreduksjon (Nauc er & Enkvist, 2009)

I Norge utgjør energiforbruket i bygninger i overkant av 80 TWh. Dette tilsvarer ca. 36 %¹ av det totale sluttforbruket av energi på landsbasis. Av energibruken i bygninger kommer rundt 80 % fra elektrisitet (Sintef Byggforsk, 2009). Tøffe energikrav for bygg oppfattes i følge Kommunal- og regionaldepartementet (2009) som nødvendig for å nå målene i klimaforliket.

De siste årene har det blitt publisert flere rapporter som omhandler energieffektivisering i norske bygninger. Disse viser stor enighet om et betydelig sparepotensial som i nærmeste framtid kan realiseres mer kostnadseffektivt enn andre tiltak, og i mange tilfeller også med økonomisk lønnsomhet. Lavenergiutvalget (2009) redegjør for et gjennomførbart energisparepotensial på 10 TWh innen 2020 og en halvering av dagens energibruk fra 80 TWh til 40 TWh innen 2040. Sintef Byggforsk (2009) viser til et potensial på 12 TWh innen 2020, hvorav i underkant 10 TWh er frigjort elektrisitet. Mens Bellona & Siemens (2007) anslår sparepotensialet til 8,4 TWh kun ved hjelp av enkle ENØK tiltak og investering i teknologi med nedbetalingstid på opptil ni år for husholdninger og noe kortere tid for tjenesteytende næring. Klimakur 2020 (2010) anslår at energieffektiviseringstiltak i bygg og bolig vil kunne frigjøre 11 TWh energi innen 2020.

Det synes klart at energieffektivisering i bygninger er kostnadseffektivt, at potensialet er stort og at det er ambisjoner om å frigjøre elektrisitet fra norske bygninger i nærmeste framtid. At energieffektivisering og redusert etterspørsel vil ha en reduserende effekt på klimagassutslipp er derimot ikke opplagt i vannkraftsystemet. Den sikreste effekten av redusert etterspørsel etter elektrisitet i et vannkraftsystem er reduksjon i elektrisitetsprisene.

I Norge blir nesten 99 prosent av elektrisiteten produsert med vannkraft. Det er ingen forurensende ikke-fornybar kraftproduksjon å stanse som reaksjon på redusert etterspørsel, slik det er i mange andre land. Produksjonen i et vannkraftsystem bestemmes i stor grad av tilgjengeligheten av vann. Hvor mye elektrisitet som blir produsert er derfor på lang sikt gitt og kan ikke tilpasses en redusert etterspørsel på andre måter enn ved å redusere prisen. Priseffekten av en etterspørselsreduksjon blir derfor større i et vannkraftsystem enn i et termisk kraftsystem med for eksempel gass- og kullkraftverk. I denne oppgaven vises følgene av en betydelig etterspørselsreduksjon i et vannkraftsystem, spesielt med fokus på

¹ Beregnet ut ifra et sluttforbruk på 228 TWh i 2008, tall fra SSB.

prisendringer. Det diskuteres også noe hvordan etterspørselsreduksjonen kan bidra til reduksjon i klimagassutslipp.

Oppgaven er ikke en prognose av fremtiden, men presenterer en tenkt situasjon med redusert etterspørsel i et vannkraftsystem. Det menes ikke å sette spørsmålstegn ved energieffektivisering i bygninger, men å bevisstgjøre effekten av for mye elektrisitet i det norske markedet. For eksempel som følge av energieffektivisering.

1.2. Problemstilling

Hva blir priseffekten i det norske elektrisitetsmarkedet av redusert etterspørsel tilsvarende energifrigjøring fra bygninger?

Med denne problemstillingen søker jeg å finne ut priseffekten av redusert etterspørsel som følge av energieffektivisering i bygninger, alt annet holdt konstant. Jeg tar utgangspunkt i det rapporterte energieffektiviseringspotensialet i bygninger på 10 TWh i løpet av ti år og simulerer ved hjelp av en markedsmodell den langsiktige effekten av både en kortvarig og langvarig reduksjon i etterspørselen.

1.3. Oversikt over oppgaven

Problemstillingen omhandler det norske elektrisitetsmarkedet. Teori knyttet til tilbud og etterspørsel i et vannkraftsystem, samt prisbestemmelsen i Nord Pool presenteres i kapittel to. I samme kapittel belyses effekten av etterspørselsreduksjon ved hjelp av generell økonomisk teori og vannkraftsystemteori. Dette blir i hovedsak fremstilt med figurer.

For å simulere priseffekten av en etterspørselsreduksjon i elektrisitetsmarkedet har jeg estimert en markedsmodell. I kapittel 3 utledes den empiriske modellen, og valg av forklaringsvariabler for tilbud og etterspørsel diskuteres. Deretter, i kapittel 4, presenteres datasettet som ligger bak den videre estimeringen av modellen.

I kapittel 5 presenteres teori om simultane ligningssystemer som brukes ved estimering av markedsmodellen, deretter resultatene av estimeringen. Til slutt, i kapittel 6, simuleres priseffekten. Kapittelet starter med en introduksjon av utgangspunktet for simuleringen og fremgangsmåten for etterspørselsreduksjonene, etterfulgt av tre simuleringssett som belyser problemstillingen. Resultatene blir presentert, analysert og diskutert.

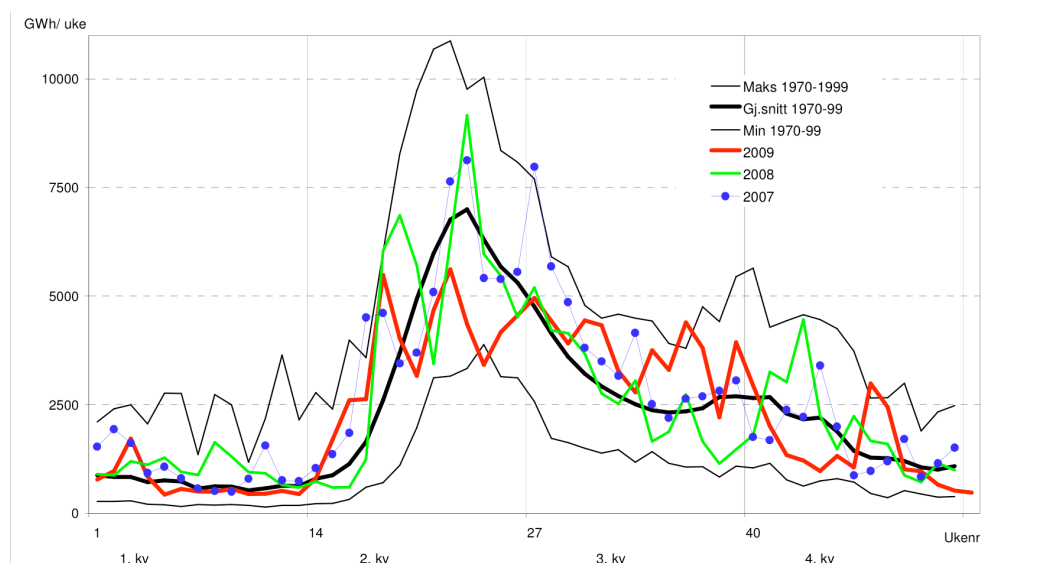
2. Teoretisk bakgrunn

I dette kapittelet presenteres den teoretiske bakgrunnen for tilbud, etterspørsel og pristilpasningen i et vannkraftbasert system. Det er også en kort presentasjon av prisbestemmelsen i termiske systemer.

2.1. Tilbud i et vannkraftsystem

Vannkraft er ikke forbundet med driftskostnader i samme forstand som ved andre former for produksjon da innsatsfaktoren vann er gratis. Når et vannkraftverk først er bygget er de marginale driftskostnadene, som blant annet start-/stoppkostnader og vedlikehold, så lave at de antas å være tilnærmet lik null. I stedet opereres det med alternativkostnader og vannverdi når produksjonsnivået skal avgjøres. Alternativkostnaden i dag er fordelene ved heller å bruke vannet i morgen. Vannverdien er økningen i den marginale nytten som følge av en marginal økning i ressursen. (Førsund, 2007).

Det som ofte avgjør energiprisene i vannkraftsystemet er fare for vannmangel eller fare for vannoverskudd utover magasinkapasiteten. Vannmangel gir høye priser, mens vannoverskudd gir lave priser. Tilsiget av vann på forskjellige tider av året bestemmes av snømengde, sommertemperaturer (snøsmelting) og regnfall (Johnsen, Verma, & Wolfram, 1999). I Norge er snømagasinet en viktig variabel i hydrologiske modeller, men også den variabelen det er knytta mest usikkerhet til med tanke på kraftproduksjon og pris (Sintef Energi, 2005). Dette kommer av at den kan være vanskelig å måle korrekt.



Figur 2.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.

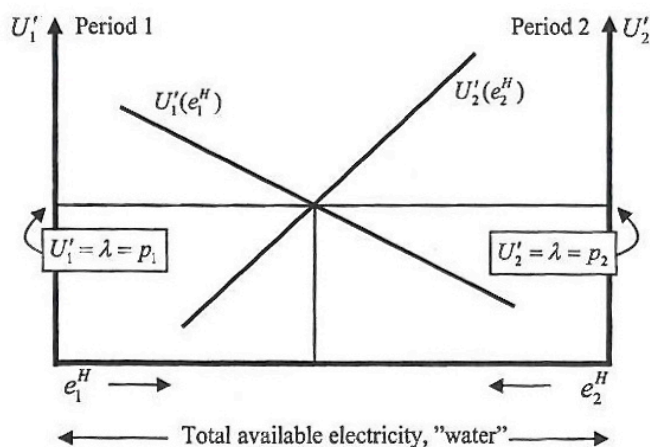
NVEs fjerde kvartalsrapport for 2009, som figur 2.1 er hentet fra, forteller at tilsiget i 2009 var på 124,9 TWh, mens produksjonen av elektrisk kraft var på 130,5 TWh. Tilsiget i 2007 og 2008 var på 142 og 131 TWh, mens produksjonen var på 137,7 og 142,4 TWh.

2.1.1. Den forenklede vannkraftmodellen

Teorien og figurene i dette og de tre neste delkapitlene er i hovedsak hentet fra Førsund (2007).

Den forenklede vannkraftmodellen viser tilpasningen i et vannkraftsystem nesten uten begrensninger, eller såkalte skranker, som magasin- eller produksjonsskranker. Den eneste begrensningen er det totale tilsiget av vann. Modellen består av to produksjonsperioder med alt tilsig av vann i første periode. Dette illustreres ved hjelp av et badekardiagram. Det antas at ubegrenset med vann kan overføres til neste periode og at alt tilsig av vann vil bli brukt til kraftproduksjon i løpet av to perioder. De to periodene kan være sommer og vinter, natt og dag, to timer i et døgn og så videre.

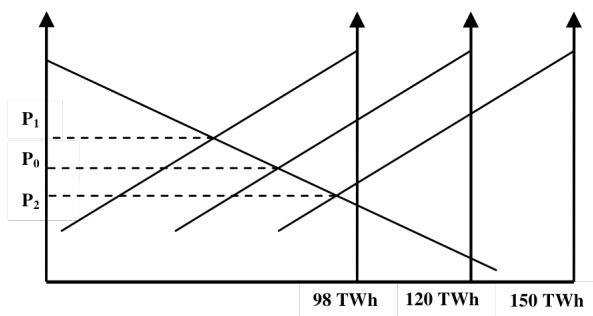
Lengden på diagrammet er den tilgjengelige mengden vann i de to periodene. Noe som i den enkle modellen også er det totale tilsiget i periode 1. Etterspørselsfunksjonene representerer den marginale betalingsvilligheten for elektrisitet i de to periodene. Den marginale betalingsvilligheten vil si den marginale nyttefunksjonen for den samfunnsmessige nytten av elektrisitetskonsum.



Figur 2.2 Optimal løsning i vannkraftmodell uten skranker (Førsund, 2007)

Den optimale løsningen er der hvor skyggeprisen, eller vannverdien² er lik den marginale nytten av elektrisitet. Det samfunnsøkonomiske overskuddet er området under etterspørselskurvene. Produsentinntektene er i sin helhet en del av dette da det ikke er noen driftskostnader. Den optimale løsningen i figur 2.2 gir det største mulige samfunnsmessige overskuddet i vannkraftmodellen.

Den forenklete modellen uten skranker gir en løsning med lik marginalnytte og dermed lik skyggepris for begge perioder. Så lenge det ikke er noen beskrankninger er den optimale løsningen der etterspørselsfunksjonene krysser. Figur 2.3 viser hvordan tilsiget av vann reduserer lengden på badekaret, flytter etterspørselskurven og dermed påvirker prisen på vannkraft.

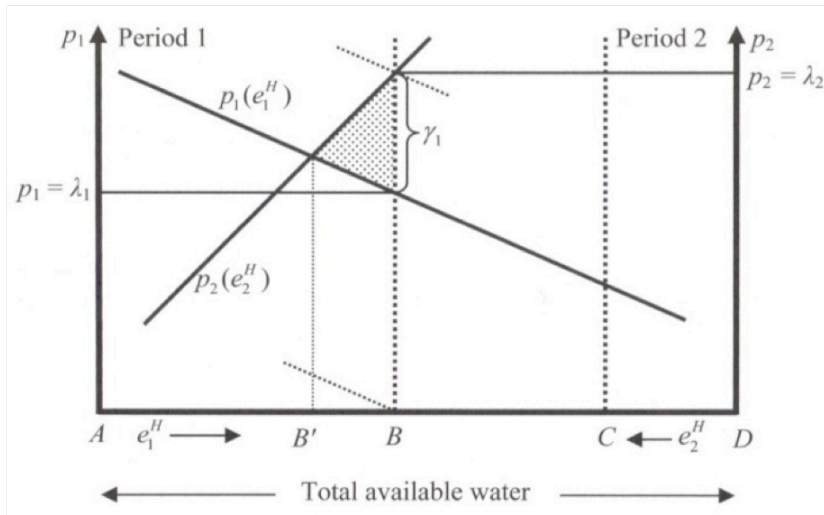


Figur 2.3: Endring i årlig tilsig, (Bye, 2008)

2.1.2. Vannkraftmodell med magasin- eller produksjonsskranke

En magasinsskranke sier noe om lagringskapasiteten på vann og setter en begrensning på hvor mye av vannet som kan overføres til neste periode. Dersom likevektsløsningen gir en løsning der mer vann enn hva magasinet har kapasitet til skal overføres til neste periode, er ikke løsningen gjennomførbar. I periode 1 ville vann som ikke fikk plass i magasinet blitt sluppet forbi turbinene for å oppnå produksjonsmengden fra løsningen, noe som ikke er lovlig i Norge. Mens i periode 2 ville det ikke vært nok vann til å oppnå produksjonsnivået som løsningen tilsa. Den nye optimale løsningen som tar hensyn til skranken finner vi der etterspørselskurvene krysser skrankebegrensningen.

²Økningen i nytten / the objective function som et resultat av en marginal økning i produksjonsmengden.



Figur 2.4 Optimal løsning i vannkraftmodell med magasinskranke (Førsund, 2007)

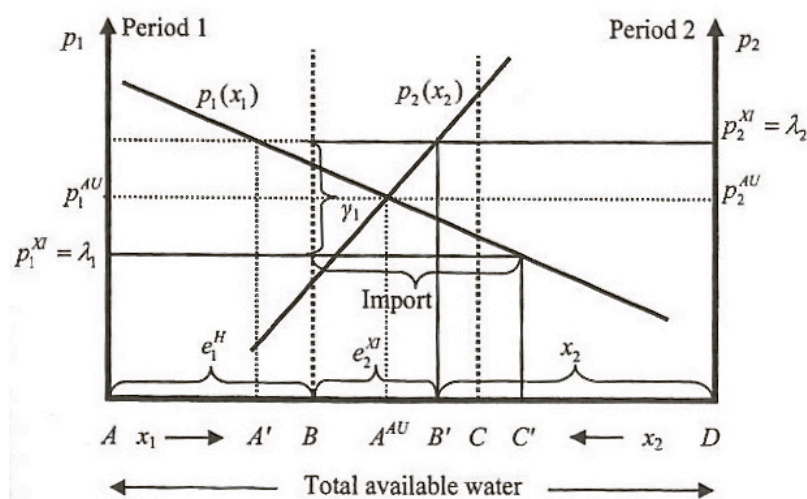
I Norge er det største tilsiget av vann i om sommeren når temperaturen er høy og snøen smelter. Mens den største etterspørselen er om vinteren når temperaturen er lavest. Vannet har derfor høyest verdi om vinteren og det vil lønne seg å magasinere så mye vann som mulig fra sommerperioden til vinterperioden. Den norske magasinkapasiteten³ er for liten til å kunne oppnå likevektsløsning og samme marginalnytte i begge perioder. Det skraverte området er det samfunnsøkonomiske tapet som følge av dette. Den optimale løsningen i dette tilfellet er i stedet der hvor etterspørselskurvene krysser magasinskranken, noe som gir oss en lavere energipris om sommeren enn om vinteren. Skyggeprisen på magasinskranken (γ) viser den marginale økningen i det samfunnsøkonomiske overskuddet som følge av en marginal økning i reservoarkapasiteten. Er skyggeprisen på skranken veldig høy, kan det være lønnsomt å gjøre en investering for å utvide kapasiteten.

En annen beskrankning er produksjonskapasitet. Produksjonskapasiteten bestemmes av turbinkapasiteten. Det er to situasjoner der produksjonsskranken kan bli bindende: ved unngåelse av overflod og i forsøk på å møte etterspørselen i perioder med høy marginal betalingsvillighet. Dersom etterspørselskurvene krysser på utsiden av produksjonsskranken i perioden med begrenset kapasitet, er ikke løsningen gjennomførbar. Produksjonsskranken er bindende. Den optimale løsningen blir dermed, i likhet med eksempelet over, der hvor etterspørselskurvene krysser den aktuelle beskrankningen.

³ Den totale magasinkapasiteten er på 84,3 TWh.

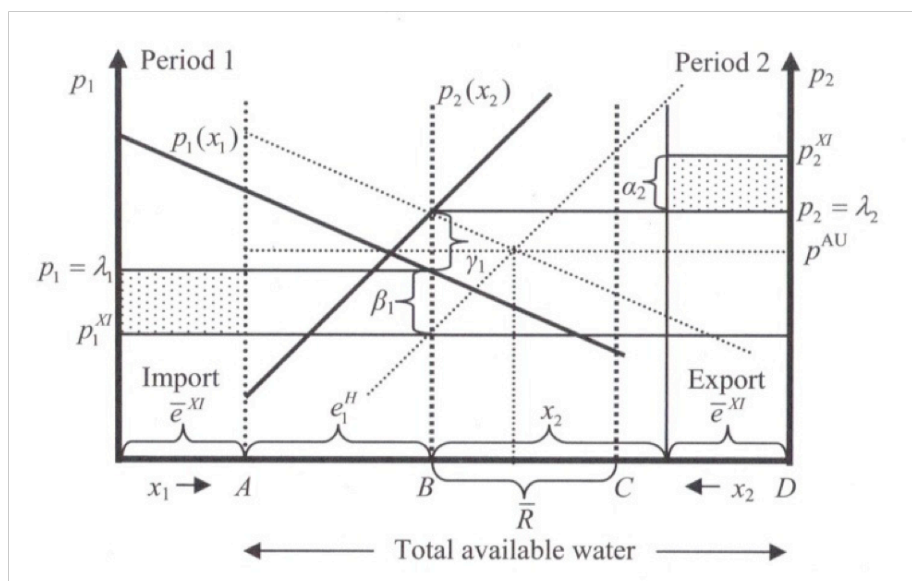
2.1.3. Vannkraftmodell med eksport- og importmuligheter

I et vannkraftsystem med vannlagringsmuligheter vil en tilpasning med eksport og import til et annet marked gi import når prisen er lavere i det andre markedet og eksport når prisen er høyere i det andre markedet. I et eksempel med lavere pris i periode 1 og høyere pris i periode 2 vil alt tilsig av vann i periode 1 som ikke får plass i magasinet, bli produsert i periode 1. Resten blir spart til periode 2. Markedsprisen i perioden er den samme som prisen i markedet med lavest pris. Den resterende etterspørselen til denne prisen dekkes i periode 1 av importert kraft. I periode 2 blir den vannkraften som overstiger etterspørselen ved pris lik prisen i markedet med høyest pris, eksportert til det andre markedet. Dersom ingen beskrankninger hindrer den optimale løsningen vil kraftprisen altså være den samme som i det andre markedet.



Figur 2.5 Optimal løsning i vannkraftmodell med import og eksport (Førsund, 2007)

Stort sett vil det derimot være en begrensning på kabelkapasitet mellom de to markedene. Dette begrenser eksport- og importmulighetene og fører til at prisen i hjemmemarkedet blir liggende et sted mellom prisen i det andre markedet og prisen i et lukket marked. Jo større kabelkapasitet i eksportperioden, jo høyere blir prisen i hjemmemarkedet.



