

# Strømmarkedet i Midt- Norge

av

Trine Linn Rage

**Masteroppgave**

Masteroppgaven er levert for å fullføre graden

**Master i samfunnsøkonomi**

Universitetet i Bergen, Institutt for økonomi

Juni 2007

UNIVERSITETET I BERGEN



## Forord

Denne oppgaven markerer slutten på en flott studietid ved Universitetet i Bergen for meg. Jeg vil rette en stor takk til min veileder Jostein Aarrestad for god veiledning og inspirasjon gjennom oppgaven. Du har vært til god hjelp! En stor takk går også til mine foreldre som har støttet og oppmuntret meg gjennom studietiden min her i Bergen.

Jeg vil også takke mine medstudenter som har gjort studietiden i Bergen til en fantastisk tid. Dere har betydd mye! En ekstra takk går til Kristel Stene som var snill og hjalp meg med korrekturlesing.

---

Trine Linn Rage, Bergen 1. juni 2007

## Sammendrag

---

### **Strømmarkedet i Midt- Norge**

av

**Trine Linn Rage, Master i samfunnsøkonomi**

Universitetet i Bergen, 2007

Veileder: Jostein Aarrestad

---

Problemstillingen i denne oppgaven er som følger: Er det en reell energikrise i Midt- Norge, og hva kan i så fall gjøres for å bedre en slik situasjon? For å se hvorvidt det eksisterer en energikrise i regionen har jeg sammenlignet strømprisene i Midt- Norge med den nordiske systemprisen, samt med de gjennomsnittlige strømprisene for de forskjellige fylkene i Norge. Dette ga klare tegn på at det virkelig eksisterer flaskehalser inn til Midt- Norge, noe som kan resultere i en energikrise når konsumet øker over tid.

Videre så jeg på hva som kan gjøres for å bedre energibalansen i regionen. Her brukte jeg klassisk nåverdiberegning for å se på lønnsomheten av henholdsvis små vannkraftverk inntil 10 MW og gasskraftverk på 5 TWh. Jeg utførte videre sensitivitetsanalyser for å se hvor følsomme disse lønnsomhetsberegningene var for pris- og kostnads- endringer. For de prisene og kostnadene jeg har lagt til grunn i denne oppgaven vil det være lønnsomt med små vannkraftverk, men ulønnsomt med gasskraftverk. Jeg har også sett på hvor høy betalingsvilligheten i markedet må være for at det skal bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge nye overføringslinjer inn til regionen. For at det skal svare seg med en slik utbygging må den marginale betalingsvilligheten være høyere enn marginalkostnaden ved slik utbygging.

## Innholdsfortegnelse

Forord .....	ii
Sammendrag .....	iii
Innholdsfortegnelse .....	iv
Tabeller .....	v
Figurer .....	vi
Kap. 1; Innledning .....	1
Kap. 2; Grunnleggende informasjon om strømmarkedet .....	3
Kap. 2.1 Den senere tids utvikling i strømmarkedet .....	3
Kap. 2.2 Muligheter for sikring av en pålitelig overføring av elektrisk kraft .....	5
Kap. 2.3 Produksjonsmetodene i de nordiske landene .....	5
Kap. 2.4 Produksjonskapasiteten i Norge .....	6
Kap. 2.5 Kraftbalansen i Norge .....	7
Kap. 2.6 Presentasjon av Ormen Lange .....	8
Kap. 3; Relevant litteratur .....	9
Kap. 4; Strømmarked under autarki, frikonkurrans og med flaskehals .....	12
Kap. 4.1; Energiloven .....	12
Kap. 4.2; Norge som et lukket strømmarked; autarki .....	13
Kap. 4.3; Åpner for import og eksport av strøm; nordisk marked i frikonkurrans .....	15
Kap. 4.4; Flaskehals i strømmarkedet .....	20
Kap. 4.5; Prissettingen i strømmarkedet .....	23
Kap. 5; Statnetts syn på situasjonen i Midt- Norge .....	26
Kap. 5.1; Situasjonen i Midt- Norge .....	26
Kap. 5.2; Sikring av strømforsyningen i Midt- Norge, Statnetts mening .....	28
Kap. 5.3; Statnetts planer for å sikre strømtilførselen til regionen .....	30
Kap. 6; Finnes det virkelig flaskehals inn til Midt- Norge? Muligheter for ny utbygging ..	32
Kap. 6.1; Flaskehals i overføringsmulighetene? .....	32
Kap. 6.2; Tiltak ved flaskehals i overføringsmulighetene .....	35
Kap. 6.3; Eventuell ny utbygging av kraftproduksjonen .....	36
Kap. 6.4; Kraftmarkedet etter dereguleringen i 1991 .....	39
Kap. 6.5; Tidligere utvikling i strømprisene .....	40
Kap. 6.6; Virkninger av økte strømpriser i Norge .....	41
Kap.7; Lønnsomhetsberegninger for ny kraftproduksjon .....	43
Kap. 7.1; Beregninger for eventuelle vannkraftverk .....	44
Kap. 7.2; Sensitivitetsanalyse for lønnsomhet av vannkraftverk .....	45
Kap. 7.3; Langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium, små vannkraftverk .....	50
Kap. 7.4; Beregninger for eventuelle gasskraftverk .....	51
Kap. 7.5; Norge som gasseksportør .....	52
Kap. 7.6; Sensitivitetsanalyse for lønnsomhet av gasskraftverk .....	54
Kap. 7.7; Langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium, gasskraftverk .....	58
Kap. 7.8; Eventuell utvidelse av overføringskapasiteten .....	59
Kap. 7.9; Svakheter ved klassiske nåverdianalyser .....	63
Kap. 7.10; Merkostnader som følge av CO <sub>2</sub> - rensing .....	64
Kap. 8; Konklusjon .....	66
Appendiks A; Elspotpriser .....	70
Appendiks B; Realopsjonsanalyse .....	72
Litteraturliste .....	75

## Tabeller

Tabell 1; Fordelingen av elektrisitetsproduksjonsmetoder i de nordiske landene. Tabellen er hentet fra Nettutviklingsplan for Sentralnettet 2006- 2025, side 13. ....	6
Tabell 2; Månedlige elspotpriser fra 1996 til 2007. Tallene er hentet fra Nordpool.com. ....	34
Tabell 3; Nåverdier for ulike utbyggingskostnader (gitt at strømprisene ligger fast på 35,94 øre/ kWh).....	48
Tabell 4; Nåverdier for ulike strømpriser (gitt at gassprisene ligger fast) .....	54
Tabell 5; Nåverdi for gasskraftverk med varierende gasspriser. (Strømprisen er antatt å ligge fast på 35,94 øre/ kWh) .....	56
Tabell 6; Nåverdi for gasskraftverk med varierende utbyggingskostnader. Strømpriser og gasspriser er antatt å ligge fast som tidligere antatt. ....	57
Tabell 7; Månedlige elspotpriser fra Nord Pool 2000 - 2007. ....	70

## Figurer

Figur 1; Utviklingen i elektrisitetskonsumet fra 1974 til 2005. Tabellen er laget ved hjelp av tall fra Statnett sine hjemmesider. ....	3
Figur 2; Utviklingen i elektrisitetsproduksjonen fra 1974 til 2005. Tabellen er laget på grunnlag av tall fra Statnett sine hjemmesider. ....	4
Figur 3; Produksjonen som varierer, sammenlignet med konsumet. Figuren er hentet fra Odd Roger Enoksen`s innlegg på Norges energidager den 19. oktober 2006. ....	6
Figur 4; Positivt skift i etterspørselskurven. Figur 5; Negativt skift i tilbudskurven. ....	7
Figur 6; Tilbud og etterspørsel for sommersesongen, med tilhørende likevektspris. ....	14
Figur 7; Skift i tilbuds- og etterspørsels- kurvene fra sommersesong til vintersesong, med tilhørende likevektspriser. ....	14
Figur 8; Tilbudet i Midt- Norge Figur 9; Importtilbudet fra andre land/ regioner. ....	16
Figur 10; Aggregert tilbudskurve for Midt- Norge med import, når det er en gitt kapasitetsgrense. ....	17
Figur 11; Etterspørselen i Midt- Norge Figur 12; Etterspørselen fra andre markeder. ....	18
Figur 13; Aggregert etterspørselskurve med begrensninger i overføringskapasiteten ....	19
Figur 14; Prisene øker med etterspørselen når overføringsmulighetene inn til det lokale markedet er brukt opp. ....	21
Figur 15; Endring i produsent- og konsument- overskuddet når en har endring i etterspørselskurven og med produksjonsbegrensninger ....	23
Figur 16; Likevekt i markedet på den nordiske kraftbørsen. ....	25
Figur 17; Visualisering av landanlegget på Nyhamna. Bildet er hentet fra Søknad om utslippstillatelse, Ormen Lange, side 23. ....	26
Figur 18; Forventet energibehov for landanlegget fra 2007 til 2031. Figuren er hentet fra Søknad om utslippstillatelse, Ormen Lange, side 32. ....	27
Figur 19; Elspotprisene for de ulike områdene som Nord Pool skiller mellom innen Norge, samt den nordiske systemprisen. Figuren er laget på grunnlag av tall fra Nordpool.com. ....	33
Figur 20; Over- under- og optimal investering i kraftmarkedet ....	39
Figur 21; Pris på elektrisitet fra 1998 til 2006. Diagrammet er laget på grunnlag av tall fra ssb.no ....	41
Figur 22; Sensitivitetsanalyse som viser hvor langt ned strømprisene kan synke før det blir ulønnsomt å bygge små vannkraftverk, gitt at kostnadene ligger fast. ....	47
Figur 23; Sensitivitetsanalyse som viser hvor høye utbyggingskostnader en kan ha før det blir ulønnsomt å bygge små vannkraftverk, gitt at prisene ligger fast. ....	48
Figur 24; Fylkesfordelt potensial for små kraftverk i Norge. Figuren er hentet fra NVE (2004), rapport 19; Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, side 25. ....	49
Figur 25; Monopolistisk tilpasning . ....	53
Figur 26; Sensitivitetsanalyse som viser hvor høye strømprisene må bli gitt tidligere antakelser om kostnader. Har antatt en fast gasspris til kontinentet på 59,7 øre/Sm <sup>3</sup> . ....	55
Figur 27; Sensitivitetsanalyse som viser hvor lav gassprisen til kontinentet må være for at det skal bli lønnsomt med gasskraftverk, gitt at strømprisen er fast på 35,94 øre/ kWh. ....	56
Figur 28; Sensitivitetsanalyse som viser hvor lave utbyggingskostnadene må være før et gasskraftverk på 5 TWh blir lønnsomt. ....	58
Figur 29; Betalingsvillighet for utbygging av overføringskapasiteten ved bindende skranke på tilbudet. ....	61
Figur 30; Norges forpliktelser som følge av Koyoto- avtalen. Figuren er hentet fra GEMINI; Kvotene kommer, side 9. ....	65

Figur 31; Illustrasjon av realopsjonsanalyse ..... 74

## Kap. 1; Innledning

I denne oppgaven vil jeg foreta en markedsanalyse av strømmarkedet i Midt- Norge, og se om det virkelig er en reell kraftkrise i regionen. Med Midt- Norge regner en fylkene Møre og Romsdal, Sør- Trøndelag og Nord- Trøndelag. Strømmarkedet i denne regionen har blitt heftig diskutert i media den siste tiden, spesielt i sammenheng med Ormen Lange- prosjektet. Diskusjonen dreier seg om hvordan Ormen Lange trekker strøm fra et allerede presset strømmarked, noe som vil kunne gi høye strømpriser til privatkunder og til lokalindustrien. Det har blitt estimert at etter idriftsettelsen av Ormen Lange i 2008 vil underskuddet i kraftbalansen i Midt- Norge regionen i et normalår være i størrelsesorden på 9 TWh <sup>1</sup>. Ormen Lange står for 1,2 TWh av dette kraftunderskuddet <sup>2</sup>. Ni terawattimer tilsvarer 9 milliarder kilowattimer. En kilowattime er like mye energi som det brukes når en ovn på 1000 watt står på i en time. Ni terawattimer er omtrent like mye elektrisitet som det blir brukt i Oslo i løpet av et år. Totalt i Norge brukte vi 125,9 TWh i løpet av 2005 <sup>3</sup>.

I Kapittel 2 vil jeg begynne med å gjøre rede for den historiske utviklingen i strømmarkedet, de grunnleggende forholdene i strømmarkedet, samt gi en kort presentasjon av Ormen Lange- prosjektet. Her ser jeg på produksjons- og forbruksnivået fra 1974 til 2005, på produksjonsmetoder i Norge sammenlignet med produksjonsmetodene ellers i Norden, samt hvordan produksjonskapasiteten svinger med tilsiget til magasinene. I kapittel 3 vil jeg gjøre rede for den vitenskapelige litteraturen som har vært relevant for min oppgave, og gir et kort sammendrag fra de mest sentrale artiklene. Videre går jeg inn på hvordan strømmarkedet fungerer i kapittel 4. Jeg gjør rede for energiloven, og ser på hvordan strømmarkedet blir under henholdsvis autarki, frikonkurransse og med flaskehalser. Jeg ser også på hvordan strømmen prises i markedet. I og med at Statnett har monopol på sentralnettet, har jeg i kapittel 5 valgt å gjøre rede for Statnetts syn på situasjonen i Midt- Norge. Her ser jeg også på hvilke planer Statnett har lagt for å forbedre overføringskapasiteten inn til regionen. I kapittel 6 ser jeg på hvorvidt det virkelig finnes flaskehalser inn til Midt- Norge, og gjør rede for hvordan strømmarkedet har vært før og etter dereguleringen i 1991. Kapittel 7 presenterer beregninger jeg har gjort for lønnsomheten av nye prosjekter som kan sikre strømforsyningen. Jeg har sett på små vannkraftverk inntil 10 MW, gasskraftverk på 5 TWh, og utbygging av

---

<sup>1</sup> Statnett (August 2006)

<sup>2</sup> SFT- Hydro (2005)

<sup>3</sup> Statnett (2006)

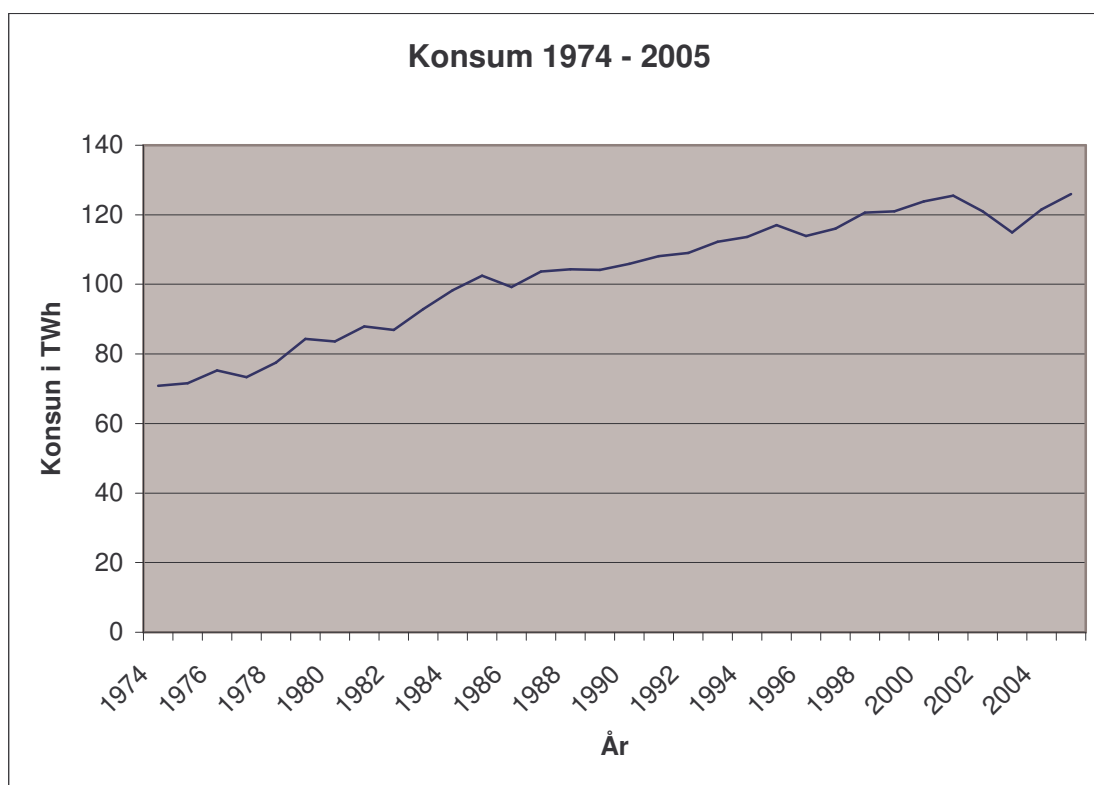


overføringskablene inn til regionen. Her har jeg brukt klassisk nåverdi som metode.  
Konklusjonen kommer i kapittel 8.

## Kap. 2; Grunnleggende informasjon om strømmarkedet

### Kap. 2.1 Den senere tids utvikling i strømmarkedet

Det sies at all form for økonomisk vekst i utgangspunktet krever en økt ressursbruk, og da også mer elektrisitet <sup>4</sup>. Den økonomiske veksten i Norge fra 1995 til 2003 var på hele 24,8 prosent, og vi hadde den nest største økonomiske veksten blant de nordiske landene <sup>5</sup>. Dette har som ventet også ført til at det norske strømforbruket har økt på landsbasis. Folk har fått høyere realdisponible inntekter, noe som gir en inntektseffekt på forbruket, og et høyere forbruk (bl.a. av strøm). I tillegg har det også blitt lansert nye elektrisitetsprodukter på markedet, noe som bidrar til en økning i strømforbruket. Konsumentene har fått høyere krav til komfort, og industrien blir stadig mer energikrevende. Figur 1 nedenfor viser hvordan strømforbruket har utviklet seg de senere årene. Vi ser at det har vært en relativt jevn økning i strømforbruket fra 1974 og frem til 2005.



