

Karoline Vasbotten Lous

**Et anstrengt kraftmarked i
Møre og Romsdal**

Hva er problemet og hvordan vil
markedet fungere?

Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the various research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, november 2007
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,
skal Statistisk sentralbyrå oppgis som kilde.

ISBN 978-82-537-7263-9 Trykt versjon
ISBN 978-82-537-7264-6 Elektronisk versjon
ISSN 0806-2056

Emnegruppe
01.03.10

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	,(,)

Sammendrag

Karoline Vasbotten Lous

Et anstrengt kraftmarked i Møre og Romsdal

Hva er problemet og hvordan vil markedet fungere?

Rapporter 2007/39 • Statistisk sentralbyrå 2007

Denne rapporten tar for seg den mye omtalte kraftsituasjonen i Møre og Romsdal. De siste årene har kraftetterspørselen fra kraftintensiv industri i området økt mye. Samtidig har det skjedd lite på produksjonssiden i kraftmarkedet. Møre-regionen har gått fra å være omtrent i balanse hva gjelder forbruk og produksjon til å bli en nettoimportør av kraft. Dette er forhold som har ført til at det i dag snakkes om en energikrise i fylket.

Rapporten viser imidlertid at så lenge vi har en normal etterspørselastisitet i markedet vil vi ha en vanlig markedsløsning for energi. Over tid vil det alltid være en etterspørselastisitet, noe som betyr at vi ikke vil oppleve mangel på energi i fysisk forstand. Prisen som kreves for å oppnå løsning kan riktignok bli høy. Det gjelder særlig i tørrår, men i et normalt år vil markedet takle selv en etterspørseløkning fra kraftintensiv industri tilsvarende nivået som forventes i 2008, uten at kraftprisen når unormale høyder (sammenliknet med hva vi har hatt tidligere).

I svært anstrengte situasjoner kan vi i prinsippet oppleve fysisk mangel på effekt. En stor importkapasitet på effekt gjør imidlertid at det skal svært mye til for at en slik situasjon oppstår i Møre og Romsdal.

Foreslåtte og delvis vedtatte tiltak for å møte den økte etterspørselen i Møre og Romsdal er å bygge ut ny produksjonskapasitet (hovedsakelig vind- og gasskraft) og økt overføringskapasitet. Økt produksjon fører til at kraftprisen i Møre-regionen holdes lik kraftprisen ellers i landet, selv ved en kraftig vekst i etterspørselen fra kraftintensiv industri. Det er urealistisk at det vil bli gjennomført tiltak i området av en slik størrelse at regionen vil gå fra å være i en importsituasjon til en eksportsituasjon.

Jeg vil takke for å ha fått muligheten til å skrive denne rapporten ved Statistisk sentralbyrå. Torstein Bye fortjener en stor takk for meget god veiledning underveis. Takk også til Annegrete Bruvoll for nyttige kommentarer og oppfølging.

Innhold

1. Innledning, problemstilling og bakgrunn.....	7
2. Hvordan fungerer et rent vannkraftmarked og et marked med kombinerte teknologier? ...	10
2.1. Prisdannelse i et rent vannkraftmarked.....	10
2.2. Prisdannelse i et kombinert vann- og vindkraftmarked.....	12
2.3. Prisdannelse i et kombinert vann- og gasskraftmarked	14
2.4. Økt overføringskapasitet	15
2.5. En mer fleksibel etterspørselside	15
3. Nærmere om kraftsituasjonen i Møre-regionen	17
4. En modell for kraftmarkedet i Møre og Romsdal	20
4.1. Modellsimulering for energimarkedet.....	21
4.2. Modellsimulering for effektmarkedet	22
5. Resultater.....	23
5.1. Etterspørsel fra kraftintensiv industri øker.....	23
5.2. Storskala innfasing av vindkraft.....	23
5.3. Fall i vannkrafttilbudet i tillegg til økt etterspørsel fra kraftintensiv industri	24
5.3. Fall i vannkrafttilbudet men hvor tilbudet av vindkraft har økt.....	24
5.4. Fall i tilbudet på kort sikt	25
6. Konklusjon.....	27
Referanseliste.....	28
Vedlegg: Modell for et rent vannkraftmarked	29

Figurregister

2. Hvordan fungerer et rent vannkraftmarked og et marked med kombinerte teknologier?	
1. Løsning i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde	10
2. Effektmarkedet, uelastisk tilbud og etterspørsel.....	11
3. Effektmarkedet, endret etterspørselastisitet	12
4. Introduksjon av vindkraft i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde.....	13
5. Effektmarkedet, fall i tilbudet av vindkraft	13
6. Introduksjon av gasskraft i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde.....	14
7. Effektmarkedet med vann- og gasskraft	14
8. Introduksjon av økt overføringskapasitet i energimarkedet	15
9. Tilbakesalg av kraft versus rasjonering	16
3. Nærmere om kraftsituasjonen i Møre-regionen	
10. Prognoser for årsforbruk (energi) i Møre og Romsdal.....	18
11. Prognoser for maksimallast (effekt) i Møre og Romsdal.....	18
12. Utvikling i kraftbalansen i Møre og Romsdal, med og uten import. TWh/år.....	19
4. En modell for kraftmarkedet i Møre og Romsdal	
13. Energimarkedet i Møre og Romsdal, kalibrert for 2005.....	22
14. Effektmarkedet i Møre og Romsdal, kalibrert for 2005	22
5. Resultater	
15. Kraftintensiv industri øker etterspørselen med 35 prosent	23
16. Kraftintensiv industri øker etterspørselen med 35 % og samlet tilbud av vannkraft faller med 25 %	24
17. Tørrår, men økt tilbud av vindkraft	25
18. Skift i tilbudskurven på kort sikt (effektmarkedet).....	25
19. Spotpriser fra time til time på Nordpool i perioden 01.01.93. t.o.m. 31.01.07	26

Tabellregister

4. En modell for kraftmarkedet i Møre og Romsdal	
1. Tilbud og etterspørsel etter energi i Møre og Romsdal. Kalibrert anslag for 2005, fordelt på kraftkilder.....	21
2. Tilbud og etterspørsel etter effekt i Møre og Romsdal. Kalibrert anslag for 2005, fordelt på kraftkilder	22

1. Innledning, problemstilling og bakgrunn¹

Det er mye som tyder på at kraftmarkedet i Møre og Romsdal er anstrengt. En hovedårsak er at regionen de siste årene har vært preget av en kraftig vekst i etterspørselen fra kraftintensiv industri, samtidig som det har vært lite utbygging på produksjonssiden. Etterspørselen fra kraftintensiv industri er planlagt å øke betraktelig også i årene framover.

I et kraftmarked kan vi skille mellom energi- og effektknapphet. Begrepet *energiknapphet* tar for seg knapphet i kraftmarkedet over en periode, for eksempel et år. *Effektknapphet* refererer til knapphet i kraftmarkedet til gitte tidspunkt, for eksempel enkelte tidspunkt av døgnet. Knapphet i økonomisk forstand betyr egentlig at all tilgjengelig mengde av et gode konsumeres, og at det på marginen er en positiv betalingsvillighet. Det er knapphet som gir oss en positiv pris - hadde vi ikke hatt knapphet ville prisen vært null. En positiv pris er igjen en forutsetning for at produsenter vil ønske å tilby et gode. Denne måten å forstå knapphet på avviker fra det folk flest forbinder med ordet knapphet. Det er vanlig å assosiere *knapphet* med det å ha for lite av noe, altså noe negativt. En knapphet på energi og effekt blir derfor først et problem i det knappheten blir så stor, at mange opplever prisen som kreves for å oppnå likevekt i markedet som for høy. Hvor høy en "for høy" pris er, er et spørsmål av mer subjektiv art.

Mangel på energi og effekt finnes også i fysisk forstand. Ved knapphet i fysisk forstand vil det oppstå behov for fysisk rasjonering for at markedet skal klarere. I ekstremt anstrengte situasjoner hvor tilbudet er gitt, etterspørselastisiteten er tilnærmet uelastisk, og tilbudet er mindre enn etterspørselen kan vi oppleve situasjoner hvor det er nødvendig med rasjonering for å oppnå likevekt.

Vi deler etterspørselssiden inn i *alminnelig forsyning* og *kraftintensiv industri*. Denne inndelingen illustrerer utviklingen i kraftmarkedet i Møre og Romsdal godt. En endring i sammensetningen av disse to hovedgruppene vil endre markedets etterspørselastisitet, noe som igjen vil ha betydning for hvilken pris vi får i markedsløsningen. Kraftintensiv industri utgjør majoriteten av etterspørselen i regionen og skiller seg ut ved at en stor del av denne gruppens kraftbehov dekkes gjennom gunstige fastpriskontrakter. Det gjør at deres etterspørsel blir lite følsom for kortsiktige prisendringer.

Alminnelig forsyning har en mer elastisk etterspørsel enn kraftintensiv industri gjennom året, særlig fordi alminnelig forsyning om vinteren har alternative oppvarmingskilder. Kraftintensiv industri har en jevn produksjon og dermed jevnt forbruk av kraft gjennom året. En annen grunn til at alminnelig forsyning har en mer elastisk etterspørsel enn kraftintensiv industri er at de økonomiske konsekvensene ved avbrudd og spenningsforstyrrelser er lavere for alminnelig forsyning. Kraftintensiv industri er dermed villig til å betale en høyere pris på kort sikt, for den kraften de trenger. Men i likevekt vil de to konsumentgruppene ha lik betalingsvillighet. På helt kort sikt er imidlertid etterspørselastisiteten også til alminnelig forsyning lav, og i anstrengte situasjoner er det gjerne kraftintensiv industri som regulerer sitt forbruk, som en følge av avtaler som er inngått med Statnett.

Tilbudssiden i denne regionen består i all hovedsak av vannkraft (med tillegg av importmuligheter). En vesentlig andel av vannkrafttilbudet er magasinert vannkraft noe som gjør at tilbudssiden har stor fleksibilitet når det gjelder energitilpasning over perioder. Kostnaden ved å lagre vann i magasiner er minimal så lenge man er innenfor kapasitetsgrensene. Det betyr at kraftprodusentene, ved å flytte vann mellom perioder, kan velge å produsere nå eller på et senere tidspunkt uten at det har noen vesentlig kostnadsforskjell. En introduksjon av andre teknologier kan føre til endringer i elastisiteten på tilbudssiden.

¹ Denne rapporten er en bearbeidelse av masteroppgaven "Et anstrengt kraftmarked i Møre og Romsdal. Hva er problemet og hvordan vil markedet fungere?" som var ferdig i mai 2007. Rapporten tar opp noen av de samme momentene som artikkelen "Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?" (Økonomiske analyser 3/2007), men den er mer omfattende og omhandler også andre aspekter.

Den anstrengte situasjonen i kraftmarkedet i Møre og Romsdal er foreslått løst på flere måter. En løsning er å etablere storskala vindkraftproduksjon. Vindkraftproduksjon er per i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsom og er avhengig av støtte fra staten. En av grunnene til at staten velger å støtte denne typen kraftproduksjon er Norges forpliktelser i Kyoto-avtalen. Denne politikken gjør det mindre aktuelt å satse på gasskraftproduksjon for å bedre kraftsituasjonen i Møre og Romsdal, ettersom gasskraft vil bidra til økte CO₂-utslipp. Miljøkostnader knyttet til kraftproduksjon og usikkerhet rundt statens støtteordning til såkalt "grønn-kraft" har begrenset kraftutbyggingen de siste årene. Det er altså både økning på etterspørselssiden, og ingen endring på tilbudssiden som har ført til at det snakkes om en mulig kraftkrise i Møre og Romsdal og Midt-Norge framover.

Når det ikke er begrensninger i overføringskapasiteten mellom et kraftprisområde og områdene rundt vil kraftprisen i det aktuelle området være gitt utenfra. Er det derimot skranker på overføringskapasitet vil området bli et eget prisområde. Det er en aktuell situasjon for Møre-regionen at transmisjonskapasiteten er fullt utnyttet og at det er knapphet på energi i økonomisk forstand. Da vil prisen i et vannkraftbasert kraftmarked gis av alternativverdien for det magasinerte vannet mellom perioder, i tillegg til skyggepriser på overføringskapasitet inn til området. Vi viser imidlertid at så lenge det finnes en etterspørselsrespons vil det være en løsning i kraftmarkedet. Over tid vil etterspørsel-elastisiteten alltid være negativ, slik at markedet vil få en klarering, men prisen som er nødvendig for å oppnå likevekt kan på den annen side bli høy.

Effektkapasiteten i kraftsystemet er gitt av generatorkapasiteten og importmulighetene. Dersom en mindre andel av effektkapasiteten enn det som er forventet viser seg å være tilgjengelig, kan vi havne i en situasjon med fysisk effektknapphet. Det gjelder så lenge etterspørsel-elastisiteten samtidig er null.

Dersom det introduseres vindkraft i regionen, vil det føre til at prisen går ned fordi tilbudet øker. Vi kan fremdeles ha skyggepriser på overføringskapasitet, men dersom det økte tilbudet er tilstrekkelig stort forsvinner importskranken. I likhet med et rent vannkraftmarked vil markedet klarere så lenge vi har en etterspørsel-elastisitet, noe vi som nevnt før vil ha over tid. Effektkapasiteten til vindkraft er i likhet med vannkraft også gitt av generatorkapasiteten, men til forskjell fra vannkraft vil denne variere i større grad, fordi den varierer med vindforholdene. Vind kan som kjent ikke lagres direkte. Med en betydelig andel vindkraft er det en større sjanse for å oppleve fysisk mangel på effekt enn i et rent vannkraftbasert system. Markedet håndterer en effektknapphet i økonomisk forstand så lenge etterspørselen har en elastisitet. Imidlertid vil elastisiteten til tilbudssiden gå ned dersom en større

andel av krafttilbudet består av vindkraft, fordi krafttilbudet ikke kan styres.

Ved introduksjon av gasskraft i et vannkraftbasert kraftsystem vil prisen bli lavere som følge av økt tilbud. Så lenge det er en etterspørsel-elastisitet i markedet vil vi oppnå en likevekt mellom tilbud og etterspørsel. Dessuten vil ikke tilbudet av gasskraft være stokastisk slik vindkraft er. Fysisk effektknapphet kan i likhet med et rent vannkraftmarked også oppstå i et marked med både vann- og gasskraft, men knapphets-situasjonen vil inntreffe på et høyere etterspørselsnivå. Til forskjell fra vindkraft vil effektkapasiteten fra gasskraft være gitt.