Figur 2.6 Optimal løsning i vannkraftmodell med kabelskranke (Førsund, 2007)

2.1.4. Elvekraft

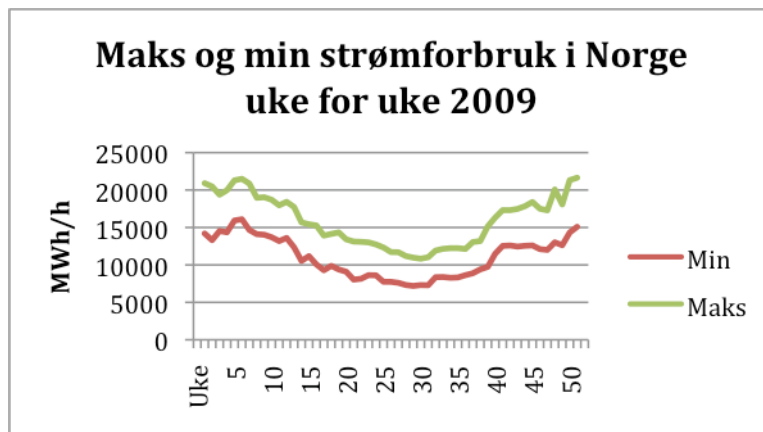
Elvekraften er i mange tilfeller ikke regulerbar da den ikke nødvendigvis er tilknyttet magasin eller demning. Omtrent 30 % av vannkraftproduksjonen i Norge kommer fra elvekraft uten lagringsmuligheter. Kraftverkene produserer elektrisitet av det vannet som til enhver tid renner forbi. Når det er mye vann i elvene og dermed høy produksjon, men lav etterspørsel kan man oppleve ekstremt lave priser. Dette har vært tilfellet i enkelte sommerperioder.

2.2. Prisbestemmelsen i et termisk system

Termiske kraftverk bruker energikilder som kull, olje og gass. Kostnadskurven på kort sikt er en funksjon av primærenergi input og arbeidskraft og kan endre seg raskt som følge av endring i drivstoffprisene. Kraftverkene har gjerne lavest gjennomsnittlige og marginale kostnader ved full kapasitetsutnyttelse. Er kapasitetsutnyttelsen under 40 prosent kan det hende at kraftverket blir stoppet. Forskjellige kraftverk kan ha ulike marginkostnader blant annet som følge av ulik teknologi. Dersom marginkostnaden til et kraftverk er høyere enn skyggeprisen på det totale produksjonsbehovet i en periode, vil ikke det aktuelle kraftverket brukes. I et system med både vannkraft og termisk kraft vil den optimale produksjonskombinasjonen være den løsningen som gir vannverdi lik marginkostnaden til det siste termiske kraftverket i bruk.

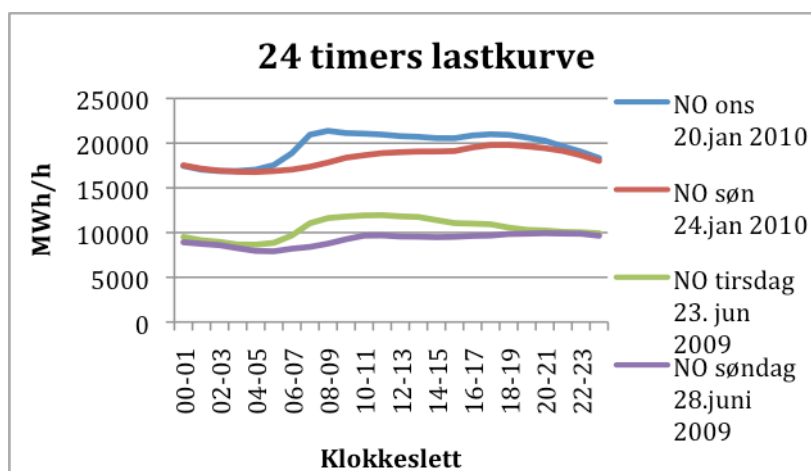
2.3. Etterspørsel i det norske elektrisitetmarkedet

Det innenlandske kraftforbruket var i 2009 på 121,5 TWh i følge NVEs fjerde kvartalsrapport. Endringer i etterspørselen avhenger av temperaturen - som bestemmer oppvarmingsbehovet, daglengden - som bestemmer behovet for belysning, samt priser (Johnsen T. A., 1999).



Figur 2.7 Maks og min strømforbruk i Norge uke for uke 2009 (Tall fra Nord Pool)

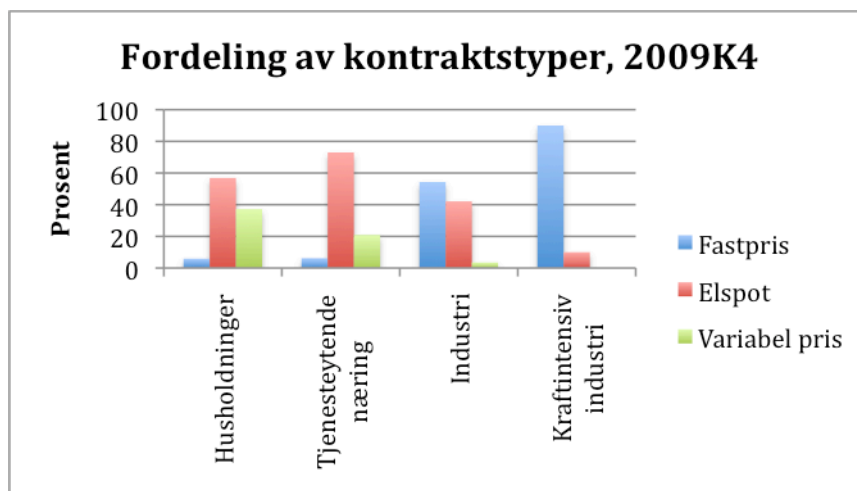
Det er også betydelige variasjoner i etterspørselen knyttet til om det er hverdag eller helg/helligdag. Mye kraftkrevende teknologi både i husholdninger, tjenesteytende næring og industri er avstengt om natta, i helgen og på helligdager. Lastkurven i figur 2.8 viser det norske energiforbruket på en hverdag og på en søndag en vinter- og en sommeruke det siste året.



Figur 2.8 24 timers lastkurve (Tall fra Nord Pool)

Om vinteren ser man en tydelig kurvetopp i morgentimene. Denne kommer av blant annet økt romoppvarming, belysning, varmtvann til dusjing og tilberedning av mat og drikke. Dette gjelder både for boliger og næringsbygg. Toppen om ettermiddagen kommer også av romoppvarming og belysning, samt tilberedning av middag og bruk av elektrisk utstyr (Førsund, 2007). Om sommeren ser man ikke en like markant topp i morgentimene, og om ettermiddagen er den nesten ikke å se. Dette kommer blant annet av et mye lavere oppvarmings- og belysningsbehov enn om vinteren.

Etterspørselen etter elektrisitet er svært uelastisk i forhold til prisendringer. Små endringer i tilbud og etterspørsel kan derfor gi enorme prisutslag (NVE, 2010). En av årsakene til dette er at mange konsumenter ikke forholder seg til spot-prisene, men fastpriskontrakter for lengre tidsperioder som uker måneder eller år.



Figur 2.9 Fordeling av kontraktstyper 2009K4 (Tall fra SSB)

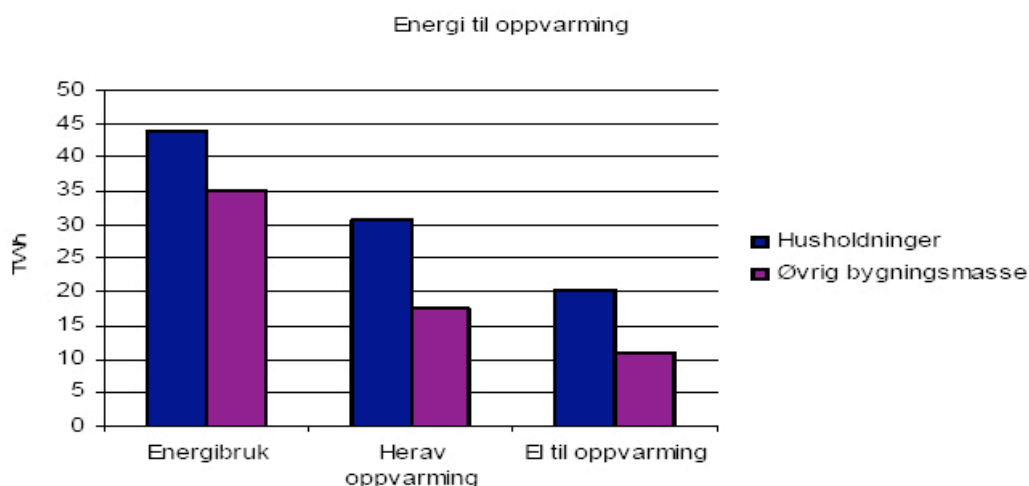
Blant etterspørerne på elspot-markedet ser vi av figur 2.9 at hovedvekten ligger hos tjenesteytende næring, samt husholdninger og industri eksklusiv kraftkrevende industri. De største sesong- og døgnbaserte forskjellene i etterspørselen finner vi i husholdningssektoren. Noe slik variasjon finnes også i tjenesteytende næring, mens etterspørselen fra industrien er forholdsvis jevn.

For de som er på spot-markedet beregner dagens målesystem kun akkumulert elektrisitetsforbruk og ikke det virkelige forbruket til enhver tid. Dette gjør at forbrukeren ikke har insentiv til å endre forbruk ved kortsiktige prisendringer (Ericson, 2007).

Konsumet av elektrisitet vil også påvirkes av prisen på alternative energikilder der de er substitutter. Det finnes blant annet en god del oljekjeler til oppvarmingsbruk i Norge, derfor vil oljeprisen kunne ha en innvirkende kraft på elektrisitetskonsumet. Utfasing av oljekjeler står derimot høyt på for energieffektivisering⁴. Dermed vil muligens oljeprisen ha mindre innvirkning på konsumet i fremtiden.

2.3.1. Etterspørselen fra bygninger

Den største andelen av energiforbruket i bygninger går til oppvarming. Norske bygninger benytter i stor grad elektriske løsninger for oppvarming og figur 2.10 viser andelen energi til oppvarming og andelen oppvarming med elektrisitet.



Figur 2.10 Energi til oppvarming, (NVE, 2009)

Når det snakkes om energieffektivisering og energisparing i bygninger handler det mye om å redusere varmebehovet, både ved hjelp av tettere bygningskropp og mer effektive oppvarmingsløsninger. En stor del av den potensielle energisparingen kommer derfor som følge av et redusert oppvarmingsbehov. En tett bygningskropp vil også slippe inn mindre varme om sommeren og dermed redusere et eventuelt kjølebehov.

⁴ I følge Sintefs rapport *Mye miljø for pengene*.

2.4. Prisbestemmelsen for elektrisitet på Nord Pool

Nord Pool er i all hovedsak den nordiske markedsplassen for kjøp og salg av energi. Her møtes produsenter, strømselskaper og storforbrukerne av elektrisitet til handel av både fysisk energi og langsiktige kontrakter (futures og forwards). Nord Pool omtales også som kraftbørsen.

Nord Pool Spot tar seg av det fysiske kraftmarkedet med levering av kraft én dag fram i tid. Omtrent 60 prosent av det nordiske totalforbruket handles over Nord Pools spotmarked. Prisene blir til ved at etterspørrere og tilbydere hver dag kl.12.00 legger inn melding om kjøp og salg av elektrisitet for det kommende døgnet (12-36 timer frem i tid). Markedet er delt opp i flere pris- og budområder. De aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene for hvert område og hver time blir satt opp mot hverandre og Nord Pool beregner og publiserer timesvise elektrisitetspriser for de neste 24 timer. (Informasjonen er hentet fra Nord Pool og NVE.)



Figur 2.11 Prissetting Nord Pool, (Nord Pool Spot AS)



Figur 2.12 Pris- og budområder, (Nord Pool Spot AS)

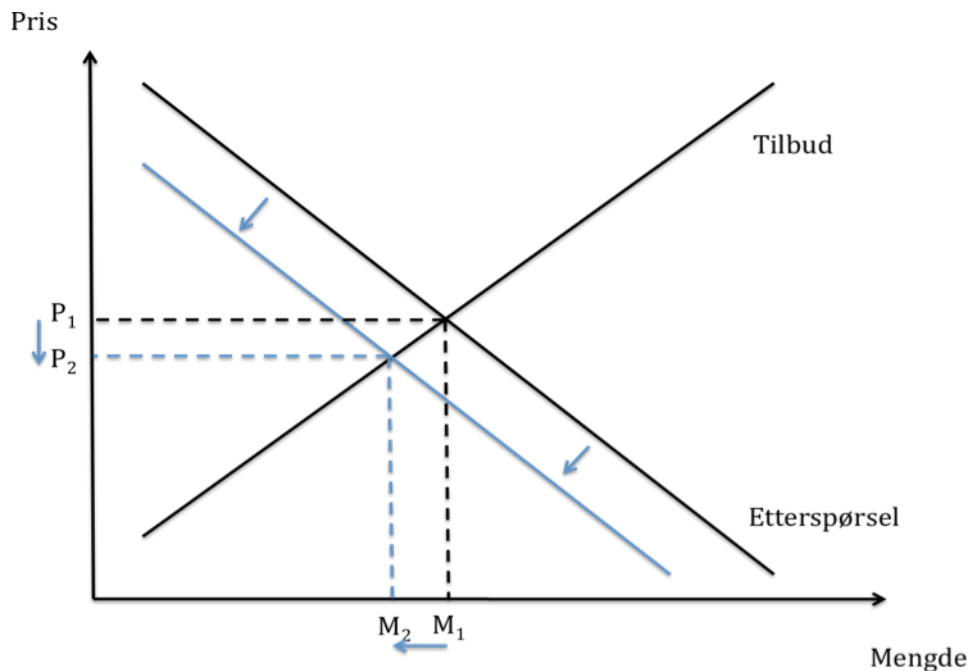
Norge er delt i fem⁵ ulike prisområder og dermed også fem budområder. Oppdelingen er en følge av begrenset kabelkapasitet mellom landsdelene. De tre prisområdene NO1, NO2 og NO5 på kartet er det tidligere prisområdet NO1 som dataene i denne oppgaven er hentet fra.

⁵ Økningen fra tre til fire prisområder ble innført 11. januar 2010. Økningen fra fire til fem den 15. mars 2010.

2.5. Problemstillingen sett i forhold til teori

2.5.1. Etterspørselsendring i tilbuds-/etterspørselsmodell

I en vanlig tilbud- og etterspørselsmodell vil en endring i etterspørselen føre til en ny markedslukevekt der både pris og mengde er redusert. Tilbydere med høyest marginalkostnader vil falle ut av markedet da marginalkostnaden overstiger marginalinntekten.

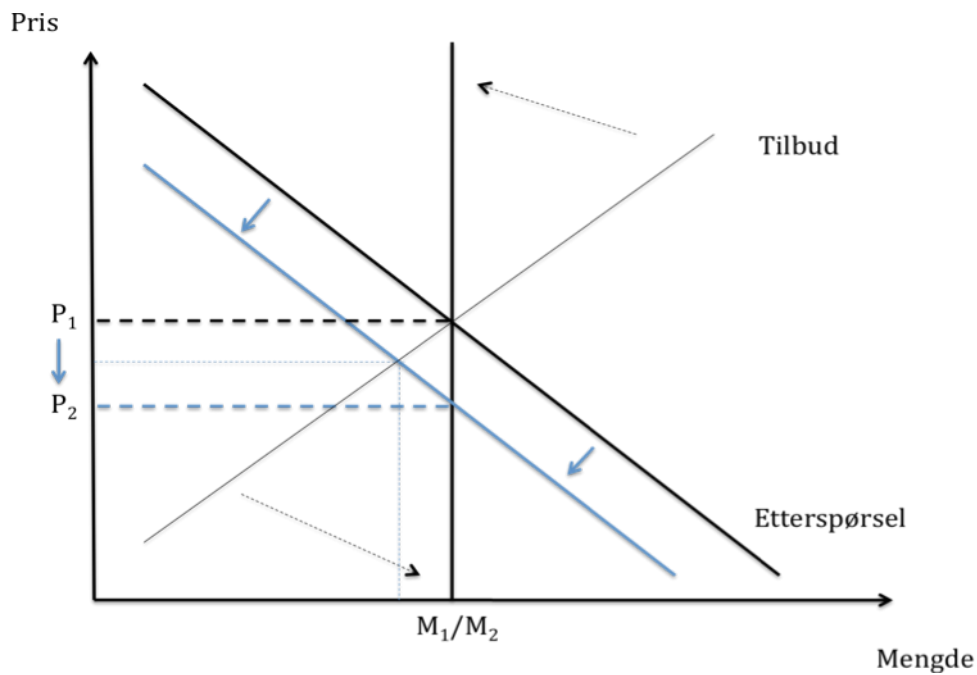


Figur 2.13 Endring i etterspørsel på kort sikt, vanlig modell

I et vannkraftsystem har den allerede utbygde kapasiteten marginalkostnader så lave at de antas å være null. Produsentene vil ikke falle ut av markedet, men vil velge å holde tilbake vann til en senere periode med høyere pris. Tilbudskurven representerer vannverdien, og tilpasningen blir der tilbudskurven krysser etterspørselen. På kort sikt er løsningen slik som i figuren over. Vann med høyere vannverdi enn den marginale betalingsvilligheten blir spart til neste periode.

På lang sikt er det derimot ikke mulig å gjøre den samme tilpasningen på tilbudssiden. En viss mengde vann må nødvendigvis passere turbinene i løpet av en lengre periode og problemstillingen er ikke hvor mye elektrisitet som skal tilbys på markedet, men når denne

elektrisiteten skal tilbys. Tilbudet på lang sikt kan derfor sies å være gitt. Dette kan vises ved hjelp av en vertikal tilbudskurve i modellen.



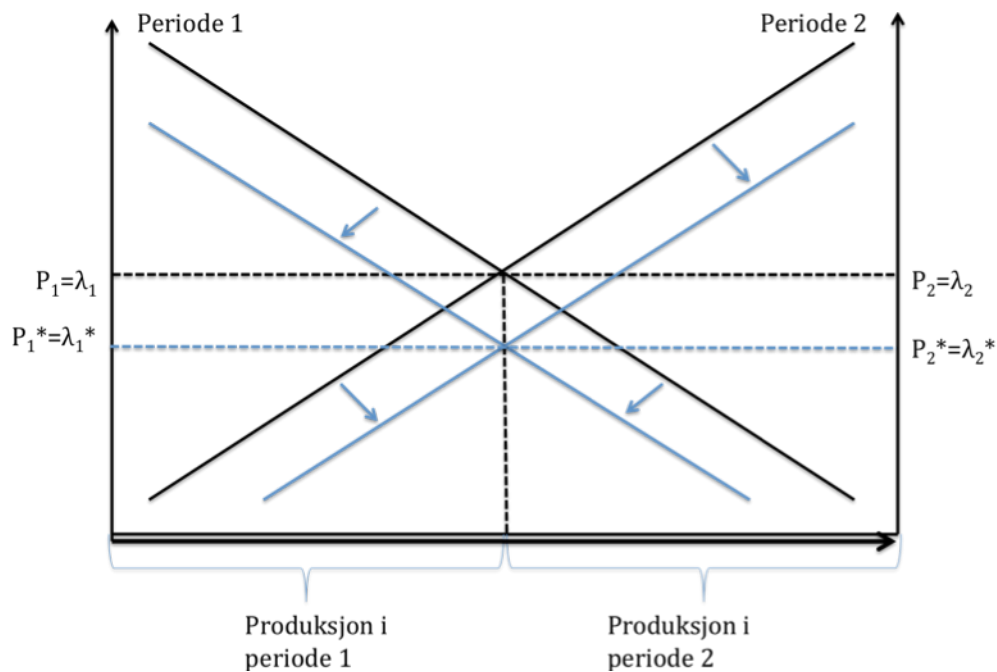
Figur 2.14 Endring i etterspørsel på lang sikt, vanlig modell

Med en vertikal tilbudskurve forblir mengden den samme, mens prisen går ned. Preiseffekten blir dermed større på lang sikt enn på kort sikt. Modellene over er enkle fremstillinger av etterspørselsendring i vannkraftsystemet på kort og lang sikt. En mer riktig fremstilling av produksjonstilpasningen og prisbestemmelsen oppnås ved å bruke teorien fra kapittel 2.1. Dette vises i neste delkapittel.

