

Hvordan innfasing av vindkraft vil påvirke nordiske kraftpriser

Carl Anders Heilmann Lien

30. mai 2011



Masteroppgave ved Økonomisk Institutt
Master i samfunnsøkonomisk analyse/Master of Economic Theory and
Econometrics
UNIVERSITETET I OSLO

HVORDAN INNFASING AV VINDKRAFT VIL PÅVIRKE
NORDISKE KRAFTPRISER

Masteroppgave ved Økonomisk Institutt
Universitetet i Oslo

—
© Carl Anders Heilmann Lien

2011

Hvordan innfasing av vindkraft vil påvirke nordiske kraftpriser

Carl Anders Heilmann Lien

<http://duo.uio.no>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Danmark har vært et foregangsland når det kommer til implementering av vindkraft i sin strømproduksjon. Også i Norge er implementering av vindmøller, praktisk talt, i vinden. Norge og Sverige har nylig inngått en avtale om et felles marked for grønne sertifikater for å fremme investeringer av fornybar strømproduksjon. Mengden av vindkraft er idag beskjedent i Norge, men hvis fremtidige mål framsatt av politikerene blir realisert, vil det bli bygd ut vesentlig mer produksjon. Idag foreligger det planer om å etablere ny vindkraftproduksjon tilsvarende 80 TWh (Statnett, 2010:5). Avtalen om grønne sertifikater skal sørge for at Norge og Sverige tilsammen skal bygge ut ny fornybar kraft tilsvarende 26 TWh.

Gjennom nåværende vinter og den foregående, opplevde deler av Norge til tider veldig høye priser på strøm. Jeg ser i min oppgave nærmere på hva som var de underliggende årsakene til de høye prisene. Vinteren ifjor ble preget av flere uheldige forhold som førte til en stram produksjonssituasjon. Svensk kjernekraft var ute av drift lenger enn forespeilet, tilsig inn i magasinene var lavere enn normalt og temperaturene var lave. Sammen med en uelastisk etterspørsel ved høye priser, dannet dette grunnlaget for de ekstreme prisene. Bakgrunnen for periodene med høye priser vinteren i år, var først og fremst på grunn av unormalt kaldt vær kombinert med lav magasinutfylling.

Tilhengere av storstilt utbygging vindkraft har introdusert dette som en løsning for å hindre lignende situasjoner med ekstrempriser i fremtiden. Jeg illustrerer årsakene for pristoppene og hvordan vindkraft vil påvirke denne situasjonen i en samfunnsøkonomisk modell. Jeg finner at innfasing av vindkraft vil normalt sett bidra til mindre risiko for ekstrempriser, men på grunn av sin uregulerbare natur, vil det være større behov for reservekapasitet i perioder der det ikke blåser. Da fremtidige nordiske kraftpriser vil avhenge av valg angående utbygging av handelskapasitet mot utlandet, utvider jeg modellen fra Førstund and Hjalmarsson (2010), som modellerer produksjon med fire forskjellige teknologier, til også å illustrere effektene av handel med utlandet. Den nordiske prisen vil da i større grad bli bestemt av utenlandsk prisutvikling, og nordisk vindkraft vil ha mindre å si for prisdannelsen. Tilgangen på europeisk kraft vil øke fleksibiliteten i det nordiske systemet og hindre dannelsen av pristopper. For å sikre seg mot ekstrempriser konkluderer jeg med at det vil være smartere å investere i kabler mot utlandet, heller enn å investere i ulønnsom norsk vindkraft. Gitt at utenlandskabler blir utbygget, vil det å

investere i nordisk vindkraft for å stabilisere pris kunne bli en dyr og unødig affære.

Forord

Kraftmarkedet var i utgangspunktet et område jeg var interessert i, og ønsket å lære mer om. Gjennom prosessen med å skrive masteroppgave har jeg fått muligheten til å tilegne meg nyttig innsikt i hvordan det nordiske kraftsamarbeidet fungerer, og vil gjerne takke min veileder Finn R. Førstund som med sin kunnskap om kraftmarkedet har gitt gode tilbakemeldinger og nødvendig veiledning slik at oppgaven kunne bli ferdig.

Eventuelle feil eller mangler i oppgaven skyldes helt og holdent undertegnede selv.

–

Oslo, mai 2011

Carl Anders Heilmann Lien

Innhold

1	Innledning	1
2	Oversikt det nordiske kraftsamarbeidet	1
2.1	Produksjon	2
2.1.1	Vannkraft	3
2.1.2	Termisk kraftproduksjon	4
2.2	Konsum	5
2.3	Nettverk	6
2.4	Hvordan handelen fungerer i praksis	6
2.4.1	TSO	8
2.4.2	Elspot	8
2.4.3	Balansemarkedet/Elbas	9
2.4.4	Regulermarkedet	9
2.4.5	Balanseoppgjør	10
2.5	Handel over landegrensene	11
2.6	Hvordan aktørene sikrer seg mot usikkerheten	13
3	Vinteren 2009/2010	13
3.1	Utgangspunkt	13
3.2	Forbruk	15
3.3	Svenske atomkraftverk	15
3.4	Vannkraft	16
3.4.1	Tilsig	16
3.4.2	Fyllingsgrad	17
3.5	Regulering	17
3.6	Kraftflyt og handel	18
3.7	Oppsummering	18
4	Vinteren 2010/2011	19
4.1	Utgangspunkt	20
4.2	Forbruk	20
4.3	Produksjon	21
5	Grunnmodell	23
5.1	Maksimeringsproblemet	24

5.2	Løsning	25
5.2.1	Det enkleste tilfellet	27
5.2.2	Med begrenset reservoar-kapasitet	28
5.3	Termisk kraftproduksjon	29
5.4	Vinteren 09/10	33
6	Vindkraft	35
6.1	Vind i modell	36
6.2	Lik mengde vind i begge perioder	37
6.3	All vind i periode 1	39
6.4	All vind i periode 2	40
7	Utveksling med Europa	42
7.1	Autarki	42
7.2	Med handel	43
7.3	Lagrange-funksjon med handel	44
7.4	Førsteordensbetingelser	44
7.5	Løsning	45
7.6	Økning av handelskapasitet	48
8	Konklusjon	49

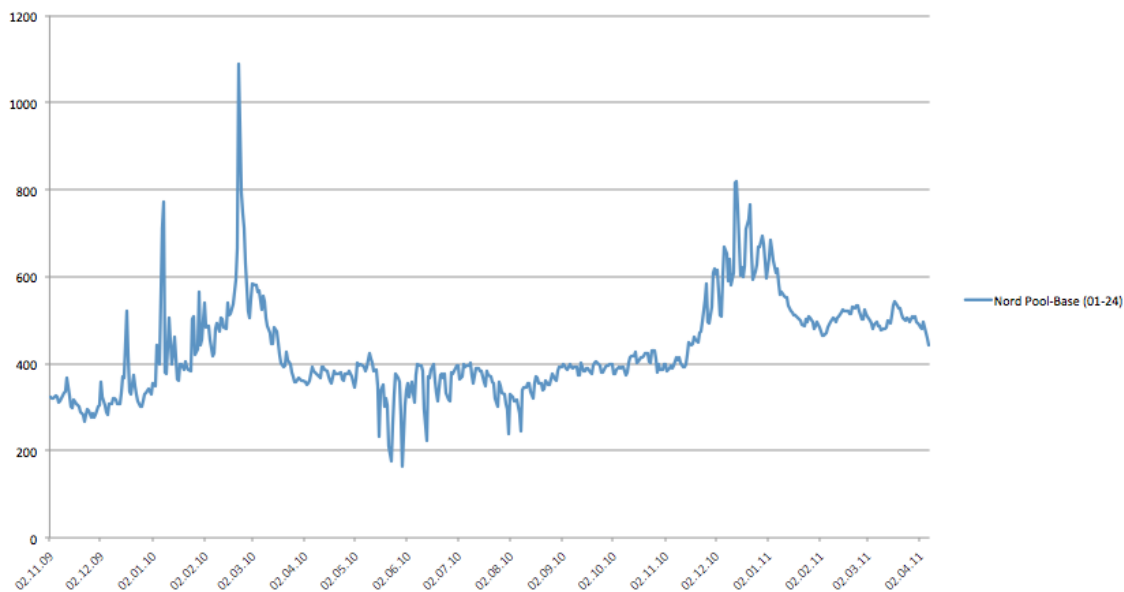
1 Innledning

I februar 2010 opplevde deler av Norge strømpriser som var unormalt høye. De ekstreme prisene gjentok seg i desember og til dels i januar 2011, som illustrert i figur 1. For å forklare dette peker gjerne strømprodusentene på værmessige forhold, slik som at vintrene har vært særskilt kalde og at tilsiget til magasinene har vært lavere enn normalt på grunn av lite nedbør. De høye prisene har naturlig nok ført til reaksjoner i befolkningen, og i mediene har det vært samfunnskommentatorer som har kritisert norsk kraftproduksjon med anklager om for mye eksport og ut-tømming av norske reservoarer på bekostning av norske forbrukere. Det argumenteres at vi, som bor i verdens rikeste land, ikke har råd til å fyre på vinteren, siden norske kraftprodusenter eksporterer ut all kraft til utlandet om sommeren, for slik å sikre høyere priser når perioder med høy etterspørsel kommer. Det at Norge har så mye vannkraft, som betyr at strøm er så billig å produsere, samtidig som forbrukerne får ekstreme utslag i pris, faller mange tungt for brystet. Perioder med unormalt høye priser fører alltid til en oppblussing av en slik debatt i media, om hvorvidt det deregulerte markedet fungerer tilfredsstillende, når det blir utsatt for betydelig stress.

Tilhengere av vindkraft hevder at ekstra produksjon som følger med nye investeringer i uregulerbar energi vil være med å bidra til lavere og mer stabile kraftpriser, da det normalt blåser mer om vinteren enn om sommeren.

2 Oversikt det nordiske kraftsamarbeidet

Et kraftmarkedet har mye tilfelles med et marked for et hvilket som helst annet normalgode. Det som skiller handel med kraft fra andre markeder, er at elektrisitet er en vare som må brukes med en gang den produseres. Den kan ikke lagres for senere bruk. Det nordiske kraftmarkedet har en rekke fundamentale karaktertrekk som styrer prisutviklingen. Som alle andre markeder, vil det være samfunnsøkonomisk effektivt hvis prisene gjenspeiler de gjeldende marginalkostnadene til enhver tid (Bye et al., 2010:81). Siden systemet er preget av forskjellige kostnader over både tid og rom, innebærer dette at prisene må få lov til å variere, både mellom forskjellige prisområder og over tid (Bye et al., 2010:81).



Figur 1: Daglige spot-priser, kr/MWh
(Montel, 2011)

2.1 Produksjon

For å analysere pris-avvikene og konsekvensene av å potensielt innføre vindkraft, er det viktig å se på hvordan kraftproduksjonen i Norden er organisert idag. Kraftproduksjonen i Norden er i hovedsak en sammensetning av vannkraft, kjernekraft og annen konvensjonell varmekraft, hvor hvert land har sin egen karakteristiske produksjonssammensetning (Statnett, 2010:2). Kraftproduksjonen i Norge er som kjent dominert av vannkraft, som utgjør hele 98 % av vår produksjon. Sverige har også store mengder vannkraft, og i tillegg baserer de seg også på kjernekraftverk. I et normalår utgjør disse omtrent 45 % hver av Sveriges kraftproduksjon (Statnett, 2010). Finland har lignende sammensetning som Sverige med 30 % kjernekraft og 20 % vannkraft. Den resterende finske produksjonen stammer fra forskjellige typer varmekraft. Det mest interessante landet i forhold til vindkraft i Norden er Danmark, der vindkraft utgjør hele 20% av samlet produksjon. Dette er vesentlig høyere enn de andre nordiske landene. Resten av dansk produksjon er basert på kull- og gasskraftanlegg.

Strømprodusenter står ovenfor et komplekst optimeringsproblem når de skal bestemme sitt produksjonsvolum. På grunn av stor usikkerhet knyttet til markedet er produsentene nødt til predikere ulike hendelsesforeløp fram i tid, og knytte sann-

synligheter til disse (Bye, 2003:29). Det er særlig knyttet usikkerhet til fremtidige prisnivå, også mellom forskjellige områder. Perioder med svært høye priser er gjerne forbundet med ekstrem-situasjoner, for eksempel i forhold til variasjon av tilsig eller ekstrem kulde, som er svært lite sannsynlig at vil forekomme. I en optimal produksjonsstrategi kan da sannsynligheten for at en slik hendelse skulle inntreffe være så liten, at forventningsverdien vil være så godt som upåvirket (Bye, 2003:27). Dette trenger ikke å bety at produsentene har handlet urasjonelt.

Kraftproduksjon	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Samlet
Vannkraft	0	12.6	128.3	65.2	206.1
Kjernekraft	0	22.6	0	50	72.6
Øvrig varmekraft	27.7	33.3	3.5	15.9	80.4
Vindkraft	6.7	0.3	1	2.5	10.5
Total Produksjon (Twh)	34.4	68.7	132.8	133.7	369.7
Totalforbruk (Twh)	34.7	80.8	123.7	138.3	377.5

Tabell 1: Nordisk kraftproduksjon, 2009
(Statnett, 2010)

2.1.1 Vannkraft

På grunn av det høye innslaget av vannkraft-produksjon, avhenger det nordiske kraftmarkedet tilsvarende av produksjonsforholdene for denne teknologien. I tillegg til usikre etterspørselsbestemmende forhold som temperatur, er det årlig variasjon i nedbør og nedsmelting av snø som vil bestemme størrelsen på tilsiget av vann i anleggene. Dette gjør at den årlige kraftproduksjonen blir usikker, og dermed vil prisene også bli påvirket (Amundsen and Bergman, 2007:150). Vannkraftprodusentens mål er å maksimere verdien av vannet sitt over tid, gitt informasjonen som er tilgjengelig. For en uavhengig produsent vil dette bli oppnådd ved å utjevne prisnivået mellom tidsperioder (Bye, 2003:36). Dette vil jeg vise i et modelloppsett senere i oppgaven. Det vil være ulønnsomt å “selge” vannet i en periode hvor det er lav pris, hvis prisen i neste periode er høyere. Tilsvarende, hvis man tror prisen idag er høyere enn i morgen, vil man produsere mer nå. I et marked med fri konkurranse, med mange uavhengige aktører, vil dette føre til at prisen vil være lik i alle perioder, gitt at det ikke er noen usikkerhet eller gjeldende beskrankninger (Bye, 2003:27).

En fundamental begrensning for vannkraftprodusenter er den begrensede kapasiteten på deres magasiner. Magasinet er produsentenes instrument for å utjevne

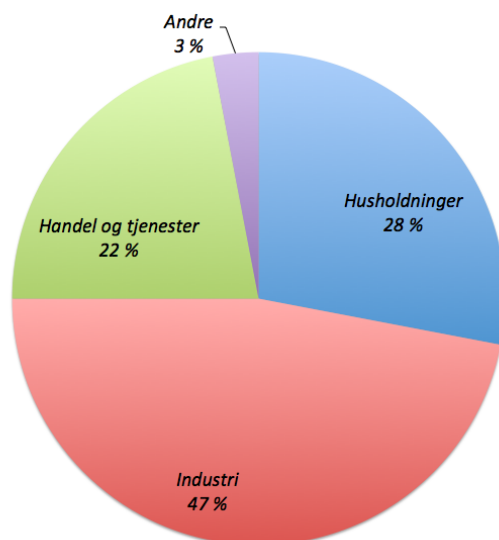
prisene, ved å overføre vannet mellom perioder. I snitt er kapasiteten i Norge 2/3 av nytt tilsig hvert år (Førsund, 2011). Utfordringen blir da å bestemme produksjonen slik at vannverdien blir maksimert over tid. Siden overføringskapasiteten er begrenset ønsker man å unngå at magasinene ikke blir overfulle, siden dette impliserer sløsing med ressursen, noe som aldri er optimalt. Man blir da avhengig av å beregne noenlunde riktig mengde av fremtidig tilsig inn i magasinene. Det gjør at man blir sårbar for situasjoner der tilsiget avviker vesentlig fra det forventede (Bye, 2006:4). Et slik avvik kan forekomme gradvis over tid gjennom året, eller det kan oppstå uventet foran en periode preget av høy etterspørsel, slik som før den norske vinteren. Hvis det for eksempel har vært jevnt tilsig hele våren, er det rasjonelt for aktørene å produsere tilstrekkelig for å unngå sløsing. Hvis da regnet plutselig ikke kommer som normalt på høsten, vil det føre til at magasinene blir på et nivå som er lavere enn planlagt. Hvis tilsiget var lavere enn forventet, vil det typisk føre til at tilbudet blir redusert den påfølgende periode (Førsund, 2011). Desto mer magasinene tømmes, desto større incentiver har kraftprodusentene for å rasjonere. Dette vil da presse prisen opp. Når prisene går opp vil konsumet av strøm gå ned, og slik vil markedsmekanismene “gjøre opp for” tilsigssvikten. Hvis tilsiget ble høyere enn forventet, vil gjerne den påfølgende perioden bli preget av økt tilbud og lavere priser.

2.1.2 Termisk kraftproduksjon

Siden Norge er med i et felles norsk kraftsamarbeid med betydelig innslag av termisk kraftproduksjon, vil dette også ha påvirkning på prisutviklingen. Det er store forskjeller på produksjonskostnadene mellom de billigste og dyreste kraftverkene. Atomkraftverk er regnet som den billigste teknologien, men det er også kostnadsforskjeller innad i hver teknologi. Disse forskjellene kraftverkene seg i mellom gjør at man kan sortere produsentene etter enhetskostnader, og på denne måten vise tilbudskurven for termisk kraftproduksjon (Bye et al., 2010:24). Slik kombinerer man såkalte grunnlast-teknologier, karakterisert med lavere variable kostnader og høye kapitalkostnader med topplast-teknologier som har høyere operasjonskostnader, men lavere kapitalkostnader. Hvis prisen i kraftmarkedet går opp, for eksempel som en følge av økt etterspørsel, vil dette gjøre det mulig å aktivere kraftverk med høyere driftskostnader, siden den høye prisen har gjort det lønnsomt for den å produsere. Tilsvarende vil en prisnedgang føre til at de marginale teknologiene i markedet legger ned produksjonen på kort sikt. Viktige determinanter som inngår i kostnadsfunksjonen for konvensjonelle termiske kraftverk er prisen på CO_2 -kvoter og prisen

på fossilt brensel.