Etterspørselssiden kan gjøres mer elastisk for å motvirke at prisen i kraftmarkedet blir svært høy. En mulighet er at hele eller deler av forbrukssektoren pålegges å redusere sitt forbruk, alternativt kan forbrukere bli tilbudt en pris som kompensasjon for tilbakesalg av kraft. Når bare én del av forbrukerne pålegges rasjonering vil etterspørselsgruppene ha ulike skyggepriser. Det vil bare være tilfeldig om vi oppnår en samfunnsøkonomisk optimal løsning under en slik ordning. Reguleres derimot hele forbrukssektoren under like vilkår, ved at alle for eksempel blir tilbudt den samme prisen for å selge tilbake kraft, vil det ikke være rom for effektivitetsforbedringer. En tredje mulighet for å gjøre etterspørselssiden mer fleksibel er å installere toveiskommunikasjon hos forbrukerne. Det vil gi forbrukerne anledning og insentiv til å redusere forbruket i perioder med pristopper og høy belastningen på kapasiteten i systemet.

I denne studien benyttes en modell til å vise de kvantitative utslagene i pris og mengde ved endringer i tilbuds- og etterspørsels sammensetningene beskrevet ovenfor. Modellen representerer tilbuds- og etterspørselssiden i kraftmarkedet i Møre og Romsdal i 2005. Den er basert på produsert og konsumert kvantum, og er kalibrert mot spotprisen i markedet.

Startpunktet for likevekt i markedet gir en pris i underkant av 23,53 øre/kWh og en omsatt mengde i underkant av 10 000 GWh. Kraftprisen er omtrent den samme som i resten av landet da det ikke er noen skranker på overføringskapasiteten. Fra kalibreringsåret, 2005 og fram mot år 2010 vil etterspørselen fra kraftintensiv industri øke med cirka 35 prosent. Simuleringer viser at uten importmuligheter vil prisen da øke til cirka 0,45 kr/kWh, men fordi vi har ledig importkapasitet blir pristigningen lavere enn det. Ved uelastisk tilbud utover grensen for det som kan importeres finner vi en pris lik 0,27 kr/kWh, og dersom tilbudssiden tilpasser seg etterspørselsveksten, en pris lik 0,24 kr/kWh.

Lar vi den økte etterspørselen bli møtt med en stor-skala innføring av vindkraft, vil det økte tilbudet føre

til at importsranken forvinner og prisen i Møre og Romsdal blir lik prisen i resten av landet. Det gjelder også dersom tilbudet øker gjennom en annen form for elkraftproduksjon. Hvis tilbudet ikke øker fullt så mye som i simuleringen fører det til at importsranken blir mindre men ikke nødvendigvis borte.

Det er frykt for hva som vil skje ved tørrår i tillegg til vekst i etterspørselen fra kraftintensiv industri. Simulering av et fall i nedbøren på 25 prosent lavere enn det som er normalt når Møre og Romsdal i utgangspunktet er et lukket prisområde, gir en kraftpris rundt 0,50 kr/kWh. Den prosentvise prisøkningen dette gir sammenliknes med en tilsvarende studie for hele Norge, og vi finner at en slik nedbørssvikt rammer Møre og Romsdal hardere enn resten av landet gjennom en kraftigere prisøkning. Tørrårssituasjonen simuleres også i det tilfellet hvor vi har introdusert storskala vindkraftproduksjon, og vi finner at importsranken blir mindre men at den ikke forsvinner.

Det kortsiktige effektmarkedet simuleres og vi finner at et fall i tilbudet på femten prosent gir uendret pris fordi importkapasiteten på kort sikt er stor nok til å veie opp for nedgangen i tilbudet. Dette skyldes at effektkapasiteten på kort sikt er stor også for kablene.

Tilbuds- og etterspørselstettheten i markedet er åpenbart av betydning for løsningen. Et viktig bidrag til å avhjelpe en anstrengt kraftsituasjon i Møre og Romsdal er derfor å gjøre markedet i sin helhet mer elastisk slik at det enklere tilpasser seg knapphet og høye kraftpriser. Varierende priser vil i seg selv gi insitamenter til å investere i fleksibilitet på etterspørselssiden.

2. Hvordan fungerer et rent vannkraftmarked og et marked med kombinerte teknologier?

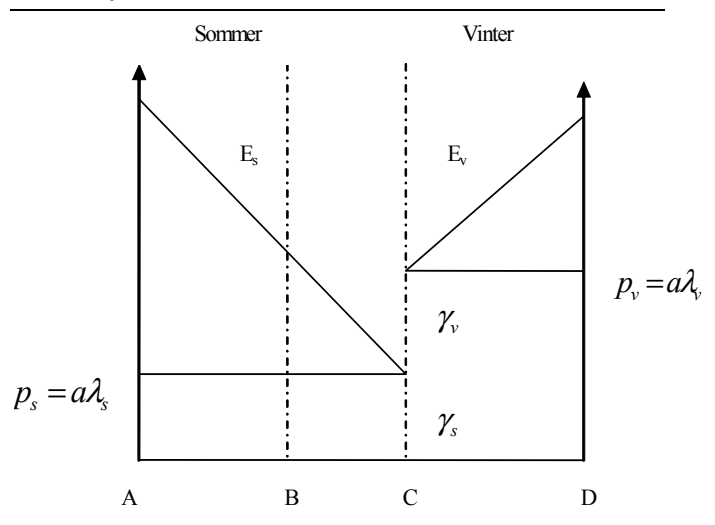
I det påfølgende kapittel kommer det først en beskrivelse av hvordan et rent vannkraftmarked fungerer. Videre utvides markedet ved at det enten introduseres storskala vindkraft eller gasskraft, eller ved at det investeres i økt overføringskapasitet. Til sist ser vi på etterspørselssiden i markedet og hvordan den kan gjøres mer fleksibel.

2.1. Prisdannelse i et rent vannkraftmarked

Drøftingen av hvordan prisen dannes i et kraftmarked er basert på Førstund (1994, 2005). I et rent vannkraftsystem er det ikke variable kostnader i vanlig forstand. Når et vannkraftverk først er bygget er det minimale kostnader forbundet med å øke produksjonen². Det vil si at verdien av kraften som produseres avledes av den verdien vannet skaper ved bruk, nå eller på et fremtidig tidspunkt. Det er alternativverdien av vannet som representerer en kostnad, og vannet får verdi hvis det blir knapphet i minst én periode innenfor horisonten. Knapphet i økonomisk forstand betyr at all tilgjengelig mengde av et gode konsumeres, og at det på marginen er en positiv betalingsvillighet (dvs. at en liten prisnedgang hadde ført til økt konsum hvis mer av godet hadde vært tilgjengelig). Dette gjelder så lenge vannkraftmarkedet er et lukket system på grunn av overføringskranker. Et kraftmarked som er integrert med et termisk kraftmarked vil i en situasjon med import/eksport derimot få kraftprisen gitt utenfra og avledet av grensekostnaden på termisk kraft.

Vannet bør allokere mellom periodene slik at skyggeprisen på energi er lik den marginale nytten av energi i hver periode. Dermed blir den marginale nytten i hver periode lik. I tilfellet med et lukket prisområde og to perioder, settes prisen i prinsippet slik at vannverdien i de to periodene er den samme. Lagringsmuligheten som vannmagasinet gir setter imidlertid en begrensning for hva som er mulig å overføre mellom de to periodene.

Figur 1. Løsning i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde



Hvordan vann skal fordeles mellom to perioder er et optimeringsproblem, hvor summen av konsument- og produsentoverskuddet skal maksimeres. Summen av konsument- og produsentoverskuddet er gitt ved integralet under etterspørselskurvene i de to periodene, når produksjonskostnadene er lik null. Det gir samtidig markedsløsningen³.

De to periodene kan for eksempel representere én sommer- og én vinterperiode. Det er hovedsakelig i sommerperioden at vannmagasinene fylles opp, når snøen smelter på forsommeren. I vinterperioden fylles også magasinene opp, hovedsakelig når det regner om høsten.⁴ Tilpasningen i et vannkraftmarked kan framstilles forenklet i et "badekardiagram" som viser etterspørselskurver for de to periodene. Etterspørselskurven etter vannkraft i sommerperioden (E_s) i figur 1, faller fra venstre mot høyre. Etterspørselskurven for vannkraft i vinterperioden (E_v) faller, og skal leses fra

³ For modell og løsning se vedlegg.

⁴ Selv om det er vanlig at det først og fremst er om våren at vannmagasinene fylles opp skilte f. eks. året 2006 seg ut fra det som er normalt, da våren viste seg å bli tørr, mens det om høsten kom unormalt mye nedbør som fylte opp magasinene.

² Forutsatt at vi befinner oss innenfor kapasitetsgrensen.

høyre mot venstre. Total tilgjengelig energi er gitt ved hele lengden i figuren, AD, og hvor totalt tilsig er gitt ved lengden AC i sommerperioden og hvor lengden CD representerer totalt tilsig i vinterperioden. Lagringskapasiteten måles til venstre for C og er gitt ved BC slik at øvre og nedre magasingrense er gitt ved henholdsvis punkt B og C. Det er forenklet sett bort fra de variable produksjonskostnadene i et vannkraftverk, som uansett er små.

I figuren ser vi først på vinterperioden hvor tilslaget tilsvarende lengden D til C brukes opp. I sommerperioden er ikke etterspørselen tilfredsstillende før tilgjengelig tilsig, A til C brukes opp. Dersom det er en positiv betalingsvillighet (knapphet på vann i økonomisk forstand) i begge perioder vil det i tilfellet med et lukket prisområde være optimalt å ikke lagre noe vann fra en periode til den neste. For at en slik løsning skal være optimal må alternativverdien i neste periode av denne siste mengden vann være lavere enn betalingsvilligheten i første periode. Skyggeprisen på nedre magasingrense i siste periode, γ_s , bestemmer vannverdien i denne perioden. I første periode (altså vinterperioden) viser figuren at vannverdien er lik summen av skyggeprisene på skrankene:

$\lambda_v = \gamma_s + \gamma_v$. Fabrikasjonskoeffisienten a korrigerer for vannproduktiviteten. Sagt på en annen måte er skyggeprisen på nedre skranke i den første perioden lik differansen mellom vannverdiene: $\gamma_v = \lambda_v - \lambda_s$.

Vannverdien må være størst i første periode hvis knapphet i begge perioder skal være en optimal løsning. Hvis ikke kunne konsumentoverskuddet økes ved å overføre vann mellom periodene gjennom å lagre. Det at vannverdien i første periode blir bestemt ved å summere skyggeprisene på knapphet kan forklares med at det ikke bare er knappheten i denne perioden som gir økonomisk verdi, men i tillegg alternativverdien i neste periode. Denne er lik skyggeprisen på knapphet i perioden. I siste periode har ikke vannet noen alternativ verdi.

Energiknapphet

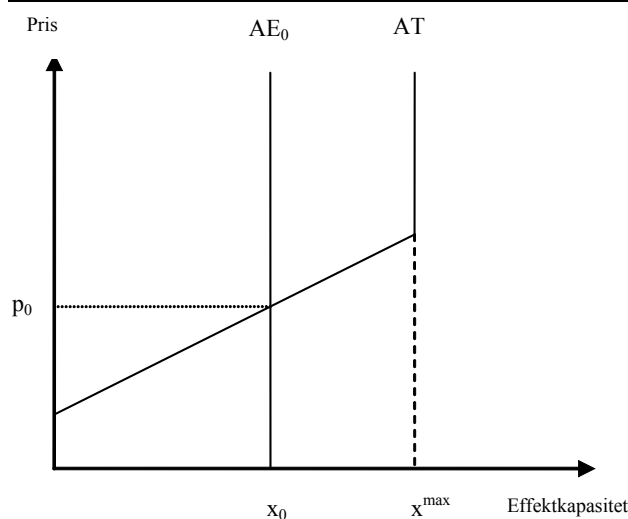
Vi kan oppleve at vi har en mangel på energi når størrelsesforholdet mellom tilbud av kraft og etterspørsel etter kraft er slik at vi får en pris som oppleves som uforvarselig høy, og hvor dette avviker ikke kan dekkes gjennom import. Den knappheten vi ser gir en skyggepris på vann, vannverdien, som må settes opp mot verdien av å bygge ut på tilbudssiden. Dersom kraftprisen blir tilstrekkelig høy, over en lang nok periode, vil det være grunnlag for å øke produksjonen og/eller oppgradere overføringsnettet. Det er knapphet som gir en positiv betalingsvillighet for ny kapasitet. Hvor stor energiknappheten er, vil i et vannkraftbasert kraftsystem variere med de årlige svingningene i krafttilgangen som er meteorologisk betingede og derfor uforutsigbare.

Markedet vil klarere selv om det er knapphet på energi i denne forstand, så lenge etterspørselskurvene om sommeren og vinteren er elastiske. På et års sikt, eller mellom sesonger er det alltid en elastisitet i markedet, siden forbrukerne har tid til å tilpasse seg en endring i prisene. Knapphet på denne måten er dermed ikke et fysisk problem i markedet, ettersom markedet klarer seg. Riktignok kan det oppleves som et problem at prisen blir høy som en følge av overføringssskranke, fordi prisen kan bli høyere enn det som er politisk akseptabelt. Men ettersom energimarkedet klarer seg, vil det ikke være hensiktsmessig å korrigere energimarkedet med det mål for øyet å redusere prisen. Forbrukergrupper som rammes av høye kraftpriser på en uheldig måte kan avhjelpes gjennom andre mekanismer, for eksempel skattelette eller direkte støtte, som ikke vil forstyrre mekanismene i kraftmarkedet. Det kan selvfølgelig tenkes at dersom det gis direkte støtte til enkelte grupper vil deler av denne støtten i neste omgang kunne bli brukt på konsum av elektrisitet. Kraftprisen vil da bli presset ytterligere opp som en følge av økt etterspørsel. Men det er lite trolig at hele budsjettveksten vil gå til ett gode, som allerede er svært dyrt.

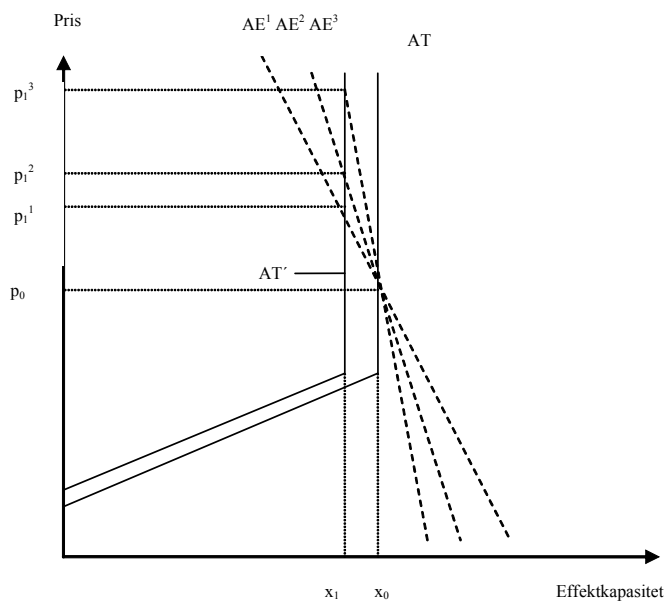
Effektknapphet

En fysisk knapphet på effekt kan oppstå i situasjoner med høy belastning, typisk på kalde arbeidsdager midtvinters. Systemet kan ha nok tilgang på vannenergi, men ikke evne til å produsere og levere den raskt nok til å dekke toppene i etterspørselen (altså mangel på generatorkapasitet i tillegg til fullt utnyttet importmulighet).