2.5.2. Etterspørselsendring vist i vannkraftmodell

I dette kapittelet vises virkningen av et skift i etterspørselskurven basert på teori for vannkraftsystemet, enkelt fremstilt med badekardiagram.

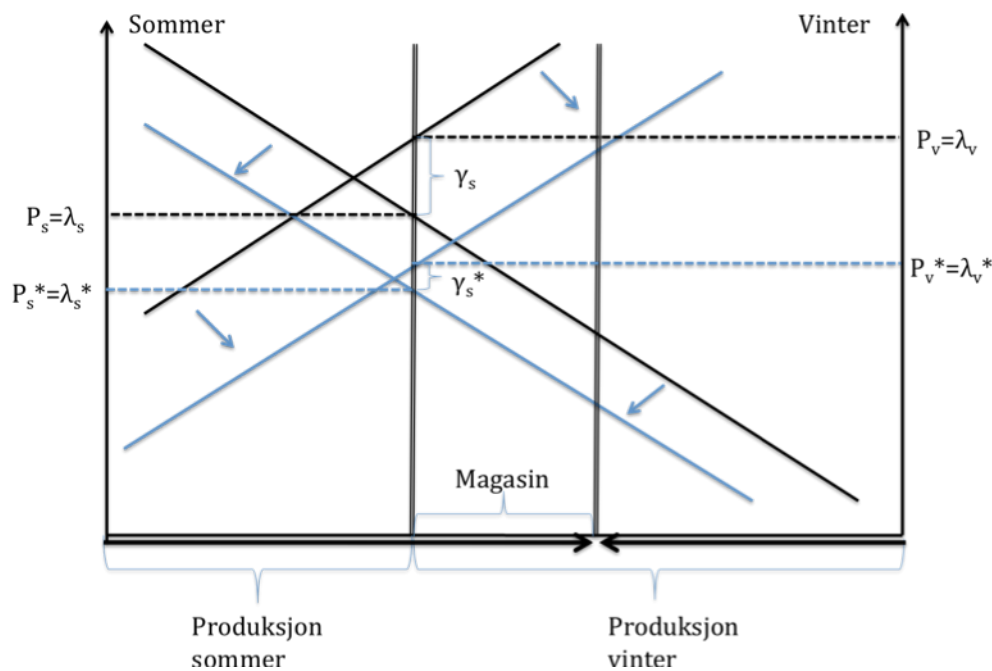
- A. Dette eksempelet viser effekten av en etterspørselsreduksjon i et lukket marked. For enkelthets skyld antas lik etterspørsel i begge perioder. Det antas også identiske skift i etterspørselskurvene. Pilen i bunn indikerer i hvilken periode tilsiget er og viser at alt tilsiget er i periode 1. Det tenkes for enkelthetsskyld at ubegrenset med vann kan lagres til neste periode.



Figur 2.15 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel A

Når skiftet i etterspørselskurvene er likt vil produksjonstilpasningen mellom periodene bli den samme som før skiftet i etterspørselen, mens prisen synker fra P_1 til P_1^* i periode 1 og fra P_2 til P_2^* i periode 2. Konsumet forblir det samme grunnet lavere pris.

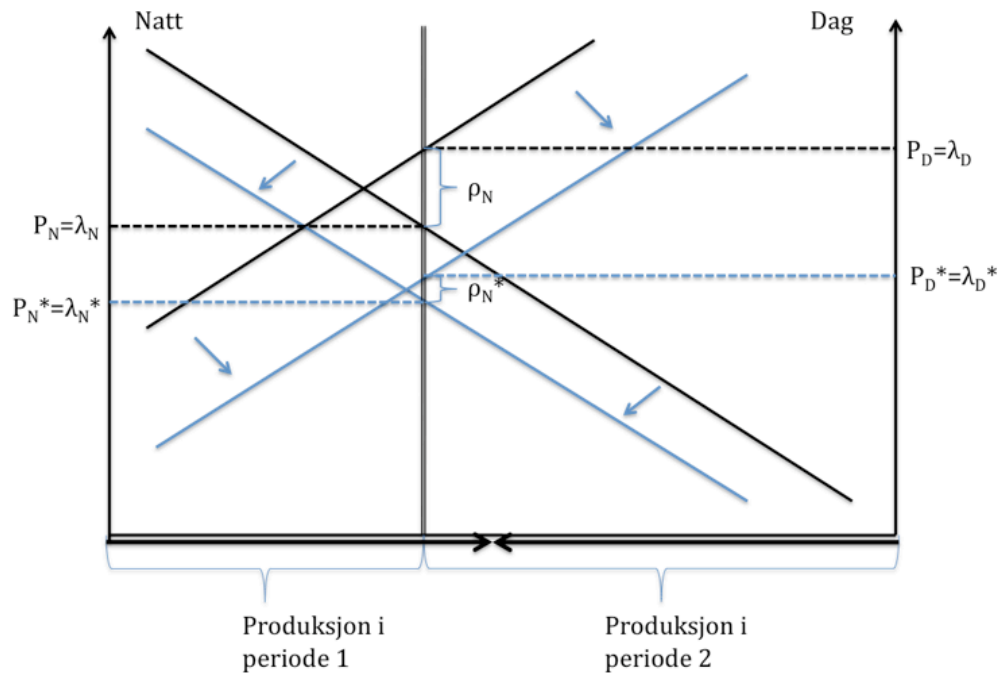
B. I dette eksempelet tenkes det at de to periodene er sommer og vinter. Det vil si at etterspørselen er betydelig større i periode 2 enn i periode 1. Det er et lukket marked med magasinskranke. Det antas samme elastisitet på etterspørselskurvene for de to periodene. Det gjøres et større skift innover i vinteretterspørselen enn i sommeretterspørselen siden energieffektivisering i bygninger blant annet går ut på lavere oppvarmingsbehov, noe som gir mest utslag om vinteren. Tilsiget om sommeren er satt litt høyere enn om vinteren. I virkeligheten er derimot nesten alt tilsiget om sommeren.



Figur 2.16 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel B

Et større skift i vinteretterspørselen enn sommeretterspørselen gjør forskjellen mellom energiprisene om sommeren og vinteren mindre. Begge prisene reduseres fra P_s til P_s^* og fra P_v til P_v^* , og skyggeprisen (γ) på skranken blir mindre. Produksjonstilpasningen mellom de to periodene forblir den samme så lenge etterspørselskurvene krysser på utsiden av magasinskranken. Konsumet for de to periodene totalt forblir også det samme som følge av at prisen går ned.

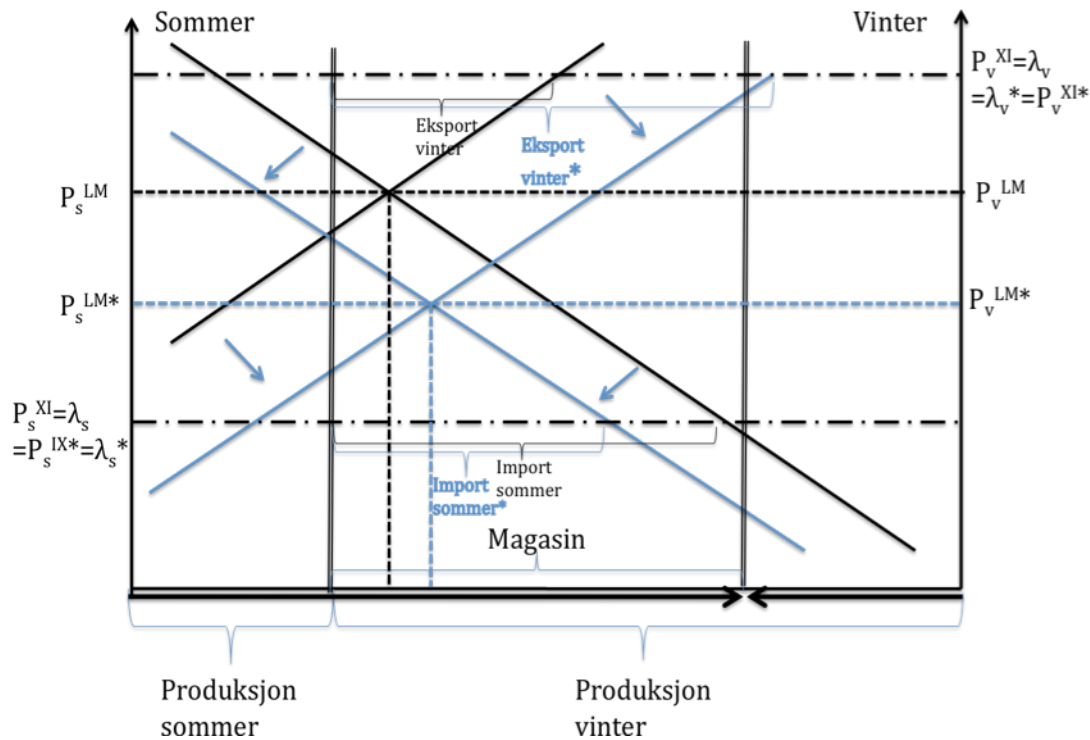
C. De to periodene gjøres om til natt og morgen. I likhet med eksempelet over er dermed etterspørselen større i periode 2 enn i periode 1. Det settes en produksjonsbegrensning om dagen. Antar samme elastisitet på etterspørselskurvene for de to periodene og fortsatt lukket marked. Det er ingen magasinbegrensning. Det gjøres et større skift innover i dagetterspørselen enn i nattetterspørselen siden mesteparten av elektrisitetskonsumet fra bygninger skjer om dagen og det kan antas at energieffektivisering vil merkes best da.



Figur 2.17 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel C

Den reduserte etterspørselen fører til mindre prisforskjell mellom periodene og lavere pris i begge perioder. Prisen reduseres fra P_N til P_N^* og fra P_D til P_D^* . Produksjonstilpasningen mellom periodene blir den samme, og det totale konsumet holder seg på samme nivå som følge av lavere priser.

D. De to periodene er sommer og vinter med størst etterspørsel om vinteren. Det er magasinskranke og mulighet for eksport/import til/fra et annet marked. Det antas ingen kabelbegrensning og samme elastisitet på etterspørselskurvene for de to periodene. Tilsiget om sommeren er betydelig større enn om vinteren. Det gjøres et større skift innover i vinteretterspørselen enn sommeretterspørselen av samme grunn som i eksempel B.



Figur 2.18 Etterspørselsendring i vannkraftmodell, eksempel D

Når magasinskranken ikke er bindende og det heller ikke er kabelbegrensning, blir prisene de samme før og etter skiftet i etterspørselskurvene. Det vil si at de blir lik prisen i det andre markedet, P_s^{XI} og P_v^{XI} . Det som endrer seg er hvor mye som importeres eller eksporteres i de to periodene. Importen reduseres, mens eksporten øker. P_s^{LM} og P_v^{LM} er prisen i et lukket marked.

Med en bindende kabelbeskrankning bestemmes prisen av kapasiteten på kabelen. Dersom all kapasitet ble utnyttet før etterspørselsendringen vil det bety at konsumet etter endringen fortsatt må være like stort i hjemmemarkedet og prisen må nødvendigvis gå ned for å oppnå dette.

2.5.3. Oppsummering

Eksempel A, B og C viser effekten av etterspørselsreduksjon i et lukket marked: prisen blir betydelig lavere, mens konsumet forblir det samme. Prisedgangen i seg selv kan stimulere til at elektrisitet blir brukt på nye områder eller i større utstrekning. Spesielt skjer dette dersom elektrisitet utkonkurrerer andre energikilder på pris, som for eksempel olje og gass. Det kan også gjøres nasjonale bestemmelser om utvidet bruk av elektrisitet dersom det oppfattes som om det er ekstra kapasitet. I så fall vil etterspørselskurven over tid flytte seg utover igjen. Følgelig vil prisen også stige. Hvis noe av det nye elektrisitetskonsumet har erstattet bruk av fossilt brennstoff er det oppnådd en klimagassreduksjon. På den annen side, dersom lavere priser kun fører til et mer ubevisst og større forbruk vil effekten av energieffektiviseringen forsvinne uten noen form for miljøavkastning. Men en eventuell økning i forbruket vil føre til økte priser og dermed insentiv til å spare energi igjen.

Ved prisøkning øker også lønnsomheten av investering i ny kraftproduksjon. Fortsetter prisen å stige utover utgangspunktet på grunn av høyere etterspørsel i markedet vil det etter hvert bygges ut større kapasitet. Utvidet kraftproduksjon øker tilbudet, det vil si at badekaret utvides. Dette fører til at prisen i markedet synker igjen.

Det siste eksempelet viser at etterspørselsendringen fører til mer eksport og mindre import dersom det er kapasitet til det. Den eksporterte elektrisiteten kan erstatte ikke-fornybar elektrisitet og dermed bidra til lavere klimagassutslipp. Samtidig vil det hindre overskudd av vann i hjemmemarkedet. I realiteten i det norske markedet vil det raskt bety at kabelkapasiteten til andre markeder må økes. Noe som også fører til at prisen i Norge i større grad vil variere i takt med prisen i det termisk dominerte kraftmarkedet i Europa. Om eksporten fører til mindre utslipp avhenger av om den norske elektrisiteten erstatter ikke-fornybar elektrisitet i det andre markedet eller om den kommer i tillegg.

3. Metode

Den empiriske modellen for simulering av prisendring er, ved siden av teori, delvis inspirert av markedsmodellen i masteroppgaven til Stavø (2009), som igjen er basert på en modell av Bye & Hansen (2008). En viktig forskjell mellom modellen i denne oppgaven og de to andre modellene er at modellen her består av en tilbudsligning og en etterspørselsligning for hver time i døgnet. Dette fordi tilbudet og etterspørselen på Nord Pool bestemmes simultant for alle døgnets 24 timer. Stavø og Bye & Hansen bruker derimot en sekvensiell modell med to ligninger, én for tilbud og én for etterspørsel, som inkluderer alle timene i døgnet.

3.1. Prisområdet NO1

Frem til begynnelsen av 2010 omfattet det norske prisområdet NO1 hele Sør-Norge som per mai 2010 er summen av de tre nye områdene NO1, NO2 og NO3. Det er området slik det var før 2010 som omhandles i denne oppgaven. Den største byen og følgelig den største konsumenten av elektrisitet er hovedstaden Oslo.

Fra NO1 er det kabelforbindelse til prisområdene NO2 (Midt-Norge), SE (Sverige) og DK1 (Vest-Danmark). I tillegg går det en overføringskabel til Nederland som ble åpnet i mai 2008. Overføringskapasiteten er begrenset.

3.2. Tilbudsmodellen

Tilbudsmodellen er utviklet med utgangspunkt i økonomisk teori og produksjon i et vannkraftsystem. Dette gir produksjon først og fremst som en funksjon av pris, vannmagasin (både virkelig nivå og normalnivå), samt tilsig. Andre faktorer som er tatt med i modellen er oljepris, CO₂-kvotepris, rentenivå og systemprisen fra EEX-børsen⁶.

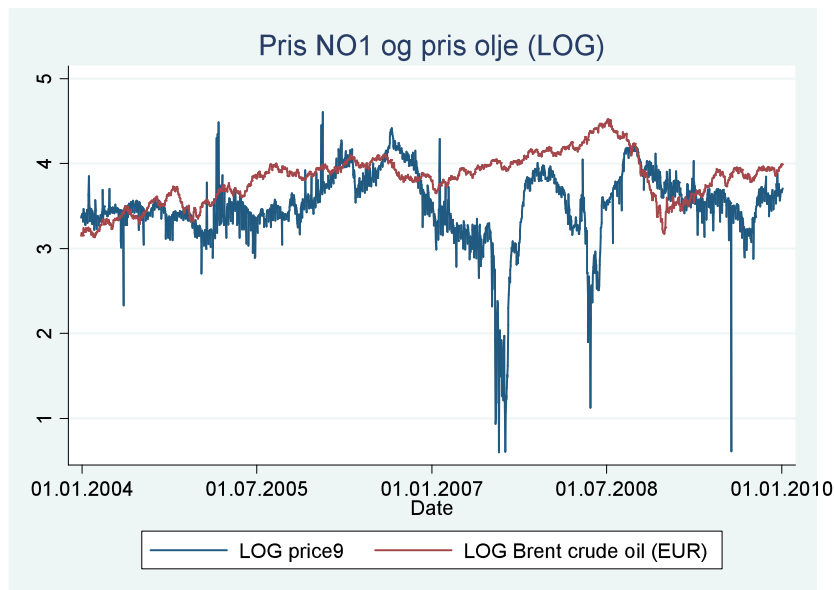
Siden produsentene må legge inn bud dagen før levering av kraften, antas det i modellen at det er data fra dagen før budet som blir lagt til grunn for produksjonsbestemmelsen. Dette gir en forsinkelse på to observasjoner for flere av variablene. Vannmagasindataene blir publisert hver onsdag av NVE og er data for den foregående uken. Produsenten vet derfor først på onsdag hva disse dataene er, noe som betyr at de nye dataene antageligvis ikke kommer med i

⁶ European Energy Exchange, ledende energibørs i Sentral-Europa.

produksjonsbestemmelsen før det blir lagt inn bud for fredag. Dette gir en forsinkelse på fem observasjoner for vannmagasindataene.

I kapittel 2.1. ble det forklart hvordan magasinnivået og tilsig er med på å bestemme prisen i et vannkraftsystem. Forholdet mellom normalnivået og det virkelige magasinnivået gir en indikator på om det er fare for overskudd eller underskudd av vann i neste periode. På logaritmisk form kan variablene inkluderes i modellen hver for seg⁷.

Kull og gass, og i noen tilfeller olje, er innsatsfaktorer i mange termiske kraftverk. Prisen i NO1 vil påvirkes av prisen i områder med termisk kraft⁸. Det er mye termisk kraftproduksjon innad i Nord Pool og i andre markeder knyttet til Nord Pool. Prisene på kull og gass er nært knyttet til oljeprisen, derfor er denne brukt som variabel i modellen. Grafene i figur 3.1 viser hvordan endringen i oljeprisen og elektrisitetsprisen i NO1 følger hverandre, med unntak av et par kraftige prisfall i den norske prisen sommeren 2007 og sommeren 2008. Sommeren 2008 var det for øvrig uvanlig høy oljepris.

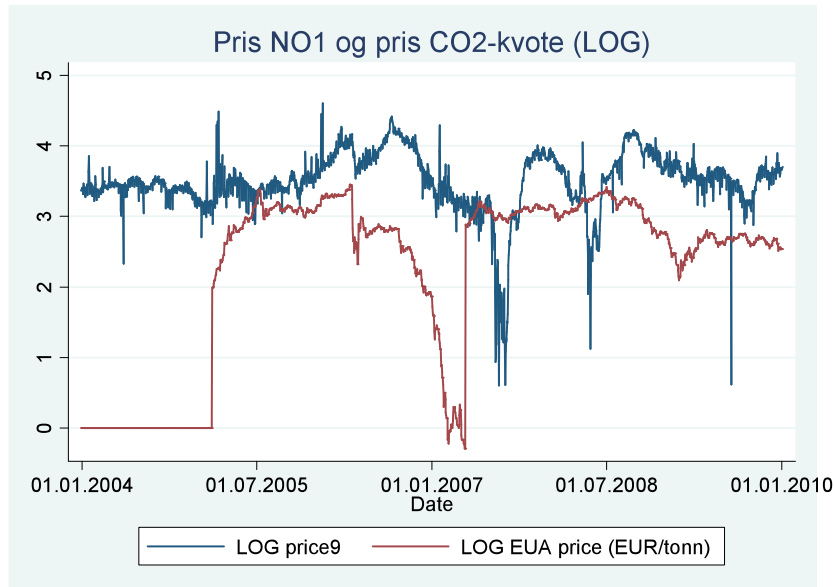


Figur 3.1 Grafisk fremstilling av el.priser og oljepriser

⁷ Siden modellen er på logaritmisk form er variablene tatt med hver for seg, men forklarer fortsatt forholdet mellom dem fordi $\ln\left(\frac{a}{b}\right) = \ln a - \ln b$.