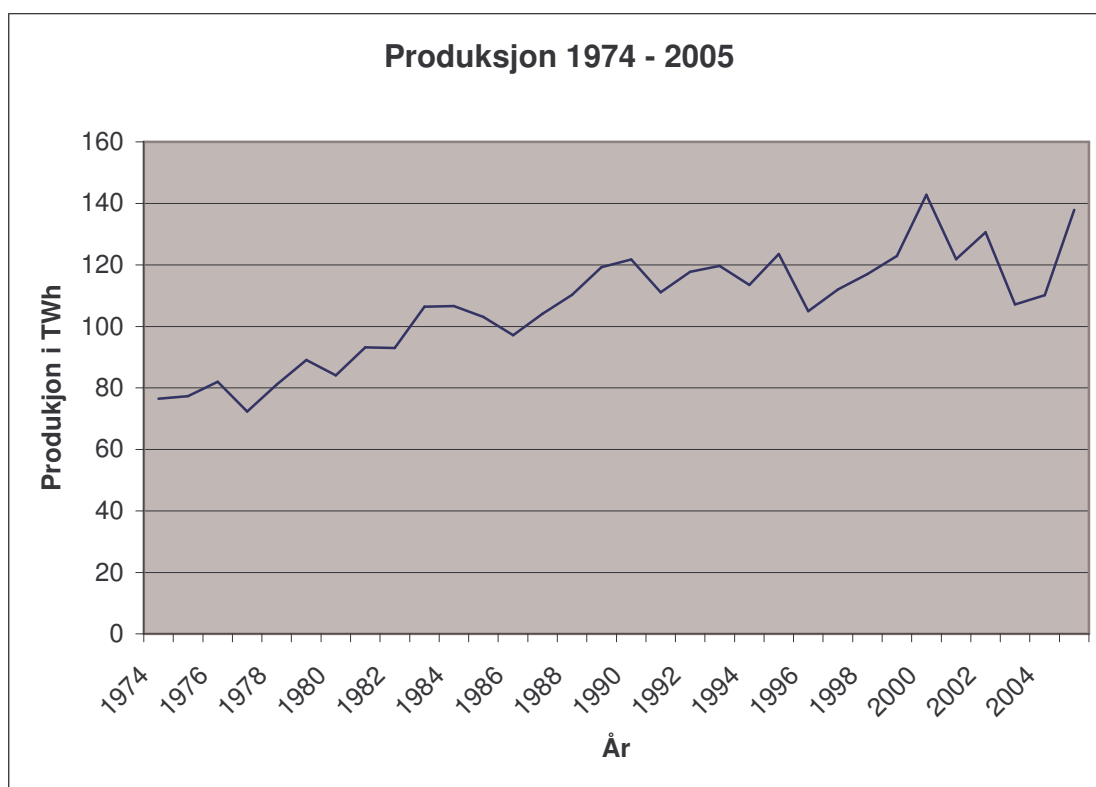
Figur 1; Utviklingen i elektrisitetskonsumet fra 1974 til 2005. Tabellen er laget ved hjelp av tall fra Statnett sine hjemmesider.

<sup>4</sup> Bye og Aune (2005)

<sup>5</sup> Statistisk sentralbyrå (09.12.2004)

Vi har gått fra et strømforbruk på 70,8 TWh i 1974, til å forbruke hele 125,9 TWh i 2005 <sup>6</sup>. Strømforbruket har altså nær doblet seg bare i løpet av de siste 30 årene. Oljeprisene har steget relativt til elektrisitetsprisen, noe som har ført til en substitusjon over fra olje til elektrisitet. Elektrisitetsforbruket har økt med ca 50 % siden 1980, mens det stasjonære oljeforbruket i samme periode har blitt redusert med 65 % <sup>7</sup>. Det er i første omgang husholdningssektoren og tjenesteytende sektorer som trekker opp strømforbruket <sup>8</sup>.

Produksjonen av elektrisitet har så langt fulgt utviklingen i etterspørselen, og vi ser at det har vært en tilsvarende økning i produksjonen på landsbasis. Innenlandsmarkedet har altså tilpasset seg etter hvert som etterspørselen har økt. Men siden dagens norske strømmarked baserer seg hovedsakelig på vannkraft, er det begrenset hvor lenge en kan øke produksjonen. Vannkraft er som kjent en begrenset ressurs fra naturens side, så tilbudet kan ikke følge etterspørselen til det uendelige. I figuren under er det illustrert hvordan produksjonen av elektrisitet har utviklet seg fra 1974 og frem til 2005.



Figur 2; Utviklingen i elektrisitetsproduksjonen fra 1974 til 2005. Tabellen er laget på grunnlag av tall fra Statnett sine hjemmesider.

<sup>6</sup> Statnett (2006)

<sup>7</sup> Olje- og energidepartementet (2006)

<sup>8</sup> Bye og Aune (2005)

Produksjonen har gått fra 76,5 TWh i 1974, til 137,9 TWh i 2005<sup>9</sup>. I 2005 hadde vi altså et år med produksjonsoverskudd, men i år med normale tilsig har vi gått fra å ha et produksjonsoverskudd til å ha et produksjonsunderskudd. Hvor mye som produseres hvert år varierer etter hvor mye tilsig som kommer til magasinene. Tilsiget defineres som den vannmengden som renner til magasinene fra et vassdrags samlede nedbørsfelt<sup>10</sup>.

Produksjonen av strøm har som vi ser av tabellen nærmest doblet seg i løpet av de siste 30 årene, og har så langt holdt noenlunde tritt med forbruksveksten.

## **Kap. 2.2 Muligheter for sikring av en pålitelig overføring av elektrisk kraft**

Statnett sier på sine hjemmesider at de har som hovedmål å legge forholdene til rette for kraftmarkedet, og sørge for en pålitelig overføring av elektrisk kraft. Som vi har sett over kan de senere års utvikling presentere noen utfordringer i så henseende. Når vi kommer nær (eller når) grensen for innenlandsk produksjon av vannkraftprodusert elektrisitet, vil vi få en situasjon der innenlandsmarkedet ikke lenger kan levere den strømmen som etterspørres. Innenlandsmarkedet for elektrisitet har da begrenset med løsninger for situasjonen som oppstår. En løsning er at strømprisene settes opp. Det vil presse ned konsumet av strøm ved at konsumentene vil substituere forbruket over til andre energibærere, og markedet vil regulere seg selv i den grad det er mulig. Alternativt kan en bygge opp mer overføringskapasitet, og få importert mer strøm fra andre land som har overskudd på kraftbalansen. Men dette vil kreve tid og penger å få iverksatt. Dette alternativet forutsetter dessuten at andre markeder har overskuddskraft som de er villige til å eksportere. Det siste alternativet vil være å finne alternative energikilder som kan bidra til å lette på presset i markedet. Under dette punktet er det gasskraft som har vært mest diskutert den senere tiden, men også vindmølleparker blir diskutert som en mulig løsning. Gasskraftverk brukes som en betegnelse på kraftverk som benytter naturgass til produksjon av elektrisitet og eventuelt varme<sup>11</sup>. Også dette er et alternativ som vil kreve både tid og penger.

## **Kap. 2.3 Produksjonsmetodene i de nordiske landene**

Blant de nordiske landene (Norge, Finland, Danmark og Sverige), er Norge det landet som er desidert mest avhengig av vannkraft. De andre nordiske landene har i mye større grad benyttet

---

<sup>9</sup> Statnett (2006)

<sup>10</sup> Olje- og energidepartementet (2006)

<sup>11</sup> Enova (27.10.2003)

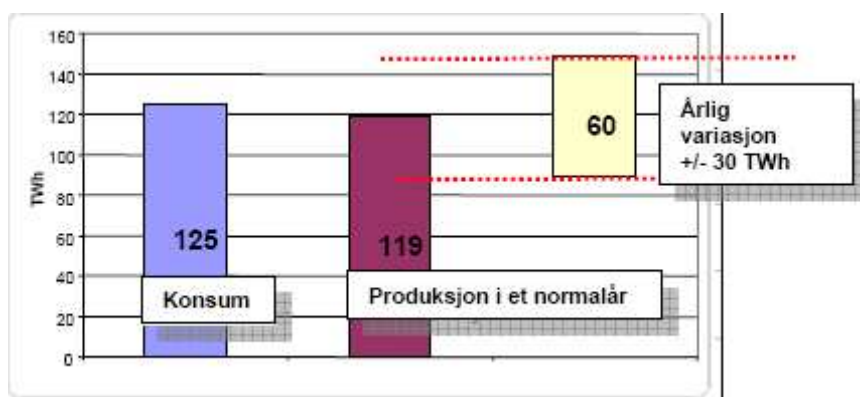
seg av alternativ energi, og har dermed en mindre væravhengig strømproduksjon. Sverige bruker 50 % vannkraft, Finland bruker 19 %, mens Danmark ikke benytter seg av vannkraft i det hele tatt. Andre energikilder som benyttes er da henholdsvis kjernekraft, vindkraft og øvrig varmekraft <sup>12</sup>. Hvordan disse fordeler seg i de enkelte nordiske landene, vises i tabellen nedenfor.

Elproduksjon 2005 [TWh]	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Samlet
Vannkraft	0,0	13,6	136,5	72,1	222,2
Kjernekraft		22,3		69,5	91,8
Øvrig varmekraft	27,7	31,8	1,0	12,2	72,7
Vind	6,6	0,2	0,5	0,9	8,2
Elproduksjon totalt	34,4	67,9	137,9	154,7	394,9
Totalforbruk	35,7	85,0	125,9	147,3	393,9

**Tabell 1; Fordelingen av elektrisitetsproduksjonsmetoder i de nordiske landene. Tabellen er hentet fra Nettutviklingsplan for Sentralnettet 2006- 2025, side 13.**

## Kap. 2.4 Produksjonskapasiteten i Norge

Som vi ser av tabellen står vannkraft for 99 % av produksjonskapasiteten til elektrisitet i Norge. Norge er verdens sjette største vannkraftprodusent, og den største innen Europa <sup>13</sup>. Hvor stor produksjonskapasiteten er, kan variere fra år til år, ettersom det er varierende tilsig av vann til magasinene. I år med mye nedbør vil produksjonskapasiteten være betydelig høyere enn i år med lite nedbør. I et tørrår kan tilsiget gi inntil 30 TWh mindre produksjon enn i et normalår <sup>14</sup>, og motsatt kan et våtår gi 30 TWh mer i produksjon enn et normalår. I et normalår er produksjonen 119 TWh. Dette kan illustreres ved hjelp av figuren under.



**Figur 3; Produksjonen som varierer, sammenlignet med konsumet. Figuren er hentet fra Odd Roger Enoksen's innlegg på Norges energidager den 19. oktober 2006.**

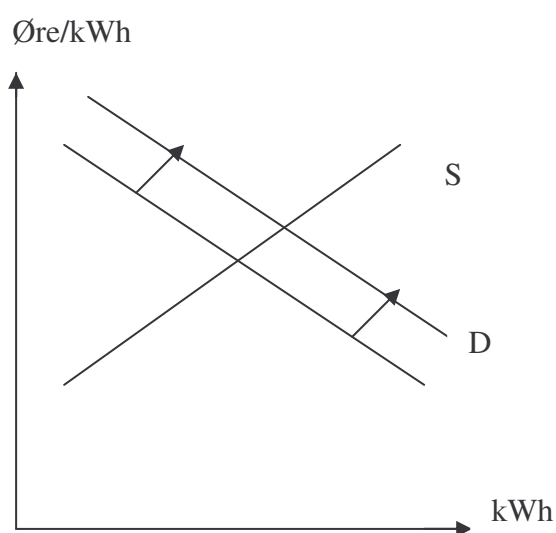
<sup>12</sup>Statnett (August 2006)

<sup>13</sup> Olje- og energidepartementet (2006)

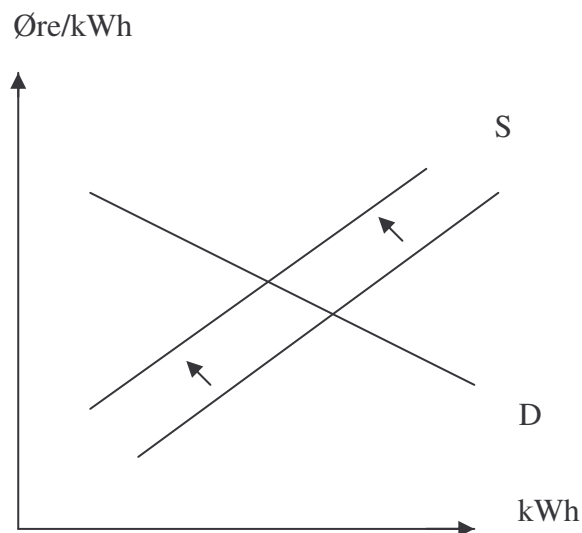
<sup>14</sup> Statnett (2004)

Hvor stort innenlandstilbudet av elektrisitet blir, er dermed avhengig av været. Vannkraftens lave driftskostnader og den relativt lave priselastisiteten i elektrisitetsetterspørselen på kort sikt gir store svingninger i kraftprisen mellom våtår og tørrår. Store svingninger i etterspørselen etter elektrisitet vil også gi midlertidig store svingninger i kraftprisen, ettersom det tar lang tid å tilpasse strømmettet til eventuelle endringer i etterspørselen. En økning i etterspørselen vil gi et positivt skift på ettersørselssiden, noe som igjen vil kunne gi en stor økning i prisen. Slike skift i markedet kan illustreres ved figur 4 og figur 5 nedenfor.

Variasjon i tilsig fremmer handel og samarbeid mellom landene <sup>15</sup>, ettersom eksport og import kan fungere som en forsikring mot lavt tilsig. I kapittel 4.3 vil jeg komme nærmere tilbake til hvordan dette fungerer.



Figur 4; Positivt skift i etterspørselskurven.



Figur 5; Negativt skift i tilbudskurven.

## Kap. 2.5 Kraftbalansen i Norge

Gjennom de senere års data kan en se et mønster med økende år med nettoimport, noe som kommer av at Norge har gått fra et kraftoverskudd til et kraftunderskudd i år med normale tilsig. Vi forbruker altså mer strøm enn hva vi kan produsere. Kraftbalansen i normalår har blitt gradvis svekket. En konsekvens av dette blir høyere priser til privatkunder og til lokal industri. Priselastisiteten, eller hvor mange prosent etterspørselen endres med når prisen endres med en prosent, er imidlertid relativt lav sammenlignet med andre goder som omsettes

<sup>15</sup> Statnett (August 2006)

<sup>16</sup>. Dette skyldes at strøm i en viss grad er et nødvendighetsgode, et gode som det ikke finnes fullgode substitutter for, og som vi trenger i stor grad i tilknytning til daglige aktiviteter.

Parafin, fyringsolje og ved brukes primært til oppvarming, mens elektrisitet har mange flere bruksområder. Elektrisitet bruker vi både til belysning, vannvarming, vaskemaskin, oppvaskemaskin, TV, radio, en rekke elektriske kjøkkenartikler, etc. For disse bruksområdene finnes det få muligheter for substitusjon. Elektrisitet blir dermed et nødvendighetsgode som vi trenger for at hverdagen som vi kjenner den i dag skal fungere.

## **Kap. 2.6 Presentasjon av Ormen Lange <sup>17</sup>**

Ormen Lange feltet ligger omtrent 100 kilometer utenfor kysten av Møre og Romsdal. Det er Norges nest største gassfelt, og inneholder også noe kondensat. Feltet har en utstrekning på 340 kvadratkilometer, og antas å romme 375 milliarder  $\text{Sm}^3$  gass og 22 millioner  $\text{Sm}^3$  kondensat. Stansdardkubikkmeter ( $\text{Sm}^3$ ) er et standard mål som brukes for måling av olje, naturgass og naturgasskondensat. Målet angir hvor mange kubikkmeter det er av et stoff når stoffet har en temperatur på 15 grader celsius og et trykk på 0,01325 bar (standard lufttrykk) <sup>18</sup>. En  $\text{Sm}^3$  med naturgass er nok til å produsere 9,87 kWh med elektrisitet <sup>19</sup>.

Landanlegget ved Nyhamna i Aukra kommune vil bli forsynt med elektrisk kraft fra strømmettet. Landanlegget skal i hovedsak behandle gassen som tas opp på feltet, slik at den møter spesifikasjonene for salgsgass. Forbruket av elektrisk kraft er da direkte knyttet til drift av gasseksport, kompressorer, rekompresor etc., i tillegg til diverse hjelpeutstyr som pumper, forvarmere, varmekabler og belysning <sup>20</sup>. Anlegget vil med dette gi et kraftig løft på etterspørselskurven for strøm i Midt- Norge, noe som etter tradisjonell økonomisk teori tilsier at det blir høyere strømpriser. For å hindre at belastningen på området blir for stor, planlegger Statnett å bygge ut strømmettet i og rundt regionen <sup>21</sup>. Dette kan imidlertid ta litt tid, ettersom det er omfattende og dyre utbygginger som kreves.

---

<sup>16</sup> Statnett (August 2006)

<sup>17</sup> Hydro (2003)

<sup>18</sup> Wikipedia (06.08.2006)

<sup>19</sup> Enova (2003)

<sup>20</sup> SFT- Hydro (2005)

<sup>21</sup> Statnett (August 2006)

## Kap. 3; Relevant litteratur

Aviser, TV- debatter og lignende har hatt utallige innlegg om situasjonen for strømmarkedet i Midt- Norge de siste årene. Men jeg har ikke lyktes i å finne vitenskapelige artikler som skriver spesifikt om situasjonen i Midt- Norge. Det norske og det nordiske markedet, derimot, finnes det flere artikler om. Nedenfor vil jeg gjøre rede for de artiklene som har hatt størst relevans for min oppgave.

Bye og Hope (2007) skriver om dereguleringen av elektrisitetsmarkedet. Det norske elektrisitetsmarkedet ble liberalisert i 1991, det svenske elektrisitetsmarkedet i 1996, det finske i 1997, og det danske ble liberalisert sist i 2002. Dermed fikk vi det første felles, landovergripende kraftmarked i verden; det nordiske kraftmarkedet. Bye og Hope begynner med å se på hvordan kraftmarkedet fungerte før dereguleringen. De påpeker at det på den tiden ikke var noe i systemet som sikret at aktørene gjennomførte utbygging og drift til lavest mulige kostnader. De finner at det i den regulerte perioden ble investert i overkapasitet blant annet grunnet forsyningsplikt, bestemmelser om leveringsplikt og optimistiske etterspørselsanslag. Som følge av dette var produksjonen i Norge høyere enn etterspørselen hvert år til langt ut på 1990- tallet. Norge var en netto eksportør av kraft. Videre finner de at integreringen av det norske, svenske og danske kraftmarkedet bidro til å holde prisene lave, noe som har gjort nye investeringer ulønnsomme helt frem til i dag. De konkluderer med at det regulerte markedet hadde store mangler og skapte et omfattende effektivitetstap. Målet med det deregulerte markedet var høyere effektivitet, lavere priser, jevnere priser mellom brukergruppene og bedre avkastning på investeringene. Bye og Hope finner at prisene har falt, og da spesielt i de første årene etter liberaliseringen. Prisene har blitt jevnere mellom forbrukergruppene, med unntak av den kraftintensive industrien som har langtidsavtaler som ikke utløper før omkring år 2008- 2011. Avkastningen i kraftsektoren økte over tid, og nærmer seg nå den avkastningen en kan oppnå i alternativ virksomhet. Markedet har dessuten reagert bra på sjokk på tilbudssiden. De påpeker likevel at det gjenstår noen designspørsmål når det gjelder investeringer, systemoperasjon og integrering av det nordiske kraftmarkedet og det europeiske kraftmarkedet ellers.