Figur 2. Effektmarkedet, uelastisk tilbud og etterspørsel



Figur 3. Effektmarkedet, endret etterspørselastisitet



Figur 2 viser et markedskryss med tilbud av og etterspørsel etter kraft på ett tidspunkt. Tilbudskurven for samlet effekt (AT) er stigende fram til full kapasitetsutnyttelse. Da blir tilbudskurven loddrett og det er ikke mulig å øke kapasiteten utover dette nivået (x^{\max}). Samlet etterspørsel er i utgangspunktet gitt ved kurven AE_0 som her er uelastisk, noe som kan være realistisk på svært kort sikt.

Markedet vil finne en løsning i det tilfellet hvor tilbudet er gitt og etterspørselskurven er uelastisk, så lenge etterspørselskurven ligger til venstre for den vertikale delen av tilbudskurven, eller med andre ord så lenge den uelastiske delen av tilbudskurven ligger utenfor området for etterspørselen. Vi får løsning for pris og mengde i punktet (p_0, x_0) .

Dersom både tilbudskurven og etterspørselskurven er uelastiske og etterspørselskurven ligger enten parallelt med, eller til høyre for tilbudskurven vil vi kunne ha en situasjon med fysisk mangel på effekt. I det tilfellet må all generatorkapasitet være fullt utnyttet, samtidig som verken industri eller alminnelig forsyning reagerer på en prisoppgang. Hvor sannsynlig det er at vi befinner oss i en slik situasjon kan være gjenstand for diskusjon.

Sett at vi allikevel befinner oss i en situasjon med fysisk effektknapphet, hva må da gjøres for at markedet skal finne en løsning? Gitt at generatorkapasiteten er fullt utnyttet og at det ikke er mulig å importere mer effekt (området er lukket), er det etterspørselskurven vi må gjøre noe med for å få en løsning i markedet. Forutsetningen for markedsklarering er at etterspørselskurven *ikke* er fullstendig uelastisk (altså *ikke* loddrett) den også. Så lenge deler av totaletterspørselen har en elastisitet vil vi få skjæring og løsning i markedet.

I det motsatte tilfellet hvor etterspørselskurven er fullstendig uelastisk må det sørges for å innføre mekanismer som gjør at tilbudssiden heller. Alternativt kan vi forsøke å øke tilbudet ved for eksempel å sørge for å ha tilgjengelig reservekraft.

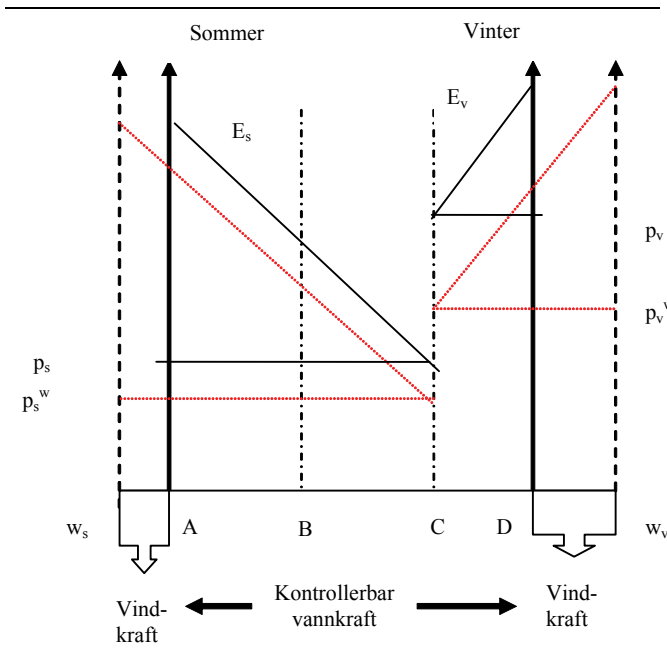
De stiplede linjene i figur 3 viser samlet etterspørsel med ulik grad av elastisitet. AE^1 er mer elastisk enn AE^2 som igjen er mer elastisk enn AE^3 . Dersom vi får et negativt skift i tilbudskurven fra AT til AT' ser vi at vi også da vil få en løsning, så lenge etterspørselskurvene har en elastisitet. Vi ville ikke fått en løsning dersom også etterspørselskurven hadde vært uelastisk, og ligget til høyre for tilbudet. Desto mer elastisk etterspørselskurven er desto lavere vil prisoppgangen bli når tilbudet blir mindre ($p_1^1 < p_1^2 < p_1^3$). I vannkraftmarkedet kan det altså oppstå situasjoner med mangel på effekt. Mangel på energi er det mindre sannsynlig å oppleve, men i alle tilfeller er det fare for at kraftprisene blir svært høye før vi får klarering.

Frykt for en kraftkrise og høye priser i Møre og Romsdal har ført til at det diskuteres flere utbyggingsprosjekter på tilbudssiden. På overføringssiden er det forhåndsmeldt en ny 420kV ledning på strekningen Ørskog-Fardal. Med en slik ledning vil importkapasiteten inn til hele Midt-Norge øke fra 1100-1500 MW til 2000-2400 MW og en teoretisk, maksimal årlig importert energimengde på ca 14-16 TWh mot 8-10 TWh i 2006 (Statnett 2007a). Omdiskuterte er også prosjektene på produksjonssiden og da særlig gasskraftverk og storskala vindkraft produksjon (hvor de største prosjektene er havbaserte). I det følgende vil det bli vist hvordan kraftmarkedet vil fungere dersom de to prosjektene på produksjonssiden gjennomføres, og også hvordan kraftmarkedet påvirkes av økt overføringskapasitet. En annen måte å gjøre kraftmarkedet bedre rustet mot fall i tilbudet og/eller vekst i etterspørselen, er å øke etterspørselastisiteten. Mot slutten av kapittel 2 vil det bli gjennomgått noen måter å gjøre det på.

2.2. Prisdannelse i et kombinert vann- og vindkraftmarked

Vindkraftverk har ikke lagermuligheter slik som magasinkraftverk, men i et kraftsystem hvor vann- og vindkraft kombineres, kan vindkraft dra nytte av lagringsmulighetene vannkraft gir. I perioder med mye vind vil vannkraftprodusenter kunne lagre mer vann for senere bruk. I perioder med lite vind vil man kompensere ved å bruke vannkraftreservene. På denne måten er en kombinasjon av vind og vannkraft mer fleksibel enn vindkraftproduksjon alene. Lagermuligheten gjør at markedet kan reguleres uten store kostnader, noe som er en fordel med en stokastisk krafttilførsel som nettopp vindkraft er. Vannkraftproduksjonen vil måtte tilpasse seg på en ny måte, som er optimal gitt de nye forutsetningene.

Figur 4. Introduksjon av vindkraft i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde



Vindkraftverk har egenskaper som gjør at de med fordel kan sammenliknes med rene elvekraftverk uten lagringskapasitet. Vindmøller har heller ikke noen lagringskapasitet og har derfor skyggepriser lik null. I ”badekardiagrammet” kan en introduksjon av vindkraft i systemet illustreres ved å utvide veggene i diagrammet, og med tilhørende skift i etterspørselskurvene (se figur 4) (Førsund 2005). Utvidelsen tilsvarer den mengden vind som kommer i hver periode, henholdsvis fra w_s til A i sommerperioden og fra w_v til D i vinterperioden. Vannkraft lagret i magasinet (BC) representerer bufferen ved svingninger i vindkraftforsyningen. Den delen av etterspørselen som dekkes av magasinert vannkraft er gitt ved lengden AD.

Vi ser at prisen faller fra p_s til p_s^w om sommeren og fra p_v til p_s^w om vinteren, som en følge av økt tilbud. Ettersom tilbudet er større er det større sannsynlighet for at etterspørselen tilfredsstilles. Hvor mye prisen faller avhenger av hvor mye vindkraft som introduseres (her er det illustrert med mer vindkraft i vinterperioden enn i sommerperioden), og elastisiteten til etterspørselskurvene. Dersom kontrollerbar vannkraft benyttes i begge perioder slik som her, og etterspørselen ikke er tilfredsstilt, vil prisen være lik vannverdien.

Energiknapphet i et marked med både vann- og vindkraft

Selv om kraftmengden som kommer fra vann som er lagret i vannmagasiner utgjør en mindre andel av den totale kraftmengden enn tidligere, er den mengden vann som kan lagres i magasiner like stor som før. Det betyr at kraftsystemet fremdeles har en høy grad av fleksibilitet. Vi ser som tidligere at knapphet i begge perioder gir oss en positiv pris. Markedet klarer seg så

lenge etterspørselskurvene har en elastisitet (noe de har over tid), men at prisene kan bli høye (men lavere enn før introduksjon av vindkraft). Hvorvidt energiknappheten oppleveres som et problem avhenger av hvor høye prisene blir. På den annen side må deler av magasin-kapasiteten som tidligere fritt kunne fordeles mellom periodene nå delvis bli brukt til å kompensere for svingninger i vindkrafttilbudet.

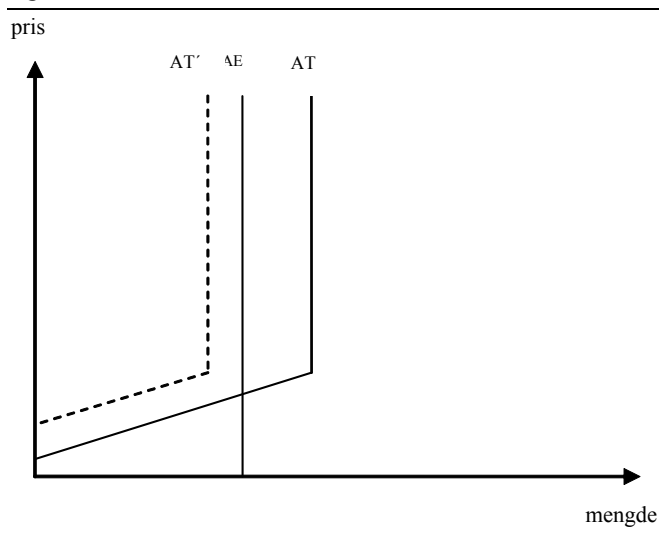
Effektknapphet i et marked med både vann- og vindkraft

Forventet tilbud av vindkraft baseres på prediksjoner. Fordi vindkraft er en stokastisk kraftkilde vil det være usikkerhet rundt slike forventninger. I figur 5 illustreres en situasjon hvor faktisk tilbud av effekt (AT’) er mindre enn forventet tilbud av effekt (AT).

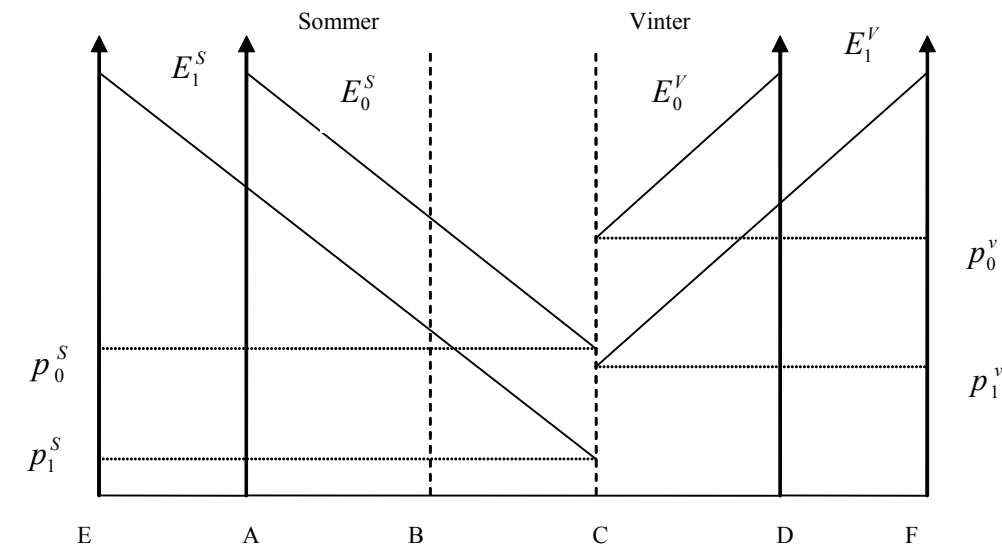
Tilbudskurven for effekt (AT) er stigende fram til all generatorkapasitet er fullt utnyttet (vi antar et lukket marked). Da blir tilbudskurven for samlet effekt fra vind- og vannkraft loddrett. Dersom samlet etterspørsel (AE) er lavere enn samlet tilbud (AT) betyr det at etterspørselskurven skjærer tilbudskurven på den stigende delen av tilbudskurven og vi får klarering.

Anta så at tilbudet av effekt fra vindkraft uteblir eller blir mindre enn forventet. Vi får da et negativt skift i tilbudskurven fra AT til AT’. Tilbudskurven og etterspørselskurven skjærer ikke lenger hverandre og vi får ikke klarering. Man kan med andre ord ta feil av hvor stor andel av effekttilbudet fra vindkraft som vil være tilgjengelig, ettersom denne varierer. Hvis etterspørselen er uelastisk vil ikke markedet klarere og man må rasjonere. Men også denne situasjonen har en løsning så lenge etterspørselskurven ikke er fullstendig uelastisk. Prisutslagene vil kunne bli store i timer med stor effektknapphet når etterspørselskurven har en lav elastisitet, men de er gjerne av kort varighet.

Figur 5. Effektmarkedet, fall i tilbudet av vindkraft



Figur 6. Introduksjon av gasskraft i et vannkraftbasert energimarked, lukket prisområde



2.3. Prisdannelse i et kombinert vann- og gasskraftmarked

Et alternativ til vindkraft er gasskraft. Vi ser her bort fra de miljømessige problemstillingene dette har, og drøfter mekanismene i kraftmarkedet gitt at teknologien er introdusert.

I figur 6 er tilbudet av kraft før gasskraft innføres gitt ved linjestykket A til D. For enkelthets skyld antar vi at vi bare har vannkraft i systemet, før gasskraft introduseres, og at det er flaskehals i overføringsnettet (området er et lukket prisområde). Magasinkapasiteten er gitt ved avstanden BC. Etterspørselskurvene for sommer og vinterperioden er gitt ved henholdsvis E_0^S og E_0^V . Det er knapphet i begge perioder og alt tilsig blir brukt opp i hver periode, det vil si at det ikke lagres noe vann. Skranken på nedre magasingsgrense prises og vi får en høyere pris om vinteren (p_0^V) enn om sommeren (p_0^S).