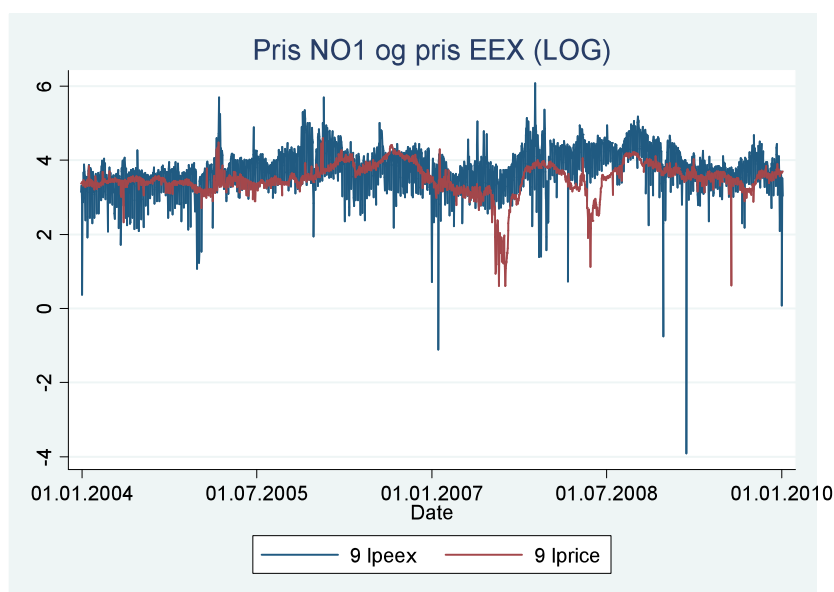
⁸ Se vannkraftmodell med import og eksport.

Som kjent er det forbundet CO₂-utslipp med generering av elektrisitet fra termiske kraftverk basert på fossilt brennstoff. Derfor er CO₂-kvoteprisen tatt med da den påvirker marginalkostnaden i de termiske kraftverkene og følgelig elektrisitetsprisene. I figur 3.2 vises sammenhengen mellom elektrisitetsprisene i NO1 og CO₂-kvoteprisen.



Figur 3.2 Grafisk fremstilling av el.priser og CO2-kvotepriiser

Videre er variabelen for rente tatt med for å reflektere nåverdien av vann brukt i fremtiden og dermed motivasjonen for å spare vann til senere perioder. Siden det er kraftoverføring mellom EEX og områder innen Nord Pool vil EEX-prisen påvirke NO1-prisen. Derfor er EEX-prisen også tatt med som forklaringsvariabel. I figur 3.3 vises forholdet mellom prisene i NO1 og i EEX.



Figur 3.3 Grafisk fremstilling av el.priser i NO1 og i EEX

Tilbudsmodellen er gitt på logaritmisk form, en såkalt log-log modell. Et par av variablene er kvadrert da en ikke-lineær sammenheng lot til å gi en riktigere tilnærming til den virkelige modellen. Benevningen h i modellen står for time, mens t står for dag.

$$\ln(\text{price}_t^h) = \beta_0^h + \beta_1^h \ln(\text{prod}_t^h) + \beta_2^h \ln(\text{rtr}l_{t-5}) + \beta_3^h \ln(\text{infl}_{t-5}) + \beta_4^h (\text{norm}l_{t-5}) + \beta_5^h (\text{sobl}5_{t-2}) + \beta_6^h (\text{sobl}5_{t-2})^2 + \beta_7^h \ln(\text{poil}_{t-2}) + \beta_8^h \ln(\text{pc}o2_{t-2}) + \beta_9^h \text{dco}2_{t-2} + \beta_{10}^h \ln(\text{peex}_{t-2}^h) + u_t^h$$

3.3. Etterspørselsmodellen

Etterspørselsmodellen er basert på teorien som ble presentert i kapittel 2.2., samt generell økonomisk teori. Etterspørselen etter en vare er den marginale betalingsvilligheten for varen, og denne er marginalt synkende. Dette gir en etterspørselsfunksjon uttrykt ved konsum som en funksjon av pris, oppvarmingsgrader⁹ (i Oslo), dummyer for sommertid, helg og helligdag, oljepris og antall timer med dagslys. Siden Oslo er den største konsumenten i NO1 er kun temperaturene for Oslo tatt med.

Selv om etterspørselen i likhet med tilbudet blir planlagt og meldt til Nord Pool dagen før forbruket er det valgt i hovedsak å ikke bruke forsinkede verdier i etterspørselsfunksjonen. Begrunnelsen er forutsigbarhet i variablene. Om det er helg eller helligdag og hvor mange timer dagslys det vil være vites på forhånd. Temperaturen to dager frem i tid er også ganske forutsigbar. Likevel er det tatt med forsinkelse på en observasjon bakover i tid på temperaturvariabelen i tillegg til den virkelige verdien for den aktuelle perioden. Oljeprisen har forsinkelse på to dager.

Etterspørselsmodellen er i likhet med tilbudsmodellen på logaritmisk form. Benevningen h står for time, mens t står for dag.

$$\ln(\text{cons}_t^h) = \beta_0^h + \beta_1^h \ln(\text{price}_t^h) + \beta_2^h \ln(\text{Tosl}_t^h) + \beta_3^h \ln(\text{Tosl}_t^h)^2 + \beta_4^h \ln(\text{Tosl}_{t-1}^h) + \beta_5^h \ln(\text{Tosl}_{t-1}^h)^2 + \beta_6^h \text{dst}_t + \beta_7^h \text{dwkend}_t + \beta_8^h \text{dholi}_t + \beta_9^h \ln(\text{poil}_{t-2}) + \beta_{10}^h \ln(\text{Day}_t) + v_t^h$$

⁹ Antall grader celsius under 16.

4. Data

Datasettet¹⁰ som har blitt brukt til estimeringsmodellen består av en rekke variabler knyttet til tilbud og etterspørsel i et elektrisitetsmarked for perioden 2004 til 2010. Det har tidligere blitt benyttet i masteroppgaven til Stavø (2009). Informasjonen i dette kapittelet er i stor grad hentet fra denne oppgaven.

Observasjonene for de endogene variablene produksjon, forbruk og pris er virkelige verdier for hver time i NO1 rapportert av NordPool. Fra samme server kommer også dataene for import og eksport til og fra området og døgnprisen for CO₂-kvoter.

Magasin og tilsigdata kommer fra NVE, oljeprisen er lastet ned fra EIA (Energy Information Administration) og data for rentenivået på statsobligasjoner er hentet fra Norges Banks nettside. Alle disse er daglige observasjoner.

De timesvise dataene for temperatur kommer fra Meteorologisk Institutt. Variabelen for daglengde viser til antall timer med sollys i Oslo. Datasettet inneholder også dummyvariabler for om det er helligdag, helg, sommertid eller vintertid og om det eksisterer et CO₂-kvotemarked. Disse er også daglige observasjoner som er like for alle timene i døgnet.

Dataene i simuleringsmodellen skal gjenspeile et ”vanlig” år og verdiene for tilsig, magasinivå, import/eksport og temperatur i Oslo er gjennomsnittlige verdier for henholdsvis perioden 2002 til 2009 (for de to første), 2004 til 2009 og 1994 til 2009. Variablene for CO₂-kvote, rente på statsobligasjoner og oljepris er satt til en fast verdi for alle timene i året. Dummyvariabelen for sommertid er satt med utgangspunkt i regelen om sommertid fra siste søndag i mars til siste søndag i oktober, hvor disse to søndagene er i henholdsvis uke 12 og uke 43.

¹⁰ Datasettet er anskaffet fra Olvar Bergland.

5. Estimering av markedsmodellen

Ved hjelp av Stata har de 48 tilbuds- og etterspørselsligningene blitt estimert og deretter testet for validitet. Den samme modellen for tilbud er brukt for alle de 24 timene i døgnet. Det brukes samme prinsipp for etterspørselen. Modellen kan derfor vise en bedre tilpasning til virkelige verdier i enkelte timer enn andre. Dette innebærer blant annet at noen av variablene ikke nødvendigvis er signifikante på 5 prosents nivå i alle ligningene.

Teorien om simultane ligningssystemer har blitt brukt som utgangspunkt for modelloppbyggingen og estimeringen. Dataene er tidsseriedata og et viktig krav til tidsseriedata er stasjonaritet. Alle variablene ble testet for dette ved hjelp av Augmented Dickey Fuller test for unit root. Det var bevis for stasjonaritet i alle variabler med unntak av daglengde og reservoarnivå som har kjente sesongvariasjoner, samt renta og oljeprisen.

5.1. Om simultane ligningssystemer

Teorien i dette kapittelet er hentet fra Wooldridge (2009) og Biørn (2009). Simultane ligningssystemer er vanlig ved estimering av tilbud og etterspørsel da det er en modell for samtidig bestemmelse av to endogene variabler (her: tilbud og etterspørsel etter elektrisitet) som igjen avhenger av en tredje endogen variabel (her: elektrisitetsprisene), samt eksogene variabler og feilledd. De eksogene variablene er i denne modellen andre forhold som kan påvirke tilbudet og etterspørselen etter elektrisitet.

Markedsmodellens strukturform kan presenteres slik:

$$q_{is} = q_i = \alpha_1 p_i + \beta_1 z_{i1} + u_{i1} \quad \text{Tilbud} \quad (1)$$

$$\alpha_1 \neq \alpha_2$$

$$q_{id^*} = q_i = \alpha_2 p_i + \beta_2 z_{i2} + u_{i2} \quad \text{Etterspørsel} \quad (2)$$

Strukturlikningene består av to observerte endogene variabler, q_i og p_i , samt et antall eksogene variabler, z_{i1} og z_{i2} og feilleddene u_{i1} og u_{i2} . Gitt z_{i1} , z_{i2} , u_{i1} og u_{i2} bestemmes verdien av q_i og p_i som verdien av variablene i likevektsløsningen for de to funksjonene

$$q_{is} = q_{id} \tag{3}$$

Tilbudet av elektrisitet vil ikke nødvendigvis være likt som etterspørselen da det som regel eksporteres og importeres noe elektrisitet i hver periode. I denne problemstillingens tilfelle vil det derfor være nødvendig å inkludere variabelen netto eksport på høyresiden i den tredje ligningen for å oppnå likhet.

En viktig antakelse i simultane ligningssystemer er at z_{i1} og z_{i2} er ukorrelerte med feilleddene u_{i1} og u_{i2} . Altså at z_{i1} og z_{i2} er eksogene. Et annet viktig poeng er at uten variablene z_{i1} og z_{i2} vil det ikke være mulig å se forskjell på de to funksjonene. Av samme grunn kan ikke z_{i1} og z_{i2} være de samme variablene. For å velge riktig formel for standardfeilene er det viktig å teste modellen for heteroskedastisitet og autokorrelasjon i disse.

Markedsmodellens reduserte form uttrykker q_i og p_i ved de eksogene variablene z_{i1} og z_{i2} og restleddene u_{i1} og u_{i2} .

$$p_i = \alpha_1 q_{is} + \beta_1 z_{i1} + u_{i1} \quad \text{Den inverse tilbudsfunksjonen}$$

$$q_{id} = \alpha_2 p_i + \beta_2 z_{i2} + u_{i2} \quad \text{Etterspørselsfunksjonen}$$

Ved løsning av simultane ligningssystemer gir to-trinns og tre-trinns minste kvadraters metode konsistente og forventningsrette estimater. Disse er metoder for estimering med instrumentale variabler (IV). De eksogene variablene som kun finnes i den ene ligningen kan brukes som instrumenter¹¹ for den endogene høyresidevariabelen i den andre ligningen. Den første ligningen i et simultant ligningssystem med to ligninger er identifisert, hvis og bare hvis, den andre ligningen inneholder minst en eksogen variabel (med en koeffisient som ikke er null) som ikke finnes i den første ligningen.

¹¹ En instrumentvariabel skal være ukorrelert med restleddet og delvis korrelert med variabelen den er instrument for.

Årsaken til at vanlig minste kvadraters metode ikke blir brukt ved simultane ligningssystemer er at med denne metoden vil en forklaringsvariabel som bestemmes samtidig med den avhengige variabelen være korrelert med feilleddet. Vanlig minste kvadraters metode-estimatorene blir dermed inkonsistente; de er beheftet med simultanitetsskjevheter (Biørn, 2009).

5.2. Tilbud

I det simultane ligningssystemet er tilbudsligningen gitt ved den endogene variabelen pris som en funksjon av den endogene variabelen produksjon og de resterende eksogene variablene.

Minste kvadraters estimats regresjon og Ramsey's RESET test ble brukt for å teste om ligningene hadde riktig form. Testen viste forholdsvis lave F-verdier i området mellom 2 og 18, som i flesteparten av ligningene ikke ga signifikant bevis for korrekt funksjonsform. Modellen ble likevel godtatt da disse F-verdiene var de laveste som ble oppnådd blant flere modeller.

Deretter ble de eksogene variablene fra etterspørselsfunksjonen satt inn som instrumentelle variabler for produksjon, og regresjonen ble kjørt ved hjelp to-trinns minste kvadraters metode. Breusch-Pagan test ble benyttet for å teste for heteroskedastisitet i feilleddene. Det ble funnet bevis for dette i alle de 24 ligningene. Regresjonen ble deretter kjørt på nytt med heteroskedastisitetsrobuste standardfeil.

Det ble gjort en test for autokorrelasjon på regresjonen med robuste standardfeil, og det ble også funnet bevis for dette. Den tredje regresjonen ble derfor kjørt med HAC¹² justerte standardfeil. Det ble lagt til en forsinkelse på syv observasjoner for å plukke opp eventuelle ukesvariasjoner.

Det er resultatet fra den tredje regresjonen som er blitt brukt i simuleringsmodellen. Tre-trinns minste kvadraters metode ble også vurdert til estimeringen, men da denne metoden ikke tillater bruk av HAC-justerte standardavvik ble den ikke valgt.

¹² Heteroskedasticity and autocorrelation consistent.

Koeffisientene og p-verdiene for tilbudsligningen i time 1 og 9 vises i tabell 1. I vedlegg 2 finnes tabeller for alle de 24 timene.

Tabell 1 Tilbud i time 1 og 9, koeffisienter og p-verdier

	Time 1			Time 9	
	coef	p-value		coef	p-value
lprod1	0,301	0,106	lprod9	0,443	0,000
L5.linfl1	-0,110	0,005	L5.linfl1	-0,118	0,000
L5.ltr1	-1,842	0,000	L5.ltr1	-1,795	0,000
L5.lnorm1	2,008	0,000	L5.lnorm1	1,927	0,000
L2.sobl5	1,746	0,000	L2.sobl5	1,733	0,000
L2.sobl5quad	-0,235	0,000	L2.sobl5quad	-0,234	0,000
L2.lpoil	0,497	0,014	L2.lpoil	0,540	0,002
L2.lnpco2	0,059	0,047	L2.lnpco2	0,070	0,005
L2.lndco2	0,088	0,193	L2.lndco2	0,099	0,113
L2.lpeex1	0,201	0,000	L2.lpeex1	0,083	0,001
_cons	7,108	0,000	_cons	5,924	0,000
Root MSE	0,323		Root MSE	0,328	
R2	0,451		R2	0,456	

I en log-log modell kan elastisiteten av den avhengige variabelen med hensyn til den uavhengige variabelen leses direkte ut fra parameterverdien. Én prosents økning i produksjonen vil øke prisen med 0,30 prosent i time 1 og 0,44 prosent i time 9. Dette gir en tilbudselastisitet med hensyn på pris på henholdsvis 3,32 og 2,27. Én prosents økning i prisen i time 1 gir 3,32 prosents økning i produksjonen. Tilbudet er svært elastisk og det betyr at tilbudskurven er slak.

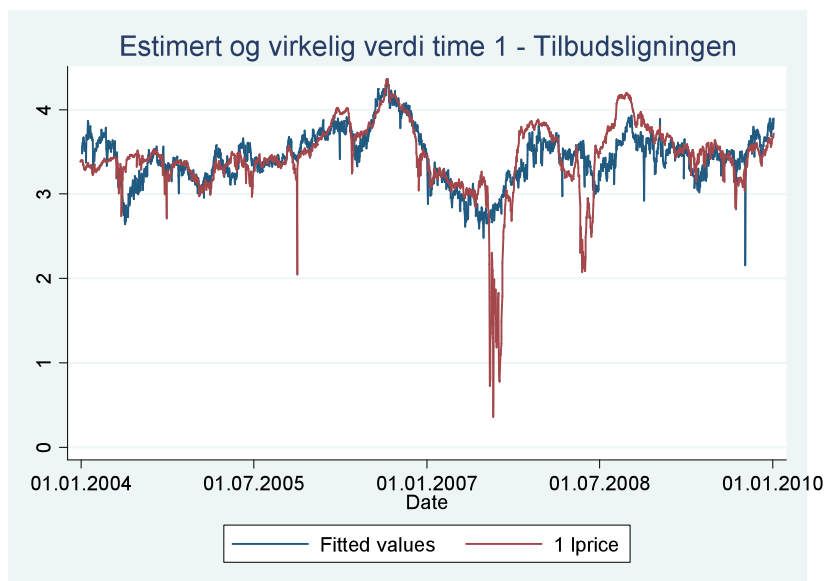
Én prosents økning i det virkelige reservoarnivået vil redusere prisen med 1,84 prosent. Er derimot den prosentvise økningen i normalnivået like stor vil prisendringen summere seg til et tall nærmere null. Rentevariabelen har forholdsvis stor forklaringskraft i modellen og siden renta har forholdt seg ganske lav over årene i datasettet, gir modellen for store utslag ved høy rente. Det kan også være at rentevariabelen gjenspeiler konjunktursvingninger i makroøkonomiske forhold og derfor har en såpass høy forklaringskraft på den avhengige variabelen i modellen.

De positive fortegnene til parameterverdiene for variablene olje, CO₂ og EEX bekrefter i de tilfellene der p-verdien er signifikant en positiv sammenheng mellom endring i disse og endring i elektrisitetsprisen. Dette i samsvar med teorien i kapittel 3.2.

De fleste koeffisientene er signifikant forskjellig fra null på 5 prosents nivå for alle de 24 ligningene med unntak av koeffisientene for produksjonsvariabelen og variablene for CO₂-kvote. Produksjon er derimot signifikant på 10 prosents nivå for alle timene¹³, bortsett fra time 1 og 23 der p-verdien er så vidt over 0,10. CO₂-variablene er i flere av timene ikke signifikante, men er likevel tatt med på grunnlag av deres signifikans i de øvrige timene.

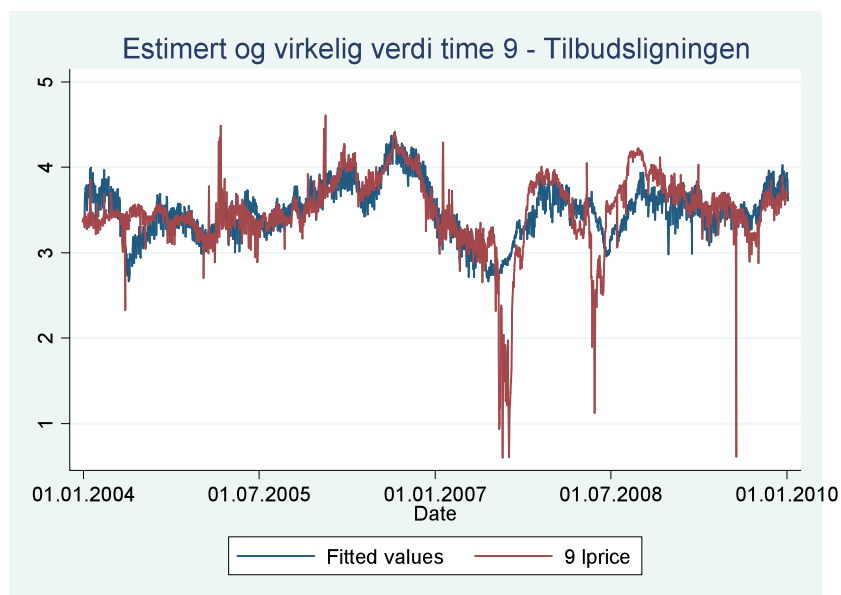
Tabellen viser også R². Den ligger på rundt 0,5 for alle timene og sier noe om forholdet mellom SSR og SST, henholdsvis summen av de kvadrerte restleddene fra instrumentene og den totale summen av de kvadrerte restleddene til den avhengige variabelen.

Modellen ble videre testet for endogenitet, noe det som ventet var bevis for da produksjonsvariabelen er korrelert med den avhengige variabelen pris, og dermed også med feilledet. Det ble også kjørt test for svake instrumenter og overidentifisering. For alle ligningene var det høy F-verdi (godt over ti), som vil si at det er bevis for samlet signifikans i instrumentene. Dette tyder på at instrumentene ikke er svake. Det var heller ikke bevis for overidentifisering med unntak av i time 6 og 7. I disse timene kan enkelte av instrumentene være korrelert med feilledet.



Figur 5.1 Estimert og virkelig verdi time 1 - Tilbud

¹³ I time 1, 2, 19, 20, 23 og 24 er ikke produksjonskoeffisienten signifikant på 5 % nivå.



Figur 5.2 Estimert og virkelig verdi time 9 - Tilbud

I de grafiske fremstillingene i figur 5.1 og 5.2 vises den virkelige verdien av lprice i time 1 og 9 sammen med de estimerte verdiene. Det er tydelig at det er noen variasjoner i tilbudet som modellen ikke klarer å plukke opp. Spesielt i juli 2007¹⁴ og mai 2008¹⁵ er det store avvik mellom virkelig og beregnet verdi. I disse periodene var det en spesielt lav elektrisitetspris i NO1.