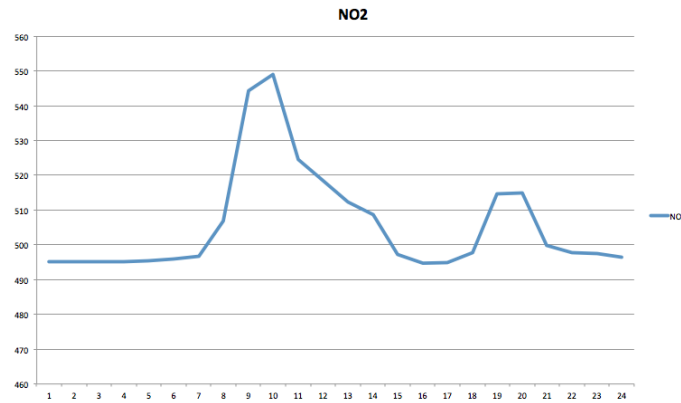
2.2 Konsum



Figur 2: Fordeling av Nordisk konsum
(Kallio et al., 2010:8)

En ting som er verdt å merke seg, er forskjellene i konsum. Både Sverige og Norge (og i en viss grad Finland), har veldig høy per capita konsum av strøm. Dette skyldes spesialisering i kraftintensiv energi, det kalde klimaet og utstrakt bruk av strøm til oppvarming av hjem og kontorer. (Amundsen and Bergman, 2007:3384). Danmark ligger på gjennomsnittlig europeisk nivå, som er en god del lavere.

Som følge av at vannkraften er ekstremt regulerbar, vil mye av nordens produksjon følge forbruket. Dette gjenspeiles i hvordan prisene varierer gjennom et døgn, som man kan se en tilfeldig dag i figur 3. Man kan lese ut ifra figuren at prisene dette døgnet var relativt lave på natten, men prisen gikk markant opp på morgenen når folk står opp. Dette er et veldig typisk mønster i Norge. Siden en stor andel av elektrisitetsforbruket i Norge og Sverige brukes til oppvarming, er konsumet derfor veldig temperaturavhengig. I Danmark går en mye mindre andel av strømmen til oppvarming, og det danske forbruk er av den grunn mye mindre avhengig av temperatur (NVE, 2011a:30).



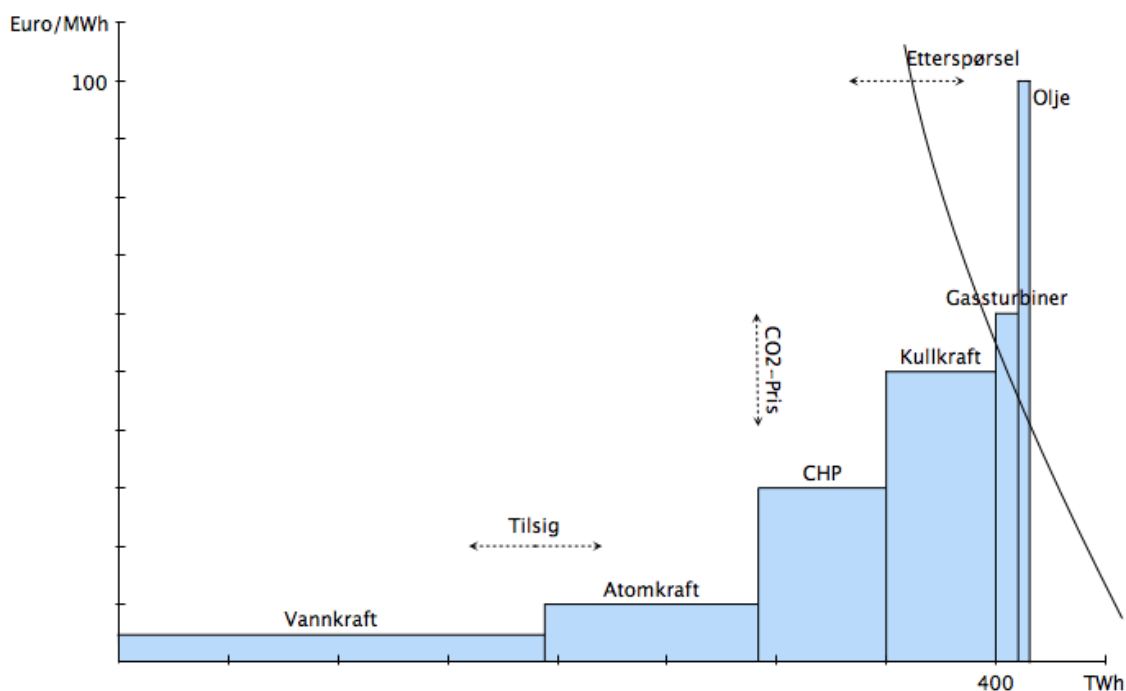
Figur 3: Pris, mandag 14.03.2011, NO2
(Nord-Pool, 2011)

2.3 Nettverk

Gjennom 90-tallet ble det utviklet et felles marked for handel av kraft mellom de nordiske landene. Det ble opprettet en egen kraftbørs, kalt Nordpool, der vi sammen med blant annet Sverige, Danmark og Finland kan handle strøm med hverandre over landegrensene. For å skape et velfungerende marked, gjennomgikk elektrisitetssektoren i de nordiske landene omorganiseringer og implementerte flere viktige reformer (Amundsen and Bergman, 2007:1). Den geografiske avstanden mellom produksjon og konsum er uten betydning for pris på overføring av kraft. Det blir ikke pålagt ekstra tariffer på handel over de nordiske landegrensene. Den eneste barrièren på handel av kraft over landegrensene, er de fysiske begrensningene på det elektriske systemet (Amundsen and Bergman, 2006:150). Ved overbelastning av knutepunkter bryter nettet sammen. Dette kan man ikke tillate at skjer, og forskjellige priser blir da et viktig instrument for å gjenspeile forskjellige kostnader i systemet og dermed kunne sikre riktig flyt av strøm. Av denne grunn blir Nordpool-markedet delt inn i forskjellige prisområder. I Norge har vi hele fem slike områder. Danmark har to, mens både Sverige og Finland består av ett. Neste år skal Sverige imidlertid innføre et system med flere prisområder.

2.4 Hvordan handelen fungerer i praksis

Elektrisitet kan, når den blir omsatt på et fritt marked, betraktes som en vare på lik linje med olje og andre råvarer. Det er vanligvis tre hovedgrupper av aktører som er aktive i vanlige markeder, nemlig produsentene, forhandlerne og forbrukerne. Med



Figur 4: Illustrasjon av markedet
(Kallio et al., 2010:7)

handel av elektrisitet spiller i tillegg to ytterligere aktører en viktig rolle; meglerne og "traderne".

En trader er en som har eierskap i kraften på et tidspunkt i prosessen. Han kan for eksempel kjøpe elektrisitet fra en produsent for så å selge den videre til en forhandler eller kjøpe strøm fra en forhandler og videreselge den til en annen. En megler derimot har ingen eierinteresser, men fungerer som et bindeledd mellom kjøper og selger, akkurat som en eiendomsmegler gjør på sitt marked. Det er i hovedsak produsentene, forhandlerne og traderne som er kunder hos Nord Pool (Nord-Pool, 2011).

Systemet er konstruert slik at produsentene betaler en avgift til nettversksoperatøren for hver kWh de slipper ut i systemet og vi konsumenter betaler en avgift for hver kWh vi tapper ut. Det er kommuner, fylker og staten som drifter nettverket, på samme måte som de har ansvar for bilveiene. De lokale små nettverksforgreiningene (lav-volts) er kontrollert av kommunene og fylkene, og de store høy-volts-kraftlinjene ("kraft-motorveiene") er driftet av den nasjonale TSO'en (Transmission System Operator), som i Norges tilfelle er Statnett (Nord-Pool, 2011).

2.4.1 TSO

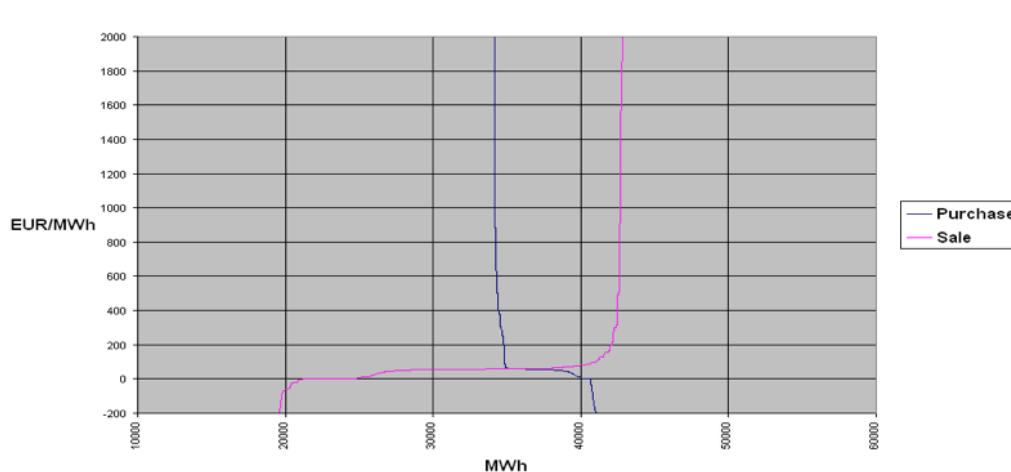
Hovedoppgaven til en TSO er sikre forsyningssikkerheten til nettverket. Dette er i hovedsak en ingeniør-teknisk oppgave, og består blant annet av å sikre riktig balanse mellom fysisk produksjon og konsum, slik at nettverket ikke faller ut. Denne oppgaven er uavhengig av hva hva slags markedssystem man legger til grunn, det er kun basert på fysiske lover. TSOene er ikke-kommersielle aktører, da de kommersielle ikke kan ha ansvar for forsyningssikkerhet. De kommersielle aktørene opererer kun på den finansielle biten av systemet (Nord-Pool, 2011).

Hvis for eksempel produksjonen overstiger det som blir konsumert, er det TSO'en sitt ansvar å balansere ut dette. I en slik situasjon vil frekvensen overstige balansenivået, og da må TSO'en sørge for at det blir produsert *mindre*. Det gjør den ved å selge strøm til produsentene slik at de reduserer produksjonen. Dette kalles nedregulering (Nord-Pool, 2011).

Hvis derimot konsumet overstiger produksjonen, må TSO'en sørge for at det blir produsert mer for å opprettholde korrekt frekvens. Den kjøper da mer elektrisitet fra produsentene. Dette kalles opp-regulering. Slik reguleringer foregår i regulermarkedet under driftstimen. En TSO må være en null-profit, nøytral, og uavhengig av kommersiell aktør (Nord-Pool, 2011).

2.4.2 Elspot

Kraftmarkedet er avhengig av lokasjon, nærmere bestemt *hvor* kraften blir produsert og hvor den blir konsumert. Et fundamentalt element ved krafthandelen i Norden er at all transmisjonskapasitet som er tilgjengelig skal være "allokert" på kraftbørsen. Kapasiteten i nettet er basert på prognoser utarbeidet av den respektive TSO, og er bestemt på forhånd, og rapportert inn til Nord Pool. Dette blir da tatt i betraktning når prisen skal beregnes (Kallio et al., 2010:8). Begrenset kapasitet kan som tidligere nevnt føre til forskjell i pris mellom områder, siden dette er en effektiv måte å redusere kraftflyten ned til det tillatte nivå. Spot-markedet fungerer slik at aktørene plasserer henholdsvis bud og tilbud for hver time, senest kl 12 dagen før strømmen blir tilført kraftnettet. En produsent gir for hver time beskjed hvor mye de er villig til å produsere til forskjellige priser, og en kjøper sender hvor mye de er villig til å kjøpe til forskjellige priser. En aktør kan gjerne være både produsent og kjøper, og spesifiserer da i sitt bud innenfor hvilke pris-intervaller den vil produsere (og hvor mye) og til hvilke priser den vil kjøpe. Alle bud som blir mottatt blir aggregert til



(Nord-Pool, 2011)

Figur 5: Kjøp- og salgskurve, 13.04.2011 - 09:00, Systempris = 59,17 €/MWh

henholdsvis en tilbud - og etterspørselskurve, og prisen blir da bestemt i krysningen mellom disse (Nord-Pool, 2011).

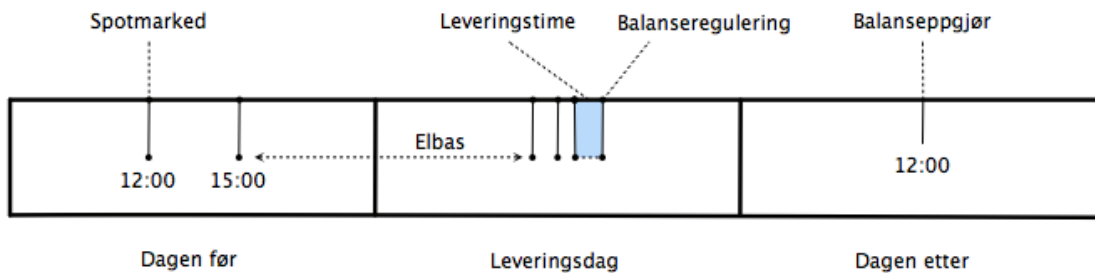
Slik blir det utregnet en pris for hver time neste dag, som illustrert i figur 5. Teknisk sett blir dette gjort av en datamaskin hos Nord Pool, for så å bli offentliggjort. Aktørene får så høre hvor mye de har solgt/kjøpt. Dette blir også rapportert til den lokale TSO, som bruker denne informasjonen til å regulere balansemarkedet.

2.4.3 Balansemarkedet/Elbas

For å lettere kunne håndtere skjevheter mellom produksjon og konsum, finnes det også et intra-dag-marked, der aktørene har mulighet til å justere sine volumer ytterligere fremover mot driftstimen. Dette kan være ønskelig hvis man har fått tilgang til ny og bedre informasjon om usikre forhold, og dermed bedre kan predikere forventede forbruk/produksjon. En slik handel kan også gjøres bilateralt med en annen aktør. Balanse-markedet (elbas) er åpent fra kl 15.00 dagen før, helt frem til 1 time før kraften skal leveres og konsumeres (Neimane et al., 2005:6).

2.4.4 Regulermarkedet

Produksjon av elektrisitet foregår slik at all ny kraft det blir tilført nettet av en produsent, må det bli tappet ut tilsvarende mye et annet sted, slik at korrekt spenning blir opprettholdt. Strøm blir omsatt per time et døgn i forveien, og det viser seg gjerne at forventningene om nest døgns forbruk ikke alltid stemmer. En strømleverandør



Figur 6: Tidslinje for handel ved Nord Pool
(Neimane et al., 2005)

for eksempel, handler inn på elspot-markedet det han tror sine kunder kommer til å konsumere. Men dette er bare en prediksjon, og faktisk konsum kan både være høyere og lavere. Handelen blir utført på forhånd, og oppgjøret blir gjort opp i etterkant. Da betaler forhandleren produsenten for strømmen. Balanseregulering foregår i driftstimen, og her er det bare TSO'en som kan kjøpe reguleringskraft (Neimane and Carlsson, 2008:11). Det er gjort avtaler med produsenter på forhånd slik at de har kraft tilgjengelig for regulering. Siden vannkraft er så fleksibel som den er, er den suveren når det kommer til kraftbruk for reguleringsformål (Førsund, 2011). I dette markedet eksisterer det kun to priser; en hvis man er i en situasjon med oppregulering, og en pris for en situasjon med oppregulering (Neimane and Carlsson, 2008:11).

2.4.5 Balanseoppgjør

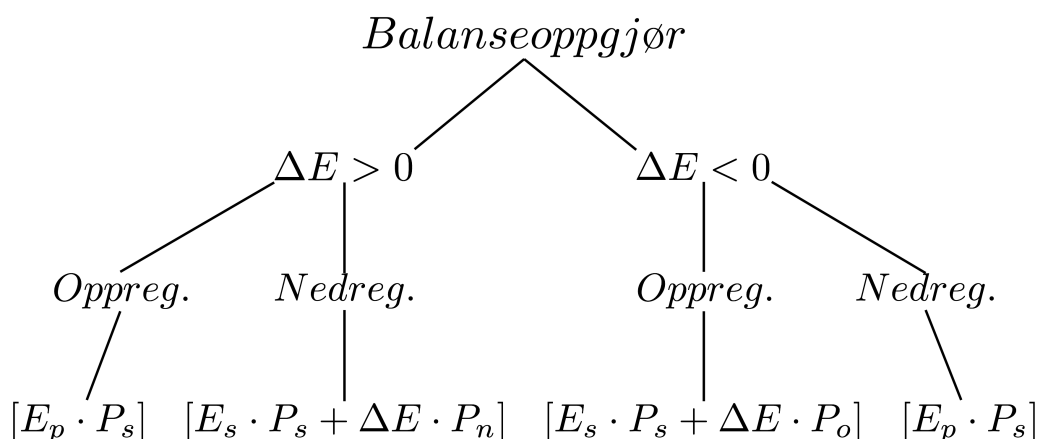
Balansen blir gjort opp for dagen etter driftstimen. Dersom forhandlerens kunder *ikke* forbruker så mye som forhandleren antok vil det oppstå et strøm-overskudd i systemet, og forhandleren selger da dette overskuddet til TSO'en. Det er dette som kalles "balansekraft". Prisen forhandleren får for denne kraften avhenger av om TSO'en er i en opp-regulerende periode eller om den er i en ned-regulerende periode. Hvis forhandleren har feilvurdert slik at kundene konsumerte *mer* enn forventet, må forhandleren kjøpe dette avviket av TSO'en (Nord-Pool, 2011).

Hvis en produsent har en ubalanse som hjelper til med å bedre hele systemet sin ubalanse, vil de få betalt spot-prisen for hele sin produksjon. Hvis ikke vil opp- eller nedreguleringspris gjelde for ubalansen (Neimane and Carlsson, 2008:13). En

slik regel gjør det kostbart for produsentene å ha høye ubalanser, slik at aktørene har incentiver til å ha så korrekte prediksjoner som mulig. Ubalansen kan skrives slik:

$$\Delta E = E_p - E_s$$

Her representerer E_p den realiserte produksjonen for timen vi ser på, og E_s er den annonserte produksjonsmengden som var solgt på spotmarkedet eller elbas. P_s er spotprisen, mens P_o og P_n er henholdsvis opp- og nedreguleringspris.



Figur 7: Produsentenes inntekt
(Neimane and Carlsson, 2008:13)

2.5 Handel over landegrensene

Det at norske produsenter eksporterer for mye av kraften sin til utlandet er en velbrukt anklage fra kritikere av norsk kraftproduksjon. I praksis er det ikke produsentenes jobb å bestemme størrelsen på eksport/import. Deres oppgave er som tidligere nevnt å maksimere sin vannverdi, gitt all tilgjengelig informasjon om stokastiske forhold. Produsentene og konsumentene, i hvertfall de som representerer dem, er aktører på kraftbørsen. Der blir prisene bestemt på marginen, utifra aggregerte tilbud- og etterspørselskurver slik som tidligere beskrevet. Dette skjer uten at hver produsent vet hvem som kjøper sin respektive kraft. Den går rett og slett til den som er villig til å gi den beste prisen for den, uavhengig av nasjonalitet på kjøper (Bye, 2003:31). Det er også viktig å huske på at handel med strøm går begge veier. Hvis norsk vannkraftproduksjon av en eller annen grunn ikke kan levere tilstrekkelig kraft for å dekke etterspørselen, må vi importere. Da vil for eksempel kraft fra termisk

produksjon i Sverige kunne opprettholde det norske kraft-tilbudet.