Introduksjon av gasskraft illustreres ved at veggene i "badekaret" utvides. (Vi ser bort fra eventuell langsiktig lønnsomhet ved slike investeringer og er bare opptatt av driften gitt at tilbudet finnes.) Etterspørselskurvene følger etter og skifter til E_1^S og E_1^V om henholdsvis sommeren og vinteren. Det er sannsynlig at en større del av etterspørselen tilfredsstilles nå, når det tilbys gasskraft. Prisen faller i begge perioder (se p_1^S og p_1^V) som en følge av økt tilbud. Vi antar at denne prisen er høyere enn de variable kostnadene ved å drifte et gasskraftverk. I motsatt fall er vi tilbake til et rent vannkraftsystem.

Energiknapphet i et marked med både vann- og gasskraft

I et marked med både vann- og gasskraft kan vi fremdeles oppleve en positiv betalingsvillighet, men prisen blir lavere som en følge av økt tilbud. Ettersom etterspørsels-

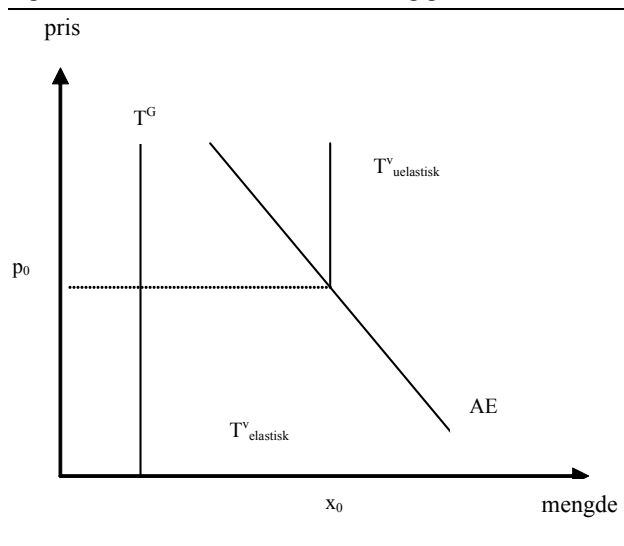
kurvene har en elastisitet klareres markedet. I motsetning til alternativet med introduksjon av vindkraft vil det med gasskraftproduksjon være mulig å vite med større sikkerhet hvilken energimengde som kan forventes.

Effektknapphet i et marked med både vann- og gasskraft

Et effektmarked med både vann- og gasskraft illustreres i figur 7.

Tilbudet av effekt fra gasskraft er på kort sikt gitt og er representert ved den loddrette kurven (T^G). Tilbudet av effekt fra vannkraft er i det tilfellet hvor det ikke er noen skranke på generatorkapasiteten stigende og representert ved kurven $T_{elastisk}^V$. Dersom vi møter en skranke på generatorkapasiteten blir kurven for effekt fra vannkraft også loddrett. Det er vist ved kurven $T_{uelastisk}^V$.

Figur 7. Effektmarkedet med vann- og gasskraft



Så lenge etterspørselskurven har en elastisitet har vi en løsning i markedet. Dersom etterspørselskurven også er loddrett, altså uelastisk, kan et tilfelle med effektknapphet oppstå. Generatorkapasiteten er i det tilfellet fullt utnyttet, og vi må stole på etterspørselssiden i markedet for oppnå klarering.

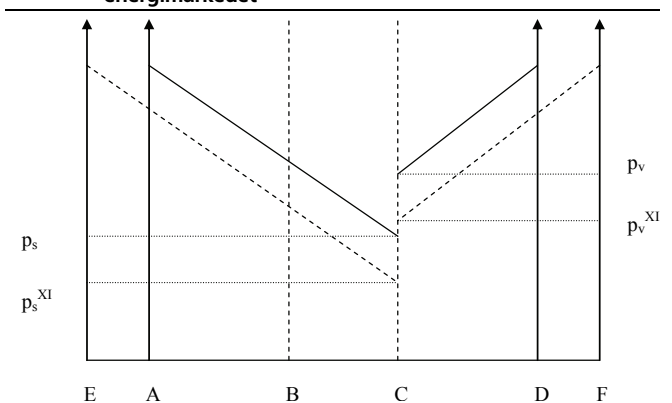
En introduksjon av gasskraftverk gjør i så måte ingenting fra eller til på effekten av effektknapphet, bortsett fra at den først inntreffer på et høyere nivå. Gasskraft har ikke den ulempen som vindkraft har, at generatorkapasiteten er stokastisk og varierer med vindforholdene. Generatorkapasiteten fra gasskraft er gitt på kort sikt, og er på et kjent nivå (Ser her bort fra produksjonsstopp på grunn av feil etc.).

2.4. Økt overføringskapasitet

En økt kapasitet i overføringsnett vil gjøre det mulig å importere mer kraft, i tillegg til at overføringstapet vil bli mindre. En knapphet på overføringskapasitet betyr at overføringsnett har en verdi og på den måten får en pris i markedet. Det er knapphet som forteller oss at overføringsnett er lønnsomt. Hvorvidt det er lønnsomt å ytterligere utvide overføringskapasiteten må sees i sammenheng med forventet kraftpris i markedet over tid, og hvilken avkastning man kan regne med å få igjen for en slik investering. Ved økt overføringskapasitet blir krafttilbudet i regionen høyere. Det fører til at prisen går ned og vil nærme seg prisen i områdene rundt. Er overføringskapasiteten stor nok kan området gå fra å være i et lukket system til å bli et åpent område.

Økt overføringskapasitet er i figur 8 representert ved at veggene i "badekaret" utvides fra A til E om sommeren og fra D til F om vinteren. Etterspørselskurvene får tilhørende skift og følger etter. Tilsig i sommerperioden er som før gitt ved linjestykket AB, CD viser tilsig i vinterperioden og avstanden BC er magasingapasiteten, hvor B er øvre magasingrense og C er nedre. I utgangspunktet har vi knapphet i begge perioder, og vi har skjæring med nedre magasingrense som gir en pris p_s i sommerperioden og p_v i vinterperioden. Anta at

Figur 8. Introduksjon av økt overføringskapasitet i energimarkedet



prisen i området utenfor er lavere og lik p_s^{XI} i sommerperioden og p_v^{XI} i vinterperioden. I figur 8 øker tilbudet, på grunn av økt overføringskapasitet, fra A til E om sommeren og fra D til F i vinterperioden. Det økte tilbudet med tilhørende skift i etterspørselskurvene er akkurat så stort at området går fra å være et lukket til et åpent prisområde, med tilhørende lavere priser. Det kunne også vært vist eksempler hvor økt overføringskapasitet hadde ført til en lavere pris, men ikke fullt så lav som i områdene utenfor. Alternativt kunne overføringskapasiteten økt så mye at vi ville kommet i en eksportsituasjon, fordi eksportprisen da ville vært høyere enn prisen innen det aktuelle området.

2.5. En mer fleksibel etterspørselside

På kort sikt er tilbudet av kraft begrenset og gitt av generatorkapasiteten i systemet. Da kan det oppstå tilfeller med fysisk effektknapphet, og fordi tilbudet er gitt er det etterspørselssiden vi må ta utgangspunkt i, for å oppnå en markedsløsning.

En måte etterspørselssiden kan gjøres mer fleksibel på, er ved at systemoperatør inngår avtaler som pålegger konsumentene å redusere sitt forbruk mot en kompensasjon. Med deler av den kraftintensive industrien i Norge er slike avtaler allerede blitt inngått. Statnett inngikk såkalte energiopsjonsavtaler i forbruk med åtte bedrifter i Norge for å sikre energiforsyningen vintresesongen 2006/2007, og for å redusere sannsynligheten for rasjonering. I september 2006 utgjorde energiopsjonene 890 GWh for hele landet. Det dekket deler av regionale behov, for eksempel en ukes forbruk i Midt-Norge (Statnett 2007b). De konsumentene med en lavere betalingsvillighet enn prisen de får tilbudt av Statnett, vil ønske å selge sin kraft tilbake.

For å oppnå en effektiv fordeling av kraften ved å regulere gjennom pris bør tilbakesalgavtalene tilbys hele forbrukersektoren. Ansvarlig aktør for levering av kraft er nødt til å heve prisen det skal kjøpes tilbake kraft for, helt til etterspørselen er så elastisk at markedet klareres. Markedet vil klareres til svært lav elastisitet (jmf. etterspørselskurven AE^3 i figur 3), men til desto høyere markedspriser (jmf p_1^3 , fig. 3). Det vil være en avveining mellom hvor høyt man vil tillate prisen å være og hvor mye ansvarlig aktør er villig til å kjøpe tilbake kraft for.

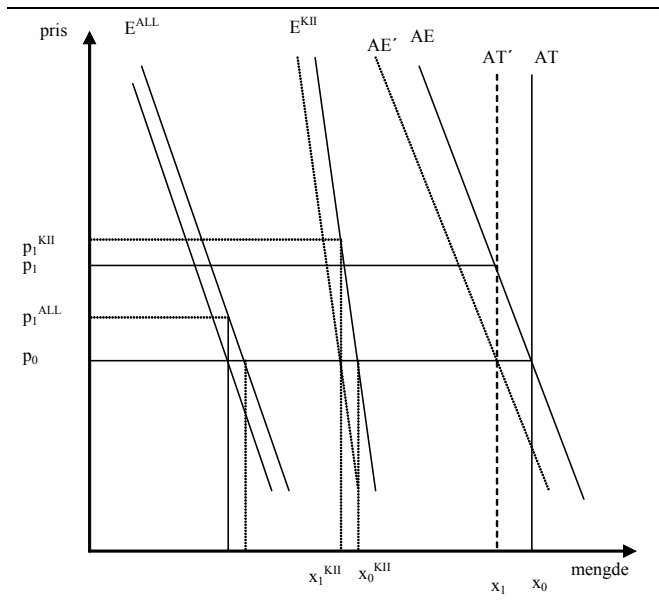
Når sammensetningen av forbrukersektoren endres, endres også etterspørselstettheten. Vi får ikke bare et skift i den totale etterspørselskurven, den vil også vris. Når kraftintensiv industri utgjør en større andel av forbrukersektoren enn tidligere vil det føre til at markedet i sin helhet får en lavere etterspørselstetthet, siden kraftintensiv industri har en lavere elastisitet enn alminnelig forsyning. Motsatt blir det dersom alminnelig forsyning øker sin andel av den totale kraftetterspørselen, da vil markedets etterspørselstetthet øke.

En annen måte å gjøre etterspørselssiden mer fleksibel på, er ved å regulere direkte gjennom rasjonering. Det er Olje- og energidepartementet som setter i verk og avslutter rasjonering, mens det er NVE som er administrativt ansvarlig for å planlegge og gjennomføre rasjonering (NVE 2005)⁵. Statnett har myndighet til å koble ut forbruk av en bestemt størrelse, varighet og eventuelt type last (FoS 2002). Forbrukerne skal kompenseres for det tapet de må lide, i henhold til bestemte satser. Det vil være ønskelig for ansvarlige aktører for levering av energi, å velge denne løsningen så lenge det koster mindre enn å selv sørge for å levere den nødvendige kraften.

Figur 9 under illustrerer regulering gjennom pris eller direkte gjennom pålagt rasjonering. Utgangssituasjonen er i skjæringspunktet mellom AE- og AT-kurven og likevekt er i punktet (x_0, p_0) . AT er tilbudet som er gitt av importkapasiteten og generatorskranken. AE-kurven er samlet etterspørsel som er summen av etterspørsel fra alminnelig forsyning (E^{ALL}) og kraftintensiv industri (E^{KII}). Anta så at det for eksempel kommer mindre vind enn forventet slik at vi får et skift i kurven for samlet tilbud fra AT til AT' . For å oppnå likevekt må etterspørselen reduseres med en størrelse fra x_0 til x_1 . Dersom den nødvendige reduksjonen i etterspørselen fra x_0 til x_1 realiseres gjennom tilbakesalg går prisen fra p_0 til p_1 . Hele etterspørselssiden behandles likt og vi har én betalingsvillighet i markedet. Dersom reduksjonen isteden oppnås ved å pålegge alminnelig forsyning og kraftkrevende industri å redusere sin etterspørsel like mye hver, vil de to sektorene få to forskjellige skyggepriser. Kraftkrevende industri vil da ha en høyere pris (p_1^{KII}) enn i markedsliekevekten med tilbakesalgordning, mens alminnelig forsyning vil ha en lavere pris (p_1^{ALL}).

Ved å beregne arealet under etterspørselskurvene i de to tilfellene av regulering vil vi kunne finne at det samfunnsøkonomiske overskuddet blir forskjellig. Det samfunnsøkonomiske overskuddet vil være størst når det reguleres etter alle forbrukernes betalingsvillighet, gjennom pris. Da vil det ikke være mulig å fordele kraften mellom forbrukerne på en annen måte som gir økt samfunnsøkonomisk overskudd. Vi får som regel forskjellige skyggepriser for de to forbrukergruppene ved direkte regulering og det er bare tilfeldig om samfunnsøkonomisk effektivitet oppnås.

Figur 9. Tilbakesalg av kraft versus rasjonering



En tredje måte å gjøre etterspørselssiden mer fleksibel på er å investere i toveiskommunikasjon mellom kraftprodusent og forbruker. I dagens system er det for de fleste forbrukere ikke mulig å se hvilken pris de står overfor i markedet til et hvert tidspunkt. De fleste norske forbrukere betaler en pris som kan være konstant over uker og til og med sesonger. Mengden kraft som det betales for måles gjerne bare noen få ganger i året. Produsentene ser derfor heller ikke hvor mye kraft hver enkelt forbruker til en hver tid konsumerer, noe som er et hinder for å gi forbrukerne fordeler av å redusere forbruket i timer med høy belastning, eller av å flytte forbruket til timer med lavere belastning. Kostnaden forbundet med å installere toveiskommunikasjon må veies opp mot nytten forbrukerne kan få gjennom lavere strømreregninger. I et samfunnsøkonomisk perspektiv vil en økt etterspørselstetthet, som oppnås på denne måten, kunne bidra til at kostbar utbygging av ny produksjon og/eller overføringskapasitet blir overflødig. I en pressemelding den 21.08.2007 meddeler olje- og energiminister Odd Roger Enoksen at det skal være innført toveiskommunikasjon hos alle strømforbrukere i landet innen 2012. (For mer om toveiskommunikasjon og tidsdifferensiert prising se Ericson (2007).)

⁵ NVE sin hjemmel til å utarbeide forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessig leveringsinnskrenkninger (rasjoneringsforskriften) er gitt i forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetting, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskrifta) § 7-1, og lov 29. juni 1990 nr 50 om produksjon, omforming, omsetting, fordeling og bruk av energi m.m (energilova) § 7-6.