Nooij, Koopmans og Bijovet (2006) ser i sin artikkel på verdien av et sikkert strømtilbud. De ser på konsekvensene av et strømprudd, og ser hvordan strømprudd rammer ulike sektorer forskjellig. Det er for eksempel mye verre om et sykehus blir rammet av strømprudd enn om



en hermetikkfabrikk blir rammet. De finner også at kostnaden til husholdninger som følge av strømbrudd er høyere enn kostnaden til bedrifter. Husholdninger bør derfor vektlegges i elektrisitetsplanleggingen. Siden strømbrudd ikke blir omsatt i et marked kan ikke verdien av slike strømbrudd uttrykkes ved en markedspris. Nooij, Koopmans og Bijovet ser derfor på andre metoder for å beregne denne verdien. De legger til grunn intervjuer, produktfunksjoner, markedsreaksjoner, og såkalte case studies. Videre ser de på hvordan et lavt tilbud av strøm vil gi høye strømpriser, noe som tilsier at det blir en velferdsoverføring fra konsumentene til produsentene. De finner at i situasjoner med mangel på strøm kan en velge mellom to onder; høye velferdsoverføringer eller flere strømbrudd. Når velferdsoverføringene blir tilstrekkelig høye, kan strømprisene bli en politisk sak. De konkluderer med at velferdskostnadene ved strømbrudd er betydelig høyere enn verdien av den elektrisiteten som ikke blir levert.

Von der Fehr, Bergman og Amundsen (2005) ser på om hvorvidt det nordiske markedet viser tegn til stress. De begynner med dereguleringen av de ulike markedene som nå inngår i det nordiske markedet, og ser på hvordan markedet har taklet sjokk i tilbud og etterspørsel som har vært etter dereguleringen. Spesielt legger de vekt på vinteren 2002- 2003, og de siste månedene av 2006. Dette er perioder hvor tilbudet av elektrisk kraft har vært utpreget lavt pga. manglende nedbør. De finner at alt i alt har markedet reagert korrekt på slike sjokk i tilbudet. Prisene har gått opp, noe som igjen har dempet etterspørselen. Samtidig finner de tegn på at markedet er i ferd med å "tettes til". Selv om markedet mesteparten av tiden er fullt integrert til en verdensmarkedspris forekommer flaskehalsler oftere og oftere. Dette er de redd vil komme til å medføre imperfekt konkurranse og lite effektive markedsutfall.

Marmer, Shapiro og MacAvoy (2007) skriver om flaskehalsler i overføringsnettene for naturgass i statene. De bruker spotprisene som indikasjon på flaskehalsler i overføringen. Antakelsen er at i markeder uten flaskehalsler vil temporære sjokk som oppstår i en region påvirke andre deler av markedet og dø ut relativt raskt på grunn av arbitrasje. Alle produsenter utenfor regionen vil se at de kan øke profitten sin ved å sende naturgass inn til regionen med høye priser. De sier at i et velintegrert marked vil en ha den samme markedsprisen for alle regionene. Der det er avvik i prisene, indikerer det manglende overføringsmuligheter. Artikkelen konkluderer med at overføringsnettene for naturgass i USA gir tre relativt isolerte markeder; Nordøst, Midt- Vest, og California.

Kjærland (2007) har sett etter årsaken til det lave investeringsnivået i kraftproduksjonen som har vært de senere årene. Han ser på de økende strømprisene og NVE`s anslag for potensialet for små kraftverk, og setter dette opp mot det lave investeringsnivået i kraftproduksjonen. Her anvender han klassisk økonomisk teori som sier at økte priser tiltrekker seg nye tilbydere, noe som i liten grad ser ut til å stemme i kraftproduksjonen. Han setter opp en enkel klassisk nåverdiberegning, og finner at det vil være lønnsomt med nye vannkraftanlegg. En vanlig nåverdiberegning fanger derimot ikke opp verdien av fleksibilitet som følge av tilpasninger etter hvert som ny informasjon er tilgjengelig. Kjærland tar derfor i bruk en realopsjonsteori. Her legger han til grunn at investering i vannkraft er høyst irreversibel, og at kontantstrømmene fra et slikt prosjekt i høy grad er usikre. Han sier at investeringen kun bør gjennomføres dersom verdien av den forventede kontantstrømmen overskrider investeringskostnaden med et beløp som tilsvarende opsjonsverdien. Analysen konkluderer med at prisnivået må godt over 30 øre/ kWh før det blir optimalt å foreta en investering som dekker alle relevante kostnader, inkludert opsjonsverdien som en alternativkostnad. Det lave nivået på utbygginger støttes dermed opp av denne tilnærmingen. Først ved inngangen til 2006 nærmet vi oss et slikt prisnivå. En realopsjonstilnærming forklarer dermed investeringsnivået på en måte som tradisjonell neoklassisk investeringsteori ikke gjør.

## **Kap. 4; Strømmarked under autarki, frikonkurransse og med flaskehalser.**

Som nevnt i kapittel 2 står vannkraft for ca. 99 % av elektrisitetsproduksjonen i Norge i dag. Total produksjon i de norske vannkraftverkene var i perioden 1970 til 1999 gjennomsnittlig vel 118 TWh per år<sup>22</sup>. Men denne produksjonskapasiteten vil variere med tilsiget til magasinene. Den vil være lavere i tørrår, og høyere i år med mye nedbør. I dette kapittelet vil jeg gå nærmere inn på hvordan strømmarkedet fungerer.

### **Kap. 4.1; Energiloven**

Lov 1990-06-29 nr. 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m., blir populært kalt for energiloven. Denne loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte. Et av hovedformålene med loven da den kom, var å lage et skille mellom de delene i kraftsektoren som kan utsettes for konkurranse, og de delene i kraftsektoren som er naturlige monopoler. Forholdene ble lagt til rette for konkurranse i markedet for kraftproduksjon og omsetning av kraften, mens selve nettet ble bestemt styrt ved hjelp av regulering. På den måten gikk strømmarkedet som så langt var forpliktet til offentlig service over til å få en mer kapitalistisk holdning. De ble tvunget til å legge mer vekt på lønnsomheten ved nye prosjekter.

Loven gir forhandlerne av kraft lov til å selge kraft til de kjøperne som vil betale mest for strømmen, uavhengig av hvor i landet de bor. Men de har også en plikt til å levere til høyst bydende, slik at det ikke skal foregå noen form for diskriminering mellom forbrukerne. På tilsvarende vis gir loven forbrukerne rett til å kjøpe strømmen sin fra den forhandleren som tilbyr den laveste prisen. Som en følge av denne loven har det innenlandske markedet for elektrisitet fått mange fellestrekk med et frikonkurransemarked. Ved en høy pris vil det lønne seg å produsere mye, og ved en lav pris vil en foretrekke å produsere mindre. Vi får dermed en tradisjonelt stigende tilbudskurve. På samme måte vil etterspørselen synke hvis prisen øker, og vi får en tradisjonell nedadgående etterspørselskurve.

---

<sup>22</sup> Enova (27.10.2003)

Loven sier at ingen andre enn staten skal kunne stå for omsetningen av elektrisk energi uten at det har blitt gitt konsesjon for dette. Heller ikke organisering eller drift av markeds plass kan skje uten at det er gitt konsesjon for dette. Strømmarkedet skiller seg derfor litt fra et vanlig frikonkurranssemarked, siden nye tilbydere ikke kan ”poppe opp” i markedet uten at det er gitt konsesjon fra myndighetene til slik virksomhet.

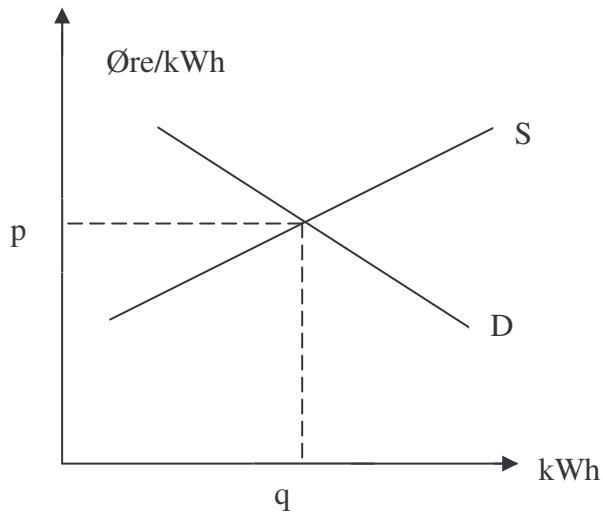
### **Kap. 4.2; Norge som et lukket strømmarked; autarki**

I et lukket marked er ikke import og eksport noen mulighet. Da må en stole fullt og helt på egen produksjon for å dekke den nasjonale etterspørselen. I et land som Norge der 99 % av elektrisiteten produseres ved hjelp av vannkraft, vil en slik situasjon medføre store variasjoner i tilbudt mengde. I tillegg er det også naturlige variasjoner i etterspørselen etter elektrisitet, ettersom værforholdene endrer seg over året.

Nedbøren varierer over ulike geografiske områder i landet, over sesongene, og fra år til år. Det regner mest i ytre og i midtre strøk på Vestlandet, og mindre på Østlandet. Tilsiget til magasinene er størst når snøen smelter om våren. Så avtar det normalt utover sommeren og høsten, og det pleier å være svært lavt tilsig i vintermånedene <sup>23</sup>. Man ser at forbruket, og da igjen behovet for å produsere strøm, varierer i motsatt retning av tilsiget til magasinene. Tilsiget er lavt i de månedene der etterspørselen er høyest, og høyt når etterspørselen er lavere. Når en ikke har mulighet for å importere eller eksportere ”restmengden”, vil en som tidligere nevnt få store endringer i prisen. Disse prisendringene kan dempes i en viss grad dersom vi har mulighet for å spare vann i magasinene til de kalde periodene. Det vil i hver periode være en likevekt mellom tilbud og etterspørsel som bestemmer elektrisitetsprisen. Denne likevekten vil kunne variere med store skift når tilbudet og etterspørselen varierer i hver sin retning. Det kan en illustrere ved hjelp av figur 6 og figur 7 nedenfor.

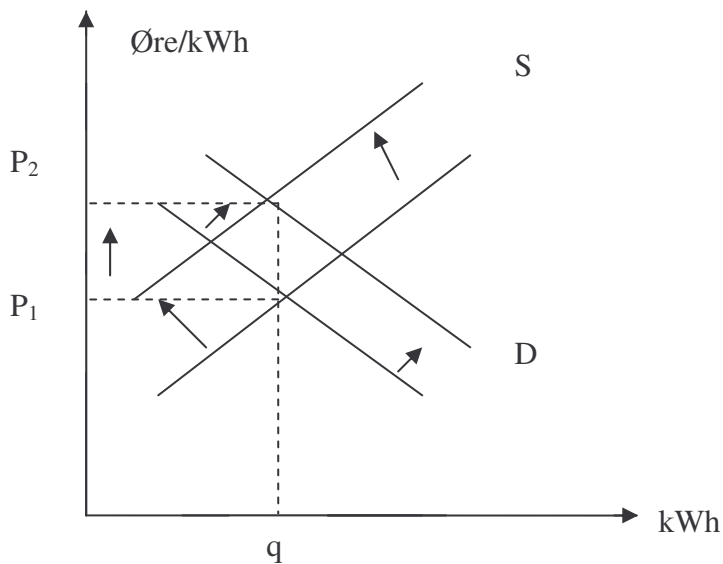
---

<sup>23</sup> Olje- og energidepartementet (2006)



**Figur 6; Tilbud og etterspørsel for sommersesongen, med tilhørende likevektspris.**

Figur 6 viser hvordan likevekten dannes ifølge tradisjonell likevektsteori. Vi kan tenke oss at dette er likevekten for sommersesongen. Figur 7 viser hvordan den nye likevekten blir om vinteren, når vi får et positivt skift i etterspørselen og et negativt skift i tilbudet. Været blir kaldere, og tilsiget til magasinene blir mindre.



**Figur 7; Skift i tilbuds- og etterspørsels- kurvene fra sommersesong til vintersesong, med tilhørende likevektspriser.**

Vi ser at likevektsmengden blir den samme, mens prisen blir betydelig høyere. Man betaler mer for samme mengden strøm om vinteren. Energiknappheten som preger vintersesongen vil altså føre til en høyere strømpris. Dette vil også gjelde for andre perioder der det oppstår

energiknapphet. I Midt- Norge vil vi få en liknende situasjon når Ormen Lange starter opp produksjonen sin, og import- kapasiteten er oppbrukt. Krafttilbudet til privatkundene vil bli mindre, mens konsumet antas å vokse i takt med den økonomiske veksten.

Norge har som tidligere nevnt gått fra et kraftoverskudd til et kraftunderskudd i år med normale tilsigsforhold. Siden tidlig på 1990- tallet har det blitt bygd svært lite ny produksjonskapasitet, mens forbruket har fortsatt å stige med den økonomiske veksten. Totalt har vi gått fra et kraftoverskudd på ca. 8 TWh til et like stort kraftunderskudd <sup>24</sup>.

I et lukket marked vil prisen kunne stige ganske mye når tilbudet synker og etterspørselen stiger. Et slikt positivt skift i prisen vil presse ned forbruket av elektrisitet, både inntektseffekt og substitusjonseffekt vil virke inn. Når prisen på strøm går opp vil det påvirke konsumentenes budsjettbetingelser. De får mindre goder for den samme inntekten, og må vurdere om de vil velge å kutte i elektrisitetsforbruket sitt, eller om de vil redusere etterspørselen etter andre goder. Den realdisponible inntekten blir mindre, og forbrukernes konsumeringsbeslutninger blir påvirket. Det vil også være en substitusjonseffekt ved at andre energikilder blir relativt billigere i forhold til elektrisiteten. Eventuelle substitutter til godet vil bli mer attraktive sett i forhold til det relevante godet, og en vil skifte deler av etterspørselen over mot disse substituttene. De som har mulighet til det skifter da deler av strømforbruket sitt over til å bruke alternative energikilder som olje, gass, ved eller parafin.

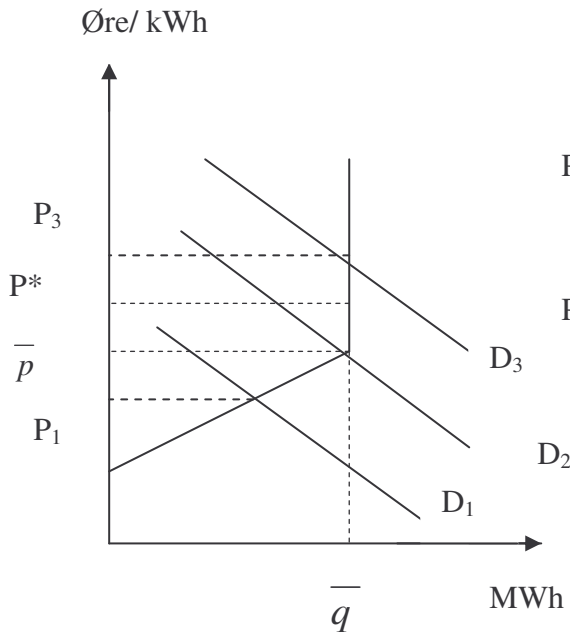
### **Kap. 4.3; Åpner for import og eksport av strøm; nordisk marked i frikonkurransse**

Åpner vi for handel med andre land, kan vi begynne å eksportere eller importere ”restmengden”, det vi har for mye eller for lite i forhold til den nasjonale etterspørselen. Vi kan eksportere det vi produserer over konsummengden om sommeren, og importere det vi produserer for lite om vinteren. Eksport og import vil på den måten fungere som en forsikringsordning for det norske strømmarkedet, slik at vi er sikret tilgang til elektrisitet i perioder der vi har for lite. Det norske elektrisitetsmarkedet ble liberalisert i 1991 som følge av den nye energiloven. De andre nordiske markedene kom noe senere. Sverige deregulerte i 1996, Finland i 1997 og Danmark var de siste til å deregulere i 2002. Som følge av

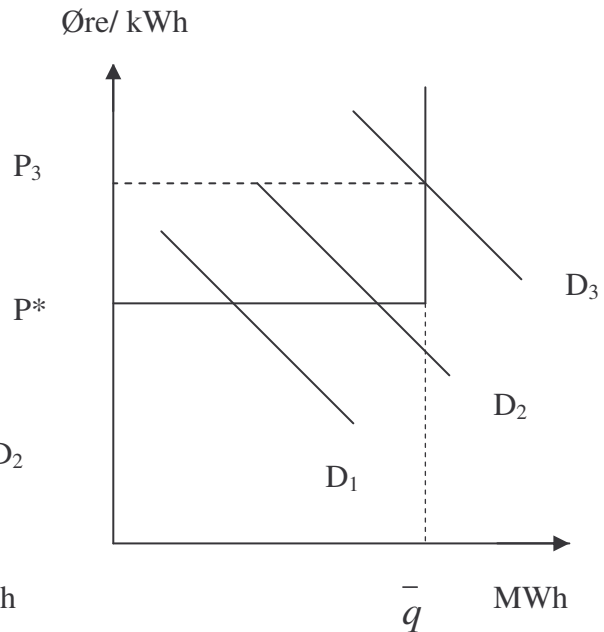
---

<sup>24</sup> Statnett (2005)

liberaliserte markeder ble de nordiske markedene integrert, og vi fikk et samlet nordisk marked. Forholdene ble dermed lagt til rette for økt handel over landegrensene. Å åpne for handel mellom landene og regionene blir som å kombinere tilbudskurven i Midt- Norge med tilbudskurven fra de utenforliggende områdene. En kombinerer da figur 8 og 9 nedenfor.



Figur 8; Tilbudet i Midt- Norge

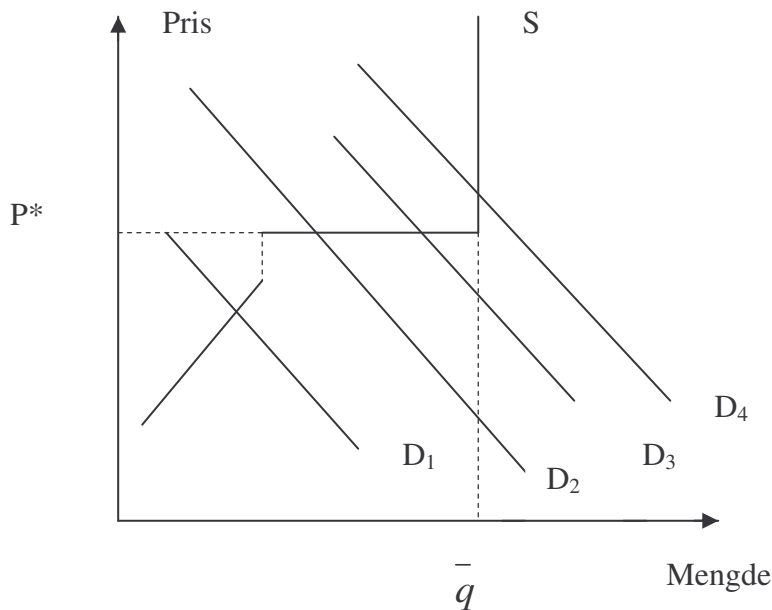


Figur 9; Importtilbudet fra andre land/regioner.