I en typisk situasjon vil forbruket i Øst-Norge blir i stor grad dekket av vannkraft fra Vestlandet. Kraftflyten vil av den grunn som regel gå fra vest til øst. Midt-Norge er preget av et kraftunderskudd som blir dekket av tilsvarende overskudd i Nordland og nord i Sverige. Flyten i denne delen av Norge vil derfor typisk være sørgående. Flyten mellom Sverige og Midt-Norge går også oftere mot vest enn motsatt vei (Statnett, 2010:18). I Sverige blir det konsumert mest i de befolkningstette områdene som er lokalisert sør i landet. Mye av denne etterspørselen blir dekket av kjernekraftverksproduksjon. Kjernekraftverkene opererer her som grunnlast, slik at de har tilnærmet lik produksjon hele døgnet. Produksjonen er på et nivå som gjør at området er selvforsynt på natten. Ved topplastperioder på dagen blir behovet dekket ved hjelp av både norsk og svensk vannkraft (Statnett, 2010:18). Da svensk vannkraft i hovedsak er lokalisert i nord, gjør dette at behovet for transport er stort. Den svenske flyten går da fra nord til sør. Da det svenske nettet er relativt bedre enn det norske, oppstår det av og til situasjoner der norsk vannkraft blir overført til Sverige, for så å bli transportert sørover, for så igjen å bli transportert inn til Midt-Norge (Statnett, 2010:19).

Kraftutvekslingen med Danmark er også følsom for vindmessige forhold. Hvis for eksempel det blåser mye i Danmark, som har en betydelig andel vindkraft, vil dette gi et kraftoverskudd som man vil ønske å eksportere ut. På grunn av begrenset kapasitet på kraftlinjene ut av Danmark, vil man ikke nødvendigvis få eksportert ut alt, og som en konsekvens vil man få lavere priser innad i prisområdet.

I tillegg kan det nordiske markedet bli påvirket av europeiske forhold, gjennom handel med det europeiske kontinentet. Her er det i hovedsak termisk produksjon, og andre faktorer som da er viktigst for prisdannelsen. Typisk er prisene på fossilt brensel og prisene på CO_2 -kvoter viktige. Disse blir å regne som en produksjonskostnader for et termiske kraftverk. I for eksempel Tyskland er markedet i hovedsak preget av kjernekraft, men også noe vind. Kjernekraft er mye mindre regulerbar, og som en konsekvens kan prisene fluktuere mer over døgnet enn i Norden, som har mer fleksibel vannkraft som kan regulere mer etter forbruket (NVE, 2011a:36). Ved normale hydrologiske forhold vil kraftflyten gå fra nord til sør gjennom dagen, mens på natten vil kraftflyten typisk gå motsatt vei (Statnett, 2010:20). Prisene i Tyskland vil da typisk ligge over nordiske priser på dagen, mens de gjerne ligger under i løpet av natten. Denne differansen kan forsterkes ytterligere hvis de blåser mer om

natten enn om dagen (NVE, 2011a:36). I en situasjon med knapphet i det nordiske markedet, vil relativt billigere elektrisitet i Tyskland føre til økt nordisk etterspørsel etter europeisk kraft.

2.6 Hvordan aktørene sikrer seg mot usikkerheten

Det at markedet er preget av flere usikre forhold, gjør at produsentene ønsker å kunne forsikre seg mot uheldige utslag av stokastiske forhold fram i tid. Dette kan gjøres ved hjelp av finansielle instrumenter som *futures* og *forwards*. Jeg skal ikke gå inn på de finansielle, tekniske detaljene rundt dette, men det som gjør det interessant er at prisene på disse derivatene gir et pekepinn på hvordan aktørene tror markedet vil utvikle seg fremover, og kan dermed være med å forklare produsentenes valg av produksjonsnivå idag. Teoretisk kan prisene på futures for en vannkraftsprodusent bli bestemt slik (Gjølberg and Johnsen, 2003):

$$p_f = (1 + s)p_s + w + \epsilon \quad (1)$$

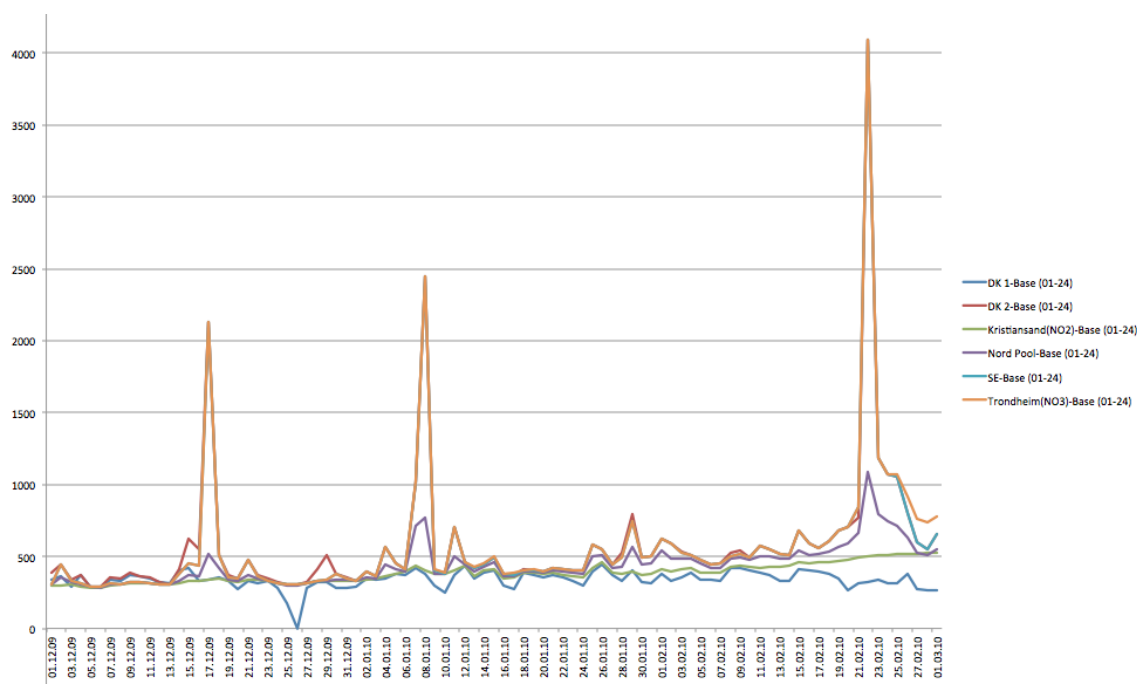
p_f representerer prisen på en future, p_s er spotprisen, w er lagringskostnader og ϵ representerer usikkerhetsmomentet. Et slikt marked gjør det mulig for risiko-averse aktører og aktører som er mer glad i risiko å kunne møtes for å avgjøre priser for fremtidige handler av kraft. For produsentene er dette et virkemiddel for å kunne utligne priser over tid, i tråd med deres ønske om å optimere sin vannverdi (Bye, 2003:29).

3 Vinteren 2009/2010

Gjennom vinteren 2009/2010 opplevde vi perioder svært høye priser i spot-markedet. I tre tilfeller ble det registrert ekstreme timepriser på over 1000€/MWh. Med tanke på at den årlige gjennomsnittsprisen siden 2001 har ligget i intervallet 20-50€/MWh, er dette svært høyt (Kallio et al., 2010:3). I kroner ble den høyeste prisen målt til 12 kr/kWh. noe som er 2000 % høyere en gjennomsnittsprisen for første kvartal 2010 (NVE, 2010:4).

3.1 Utgangspunkt

For å bedre se hva som forårsaket de høye prisene, er det nyttig å se på hva som var situasjonen forut for periodene som ble berørt. Ved inngangen til desember var



Figur 8: Priser
(Montel, 2011)

yllingsgradene i Norge tilnærmet normale, mens i Sverige var de noe lavere som følge av økt produksjon på grunn av svenske atomkraftverk som var ute av drift gjennom høsten 2009. I begynnelsen av desember var fortsatt en betydelig andel av svensk atomkraftkapasitet begrenset (NVE, 2010:5). Allikevel var ikke situasjonen prekær, noe som reflekteres i prisene på spot-markedet som man kan se fra tabell. 2. Det var forventet at kraftverkene skulle være tilbake i drift i løpet av desember og januar. I november karakteriserte også Statnett Norges energistatus som god (Kallio et al., 2010:12). Prisene per 1. desember 2009 var i snitt 186 kroner lavere enn på samme tidspunkt året før og forbruket var også lavere enn foregående år (NVE, 2010:5).

Som tidligere nevnt er forventet markedsutvikling avgjørende på hvordan vannkraftprodusentene verdsetter vannet sitt, og dermed hvilken pris de er villige til å produsere for. Prisene på *futures* og *forwards* er da nyttige indikatorer på hvordan aktørene forventer at markedet vil utvikle seg. Ved inngangen til desember var prisen på en førstekvartalskontrakt på 315 kr/Mwh, noe som er forholdsvis lavt. Grunnen til at markedet ikke forventet at prisene ville bli høyere var den gode hydrologiske situasjonen samt at prisene på kull og gass hadde falt betraktelig fra høye nivåer på

Kraftpriser, kr/MWh:		Fyllingsgrad, % :		
Døgnmarkedspriser Nord Pool Spot:			Faktisk	Normal
Sør-Norge	302	Norge	78,6	80,5
Midt-Norge	306	Sør-Norge	76,1	
Nord-Norge	306	Midt-Norge	82,6	
Sverige	306	Nord-Norge	71,4	
Finland	306	Sverige	67,6	75,5
Jylland (DK1)	337	Finland	59,6	81,7
Sjælland (DK2)	390			
Finansielle kraftpriser:				
Terminpris 1 kvartal 2010	315			
Terminpris 2 kvartal 2010	274			

Tabell 2: Situasjonen per 1. desember 2009
(NVE, 2010:5)

sommeren 2009. I tillegg var det forventet at at svenske atomkraftverk skulle være tilbake i drift (NVE, 2010:5).

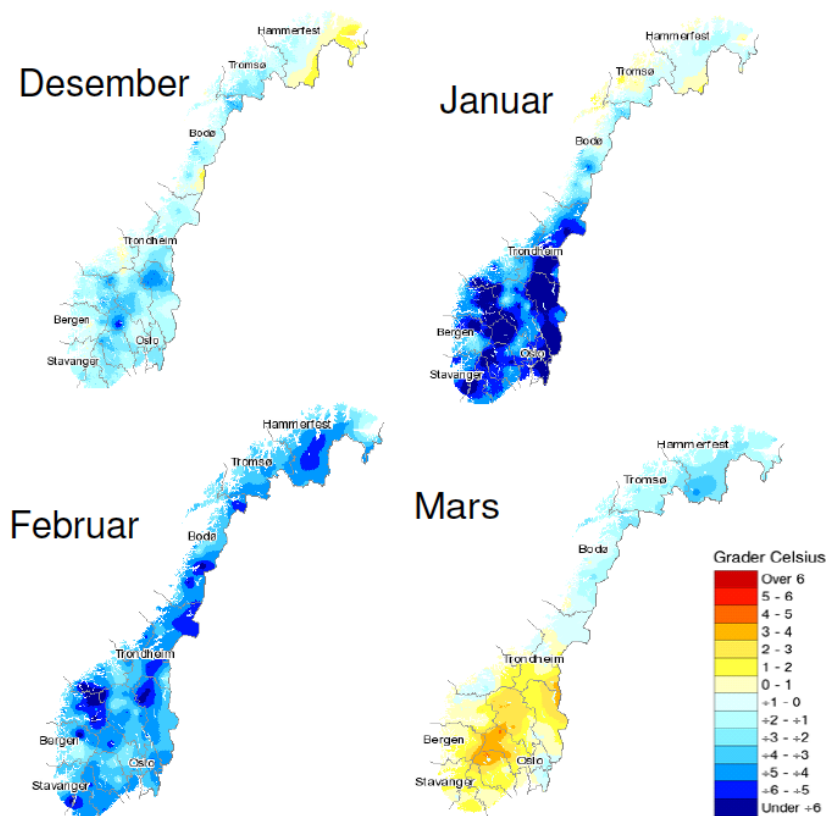
3.2 Forbruk

Som man kan se fra figur 9 ble vinteren dette året preget av svært kaldt vær. Særlig januar og februar var vesentlig kaldere enn det som er normalt. Faktisk var det den ellefte kaldeste vinteren vi hadde hatt de siste 110 år (NVE, 2010).

Selv om temperaturene var tilbake på normalt nivå i mars, førte det kalde været førte til et rekordhøyt nordisk forbruk av kraft, da etterspørselen etter kraft varierer sterkt med temperaturen (NVE, 2010:9). I de kaldeste timene var forbruket svært høyt og bidro da selvfølgelig til å presse prisen opp. For høye prisnivåer var prisfølsomheten lav, noe som indikerer bratte kjøpskurver ved høye priser (NVE, 2010:11). Kombinert med kaldt vær og høyt forbruk, vil uelastisk etterspørsel dermed medføre at mindre endringer i tilbudet av kraft vil kunne få store konsekvenser på prisen.

3.3 Svenske atomkraftverk

Normalt er kjernekraftkapasiteten i begynnelsen av en sommer relativt høy. Sommeren blir brukt til vedlikeholdsarbeid, og kapasiteten blir da redusert i denne perioden for så å øke igjen utover høsten (NVE, 2010:14) Problemet utover høsten 2009 og videre gjennom vinteren, var at tidspunktene kraftverkene skulle være tilbake i drift, stadig ble utsatt. Kraftverkene gjennomgikk flere modernisering- og oppgra-



Figur 9: Temperaturer, avvik fra normal (senorge.no, 2011)

deringsprosjekter, men dette var mer komplisert enn antatt, og følgelig ble det store forsinkelser (Pöyro, 2010:4). Situasjonen med redusert atomkraftkapasitet vedvarte utover desember 2009 og januar 2010. På et tidspunkt i midten av desember var kapasiteten redusert med rundt 50 % (Pöyro, 2010:2). Fraværet av kjernekraft ble kompensert av en økning i øvrig termisk produksjon, slik at produksjonsnivået ble opprettholdt fra årene før (NVE, 2010:15).

3.4 Vannkraft

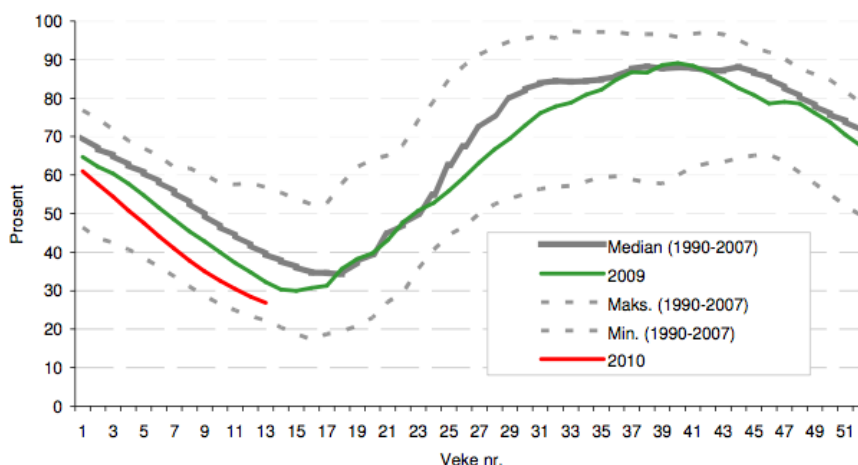
3.4.1 Tilsig

I tillegg til at vinteren ble spesielt kald, var det også den tørreste vinteren i Norge på 110 år (NVE, 2010:6). I perioden mellom desember 2009 til og med februar kom det 52 % mindre nedbør enn normalt. Som en konsekvens var det totale tilsiget fra desember til og med mars på 8,4 TWh, noe som er 4,3 TWh mindre enn tilsiget i

et normalår (NVE, 2010:6).

3.4.2 Fyllingsgrad

Fra å ha gått fra en situasjon med en fyllingsgrad som lå 1,9 % under medianen i uke 49, var fyllingsgraden etter uke 12 hele 13,3 % under medianen. Dette tilsvarer en nedtapping på hele 9 TWh mer enn normalt i denne perioden (NVE, 2010:13).



Figur 10: Fyllingsgrad
(NVE, 2010:13)

På grunn av det kalde været og den tilhørende høye etterspørselen, var behovet for kraftproduksjon stort. Samlet sett var nordisk kraftproduksjon høyere i de syv første ukene av 2010 enn tilsvarende periode i de to foregående år. Vannkraftproduksjonen var også nesten på samme nivå, til tross for tilsigsvikt i magasinene (NVE, 2010:12). I en slik situasjon der magasinene over tid blir tappet ned med mer enn medianen, vil vannet som er igjen i magasinene øke i verdi per enhet. Dette driver prisen oppover (NVE, 2010:13).

3.5 Regulering

I alle tre tilfeller av ekstrempriser denne vinteren ble det utført betydelig nedregulering i regulerkraftmarkedet (Bye et al., 2010:13). Normalt vil det være like stor sannsynlighet for om det blir opp- eller nedregulering, og generelt vil i prinsippet regulerkraftprisen variere symmetrisk rundt spot-prisen (Bye et al., 2010:13). Mens

prisene på Elspot nådde nivåer rundt 10 kr/kWh, forholdt prisene seg på regulerkraftmarkedet seg på normalt nivå, rundt 40 øre/kWh. Det kan være flere grunner til at nedreguleringsprisene er lave. For de første kan det være at forbrukerne kan redusere sitt konsum når spotprisen blir offentliggjort. Forbruket kan også være vanskelig å spå ved veldig kaldt vær, da dette skjer forholdsvis sjeldent slik at man har lite erfaringsgrunnlag. Det har også vist seg at leverandører ofte er mer bekymret for høye oppreguleringspriser, slik at de byr inn litt for lite forbruk (Bye et al., 2010:13), I situasjonene med ekstrempriser ble det i Sverige og Finland også igangsatt reservekraftverk, slik at produksjonen ble større enn nødvendig (Bye et al., 2010:14).

En forbruksendring blir registrert for høye priser, men kommer for sent til å bli fanget opp i Elspot (Bye et al., 2010:89). Dette underbygger poenget om en mer fleksibel forbruksside. I regulerkraftmarkedet blir forbrukernes egentlige fleksibilitet vist. Hvis forbrukerne hadde eksponert denne på Elspot, vil prispresset kunne blitt dempet (Bye et al., 2010:89).