3. Nærmere om kraftsituasjonen i Møre-regionen

Den samlede produksjonskapasiteten i Møre og Romsdal er på ca 6,7 TWh. Bare 15 % av dette er bygget ut de siste 20 årene. Kraftintensiv industri står for 61 % av totalt kraftforbruk i fylket. Med tilsig på gjennomsnittsnivå er det i dag et betydelig importbehov i Møre og Romsdal, på rundt 4 TWh per år. Når Ormen-Lange terminalen settes i drift høsten 2007, blir situasjonen presset (Istad 2006). Samtidig reduseres importmuligheten fra 2007 og utover. Når kraftsituasjonen blir anstrengt øker risikoen for spenningskollaps, og det er derfor nødvendig å redusere tilgjengelig kapasitet på linjene for å opprettholde en forsvarlig forsyningssikkerhet (Econ 2006).

Det er først og fremst utvidelser ved Hydros aluminiumsverk på Sunndalsøra, med en fordobling av effektuttaket fra 2002 til 2005, som har bidratt til økningen i forbruket i fylket. Det er ventet ytterligere vekst fram til 2015. Annen kraftintensiv industri i fylket er Hustadmarmor på Fræna hvor det også er planlagt en gradvis opptrapping av energi- og effektuttaket. I tillegg vil et behandlingsanlegg for gass på Nyhamna for utnyttelse av gassreservene fra Ormen Langefeltet gi et betydelig kraftbehov som i hovedsak er knyttet til pumping av gass til England. Planlagt oppstart er oktober 2007. Dessuten inngår Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden i området. Uttaket her kan øke betraktelig dersom en mulig etablering av et gasskraftverk med CO₂-fangst og utvidelse av metanolfabrikken gjennomføres (Istad 2006). På den annen side vil et eventuelt gasskraftverk også øke tilbudet av energi og effekt i området.

Alminnelig forsyning utgjorde i 2006 49 % av maksimallasten og 37 % av årsforbruket i fylket. Andelen er synkende på grunn av den kraftige veksten innen kraftintensiv industri. I 2002 utgjorde alminnelig forsyning den største konsumentgruppen i regionen med en etterspørselsandel etter effekt på 62 % og en etterspørselsandel etter energi på 50 %. Det forventes at alminnelig forsyning vil ha en forbruksvekst på 1 % p.a. (Statnett 2006). Når alminnelig forsyning gjennom

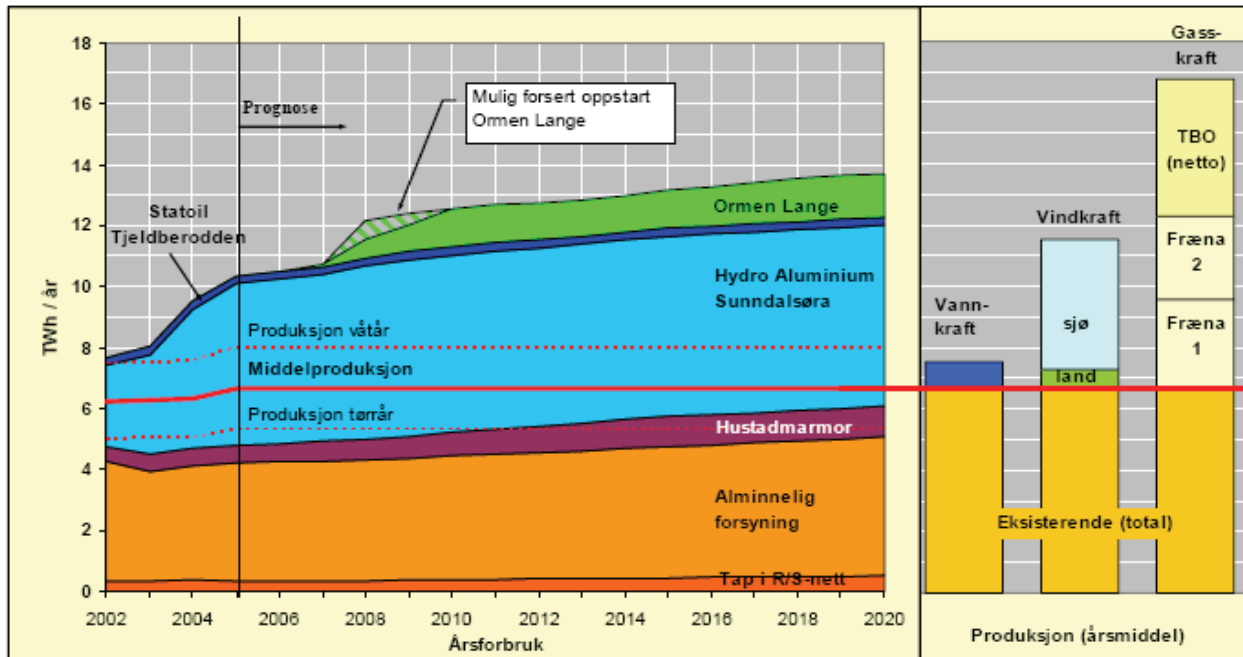
de siste årene utgjør en mindre andel av totaletterspørselen blir totaletterspørselen mindre elastisk. En lavere elasticitet tilsvarer et høyere prisnivå i markedsløsningen når tilbudet endres negativt eller etterspørselen skifter positivt.

Figur 10 og 11 under viser historisk utvikling og prognoser for framtidig utvikling av last og forbruk i Møre og Romsdal. Prognoser for årsforbruk (energi, figur 10) viser registrerte verdier for årene 2002-2005. Utkoblbart forbruk innen alminnelig forsyning (inkludert i figuren) har de siste årene utgjort 0,1-0,2 TWh. Prognosene er sammenlignet med eksisterende og mulig ny produksjonskapasitet (Istad 2006).

Figur 11 viser belastning (effekt) innen alminnelig forsyning eksklusive utkoblbart last. De registrerte verdiene gjelder for årene 2002-2006 innen alminnelig forsyning og for årene 2002-2005 for kraftintensiv industri (Istad 2006).

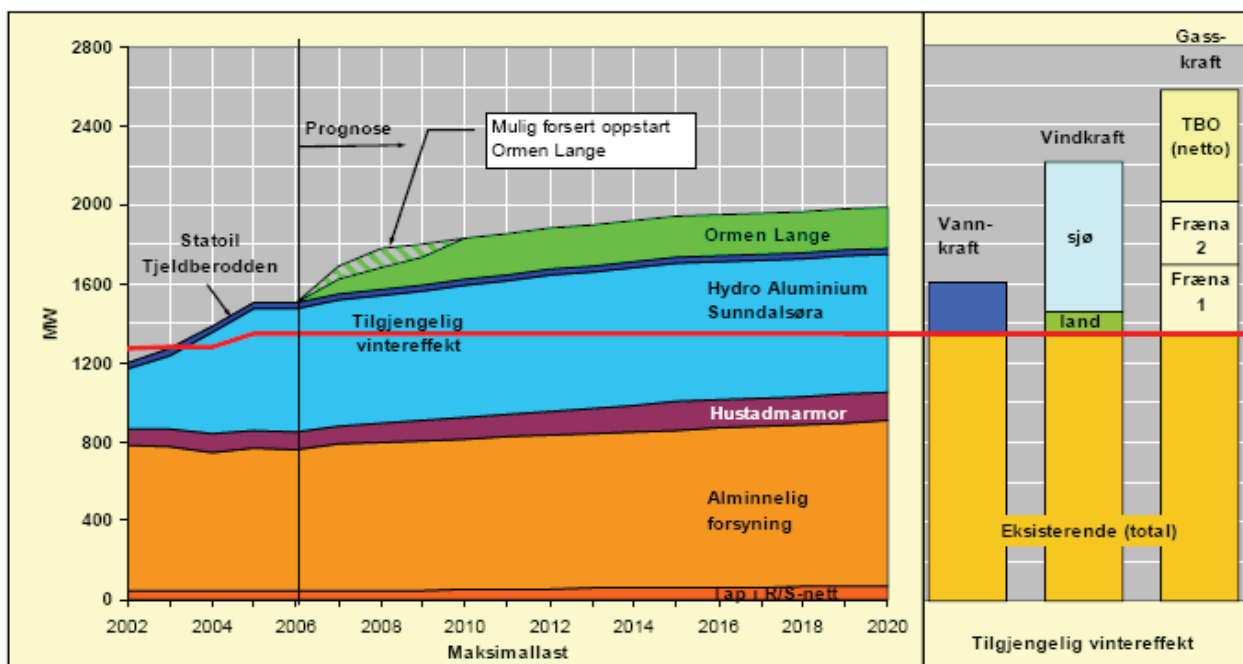
Figurene 10 og 11 viser at fylket isolert sett vil kunne gå fra å være omtrent i balanse mht. forbruk i forhold til produksjon i 2002, til å være avhengig av en betydelig mengde import dersom ingen produksjonsutvidelser blir realisert. I 2020 vil maksimallasten i tillegg til tap kunne bli på 1,5 ganger tilgjengelig vintereffekt og årsforbruket i tillegg til tap vil kunne bli på 2,0 ganger midlere årsproduksjon dersom ingen utbygging foretas. Det relative underskuddet er større for energi (forbruk og produksjon over år) enn for effekt (maksimal last og produksjon). Dette skyldes dominansen til kraftintensiv industri på forbrukssiden som har et relativt jevnt forbruk, mens vannkraftverkene bare kan kjøre med maksimal produksjon for deler av året (Istad 2006). Vi står med andre ord først og fremst overfor en begrensning på energisiden i Møre og Romsdal, når vi tar høyde for importmulighetene. Det er for eksempel om natten det er begrensninger i overføringskapasiteten og da er det til gjengjeld mye ledig effektkapasitet i vannkraftverkene, som regulerer ned produksjonen om natten (Econ Analyse 2006).

Figur 10. Prognoser for årsforbruk (energi) i Møre og Romsdal



Kilde: Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006 (Istad Nett AS).

Figur 11. Prognoser for maksimallast (effekt) i Møre og Romsdal

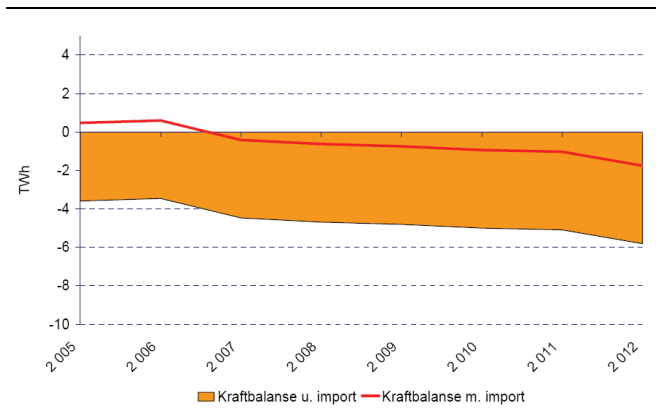


Kilde: Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006 (Istad Nett AS).

Beregningene som er vist i figur 10 og 11, og også i figur 12 under, gjelder dersom man ensidig ser på hva som er produksjonskapasiteten, og hva som er etterspørselen til en gitt pris. I et simultant marked, som kraftmarkedet er, vil det imidlertid ikke være ubalansert, fordi tilbud må være lik etterspørsel. Prisen vil klare markedet så fremt problemet ikke er fysisk effektknapphet (møter generatorsranken). Prisen kan imidlertid bli svært høy før man oppnår likevekt.

Econ Analyse (2006) har gjort et anslag for hvordan kraftunderskuddet i Møre og Romsdal utvikler seg dersom det antas at det ikke kommer inn ny produksjonskapasitet utover det som er under bygging eller overveiende sannsynlig vil bli bygget.

Figur 12. Utvikling i kraftbalansen i Møre og Romsdal, med og uten import. TWh/år



Kilde: (ECON 2006)

Importmulighetene er Econ Analyse (2006) sitt anslag for hvor mye energi det er realistisk å importere til regionen i løpet av et år. Anslaget er imidlertid usikkert. Figuren viser en situasjon i et år med normal mengde nedbør. I tørrår kan altså importbehovet være betydelig større. Avhengig av temperaturen, særlig om vinteren kan situasjonen også se annerledes ut.

”Kraftunderskuddet” slik det er framstil i figur 10 og 11 vil kunne motvirkes av mulige produksjonsutvidelser (se høyre del av figurene). Det er usikkert hvor mange av planene som vil bli realisert. Det vil bl.a. være avhengig av konsesjonstillatelser, utvikling av kraftpriser, konsesjonsvilkår, støtteordninger og andre rammebetingelser (Istad 2006). ”For å få tilfredsstillende permanent forsyningssikkerhet, og samtidig ha en situasjon som gir utviklingsmuligheter for ny industri- og næringsvirksomhet i Møre og Romsdal”, anser Istad Nett det som nødvendig at minimum to av følgende fire prosjekter/tiltak realiseres:

- Gasskraftverk på Tjeldbergodden (konsesjon gitt)
- Gasskraftverk i Fræna (forhåndsmeldt)
- Betydelig mengde vindkraft (flere prosjekter konsesjonssøkt)
- Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal (forhåndsmeldt)

Det er altså aktuelt med både ny produksjon og import av mer kraft fra regioner med kraftoverskudd. Istad Nett (2006) opplyser om at dersom underskuddet skal dekkes ved overføring inn til regionene vil det være behov for omfattende ledningsbygging fordi eksisterende nett ikke har tilstrekkelig overføringskapasitet. Uten etablering av ny produksjon må det bygges minst én ny ledning inn til området. Hvordan dette vil påvirke mekanismene i kraftmarkedet er drøftet foran.

Produksjonstiltakene som er foreslått, og vist i figur 10 og 11 er 0,9 TWh fra vannkraft, 4,4 TWh fra vindkraft (først og fremst havbasert) og 10 TWh nettokapasitet fra gasskraftverkene på Fræna og Tjeldbergodden (TBO) (Istad 2006). Anslaget for kraftunderskuddet i Møre og Romsdal, dersom man kun ser på

etterspørselssiden og ikke tar hensyn til at den forholder seg til tilbudssiden, anslås å bli på 5,9 og 7,0 TWh i henholdsvis 2010 og 2020. Dersom det velges å satse på vann- og vindkraft (5,3 TWh til sammen) har man godt på vei dekket kraftunderskuddet på lang sikt, slik det er framstilt i figurene. Dersom begge gasskraftverkene etableres vil man gå fra en situasjon som nettoimportør til å bli nettoeksportør av kraft.

Andre tiltak som vil bedre kraftsituasjonen i Møre og Romsdal er en 420 kV-ledning mellom Ørskog og Fardal, som det er gitt konsesjon til. Med en slik ledning vil importkapasiteten inn til hele Midt-Norge øke betydelig og er antatt å komme opp i 2000-2400 MW og en maksimal årlig importert energimengde på ca 14-16 TWh. På ulike stasjoner i Midt-Norge skal det dessuten etableres kompenseringssystemer for å gi spenningsstøtte til nettet slik at importkapasiteten kan økes uten fare for kollaps (Statnett 2007).

4. En modell for kraftmarkedet i Møre og Romsdal

Under presenteres en modell for tilbud og etterspørsel etter kraft i Møre og Romsdal. Modellen skal brukes til å simulere ulike markedsløsninger. Den benyttes både når vi ser på energi- og effektmarkedet. Etter en presentasjon av selve modellen følger det først en beskrivelse av hvilke data som benyttes for energi-markedet, før en beskrivelse av data for effekt-markedet.