Tilbudskurven i Midt- Norge er tradisjonelt oppadgående til den når produksjonsgrensen ved  $\bar{q}$ . Når denne produksjonskapasiteten er nådd, vil prisene stige drastisk når etterspørselen øker. Dette illustreres ved hjelp av etterspørselskurvene i figur 8 ( $D_1$ -  $D_3$ ). Vi ser at prisen vil øke veldig når etterspørselen øker etter at produksjonskapasiteten er nådd.

Strømprodusenter utenfor Midt- Norge vil ønske å eksportere kraft til regionen når prisen når et gitt punkt,  $p^*$ .  $P^*$  er spotprisen for strøm i det nordiske strømmarkedet (systemprisen). Så lenge det ikke finnes begrensninger i overføringsnett, antar vi at spotprisen er lik for alle deler av det åpne markedet. Siden markedet i Midt- Norge er såpass lite i forhold til det nordiske markedet, antar vi videre at etterspørselen i regionen ikke påvirker denne gitte prisen. Prisen på import vil således være uavhengig av etterspørselen inntil importkapasiteten er nådd. Dette illustreres ved etterspørselskurvene i figur 9 ( $D_1$ -  $D_3$ ).

Kombinerer vi figur 8 og 9 får vi tilbudskurven for markedet i Midt- Norge, med importmuligheter. Dette illustreres i figur 10 nedenfor.



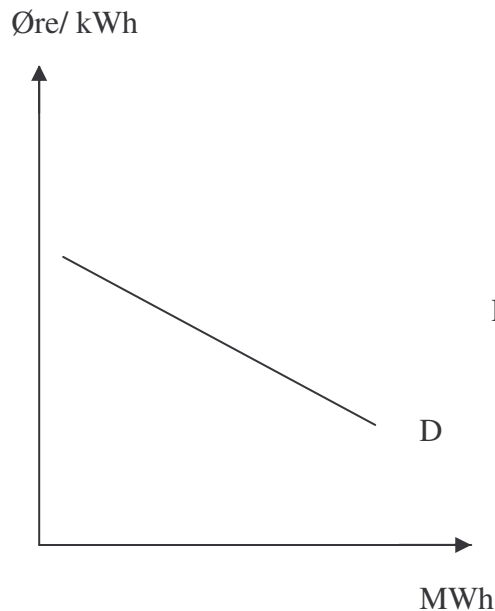
**Figur 10; Aggregert tilbudskurve for Midt- Norge med import, når det er en gitt kapasitetsgrense.**

Regionen får et større strømtilbud når det er muligheter for å importere kraft utenfra. Prisen kan derfor holde seg på et lavere nivå og tilbudt mengde på et høyere nivå når vi åpner for import enn om vi har et lukket marked. Tilbudet av kraft til forbrukerne i Midt- Norge består i en slik handelssituasjon av tilbud fra strømprodusenter både i og utenfor regionen. Som vi ser av figuren over vil prisen øke med etterspørselen til den når nivået hvor det blir aktuelt med import. Så lenge det er overføringskapasitet for økt import vil strømprisene holde seg stabile mens etterspørselen i regionen stiger. Men når overføringskapasiteten er fullt utnyttet og en ikke lenger kan øke importen, vil strømprisene gå rett i været når etterspørselen øker. Da har en ingen mulighet til å dempe prisene med økt import. Der etterspørselskurven ligger under tilbudskurven er betalingsvilligheten for liten til at etterspørselen vil bli tilfredsstilt av markedet.

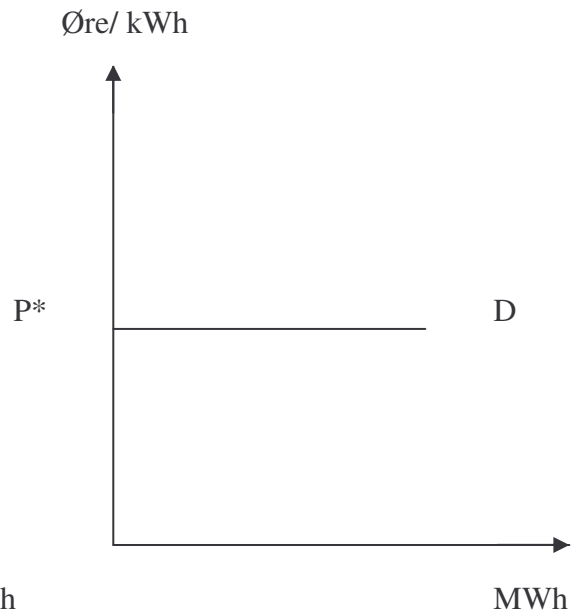
Om sommersesongen eksporteres det strøm til andre markeder for å holde strømprisene stabile. På den måten sikrer produsentene seg en viss lønnsomhet på investeringene sine, jevnt over året. Bye og Bergh (2003) foreslår at vi da kan sette opp en etterspørselskurve som tilsvarer den aggregerte tilbudskurven i figur 10. På tilsvarende måte som tidligere står produsentene ovenfor to etterspørselskurver; etterspørselen i Midt- Norge og etterspørselen fra andre markeder. Disse illustreres i figur 11 og figur 12. Etterspørselen fra de andre



markedene antas også å være uavhengig av tilbudet fra Midt- Norge, ettersom markedet i Midt- Norge er såpass lite i forhold til det nordiske markedet.

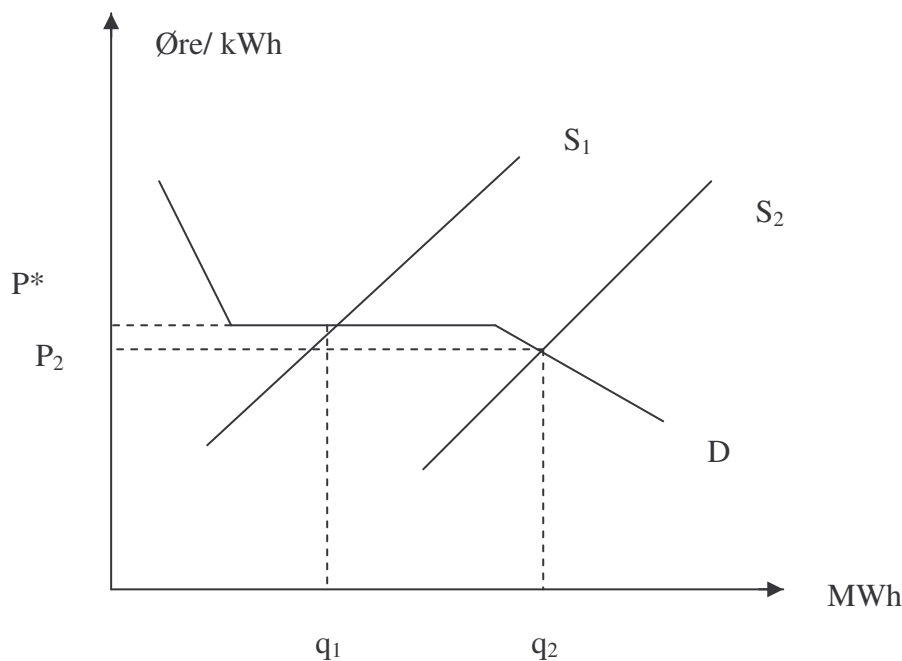


Figur 11; Etterspørselen i Midt- Norge



Figur 12; Etterspørselen fra andre markeder.

Aggregerer vi disse ser vi at produsentene i Midt- Norge står ovenfor en litt spesiell etterspørselskurve. Ved  $p^*$  vil etterspørselen fra markeder utenfor Midt- Norge spille inn.  $P^*$  er lik den nordiske spotprisen, og når prisen i Midt- Norge blir lik denne vil konsumenter utenfor regionen etterspørre kraft fra Midt- Norge. Ved  $p^*$  etterspørres det dermed mer enn om en bare hadde etterspørselen fra Midt- Norge. Når overføringsmulighetene er fullt utnyttet, og en ikke lenger kan eksportere til andre markeder, vil etterspørselskurven igjen bli tradisjonelt fallende. Den aggregerte etterspørselskurven er illustrert i figur 13. Etterspørselen rettet mot strømprodusentene i Midt- Norge blir da det som etterspørres av kraft i regionen, samt det som etterspørres fra utenforliggende markeder. Det som vil kunne virke begrensende på eksporten vil være overføringskapasiteten eller den stigende tilbudskurven.



**Figur 13; Aggregert etterspørselskurve med begrensninger i overføringskapasiteten**<sup>25</sup>

Vi ser at så lenge strømprisene i Midt- Norge er høyere enn den nordiske systemprisen, vil produsentene i regionen bare møte etterspørsel fra konsumentene i Midt- Norge som har høy betalingsvillighet. Ved  $p^*$  er imidlertid prisnivået i Midt- Norge likt prisnivået ellers i Norden, og produsentene vil også motta etterspørsel fra konsumenter som befinner seg utenfor Midt- Norge. Så lenge det er overføringskapasitet vil da prisen holde seg lik den nordiske systemprisen,  $p^*$ . Produsentene eksporterer da strømmen ut fra regionen for å opprettholde høye strømpriser så lenge det er kapasitet i overføringsnettet til å eksportere. Men når overføringskapasiteten er brukt opp vil det ikke lenger være mulig å holde prisene oppe ved å eksportere strøm, og vi vil gå tilbake til en tradisjonelt nedadgående etterspørselskurve. At etterspørselskurven går tilbake til å bli tradisjonelt nedadgående forutsetter at regionen har produksjonskapasitet utover overføringskapasiteten.

Norge utveksler strøm med Sverige, Danmark, Finland og Russland. Men handelen med Finland er relativt liten, og handelen med Russland begrenser seg kun til import. Maksimal importkapasitet antas å være om lag 4,25 TW<sup>26</sup>. Norge og Sverige står til sammen for 95 % av den vannkraftproduserte energien i Norden. Men siden værforholdene i Norden ofte er ganske like, vil svikt i nedbøren ofte ramme Norge og Sverige samtidig. Sverige vil i slike

<sup>25</sup> Bye og Bergh (2003)

<sup>26</sup> Statnett (2004)

perioder ha lite overskuddskraft når vi trenger å importere. Det kan derfor være lurt å være tilknyttet land med termisk produksjon for å være optimalt sikret mot strømmangel i perioder med lite nedbør. Neste avsnitt sier mer om hva begrepet termisk produksjon innebærer.

I et termisk basert marked er det ingen tilfeldig variasjon i produksjonskapasiteten fra år til år. At et marked er termisk basert, innebærer at det benytter kull, gass eller kjernekraft i sin produksjon. Det er en lite væravhengig produksjonsform, som gir en mer stabil produksjonsmengde over tid, og over sesongene. De variable kostnadene for produksjonen er imidlertid mye høyere enn hva de er for vannkraftproduksjon, så det er begrenset hvor lave prisene kan bli med denne produksjonsmetoden<sup>27</sup>. I perioder med mye nedbør vil det derfor være mer lønnsomt å benytte seg av vannkraft enn av termisk produksjon.

Dersom man kombinerer vannkraft med et termisk system, kan en oppnå økonomiske gevinster. Vannkraften kan benyttes mest i våtår, samtidig som en unngår begrensninger i forbruket i tørrår da en kan benytte seg av egen, eller importert, termisk produsert kraft. Slik kan forbruket holdes på etterspurt nivå, og prisene vil kunne holde seg noenlunde stabile. Strømmen vil da gå fra det markedet som til enhver tid har lavest kraftpris, og over til det markedet som har den høyeste kraftprisen. Når prisen i Norge blir tilstrekkelig høy, vil det lønne seg for våre naboland å overføre kraft til Norge.

Import og eksport avhenger av produksjonskostnaden i Norge, verdensmarkedsprisen og indikatorer for hvordan strømmarkedet utvikler seg på internasjonal basis<sup>28</sup>.

Verdensmarkedsprisen vil avgjøres av de dyreste enhetene som må brukes for å dekke etterspørselen, og ikke av de billigste områdene for ny produksjon<sup>29</sup>.

#### **Kap. 4.4; Flaskehalser i strømmarkedet**

Som tidligere nevnt er strøm en veldig viktig vare i dagens samfunn. Det er også en veldig spesiell vare: både fordi den ikke kan lagres når den først er produsert, og fordi det kreves et omfattende distribusjonssystem for å få levert strømmen ut til konsumentene. Mangler i

---

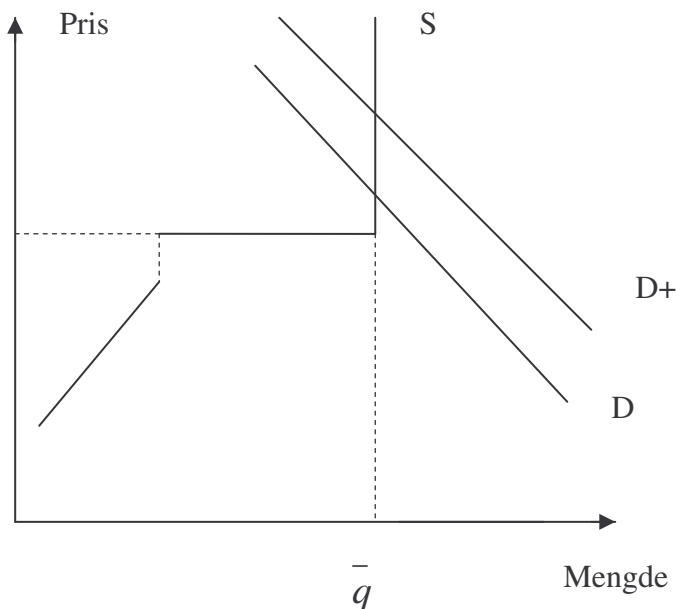
<sup>27</sup> Statnett (August 2006)

<sup>28</sup> Aune (2003)

<sup>29</sup> Statnett (August 2006)

distribusjonssystemet kan gjøre at enkelte områder/ regioner ikke blir tilbudt den strømmen de etterspør. Dette synes å være tilfellet med Midt- Norge regionen.

I et strømmarked uten såkalte flaskehalsler kan vi anta at temporære sjokk i lokale markeder (Ormen Lange øker etterspørselen i Midt- Norge med 1,2 TWh per år) vil få ringvirkninger utenfor det aktuelle markedet, og på den måten tilintetgjøres i det store markedet. Dersom distribusjonsnettet inn til det lokale markedet ikke har kapasitet til å overføre det som er nødvendig for å dekke økningen i etterspørselen, har vi flaskehalsler i overføringsnettet. Prisene blir da høyere i det området der etterspørselen øker, uten at det er mulig å overføre strøm fra et annet marked med lavere priser. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 14 under. Jo høyere etterspørselen i regionen blir, desto høyere vil strømprisene bli. Normalt vil (som tidligere nevnt) strømmen bevege seg fra det markedet som har lavest pris, og over til det markedet med høyest pris. Det vil slik bli en utjevning i prisene mellom de to markedene: prisene vil synke i importmarkedet, og stige i eksportmarkedet. Men en slik prisutjevning forutsetter at overføringsmulighetene er store nok. Når overføringskapasiteten er brukt opp, vil prisene gå rett til værns når etterspørselen øker.

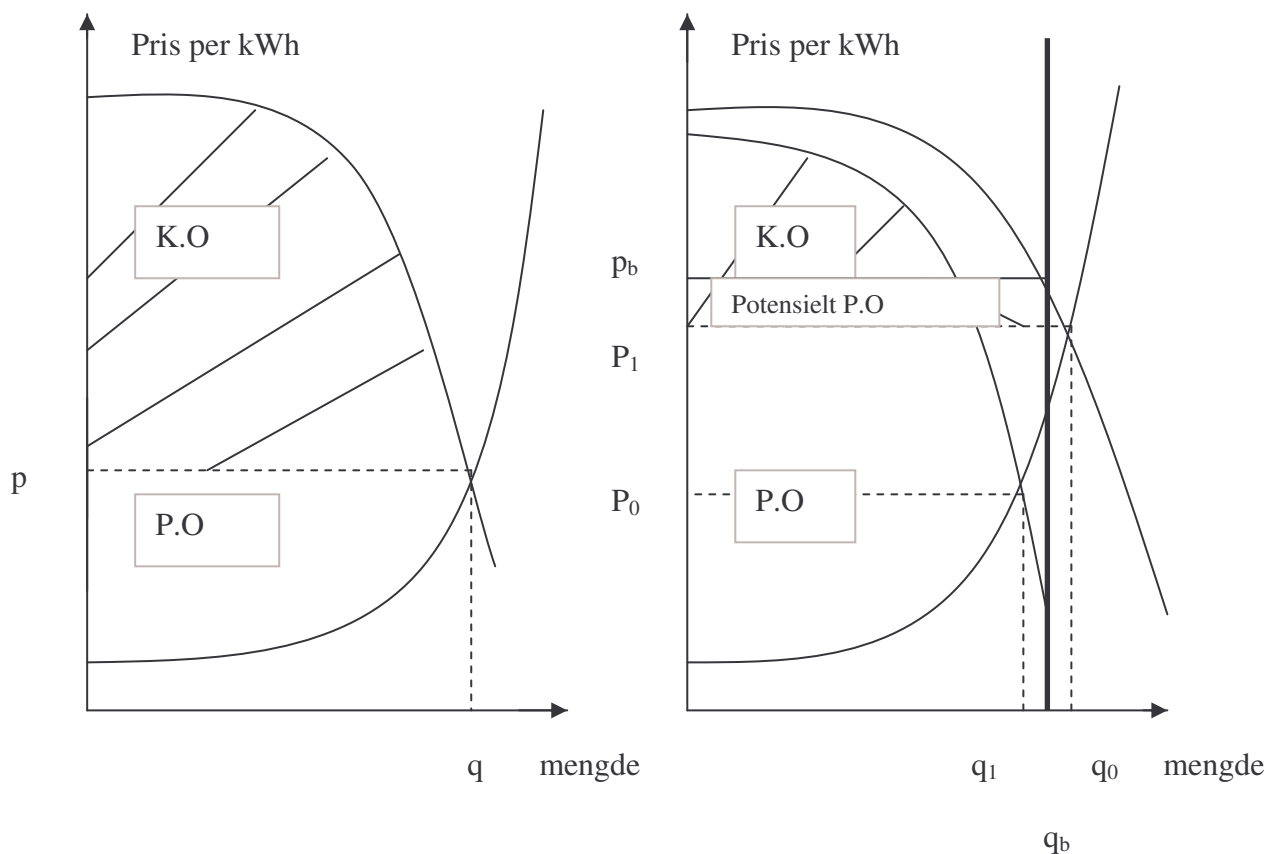


**Figur 14; Prisene øker med etterspørselen når overføringsmulighetene inn til det lokale markedet er brukt opp.**

Vi kan tenke oss at det er to regioner; Midt- Norge og Vestlandet. I Midt- Norge får etterspørselen et positivt skift til tross for at markedet allerede er presset. På Vestlandet regner

det mye, og prisene på strøm holder seg relativt lave. Da har vi høye priser i Midt- Norge, og lavere priser på Vestlandet. For produsentene på Vestlandet vil det i en slik situasjon være mulig å øke produsentoverskuddet sitt ved å eksportere strøm til Midt- Norge. Når strømmen sendes til Midt- Norge, vil prisene stige på Vestlandet, samtidig som de blir lavere i Midt- Norge. Men dette gjelder imidlertid bare dersom det ikke er begrensninger i overføringsmulighetene mellom de to regionene. Dersom overføringene allerede skjer med full kapasitet vil det ikke lenger være mulig for produsentene å sende mer strøm til Midt- Norge, selv om det er attraktivt. Det eksisterer da en flaskehals i markedet, og prisutjevning vil ikke være mulig før overføringsmulighetene bygges ut. Prisene i Midt- Norge vil øke, mens prisene på Vestlandet forblir de samme. Prisforskjellen mellom de to regionene kan bli ganske markant, som vi kan se av figur 14. Prisene i Midt- Norge går rett til værns når de ikke kan øke importen. Prisforskjeller mellom områdene blir således et tegn på at det er for lite overføringskapasitet mellom regionene.