3.6 Kraftflyt og handel

De høyeste prisene gjorde seg ikke gjeldende i alle prisområder. Det var Midt-Norge, Nord-Norge, Finland, Sjælland og Sverige som utgjorde et høyprisområde (Bye et al., 2010:17). Det som kjennetegnet situasjonen i alle disse områdene, var en redusert produksjonskapasitet, høyt og lite fleksibelt forbruk samt at de hadde begrenset importkapasitet inn i området (Bye et al., 2010:17).

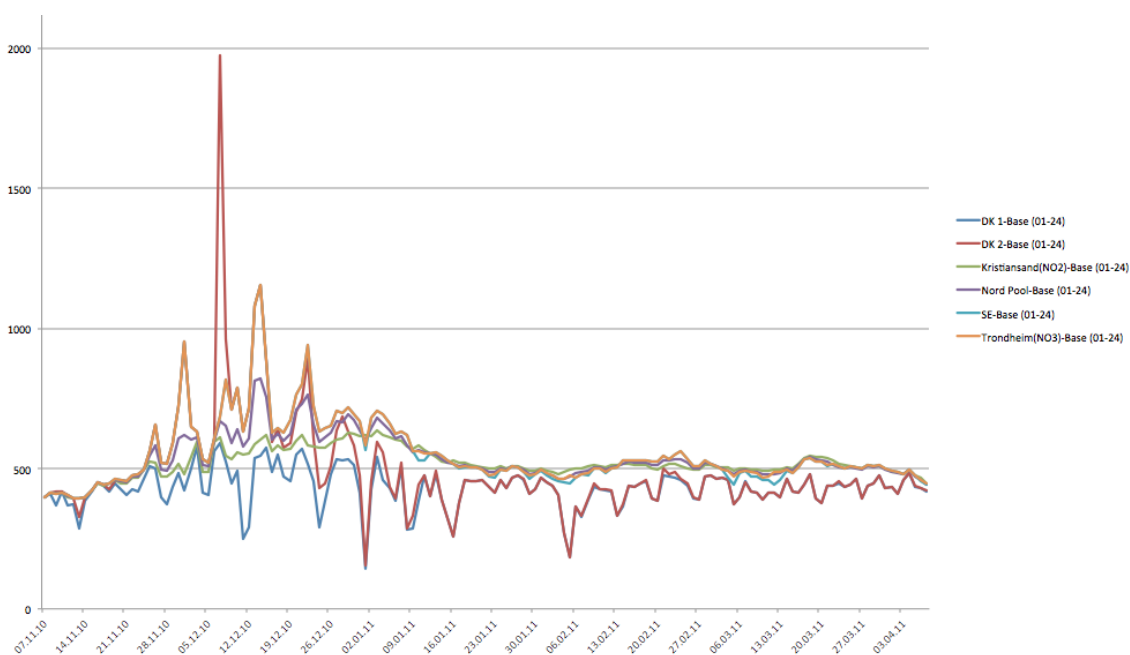
Situasjonene i de tre tilfellene av ekstrempriser var imidlertid ikke helt like, men det var allikevel en kombinasjon av disse faktorene, hvor betydningen av hver faktor var forskjellig. Det var altså ikke alltid en spesiell årsak, men en sum av flere begivenheter (Bye et al., 2010:17).

3.7 Oppsummering

Kort oppsummert bidro nedsatt kjernekraftproduksjon sammen med lavt tilsig til en stram produksjonssituasjon, som sammen med kaldt vær og svært høyt forbruk la grunnlag for høye priser. Manglende prisfølsomhet på etterspørselssiden bidro ytterligere til å presse prisene oppover.

4 Vinteren 2010/2011

Også denne vinteren opplevde vi perioder med høye priser i spot-markedet. Dette førte til at debatten om norsk vannkraftproduksjon igjen blusset opp i media. Særlig i Midt-Norge var folk opprørt over de høye prisene. Selv om spot-prisen var høy i perioder, var den aldri i nærheten av de ekstreme nivåene som den i enkelttimer forrige vinter, med unntak av et tidspunkt i Danmark. Dette skyldtes at Sverige kuttet handelsforbindelsen av forsyningssikkerhetsmessige årsaker. Allikevel var spotprisene i fjerde kvartal 2010 betydelig høyere enn i året før (NVE, 2011a:35).



Figur 11: Spotpriser kr/MWh
(Montel, 2011)

Vi ser fra figur 11 at prisene nådde høye nivåer utover november. Innad i Norge ble særlig Nord- og Midt-Norge rammet. Disse to prisområdene fulgte en tilnærmet identisk prisutvikling som Sverige gjennom fjerde kvartal. NO1 og NO5 fulgte også hverandres svingninger, mens prisene i NO2 var lavere. Jylland opplevde lave priser grunnet vindkraftproduksjon og var med på å holde også prisene i NO2 på et lavt nivå (NVE, 2011a:35).

4.1 Utgangspunkt

Som følge av den foregående vinteren, var fyllingsgraden på våren 2010 på et lavt nivå. I slutten av april målte fyllingsgraden 22,8 %, noe som er hele 11,9 % under medianen (NVE, 2011a:4). Så kom en periode preget av varmt vær, noe som resulterte i mye snøsmelting som igjen gjorde at fyllingen av magasinene økte mer en normalen utover våren. Den påfølgende sommeren var også preget av mye nedbør, men allikevel var tilsiget inn i magasinene lavere enn normalt. Bakgrunnen for dette var at det hadde vært lite snø på fjellet gjennom foregående vinter, og den som var hadde allerede smeltet tidligere på sommeren (NVE, 2011a:5). Dette resulterte til at avstanden til medianen økte, og fyllingsgraden var i starten av oktober på 71,3 %, noe som er 16,7 % under medianen.

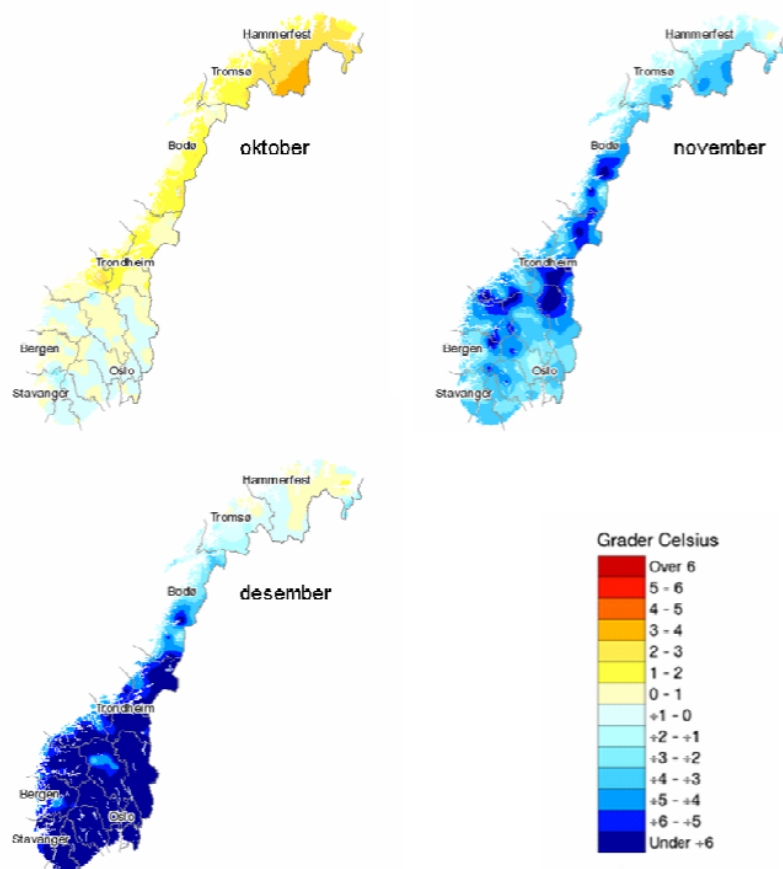
4.2 Forbruk

Fjerde kvartal ble i Norge preget av svært kalde temperaturer. Oktober var temperaturmessig forholdsvis normal, men som sett fra figur 12, ble november og desember svært kalde. November 2010 var den kaldeste november siden 1919, og hele 2010 sett under ett var det kaldeste året siden 1941 (NVE, 2011a:3). Dette fikk en stor konsekvens for det norske kraftforbruket som i fjerde kvartal ble rekordhøyt.

TWh	4. kv. 2010	Endring fra 09	2010	Endring fra 09
Norge	37,7	5,8 %	130,4	5,3%
Sverige	40,8	8,8 %	143,8	5,5 %
Finland	23,3	4,9 %	84,8	5,4 %
Danmark	9,7	8,0 %	35,3	2,8 %
Norden	111,5	6,9 %	394,3	5,2 %

Tabell 3: Nordisk konsum
(NVE, 2011a:21)

De lave temperaturene var gjennomgående for hele Norden, og det nordiske forbruket økte med i gjennomsnitt nesten 7 % i fjerde kvartal sammenlignet med foregående år. Totalt i Norden ble det i fjerde kvartal konsumert 111,5 TWh, noe som er det høyeste forbruket i fjerde kvartal som er målt noensinne (NVE, 2011a:21). De lave temperaturene, med påfølgende høye forbruk, i begynnelsen av året bidro også til en økning av det nordiske forbruket for hele året sammenlignet med 2009. Et høyere aktivitetsnivå i industrien bidro ytterligere til forbruksøkningen. Allikevel var det det kalde været som var den viktigste årsaken til de høye kraftprisene på slutten av 2010 (NVE, 2011a:35).



Figur 12: Temperaturer, avvik fra normal (NVE, 2011a)

Temperaturene inn i det nye året ble varmere. Både januar og februar nådde temperaturer rundt normalen, og dette bidro til at forbruket ble lavere sammenlignet med rekordnivåene før årsskiftet. Vi kan se denne utviklingen i forbruket fra figur 14. Dette bidro igjen til at prispresset ble lavere, slik at prisene igjen ble mer stabile, og vi unngikk en ny situasjon med svært høye priser.

4.3 Produksjon

I løpet av fjerde kvartal kom det 4,9 TWh nyttbart tilsig mindre enn normalt. Været var preget av lengre perioder med lite nedbør. Dette, i tillegg de kalde periodene, fikk konsekvenser for fyllingsgradene i de norske vannmagasinene. Nivåene var allerede lave ved inngangen til kvartalet, og tilsigsviktet i tillegg til det rekordhøye forbruket, førte til at magasinene ble ytterligere nedtappet i forhold til medianen.

TWh	4. kv. 2010	Endring fra 09	2010	Endring fra 09
Norge	36,9	-5,5 %	122,8	-7,5 %
Sverige	37,2	11,5 %	141,7	7,7 %
Finland	20,9	9,3 %	74,5	8,5 %
Danmark	11,1	14,3 %	36,5	7,8 %
Norden	106,11	4,8 %	375,6	2,4 %

Tabell 4: Produksjon
(NVE, 2011a:5)

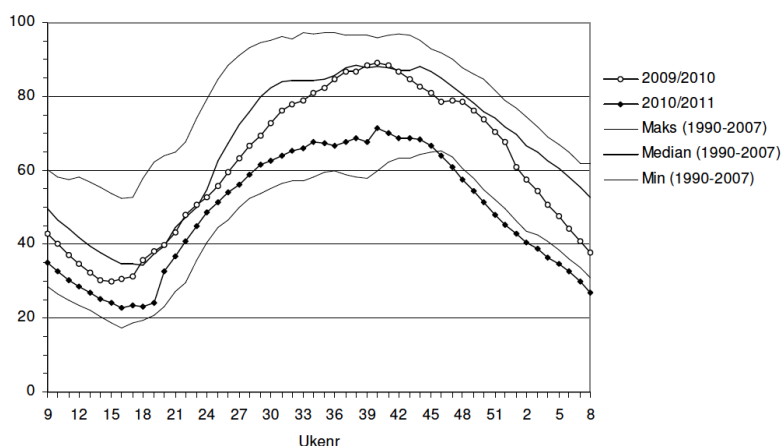
Ved årsskiftet var fyllingsgraden på 45,3 %, som er hele 26 % mindre enn medianen. (NVE, 2011a:1).

Magasinfylling	2010	2009	Median	Magasinkapasitet, TWh
Norge	45,3	67,6	71,6	84,3
Sverige	44,4	58,2	66,5	33,8
Finland	43,2	57,1	64,6	5,5

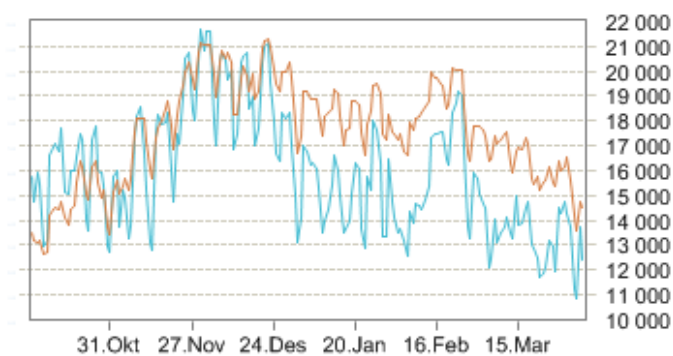
Tabell 5: Fyllingsgrad ved årsskiftet 10/11
(NVE, 2011a:5)

Sammenlignet med 2009 gikk norsk produksjon i fjerde kvartal ned med 5 %. Dette skjedde på grunn av den allerede lave fyllingsgraden på høsten, i tillegg til lavt tilsig på slutten av året. Den norske produksjonen var fortsatt forholdsvis høy, da produksjonen i 2009 var på et rekordnivå. Både svensk og finsk produksjon økte sammenlignet med kvartalet før, noe som er naturlig med tanke på den begrensede kjernekraftkapasiteten forrige vinter.

I tillegg til den allerede lave fyllingsgraden fra sommeren, på grunn av lite snø forrige vinter, bidro de tørre månedene i fjerde kvartal til at det ble mindre snø på fjellene enn normalt. Som en konsekvens ble terminprisene, altså prisene for første- og andrekvartalskontrakter, stadig høyere fram mot slutten av året. Dette bidro igjen til å øke spotprisene, da forventninger om høye priser neste periode gir lavere incentiver til å produsere nå, og produsenter ønsker bedre betalt for å være villige til å produsere (NVE, 2011a:36). Utviklingen i fyllingsgraden fortsatte i samme spor utover 2011, slik vi kan se fra figur 13. Magasinnivåene var i både januar og februar lavere enn de laveste nivåene målt i perioden 1990-2007. Fyllingsgradene var i år også betydelig lavere enn de vi hadde forrige vinter. Den stramme situasjonen for norske vannkraftverk, påvirket også vår produksjon i starten av det nye året, i form av at vi produserte mindre.



Figur 13: Fyllingsgrad
(NVE, 2011b)



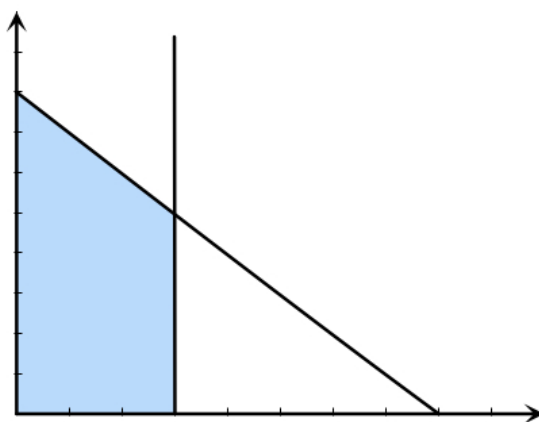
Figur 14: Norsk forbruk og produksjon 2010/2011
(Statnett, 2011)

5 Grunnmodell

For å analysere teoretisk hvordan implementering av vindkraft vil påvirke det nordiske kraftmarkedet, vil jeg basere meg på en modell for en vannkraftsøkonomi hentet fra Førstund (2007), siden Nord Pool besitter en betydelig del vannkraft. Modellen studerer optimal utnyttelse av vannkraftressurser gjennom bruk av velkjente samfunnsøkonomiske metoder. Det er en partiell likevektsmodell, og modellerer dermed kun kraftsektoren og ikke hele økonomien. Som samfunnsøkonomiske modeller flest, søker den ikke etter å gjengi verden i den minste detalj, men heller å kunne gi klare kvalitative resultater som har interesse for den virkelige verden (Førstund, 2007). Hvis man kan bevise sammenhenger i en enkel verden, kan dette ha en verdi i en

mer komplisert en.

For hver tidsperiode t , som kan være timer, uker, halvår etc, alt ettersom hva man ønsker å analysere, har vi en etterspørselskurve som besitter “vanlige” egenskaper, nemlig en etterspørsel som avtar med pris. Vannkraft er veldig fleksibel og krever lite tilsyn. Dette karakteriserer vi som en del av de faste kostnadene, og antar derfor at de variable kostnadene er lik null. Siden kostnadene med vannkraft er forbundet med selve *investeringen*, anser vi dette som en sunk cost. Dette impliserer at vi ikke har noen marginalkostnadskurve, og produsentenes profitt vil være lik konsumentenes betaling (Førsund, 2007). Det skraverte området under etterspørselskurven i figur 15 utgjør produsent- og konsumentoverskuddet for hver tidsenhet. Vår målfunksjon, nemlig det vi ønsker å optimere, er summen av disse overskuddene over hele den aktuelle tidsperioden. Lengden på denne perioden avhenger av hva man ønsker å analysere. Siden vannmengde tatt ut gjennom produksjon har en alternativ-kostnad i verdien den samme vannmengden er verdt ved å ta den ut i morgen istedet, blir problemet dynamisk, der vi over tid må avveie og vurdere hvordan vi kan utnytte ressursen på et samfunnsøkonomisk optimal måte.



Figur 15: Produksjon og etterspørsel i en periode

5.1 Maksimeringsproblemet

Selve problemet kan bli satt opp slik som i likningsett (2). Den første betingelsen beskriver dynamikken i vann-nivået mellom to perioder.¹ R_t og R_{t-1} er “stock”-

¹Måleenheten i denne betingelsen er KWh, selv om vi omtaler den som “vann”

variabler på vann-nivået i magasinet, som blir målt etter endt periode. w_t og e_t^H er “flow”-variabler, som beskriver henholdsvis hvor mye som tilføres reservoaret via nedbør, nedsmelting etc, og hvor mye som taes ut gjennom produksjon (som igjen er lik konsum i modellen). Ved likhet utgjør vann-nivået i periode t (R_t), det som var igjen etter forrige periode (R_{t-1}) pluss det som har kommet til gjennom periode t (w_t) minus hvor mye som har blitt tatt ut for produksjon (e_t^H). Ved ulikhet i denne betingelsen vil dette implisere sløsing, i form av “oversvømmelse” hvor begrenset reservoar-kapasitet fører til at vann som kunne gått til produksjon går til spille. Vi antar “full manøvrerbarhet”, som vil si at man innefor hver tidsperiode har muligheten til å tømme hele reservoaret.

$$\max \sum_{t=1}^T \int_0^{e_t^H} p_t(z) dz$$

subject to

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H \tag{2}$$

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

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

$$T, w_t, R_0, \bar{R} \text{ gitt, } R_T \text{ fri}$$

Den andre betingelsen beskriver simpelthen reservoar-kapasiteten, der \bar{R} er maksimal kapasitet som kan overføres mellom to perioder. Variablene vi vil maksimere med hensyn på er produksjon, e_t^H , og vannstand etter endt periode t , R_t . Vi ender da opp med et standard ikke-lineært optimeringsproblem med ulikheter i bi-betingelsene. Førsteordensbetingelsene vi kommer frem til ved å løse dette, kalles Kuhn-Tucker-betingelsene. For nærmere forklaring, se Sydsæter et al. (2006) og/eller Førsvund (2007).