Etterspørselsfunksjonen for alminnelig forsyning er gitt ved

$$X^{ALL} = B^{ALL} \cdot (p)^{-\kappa_{ALL}}$$

hvor B^{ALL} er kalibreringsfaktoren og κ_{ALL} er etterspørselstettheten til alminnelig forsyning. Etterspørselsfunksjonen for kraftintensiv industri er gitt ved

$$X^{KII} = B^{KII} \cdot (p)^{-\kappa_{KII}}$$

hvor B^{KII} er kalibreringsfaktoren og κ_{KII} er etterspørselstettheten til kraftintensiv industri. Samlet etterspørsel er da gitt ved

$$X^E = B^{ALL} \cdot (p)^{-\kappa_{ALL}} + B^{KII} \cdot (p)^{-\kappa_{KII}}$$

Tilbudsfunksjonen for vannkraft er gitt ved

$$X^V = A^V (p)^{\varepsilon_V}$$

hvor A^V er kalibreringsfaktoren og ε_V er tilbudselastisiteten.

Tilbudet av vindenergi er

$$X^W = A^W (p)^{\varepsilon_W}$$

hvor A^W er kalibreringsfaktoren og ε_W tilbudselastisiteten.

Samlet tilbud er da gitt ved

$$X^T = X^V + X^W + X^I = A^V (p)^{\varepsilon_V} + A^W (p)^{\varepsilon_W} + X^I$$

hvor X^I er import. I likevekt skal etterspørselen etter kraft være lik tilbudet av kraft

$$B^{ALL} \cdot (p)^{-\kappa_{ALL}} +$$

$$B^{KII} \cdot (p)^{-\kappa_{KII}} = A^V (p)^{\varepsilon_V} + A^W (p)^{\varepsilon_W} + X^I.$$

Importmuligheten er i modellen gitt og lik maksimal importkapasitet. Importmengden til enhver tid er residualbestemt og utgjør dermed et eventuelt avvik mellom tilbud og etterspørsel i regionen. Den teoretiske importkapasiteten inn til området er 800 MW noe som gir 6,3 TWh ved full utnyttelse i alle årets timer (Statnett 2007c). Det vil imidlertid være svært vanskelig å oppnå full utnyttelse av importkapasiteten i alle årets timer. Noen vanlige årsaker til at faktisk importkapasitet er mindre enn den teoretiske kapasiteten er at mengden som forbrukes og produseres avviker fra det som er prediksjonen, og at forbruk og produksjon kommer fra andre deler av systemet enn forventet. I tillegg kan temperatur spille en rolle (EMIR 2007). Aktørene i Møre og Romsdal opererer med et anslag gjennom året på 4,2 TWh, altså noe over 65 prosent. Dette synes som et noe forsiktig anslag, men som vi likevel holder oss til i simuleringene.

Kalibreringsåret for modellen er 2005. For energi-markedet er det benyttet gjennomsnittlig årlig spotpris for Midt-Norge som for 2005 er 23,53 øre/KWh (Nordpool 2007). I 2006 hadde cirka 30 prosent av husholdningssektoren og industrisektoren, og cirka 70 prosent av den tjenesteytende sektoren tegnet spotpriskontrakter i Norge (Bye og Hansen, 2007). Til tross for at det er et mindretall som møter spotprisen direkte benyttes denne i mangel av annen informasjon. Kraftintensiv industri har på sin side for en stor del dekket sitt kraftbehov gjennom fastpriskontrakter. Samtidig vil alternativverdien av kontraktene være den prisen de kan oppnå ved å selge dem videre i markedet. Av den grunn benyttes spotprisen som en tilnærming for hele forbrukersektoren.

Etterspørselen etter kraft fra alminnelig forsyning i Møre og Romsdal var i 2005 på 3800 GWh. Kraftintensiv industri hadde en etterspørsel lik 6100 GWh (Istad 2006). Tallene er nettoforbruk slik at tap i regional og sentralnettet er trukket fra. I 2005 utgjorde dermed kraftintensiv industri ca. 60 % av totaletterspørselen i Møre og Romsdal og alminnelig forsyning utgjorde ca. 40 %.

Etterspørselastisiteten i forhold til pris er hentet fra Bye og Hansen (2007). Elastisiteten er estimert i forhold til spotmarkedsprisen (når overføringskostnader og avgifter er konstant)⁶, og selv om den ikke er direkte observerbar for en majoritet av forbrukerne, er det denne priselastisiteten som er relevant for vannkraftprodusenter når de skal fordele vann mellom perioder. Spotprisen er også referanseprisen for alle andre kraftpriskontrakter, som for eksempel fastspriskontrakter og variabelpriskontrakter, og er likevektsprisen i markedet fra time til time. Priselastisiteten på lang sikt er høyere om vinteren enn om sommeren. I gjennomsnitt er den -0,12 om vinteren og -0,05 om sommeren. For å få en representativ elastisitet for hele året, vektet vinterforbruket med 58 % og sommerforbruket med 42 %. Vektingen skjer i henhold til opplysninger om at sommerforbruket utgjør omtrent 35 % av vinterforbruket når det gjelder alminnelig forsyning, og at kraftintensiv industri har jevnt forbruk hele året (Morsund 2007). Den årlige priselastisiteten for alminnelig forsyning blir da på -0,0906. Kraftintensiv industri har for en stor del gunstige fastspriskontrakter, som tilsier at deres elastisitet er lite prisfølsom. Samtidig har industrien en mulighet for å selge sin kraft i spotmarkedet, slik at kraftintensiv industri gjennom alternativverdien av kraften, også har en priselastisitet. Det antas at den vil være halvparten så stor som elastisiteten til alminnelig forsyning og altså lik -0,0453.

Tilbudet av kraft i Møre og Romsdal bestod i 2005 hovedsakelig av vannkraft lik 7647 GWh, men også av en liten andel vindkraft lik 238 GWh produsert i regionen (SSB 2007). I tillegg ble det importert 2015 GWh fra naboområdet. Vannkraftverk med magasiner er fleksible og har derfor en tilbudselasticitet som settes til 0,3 (Bye, 2003). Vindkraft kan ikke lagres og er tilnærmet uelastisk og elastisiteten settes derfor til 0,05. Maksimal importkapasitet inn til Møre og Romsdal er som nevnt gitt og antas å være lik 4,2 TWh i året (Statnett 2007c).

For effektmarkedet brukes det en tilsvarende modell som for energimarkedet men modellen tar for seg kortsiktige prisendringer som følge av kortsiktige, kvantitative endringer i markedet. Kalibreringsåret er som før 2005. Total tilgjengelig vintereffekt i Møre og Romsdal var det året 1350 MW (Istad Nett 2006). Effekt fra vindkraft stod for nærmere 90 MW av totaltilbudet. Den teoretiske importkapasiteten er på ca 800 MW (Statnett 2007c). Nettselskapene i området opererer med en faktisk importkapasitet gjennom året på noe over 65 prosent av den teoretiske kapasiteten,

men på kort sikt forvinner mange av de importbegrensningene som summerer seg på lang sikt. Imidlertid vil det også på kort sikt alltid være noe kapasitet som er ute av driftsmessige årsaker. Derfor reduseres denne med ti prosent til 720 MW, som en illustrasjon på potensialet.

I 2005 var effektuttaket i Møre-regionen på 1500 MW, fordelt jevnt på alminnelig forsyning og kraftintensiv industri. Det gir en importert mengde lik 150 MW, og altså langt under kapasitetsgrensen.

Møre og Romsdal opplevde i 2005 en maksimal spotpris på 72,78 øre /KWh. Den kortsiktige etterspørselastisiteten er hentet fra Bye og Hansen (2006) hvor vinterelastisiteten er estimert til å være -0,014. Den samme elastisiteten brukes for hele forbrukssektoren. Vi har nå nok informasjon til å kalibrere modellen for energi- og effektmarkedet. Koeffisientene er regnet ut ved å løse likningene under:

$$B^A = \frac{X^A}{(p)^{-\kappa_A}} \quad B^{KII} = \frac{X^{KII}}{(p)^{-\kappa_{KII}}}$$

$$A^v = \frac{X^v}{(p)^{\epsilon_v}} \quad A^w = \frac{X^w}{(p)^{\epsilon_w}}$$

4.1. Modellsimulering for energimarkedet

Startpunktet for tilbud og etterspørsel i modellen for energimarkedet i Møre og Romsdal er samlet i tabell 1.

I figur 13 er tilbud og etterspørsel vist grafisk. Vi får en likevektspris lik 23,53 øre/KWh, og en mengde i likevekt på 9900 GWh.

Prisen i områdene utenfor var i 2005 omtrent den samme som i Møre og Romsdal. Importmengden var 2015 GWh mens importkapasiteten er 4200 GWh. Området var altså åpent og møtte ingen importskranker. Prisen blir satt fra markedet utenfor Møre og Romsdal.

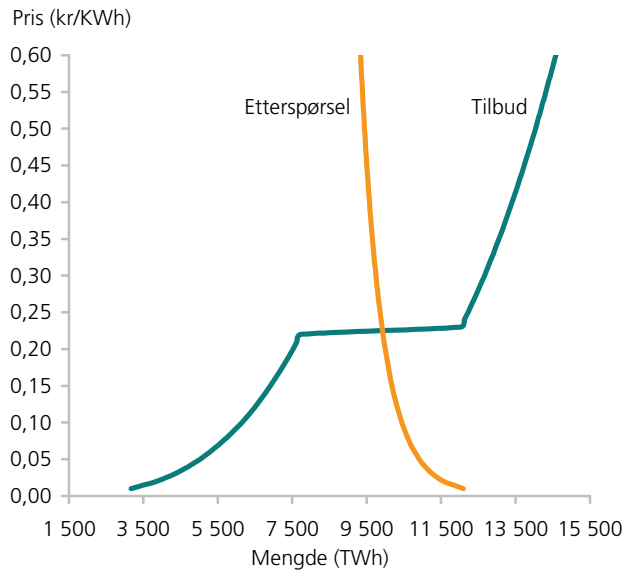
Tabell 1 Tilbud og etterspørsel etter energi i Møre og Romsdal. Kalibrert anslag for 2005, fordelt på kraftkilder

Tilbud totalt (GWh)*	9900	Etterspørsel totalt (GWh)*	9900
Vannkraft	7647	Alminnelig forsyning	3800
Elastisitet	0,3	Elastisitet	-0,09
Kalibreringsfaktor	11676,9	Kalibreringsfaktor	3344,0
Vindkraft	238	Kraftkrevende industri	6100
Elastisitet	0,05	Elastisitet	-0,05
Kalibreringsfaktor	255,4	Kalibreringsfaktor	5722,3
Import	2015		

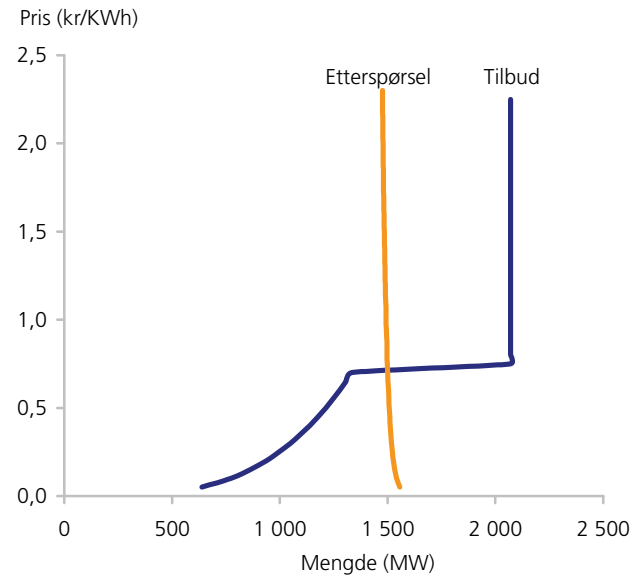
*Tap i nettet er trukket fra

⁶ Etterspørselastisitet på kraftpriser og sluttbrukerpriser har ulik størrelse og innvirkning fordi de er på ulikt prisnivå. Sluttbrukerprisen i Norge er for eksempel generelt tre ganger så høy som selve kraftprisen på grunn av overføringskostnader (nettleie) og avgifter etc. En priselastisitet på sluttbrukerprisen på 3 % vil for eksempel tilsvare en kraftpriselastisitet på omtrent en tredel av denne.

Figur 13. Energimarkedet i Møre og Romsdal, kalibrert for 2005



Figur 14. Effektmarkedet i Møre og Romsdal, kalibrert for 2005



4.2. Modellsimulering for effektmarkedet

Startpunktet for tilbud og etterspørsel i modellen for effektmarkedet i Møre og Romsdal er samlet i tabell 2.

Figur 14 viser tilbudet av og etterspørselen etter effekt i kalibreringsåret i Møre og Romsdal. Tilbudet av kraft i regionene er elastisk fram til prisen er lik prisen i området utenfor. Så lenge det er en importkapasitet vil tilbudet være fullstendig elastisk også ut over dette punktet. Når importkapasiteten er fullt utnyttet er det ikke mer effekt tilgjengelig og tilbudet blir uelastisk.

Tabell 2. Tilbud og etterspørsel etter effekt i Møre og Romsdal. Kalibrert anslag for 2005, fordelt på kraftkilder

Tilbud totalt (GWh)	1500	Etterspørsel totalt (GWh)	1500
Vann	1270	Alminnelig forsyning	750
Elastisitet	0,3	Elastisitet	-0,014
Kalibreringsfaktor	1396,7	Kalibreringsfaktor	746,7
Vind	80	Kraftintensiv industri	750
Elastisitet	0,05	Elastisitet	-0,014
Kalibreringsfaktor	81,3	Kalibreringsfaktor	746,7
Import	150		

5. Resultater

I dette kapittelet blir modellen som ble presentert i forrige kapittel brukt til å analysere prisendringer som en følge av kvantitative endringer i markedet for energi og effekt.