Når flaskehals oppstår i strømmettet er det ikke betalingsvilligheten til konsumentene som avgjør hvem som rammes, men hvor de geografisk sett befinner seg. Hvor høy betalingsvillighet en konsument har, har ingen betydning for hvor mye strøm han/ hun vil bli tilbudt. Prisene vil kunne stige kraftig i regionen som er rammet av flaskehals, og det blir på den måten en velferdsoverføring fra konsumentene til produsentene. Konsumentene i Midt- Norge må gi av sitt konsumentoverskudd for å få ønsket mengde strøm, mens produsentoverskuddet blir større jo høyere prisene blir. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 15 nedenfor. Etterspørselen etter strøm antas å være relativt inelastisk.



Figur 15; Endring i produsent- og konsument- overskuddet når en har endring i etterspørselskurven og med produksjonsbegrensninger <sup>30</sup>.

Det at kurvene her er tegnet bratte, indikerer det faktum at en stor prisendring gir en liten kvantumseffekt (elektrisitetsforbruket er relativt uelastisk). Motsatt vil en liten kvantumsendring gi en heller stor priseffekt (i og med at strømmarkedet allerede er presset).

### Kap. 4.5; Prissettingen i strømmarkedet

Den viktigste markedsplassen for elektrisk kraft er Nord Pools fysiske kraftbørs. Nord Pool er verdens første internasjonale råvarebørs for elektrisk kraft. Her organiseres de fysiske og de finansielle markedene for krafthandel <sup>31</sup>. Kjøper og selger melder inn sine tilbud og sin etterspørsel til Nord Pool hver dag. De melder inn hvor mye de ønsker å kjøpe eller selge for hver time i det neste døgnet. Nord Pool aggregerer så disse tilbuds- og etterspørsels- kurvene, og finner de prisene som danner likevekt for hver time neste døgn.

<sup>30</sup> Nooij, Koopmans og Bijvoet (2006)

<sup>31</sup> Statnett (2004)

Norden danner i dag et felles kraftmarked, og dette nordiske kraftmarkedet er knyttet opp mot Russland, Tyskland og Polen. Handelen foregår bilateralt mellom de ulike markedsaktørene og over markedene til den nordiske kraftbørsen Nord Pool.

Kraftleverandørene kjøper kraft på Nord Pool, for så å selge kraften de har kjøpt videre til privatkundene. For å sikre balanse i markedet må alle deltakerne i engrosmarkedet planlegge å produsere og eller kjøpe like mye kraft som de planlegger å forbruke eller selge<sup>32</sup>.

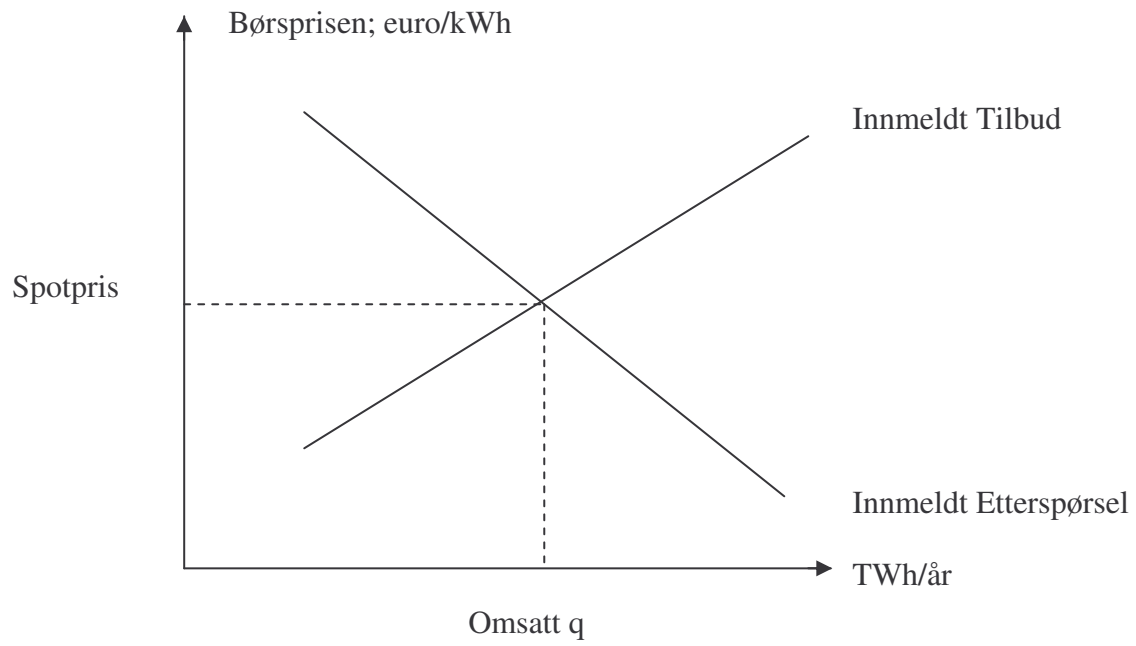
Engrosmarkedet omfatter kraftprodusenter, kraftleverandører, stor industrivirksomhet og andre store kraftkunder. Det er alternativverdien for vannet som legges til grunn når de ulike leverandørene rapporterer inn produksjonen sin til Nord Pool. Denne alternativverdien dannes på grunnlag av temperatur, fyllingsgrad i magasinene, samt en del andre faktorer. Det vannet som ikke brukes til energiproduksjon i dag, vil kunne brukes til energiproduksjon i morgen. Dersom terminprisene for strøm er høyere enn dagens spotpriser, innebærer det at markedet forventer at strømprisen vil stige i tiden fremover. Da vil det svare seg for produsentene å utsette dagens produksjon til en dag i fremtiden, såfremt ikke vannet renner ut av vannmagasinene. Renner vannet over, vil verdien være tapt, og da ville produsentene tjent mer på å selge kraft til dagens priser. Vann som renner ut av vannmagasinene representerer et rent samfunnsøkonomisk tap.

Prisen på strøm baseres på en likevekt mellom tilbud og etterspørsel. Man kan si at markedsprisen gjenspeiler forbruks- produksjons- og overførings- forholdene i det nordiske markedet. Prisen på kraft bestemmes altså hovedsakelig av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet, men også utviklingen i kraftmarkedene i landene utenfor Norden spiller inn<sup>33</sup>. Siden strømmarkedet er såpass spesielt, vil også lover og politiske avgjørelser kunne spille inn når strømprisene fastsettes. Hvordan likevekten i markedet dannes kan illustreres ved hjelp av figur 16. Spotprisen gir likevektspris for gitt dato og gitt time.

---

<sup>32</sup> Statnett (2004)

<sup>33</sup> Olje- og energidepartementet (2006)



Figur 16; Likevekt i markedet på den nordiske kraftbørsen.



## Kap. 5; Statnetts syn på situasjonen i Midt- Norge.

Statnett er monopolist på utformingen av sentralnettet, og jeg vil derfor gjøre rede for deres syn på situasjonen i Midt- Norge i dette kapittelet. Det er nemlig sentralnettet som må bygges ut for at overføringskapasiteten inn til regionen skal bedres.

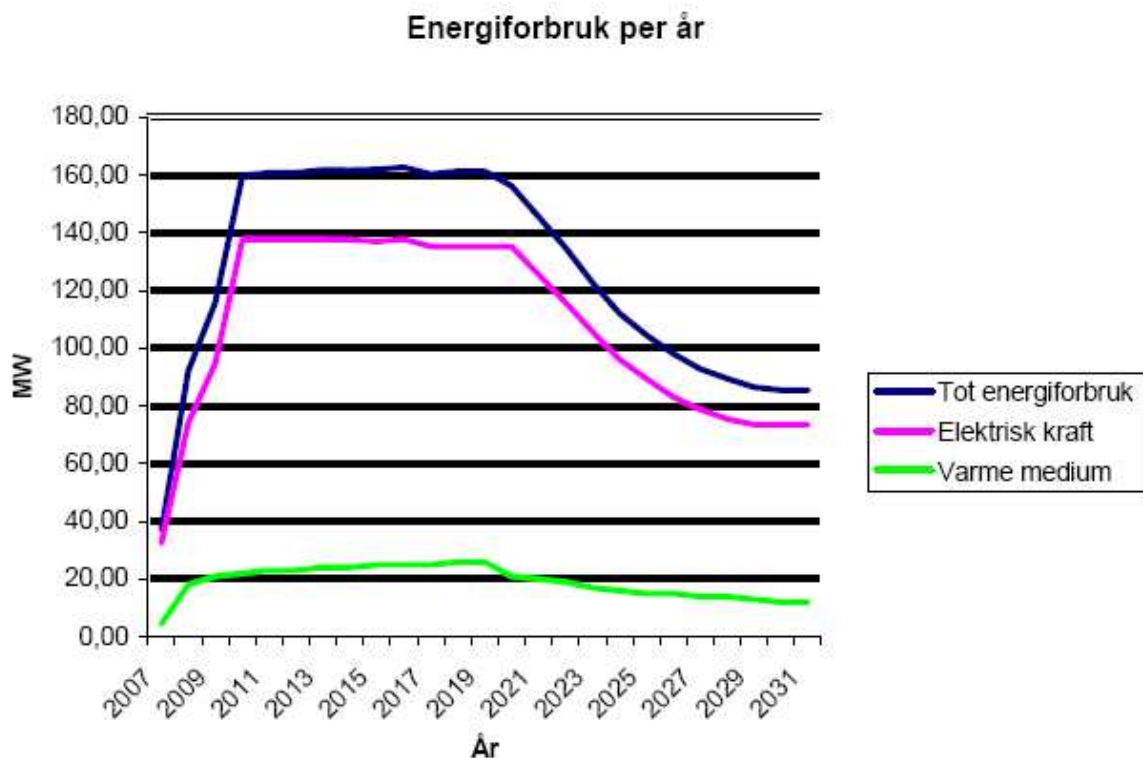
### Kap. 5.1; Situasjonen i Midt- Norge

Midt- Norge, og Møre og Romsdal spesielt, har per i dag et betydelig kraftunderskudd. Dette kraftunderskuddet vil komme til å forsterkes ytterligere i årene som kommer i forbindelse med at Ormen Lange settes i drift, kombinert med den generelle forbruksutviklingen som jeg omtalte i kapittel 2. Det er landanlegget ved Nyhamna i Aukra som vil bli forsynt med strøm fra nettet. Dette er et omfattende landanlegg, og det vil trenge en betydelig mengde med strøm. Forbruket de har av elektrisk kraft knyttes hovedsakelig til produksjonsprosesser, samt til diverse hjelpetstyr. Figur 17 gir en oversikt over hvordan landanlegget på Nyhamna vil se ut.



Figur 17; Visualisering av landanlegget på Nyhamna. Bildet er hentet fra Søknad om utslippstillatelse, Ormen Lange, side 23.

Energibehovet til dette landanlegget vil variere med produksjonsprofilen og trykket i reservoaret. Hovedkilden for energi vil som tidligere nevnt være strøm fra sentralnettet, men det vil i tillegg brukes to gassfyrte hetoljekjeler som vil produsere varme til prosessering av brønnstrømmen. Gassturbin og elektrisk generator, og kombikraftverk ble også vurdert for å dekke kraftbehovet. Men elektrisk kraft fra nettet ble funnet å være det valget som gav lavest mulig utslipp til luft, innenfor et forsvarlig kostnadsnivå. Dette kommer frem i ”Søknad om utslippstillatelse” som Hydro har lagt frem<sup>34</sup>. Hvordan energiforbruket er beregnet å være de årene anlegget er i bruk, kan illustreres ved hjelp av figur 18.



Figur 18; Forventet energibehov for landanlegget fra 2007 til 2031. Figuren er hentet fra Søknad om utslippstillatelse, Ormen Lange, side 32.

Vi ser at når energiforbruket er størst, er etterspørselen etter elektrisk energi 140 MW. Produksjonen pågår hele døgnet, og 360 dager per år. Totalforbruket av elektrisk kraft i løpet av et år vil da bli;

$$140 \text{ MW} * 24 \text{ timer} * 360 \text{ dager} = 1209600 \text{ MW} = \underline{\text{ca. 1,2 TWh.}}$$

Totalt energibehov i denne perioden, inkludert etterspørselen etter olje, gass, elektrisitet, etc., vil være;

$$160 \text{ MW} * 24 \text{ timer} * 360 \text{ dager} = 1382400 \text{ MW} = \underline{\text{ca. 1,4 TWh.}}$$

<sup>34</sup> SFT- Hydro (2005)

Etter at anlegget har vært i drift i ca. 10 år, forventes det at trykket i reservoaret vil synke. Det vil da oppstå et behov for prekompresjon. Prekompresjon er et tiltak for å opprettholde produksjonsvolumet når trykket faller i reservoaret, og dette vil igjen kreve mer energi. Det anslås at kompresjonsarbeidet vil utgjøre et tilleggsbehov på ca. 70 MW. Totalforbruket av elektrisk energi vil da bli;

$$(140 \text{ MW} + 70 \text{ MW}) * 24 \text{ timer} * 360 \text{ dager} = 1814400 \text{ MW} = \underline{\text{ca. 1,8 TWh}}.^{35}$$

Til sammenlikning blir det brukt ca. 1 TWh i Drammen i løpet av et år<sup>36</sup>. Denne økningen på etterspørselen i Midt- Norge, som er større enn Drammen kommunes totale forbruk, kommer i tillegg til det kraftunderskuddet som allerede er i regionen. Etter at Ormen Lange settes i drift i 2008, antas underskuddet i kraftbalansen i et normalår å være i størrelsesorden 9 TWh<sup>37</sup>. Dette er som sagt like mye strøm som det brukes i Oslo i løpet av et helt år. Underskuddet vil bli enda større når behovet for prekompresjon melder seg.

## **Kap. 5.2; Sikring av strømforsyningen i Midt- Norge, Statnetts mening.**

For å sikre strømforsyningen til Midt- Norge vil det bli nødvendig med økt overføringskapasitet dersom det ikke etableres en betydelig ny produksjon av strøm i området. Når forbruket er på det høyeste blir systemet sårbart overfor driftsforstyrrelser, samt vedlikeholdsarbeid i produksjonssystemet og i nettet. Regionen risikerer dessuten å få for lav magasinfylling i enkelte vannverk. Økt forbruk gir en stor belastning på nettet, og det kan føre til at systemet kolliderer i perioder som følge av feilhendelser i systemet. Energibalansen vil svekkes. Energibalansen er et spørsmål om hvilken kapasitet kraftsystemet har til å dekke etterspørselen over tid<sup>38</sup>. På sikt er det utviklingen i produksjon og forbruk som avgjør om denne energibalansen blir problematisk eller ikke.

Det vil etter Statnetts mening ikke være rasjonelt å basere seg på at store deler av kraftforbruket skal dekkes ved hjelp av importert kraft<sup>39</sup>. Et økt forbruk uten en tilsvarende ny produksjon vil nemlig dempe utvekslingsforbindelsenes evne til å dempe effekten av en

---

<sup>35</sup> I følge Fjeldheim, G. O. (Personlig kommunikasjon, 8/11- 2006)

<sup>36</sup> Statnett (2005)

<sup>37</sup> Statnett (August 2006)

<sup>38</sup> Statnett (2004)

<sup>39</sup> Statnett (2005)

periode med lite nedbør. Vi får mindre rom for å bruke import og eksport som forsikringsordning. En kan da i verst fall ende opp med en like ustabil situasjon som det som ble fremstilt i kapittel 4.2 med et lukket strømmarked, siden en ikke vil kunne øke importen når tilsiget er lavt. Prisene vil igjen kunne få store variasjoner over årene og sesongene.

På grunn av nettets utforming vil ikke tiltak som blir gjort utenfor Midt- Norge uten videre ha noe å si for denne regionen. Dersom all overføringskapasiteten inn til området er brukt opp, er det bare redusert forbruk eller ny produksjon i regionen som kan bidra til å gjenoppnå balansen i markedet. Alternativt kan en bygge ut overføringskapasiteten for å kunne øke importen inn til regionen. Men da er en som nevnt avhengig av at andre land eller regioner har et kraftoverskudd som regionen kan importere. Nettforsterkninger kan altså bidra til å lette situasjonen, men det kan komme til å kreve økt produksjon i andre områder <sup>40</sup>.

For en sikker kraftforsyning til Midt- Norge bør det etter Statnetts mening snarest etableres en ny stabil produksjon med en lang brukstid. Statnett anbefaler i sine rapporter at det bygges gasskraftverk i regionen, i tillegg til en viss utbygging av vindkraft. Senere i oppgaven vil jeg se på investeringskriteriene som vil ligge til grunn for en slik utbygging, og foreta en vurdering av hvorvidt det vil svare seg å bygge ut gasskraftverk. Et gasskraftverk antas å kunne styrke kraftbalansen med netto 5 TWh <sup>41</sup>. Det vil altså kunne halvere kraftunderskuddet, og vel så det.

Men gasskraft, eller termisk kraft generelt, har som tidligere nevnt en høyere marginalkostnad enn hva vannkraft har. Det skal derfor litt til for at det vil svare seg med gasskraftverk. Strømprisen vil uansett måtte ligge over kostnadene ved å produsere strøm i et vannkraftverk. Med tanke på Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- avtalen, vil det nok også måtte regnes med utgifter til CO<sub>2</sub> – rensing dersom et gasskraftverk bygges ut. Norges vassdrags- og energidirektorat har allerede gitt konsesjon til to gasskraftverk i Midt- Norge; et i Skogn i Nord- Trøndelag og et på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Men det er foreløpig ikke gjort noen investeringsbeslutninger på disse <sup>42</sup>. Investeringer i ny kapasitet i det norske kraftmarkedet skjer på bakgrunn av aktørenes egne vurderinger av lønnsomheten. Denne lønnsomhetsberegningen vil avhenge av en rekke forhold som kraftprisen, brenselpriser,

---

<sup>40</sup> Statnett (2005)

<sup>41</sup> Statnett (August 2006)

<sup>42</sup> Norges vassdrags- og energidirektorat

etc.<sup>43</sup>. Tiltak som motvirker dannelsen av høye priser vil virke negativt på investeringsincentivene for slike prosjekter. Desto høyere strømprisene blir, jo større er sjansen for at aktørene finner det lønnsomt å bygge ut gasskraftverk. Dersom begge gasskraftverkene som det er gitt konsesjon for bygges ut, vil kraftunderskuddet i regionen kunne snus til et kraftoverskudd gitt at tidligere antagelser om produksjonskapasitet i gasskraftverk stemmer.