På grunn av manglende verdier i datasettet med EEX-priser har det blitt droppet noen observasjoner i noen av timene. Antallet droppede observasjoner er likevel så lavt at det ikke antas å ha noen betydelig innvirkning på modellen.

5.3. Etterspørsel

Ligningene for etterspørsel er gitt ved den endogene variabelen konsum som funksjon av den endogene variabelen pris og de resterende eksogene variablene.

Den samme gjennomgangen og de samme testene er brukt for etterspørselsmodellene som for tilbudsmodellene. Ramseys Reset test var stort sett ikke signifikant for de 24 timene men modellen ble likevel valgt da den oppnådde lavest F-verdier blant flere modeller. F-verdiene er mellom en og 35.

¹⁴ I sammenheng med mildt og fuktig vær, kombinert med begrenset overføringskapasitet ut av området. Statnetts nyhetsarkiv 2007.

¹⁵ På grunn av stor snøsmelting og feil på kabelforbindelser. Statnetts nyhetsarkiv 2008.

Det ble brukt to-trinns minste kvadraters estimats regresjon for den videre beregningen. De eksogene variablene fra tilbudsligningen ble brukt som instrumenter for pris. Siden det også var bevis for heteroskedastisitet og autokorrelasjon i etterpørselsmodellene er HAC-justerte standardfeil med 7 lag blitt brukt i estimeringen. Koeffisientene og de tilhørende p-verdiene for parameterne i time 1 og 9 vises i tabell 2. I vedlegg 2 finnes tabeller over alle de 24 timene.

Tabell 2 Etterspørsel i time 1 og 9, koeffisienter og p-verdier

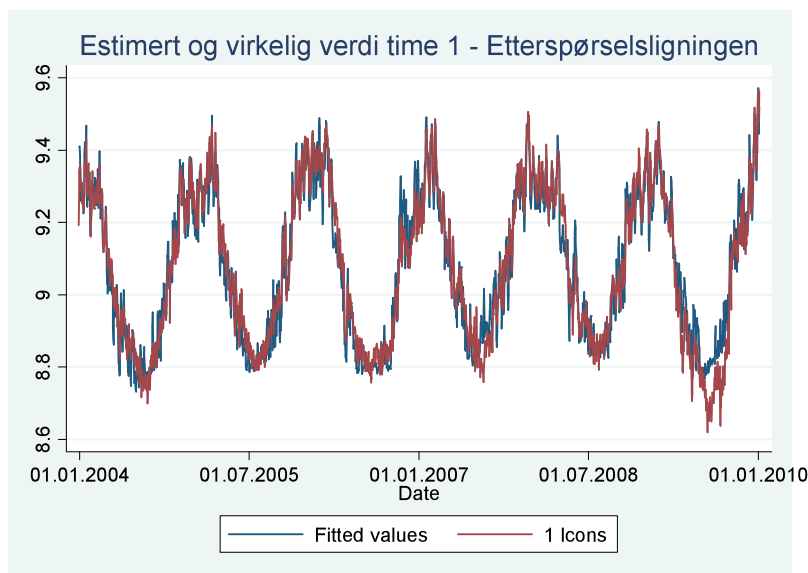
	Time 1			Time 9	
	coef	p-value		coef	p-value
lprice1	-0,041	0,000	lprice9	-0,044	0,000
lnTosl1	-0,045	0,000	lnTosl9	0,010	0,150
lnTosl1quad	0,041	0,000	lnTosl9quad	0,029	0,000
L.lnTosl1	-0,032	0,000	L.lnTosl9	0,035	0,000
L.lnTosl1quad	0,032	0,000	L.lnTosl9quad	0,014	0,000
Daylight savings time	-0,076	0,000	Daylight savings time	-0,046	0,000
Dummy for weekends	-0,007	0,001	Dummy for weekends	-0,208	0,000
Dummy for holidays	-0,017	0,036	Dummy for holidays	-0,172	0,000
L2.lpoil	0,093	0,000	L2.lpoil	0,083	0,000
Day length (OSL)	-0,006	0,000	Day length (OSL)	-0,004	0,000
_cons	8,770	0,000	_cons	8,941	0,000
Root MSE	0,053		Root MSE	0,058	
R2	0,936		R2	0,941	

Koeffisienten på -0,041 for lprice i time 1 forteller at én prosents økning i prisen gir 0,04 prosents reduksjon i konsumet. Omvendt blir dette at én prosents endring i konsumet gir 25 prosents endring i prisen. Priselasiteteten er på 0,04, noe som betyr at etterspørselskurven er veldig bratt. Dette stemmer med teorien om uelastisk etterspørsel i forhold til prisendringer.

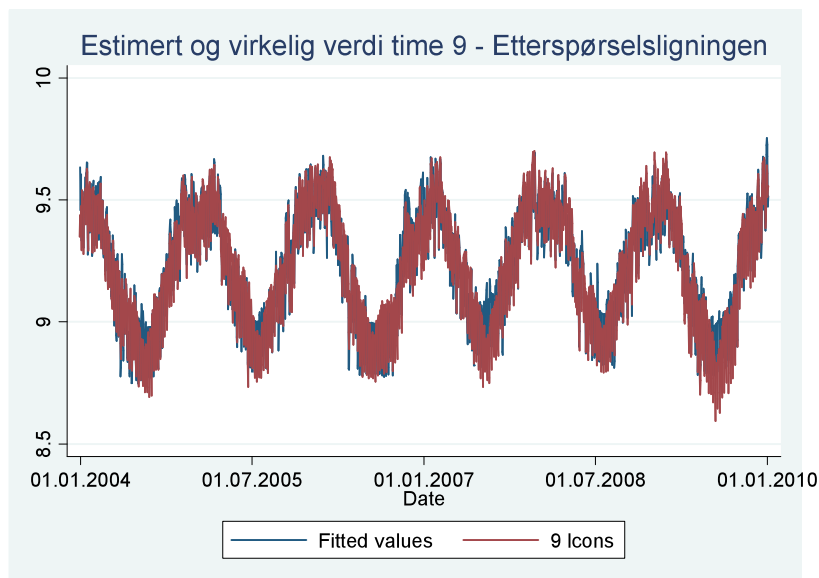
Økning i oppvarmingsgrader gir totalt sett økning i konsumet. Denne økningen er ikke-lineær i logaritmiske verdier. Lengre dager, helger, og helligdager gir som forventet lavere konsum. Mens økning i oljeprisen i tråd med teorien gir høyere konsum av elektrisitet.

De fleste variablene viser signifikans på 5 prosents nivå i alle timer, med unntak av temperaturvariablene, dummyen for sommertid og oljeprisvariabelen i enkelte timer. R^2 ligger mellom 0,93 og 0,96 for alle ligningene. Dette indikerer at forholdet mellom SSR og SST er mindre for etterspørselsmodellen enn for tilbudsmoedellen.

Det var som ventet signifikant bevis for endogenitet i etterspørselsmodellene, men i motsetning til i tilbudsmodellene var det her også bevis for overidentifisering. Dette vil si at noen av instrumentene i etterspørselsmodellen kan være korrelert med feilleddet. Det ble likevel bestemt å bruke modellen videre. Testen for svake instrumenter viste ikke bevis for tilstedeværelse av dette, da F-verdien var godt over ti.



Figur 5.3 Estimert og virkelig verdi time 1 - Etterspørsel



Figur 5.4 Estimert og virkelig verdi time 9 – Etterspørsel

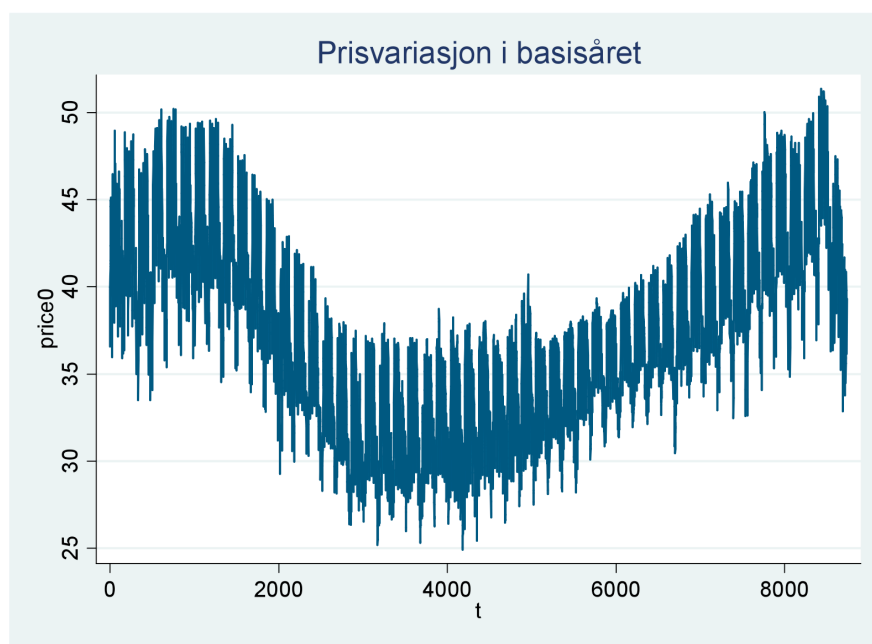
De grafiske fremstillingene i figur 5.3 og 5.4 er den virkelige og den estimerte etterspørselen i time 1 og time 9, og viser at den estimerte modellen har en god tilnærming til den virkelige modellen.

6. Simulering og analyse

Alle simuleringene er gjort i MatLab. Med utgangspunkt i rapportene nevnt innledningsvis antas det at energieffektivisering i bygninger vil redusere etterspørselen etter elektrisitet med 10 TWh i løpet av ti år. For enkelthetsskyld settes reduksjonen til 1 TWh per år fordelt over alle konsumenter.

Modellen er kalibrert slik at det er hydrologisk balanse i basisåret, år 0. Dette for å skille ut effekten av reduksjon i forbruket fra effekten av andre ting. Hydrologisk balanse i normalåret oppnås ved en magasinutfyllingsgrad på 71,54 prosent av den totale kapasiteten på 55630 GWh. De konstante leddene for rentenivå på statsobligasjoner, oljepris og CO₂-kvotepris er henholdsvis 3 prosent, 60 euro og 15 euro basert på dagens nivå, samt historiske data¹⁶. Eksporten er konstant satt til 3,99 TWh/år, mens tilsiget er på 92,57 TWh/år. Ingen dager er helligdager i simuleringen.

Simulering av tilbud, etterspørsel og pris over ti år, uten endringer i variablene, gir samme resultat alle årene siden det er hydrologisk balanse. Reservoarnivået ligger konstant på 71,54 prosent og gjennomsnittsprisen er på 37,55 €/MWh for alle årene. Produksjonen er på 92,57 TWh/år, mens konsumet er på 88,58 TWh/år. Grafen i figur 6.1 viser prismønsteret i løpet av et år.



Figur 6.1 Simulert prisnivå i basisåret

¹⁶ Se vedlegg 3 for historisk data på disse variablene.

Det er valgt å gjøre etterspørselsreduksjonen på tre måter i simuleringen, samt å simulere effekten av både kortvarige og langvarige endringer. Etterspørselsreduksjonen summerer i alle¹⁷ tilfellene til en total årlig reduksjon på 0,74 TWh. Den langvarige reduksjonen er på 7,4 TWh over ti år. Dette tilsvarer den potensielle energifrigjøringen fra bygninger i NO1¹⁸ frem mot 2020. De tre reduksjonsmåtene er:

- 1) Reduksjon i etterspørselen på 0,830 (A) eller 0,877 (B) prosent hver time,
- 2) Reduksjon i etterspørselen 84,5 MWh hver time, og
- 3) Reduksjon i etterspørselen 253,5 MWh hver time mellom kl.08 og kl.16 (åtte timer), ingen reduksjon i resterende timer

Siden forbruket i bygninger i stor grad er knyttet til temperaturer og oppvarming eller kjøling, er den første reduksjonsmåten å fordele reduksjonen prosentvis likt over alle årets timer for å plukke opp dag- og sesongvariasjoner. For å oppnå en reduksjon i etterspørselen på 0,74 TWh det første året, blir reduksjonen på 0,83 prosent hver time, alt annet holdt konstant. For å oppnå 7,4 TWh over ti år må reduksjonen være 0,877 prosent hvert time alle de ti årene. Den neste reduksjonsmåten er å redusere etterspørselen med like mye hver time. Det vil si en reduksjon på 84,5 MWh i timen. Med den tredje reduksjonsmåten reduseres etterspørselen på den tiden av døgnet som forbruket er størst, nærmere bestemt i arbeidstiden fra kl.08 til kl.16, da med 253,5 MWh per time.

I det første settet med simuleringer av tilbud, etterspørsel og pris, simuleringssett A, gjøres reduksjonen i etterspørselen kun det første året. Altså med 0,74 TWh. Simuleringen går likevel over ti år og viser den langsiktige effekten av en kortvarig etterspørselsendring. I det andre settet med simuleringer, simuleringssett B, gjøres reduksjonen hvert eneste år i alle de ti årene. Dette viser effekten av en langvarig etterspørselsreduksjon på til sammen 7,4 TWh. Noe som tilsvarer 8,5 prosent av konsumet i basisåret. I det tredje simuleringssettet, simuleringssett C, gjøres det en endring i tilbudskurven for å oppnå en bedre pristilpasning til den langvarige etterspørselsendringen.

Resultatene år for år fra alle simuleringssettene finnes i vedlegg 4 til 6.

¹⁷ Med unntak av i simulering 1 i simuleringssett B der årlig reduksjon er stigende, men totalen er 7,4 TWh.

¹⁸ Basert på et årlig forbruk på 120 TWh for hele landet, hvorav 88,58 TWh i NO1.

6.1. Simuleringssett A - Kortsiktig reduksjon i etterspørselen

Simuleringen starter i basisåret, år 0. Det første året gjøres en etterspørselsreduksjon på totalt 0,74 TWh. Dette fører til at produksjonen går ned med i overkant av 0,6 TWh samme år, sammenlignet med produksjonsnivået i basisåret. Dette gjør forskjellen mellom tilsig og produksjon større og fører til at magasinenes fyllingsgrad øker. Produksjonen er dermed ikke lenger i hydrologisk balanse. De påfølgende årene øker produksjonen gradvis og gjør forskjellen mellom tilsig og produksjon mindre, og det nærmer seg hydrologisk balanse igjen. Det siste året utgjør forskjellen 0,1 TWh. I løpet av tiårsperioden øker fyllingsgraden med rundt 7,5 prosent i forhold til utgangspunktet. Dette tilsvarer omtrent 3 TWh. I tabell 3 vises resultatet for magasinfylingsgraden fra de tre simuleringene.

Tabell 3 Endring i magasinfylingsgrad, simuleringssett A

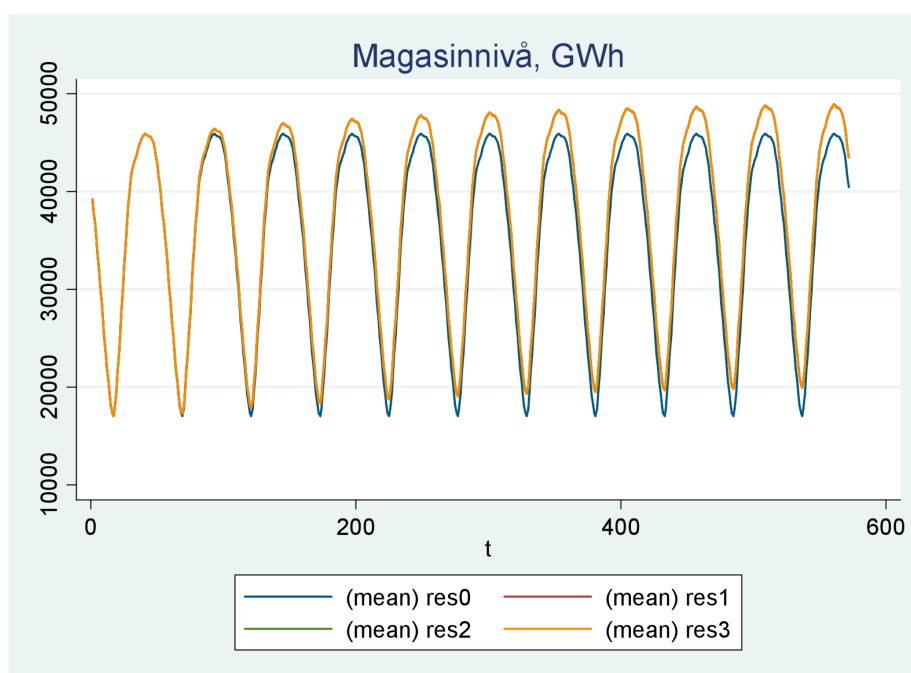
Reduksjon pr time	Magasin- fylingsgrad i basisåret	Magasin- fylingsgrad ved periodens slutt	Endring i magasin- fylingsgrad (%)
1) 0,83 %	71,54	76,91	7,51 %
2) 84,5 MWh	71,54	76,96	7,58 %
3) 253,5 MWh (8-16)	71,54	76,94	7,55 %

Den største effekten av etterspørselsreduksjonen ses på prisen. Den gjennomsnittlige prisen faller med i overkant av 14 prosent i løpet av ti år. På årsbasis tilsvarer dette en reduksjon i produsentenes bruttoinntekter på omtrent fire milliarder kroner og en omfordeling av overskuddet fra produsent til konsument. Det samfunnsøkonomiske overskuddet forblir det samme siden skiftet i etterspørselskurven er forårsaket av en frivillig reduksjon i forbruket, som videre betyr økt konsum av andre goder. Prisreduksjonen betyr i overkant av 700 kroner mindre i årlig strømregning for en gjennomsnittlig husholdning. Når hydrologisk balanse gjenoppnås stopper prisen å falle. Prisendringen fra alle simuleringene vises i tabell 4.

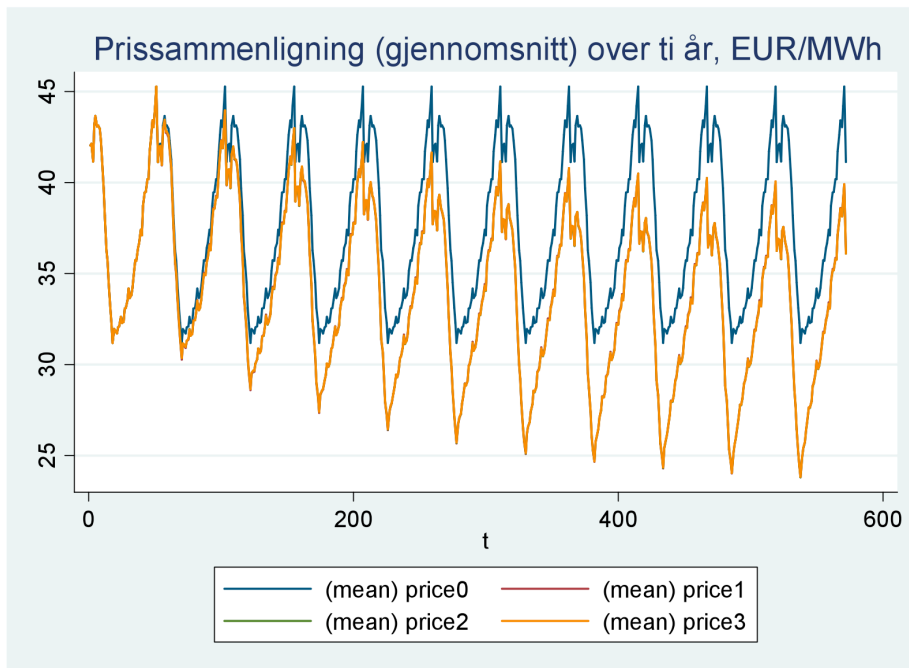
Tabell 4 Endringer i prisen, simuleringsett A

Reduksjon pr time	Gjennomsnittlig pris i basisåret (EUR/MWh)	Gjennomsnittlig pris ved periodens slutt (EUR/MWh)	Endring i snittpris (%)
1) 0,83 %	37,55	32,17	-14,33 %
2) 84,5 MWh	37,55	32,14	-14,41 %
3) 253,5 MWh (8-16)	37,55	32,16	-14,35 %

De grafiske fremstillingene i figur 6.2 og 6.3 viser utviklingen i prisen og magasinnivået over ti år som følge av etterspørselsreduksjon det første året. Grafene er basert på ukentlige gjennomsnittsverdier. De blå grafene er magasinnivå og priser for normalår uten etterspørselsreduksjon. Under den gule grafen for magasin og pris fra simulering 3 skjules også de to andre simuleringene. Grafen for det simulerte prisnivået viser at forskjellen mellom sommer-/høstpris og vinter-/vårpris øker. Og at denne avstanden blir større og større for hvert år.