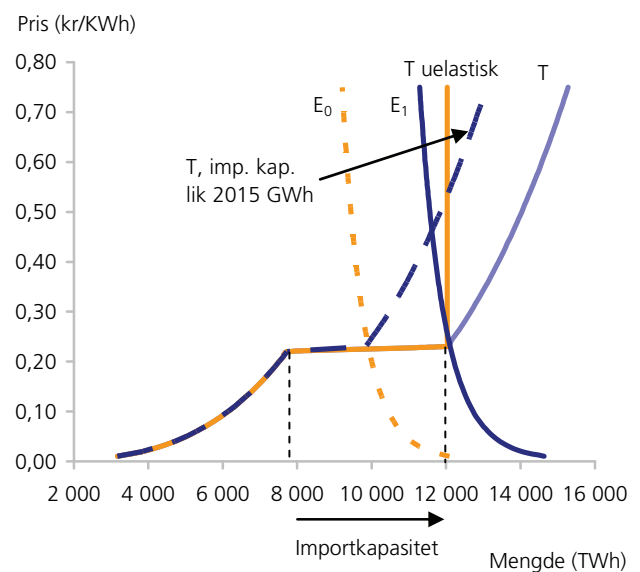
5.1. Etterspørsel fra kraftintensiv industri øker

Etterspørselen etter kraft fra kraftintensiv industri har de siste årene vokst kraftig i regionen. Veksten er antatt å vokse ytterligere også de neste årene. Anta at etterspørselen fra kraftintensiv industri øker initialt med 35 prosent. Da vil etterspørselen fra denne sektoren bli om lag 8,3 TWh, en økning på 2,2 TWh netto – eller 2,3 TWh brutto (inkl. nettap). Dette svarer til den mengden som er predikert for 2010 (Istad 2006). Vi får et positivt skift i etterspørselkurven (fra E_0 til E_1 i figur 14). Når kraftintensiv industri øker sin etterspørsel med 35 prosent faller alminnelig forsyning sin *andel* av totaletterspørselen. Det vil ha en liten virkning på markedets totale etterspørsel elasticitet som faller fra (-0,063) til (-0,060). Det er vanskelig å se denne elasticitetsendringen i figuren, men i tillegg til et skift i etterspørselskurven blir kurven også brattere.

Dersom Møre-regionen hadde vært et lukket område allerede før økningen i etterspørselen (se den lyse tilbudkurven) ville vi få en ny likevekt for pris og mengde i skjæringspunktet for den nye etterspørselskurven (E_1) og tilbudskurven hvor maksimal importkapasitet er satt lik 2015 GWh. Skiftet vises i figur 15. Prisen ville økt med ca 0,18 kr/kWh, fra ca 0,23 kr/kWh til i overkant av 0,45 kr/kWh, men siden det er ledig importkapasitet vil dette ikke skje. I utgangspunktet importerte vi kun 2015 GWh og importkapasiteten var 4200 GWh.

En initial brutto etterspørselsøkning fra kraftintensiv industri på 2,3 TWh medfører at importen initialt vil øke til 4315 TWh. Ettersom Møre-regionen kan sies å være pristaker fra området rundt vil ikke prisen begynne å øke i dette området før importsranken nås. Den økningen i etterspørselen som det lukkede området i regionen må dekke opp er derfor kun 105 GWh, om lag 1 prosent av det totale forbruket i regionen.

Figur 15. Kraftintensiv industri øker etterspørselen med 35 prosent



Hvis man må redusere forbruket med 1 prosent med en elasticitet på 0,06 (snitt etter skift i etterspørselen) må prisen stige med $100/6=17$ prosent – altså blir den nye prisen $0,23 \text{ kr/kWh} * 1,17 = 0,27 \text{ kr/kWh}$ hvis tilbudet i regionen er gitt ($T_{uelastisk}$). Hvis tilbudet i regionen er fleksibelt slik som kurven $T_{elastisk}$ i figur 14 vil prisstigningen bli mindre og lik 0,04 prosent eller 0,24 kr/kWh i ny likevektspris.

5.2. Storskala innfasing av vindkraft

Innfasing av betydelige mengder vindkraft er en av flere foreslåtte løsninger for å møte den økte etterspørselen i Møre og Romsdal. Vi antar at to av de konsesjonssøkte, havbaserte vindkraftprosjektene på til sammen 1961 GWh⁷ bygges ut. Vannkrafttilbudet i regionen består av i overkant av 6 TWh (middelproduksjon), slik at 1,96 TWh vindkraft i den

⁷ De konsesjonssøkte vindkraftprosjektene i Møre og Romsdal består av de tre havbaserte vindkraftprosjektene Havsul i, ii og iii, som kan produsere henholdsvis 986, 2280 og 975 GWh og tre vindkraftprosjekter på lan, Fræna, Haram og Haugshornet som kan produsere henholdsvis 160, 200 og 180 GWh.

sammenheng kan sies å være en betydelig andel av totaltilbudet.

Økningen i brutto etterspørsel fra kraftintensiv industri var 2,3 TWh, økningen i tilbudet i regionen er 1,96 TWh og ledig importkapasitet i utgangspunktet var 2,18 TWh. Økningen i tilbud og ledig importkapasitet overstiger økningen i etterspørselen. Møre-regionen vil da få lik pris som resten av landet og importen øker fra 2 TWh til vel 2,3 TWh (2015 GWh + 2300 GWh - 1961GWh).

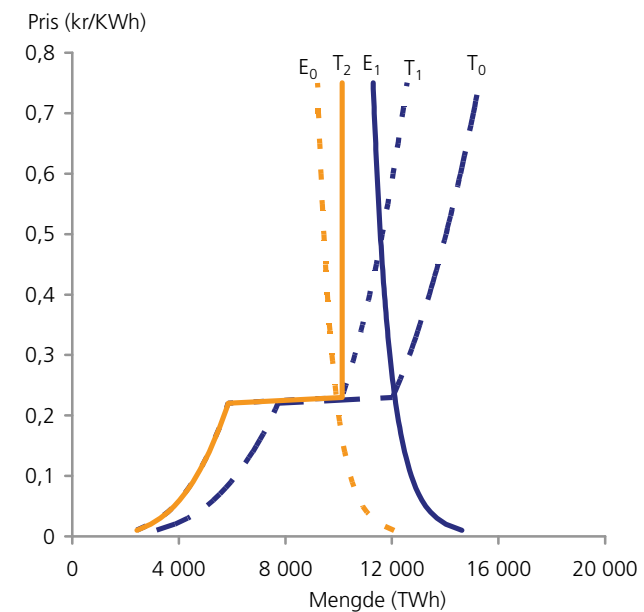
Dersom det innføres gasskraftverk i tillegg eller til erstatning for vindkraftverk vil kraftprisen fortsatt bli lik i Møre og resten av landet. Hvis økningen i ny elkraftproduksjon (gasskraft pluss vindkraft) overstiger etterspørselsøkningen og dagens import vil strømmen snu til eksport fra regionen. Fortsatt vil prisen i Møre være lik prisen i resten av landet. Hvis prisen i Møre-regionen skal falle i forholdet til prisen i resten av landet må tilbudet øke med minst 8,5 TWh (2015 GWh + 2300 GWh + 4200 GWh) – altså både erstatte dagens import, økning i etterspørselen fra kraftintensiv industri og dekke opp hele eksportkapasiteten. I tillegg til vindmøllekapasitet på 1,9 TWh måtte en da bygge et gasskraftverk på 6,5 TWh.

5.3. Fall i vannkrafttilbudet i tillegg til økt etterspørsel fra kraftintensiv industri

Vi så ovenfor at med dagens kapasiteter for tilbud og import til Møre-regionen så vil prisen kunne øke med 17 prosent i regionen når etterspørselen fra kraftintensiv industri øker. Det er frykt for at vi i tillegg til vekst i etterspørselen fra kraftintensiv industri vil oppleve et tørrår, altså en svikt i tilbudet av vannkraft. Kraftmarkedet vil da bli ytterligere presset. En situasjon hvor vi får et fall i vannkrafttilbudet årlig på 25 prosent, dvs en nedgang på om lag 2 TWh er illustrert i figur 16 (se skift fra T_0 til T_1).

Allerede ved en økning i etterspørselen fra kraftkrevende industri ble importkapasiteten fra andre områder i Norge fylt opp og det var et underskudd i området på 105 GWh som måtte dekkes opp ved økte priser. Nå må etterspørselen initialt reduseres ytterligere med nesten 2 TWh eller nesten 20 prosent i forhold til initial etterspørsel (eller nesten like mye som økningen i etterspørselen fra kraftintensiv industri). Redusert tilbud av kraft som en følge av en mindre enn normal mengde nedbør er representert ved tilbudskurven T_1 . Hvis vi tenker oss at tilbudet i regionen er elastisk (tyne generatorene mer, tilgang på alternativer – for eksempel reservekraft etc.) får vi en prisendring fra cirka 0,24 til rundt 0,50 kr/kWh. Er tilbudskurven fullstendig uelastisk, som kurven T_2 i figuren, vil vi se mye høyere priser. Skjæringspunktet mellom T_2 -kurven og kurven hvor etterspørselen har økt (E_1) befinner seg utenfor figuren, og på et prisnivå lik 4,75 kr/kWh.

Figur 16. Kraftintensiv industri øker etterspørselen med 35 % og samlet tilbud av vannkraft faller med 25 %



Bye et. al (2006) har simulert hvordan et deregulert kraftmarked som det norske, uten overskuddskapasitet vil takle et nedbørsfall på 25 % mindre i forhold til det som er normalt, jevnt fordelt over sesonger. De finner en prisoppgang fra rundt 20 øre/kWh til 37 øre/kWh i årlig gjennomsnitt⁸. Det gir en prisoppgang på om lag 85 prosent. Ved å sammenlikne den prosentvise prisstigningen som ble simulert for Norge, med prisstigningen vi simulerte i Møre og Romsdal, kan vi finne en indikasjon på om denne regionen er mer utsatt for en svikt i nedbøren enn resten av landet (jf. at det ikke er noe systematisk slik at en region rammes sterkere enn andre ved nedbørsvikt, se Gabrielsen et al. (2005)). Vi finner en prosentvis prisendringen i Møre og Romsdal på i overkant av 100 prosent, som altså er noe høyere enn hva Bye et al (2006) fant. Det kan ha sammenheng med at kraftintensiv industri utgjør en prosentvis større andel av forbrukssektoren i Møre og Romsdal, enn i resten av landet. Kraftintensiv industri har som kjent en lavere elasticitet enn alminnelig forsyning, noe som gjør etterspørselskurven i Møre og Romsdal mindre elastisk. I tillegg har Norge større importmuligheter, gjennom overføringskapasitet fra utlandet, enn det Møre og Romsdal har, noe som også kan gjøre at en svikt i nedbøren får større prisutslag i fylket.

5.3. Fall i vannkrafttilbudet, men økt tilbud av vindkraft

Hva er utfallet hvis et tørrår som i avsnitt 5.4 oppstår i en situasjon hvor det allerede har blitt innfaset stor-

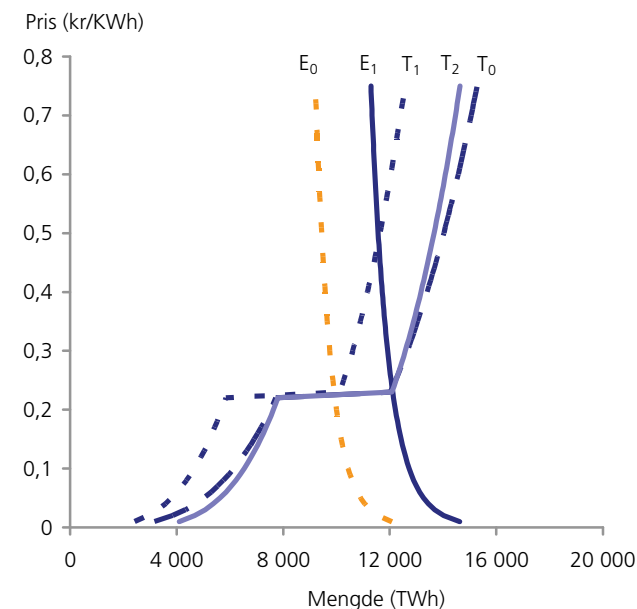
⁸ Vi har valgt å beregne gjennomsnittsprisen ut fra den delen av perioden som studeres, hvor sviktet i nedbøren har slått ut i full tyngde (25 prosent), dvs. fra og med vinterperioden i år 1 og til og med sommerperioden i år 2.

skala vindkraftproduksjon, som i avsnitt 5.3? Vi tar utgangspunkt i at etterspørselen har økt som en følge av økt etterspørsel fra kraftintensiv industri, og at området derfor har blitt et eget prisområde.

Nå er den initiale situasjonen som følger: Etter at kraftintensivindustri har økt etterspørselen er kraftprisen i regionen 17 prosent høyere enn ellers i landet. Nedbørsvikten gir et tilbud på nesten 2 TWh mindre i regionen. Økt vindkraftproduksjon gir nesten 2 TWh. Da er kraftbalansen om lag uendret, men la oss se på nærmere på modellsimulering for denne situasjonen, se figur 17.

Vi ser av figuren over at et økt vindkrafttilbud gjør at kraftmarkedet står bedre rustet i en tørrårssituasjon. Uten innfasing av vindkraft vil en kraftpris lik 0,50 kr/kWh når tilbudskurven var elastisk (se skjæringspunktet mellom T_1 og E_1). Med mer vindkraft, vist ved kurven T_2 får vi et prisnivå på ca 0,23 kr/KWh. Igjen får vi den samme prisen som i resten av Norge og Møre-regionen åpnes mot resten av kraftmarkedet. Merk at dette er virkningen når bare tilbudet er økt. Hvis etterspørselen tilpasser deg det nye nivået på tilbudte vil virkningen bli annerledes, se den teoretiske drøftingen i kapittel 2.

Figur 17. Tørrår, men økt tilbud av vindkraft



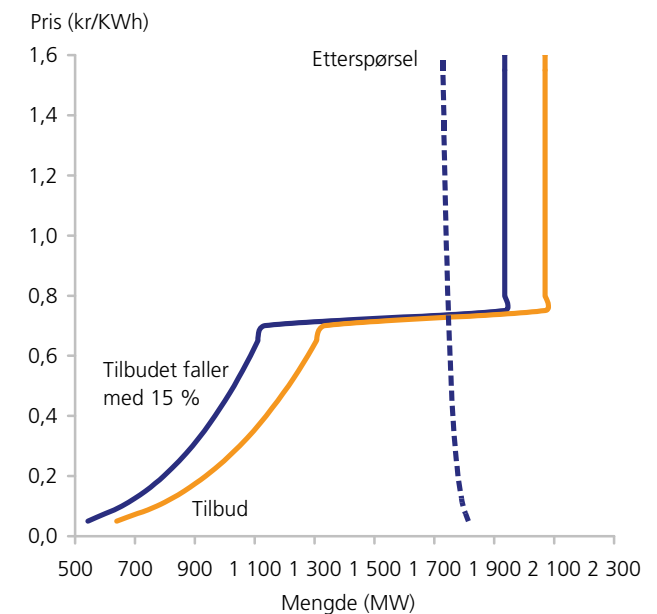
5.4. Fall i tilbudet på kort sikt

Figur 18 viser som en illustrasjon et fall på femten prosent i det samlede tilbudet av effekt. Fordi importkapasiteten er stor er prisen fremdeles den samme som i området utenfor. Når samlet tilbud faller innenlands øker importmengden tilsvarende og etterspørselen forblir uendret. Vi ser at det fremdeles er 190 MW tilgjengelig før vi møter kapasitetsgrensen. Dette utgjør nesten 25 prosent av den teoretiske kapasiteten.