I Europa vokser nå etterspørselen etter gass, samtidig som egenproduksjonen avtar. Dette vil drive opp verdensmarkedsprisen på gass, og derigjennom øke alternativkostnaden på gass for norske foretak. Høye renskostnader bidrar også til strengere krav til avkastning. Potensielle aktører vil komme til å kreve en høy strømpris i Norge for at det skal lønne seg å bruke gassen her istedenfor å eksportere den til andre land. Det kommersielle grunnlaget for gasskraftverk i Norge vil altså svekkes ytterligere om denne utviklingen fortsetter. Mens en utenlandskabel øker mulighetene for import og eksport, vil norske gasskraftverk øke de innenlandske kraftproduksjonsmulighetene<sup>44</sup>.

### **Kap. 5.3; Statnetts planer for å sikre strømtilførselen til regionen**

Som et naturlig monopol på sentralnettet vurderer Statnett en rekke tiltak i Midt- Norge som følge av at regionen ligger an til å få et kraftunderskudd som tilsvarer den elektriske energien Oslo bruker i løpet av et år. Det som raskest vil kunne øke overføringskapasiteten inn til regionen er den planlagte utvidelsen av overføringsledningen som går fra Sverige og inn til Midt- Norge. Ledningen starter 75 km inn i Sverige, og går over til Tydal kommune i Sør-Trøndelag. Denne planlegges å utvides fra å ha en spenning på 300 kV til å få en spenning på 420 kV. Statnett står for utvidelsen sammen med Svenska Kraftnät, og planlagt idriftsettelse for denne er i 2009, altså et år etter at Ormen Lange planlegges å idriftsettes. Dette vil gi økte overføringsmuligheter fra Sverige og inn til Midt- Norge.

Statnett vil også installere apparater som skal bidra til å øke spenningsnivået på strømledningene i en rekke av anleggene i Midt- Norge, fra Rana til Gudbrandsdalen. På den

---

<sup>43</sup> I følge Rennesund, M. H. (Personlig kommunikasjon, 7/11- 07)

<sup>44</sup> Aune (2003)

måten vil overføringskapasiteten inn til Midt- Norge øke. Samtidig vil det redusere risikoen for spenningsproblemer ved stor overføring eller reparasjoner på linjene<sup>45</sup>.

Dersom det ikke bygges ut betydelig med ny produksjon i området, vil det ifølge tidligere beregninger være behov for å bygge tre til fire nye kraftledninger inn til regionen i løpet av de neste 10 til 20 årene. Samtidig må det utføres regionale forsterkninger. Dette vil etter Statnetts mening ikke være en rasjonell utvikling av kraftsystemet<sup>46</sup>. Man kan også trekke inn at det virker negativt på vegetasjonen og miljøet at det legges nye strømlidninger.

---

<sup>45</sup> Statnett (August 2006)

<sup>46</sup> Statnett (2004)

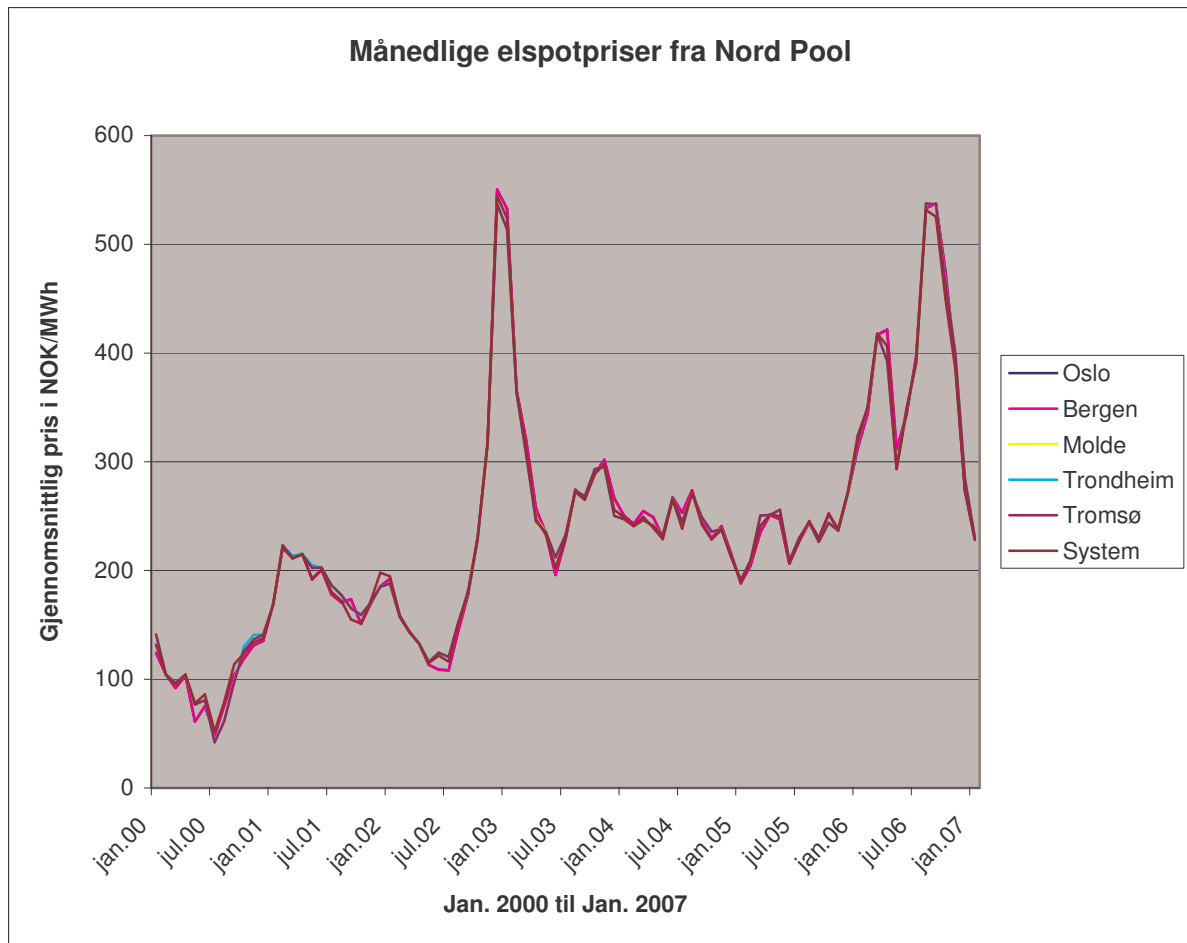
## **Kap. 6; Finnes det virkelig flaskehals inn til Midt- Norge? Muligheter for ny utbygging.**

Dersom det virkelig eksisterer flaskehals inn til Midt- Norge, vil det bety at det vil være umulig å dekke etterspørselen i regionen til systempris når etterspørselen øker. Flaskehals vil gi en situasjon der totalt tilbud av kraft er lavere enn den totale etterspørselen.

Områdeprisen for Midt- Norge vil måtte justeres opp for at markedet skal klarere, og vi får et høyprisområde. Strømprisene i Midt- Norge vil således være en god indikasjon på om det finnes flaskehals i overføringsmulighetene. Ved fravær av flaskehals vil områdeprisen være lik systemprisen.

### **Kap. 6.1; Flaskehals i overføringsmulighetene?**

Ifølge Nord Pool er det seks områder i Norge som opererer med egne strømpriser; Oslo, Bergen, Molde, Trondheim, Tromsø og Kristiansand. For å se på om det virkelig eksisterer flaskehals i overføringsmulighetene inn til Midt- Norge, vil jeg se på elspotprisene for de ulike områdene. Systemprisen (spotprisen) vil gjelde for det området som Nord Pool behandler så fremt det ikke oppstår beskrankninger i overføringsnett mellom de like områdene. Det skal ikke være forskjeller i kraftprisen mellom land/ områder så lenge overføringskapasiteten mellom landene/ områdene ikke er fullt utnyttet. Der områdeprisene skiller seg fra systemprisen, er dette et tegn på manglende overføringskapasitet. Flaskehals kommer som følge av at det er kapasitetsbegrensninger i overføringsnett mellom de ulike områdene. Prisen må da settes høyere enn systemprisen i underskuddsområder. Dette kaller en områdepriser. I den månedlige oversikten over elspotprisene er fem av de ovennevnte områdene tatt med; Oslo, Bergen, Molde, Trondheim og Tromsø.



**Figur 19; Elspotprisene for de ulike områdene som Nord Pool skiller mellom innen Norge, samt den nordiske systemprisen. Figuren er laget på grunnlag av tall fra Nordpool.com.**

Som vi ser av figuren over, så er det ingen av områdene som avviker i stor grad fra den gitte systemprisen. Men noen avvik er det i den ene og andre retningen. Periodevis skifter det hvem som har høyere og hvem som har lavere pris. Det kan se ut som om Oslo og Bergen holder ett nivå, mens Molde, Trondheim og Tromsø holder et litt annet nivå. Det skifter litt på hvem som holder det høyeste nivået. Men rundt september 2004 ser det ut til at prisnivået i Molde, Trondheim og Tromsø blir liggende over prisnivået i Oslo og Bergen store deler av tiden. Det tyder på at det er smalere flaskehals inn til disse områdene enn til Oslo og Bergens områdene. Tallene som er lagt til grunn i denne figuren er å finne i tabell 7 i appendiks A. Her er det lettere å se avvikene.

Molde ligger i Møre og Romsdal og Trondheim ligger i Sør- Trøndelag. Det er altså disse områdene som tilhører Midt- Norge regionen. Men ifølge Nord Pools oversikt over månedlige elspotpriser, ser det ut som at også Tromsø i Troms holder et prisnivå som er relativt likt det prisnivået de har i Molde og Trondheim.



For å se hvordan de ulike områdeinndelingene kommer ut over tid, kan vi se på de gjennomsnittlige elspotprisene for årene. Oversikten hos Nord Pool går fra 1996 til 2007, og de gjennomsnittlige prisene for årene ser slik ut;

	<b>Oslo</b>	<b>Bergen</b>	<b>Molde</b>	<b>Trondheim</b>	<b>Tromsø</b>	<b>System</b>
1996	256,7	257,02		252,94	251,24	253,63
1997	137,45	137,35		129,12	133,02	135
1998	115,86	120,14		115,96	116,23	116,35
1999	109,2	109,18		119,51	119,51	112,11
2000	97,7	97,7	101,4	101,4	100,7	103,33
2001	185,95	185,95	188,97	188,97	188,55	186,49
2002	198,49	198,5	200,17	200,17	200,17	201,03
2003	293,93	293,98	290,87	290,46	290,46	290,61
2004	246,06	246,06	243,87	243,75	243,75	242,04
2005	233,12	233,12	235,3	235,3	235,3	234,81
2006	396,56	396,56	394,64	394,64	394,67	391,44
2007	229,18	229,18	230,45	230,45	230,36	228,14

Tabell 2; Månedlige elspotpriser fra 1996 til 2007. Tallene er hentet fra Nordpool.com.

Vi ser at Molde og Trondheim har hatt en høyere pris enn systemprisen (spotprisen) de fire siste årene, mens den før dette har svingt litt over og under systemprisen. Den avviker fra systemprisen alle årene, noe som tilsier at det forekommer flaskehalser i markedet. Disse ser ut til å ha blitt noe strammere de senere årene i oversikten, noe som indikerer at markedet er i ferd med å segmenteres. Dette kan vi se på større avvik fra systemprisen. Problemene med overføringskapasiteten blir større, noe som vil kunne gi store konsekvenser. Det begrenses hvilke generatorer som kan dekke etterspørselen i et gitt område, og den frie flyten i markedet hindres. Uten slike begrensninger i overføringen ville etterspørselen blitt rettet mot den billigste produsenten først, uavhengig av hvor denne befant seg geografisk sett, og områdeprisen ville blitt lik systempris.

Også når vi ser på SSB's statistikk over priser på elektrisk kraft oppdelt etter fylke, ser vi at Midt- Norge regionen skiller seg ut. Møre og Romsdal, Sør- Trøndelag og Nord- Trøndelag ligger alle høyere i pris enn landsgjennomsnittet, både om vi ser på strømprisene med eller uten forbruksavgift. Dette tyder på at det virkelig finnes begrensninger i overføringsnettet inn til Midt- Norge. Spesielt ser Møre og Romsdal og Nord- Trøndelag ut til å skille seg fra landsgjennomsnittet, noe som kan tyde på at disse fylkene blir sterkest berørt av flaskehalsene

i overføringssystemet <sup>47</sup>. Det kan virke som om flaskehalsen strammer seg til jo lenger nord i regionen en kommer.

Flaskehalsar kan skyldes manglende investeringar i overføringsnettene både innenlands og mellom landegrensene. Flaskehalsene har blitt dannet etter hvert som etterspørselen etter strøm har økt, og vil få større konsekvenser desto mer etterspørselen øker. Selv om det nordiske markedet er godt integrert, forekommer flaskehalsar nå oftere og oftere. Økte energipriser bidrar til å redusere energiforbruksveksten. Andre ting talar likevel for vidare forbruksvekst. Med tanke på den generelle forbruksveksten, kombinert med det faktum at stadig flere velger å bo alene, vil det være rimelig å forvente at flaskehalsene får større omfang i tiden som kommer dersom ingenting gjeres. Det er for eksempel stordriftsfordelar i husholdningenes energiforbruk, og stadig mindre husholdningar vil dermed trekke i retning av et høgere elektrisitetsforbruk. I perioden 1960 til 2001 økte antall husholdningar i gjennomsnitt med 1,47 % per år <sup>48</sup>.

## **Kap. 6.2; Tiltak ved flaskehalsar i overføringsmulighetene**

Det er tre muligheter for hva som kan gjeres når flaskehalsar oppstår i markedet.

1. Første alternativ er å la etterspørselen styre. Da vil prisene stige, og konsumet vil presses ned som følge av at folk ikke lenger har råd til å bruke like mye strøm som de bruker i dag. Hvorvidt dette er en varig løysning kan imidlertid diskuteres, bl.a. med hensyn til etiske prinsipper. Denne løysningen vil dessuten medføre hardere markedsbetingelser og økt segmentering av markedet.
2. Alternativ nummer to blir å bygge ut overføringsmulighetene inn til regionen. På den måten vil mer strøm kunne sendes til Midt- Norge, og høgeområdeprisen vil jevnes ut med systemprisen. Produsentar utenfor høypriområdet vil ønske å selge strøm til det aktuelle området så lenge områdeprisen er høgere enn systemprisen. Dette vil gi en relativ rask utjevning mellom systemprisen og områdeprisen.

---

<sup>47</sup> Statistisk Sentralbyrå (2006)

<sup>48</sup> Halvorsen, Larsen og Nesbakken (2005)

3. Det tredje og siste alternativet er å bygge ut mer produksjon i regionen. Dette alternativet vil bedre Midt- Norges egen forsyningsevne og gjøre regionen mindre avhengig av å få tilført kraft utenfra. En slik utbygging krever imidlertid at den økte kraftproduksjonen er lønnsom. Optimalt nivå for utbygging karakteriseres ved at betalingsvilligheten for ny kapasitet tilsvarer kostnaden ved å bygge ut den nye kapasiteten. Fremtidige inntekter må være større enn kostnadene ved ny produksjon. Det kan også være nyttig å se på hvorvidt andre land eller områder kan bygge ut ny elektrisetsproduksjon til en lavere kostnad enn hva som er mulig i Midt- Norge. Ved fri flyt i markedet vil den billigste produsenten bli etterspurt først. Dersom det er dyrere å bygge ut kraftproduksjon i Midt- Norge, vil det trolig svare seg å bygge ut overføringskapasiteten mot områder som kan starte ny kraftproduksjon til en billigere penge.

### **Kap. 6.3; Eventuell ny utbygging av kraftproduksjonen**

Den viktigste forutsetningen for utbygging av ny produksjon er at det er tilstrekkelig betalingsvillighet i markedet for en slik utbygging. Det vil si at strømprisen må være høy nok til å dekke de kapital- og drifts- kostnadene som eventuell ny utbygging medfører.

Utbyggingen bør dimensjoneres slik at kostnaden ved å øke forventet produksjon med en kWh ekstra blir lik den neddiskonterte verdien av fremtidige kraftpriser<sup>49</sup>. Dagens strømpris og den fremtidige verdien av kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel i henholdsvis spotmarkedet og terminmarkedet. Dersom terminprisen er høyere enn spotprisen, forventer markedet at strømprisene skal stige i fremtiden, og at det isolert sett vil lønne seg å utsette produksjonen til senere.

En fremtidskontrakt defineres av Bjørn Sandvik (2003) som en avtale om å kjøpe/selge et aktiva,  $i$ , til en avtalt pris,  $p$ , på et tidspunkt  $T$  i fremtiden. Denne avtalte prisen kalles for terminprisen. Slike fremtidskontrakter inngås gjennom den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Terminprisene for kraft på Nord Pool sier således noe om hva de fremtidige prisene i det nordiske kraftmarkedet forventes å bli. Prisen på en slik fremtidskontrakt kan endres fra dag til dag, selv for samme leveringsdato og for samme mengde. Den 23/1- 2007 var terminprisene hos Nord Pool for 2010 og 2011 notert til om lag 42 euro/MWh<sup>50</sup>. En euro tilsvarer 8,5563 NOK (23/1- 2007)<sup>51</sup>. Det vil si at en MWh i 2010/2011 selges i dag for ca.

---

<sup>49</sup> Bye og Strøm (1994)

<sup>50</sup> Nord Pool (2006/ 2007)

<sup>51</sup> DNB (2007)

359,3646 NOK. En MWh tilsvarer 1000 kWh, noe som innebærer at prisen i 2010 / 2011 forventes å ligge rundt 35,94 øre/kWh. Dette blir det beste estimatet jeg kan bruke for den fremtidige strømprisen når lønnsomheten av nye prosjekter skal vurderes, ettersom terminprisene er markedets forventninger om de fremtidige prisene dannet på grunnlag av all offentlig tilgjengelig informasjon. I kapittel 7 vil jeg også foreta sensitivitetsanalyser hvor jeg ser på lønnsomheten av nye prosjekter når prisen svinger.