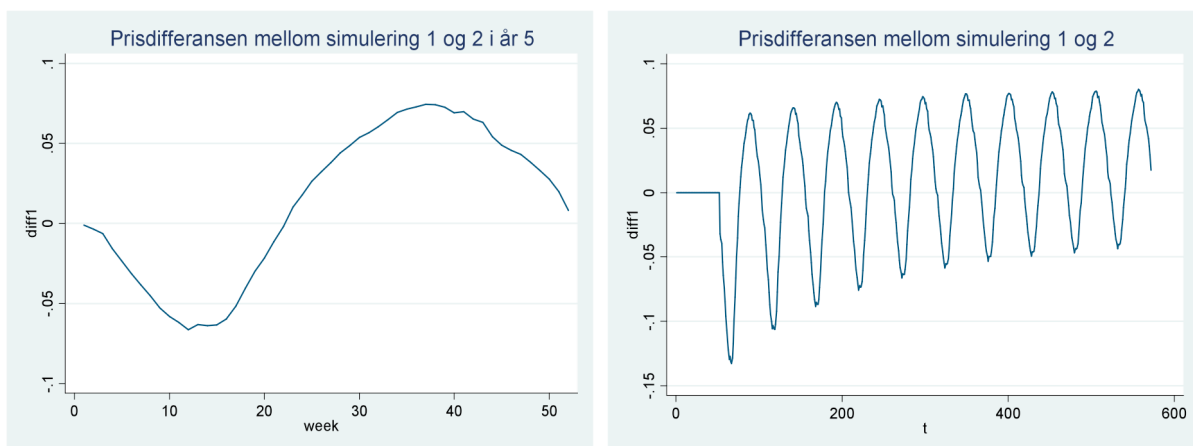


Figur 6.2 Simulert magasinnivå, simuleringsett A



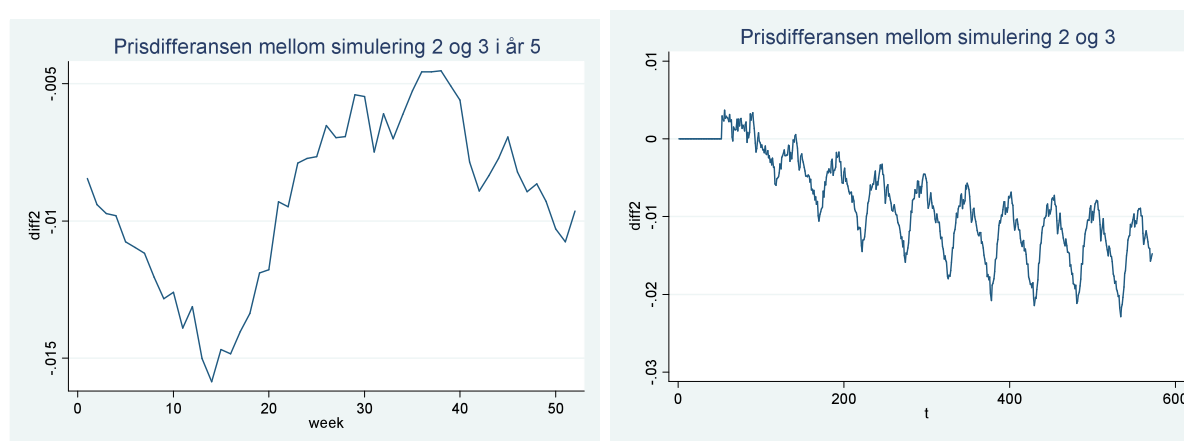
Figur 6.3 Simulert prisnivå, simuleringssett A

Resultatene fra simuleringene er ganske like, selv om reduksjonen er gjort litt forskjellig. Figur 6.4 viser differansen mellom prisen fra simulering 1 og prisen fra simulering 2 på årsbasis og over tiårsperioden. I vinter-/vårmånedene er prisene fra simulering 1 lavere enn prisene fra simulering 2. Når etterspørselen er høy utgjør en prosentvis reduksjon en større andel enn en fast reduksjon. Det er derfor en større priseffekt for en prosentvis reduksjon. I sommer-/høstmånedene er det omvendt. Etterspørselen er lav og en prosentvis reduksjon utgjør en mindre andel enn en fast reduksjon. Følgelig blir det en lavere priseffekt av en prosentvis reduksjon. Prisdifferansen minker i løpet av tiårsperioden.



Figur 6.4 Prisdifferanse mellom simulering 1 og 2, simuleringssett A

Minst forskjell er det i resultatene fra simulering 2 og 3. En sammenligning av prisen i simulering 2 med prisen i simulering 3 viser at en konstant reduksjon hver time hele døgnet fra og med år 2 har en større priseffekt enn om reduksjonen bare gjøres i arbeidstiden. Dette kan forklares med at priselastisiteten er større om dagen enn om natten. Dette kan leses ut av den estimerte modellen. Det vil si at om dagen har en endring i prisen større effekt på konsumet, mens en endring i konsumet har mindre effekt på prisen. At all reduksjonen gjøres i den perioden hvor konsumendringer har minst effekt på prisen vil derfor gi høyere priser enn om reduksjonen er jevnt fordelt over alle timer. Forskjellen er størst når etterspørselen er høy, og differansen øker i løpet av perioden. Dette viser grafene i figur 6.5.



Figur 6.5 Prisdifferanse mellom simulering 2 og 3, simuleringssett A

6.2. Simuleringssett B – Langvarig reduksjon i etterspørselen

Simuleringen starter med basisåret som er i hydrologisk balanse, akkurat som i simuleringssett A. Deretter gjøres det etterspørselsreduksjon hvert eneste år frem til år ti som er det siste året i simuleringen. Reduksjonen over de ti årene summeres til 7,4 TWh. Resultatene i tabell 5 viser at magasinenes fyllingsgrad ved slutten av det tiende året er på rundt 91 prosent. Dette er en økning på 27 prosent i forhold til utgangspunktet. Men av kolonnen med overflod fra magasinene kan det leses at det i løpet av de ti årene har rent over vann tilsvarende nesten 16 TWh. Det første vannet renner over i år seks. Simuleringen av modellen gir ikke lave nok priser til at elektrisiteten kommer ut på markedet. For mye vann blir liggende i magasinene som dermed renner over. Det er tydelig at det er nødvendig med en større prisreduksjon eller mer overføring til andre markeder for å hindre overflod av vann.

Tabell 5 Endring i magasinfylingsgrad, simuleringssett B

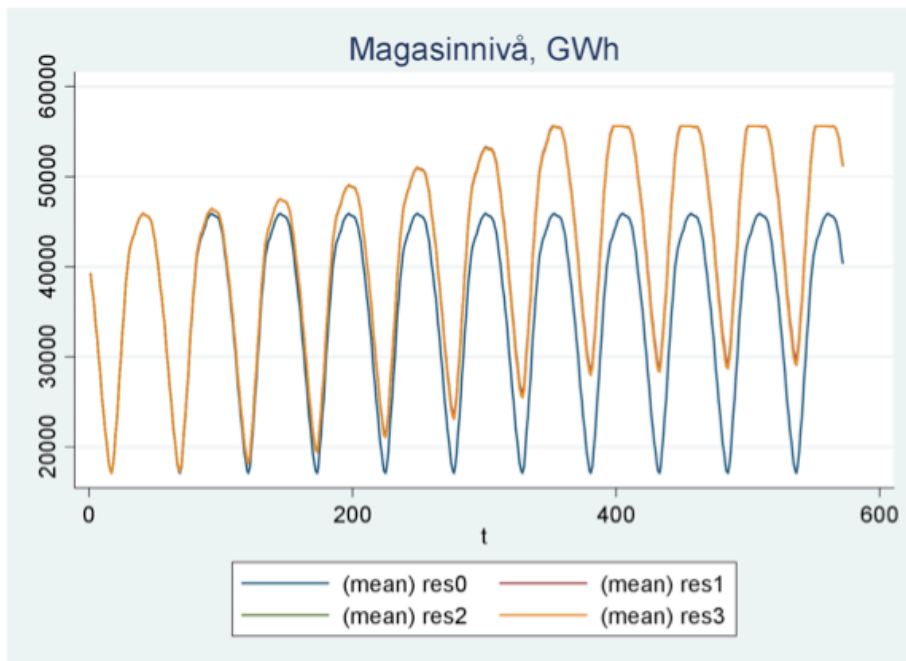
Reduksjon pr time	Magasin-fyllingsgrad i basisåret	Magasin-fyllingsgrad ved periodens slutt	Endring i magasin-fyllingsgrad	Overflod fra magasinene totalt i TWh
1) 0,87 %	71,54	91,41	27,77 %	15,80
2) 84,5 MWh	71,54	91,01	27,22 %	15,71
3) 253,5 MWh (8-16)	71,54	91,00	27,20 %	15,54

Prisen har likevel gjennomgått en kraftig, men ikke tilstrekkelig, reduksjon på rundt 42,5 prosent. Produsentenes årlige bruttoinntekter, og følgelig produsentoverskuddet reduseres med 11 milliarder kroner, mens konsumentoverskuddet øker tilsvarende og husholdningene kan glede seg over å betale i overkant av 2000 kroner mindre for strømmen i år ti sammenlignet med basisåret. Den gjennomsnittlige prisen i år ti er omtrent 21,5 EUR/MWh. I tabell 6 vises resultatene for de tre simuleringene.

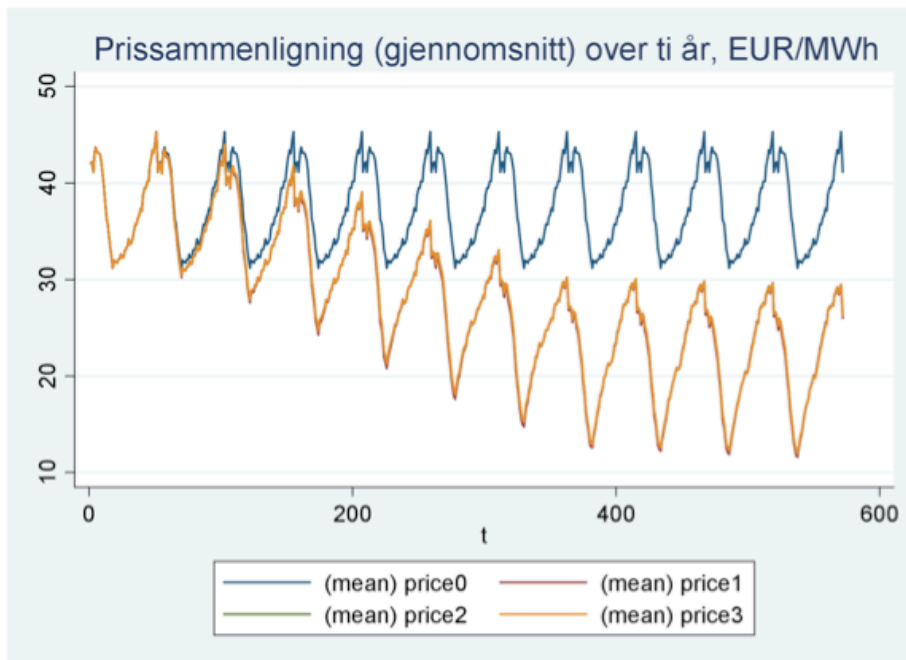
Tabell 6 Endringer i prisen, simuleringssett B

Reduksjon pr time	Gjennomsnittlig pris i basisåret (EUR/MWh)	Gjennomsnittlig pris ved periodens slutt (EUR/MWh)	Endring i snittprisen (%)
1) 0,87 %	37,55	21,46	-42,85 %
2) 84,5 MWh	37,55	21,68	-42,26 %
3) 253,5 MWh (8-16)	37,55	21,63	-42,40 %

Grafene i figur 6.6 og 6.7 viser at økningen i magasinivået og fallet i prisen er ytterligere større i simuleringssett B enn i simuleringssett A. Grafene for magasinivået har flate topper de siste årene i perioden. Dette indikerer at magasinene er fulle og renner over. De blå grafene er magasinivå og priser i normalår uten etterspørselsreduksjoner. Og den gule grafen ligger oppå de to andre simuleringene. Det kan leses ut av grafen for simulert prisnivå at prisen stagnerer når magasinene renner over. Sommerprisen har da blitt forholdsvis mye lavere enn vinterprisen sammenlignet med utgangspunktet.

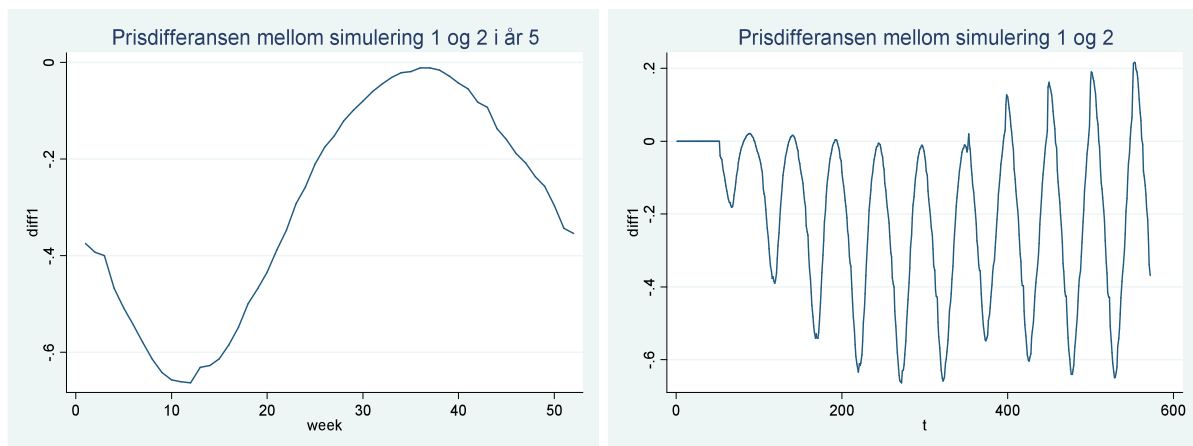


Figur 6.6 Simulert magasinnivå, simuleringssett B



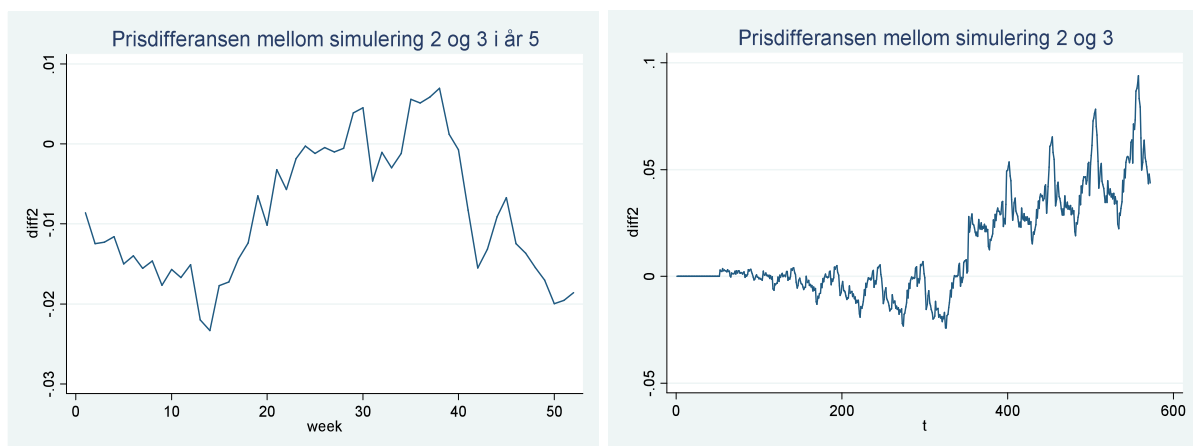
Figur 6.7 Simulert prisnivå, simuleringssett B

Prisdifferansen mellom simulering 1 og 2 i dette simuleringssettet viser at prisen fra simulering 1 stort sett er lavere enn prisen fra simulering 2 de første årene. Dette kommer av at den totale reduksjonen i etterspørselen fra simulering 1 er større de første årene enn i simulering 2. På slutten av tiårsperioden er det omvendt, og mønsteret viser at prisen fra simulering 1 er minst om vinteren/våren, mens prisen fra simulering 2 er minst om sommeren/høsten. Prisdifferansen vises i figur 6.8.



Figur 6.8 Prisdifferanse mellom simulering 1 og 2, simuleringssett B

I figur 6.9 vises prisdifferansen mellom simulering 2 og 3. Frem til år fem er stort sett prisen i simulering 3 høyere enn prisen i simulering to, men mønsteret er omvendt sammenlignet med i simuleringssett A. I år fem skjer en endring og prisen i simulering 2 forblir høyere enn prisen i simulering 3 ut perioden. Differansen øker gjennom hele perioden siden reduksjonen utgjør en stadig større andel av etterspørselen.



Figur 6.9 Prisdifferanse mellom simulering 2 og 3, simuleringssett B

6.3. Simuleringssett C – Langsiktig reduksjon med redusert tilbudselasticitet

I simuleringssett B ble resultatet av etterspørselsreduksjonen at magasinene rant over. Dette kommer av at tilbudsligningen i markedsmodellen er for bratt til å oppnå lave nok priser til at magasinene ikke renner over. Ved å rotere tilbudskurven nedover slik at den blir slakere kan det simuleres en lavere pris. Tilbudselasticiteten gjøres større ved å redusere priskoeffisienten. Det legges inn i simuleringsmodellen at dersom magasinfyllingsgraden passerer 95 prosent skal priskoeffisienten reduseres med 50 prosent, og ved 98 prosent skal den reduseres ytterligere til 25 prosent av opprinnelig verdi. Deretter er det kjørt tre forskjellige simuleringer hvorav den første (simulering 1) uten noen ytterligere endring i modellen, den andre simuleringen (simulering 2) med ti prosents reduksjon i priskoeffisienten for magasinfyllingsgrad på 95 prosent og nedover, og den tredje (simulering 3) med 20 prosents reduksjon i priskoeffisienten dersom magasinfyllingsgraden er 95 eller mindre. Alle simuleringene er med 83,5 MWh etterspørselsreduksjon i timen.

Det er først i simulering 3, med 20 prosent reduksjon i priskoeffisienten, at tilbudselasticiteten er stor nok til at det ikke lenger flommer over i magasinene. Dette vises i tabell 7. Magasinfyllingsgraden ved slutten av år ti er da på nesten 88 prosent.

Tabell 7 Endring i magasinivået, simuleringssett C

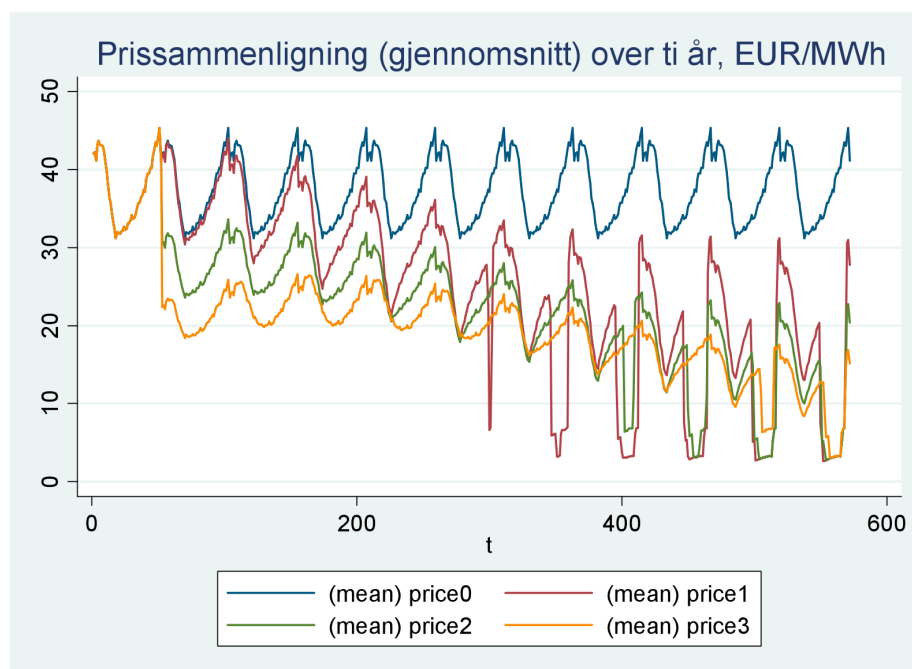
Reduksjon pr time	Magasin- fyllingsgrad i basisåret	Magasin- fyllingsgrad ved periodens slutt	Endring i magasin- fyllingsgrad (%)	Overflod fra magasinene totalt i TWh
Simulering 1	71,54	88,42	23,60 %	4,25
Simulering 2	71,54	88,21	23,30 %	1,86
Simulering 3	71,54	87,77	22,69 %	0,00

Den gjennomsnittlige prisen i år ti må helt ned til 10 EUR/MWh før vannet som tidligere rant over kommer ut i markedet. Se tabell 8. Prisreduksjonen er på 73 prosent sammenlignet med basisåret. Det vil si 20 milliarder kroner mindre i årlige bruttoinntekter for produsentene, samt nesten 4000 kroner lavere strømregning for en gjennomsnittlig husholdning i år ti. En stor del av produsentoverskuddet forflyttes til konsumentene.