5.2 Løsning

Lagrange-funksjonen blir som følger:

$$\begin{aligned}
L &= \sum_{t=1}^T \int_0^{e_t^H} p_t(z) dz \\
&- \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\
&- \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R})
\end{aligned} \tag{3}$$

Vi deriverer med hensyn på de endogene variablene i problemet, og ender opp med følgende førsteordensbetingelser:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ når } e_t^H > 0) \tag{4}$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ når } R_t > 0) \tag{5}$$

$$\lambda_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ når } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^H) \tag{6}$$

$$\gamma_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ når } R_t < \bar{R}) \tag{7}$$

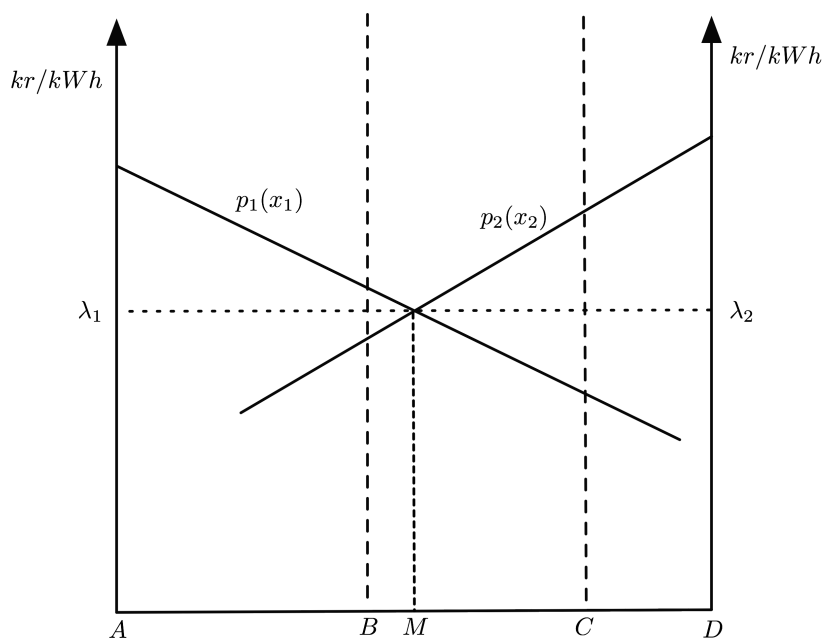
For å få de kvalitative resultatene vi ønsker antar vi positiv produksjon for alle $t = 1, \dots, T$. Av dette følger da at vi får $p_t(e_t^H) = \lambda_t$. (Fra (4)). Parametrene vi tilegner bibetingelsene i Lagrange-funksjonen tolker vi som vanlig som skyggepriser. En skyggepris representerer verdiforandringen i en målfunksjon, i en optimal tilstand, av en marginal forandring i den tilhørende beskrakningen. λ_t beskriver her da økningen i brutto konsumentoverskudd av en marginal økning i enten overføring av vann fra periode $t - 1$ ($R_{t-1} \uparrow$) eller økt tilsig ($w_t \uparrow$). λ_t representerer da en alternativkostnad og er i en optimal løsning lik den sosiale prisen. Dette betyr ikke at den ikke kan være null, da vi i en situasjon med oversvømmelse vil ha $\lambda_t = 0$. (som følger av (6)). λ_t kalles vannverdien for periode t , og beskriver verdien av å bruke vann i neste periode, $t + 1$, gjennom betingelse (5) (Førsund, 2007:40).

5.2.1 Det enkleste tilfellet

For å forstå dynamikken i modell-oppsettet er det tilstrekkelig å bare fokusere på en situasjon med to perioder. Maksimal produksjon vil da være lik tilsig i periode 1 og 2 i tillegg til vannstanden som ble igjen fra periode 0.

$$e_1^H + e_2^H = R_0 + w_1 + w_2 \quad (8)$$

Dette illustreres best i et badekardiagram, der (8) utgjør “gulvet” og etterspørselskurvene for henholdsvis periode 1 og periode 2 er festet til hver sin vegg. I det aller enkleste tilfellet er ikke beskrankningen bindende, og vi får $\lambda_1 = \lambda_2$. I figur 16 representerer lengden AC tilgjengelig vann i periode 1 ($R_0 + w_1$). BC er overføringskapasiteten (\bar{R}), mens CD er lik tilsig i periode 2 (w_2). I optimum blir MC overført til periode 2 (Mengden vann som blir overført måles fra C mot venstre).

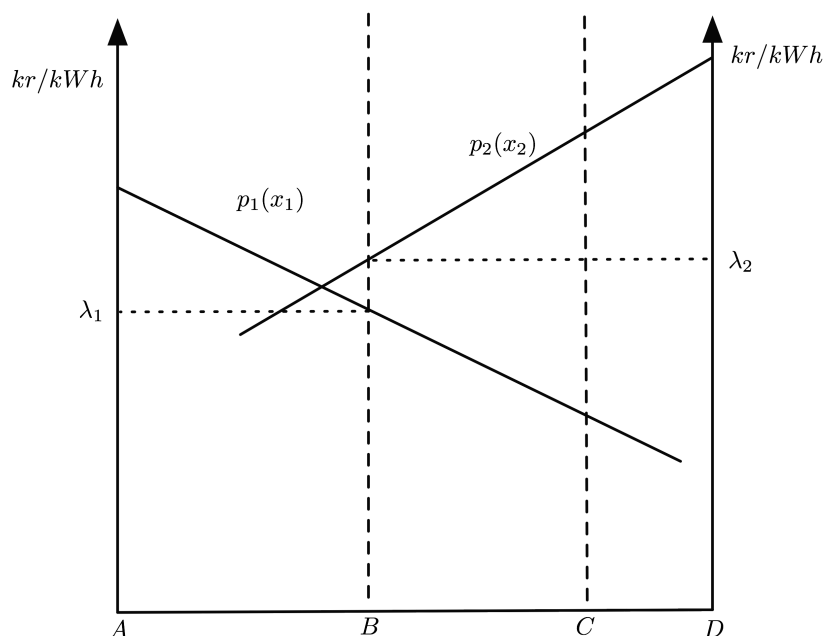


Figur 16: Det enkleste tilfellet
(Førsund, 2007)

Dette kan også sees ut ifra Kuhn-Tucker-betingelsene. Vi antar positiv produksjon i begge perioder, og får da fra betingelse (4) at $p_1(e_1^H) = \lambda_1$ og at $p_2(e_2^H) = \lambda_2$. Fra betingelse (7) får vi $\gamma_1 = 0$ siden vi har $R_1 < \bar{R}$. Kombinert med (5) får vi da $\lambda_1 = \lambda_2$.

5.2.2 Med begrenset reservoar-kapasitet

Opphavet til prisforskjeller i dette enkleste modeloppsettet er når beskrankningene blir bindende. Dette kan for eksempel vises ved at reservoaret er for lite til å overføre tilstrekkelig mye vann for å realisere den sosialt optimale løsningen. Vi antar at vi har en periode med lav etterspørsel og høyt tilsig (periode 1) og en periode med høy etterspørsel og lavt tilsig (periode 2). Dette oppsettet representerer da gjerne situasjonen norske og svenske vannkraftprodusenter står ovenfor når de skal maksimere sin vannverdi mellom sesongene. Siden magasinkapasiteten i Norge er $2/3$ av det årlige tilsiget, vil produsentene typisk tømme sine magasiner om vinteren for så å fylle dem opp igjen gjennom våren og sommeren.



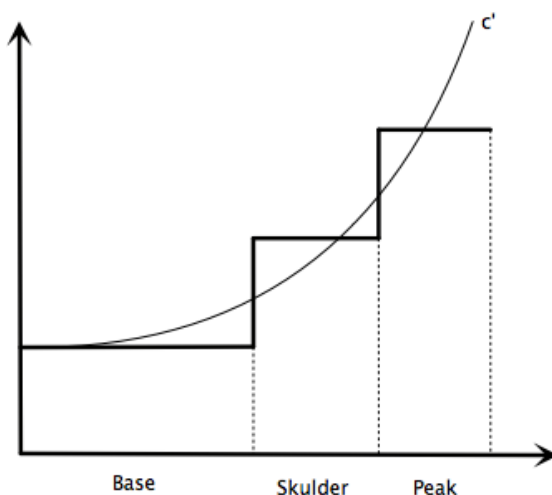
Figur 17: Med full kapasitetsutnyttelse av vannmagasin
(Førsund, 2007)

Vi vil fortsatt ha fra (4) at $p_1(e_1^H) = \lambda_1$ og at $p_2(e_2^H) = \lambda_2$, men γ_1 er ikke lenger nødvendigvis lik null. Dermed får vi fra betingelse (5) at $\gamma_1 = \lambda_2 - \lambda_1$. I periode 1 ville man optimalt ønsket å overføre en større mengde vann til periode 2, men siden det er begrenset overføringskapasitet, vil man finne seg i en situasjon der det er fare for sløsing. Spill er aldri optimalt og prisen vil bli presset nedover. I periode 2 er

det derimot ikke nok vann til å realisere den samfunnsøkonomisk optimale prisen. Det oppstår da en situasjon med ressursknapphet, og prisen i denne perioden vil bli presset oppover. Differansen er da skyggeprisen for reservoar-beskrakningen, γ_1 , og beskriver da endringen i verdifunksjonen av en marginal endring i magasinkapasiteten. En slik situasjon er beskrevet i figur 17, hvor maksimal mengde vann blir overført mellom periodene ($BC = \bar{R}$).

5.3 Termisk kraftproduksjon

Førsund and Hjalmarsson (2010) bygger videre på modellen fra Førsund (2007) ved å inkludere kjernekraft, konvensjonell termisk kraft og etterhvert også vind. Jeg følger dette modelloppsettet videre i oppgaven. Selv om termisk produksjon også er delvis dynamisk, gjennom kostnader som oppstartstid og liknende, ser man i modellen bort fra dette og modellerer den termiske produksjonen statistisk. Ved å utnytte at termisk kraftproduksjon har forskjellige kostnadsstrukturer, også innenfor en teknologi, kan man utlede en aggregert marginalkostnadskurve. Faste kostnader er sett bort ifra, mens de variable kostnadene kun avhenger av primære energibærere som er kull og gass (Førsund, 2011:3).



Figur 18: Aggregert tilbudskurve for en termisk teknologi (Førsund, 2007)

I modellen antar man lineære variable kostnader, som igjen gir konstante marginalkostnader, og rangerer kraftverk deretter, såkalt merit-order-rangering. Slik utgjør kraftverk med lavest operasjonelle kostnader den nedre del av kurven, såkalt

grunnlast, deretter kommer *skulderen* og de høyeste marginalkostnadsnivåene utgjør *topplast*-kapasiteten. I den virkelige verden definerer man et grunnlastverk som et verk med høy forsyningssikkerhet som er bygd for kontinuerlig drift og som har lave driftsavhengige kostnader (Hofstad, 2007:41). Et topplastverk er tilgjengelig ved behov, noe som innebærer lav oppstartstid, samt at de driftsuavhengige kostnadene er lave (Hofstad, 2007:43).

Videre antar man, basert på empiri, at kjernekraft har lavere marginale kostnader med en flatere profil enn konvensjonell termisk produksjon (Førsund, 2011:4). For hver teknologi kan man formelt skrive det slik:

$$c_t = c(e^{Th}), c'(e^{Th}) > 0, c''(e^{Th}) > 0, e^{Th} \leq \sum_{i=1}^N \bar{e}_{it}^{Th} = \bar{e}^{Th}$$

Dette gjelder for både kjernekraftproduksjon, som heretter blir betegnet som e_t^N og konvensjonell termisk produksjon, skrevet som e_t^C . Antakelsene som er tatt om kostnadskurvene impliserer at maksimeringsproblemet blir formulert slik:

$$\begin{aligned} & \max \sum_{t=1}^T \left[\int_0^{x_t} p_t(z) dz - c_t^N(e_t^N) - c_t^C(e_t^C) \right] \\ & \text{når} \\ & x_t = e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I \\ & e_t^C \leq \bar{e}^C \\ & e_t^N \leq \bar{e}^N \\ & e_t^I \leq \eta_t \bar{e}^I \\ & R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H \\ & R_t \leq \bar{R} \\ & x_t, e_t^C, e_t^N, e_t^H, e_t^I \geq 0, t = 1, \dots, T \\ & T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^I, \bar{e}^N, \bar{e}^C, \eta_t \text{ gitt, } R_T \text{ fri} \end{aligned} \tag{9}$$

e_t^I representerer vindproduksjon, som blir introdusert senere. Foreløpig ser vi bort fra dette og setter den lik null. Vårt utvidede maksimeringsproblem gjør at vi i tillegg til en utvidet målfunksjon får to nye ledd i lagrange-funksjonen:

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{t=1}^T \left[\int_0^{x_t} p_t(z) dz - c_t^N(e_t^N) - c_t^C(e_t^C) \right] \\
& - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\
& - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\
& - \sum_{t=1}^T \theta_t^C (e_t^C - \bar{e}^C) \\
& - \sum_{t=1}^T \theta_t^N (e_t^N - \bar{e}^N)
\end{aligned} \tag{10}$$

Ved å da derivere på de to nye endogene variablene i oppsettet, kommer man fram til følgende nye førsteordensbetingelser.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial e_t^N} &= p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I) - c_t^{N'}(e_t^N) - \theta_t^N \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^C > 0) \\
\frac{\partial L}{\partial e_t^C} &= p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I) - c_t^{C'}(e_t^C) - \theta_t^C \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^N > 0)
\end{aligned} \tag{11}$$

$$\begin{aligned}
\theta_t^C &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^C < \bar{e}^C) \\
\theta_t^N &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^N < \bar{e}^N)
\end{aligned} \tag{12}$$

I tillegg kommer de førsteordensbetingelsene vil allerede har i (4), (5), (6) og (7)

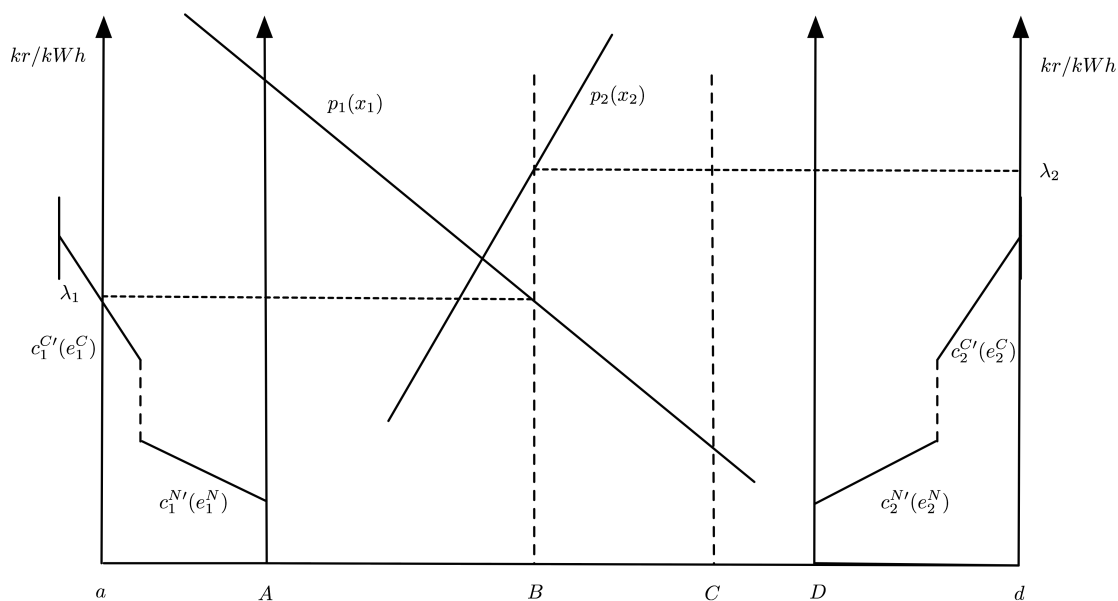
Hvis kjernekraft eller konvensjonell termisk kraft *ikke* er i bruk, vil de tilhørende skyggeprisene til de respektive bibetingelsene være lik null. Betingelsen for å ikke benytte seg av termisk produksjon blir da så lenge markedsprisen er lavere enn marginalkostnaden ved termisk produksjonsnivå lik null. Det antas videre at marginalkostnaden for konvensjonell termisk kraft når den ikke produserer er høyere enn marginalkostnaden for kjernekraft som produserer på maksimal kapasitet (Førsund and Hjalmarsson, 2010:37)

$$c_t^{C'}(0) \geq c_t^{N'}(\bar{e}^N)$$

Dette impliserer at all kjernekraftskapasitet vil bli tatt i bruk før man starter med kull- og gasskraftverk. Fra betingelsene i (12) ser vi at de respektive skyggeprisene først blir positive hvis bibetingelsene blir bindende, nemlig først når produksjonska-

pasiteten for de respektive termiske teknologiene er nådd.

For å sammenligne med tidligere modelloppsett med kun vannkraft, ser vi på en situasjon med to perioder der den ene er en preget av høy etterspørsel og lavt tilsig, mens den andre har lav etterspørsel og høyt tilsig. I tillegg antar vi en situasjon der magasinet ikke har tilstrekkelig kapasitet til å utligne prisene over periodene. Dette impliserer en positive skyggepris fra betingelse (7) og dermed at hele kapasiteten i magasinet blir overført til periode $t + 1$ ($R_t = \bar{R}$). Badekardiagrammet blir med termisk produksjon utvidet på hver side, som et speilbilde siden vi har antatt like kostnader i begge perioder. Dette impliserer at vi ikke har noen teknologisk utvikling, og at prisene på innsatsfaktorene i produksjonen er konstante. Etterspørselskurvene vil nå være “ankret” til de ytterste veggene i badekaret, som igjen er endogent bestemt i modellen.