En eventuell utbygging av kraftsektoren bør skje på et tidspunkt der prisene i markedet er høye nok til at et slikt prosjekt blir lønnsomt. Markedet må være villig til å betale den avkastningen utbygger forlanger for å foreta slike investeringer. En bør bygge ut dersom prisen på strøm forventes å være høyere eller lik de endringene i drifts- og kapitalkostnader ( $\equiv$  LTG) som utbyggingen vil medføre. Langtidsgrensekostnaden reflekterer hva det vil koste å øke kapasiteten i kraftsektoren, og defineres som endringene i drifts- og kapitalkostnader. Denne dekker driftskostnader og kostnaden ved å binde kapital i et nytt kraftverk. Den reflekterer på den måten hva en alternativt kunne tjent om en investerte kapitalen i en annen sektor. Langtidsgrensekostnaden blir således et investeringskriterium, og sier ikke noe om hvilken pris kraften bør omsettes til i markedet.

Det er vanlig å se på nåverdien av eventuelle prosjekt for å vurdere lønnsomheten av disse. En finner da dagens verdi av alle inntekter og utgifter som prosjektet vil medføre gjennom den forventede levetiden. Det prosjektet som gir den høyeste positive nåverdien bør gjennomføres. Nåverdien av et utbyggingsprosjekt i kraftsektoren er lik summen av nåverdiene til kontantoverskuddene som inngår i prosjektet. Et kontantoverskudd er differansen mellom alle inn- og utbetalinger på et gitt tidspunkt <sup>52</sup>.

$$NV(K, \delta) = \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t = K_0 + \delta_{01} K_1 + \dots + \delta_{0T} K_T$$

$\delta$  står for diskonteringsraten. Denne omgjør beløp på tidspunkt  $t$  til likeverdige beløp på tidspunkt 0, og antas her å være konstant. Ved hjelp av diskonteringsraten blir de ulike beløpene sammenlignbare.  $r$  er den avkastningen en minst vil ha på investeringen for at denne skal være lønnsom. Her er det vanlig å bruke den sikre renten for innskudd i bank, ettersom

---

<sup>52</sup> Sandvik (2003)

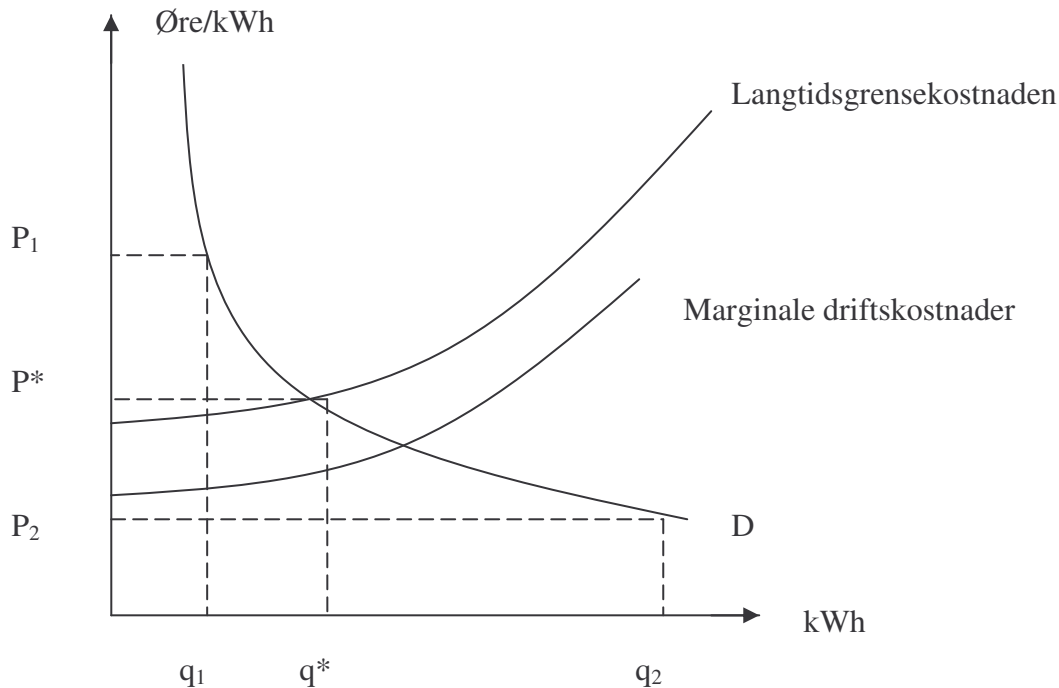
en alternativt til å investere kunne satt pengene i banken til denne renten. Diskonteringsraten regnes ut på følgende måte;

$$\delta_{0t} = \frac{1}{(1+r)^t} = (1+r)^{-t}$$

Vi ser at nåverdien av fremtidige inntekter må være høy nok til å dekke nåverdien av de fremtidige driftskostnadene ( $c$ ), samt de faste kapitalinvesteringene som må til ved oppstarten av prosjektet. Nåverdikriteriet sier at nåverdien til prosjektet må være ikke- negativ. At vi i nåverdiberegningene ser på inntekter og utgifter på gitte tidspunkt, er en matematisk forenkling. I praksis er det mer vanlig å snakke om inntekter og utgifter i en periode. Formelen nedenfor representerer nåverdikriteriet.

$$NV(\mathbf{K}, \delta) \geq 0$$

Alternativt kan en si at en bør ekspandere kraftforsyningen når prisen på strøm er høyere eller lik langtidsgrensekostnaden ved elektrisitetsproduksjon. Er prisen lavere enn langtidsgrensekostnaden bør en vente med å bygge ut. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 20.



Figur 20; Over- under- og optimal investering i kraftmarkedet <sup>53</sup>.

Vi ser at prisen vil være høyere enn kostnadene helt til langtidsgrensekostnaden krysser med etterspørselskurven (D). Ved pris  $P_1$  har en altså underinvestert. Her kunne en tjent mer penger om en solgte flere enheter. På den annen side vil en situasjon der prisen blir  $P_2$  representere en kraftig overinvestering i kraftindustrien. Likevektsprisen i denne situasjonen blir altfor lav til at investor får dekket sine kostnader ved kraftproduksjonen. Dette skyldes at tilbudet av strøm på markedet blir veldig stort sammenliknet med etterspørselen. Optimalt investeringsnivå vil være ved  $P^*$ . Her krysser langtidsgrensekostnaden (LTG) med etterspørselskurven, noe som innebærer at tilbyder får utnyttet all den etterspørselen som har høy nok betalingsvillighet til at det dekker kostnadene hans. Den delen av etterspørselen som ligger under LTG har for liten betalingsvillighet til å bli dekket. Ved en pris  $P^*$  vil det være likevekt i markedet <sup>54</sup>.

### Kap. 6.4; Kraftmarkedet etter dereguleringen i 1991

Før det norske strømmarkedet ble deregulert i 1991 som følge av energiloven av 1990 var det ingenting i systemet som sikret at aktørene gjennomførte utbygging og drift av kraftverk på rimeligst mulig måte. Det ble investert i overkapasitet ( $P < LTG$ ), blant annet på grunn av

<sup>53</sup> Bye og Strøm (1994)

<sup>54</sup> Bye og Strøm (1994)

forsyningsplikt, bestemmelser om leveringsplikt og optimistiske etterspørselsanslag. Utbyggingen reflekterte ikke betalingsvilligheten i markedet. Dereguleringen av kraftmarkedet tvang imidlertid utbyggerne til å sammenligne priser og kostnader. Dette førte til en investeringspause, slik at prisene fikk en anledning til å ta igjen kostnadene ved ny utbygging. Det var en periode der det ikke lønte seg å bygge ut ny kraftproduksjon.

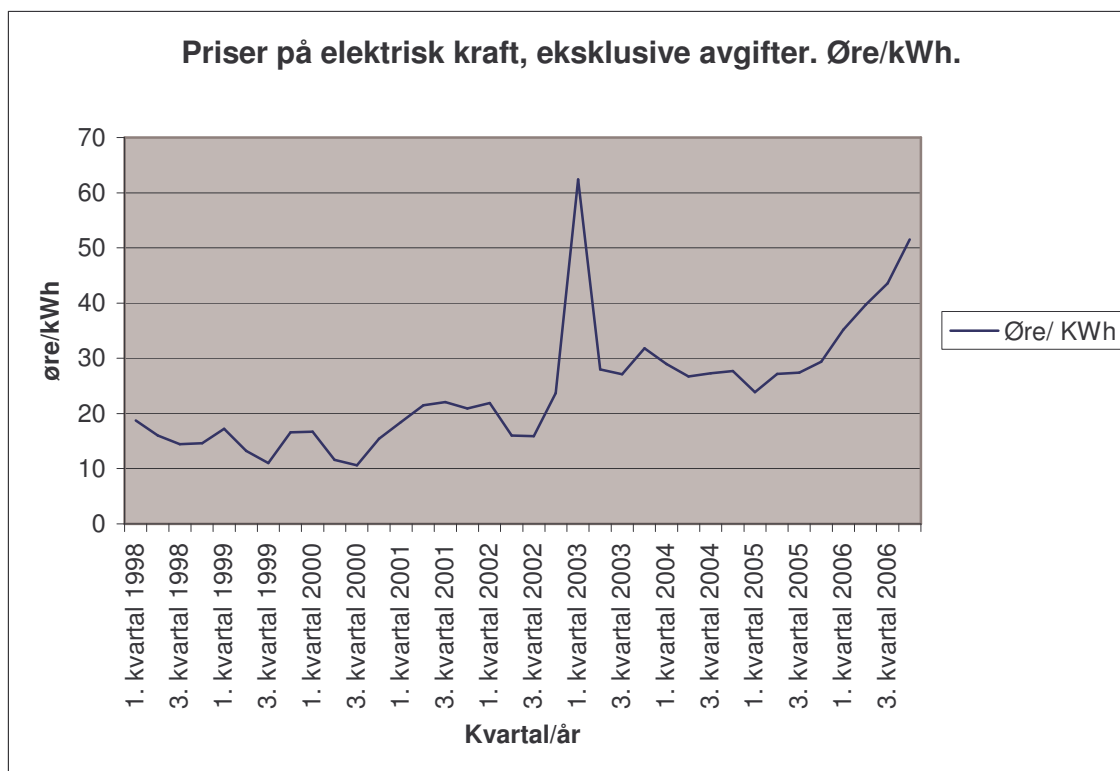
Produksjonsnivået i Norge lå stort sett over etterspørselsnivået hvert år frem til langt ut på 1990- tallet<sup>55</sup>. Med dagens høye strømpriser blir det igjen aktuelt med ny utbygging av kraftproduksjonen. Mye tyder på at kapasitetsgrensen er nådd, og da presses strømprisen opp mot utbyggingskostnaden for ny kapasitet.

### **Kap. 6.5; Tidligere utvikling i strømprisene**

Kraftprisen har steget jevnt opp gjennom årene. Ser vi på statistikken fra 1998 til 2006, ser vi at strømprisene beveger seg oppover. Tørre perioder med strømkriser, som vinteren 2002/ 2003 og de siste månedene i 2006/ første månedene 2007, skiller seg ut. Trenden går likevel tydelig oppover. I figuren nedenfor kan vi se hvordan prisene har utviklet seg fra 1998 til 2006. Det er rimelig å forvente at strømprisene vil fortsette å stige inn i fremtiden.

---

<sup>55</sup> Bye og Hope (2007)



Figur 21; Pris på elektrisitet fra 1998 til 2006. Diagrammet er laget på grunnlag av tall fra ssb.no <sup>56</sup>.

Isolert sett vil denne stigningen i strømprisene trekke i retning av økt produksjon.

Kraftprodusentene finner det lønnsomt å produsere større kvanta, jo høyere strømprisene blir.

Men siden vi er avhengige av tilsig av vann, og har begrensede produksjonsmuligheter, kan de likevel ikke levere så mye strøm som markedet etterspør. Det vil i så fall kreve en ny utbygging i kraftsektoren. Tiden for store vannkraftutbygginger regnes som forbi i Norge,

men det er en økende interesse for mindre vannkraftprosjekter. Som tidligere nevnt er det også en økende interesse for bygging av gasskraftverk. Nærings- og handelsminister Odd Eriksen uttrykker i et innlegg på Gasskonferansen i Bergen den 3. mai 2006 regjeringens mål

om at Norge skal bli verdensledende i miljøvennlig bruk av gass. Han påpeker at Norge er en stormakt på energiområdet, og at vi har både kompetanse og teknologi i verdensklasse.

Likevel synes investeringsnivået i mer kraftproduksjon å være labert <sup>57</sup>. I neste kapittel vil jeg se litt nærmere på de investeringskriteriene som ligger til grunn for ny kraftproduksjon.

## Kap. 6.6; Virkninger av økte strømpriser i Norge

Om vi ikke bygger ut ny kraftproduksjon selv, vil de økte energiprisene som følger gjøre det mer lønnsomt for handelspartnerne våre å selge strøm til Norge. For at dette skal være mulig

<sup>56</sup> Statistisk sentralbyrå (2007)

<sup>57</sup> Kjærland (2007)



kreves det imidlertid at kapasiteten i overføringsnettet utvides for å tåle den økte importen. En kan også komme til å se en økt substituering i energiforbruket etter hvert som strømprisene øker. I 1960 utgjorde elektrisitetsforbruket 35 % av energiforbruket, sammenlignet med nærmere 80 % i 2001 <sup>58</sup>. Fortsetter strømprisene å øke, er det sannsynlig at husholdningene vil finne andre energikilder som blir billigere relativt til strøm, og skifte deler av energiforbruket over til disse andre energikildene. Elektrisitetens andel av energiforbruket vil da synke.

At det norske strømmarkedet ble deregulert (ved energiloven 1990), og ligner et frikonkurransemarked, legger forholdene til rette for en samfunnsøkonomisk god løsning. Dersom noen produsenter kan bygge ut ny kraftproduksjon til en lavere kostnad enn andre, vil produsentene med lavest kostnader stille sterkest i markedet. Med fri handel legges det til rette for at det økte energibehovet dekkes på billigst mulig måte. Dersom vi har mulighet til å importere rimeligere kraft fra andre land, vil denne kraften bli etterspurt foran den norske kraften. Utenlandske produsenter vil på den måten få et konkurransemessig fortrinn i det norske markedet. Her må en selvsagt også ta hensyn til overføringskapasiteten. Disse faktorene tar investorer hensyn til i sine investeringsbeslutninger, og den rimeligste løsningen vil bli valgt til å dekke den økte etterspørselen.

---

<sup>58</sup> Halvorsen, Larsen og Nesbakken (2005)

## Kap.7; Lønnsomhetsberegninger for ny kraftproduksjon.

Ved å gjennomføre prosjekter som har en positiv nåverdi og droppe prosjekter med en negativ nåverdi, maksimerer beslutningstakeren den langsiktige profitten sin. Dersom en skal gjennomføre ett av flere aktuelle prosjekter, velger man det prosjektet som gir den høyeste nåverdien. Er det ett prosjekt man vurderer om skal gjennomføres eller ei, så følges nåverdikriteriet, og prosjektet gjennomføres dersom nåverdien er ikke- negativ. I kraftsektoren er det private aktører som tar investeringsbeslutningen, og disse er opptatt av lønnsomheten på prosjekter.

Ved å foreta en enkel klassisk nåverdiberegning vil jeg i dette kapittelet se på hvordan investeringsgrunnlaget for utvidelser i kraftproduksjonen er i dag. Jeg tar da utgangspunkt i formelen for nåverdiberegning som jeg nevnte i forrige kapittel.

$$NV(K, \delta) = \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t = K_0 + \delta_{01} K_1 + \dots + \delta_{0T} K_T$$

$$NV(K, \delta) = \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t = K_0 + \frac{1}{(1+r)^t} (p \times x - c \times x) + \dots + \frac{1}{(1+r)^T} (p \times x - c \times x)$$

Jeg velger å bruke terminprisene for 2010 og 2011 som estimat for den fremtidige prisen, og setter en fremtidig strømpris på 35,94 øre/kWh. Brukstiden for et vannkraftverk antas å være 40 år. Etter dette regner en med at vannkraftverket vil trenge så mange reparasjoner og forbedringer at en ikke vil tjene på å forlenge brukstiden <sup>59</sup>. Det er vanlig å regne den samme brukstiden for gasskraftverk.

Videre trenger vi estimater for marginalkostnadene ved produksjon og avkastningsrente for å kunne foreta en nåverdiberegning. Det antas at de kortsiktige kostnadene ved å produsere elektrisitet fra det vannet som ligger i magasinene er svært små og nesten neglisjerbare. Man antar gjerne at marginalkostnaden ligger rett over 2 øre/kWh. I videre beregninger antar jeg at marginalkostnaden er 2 øre/kWh. For termisk produksjon er marginalkostnaden som nevnt noe høyere. Torstein Bye, forskningssjef i Statistisk sentralbyrå og professor ved UMB, sier at marginalkostnaden for elektrisitetsproduksjon i gasskraftverk antas å ligge rundt 10 øre/kWh

---

<sup>59</sup> Bye og Strøm (1994)

<sup>60</sup>. Dette er uten tillegg for eventuell CO<sub>2</sub>-rensing. Marginalkostnaden for produksjon i gasskraftverk er altså betydelig høyere enn marginalkostnaden for produksjon i vannkraftverk. Det kreves dermed en høyere strømpris for at nåverdien for et gasskraftverk skal bli positiv i periode 0, enn for at et vannkraftverk skal få en positiv nåverdi. Som avkastningsrente har jeg valgt å bruke den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten som er fastsatt av finansdepartementet til 7 % <sup>61</sup>.

Utbygging både av mindre vannkraftverk og av gasskraftverk for å øke produksjonskapasiteten i strømmarkedet krever store, irreversible investeringer. Det må bygges kraftige anlegg før produksjonen settes i gang, og det koster mye penger. Disse investeringene kan en ikke få igjen om prosjektet senere blir vurdert som ulønnsomt og stenges ned. Et kraftverk har ikke andre bruksområder når det først er satt opp.

NVE har foretatt en beregning av potensialet for små vannkraftverk i Norge. Små vannkraftverk er et samlebegrep for alle kraftverk fra 1 til 10 000 kWh (10 MWh). NVE har gjennom estimeringer og befaringer kommet frem til at potensialet for kraftverk med en investeringskostnad under 3 kr/ kWh er 25 TWh. Videre er det kartlagt et potensial på ytterligere 7 TWh med en investeringskostnad mellom 3 og 5 kr/ kWh <sup>62</sup>. Kraftverkene med en investeringskostnad under 3 kr/ kWh blir ansett som de mest gunstige av investorene. Det er vannmengde og fallhøyde som bestemmer hvor mye energi en kan hente ut i produksjonen <sup>63</sup>. Jeg vil legge til grunn en investeringskostnad på 3 kr/ kWh i den videre analysen.

## **Kap. 7.1; Beregninger for eventuelle vannkraftverk**

Jeg vil nå se på hvordan investeringsgrunnlaget for et vannkraftverk ser ut. Her bruker jeg en enkel nåverdiberegning for et potensielt vannkraftverk på 10 MWh. Som tidligere nevnt regnes tiden for større vannkraftutbygginger som over, og 10 MW er den største av de kategoriene NVE har funnet at det er potensial for.