Tabell 8 Endring i prisnivået, simuleringssett C

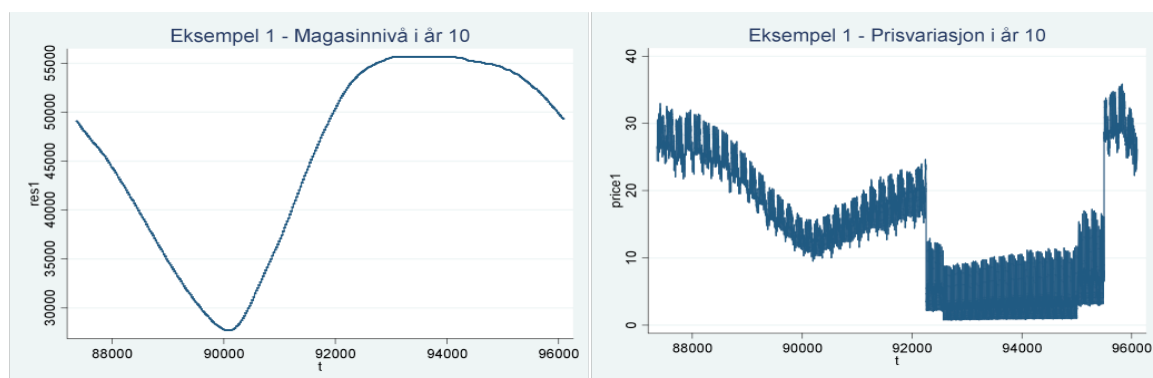
Reduksjon pr time	Gjennomsnittlig pris i basisåret (EUR/MWh)	Gjennomsnittlig pris ved periodens slutt (EUR/MWh)	Endring i snittprisen (%)
Simulering 1	37,55	14,6	-61,12 %
Simulering 2	37,55	11,54	-69,27 %
Simulering 3	37,55	10,11	-73,08 %

Grafene i figur 6.10 viser prisutviklingen i den ukentlige gjennomsnittsprisen for de tre eksemplene sammenlignet med normalår uten etterspørselreduksjon eller endret elasticitet. Forskjellen i prisen mellom sommer/høst og vinter/vår er spesielt høy i simulering 1. Sommerprisen er lavere enn prisen fra simulering 3 helt frem til det siste året. Likevel renner magasinet over. Den siste simuleringen, simulering 3 har minst prisspenn mellom sesongene og er også den simuleringen der det unngås at magasinene renner over.

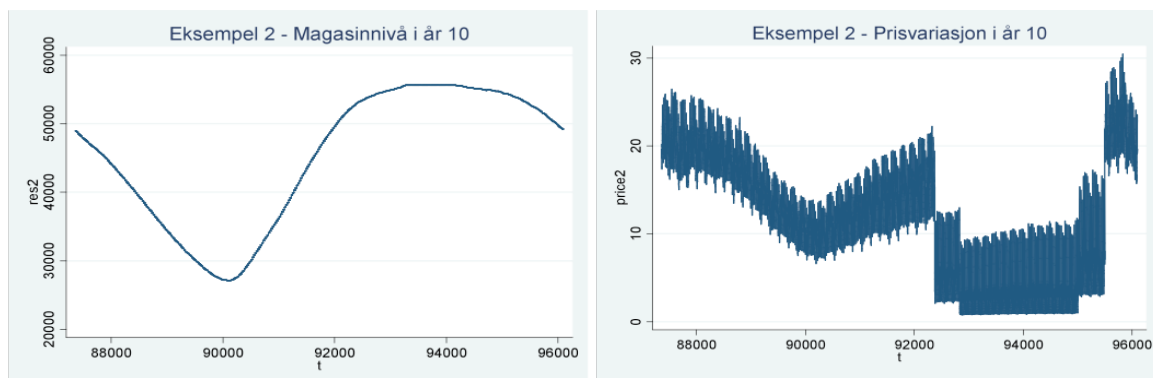


Figur 6.10 Simulert prisnivå, simuleringssett C

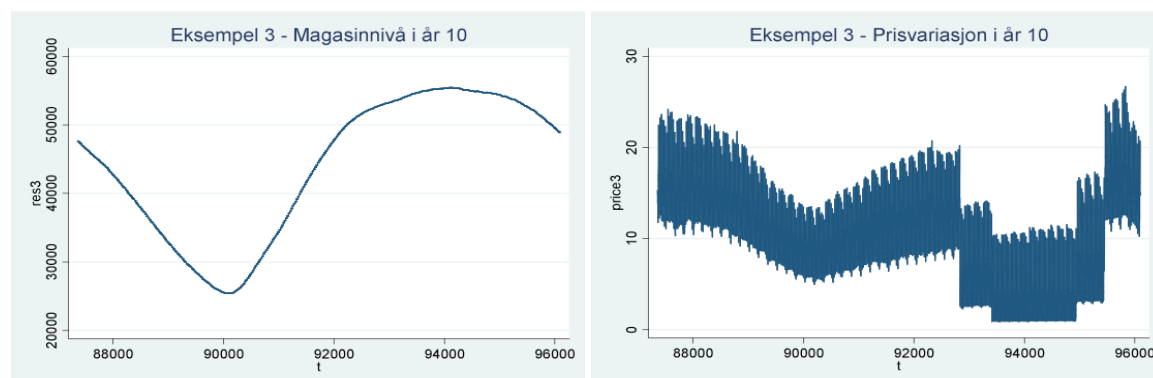
I figur 6.11, 6.12 og 6.13 vises magasinnivået og prisen i år ti for alle de tre eksemplene. I simulering 1 og 2 er det fortsatt flatt på toppen av magasinkurven tidlig om høsten. Det er da magasinet renner over. Mens i magasinkurven til simulering 3 er det flate partiet borte. Magasinene renner ikke lenger over. Prisgrafene viser at prisene i alle tilfellene dumpes om høsten når magasinet overstiger 95 prosent fyllingsgrad. Dette illustreres med et plutselig fall i priskurven. Fallet blir ikke like stort når produksjonskoeffisienten ellers i året også er redusert.



Figur 6.11 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 1, simuleringsett C



Figur 6.12 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 2, simuleringsett C



Figur 6.13 Simulert magasin- og prisnivå i år 10, simulering 3, simuleringsett C

Konklusjon

I vannkraftsystemet er det ikke mulig å redusere produksjonen på lang sikt uten at det fører til at vannmagasinene renner over og vann går til spille. Den frigjorte elektrisiteten må derfor ut i markedet. Så lenge det norske markedet har forholdsvis liten overføringskapasitet til andre markeder, må det meste konsumeres i hjemmemarkedet. Prisen må reduseres kraftig med mindre en stor grad av nye konsumenter tiltrekkes i markedet og øker etterspørselen. Priseffekten av en etterspørselsreduksjon er større i et lukket vannkraftmarked enn i andre markeder med termisk kraftproduksjon, der det dyreste kraftverket kan stanses ved redusert etterspørsel.

Ved hjelp av en markedsmodell estimert for det gamle prisområdet NO1 som tidligere dekket hele Sør-Norge, har priseffekten av redusert etterspørsel tilsvarende energieffektivisering i bygninger blitt simulert, alle andre faktorer holdt konstant. Det første året i simuleringen er kalt basisåret og representerer markedet før etterspørselsendringen. Dette året er i hydrologisk balanse.

Simuleringssett A viser den langsiktige effekten av en kortvarig etterspørselsreduksjon. Reduksjonen ble gjort i år 1 med 0,74 TWh, som tilsvarer en tiendedel av det forventede energieffektiviseringspotensialet i NO1 over ti år. Selv om etterspørselsreduksjonen kun skjedde det første året, redusertes prisen gradvis over flere år. Etter ti år hadde prisen sunket med 14 prosent. Markedet nærmet seg da hydrologisk balanse, der både prisen og magasinutfyllingsgraden holder seg stabil.

I simuleringssett B ble effekten av den langvarige etterspørselsreduksjonen, på til sammen 7,4 TWh fordelt over ti år, simulert. Ved slutten av det tiende året hadde prisene sunket med 42 prosent, men magasinene hadde siden år seks rent over med vann tilsvarende til sammen 16 TWh. Tilbudsligningen i den estimerte modellen er for bratt til at det oppnås en så lav pris at all den potensielle elektrisiteten kommer ut i det tilnærmet lukkede markedet NO1. Mer og mer vann ville renne over for hvert år.

I simuleringssett C ble det gjort en rotasjon i tilbudskurven ved å øke tilbudselasticiteten. Med 50 prosent reduksjon i produksjonskoeffisienten dersom magasinutfyllingsgraden oversteg 95 prosent, 75 prosent reduksjon dersom den oversteg 98 prosent og 20 prosent reduksjon i produksjonskoeffisienten utover dette, ble prisen simulert så lav at det forhindret at

magasinene rant over. Prisen i år ti hadde da sunket med 73 prosent sammenlignet med prisen i basisåret.

Simuleringene viser at redusert etterspørsel etter elektrisitet fører til vannoverskudd og veldig lave priser i det norske elektrisitetsmarkedet. Dersom den frigjorte elektrisiteten får nye bruksområder der den for eksempel erstatter energi fra fossilt brennstoff, innen eller utenfor markedet, vil følgene være annerledes. En økt etterspørsel innad i markedet kan eliminere effekten av etterspørselsreduksjon som følge av energieffektivisering, mens økt overføringskapasitet til andre markeder gjør det mulig å flytte overflødig elektrisitet ut av markedet i stedet for å redusere prisen. Dette kan også gi reduksjon i klimagassutslipp.

Kildeliste

- Bellona og Siemens. (2007). *Energieffektivisering*. Bellona og Siemens.
- Biørn, E. (2009). *Økonometriske emner, 3.utgave*. Unipub.
- Bye, T. (2008). Forelesningsnotater ECN280. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap.
- Bye, T., & Hansen, P. V. (2008). *How do spot prices affect aggregate electricity demand?* Statistics Norway Research Departement.
- Ericson, T. (2007). *Short-term electricity demand response*. NTNU.
- European Commission. (2010, 23. februar). *The EU climate and energy package*. Retrieved 9. mai, 2010 from European Commission, Environment: http://ec.europa.eu/environment/climat/climate_action.htm
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower economics*. Springer.
- Johnsen, T. A. (1999). *Demand Generation and Spot Price in the Norwegian Market for Electric Power*.
- Johnsen, T. A., Verma, S. K., & Wolfram, C. (1999). *Zonal pricing and demand-side bidding in the norwegian electricity market*. University of California Energy Institute.
- Klimakur 2020. (2010, 17. februar). *Klimagassutslippene fra byggsektoren kan reduseres kraftig*. Retrieved 23. februar, 2010 from klimakur.no: http://www.klimakur.no/Documents/klimakur_faktaark_bygg170210.pdf
- Kommunal- og regionaldepartementet. (2009, 22. september). *Energibruken i bygg skal ned*. Retrieved 20. januar, 2010 from Regjeringen.no: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/krd/pressemelder/pressemeldinger/2009-2/energibruken-i-bygg-skal-ned.html?id=577678>
- Lavenergiutvalget. (Juni 2009). *Energieffektivisering*. Olje- og energidepartementet.
- Naucmér, T., & Enkvist, P.-A. (2009). *Pathways to a low-carbon economy, Version 2*. McKinsey & Company.
- Nord Pool Spot AS. (n.d.). Retrieved 15. februar, 2010 from <http://www.nordpoolspot.com/>

Nord Pool Spot AS. (n.d.). *System Price*. Retrieved 15. februar, 2010 from www.nordpoolspot.com:
http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/

NVE. (2009, 22. mars). *Energistatus 2008: Energi til oppvarming*. Retrieved 25. januar, 2010 from NVE: <http://www.nve.no/no/Energistatus-2008/Energibruk/Energi-til-opppvarming-/>

NVE. (2010). *Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4.kvartal 2009*. Norges vassdrags- og energidirektorat.

Sintef Byggforsk. (2009). *Energieffektivisering i bygninger - mye miljø for pengene!* Sintef.

Sintef Energi. (2005, 13. juni). *www.sintef.biz*. (Tøfte, Bruland, & Kolberg, Editors) Retrieved 13. april, 2010 from Betre tilsigsprognoser med meir informasjon:
<http://www.sintef.biz/Olje-og-energi/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2004/Nr-1---april/Betre-tilsigsprognoser-med-meir-informasjon/>

Statnett. (2007, 29. august). *Nyhetsarkiv 2007*. Retrieved 17. april, 2010 from www.statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2007/Hvorfor-blir-det-forskjellige-kraftpriser-i-Norge-/>

Stavø, J.-E. (2009). *Har prisene på elektrisitet i Norge endret seg som følge av NorNed kablen?* Masteroppgave. IØR-UMB.

Wooldridge, J. M. (2009). *Introductory Econometrics - A Modern Approach, 4th edition*. South-Western Cengage Learning.

Vedlegg

Vedlegg 1 Variablene

variable name	storage type	display format	value label	variable label
price1	float	%8.2f		Price Eur/Mwh
lprice1	float	%9.0g		LOG price1
prod1	float	%9.1f		Production in Mwh
lprod1	float	%9.0g		LOG prod1
rtr_no1	float	%9.0g		Real-time reservoir NO1 (Gwh)
lrtr1	float	%9.0g		LOG real-time reservoir NO1
res_inf_no1	float	%6.0f		Reservoir inflow (Mwh)
linfl1	float	%9.0g		LOG inflow NO1
res_norm_no1	float	%6.1f		Mean reservoir filling (%)
lnorm1	float	%9.0g		LOG normal reservoir NO1
sobl5	float	%8.2f		Government bonds (5 years)
sobl5quad	float	%9.0g		sobl5 squared
poil	float	%9.0g		Brent crude oil (EUR)
lpoil	float	%9.0g		LOG Brent crude oil (EUR)
spot_eua	float	%8.2f		EUA spot price
lnpco2	float	%9.0g		LOG EUA price (EUR/tonn)
lndco2	float	%9.0g		Dummy for CO2 market
p_eex1	float	%8.2f		Price EEX in Euros
lpeex1	float	%9.0g		LOG p_eex1

variable name	storage type	display format	value label	variable label
cons1	float	%9.1f		Consumption in Mwh
lcons1	float	%9.0g		LOG cons1
price1	float	%8.2f		Price Eur/Mwh
lprice1	float	%9.0g		LOG price1
temp_osl1	float	%4.2f		Temperature in oslo
lntosl1	float	%9.0g		LOG temp_osl1
lntosl1quad	float	%9.0g		lntosl1 squared
dst	byte	%3.0f		Daylight savings time
dwkend	float	%9.0g		Dummy for weekends
dholi	float	%9.0g		Dummy for holidays
poil	float	%9.0g		Brent crude oil (EUR)
lpoil	float	%9.0g		LOG Brent crude oil (EUR)
lday	float	%5.2f		Day length (OSL)

.

Vedlegg 2 Koeffisienter og p-verdier for alle timene

1. Tilbud

	Time 1		Time 2		Time 3		Time 4	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,301	0,106	0,329	0,071	0,384	0,032	0,400	0,022
L5.linfl1	-0,110	0,005	-0,137	0,001	-0,155	0,000	-0,168	0,000
L5.ltr1	-1,842	0,000	-1,891	0,000	-1,967	0,000	-1,985	0,000
L5.lnorm1	2,008	0,000	2,073	0,000	2,149	0,000	2,178	0,000
L2.sobl5	1,746	0,000	1,866	0,000	1,961	0,000	2,106	0,000
L2.sobl5quad	-0,235	0,000	-0,250	0,000	-0,262	0,000	-0,280	0,000
L2.lpoil	0,497	0,014	0,556	0,009	0,588	0,007	0,591	0,007
L2.lnpco2	0,059	0,047	0,081	0,006	0,091	0,003	0,095	0,002
L2.lndco2	0,088	0,193	0,138	0,055	0,174	0,025	0,180	0,023
L2.lpeex1	0,201	0,000	0,100	0,001	0,070	0,002	0,051	0,013
_cons	7,108	0,000	7,259	0,000	7,220	0,000	7,050	0,000
Root MSE	0,323		0,350		0,392		0,390	
R2	0,451		0,420		0,380		0,395	
	Time 5		Time 6		Time 7		Time 8	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,454	0,006	0,484	0,001	0,481	0,000	0,440	0,000
L5.linfl1	-0,157	0,000	-0,126	0,001	-0,119	0,000	-0,122	0,000
L5.ltr1	-2,007	0,000	-2,027	0,000	-1,961	0,000	-1,845	0,000
L5.lnorm1	2,193	0,000	2,205	0,000	2,121	0,000	1,991	0,000
L2.sobl5	2,298	0,000	2,280	0,000	2,248	0,000	1,928	0,000
L2.sobl5quad	-0,305	0,000	-0,304	0,000	-0,301	0,000	-0,259	0,000
L2.lpoil	0,587	0,007	0,589	0,007	0,623	0,002	0,584	0,002
L2.lnpco2	0,090	0,003	0,081	0,004	0,078	0,003	0,074	0,003
L2.lndco2	0,177	0,027	0,162	0,036	0,146	0,042	0,116	0,076
L2.lpeex1	0,057	0,008	0,067	0,002	0,030	0,026	0,050	0,002
_cons	6,236	0,001	5,783	0,001	5,445	0,001	5,826	0,000
Root MSE	0,399		0,388		0,380		0,349	
R2	0,393		0,395		0,407		0,439	
	Time 9		Time 10		Time 11		Time 12	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,443	0,000	0,415	0,000	0,379	0,000	0,364	0,000
L5.linfl1	-0,118	0,000	-0,103	0,000	-0,102	0,000	-0,105	0,000
L5.ltr1	-1,795	0,000	-1,772	0,000	-1,749	0,000	-1,756	0,000
L5.lnorm1	1,927	0,000	1,900	0,000	1,882	0,000	1,897	0,000
L2.sobl5	1,733	0,000	1,681	0,000	1,645	0,000	1,656	0,000
L2.sobl5quad	-0,234	0,000	-0,227	0,000	-0,222	0,000	-0,224	0,000
L2.lpoil	0,540	0,002	0,510	0,003	0,491	0,003	0,498	0,004
L2.lnpco2	0,070	0,005	0,056	0,027	0,050	0,050	0,043	0,103
L2.lndco2	0,099	0,113	0,076	0,211	0,059	0,329	0,049	0,420
L2.lpeex1	0,083	0,001	0,139	0,000	0,160	0,000	0,181	0,000
_cons	5,924	0,000	5,905	0,000	6,108	0,000	6,186	0,000
Root MSE	0,328		0,309		0,300		0,299	
R2	0,456		0,475		0,482		0,487	