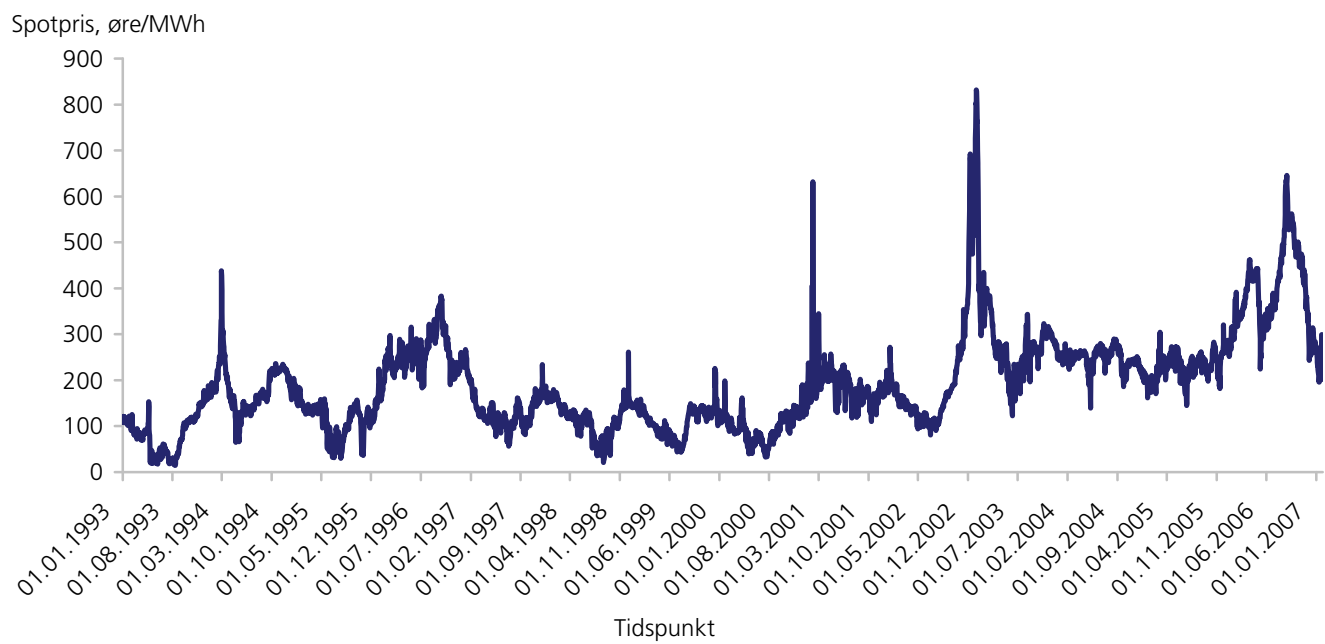
I kalibreringsåret utgjorde ikke effekttilbudet fra vindkraft en så stor andel at et fall i vindkrafttilbudet alene kan utgjøre et 45 (15 + 30) prosents fall i samlet tilbud. På helt kort sikt er det imidlertid større sannsynlighet for å oppleve fall i vindkrafttilbud enn i vannkrafttilbud, hvilket betyr at man vil være mer sårbar i et kraftsystem hvor vindkraft utgjør en stor andel av krafttilbudet.

I figur 19 vises utviklingen i times-spotprisen fra januar 1993 til og med januar 2007. Vi ser at den i flere tilfeller ligger så høyt som 10,00 kr per kWh, og i noen tilfeller så høyt som opp mot 20,00 kr per kWh (Nordpool). Pristoppene er imidlertid som forventet av kort varighet. Likevel viser det at markedet klarer å håndtere priser som er svært mye høyere enn det som kan sies å være normalt.

Figur 18. Skift i tilbudskurven på kort sikt (effektmarkedet)



Figur 19. Spotpriser fra time til time på Nordpool i perioden 01.01.93. t.o.m. 31.01.07



6. Konklusjon

I en region som Møre og Romsdal, med en stor andel vannkraft, er det en stor grad av fleksibilitet i fordelingen av energitilgang mellom perioder. Regionen kommer derfor neppe i en situasjon med energiknapphet i fysisk forstand. På den annen side kan prisen bli svært høy for at man skal få markedsklarering. Høye kraftpriser kan representere et fordelingsproblem, men fordelingsproblemer kan generelt løses utenfor markedet for kraft.

Kraftintensiv industri utgjør en stadig større andel av den totale kraftetterspørselen i Møre og Romsdal. Dette fører til at etterspørselen for hele markedet blir mindre elastisk, noe som vil ha konsekvenser for kraftprisen i markedet når dette er anstrengt. Det er mulig å importere kraft til regionen. Hvis det er ledig kapasitet for import vil kraftprisen ikke øke hvis etterspørselen øker med 35 prosent fra 2005-nivået. Dersom etterspørselen øker like mye når importkapasiteten er fullt utnyttet kan prisen øke med 17 prosent.

Den grunnleggende fleksibiliteten i energidisposisjonen forandrer seg ikke av at det introduseres storskala vindkraftproduksjon i markedet så lenge vannmagasinene har kapasitet til å fordele vann over perioder. Hvis produksjonskapasiteten øker vil imidlertid prisproblemet bli mindre. Det gjelder også dersom tilbudet øker gjennom gasskraftproduksjon. Denne produksjonen vil ikke variere på samme måte som vindkraft og krever dermed ikke så mye av variasjonsmulighetene i vannkraftproduksjonen.

Et tørrår, her definert som 25 prosent svikt i årlig tilsig, vil normalt ikke ramme bare Møre-regionen men hele landet. Dermed berøres også utnyttelsen av handelskapasitetene mot Mørere-regionen. I tillegg til en økt etterspørsel fra kraftintensiv industri vil imidlertid markedet i Mørere-regionen likevel bli ytterligere anstrengt. Dersom tilbudssiden er fleksibel kan vi da oppleve en pris lik 0,50 kr/kWh (kraftprisen er i utgangspunktet 24 øre/kWh), og enda høyere priser dersom tilbudet er uelastisk. Et tørrår gir høyere prisutslag i Møre og Romsdal enn i resten av landet. Det kan komme av at etterspørselastisiteten er

lavere her på grunn av en høy andel kraftintensiv industri, men også at importmulighetene fra utlandet er større for landet som helhet enn den relative importmuligheten til Mørere-regionen.

En kombinasjon av både lav tilbuds- og etterspørselastisitet vil gi større svingninger i kraftprisen enn kombinasjoner av høyere tilbuds- og etterspørselastisitet når tilbudet svikter. Dersom vi ønsker mindre svingninger i kraftprisen må det benyttes mekanismer som gjør de to sidene i markedet mer elastiske. Prisvariasjoner i et marked vil generelt gjøre det mer lønnsomt for forbrukerne å investere i mer fleksibilitet. En kombinasjon av å utnytte prismekanismen og å stimulere tiltak for å gjøre etterspørselen mer elastisk vil altså kunne bidra til at markedet klareres til en kraftpris på et nivå som ikke avviker mye fra markedet ellers.

Dersom forbrukerne blir pålagt å redusere sitt konsum i en knapphetssituasjon, vil det være effektivt å regulere hele markedet likt, ved for eksempel å tilby alle forbrukere den samme tilbakesalgsavtalen. Dersom bare én del av forbrukssektoren blir pålagt regulering vil de ulike forbrukergruppene få ulik skyggepris noe som generelt ikke vil gi en samfunnsøkonomisk optimal markedsløsning.

Mangel på effekt kan oppstå i situasjoner hvor både generatorkapasiteten og importkapasiteten er maksimalt utnyttet. I denne sammenheng kan vindkraft være spesielt problematisk ved at vinden er stokastisk. Det kan særlig oppstå fysisk effektknapphet dersom markedet tilpasser seg forventede produksjonsmengder av vindkraft. Ved mindre vind enn forventet kan det da oppstå effektmangel.

En svært stor importkapasitet for effekt til Mørere-regionen gjør imidlertid at etterspørselen skal øke eller at tilbudet skal falle mye før vi opplever fysisk mangel på effekt i regionen. Dessuten viser historiske tall for spotprisen at markedet generelt håndterer svært høye, kortsiktige kraftpriser. Effektproblemer vil vanligvis være av kort varighet.

Referanseliste

- Bye, T. (2003): On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market. Discussion Paper 351. Statistisk Sentralbyrå.
- Bye, T., A. Bruvoll and F.R. Aune (2006): The importance of volatility in inflow in a deregulated hydro-dominated power market.
- Bye, T. and P. V. Hansen (2007): A simultaneous multimarket model for the demand elasticity. An econometric study of Sweden and Norway. Discussion Paper???. Statistisk Sentralbyrå.
- Econ Analyse (2006): Kraftsituasjonen i Midt-Norge.
- EMIR (2007): Prisområden på elmarknaden. Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk energi och Svenskt Näringsliv.
- Ericson, T. (2007): Short-term electricity demand response. Doctoral theses, 2007:53. NTNU.
- FoS (2002): Forskrift om systemansvaret. Olje og energidepartementet.
- Førsund, F. R. (1994): Driftoptimalisering i vannkraftsystemet. SNF-Rapport Nr. 23/94.
- Førsund, F. R. (2005): Hydropower Economics, Memorandum no 30/2005. Økonomisk Institutt, Universitetet i Oslo.
- Gabrielsen, K., T. Bye and F.R. Aune (2005): Climate change- lower electricity prices and increasing demand. An application to the Nordic Countries. Discussion Paper 430. Statistisk Sentralbyrå.
- Istad (2006): Kraftsystemutredning, Møre og Romsdal, 2006. Regional kraftsystemutredning. Molde, Istad Nett AS.
- Morsund, S. (2007): Privat E-post 11.04.07.
- Nordpool (2007): Elspot monthly prices.
- SSB (2007): Produksjon av elektrisk kraft, etter art, fylke og eigargruppe. 2003-2005. Elekrisitetsstatistikken, tabell 13. Statistisk Sentralbyrå.
- Statnett (2006): Kraftsituasjonen i Midt-Norge. Statnett. Lokalisert 22.04.07 på World Wide Web.
- Statnett (2007a): 420 kV ledning Ørskog-Fardal. Søknad om konsesjon, ekspropriasjon og forhåndstiltredelse. Statnett.
- Statnett (2007b): Evaluering av forsøksordning for energiopsjoner i forbruk er gjennomført. Lokalisert 29.08.07 på World Wide Web.
- Statnett (2007c): E-post korrespondanse med Per Gjerde, U&I, Statnett

Modell for et rent vannkraftmarked

Målfunksjonen er:

$$\text{Max} \left\{ \int_{x_s=0}^{E_s} p_s(x_s) dx_s + \int_{x_v=0}^{E_v} p_v(x_v) dx_v \right\}$$

under bibetingelsene:

$$M_s \leq M_0 + V_s - U_s$$

$$M_v \leq M_s + V_v - U_v$$

$$M_i \leq \bar{M}, i=s,v$$

$$M_i \geq \underline{M}, i=s,v$$

$$E_i \leq \frac{1}{a} U_i, i=s,v$$

(s=sommerperiode og v= vinterperiode)

Symboler:

$p_i(E_i)$ = marginal betalingsvillighet for energi i periode $i, i=s,v$

M_0 = vannlageret ved starten

M_i = vannlageret periode $i, i=s,v$

\bar{M} = maksimalt vannlager

\underline{M} = minimumsnivå på vannlager

V_i = tilsig i periode $i, i=s,v$

U_i = tapping periode $i, i=s,v$

E_i = energi i kWh, $i=s,v$

a = vannkoeffisient (fabrikasjonskoeffisient)

Funksjonene $p_i(\cdot)$ er de inverse av etterspørselsfunksjonene.

De to første bibetingelsene uttrykker "økosirken" for vann: Vannet i magasinet om sommeren må være mindre eller lik den mengden vann som er der i utgangspunktet, pluss tilsiget og fratrukket uttaket. Hvis magasinet er mindre, betyr det at det er overflom, og magasinet når da sin øvre grense. Vannet som er igjen i magasinet når sommerperioden er slutt overføres til vinterbeholdningen. I tillegg kommer tilsiget om vinteren, og uttaket om vinteren trekkes fra.

De to neste bibetingelsene viser øvre og nedre magasingrense. Den nedre grensen er satt til større enn null av miljøhensyn.

Den siste bibetingelsen uttrykker elektrisitetsproduksjonen. En fast mengde vann pr. enhet elektrisitet målt i kWh er nødvendig ved effektiv drift. Hvis ulikhet gjelder og det ikke produseres effektivt betyr det at vann renner forbi kjøpreklare turbiner. Vi forutsetter at alt tilgjengelig vann kan brukes til energiproduksjon og den siste bibetingelsen gjelder med likhet.

Lagrange-funksjonen for målfunksjonen blir:

$$\begin{aligned} L = & \sum_{i=v,s} \left\{ \int_{x_i=0}^{E_i} p_i(x_i) dx_i \right\} \\ & - \lambda_s (M_s - M_0 V_s + U_s) \\ & - \lambda_v (M_v - M_s V_v + U_v) \\ & - \sum_{i=v,s} \mu_i (M_i - \bar{M}) \\ & - \sum_{i=v,s} \gamma_i (-M_i + \underline{M}) \\ & - \sum_{i=v,s} \beta_i (E_i - \frac{1}{a} U_i) \end{aligned}$$

Førsteordensbetingelser for de endogene variablene er:

$$\frac{\partial L}{\partial E_i} = p_i(E_i) - \beta_i \begin{cases} = 0 \\ \leq 0 \end{cases} \text{for} \begin{cases} E_i > 0 \\ E_i = 0 \end{cases}, i=s,v$$

$$\frac{\partial L}{\partial U_i} = -\lambda_i + \beta_i \frac{1}{a} \begin{cases} = 0 \\ \leq 0 \end{cases} \text{for} \begin{cases} U_i > 0 \\ U_i = 0 \end{cases}, i=s,v$$

$$\frac{\partial L}{\partial M_s} = -\lambda_s + \lambda_v - \mu_s + \gamma_s = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial M_v} = -\lambda_v - \mu_v + \gamma_v = 0$$

De to siste betingelsene for lagret vann gjelder med likhet. De to første betingelsene gjelder også med likhet da vi forutsetter positiv produksjon av energi i begge perioder og følgelig positiv mengde uttapping av vann. Betalingsvilligheten for elektrisitet blir dermed lik skyggeprisen på elektrisitetsproduksjonen. Et annet navn for skyggepris er *vannverdi*. For begge perioder får vi følgende sammenheng mellom betalingsvillighet og vannverdi:

$$p_i(E_i) = \beta_i = a\lambda_i, i=s,v$$

Skyggeprisen på elektrisitetsproduksjonen, β_i , skal settes lik skyggeprisen, λ_i , på vannet i magasinet korrigert for vannproduktiviteten. Benevningen på λ_i er kr pr. kubikkmeter vann, mens benevningen på β_i er kr pr. kWh. Vannkoeffisienten har benevningen vann i m³ pr. kWh, så benevningen i alle ledd blir kr pr. kWh.