Figur 19: Badekardiagram med termisk produksjon
(Førsund, 2011)

Vi tar utgangspunkt i samme situasjon som i figur 17, der så mye som mulig av vannet blir overført fra perioden med lav etterspørsel til perioden med høy. Dette fører til forskjellige priser mellom periodene, hvor forskjellen er gitt ved skyggeprisen til magasin-beskrankningen $\lambda_2 - \lambda_1 = \gamma_1$ gitt fra førsteordensbetingelsen i (5). Hvis vi antar positiv produksjon for de termiske teknologiene i begge perioder, vil betingelsene i (11) være bindende og må gjelde i tillegg til betingelse (4). Slik modellen

er satt opp i figur 19 vil kapasiteten i kjernekraftsproduksjon være utnyttet til det fulle i begge perioder og dermed bli operert som grunnlast, mens det er den konvensjonelle termiske kraften som fungerer som en svingprodusent, der den bidrar som topplast i periode to, sammen med vannkraften (Førsund and Hjalmarsson, 2010). I figuren representerer avstanden aA total termisk produksjon i periode 1, mens Dd representerer det tilsvarende for periode 2. Fra betingelsene i (11) får vi følgende sammenhenger, der θ^N representerer skyggeprisen på produksjonsbeskrankningen for kjernekraft:

$$\begin{aligned} p_1(x_1) &= c_1^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_1^N \\ p_2(x_2) &= c_2^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_2^N \end{aligned}$$

Slik modellen er satt opp her, vil den lavere prisen i periode 1 gjøre at man utnytter den konvensjonelle varmekraften relativt mindre sammenlignet med periode 2, som har en høyere pris. Vi setter det opp slik at den konvensjonelle kraften blir fullt utnyttet i periode 2. Fra betingelsene i (12) impliserer dette at skyggeprisen for produksjonskapasitetsbeskrankningen for konvensjonell termisk kraft i periode 1 er lik null, $\theta_1^C = 0$, og vi får tilsvarende sammenhenger for konvensjonell termisk kraft:

$$\begin{aligned} p_1(x_1) &= c_1^{C'}(e_1^C) \\ p_2(x_2) &= c_2^{C'}(\bar{e}^C) + \theta_2^C \end{aligned}$$

Hvis vi kombinerer disse likningene får vi sammenhengene som beskriver den optimale prissettingen i hver periode:

$$\begin{aligned} p_1(x_1) = \lambda_1 &= c_1^{C'}(e_1^C) = c_1^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_1^N \\ p_2(x_2) = \lambda_2 &= c_2^{C'}(\bar{e}^C) + \theta_2^C = c_2^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_2^N \end{aligned} \tag{13}$$

5.4 Vinteren 09/10

Bakgrunnen for prisstoppene vi har opplevd kan også illustreres ved hjelp av modellen. Jeg velger å fokusere på situasjonen i forrige vinter. Frafall av kjernekraft kombinert med tilsigssvikt og kaldt vær var som tidligere nevnt avgjørende faktorer. Jeg tar utgangspunkt i situasjonen i figur 19 og antar dette som en normalsituasjon. På vinteren 09/10 var den foregående lav-ettterspørselsperioden, periode 1 i modellen, forholdsvis normal, mens vinteren, representert ved periode 2 i modellen, var den som ble rammet av de overnevnte forhold.

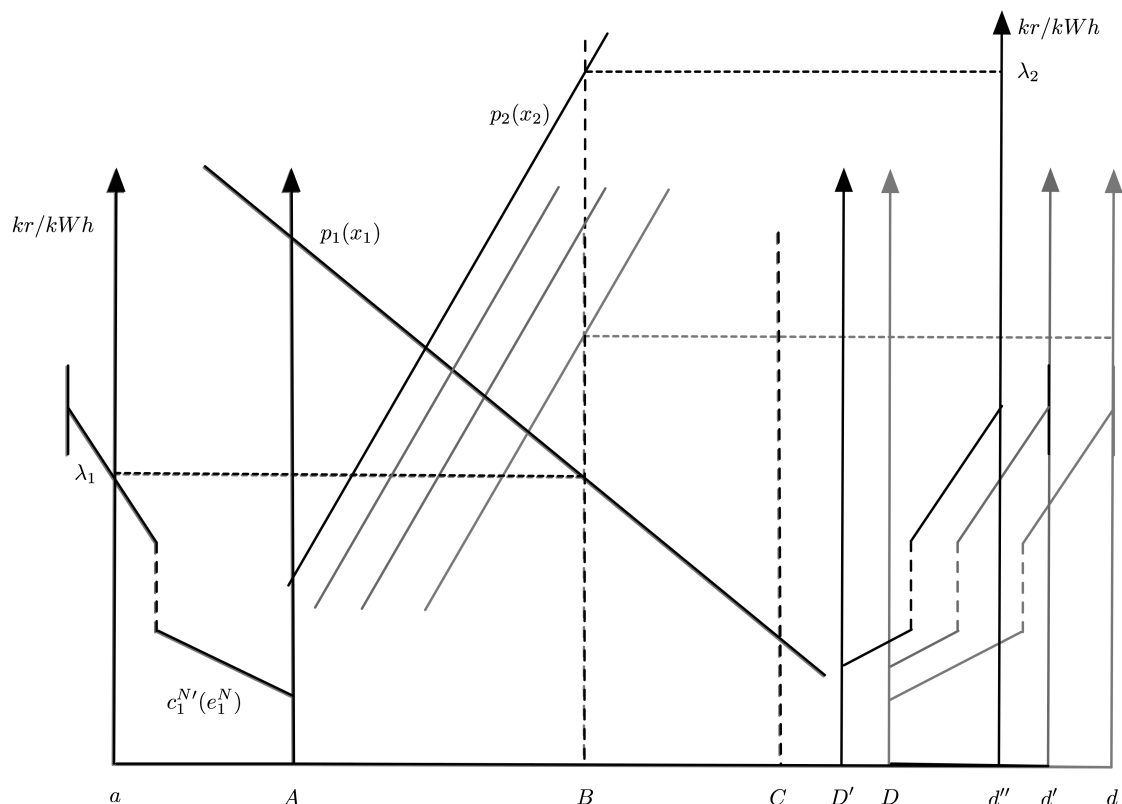
Kjernekraftskapasiteten var på et tidspunkt redusert med femti prosent. I model-

len kan dette illustreres ved å fjerne halvparten av kjernekraftskapasiteten i periode 2. For enkelhets skyld kan man fjerne de verkene med høyest marginalkostnader, da det kan være rimelig å anta at det er disse som har de eldste teknologiene, og derfor behøvde oppgraderingene som hindret produksjon. Dette fører da til en reduksjon av grunnlastproduksjonen i periode 2. Dette illustreres ved at man kutter vekk halvparten av den aggregert marginalkostnadskurven tilhørende kjernekraften. Hele utsiden av vannkraftsbadekaret vil da skifte innover mot venstre. Etterspørselskurven vil også skifte tilsvarende da denne alltid er forankret i den ytterste veggen av badekaret. I en normalsituasjon ville total termisk produksjon i periode vært avstanden mellom D og d i figur 20. Etter reduseringen av kjernekraftskapasiteten vil den totale termiske produksjonen være representert med avstanden mellom D og d' .

Tilsigssvikten den samme vinteren var også på rundt 50 %, og i modellen vil dette bidra med redusert vann tilgjengelig for produksjon i periode 2. Dette blir illustrert ved at høyresiden av vannkraftbadekaret skifter innover mot venstre. Hele yttersiden av badekardiagrammet følger da også etter, slik at total termisk produksjon i periode 2 nå er representert ved avstanden mellom D' og d'' . Siden etterspørselskurven er forankret i den ytterste veggen, skifter den ytterligere mot venstre. Siden all konvensjonell termisk kraft i periode 2 allerede er tatt i bruk i utgangspunktet, vil kapasitetsutnyttelsen her ikke bli forandret av hendelsene. Derimot vil skyggeprisene på både kjerne- og varmekraft øke betraktelig ($\theta_2^C \uparrow$, $\theta_2^N \uparrow$). I virkeligheten var det noe ledig kapasitet av den konvensjonelle varmekraften, som ble satt inn når kjernekraften falt fra.

Det kalde været førte til et høyere forbruk enn normalt og kan lettest illustreres ved et individuelt skift i etterspørselskurven mot venstre. Dette er det tredje skiftet som er vist i figur 20. Periode 1 vil naturlig nok være upåvirket av hendelsene, og situasjonen her vil være lik som den normale fra figur 19. De tre uavhengige hendelsene bidrar derimot til at prisen i periode 2 blir betydelig høyere i periode 2 sammenlignet med en normalsituasjon.

Det er ingen usikkerhet i modellen, slik at hendelsene som preger periode 2 er kjent på forhånd.



Figur 20: Vinteren 09/10 i modell

6 Vindkraft

Norge og Sverige signerte i 2009 en prinsippavtale for investeringer i fornybar energi. Avtalen innebærer at landene forplikter seg til å investere i ny fornybar produksjon gjennom et felles marked for grønne sertifikater (Statnett, 2010:14). Avtalen trer i kraft 1. januar 2012, og er planlagt å vare frem til 2035. Den innebærer en forpliktelse til å tilsammen investere 26 TWh i fornybar produksjon.

Akkurat i detalj hvordan systemet blir utformet er ikke helt klart, men det vil ligge tett opp mot det som allerede eksisterer i Sverige i dag. Der fungerer det slik at produsenter som etablerer ny fornybar energi får tildelt sertifikater tilsvarende deres produksjon. For å sikre etterspørselen eksisterer det kvoteplikt. Dette innebærer at strømleverandører må kjøpe disse sertifikatene tilsvarende sine kunders strømforbruk (Statnett, 2010:14). Forhandlerne kan da selvfølgelig legge denne kostnaden over på forbrukerne, slik at det er disse som tilslutt sitter igjen med regningen. Denne ordningen er teknologinøytral, og for Norges del er det ventet en økning i vindkraft og

småkraftverk. Det er ventet at småkraftverk blir utbygget før vindkraft, siden dette er mer lønnsomt. Disse småkraftverkene er ikke-regulerbare, da de ikke har magasin som må til for å regulere produksjonen over tid. Denne ekstra produksjonen vil da inneha samme egenskaper som vindkraft (Førsund, 2011:2), og for enkelhets skyld, refererer vi da uregulerbar produksjon som vindkraft videre i oppgaven.

Den mest grunnleggende egenskapen som karakteriserer vindkraftproduksjon, er nettopp det at produksjonen er avhengig av værforhold, nærmere bestemt hvor mye det blåser. Dette er forhold man ikke kan kontrollere, og vil derfor ha innvirkning på hvordan man optimalt vil bruke andre produksjonsteknologier i et system likt det vi har i Norden. Vindkraftproduksjon kan følgende variere fra null til et maksimumsnivå. I dag er teknologien slik at vindmøller må utkoples hvis vindstyrken når nivåer over 25 m/s (Førsund, 2011:4). Med en betydelig innføring av uregulerbar produksjon med betydelig variasjon, vil man få et problem i tilbudssiden av kraftmarkedet, siden de fysiske lovene krever at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og konsum i nettet (Førsund, 2011:4).

6.1 Vind i modell

Siden man ikke kan kontrollere hvor mye det skal blåse, kan man heller ikke kontrollere akkurat hvor mye vind man skal produsere. Matematisk sett vil det si at man ikke kan optimere målfunksjonen med hensyn på vindkraft-produksjon. Den blir tatt som gitt. Siden det ikke er usikkerhet i modellen, modellerer vi hvordan sammensetningen påvirkes av forskjellige vindproduksjonsprofiler. Som utgangspunkt antar vi lik vindproduksjon i begge perioder. Videre antas det at vindkraft, sammen med vannkraft, kan produseres uten variable kostnader, med andre ord med marginalkostnad lik null. Matematisk kan man uttrykke vindkraftproduksjonen slik:

$$0 \leq e_t^I \leq \eta_t \bar{e}^I \quad (14)$$

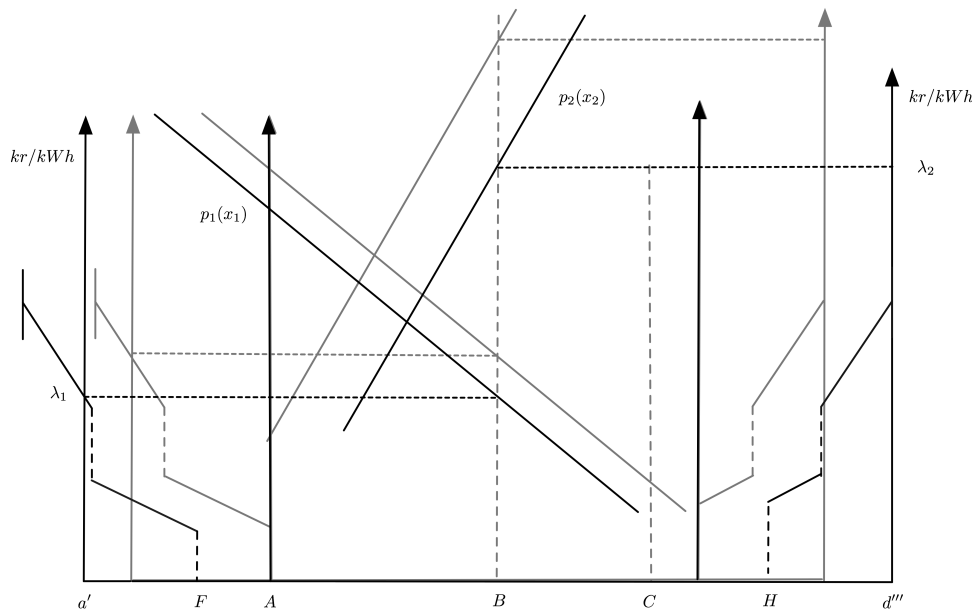
Her representerer \bar{e}^I den gitte produksjonskapasiteten. η_t er en vindkoeffisient, som beskriver de gjeldende vindforhold. For annen uregulerbar kraft, kan denne for eksempel beskrive mengde vann som renner i en elv. Hvis vi har $\eta_t = 0$ vil det bety, for vindkraftproduksjon, at det er vindstille og derfor null produksjon. Hvis $\eta_t = 1$ produserer vindmøllene på maksimal kapasitet. Et annet mulig scenario er hvis det blåser for *mye*. For et vindnivå (over 25 m/s) vil den fysiske belastningen på bli for stor, og produksjonen settes lik null.

Siden produksjonen avhenger av værmessige forhold og prisen blir satt i spot-markedet et døgn før produksjonstimen, vil innføring av vindkraft føre til ytterligere ikke-predikerbare svingninger i produksjon og konsum. Disse kan bli “rettet opp” i elbas-markedet, eller av TSO’en i driftstimen. Idag utgjør kraft til regulering bare 2-3 % av total produksjon, men vindkraft kan føre til en økning av denne andelen (Førsund, 2011:4). Prediksjonsevnen for tilsig og etterspørsel har vist seg å være god, slik at det er rimelig å tro at dette også kan gjelde vindforhold. I modellen ser vi på disse predikerbare svingningene.

6.2 Lik mengde vind i begge perioder

For å se på hvordan vind vil kunne påvirke situasjoner lik den vi hadde i vinteren 09/10, tar jeg utgangspunkt i en situasjon lik den i figur 20, og følger med dette utgangspunktet argumentasjonen fra Førsund (2011). Jeg antar da først at vi legger til lik vindproduksjon i begge perioder. Konsekvensen av å innføre vind i tillegg til eksisterende teknologier vil føre til økt tilgjengelig produksjon og dermed lavere priser i begge perioder. Denne situasjonen er illustrert i figur 21. Dette impliserer at totalt konsum i de to periodene øker. Gulvet i badekaret blir større, og vi vil få skift i etterspørselskurvene som er festet til de endogent bestemte ytterveggene. Slik modellen her er satt opp, vil det fortsatt lønne seg å overføre maksimal magasinkapasitet til periode 2, og bruken av vannkraft er dermed uendret i forhold til situasjonen uten vindkraft. Da vindkraft har marginalkostnader lik null, og ikke er regulerbar, går den inn i modellen som grunnlastproduksjon sammen med kjernekraften, som forøvrig også produserer lik mengde som situasjonen uten vind (Førsund, 2011). I figuren representeres vindkraftproduksjonen i periode 1 av lengden FA , mens den i periode 2 er lik lengden fra den høyre veggen av vannkraftsbadekaret til H .

En ny andel av vindkraft vil fysisk kun påvirke den konvensjonelle termiske produksjonen. I periode 1 vil den lavere prisen gjøre at noen varmekraftverk ikke lenger vil være lønnsomme, og vi får da en lavere kapasitetsutnyttelse av denne teknologien. Skiftet i ytterveggen for periode 1 med tilhørende etterspørselskurve vil da bli litt redusert i forhold til ny andel av vindkraft. I utgangspunktet uten vind var kapasiteten til den konvensjonelle termiske kraften i periode 2 fullt utnyttet. Da situasjonen i periode 2 er preget av flere uheldige hendelser som fører til at skyggeprisen for varmekraften er veldig høy, vil ikke den ekstra vindkraften føre til endring i kapasitetsutnyttelsen her, men vil føre til en lavere skyggepris ($\theta_2^C \downarrow$). I modellen er de uheldige hendelsene som preger periode 2 kjente på forhånd.



Figur 21: Med vindproduksjon i begge perioder

De optimale sammenhengene vil da se slik ut:

$$\begin{aligned} p_1(x_1) &= \lambda_1 = c_1^{C'}(e_1^C) = c_1^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_1^N \\ p_2(x_2) &= \lambda_2 = c_2^{C'}(\bar{e}^C) + \theta_2^C = c_2^{N'}(\bar{e}^N) + \theta_2^N \end{aligned} \quad (15)$$

Selv om både vann- og kjernekraft produserer det samme som situasjonen uten vind, blir de påvirket gjennom at prisene synker i begge perioder og som en konsekvens blir inntjeningen for disse teknologiene lavere. I tillegg synker skyggeprisene for kjernekraften i begge perioder. For vindkraft vil skyggeprisen være lik den respektive prisen i hver periode (Førsund, 2011).