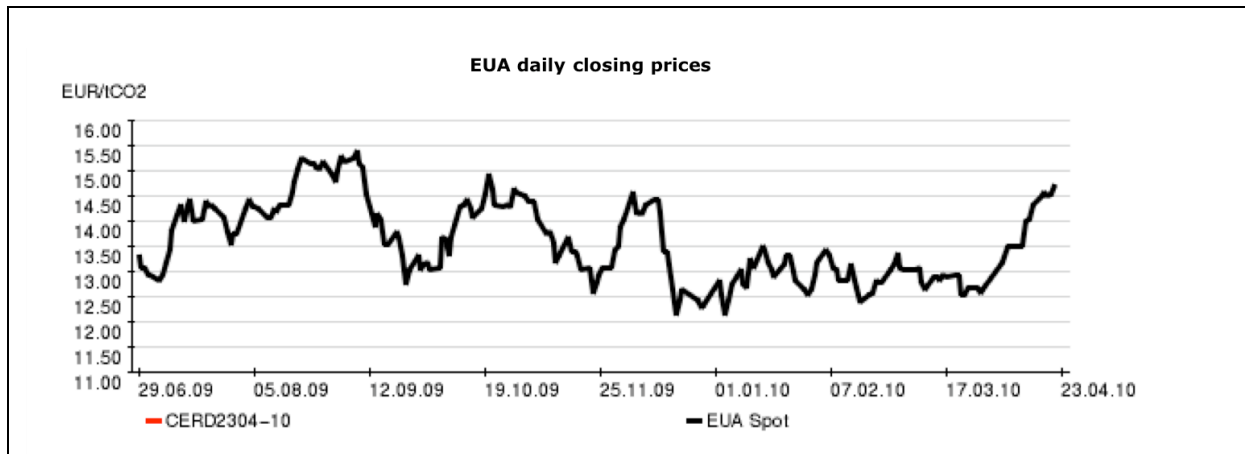
	Time 13		Time 14		Time 15		Time 16	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,336	0,000	0,330	0,000	0,336	0,000	0,336	0,000
L5.linfl1	-0,102	0,000	-0,109	0,000	-0,114	0,000	-0,117	0,000
L5.ltr1	-1,726	0,000	-1,731	0,000	-1,752	0,000	-1,758	0,000
L5.lnorm1	1,860	0,000	1,873	0,000	1,895	0,000	1,900	0,000
L2.sobl5	1,623	0,000	1,633	0,000	1,676	0,000	1,687	0,000
L2.sobl5quad	-0,219	0,000	-0,221	0,000	-0,226	0,000	-0,227	0,000
L2.lpoil	0,470	0,004	0,485	0,004	0,504	0,004	0,506	0,004
L2.lnpco2	0,044	0,103	0,053	0,045	0,061	0,018	0,062	0,016
L2.lndco2	0,055	0,373	0,065	0,293	0,080	0,203	0,081	0,196
L2.lpeex1	0,202	0,000	0,165	0,000	0,130	0,000	0,123	0,000
_cons	6,341	0,000	6,523	0,000	6,623	0,000	6,697	0,000
Root MSE	0,299		0,305		0,308		0,312	
R2	0,487		0,479		0,475		0,471	
	Time 17		Time 18		Time 19		Time 20	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,311	0,000	0,205	0,010	0,144	0,092	0,164	0,089
L5.linfl1	-0,115	0,000	-0,113	0,000	-0,106	0,001	-0,092	0,004
L5.ltr1	-1,745	0,000	-1,695	0,000	-1,675	0,000	-1,693	0,000
L5.lnorm1	1,872	0,000	1,791	0,000	1,770	0,000	1,780	0,000
L2.sobl5	1,689	0,000	1,577	0,000	1,544	0,000	1,485	0,000
L2.sobl5quad	-0,228	0,000	-0,214	0,000	-0,209	0,000	-0,201	0,000
L2.lpoil	0,505	0,005	0,482	0,006	0,459	0,007	0,434	0,008
L2.lnpco2	0,056	0,032	0,035	0,184	0,034	0,189	0,031	0,247
L2.lndco2	0,065	0,297	0,019	0,751	0,012	0,855	0,019	0,772
L2.lpeex1	0,141	0,000	0,205	0,000	0,233	0,000	0,281	0,000
_cons	6,859	0,000	7,720	0,000	8,120	0,000	7,935	0,000
Root MSE	0,311		0,306		0,303		0,301	
R2	0,479		0,494		0,500		0,503	
	Time 21		Time 22		Time 23		Time 24	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprod	0,264	0,034	0,310	0,031	0,269	0,101	0,317	0,095
L5.linfl1	-0,087	0,009	-0,089	0,007	-0,087	0,010	-0,103	0,004
L5.ltr1	-1,758	0,000	-1,781	0,000	-1,786	0,000	-1,847	0,000
L5.lnorm1	1,869	0,000	1,917	0,000	1,921	0,000	1,992	0,000
L2.sobl5	1,521	0,000	1,610	0,000	1,678	0,000	1,773	0,000
L2.sobl5quad	-0,205	0,000	-0,215	0,000	-0,222	0,000	-0,235	0,000
L2.lpoil	0,429	0,011	0,394	0,018	0,341	0,036	0,410	0,030
L2.lnpco2	0,033	0,223	0,025	0,379	0,011	0,719	0,037	0,239
L2.lndco2	0,038	0,579	0,018	0,794	-0,003	0,966	0,049	0,495
L2.lpeex1	0,287	0,000	0,331	0,000	0,434	0,000	0,328	0,000
_cons	7,171	0,000	6,642	0,000	6,757	0,000	6,807	0,000
Root MSE	0,304		0,302		0,302		0,318	
R2	0,489		0,487		0,498		0,468	

2. Etterspørsel

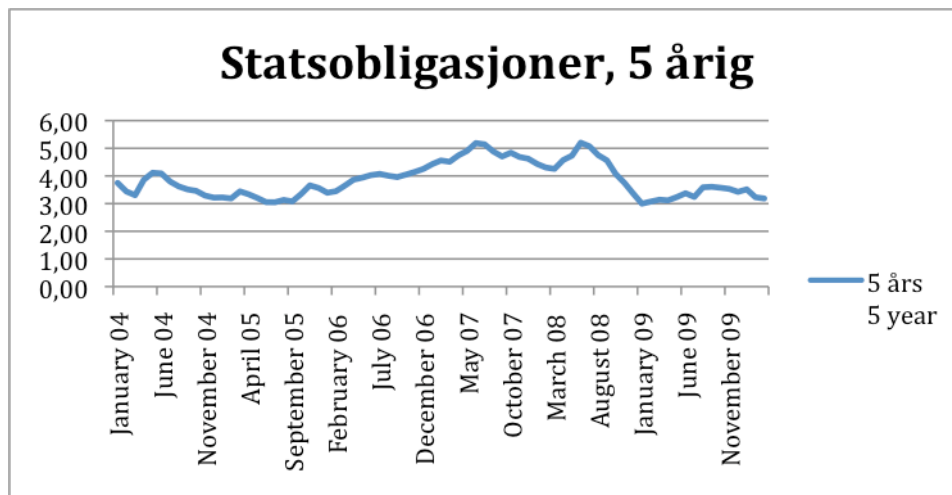
	Time 1		Time 2		Time 3		Time 4	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,041	0,000	-0,038	0,000	-0,030	0,000	-0,030	0,000
lnTosl	-0,045	0,000	-0,051	0,000	-0,053	0,000	-0,053	0,000
lnTosl1quad	0,041	0,000	0,043	0,000	0,044	0,000	0,045	0,000
L.lnTosl1	-0,032	0,000	-0,033	0,000	-0,034	0,000	-0,041	0,000
L.lnTosl1quad	0,032	0,000	0,033	0,000	0,033	0,000	0,035	0,000
Daylight savings time	-0,076	0,000	-0,080	0,000	-0,082	0,000	-0,081	0,000
Dummy for weekends	-0,007	0,001	-0,007	0,001	-0,011	0,000	-0,017	0,000
Dummy for holidays	-0,017	0,036	-0,017	0,037	-0,023	0,003	-0,029	0,000
L2.lpoil	0,093	0,000	0,094	0,000	0,090	0,000	0,089	0,000
Day length (OSL)	-0,006	0,000	-0,007	0,000	-0,008	0,000	-0,008	0,000
_cons	8,770	0,000	8,736	0,000	8,714	0,000	8,726	0,000
Root MSE	0,053		0,055		0,057		0,057	
R2	0,936		0,934		0,932		0,933	
	Time 5		Time 6		Time 7		Time 8	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,024	0,001	-0,032	0,000	-0,043	0,000	-0,043	0,000
lnTosl	-0,048	0,000	-0,035	0,000	-0,013	0,051	0,001	0,855
lnTosl1quad	0,045	0,000	0,041	0,000	0,036	0,000	0,031	0,000
L.lnTosl1	-0,036	0,000	-0,018	0,005	0,008	0,234	0,028	0,000
L.lnTosl1quad	0,034	0,000	0,030	0,000	0,024	0,000	0,017	0,000
Daylight savings time	-0,080	0,000	-0,082	0,000	-0,078	0,000	-0,057	0,000
Dummy for weekends	-0,030	0,000	-0,060	0,000	-0,134	0,000	-0,217	0,000
Dummy for holidays	-0,037	0,000	-0,055	0,000	-0,106	0,000	-0,174	0,000
L2.lpoil	0,090	0,000	0,089	0,000	0,097	0,000	0,092	0,000
Day length (OSL)	-0,009	0,000	-0,008	0,000	-0,006	0,000	-0,005	0,000
_cons	8,707	0,000	8,732	0,000	8,772	0,000	8,887	0,000
Root MSE	0,057		0,057		0,057		0,060	
R2	0,938		0,943		0,945		0,942	
	Time 9		Time 10		Time 11		Time 12	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,044	0,000	-0,049	0,000	-0,052	0,000	-0,053	0,000
lnTosl	0,010	0,150	0,011	0,067	0,008	0,139	0,011	0,032
lnTosl1quad	0,029	0,000	0,028	0,000	0,029	0,000	0,029	0,000
L.lnTosl1	0,035	0,000	0,031	0,000	0,031	0,000	0,028	0,000
L.lnTosl1quad	0,014	0,000	0,014	0,000	0,013	0,000	0,012	0,000
Daylight savings time	-0,046	0,000	-0,036	0,000	-0,027	0,001	-0,020	0,019
Dummy for weekends	-0,208	0,000	-0,158	0,000	-0,124	0,000	-0,109	0,000
Dummy for holidays	-0,172	0,000	-0,140	0,000	-0,113	0,000	-0,095	0,000
L2.lpoil	0,083	0,000	0,079	0,000	0,075	0,000	0,072	0,000
Day length (OSL)	-0,004	0,000	-0,003	0,002	-0,004	0,000	-0,006	0,000
_cons	8,941	0,000	8,977	0,000	9,031	0,000	9,061	0,000
Root MSE	0,058		0,056		0,054		0,053	
R2	0,941		0,939		0,938		0,938	

	Time 13		Time 14		Time 15		Time 16	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,059	0,000	-0,060	0,000	-0,059	0,000	-0,063	0,000
lnTosl	0,017	0,002	0,019	0,001	0,022	0,000	0,021	0,000
lnTosl1quad	0,027	0,000	0,026	0,000	0,025	0,000	0,025	0,000
L.lnTosl1	0,026	0,000	0,025	0,000	0,024	0,000	0,014	0,015
L.lnTosl1quad	0,012	0,000	0,011	0,000	0,012	0,000	0,015	0,000
Daylight savings time	-0,016	0,069	-0,019	0,035	-0,023	0,010	-0,030	0,001
Dummy for weekends	-0,109	0,000	-0,115	0,000	-0,118	0,000	-0,114	0,000
Dummy for holidays	-0,096	0,000	-0,097	0,000	-0,094	0,000	-0,083	0,000
L2.lpoil	0,075	0,000	0,076	0,000	0,076	0,000	0,080	0,000
Day length (OSL)	-0,007	0,000	-0,007	0,000	-0,007	0,000	-0,009	0,000
_cons	9,074	0,000	9,091	0,000	9,077	0,000	9,096	0,000
Root MSE	0,054		0,055		0,056		0,056	
R2	0,936		0,932		0,932		0,934	
	Time 17		Time 18		Time 19		Time 20	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,064	0,000	-0,055	0,000	-0,047	0,000	-0,038	0,000
lnTosl	0,015	0,008	0,015	0,006	0,014	0,006	0,012	0,024
lnTosl1quad	0,026	0,000	0,025	0,000	0,026	0,000	0,026	0,000
L.lnTosl1	0,012	0,032	0,010	0,066	0,009	0,067	0,010	0,054
L.lnTosl1quad	0,015	0,000	0,016	0,000	0,018	0,000	0,019	0,000
Daylight savings time	-0,046	0,000	-0,065	0,000	-0,070	0,000	-0,065	0,000
Dummy for weekends	-0,105	0,000	-0,089	0,000	-0,074	0,000	-0,068	0,000
Dummy for holidays	-0,083	0,000	-0,087	0,000	-0,089	0,000	-0,091	0,000
L2.lpoil	0,087	0,000	0,087	0,000	0,088	0,000	0,092	0,000
Day length (OSL)	-0,010	0,000	-0,009	0,000	-0,008	0,000	-0,008	0,000
_cons	9,107	0,000	9,063	0,000	8,998	0,000	8,933	0,000
Root MSE	0,056		0,053		0,050		0,048	
R2	0,938		0,947		0,953		0,955	
	Time 21		Time 22		Time 23		Time 24	
	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value	coef	p-value
lprice	-0,039	0,000	-0,045	0,000	-0,040	0,000	-0,039	0,000
lnTosl	0,005	0,435	-0,008	0,168	-0,024	0,000	-0,036	0,000
lnTosl1quad	0,027	0,000	0,031	0,000	0,035	0,000	0,037	0,000
L.lnTosl1	0,007	0,202	-0,002	0,675	-0,013	0,016	-0,024	0,000
L.lnTosl1quad	0,020	0,000	0,024	0,000	0,027	0,000	0,030	0,000
Daylight savings time	-0,050	0,000	-0,041	0,000	-0,049	0,000	-0,068	0,000
Dummy for weekends	-0,064	0,000	-0,058	0,000	-0,045	0,000	-0,028	0,000
Dummy for holidays	-0,082	0,000	-0,067	0,000	-0,050	0,000	-0,031	0,000
L2.lpoil	0,095	0,000	0,097	0,000	0,098	0,000	0,103	0,000
Day length (OSL)	-0,009	0,000	-0,009	0,000	-0,008	0,000	-0,006	0,000
_cons	8,916	0,000	8,904	0,000	8,842	0,000	8,766	0,000
Root MSE	0,050		0,052		0,050		0,052	
R2	0,949		0,942		0,941		0,934	

Vedlegg 3 Bakgrunn for valg av de konstante verdiene for CO₂-kvoter, statsobligasjonsrente og oljepris i simuleringsmodellen.



Kilde: Nord Pool ASA



Kilde: Norges Banks rentestatistikk

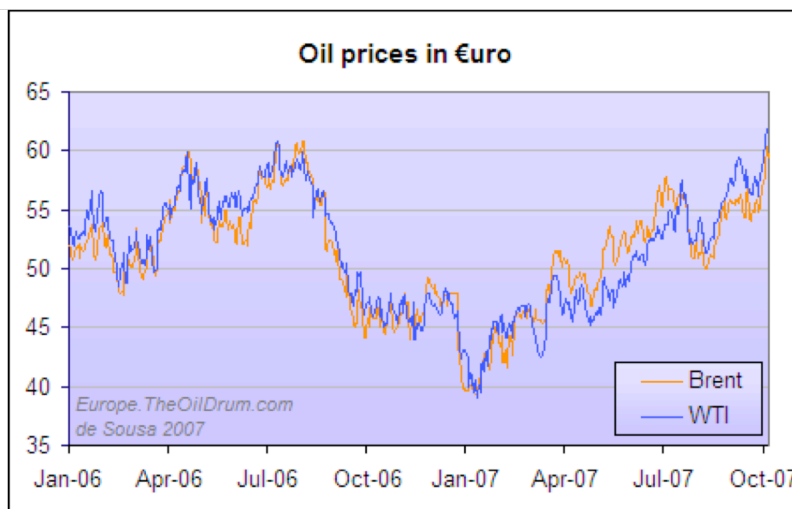


Figure 2 - Oil prices against the Euro

Kilde: The Oil Drum: Europe

Vedlegg 4 Simuleringssett A

	År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10
Normalår, ingen reduksjon											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Totalt konsum (TWh)	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54
Normalår, 0,83% reduksjon hver time											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	92,04	92,15	92,23	92,29	92,35	92,39	92,42	92,45	92,47
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,92	88,05	88,15	88,23	88,3	88,35	88,39	88,43	88,46	88,48
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,82	35,67	34,79	34,11	33,58	33,16	32,82	32,55	32,34	32,17
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,72	73,66	74,42	75,04	75,53	75,93	76,26	76,52	76,74	76,91
Normalår, 84,5 MWh reduksjon hver time											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	92,04	92,14	92,23	92,29	92,34	92,39	92,42	92,45	92,47
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,91	88,05	88,15	88,23	88,3	88,35	88,39	88,43	88,46	88,48
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,84	35,67	34,79	34,1	33,56	33,14	32,8	32,53	32,32	32,14
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,73	73,68	74,45	75,07	75,57	75,97	76,3	76,57	76,78	76,96
Normalår, 253,5 MWh reduksjon på dagtid											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	92,04	92,14	92,23	92,29	92,35	92,39	92,42	92,45	92,47
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,92	88,05	88,15	88,23	88,3	88,35	88,39	88,43	88,46	88,48
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,84	35,68	34,79	34,11	33,57	33,15	32,81	32,55	32,33	32,16
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,72	73,67	74,44	75,06	75,55	75,96	76,28	76,55	76,76	76,94

Vedlegg 5 Simuleringssett B

	År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10
Normalår, ingen reduksjon											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Totalt konsum (TWh)	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54
Normalår, 0,83% reduksjon hver time											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,88	91,33	90,89	90,52	90,2	89,91	89,51	88,84	88,2	87,56
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,88	87,34	86,89	86,53	86,21	85,92	85,51	84,85	84,2	83,57
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,78	1,54	2,3	3,05	3,79	4,54	5,27	6	6,7	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,78	34,86	32,29	29,45	26,59	23,91	22,22	21,94	21,69	21,46
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,79	75,02	78,04	81,72	85,97	90,33	90,65	90,96	91,21	91,41
Overflod i reservoaret (TWh)	0	0	0	0	0	0	0,23	2,88	3,56	4,23	4,9
Normalår, 84,5 MWh reduksjon hver tim											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	91,38	90,94	90,57	90,26	89,96	89,56	88,88	88,19	87,5
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,91	87,38	86,95	86,58	86,26	85,97	85,57	84,88	84,2	83,51
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	1,48	2,21	2,95	3,69	4,43	5,17	5,91	6,64	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,84	35,01	32,52	29,72	26,89	24,2	22,44	22,17	21,92	21,68
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,73	74,88	77,81	81,39	85,56	89,99	90,26	90,53	90,8	91,01
Overflod i reservoaret (TWh)	0	0	0	0	0	0	0,14	2,85	3,54	4,23	4,95
Normalår, 253,5 MWh reduksjon på dag											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	91,38	90,95	90,58	90,27	89,98	89,59	88,91	88,23	87,54
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,92	87,39	86,95	86,59	86,27	85,98	85,59	84,91	84,23	83,55
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	1,48	2,21	2,95	3,69	4,43	5,17	5,91	6,64	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,84	35,01	32,52	29,73	26,9	24,2	22,41	22,14	21,87	21,63
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,72	74,86	77,78	81,35	85,5	89,98	90,25	90,52	90,79	91
Overflod i reservoaret (TWh)	0	0	0	0	0	0	0,1	2,83	3,51	4,19	4,91

Vedlegg 6 Simuleringssett C

	År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10
Normalår, ingen reduksjon											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Totalt konsum (TWh)	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58	88,58
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54	71,54
Sim 1, ingen reduksjon ellers											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	91,91	91,38	90,94	90,57	90,57	91,69	91,94	91,57	91,03	90,47
Totalt konsum (TWh)	88,58	87,91	87,38	86,95	86,58	86,57	87,7	87,94	87,58	87,04	86,48
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	1,48	2,21	2,95	3,69	4,43	5,17	5,91	6,64	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	36,84	35,01	32,52	29,72	25,81	19,19	16,74	15,61	15,07	14,6
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	72,73	74,88	77,81	81,39	85	86,58	87,71	87,96	88,19	88,42
Overflod i reservoarene (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,86	1,41	1,98
Sim 2, 10 prosent reduksjon ellers											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	93,05	92,29	91,68	91,2	90,8	90,46	90,91	91,49	91,58	91,12
Totalt konsum (TWh)	88,58	89,05	88,29	87,69	87,2	86,8	86,47	86,92	87,5	87,58	87,13
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	1,48	2,21	2,95	3,69	4,43	5,17	5,91	6,64	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	27,89	28,01	27,1	25,48	23,49	21,37	17,23	13,89	12,19	11,54
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	70,69	71,2	72,79	75,26	78,44	82,24	85,21	87,16	87,98	88,21
Overflod i reservoarene (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,54	1,32
Sim 3, 20 prosent reduksjon ellers											
Totalt tilslig (TWh)	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57	92,57
Total produksjon (TWh)	92,57	94,2	93,19	92,39	91,77	91,29	90,89	90,56	90,28	90,72	91,38
Totalt konsum (TWh)	88,58	90,2	89,19	88,4	87,78	87,29	86,9	86,57	86,28	86,73	87,38
Total nettoeksport (TWh)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Total reduksjon (TWh)	0	0,74	1,48	2,21	2,95	3,69	4,43	5,17	5,91	6,64	7,38
Gjennomsnittlig pris (EUR/MWh)	37,55	21,26	22,67	22,97	22,32	21	19,34	17,57	15,82	12,61	10,11
Reservoarnivå ved årets slutt (prosent)	71,54	68,61	67,5	67,82	69,26	71,56	74,58	78,19	82,31	85,63	87,77
Overflod i reservoarene (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0