Ved å legge til lik vind i begge perioder i en slik situasjon, vil vindkraften føre til at prisen i periode 1 blir lavere med samme konsekvenser som beskrevet tidligere. I periode 2 vil den ekstra vindkraften direkte motvirke effektene av frafall av kjernekraft, tilsigssvikt og stor etterspørsel ved å gå inn som ny grunnlastproduksjon. Prisstoppene kom som en kombinasjon av flere faktorer, og vindkraften vil her hjelpe til med å dempe prispresset i periode 2. I en normalsituasjon lik den i figur 19 vil man kunne gå fra full til delvis kapasitetsutnyttelse av den konvensjonelle varmekraften i periode 2. Det vil derfor være slik teknologi med høyest marginalkostnader som over tid vil kunne bli utkonkurrert av vindkraft. Dette kan da føre til at disse

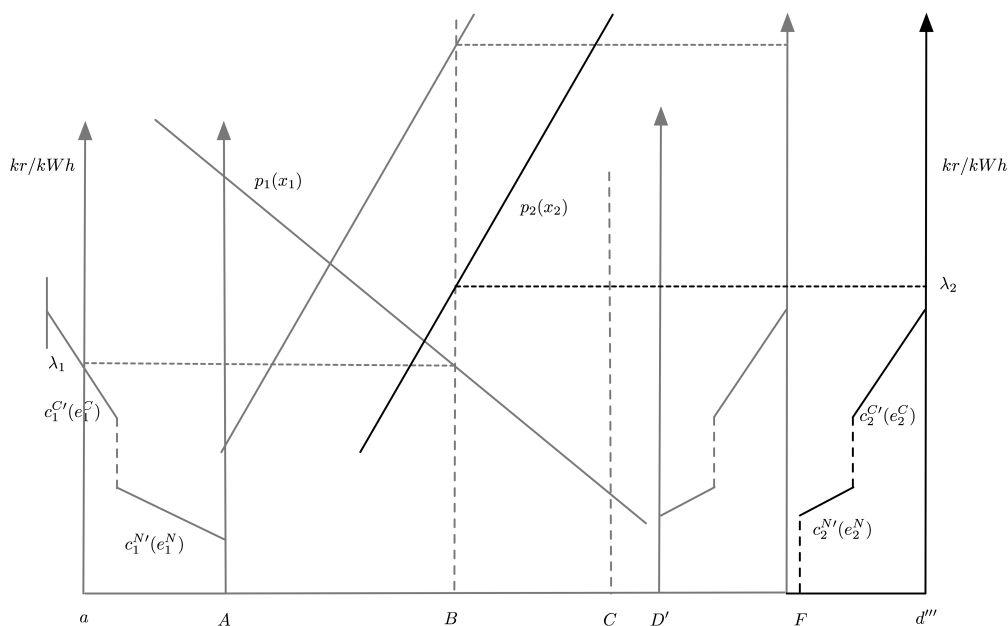
En slik situasjon er illustrert i figur 22. Både vann- og kjernekraftsproduksjonen vil være lik, mens det igjen er den konvensjonelle termiske kraften som fungerer som svingprodusent. Sammenlignet med situasjonen med jevn vind, vil nå disse svingningene være større. Den lave prisen i periode 1 vil, slik det er illustrert her, føre til at all konvensjonell termisk kraft blir tatt ut av produksjon da det ikke lenger vil være lønnsomt å produsere med denne teknologien. Vindkraftproduksjon i periode 1 er i figuren lik avstanden aA , mens kjernekraftproduksjonen er representert ved linjestykket $a'a$. I periode 2 vil kapasiteten tilsvarende være fullt utnyttet, og vi har fortsatt en positiv skyggepris på produksjonsbeskrankningen. Situasjonen i periode 2 vil nå være den samme som scenariet uten vind illustrert i figur 20.

I en situasjon lik den vi hadde vinteren 09/10 vil en slik vindprofil føre til at prisene blir lavere gjennom våren og sommeren. For vinteren derimot, ville situasjonen ha vært uforandret fra den uten vind i det hele tatt, og prisene ville ikke ha blitt noe lavere. En mulig situasjon kan til og med være at på grunn av innført vindkraft i en normalsituasjon har deler av den konvensjonelle varmekraften blitt utkonkurrert og nedlagt. Siden denne teknologien er den som blir brukt som svingprodusent, kan dette bidra til å forverre situasjon med produksjonssvikt ytterligere hvis forventet vindproduksjon skulle utebli. Dette vil igjen kunne bidra til å presse prisene ytterligere oppover.

Denne situasjonen illustrerer en viktig dimensjon ved innføring av vindkraft. Hvis termisk produksjon blir nedlagt, vil det kunne føre til forsyningssikkerhetsproblemer i ekstremt tørre år (Holttinen, 2004:71). Etter liberaliseringen av kraftmarkedet var det en situasjon med overkapasitet i systemet. Denne ble så tatt ut av systemet, men ble "holdt i hevd". Da vi i Norden opplevde en stram kraftsituasjon i 2002/2003, blant annet grunnet svært tørt vær, ble disse igjen tatt i bruk (Holttinen, 2004: 71). Tilgjengelighet av slike reserveproduksjonsmuligheter er en mulig løsning på utfordringene vindkraft tilfører kraftsystemet.

6.4 All vind i periode 2

Den andre ekstremsituasjonen som kan oppstå, er hvis det i lavetterspørselsperioden ikke blåser i det hele tatt, mens det produseres maksimalt med vindkraft i høyetterspørselsperioden. I en normal situasjon vil den økte vindkraften i periode 2 gjøre at det ikke lenger er optimalt å overføre maksimal magasinkapasitet fra periode 1 til periode 2. Magasinet vil da være stort nok til å klare å utligne prisene mellom de



Figur 23: All vind i periode 2

to periodene, som kjenner den optimale løsningen (Førsund, 2011). Men siden jeg tar utgangspunkt i en situasjon preget av flere unormale forhold, vil fortsatt reservoar-betingelsen være bindende med maksimal overføring av vann til periode 2. Det kommer av at det ikke er usikkerhet i modellen, og man vil på forhånd vite hva som skjer i periode 2. En slik situasjon kan i modellen bli illustrert ved et stort skifte av den ytre delen av badekaret til høyre. Etterspørselskurven vil følge etter og resultere i at en abnormitet i form av den betydelige tilførselsen av vind i periode 2, som vil veie opp for de andre abnormitetene som preger denne perioden. Situasjonen vil da være noenlunde lik en normal situasjon lik den i figur 19.

Tilfellet med all vind i periode 2 er illustrert i figur 23, hvor total termisk produksjon i periode 2 er lik avstanden Fd'' , og vindkraftproduksjonen i samme periode er lik $D'F$. En slik situasjon vil kunne motvirke dannelsen av høye priser da den nye grunnlasten i form av vind i periode to direkte vil gå inn å erstatte frafallet av atomkraft og tilsigssvikten, slik at det er mer tilgjengelig kapasitet til å hankses med den store etterspørselen forårsaket av de kalde temperaturene. Da det normalt blåser mer om vinteren enn om sommeren i Norge, er dette et godt argument for at vindkraft kan være med å redusere risikoen for fremtidige prisstopper.

7 Utveksling med Europa

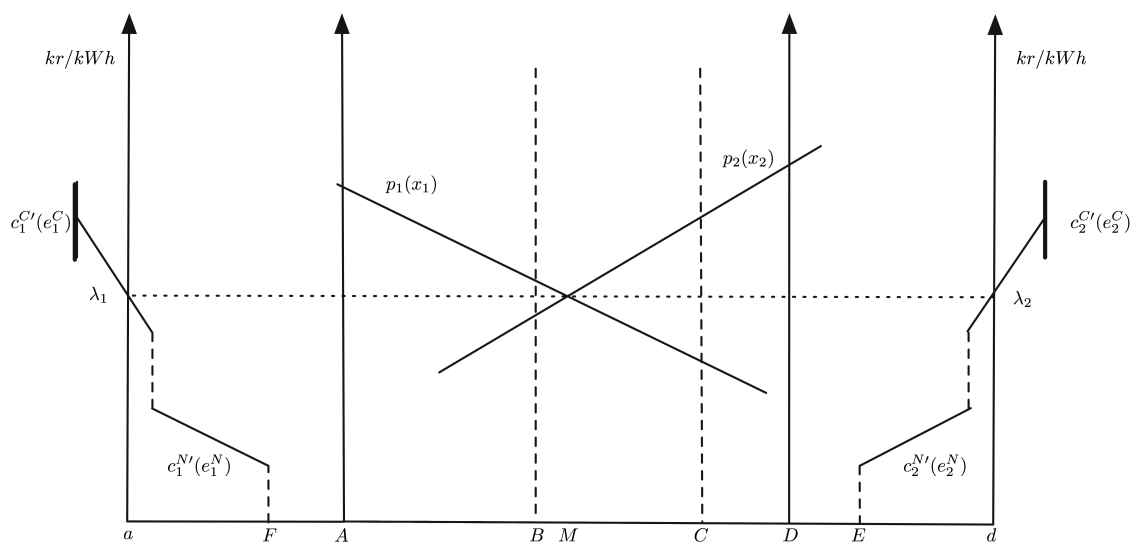
Vindkraftens påvirkning på fremtidige nordiske kraftpriser vil i stor grad bli bestemt av fremtidige valg angående investeringer i kabler til utlandet. En betydelig satsning på fornybar energi i Norden vil føre til en økt nordisk kraftproduksjon som resulterer i lavere priser som diskutert ovenfor. Men det eksisterer også ambisjoner om at Norge skal bli Europas “batteri” gjennom å bygge ut kabler mot kontinentet og Storbritannia for så å eksportere ut kraftoverskuddet fra den fornybare produksjonen (Statnett, 2010:20).

7.1 Autarki

For å analysere priseffekt av handel i modellen, tar jeg utgangspunkt i en teknologi-sammensetning liknende den vi har i Norden, der det har blitt utbygget tilstrekkelig uregulerbar kraft til at magasin-beskrankningen ikke er bindende, og at prisene derfor blir utjevnet mellom de to periodene jeg ser på. Videre antar jeg at en relativt lav kapasitetsutnyttelse av konvensjonell termisk produksjon (som i optimum da nødvendigvis vil være lik i begge perioder, fra (16)). Jeg antar videre at den termiske produksjonen som har blitt erstattet med vindkraft ikke har blitt permanent nedlagt, men at den er tilgjengelig for bruk som svingprodusent. Denne sammensetningen kan vi tenke oss representere kraftsamarbeidet i Norden i en situasjon uten handel. Det er en slik situasjon vår nye olje- og energiminister Ola Borten Moe tidligere har argumentert for, der vi bygger ut mer fornybar energi samtidig som man holder igjen for handel med utlandet for å sikre lavere priser hjemme (Teknisk-Ukeblad, 2011).

De optimale sammenhengene i denne situasjonen kan bli utledet på samme måte som beskrevet tidligere i oppgaven. Jeg antar videre at vindkoeffisienten i produktfunksjonen er konstant, slik at det vil være like mye tilgjengelig vindproduksjon i hver periode ($\eta_1 = \eta_2$ hvor $0 < \eta < 1$ i produktfunksjonen gitt i (14)). Kort oppsummert vil skyggeprisen på kapasitetsbegrensingene på den konvensjonelle termiske produksjonen være lik null siden kapasiteten her ikke er benyttet fullt ut, mens skyggeprisene på kjernekraft vil være positive og like i begge perioder ($\theta_1^N = \theta_2^N$). De optimale sammenhengene kan i en situasjon med autarki oppsummeres slik:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = p_1(x_1) = p_2(x_2) = c_1^{C'}(e_1^C) = c_2^{C'}(e_2^C) = c_1^{N'}(\bar{e}_1^N) + \theta_1^N = c_2^{N'}(\bar{e}_2^N) + \theta_2^N \quad (16)$$



Figur 24: Autarki
(Førsund and Hjalmarsson, 2010)

7.2 Med handel

Hvis man åpner opp for handel med for eksempel det europeiske kontinentet, antas det at markedet vi ser på tar den europeiske prisen som gitt, slik at eksport eller import ikke vil ha noen innvirkning på europeisk prisnivå. Videre antar jeg at den europeiske prisen er lavere enn autarkiprisen i periode 1, mens den vil være høyere i periode 2. Det er ingen usikkerhet i modellen, og europeiske prisforskjeller er derfor kjent på forhånd. Jeg antar også at det er kapasitetsbegrensninger på overføringer mellom markedene, gitt ved \bar{e}^{XI} . Hvis vi eksporterer blir $e_t^{XI} \geq 0$, og hvis vi importerer blir $e_t^{XI} \leq 0$. Maksimeringsproblemet med handel blir som følgende:

$$\begin{aligned}
& \max \sum_{t=1}^T \left[\int_0^{x_t} p_t(z) dz - c_t^N(e_t^N) - c_t^C(e_t^C) + p_t^{XI} e_t^{XI} \right] \\
& \text{når} \\
& x_t = e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I - e_t^{XI} \\
& e_t^C \leq \bar{e}^C \\
& e_t^N \leq \bar{e}^N \\
& e_t^I \leq \eta_t \bar{e}^I \\
& -\bar{e}^{XI} \leq e_t^{XI} \leq \bar{e}^{XI} \\
& R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H \\
& R_t \leq \bar{R} \\
& x_t, e_t^C, e_t^N, e_t^H, e_t^I \geq 0, t = 1, \dots, T \\
& T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^I, \bar{e}^N, \bar{e}^{XI}, \bar{e}^C, \eta_t \text{ gitt, } R_T \text{ fri}
\end{aligned} \tag{17}$$

7.3 Lagrange-funksjon med handel

Lagrange-funksjonen blir forlenget med to nye ledd, ett for import og ett for eksport.

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{t=1}^T \left[\int_0^{x_t} p_t(z) dz - c_t^N(e_t^N) - c_t^C(e_t^C) + p_t^{XI} e_t^{XI} \right] \\
& - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\
& - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\
& - \sum_{t=1}^T \theta_t^C (e_t^C - \bar{e}^C) \\
& - \sum_{t=1}^T \theta_t^N (e_t^N - \bar{e}^N) \\
& - \sum_{t=1}^T \alpha_t (e_t^{XI} - \bar{e}^{XI}) \\
& - \sum_{t=1}^T \beta_t (-e_t^{XI} - \bar{e}^{XI})
\end{aligned} \tag{18}$$

7.4 Førsteordensbetingelser

På samme måte vil vi ved å derivere med hensyn på de endogene variablene komme frem til Kuhn-Tucker-betingelsene for problemet. For termisk produksjon vil

førsteordensbetingelsene bli følgende:

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial e_t^N} &= p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I - e_t^{XI}) - c_t^{NI}(e_t^N) - \theta_t^N \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^N > 0) \\ \frac{\partial L}{\partial e_t^C} &= p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I - e_t^{XI}) - c_t^{CI}(e_t^C) - \theta_t^C \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^C > 0)\end{aligned}\quad (19)$$

De er nær identiske med de vi har fra forrige problem, men det er her tatt hensyn til at produksjon tilgjengelig for konsum i hver periode avhenger av handel. I tillegg vil fortsatt betingelsene i (12) gjelde.

På samme måte vil førsteordensbetingelsen for vannkraft bli:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I - e_t^{XI}) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ når } e_t^H > 0) \quad (20)$$

I tillegg vil førsteordensbetingelsene i (5), (6) og (7) også gjelde.

Når man åpner opp for handel i modellen, vil vi i tillegg få følgende førsteordensbetingelser:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^{XI}} = -p_t(e_t^H + e_t^C + e_t^N + e_t^I - e_t^{XI}) + p_t^{XI} - \alpha_t + \beta_t = 0 \quad (21)$$

$$\begin{aligned}\alpha_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} > 0) \\ \beta_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ for } -e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} < 0)\end{aligned}\quad (22)$$

Her representerer β_t og α_t skyggeprisene til henholdsvis import- og eksportkapasitetene. Hvis den ene er positiv, vil den andre være lik null alt ettersom man er i en eksportperiode eller en importperiode.

7.5 Løsning

Jeg antar at utenlandsprisen i periode 1 er lavere enn autarkiprisen, slik at det i denne perioden vil bli importert. Først setter jeg importkapasiteten lik tillagt vindkraftproduksjon i hver periode, da det gjerne blir argumentert at vi kan eksportere ut ekstra utbygget kapasitet. Denne kapasiteten vil her bli utnyttet til det fulle slik at vi fra (22) får at $\beta_1 > 0$. Importen vil i modellen gå inn som ekstra produksjon tilgjengelig for konsum, slik at prisen hjemme vil gå ned. Når prisen hjemme går ned vil dette påvirke produksjonsbeslutningen for konvensjonelle termiske kraftverk, og for noen vil det ikke lenger være lønnsomt å produsere. Periode 1 vil da få en ned-

gang i kapasitetsutnyttelsen for denne teknologien, men vi vil fremdeles ha positiv produksjon for alle teknologier. De optimale sammenhengene for periode 1 vil da se ut som følgende:

$$\lambda_1 = p_1(e_1^H + e_1^C + e_1^N + e_1^I - e_1^{XI}) = p_1^{XI} + \beta_1 = c_1^{C'}(e_1^C) = c_1^{N'}(\bar{e}_1^N) + \theta_1^N \quad (23)$$

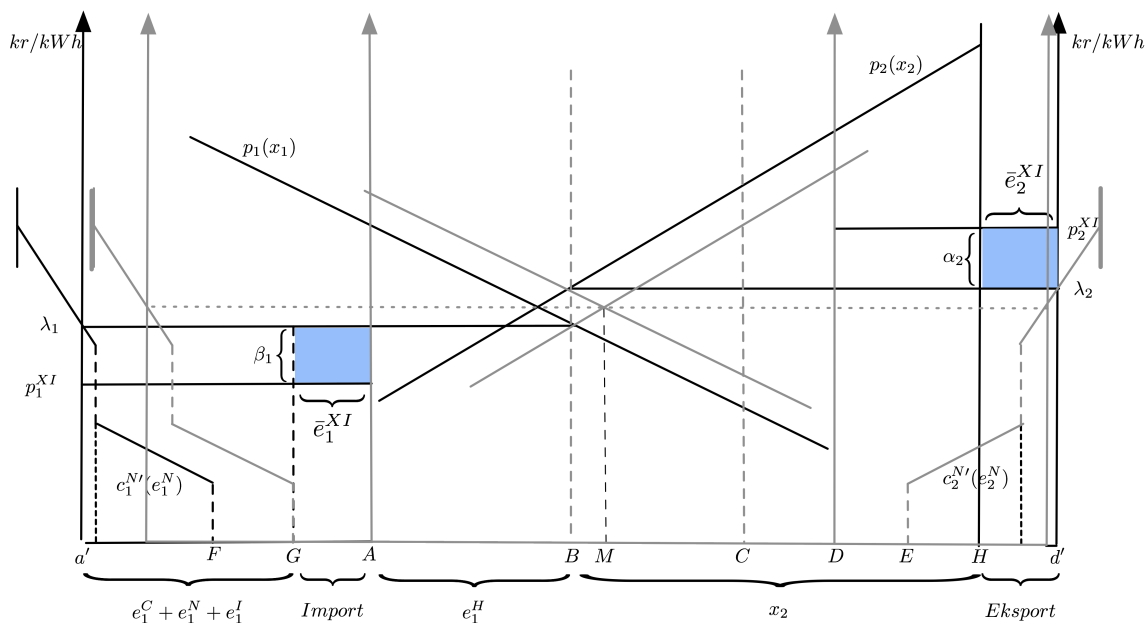
Jeg antar at utenlandsprisen er høyere enn autarkiprisen i periode 2 slik at det i denne perioden vil være eksport. Også her vil kapasitetsbeskrankningen bli bindende, og vi vil få at $\alpha_2 > 0$. Her vil den høyere utenlandsprisen føre til økt pris hjemme, og dette vil igjen føre til en økt kapasitetsutnyttelse av den konvensjonelle termiske teknologien, som likevel fortsatt vil ha ledig ubrukt kapasitet. Vi får da positiv produksjon av alle teknologier og de optimale sammenhengene for periode 2 blir følgende:

$$\lambda_2 = p_2(e_2^H + e_2^C + e_2^I - e_2^{XI}) = p_2^{XI} - \alpha_2 = c_2^{C'}(e_2^C) = c_2^{N'}(\bar{e}_2^N) + \theta_2^N \quad (24)$$

Situasjonen er illustrert i figur 25. I periode 1 vil den ekstra importen føre til at hele den ytre delen av grafen skifter mot venstre tilsvarende importkapasiteten. Som følge av at prisene da blir lavere og derfor at noe av varmekraften blir ulønnsom, vil ytterveggen sammen med etterspørselskurven justere seg etter dette slik at skiftet for disse to blir relativt mindre. Importen vil nå være tilgjengelig for konsum. Fra i utgangspunktet å være i en situasjon med tilstrekkelig magasinkapasitet til å utjevne prisene mellom periodene, blir nå magasinbeskrankningen bindende, og vi vil få en positiv skyggepris som igjen er lik prisdifferansen $\gamma_1 = \lambda_2 - \lambda_1$ fra betingelse (5). Innenlandsprisen i periode 1 vil nå ligge i intervallet mellom autarkiprisen og utenlandsprisen hvor differansen er lik skyggeprisen på importkapasiteten β_1 som beskrevet ovenfor.

For periode 1 i figuren er importen representert ved linjestykket GA , vindkraftproduksjonen lik FG , kjernekraftproduksjonen lik avstanden fra F til den stiplede vertikale linjen og den konvensjonelle termiske produksjonen er representert ved det lille linjestykket fra den stiplede linjen til a' . Vannkraftsproduksjonen er for denne perioden representert ved linjestykket AB .

Modellen er deterministisk slik at man vet at den europeiske prisen vil være høyere i periode 2. Det er dette som motiverer at man igjen ønsker å overføre maksimalt med vann til neste periode, slik at man kan eksportere ut dette til en høyere



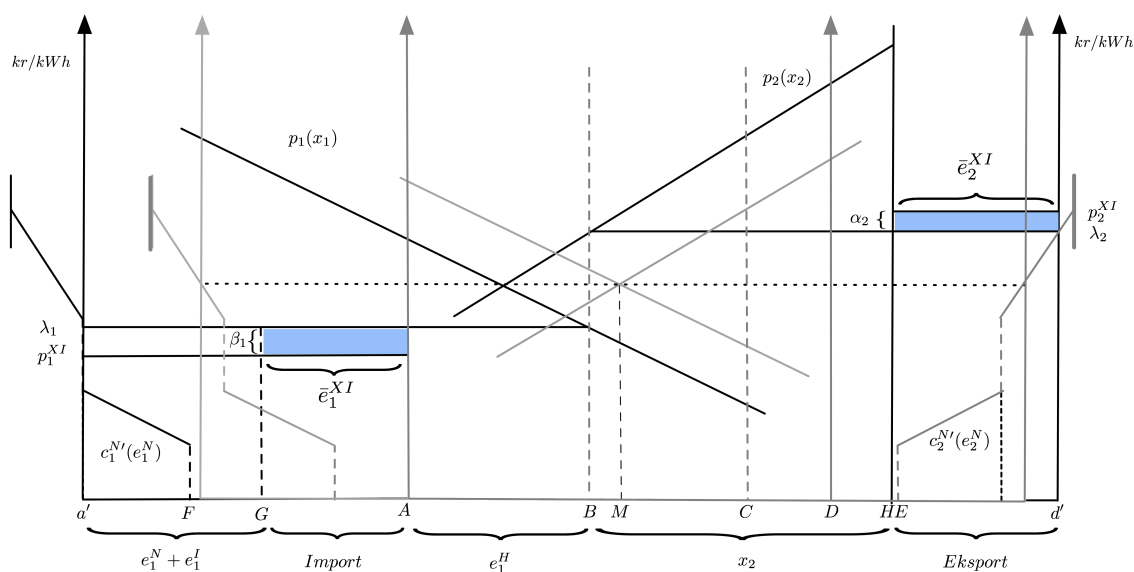
Figur 25: Handel

pris. Man kjøper da billig i periode 1 og konsumerer europeisk kraft samtidig som man sparer vannet til neste periode hvor man selger den nordiske kraften dyrt. Situasjonen med eksport i periode 2 blir illustrert ved å “holde” unna det som skal eksporteres fra hjemlig konsum. Dette blir representert ved linjen vertikalt opp fra H . Efterspørselskurven skifter tilsvarende til venstre, og vil nå være ankret til den nye linjen. Her vil hele kapasiteten bli benyttet og eksporten vil da være lik Hd' . Da prisen i periode 2 vil bli presset oppover vil det som før førte til en økning i bruk av varmekraft og badekaret blir utvidet. Efterspørselskurven og linjen opp fra H er ‘låst’ i et fast forhold med ytterveggen, slik at de justerer seg tilsvarende. Total termisk produksjon i periode 2, vil da være lik Ed' vindkraftproduksjonen vil være lik DE , mens vannkraftproduksjonen for denne perioden vil være representert ved DB .

Prisdifferansen mellom autarki- og utenlandspris i periode 2 vil være lik α_2 . Begrensningene på import/eksport fører til at prisene hjemme og ute ikke blir utlignet og planleggeren får en flaskehalsinntekt som er representert ved de skraverete områdene i figuren. Da det er én pris som vil være gjeldene i økonomien i hver periode, vil planleggeren i periode 1 kjøpe kraften til p_1^{XI} og selge den videre for konsum til en høyere pris $p_1 = \lambda_1$. I periode 2 vil planleggeren gjennom eksporten på samme måte tjene differansen mellom utenlandspris og hjemlig vannverdi.

7.6 Økning av handelskapasitet

For å finne ut hva som skjer når handelskapasiteten øker, dobler jeg i modellen kapasiteten i begge retninger til et nivå som tilsvarer total tillagt vind i begge perioder. Effekten av kapasitetsøkningen i begge perioder vil følge de samme mekanismene som forrige avsnitt og er illustrert i figur 26. I periode 1 vil man fortsatt importere på full kapasitet, $e_1^{XI} = \bar{e}^{XI}$, og skyggeprisen tilhørende denne beskrankningen vil fortsatt være positiv $\beta_1 > 0$. Selv om skyggeprisen er positiv, vil den nå være vesentlig mindre enn ved forrige situasjon siden prisdifferansen mellom markedene blir redusert på grunn økt tilgang på billig kraft gjennom import. Prisnedgangen vil bli litt dempet av redusert kapasitetsutnyttelse av den konvensjonelle termiske teknologien. Slik det er illustrert her, vil den hjemlige prisen bli redusert til et nivå der det ikke lenger er lønnsomt å benytte denne teknologien i det hele tatt, slik at vi får $e_1^C = 0$. Ved å øke importen vil den hjemlige prisen nærme seg europeisk nivå. Importen er i figuren representert ved GA .



Figur 26: Økt kapasitet

Det vil som i forrige tilfelle være optimalt å gå fra en situasjon med ledig magasinkapasitet til en situasjon der man overfører maksimalt med vann til periode 2. I denne perioden vil også fortsatt full eksportkapasitet bli utnyttet, med andre ord blir en større andel av kraftproduksjonen her øremerket til eksport. Her vil man eksportere ut kraft tilsvarende i overkant av total termisk produksjon. Eksporten er

i figur 26 lik Hd' . Dette fører som tidligere forklart til skift i etterspørselskurven og økt hjemlig pris. Økt eksport fører til at hjemlig pris nærmer seg den europeiske og skyggeprisen på kapasitetsbegrensingen for handel α_2 vil bli vesentlig lavere enn ved tidligere situasjon. Prisøkningen fører også til en kapasitetsøkning av konvensjonell termisk kraft, som vil være relativ større enn tilfellet med lavere handelskapasitet. Dette vil bidra til å dempe prisøkningen. De optimale sammenhengene vil periode 1 da bli:

$$\lambda_1 = p_1(e_1^H + e_1^N + e_1^I - e_1^{XI}) = p_1^{XI} + \beta_1 = c_1^{N'}(\bar{e}_1^N) + \theta_1^N \quad (25)$$

For periode to vil de optimale sammenhengene være like som i (24).

8 Konklusjon

Ved å bygge ut nordisk vindkraft samtidig som man stenger for import og eksport slik Borten Moe har tatt til orde for, vil dette normalt føre til lavere elspot-priser i snitt, og vil kunne bidra til å hindre dannelsen av ekstreme prisnivåer. Samtidig kan vindproduksjon variere betydelig, slik at man fortsatt vil risikere enkelt-timer med høye priser. Prisstopper skyldes atypiske situasjoner hvor gjerne flere uheldige hendelser sammenfaller og sammen danner grunnlaget for svært høye priser. Ekstra vindkraft vil med normale forhold være med å redusere risikoen for at dette forekommer.

Hvis man i en situasjon baserer seg på vindproduksjon som uteblir, må man ha produksjonsreserver som står klar til å ta over. Det vil også oppstå situasjoner der det produseres mer enn normalt, og slik variasjon vil føre til en økt prisvolatilitet, slik det er diskutert i Førsund og Hjalmarsson (2010). Denne variasjonen vil bli forsterket innad i prisområder som har vindkraftproduksjon, siden det er begrenset transmisjonskapasitet inn og ut av disse. Hvis det blåser mye i et område med stor andel vindkraft i en lavetterspørselsperiode, vil dette forårsake at prisene går mot null og øke sjansen for spill. Dette undergraver selvfølgelig inntjeningen til allerede ulønnsomme subsidierte vindmøller, og hvis investorene kun ser på gjennomsnittsverdier på vindforhold/priser, kan de få seg en ubehagelig overraskelse.

Ved å bygge ut kabler mot utlandet, vil det nordiske kraftmarkedet i større grad avhenge av europeisk prisutvikling. Hvordan europeiske kraftpriser vil utvikle seg er usikkert, men hvis fremtidige klimamål skal nåes må kvotesystemet i EU strammes

inn, og det vil da bli dyrere å benytte seg av fossilt brensel. Kraftproduksjonen i Europa er idag avhengig av termisk produksjon, og økte priser på CO_2 -utslipp vil øke deres produksjonskostnader. På mellomlang sikt kan dette gjøre at kraftprisene vil bli dyrere, fram til forurensende produksjon er erstattet av andre teknologier. Siden atomkraftverk igjen er en upopulær løsning, og det vil ta tid å innføre tilstrekkelig med vindkraft som erstatning, kan en prisøkning være sannsynlig. Hvis vi bygger ut ytterligere handelskapasitet gjennom kabler mot Europa, vil denne prissøkningen i større grad også ramme oss, selv om vi installerer egen vindkraft. En slik prissøkning vil ikke nødvendigvis være negativt, da økt handelskapasitet gir økt forsyningsikkerhet, slik at man unngår ekstrempriser.

I land det er aktuelt å øke eksporten til, som England og Tyskland, er det allerede i dag store planer om å bygge ut vindkraft. Atomkraftulykken i Japan tidligere i år, førte til at debatten om atomkraftverk igjen blusset opp i Tyskland, og vindkraft blir lansert som løsningen (Spiegel, 2011). Katastrofen førte forøvrig til at Tyskland annonserte at flere atomkraftverk i en periode skulle settes ut av drift av sikkerhetshensyn, og følgelig gikk kraftprisene i Europa opp. På grunn av den dårlige hydrologiske situasjonen vi opplevde denne vinteren, var det nordiske systemet avhengig av å importere europeisk kraft. Slik ble også nordiske priser presset oppover gjennom importen, akkurat slik som modellen tilsier. Som tidligere nevnt i oppgaven vil normalt flytmønster avhenge av produksjonssammensetningen hos våre handelspartnere. Tyskland opererer med atomkraftverk som grunnlast, som ikke kan reguleres etter etterspørselen. Dette resulterer i større variasjon mellom dag og natt enn den vi har i Norden, da vi med vannkraften lettere kan regulere prisen. Derfor importerer vi gjerne om natten, og eksporterer om dagen. Dette er resultater som kommer rett ut av modelloppsettet. Denne våren iverksettes et prosjekt til en pris av 5 milliarder euro for å realisere vindkraftproduksjon i Nord-Tyskland, da det er den delen av landet som er rikest på vind (Spiegel, 2011). Hvis tysk vindkraft blir lagt til atomkraften som grunnlast, vil dette kunne bidra til å ytterligere forsterke europeiske prisforskjeller på dag og natt, hvis det blåser relativt mer på natten enn på dagen. Dette vil kunne gjøre det enda mer gunstig med handel for Norge, med sin *regulerbare* kraft.

Hvis dette realiseres, og vi bygger ut kabler med stor kapasitet, vil Norden kunne dra nytte av sin vannkraft ved å importere billig, tysk kraft i vindrike perioder samtidig som man reduserer egen vannkraftproduksjon for å spare til perioder med høyere pris hvor vi da kan eksportere kraften tilbake. Hvis formålet med nordisk

vindkraft er å erstatte nordisk forurensende konvensjonell termisk produksjon, vil man kunne oppnå dette gjennom import av overskuddsvind i andre land istedet for å bygge ut egen, ulønnsom vindkraft. De ambisiøse planene om ny fornybar energi i Europa, gjør at norsk vindkraft som erstatning for forurensende kraftproduksjon i andre land blir mindre verdifull, da de vil få en stor andel av fornybar energi selv. I tillegg vil utenlandsk vindkraft i perioder kunne undergrave lønnsomheten til norsk/nordisk vindkraft gjennom import i vindrike perioder på kontinentet.

Gjennom vinteren i år, så vi at Sør-Norge unngikk like høye priser som andre områder. Grunnen til dette kan delvis krediteres tilgangen på billig vindkraft fra Danmark. Dette illustrerer at for Norge sin del kanskje er gunstigere å bygge utenlandskabler og utnytte vindkraften investert av våre handelspartnere for å sikre seg mot svært høye priser, enn å investere i egen subsidiert vindkraft. I Norge er det jo forbrukerne selv som tilslutt sitter igjen med regningen.

Jeg har vist at ekstra vindkraft i det nordiske systemet etter alt å dømme vil føre til at prisene i en autarki-situasjon i snitt vil bli lavere. Bakgrunnen for pristoppene viser seg å være en sum av uforutsette uheldige hendelser som ekstra vindkraft vil kunne bidra til å gjøre mindre sannsynlig at forekommer. Problemet med vind er at den er uforutsigbar, og krever at man har ekstra produksjon i bakhånd hvis vinden uteblir. Den er i tillegg ulønnsom å utbygge med dagens kraftpriser. Samtidig vil prisutviklingen på kraft i Norden bli i større grad preget av europeisk pris, hvis vi bygger ut større handlingskapasitet mot kontinentet. Hvis målet er forsyningssikkerhet og å unngå svært høye priser, vil det beste være å få fjernet flaskehalsene innad i systemet, og forsikre seg mot produksjonssvikt i eget system ved å bygge ut kabler mot utlandet, heller enn å bygge ut ulønnsom vindkraft her hjemme.

Referanser

- Amundsen, E. S. and L. Bergman (2006). Why has the nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy* 14, 148–157.
- Amundsen, E. S. and L. Bergman (2007). Integration of multiple national markets for electricity: The case of norway and sweden. *Energy policy* 35, 3383–3394.
- Bye, T. (2003). A nordic energy market under stress. *SSB, Economic Survey* 4.
- Bye, T. (2006). Tilsigssvikt - konsekvenser for produksjon og priser. *SSB, Økonomiske Analyser* 4.
- Bye, T., M. Bjørndal, G. Doorman, and C. Riis (2010, November). Flere og riktigere priser - et mer effektivt kraftsystem. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter.html?id=2054>. Lesedato 1. mai 2011.
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower Economics*. Springerlink.
- Førsund, F. R. (2011). Innfasing av vindkraft. *Samfunnsøkonomen nr. 3*, 46–54.
- Førsund, F. R. and L. Hjalmarsson (2010). Renewable energy expansion and the value of balance regulation power. *Working paper in economics, University of Gothenburg* 441.
- Gjølberg, O. and T. Johnsen (2003). The pricing of electricity futures: Emperical tests for market efficiency at nordpool. *Mimeo, Norwegian Agricultural University*.
- Hofstad, K. (2007). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>. Lesedato 1. mai 2011.
- Holtinen, H. (2004). *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system*. Ph. D. thesis, Helsinki University of Technology.
- Kallio, M., I. Vehviläinen, M. Bröckl, and E. Virtanen (2010). Nordic electricity peak prices during the winter 2009-2010. <https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Gaia-0Market-Report.pdf>. Lesedato 1. mai 2011.
- Montel (2011). <http://montelpowernews.com/>.

- Neimane, V., U. Axelsson, and R. Murray (2005). 4000 mw wind power in sweden - impact on regulation and reserve requirements. *Elforsk rapport 05:19*. <http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=05-19>. Lesedato 1. mai 2011.
- Neimane, V. and F. Carlsson (2008). A massive introduction of wind power - changed market conditions? *Elforsk Report 08:41*. <http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=08-41>. Lesedato 1. mai 2011.
- Nord-Pool (2011). The nordic electricity exchange and the nordic model for a liberalised electricity market. <http://www.nordpoolspot.com/PowerMarket/>. Lesedato 1. mai 2011.
- NVE (2010). Vinterens kraftsituasjon - 2009/2010. <http://www.nve.no/PageFiles/10063/Vinterens%20kraftsituasjon%202009-2010.pdf>. Lesedato 1. mai 2011.
- NVE (2011a). Kvartalsrapport for kraftmarknaden. <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport3-11.pdf>. Lesedato 1. mai 2011.
- NVE (2011b). Nves korttidsstatistikk februar 2011. <http://www.nve.no/pagefiles/11671/m%c3%a5nedstatistikk%2002%202011.pdf>. Lesedato 1. mai 2011.
- Pöyry (2010). Pristoppar på den nordiske elmarknaden. http://www.statnett.no/documents/nyheter_og_media/nyhetsarkiv/vedlegg%20til%20nyhetssaker/vedlegg%202010/r-2010-06%20nda%20pm%20pristoppar%20p%c3 Lesedato 1. mai 2011.
- senorge.no (2011). <http://www.senorge.no/>. lesedato 1. mai 2011.
- Spiegel (2011). Deutschland macht wind. <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,756316,00.html>. Lesedato 1. mai 2011.
- Statnett (2010). Nettutviklingsplan. <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Om-kraftsystemet/Langiktig-nettutvikling/>. Lesedato 1.mai 2011.
- Statnett (2011). <http://www.statnett.no/no/kraftsystemet/produksjon-og-forbruk/produksjon-og-forbruk/>. lesedato 1.mai 2011.

Sydsæter, K., A. Seierstad, and Strøm (2006). *Matematisk analyse bind 2*, Volume 4. Gyldendal akademisk.

Teknisk-Ukeblad (2011). Vind på anabole stereoider.
<http://www.tu.no/energi/article283706.ece>. Lesedato 1. mai 2011.