---

<sup>60</sup> I følge Bye T. (Personlig kommunikasjon, 12/3- 2007)

<sup>61</sup> Hydro (2003)

<sup>62</sup> Norges vassdrags- og energidirektorat (2004/19)

<sup>63</sup> Enova (27.10.2003)

**Kalkyle 7.1;**

$$\begin{aligned}
 NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1+0,07)^t} (0,3594 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{3394}{(1,07)^t} \\
 &\approx 15247,82
 \end{aligned}$$

Vi ser at nåverdikriteriet innfris ved at nåverdien er positiv. En utbygging av et vannkraftverk på 10 MWh vil være lønnsom i henhold til terminprisene for 2010 og 2011. Videre kan en se på for hvilken pris slike vannkraftverk vil være lønnsomme. Det har jeg gjort i sensitivitetsanalysen nedenfor.

**Kap. 7.2; Sensitivitetsanalyse for lønnsomhet av vannkraftverk.**

a) Hvor lav kan strømprisen bli før et vannkraftverk på 10 MW ikke lenger vil være lønnsomt, gitt tidligere antakelser om utbyggings- og drifts- kostnader? Setter inn ulike verdier for strømprisen i kalkyle 7.1, og ser for hvilken strømpris nåverdien av prosjektet vil bli lik null.

$$\begin{aligned}
 1. \quad NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1,07)^t} (0,35 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= 13994,63918
 \end{aligned}$$

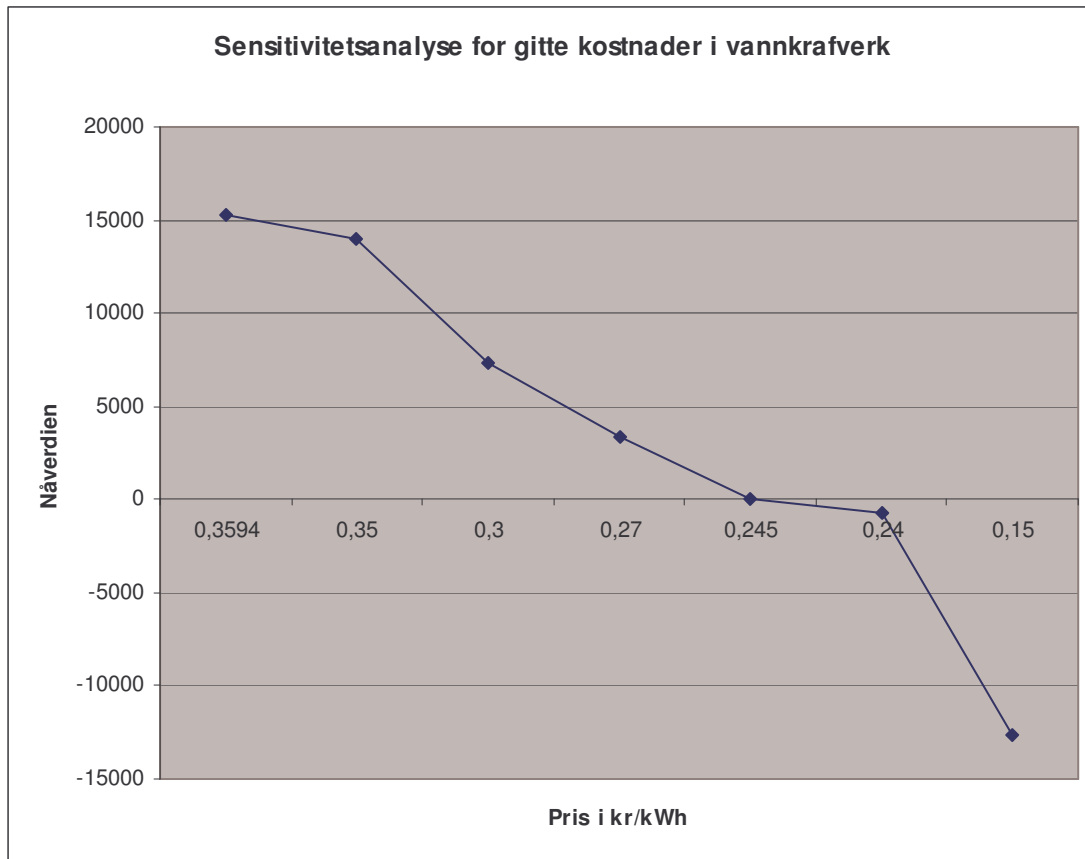
$$\begin{aligned}
 2. \quad NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1,07)^t} (0,30 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= 7328,784759
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 3. \quad NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1,07)^t} (0,27 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= 3329,27
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 4. \quad NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1,07)^t} (0,245 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= -3,655104063
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 5. \quad NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -30000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1,07)^t} (0,24 \times 10000 - 0,02 \times 10000) \\
 &= -670,2405462
 \end{aligned}$$

Resultatene er illustrert i figur 22.



**Figur 22; Sensitivitetsanalyse som viser hvor langt ned strømprisene kan synke før det blir ulønnsomt å bygge små vannkraftverk, gitt at kostnadene ligger fast.**

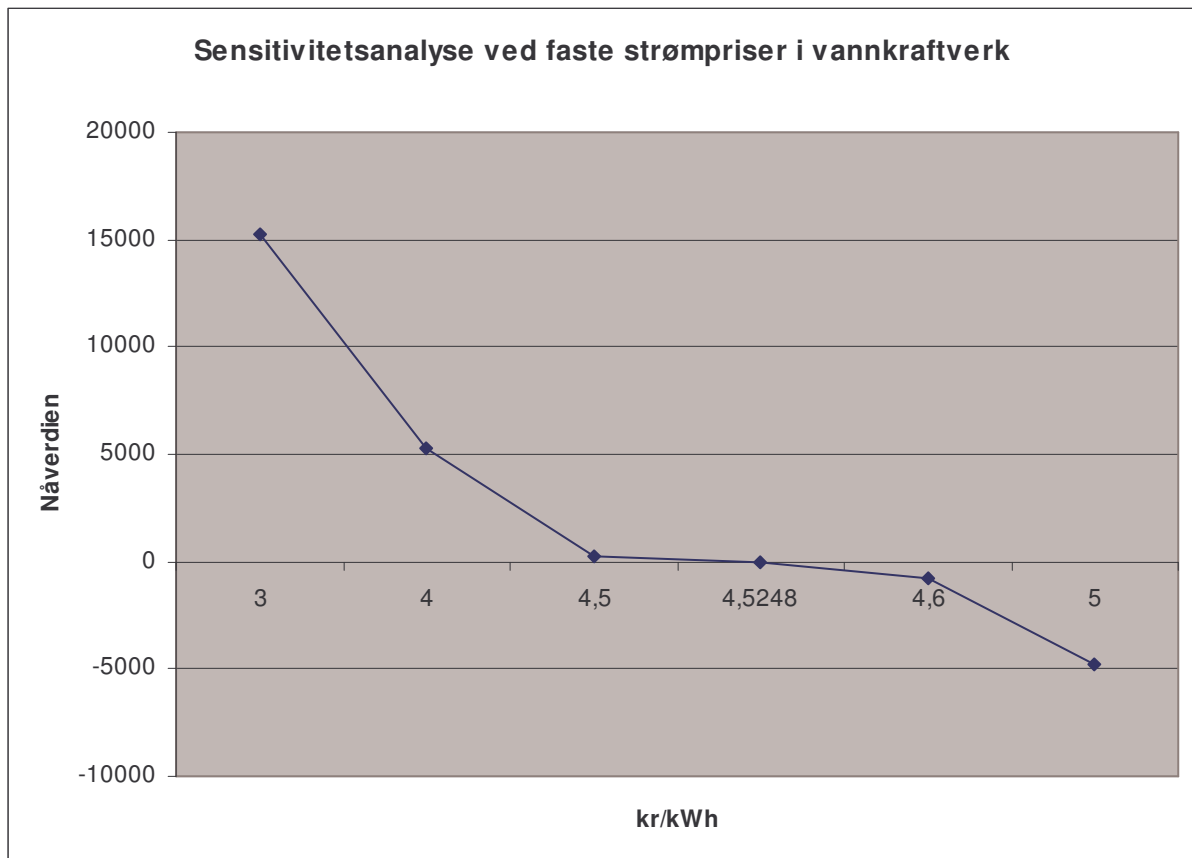
Vi ser her at det er en relativt god margin for lønnsomheten av små vannkraftverk når utbyggingskostnaden er 3 kr/ kWh. Nåverdien blir null når strømprisen er på cirka 24,5 øre/ kWh. Terminprisene for 2010 og 2011 ligger som tidligere nevnt rundt 35,94 øre/ kWh. Strømprisene kan med andre ord få et kraftig fall (inntil 11,44 øre/ kWh), og små vannkraftverk vil fremdeles være lønnsomme (gitt utbyggingskostnad på 3 kr/ kWh). Merk at figuren er tegnet med ulike avstander langs x-aksen.

**b)** Hvor høye kan utbyggingskostnadene bli før prosjektet ikke lenger er lønnsomt, gitt terminprisene for 2010 og 2011? Med utgangspunkt i kalkyle 7.1 gjør jeg en tilsvarende sensitivitetsanalyse som i a) ved å sette inn ulike verdier for utbyggingskostnadene. Resultatene blir vist i tabell 3.

Utbyggingskostnader	Nåverdi for små vannkraftverk
4 kr/ kWh	5247,819812
4,50 kr/ kWh	247,8198119
4,5248 kr/ kWh	-0,180188085
5 kr/ kWh	-4752,180188

Tabell 3; Nåverdier for ulike utbyggingskostnader (gitt at strømprisene ligger fast på 35,94 øre/ kWh).

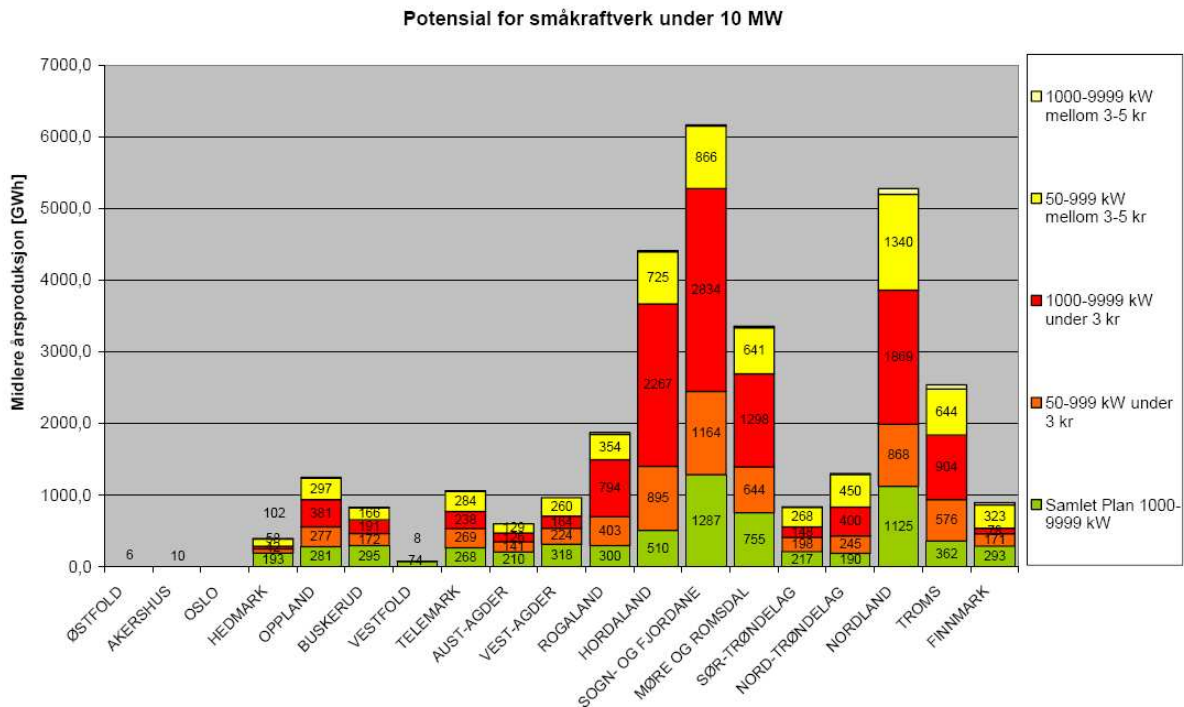
Resultatene er illustrert i figur 23.



Figur 23; Sensitivitetsanalyse som viser hvor høye utbyggingskostnader en kan ha før det blir ulønnsomt å bygge små vannkraftverk, gitt at prisene ligger fast.

Dersom vi legger til grunn et prisnivå lik terminprisene for 2010 og 2011, ser vi at små vannkraftverk vil være lønnsomme til utbyggingskostnadene blir om lag 4,52 kr/ kWh. Vannkraftverk med en utbyggingskostnad på 5 kr/ kWh (som er dyreste kategorien i potensialet NVE har lagt frem) vil altså ikke være lønnsomme gitt strømpriser på 35,94 øre/ kWh. Det er med andre ord bare de prosjektene som har utbyggingskostnader mellom 3 og 4,5248 kr/ kWh som vil være lønnsomme for disse strømprisene. Merk at det er tegnet med ulike avstander langs x-aksen.

Et nytt vannkraftverk på 10 MWh vil bedre energibalansen i Midt- Norge, men det vil være langt fra nok til å utjevne underskuddet i regionen. Hvorvidt et eller flere slike prosjekter kan gjennomføres avhenger i tillegg av hvorvidt noen av de potensielle områdene for slik utbygging ligger i regionen. Av figuren nedenfor ser vi at det er stort potensial for slik utbygging, og da særlig i Møre og Romsdal. Det er størst potensial for kraftverk fra 1000 til 9999 kW, med en investeringskostnad under 3 kr/ kWh.



**Figur 24; Fylkesfordelt potensial for små kraftverk i Norge. Figuren er hentet fra NVE (2004), rapport 19; Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, side 25.**

I sensitivitetsanalysen ovenfor så vi at små vannkraftverk vil være lønnsomme til utbyggingskostnaden blir omtrent 4,52 kr/kWh når strømprisen er 35,94 øre/ kWh. SSB har funnet anslag for hvor mye nyttbar vannkraft som ikke er utbygd, vernet eller under utbygning det er potensial for i hvert fylke. De finner at det er et resterende potensial på 3680 GWh i Møre og Romsdal, 1281 GWh i Sør- Trøndelag, og 1709 GWh i Nord- Trøndelag<sup>64</sup>. Dette gir et totalt resterende potensial for Midt- Norge på 6,67 TWh.

$$3680 + 1281 + 1709 = 6670GWh$$

$$6670GWh = 6670000000kWh = 6,67TWh$$

<sup>64</sup> Statistisk Sentralbyrå (2005)



Her inngår imidlertid potensialet for alle utbygginger med utbyggingskostnader opp til 5 kr/kWh. Som vi ser av figur 24 ovenfor, så er litt i overkant av 50 % av potensialet små kraftverk med en utbyggingskostnad på 3 kr/kWh. Videre kan vi anta at 30 % av potensialet har en utbygningskostnad på mellom 3 og 4,50 kr/kWh. 20 % av potensialet vil da ha for høye utbyggingskostnader til at de blir lønnsomme prosjekter, gitt sensitivitetsanalysen ovenfor.

Med de antakelsene jeg nå har gjort, vil 80 % av det beregnede potensialet være lønnsomme prosjekter. Disse lønnsomme prosjektene vil kunne bedre energibalansen i Midt- Norge med 5,336 TWh dersom disse blir utbygd.

$$6,67TWh \times 0,8 = 5,336TWh$$

En mulighet for å løse energimangelen i Midt- Norge kan være å kombinere byggingen av flere små vannkraftverk med en utbygging av overføringskapasiteten inn til regionen. Utbygging av små vannkraftverk vil på grunnlag av beregningene ovenfor ikke kunne snu kraftunderskuddet alene. Når Ormen Lange settes i drift antas kraftunderskuddet i et normalår å være i størrelsesorden 9 TWh. Det er atskillig mer enn hva en kan produsere i små vannkraftverk.

### **Kap. 7.3; Langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium, små vannkraftverk.**

Etter korrespondanse med BKK og NVE har det kommet frem at det ikke gjøres beregninger for langtidsgrensekostnaden ved produksjon i vannkraftverk lenger. I investeringsbeslutninger er det imidlertid vanlig å bruke kostnadene for ny kullkraft som langtidsgrensekostnad. Dette fordi kull er det billigste alternativet en kan supplere vannkraften fra.

Langtidsgrensekostnaden regnes da til 30 øre/kWh. Langtidsgrensekostnaden burde imidlertid vært en del høyere om en tar hensyn til CO<sub>2</sub>-rensing. Det er dobbelt så mye CO<sub>2</sub> i avgasser fra kullkraftverk enn i avgasser fra gasskraftverk<sup>65</sup>. Prisene for slik rensing er enda ikke kartlagt, så markedet avventer justeringen av disse langtidsgrensekostnadene.

---

<sup>65</sup> I følge Matre J. (Personlig kommunikasjon, 11/3- 2007)

$$35,94 \text{ øre/ kWh} > 30 \text{ øre/ kWh}$$

$$P > LTG$$

Også ved å bruke langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium ser vi at det vil lønne seg med ny vannkraftutbygging slik prisene og kostnadene er i dag.

#### **Kap. 7.4; Beregninger for eventuelle gasskraftverk**

Tilsvarende som jeg gjorde for vannkraftverk vil jeg foreta enkle nåverdianalyser for eventuell bygging av gasskraftverk. Her vil jeg imidlertid se på et større produksjonsvolum enn hva jeg gjorde for vannkraftverk. Tidligere i oppgaven brukte jeg antakelsen om at et gasskraftverk kunne styrke kraftbalansen med netto 5 TWh. Jeg vil nå ta en enkel nåverdiberegning for å se på om en gasskraftverk i denne størrelsen vil være lønnsomt slik prisnivået ser ut til å bli i årene fremover. 5 TWh tilsvarer 5 milliarder kWh.

Kalkulasjonsrenten, brukstiden og fremtidsprisen blir den samme som i beregningene ovenfor. Antar at investeringskostnaden er den samme som for små vannkraftverk, og setter den også her til 3 kr/ kWh.

Dersom vi bare tar hensyn til de marginale kostnadene i kraftproduksjonen vil det med de terminprisene vi ser på her lønne seg med et gasskraftverk av denne størrelsesordenen. Men gassen som går med i kraftproduksjonen har en alternativ verdi ved at den kunne vært solgt til kontinentet for verdensmarkedspris. Gassen kan selges på kontinentet til 59,7 øre/ Sm<sup>3</sup><sup>66</sup>, og dette blir da alternativkostnaden ved å bruke gass til elektrisitetsproduksjon. For å bruke gassen til produksjon av strøm må en derfor regne med verdensmarkedsprisen for gass som blir en tapt inntekt som følge av produksjonen. Ved prinsippet for optimal bruk av gass blir en nødt til å ta hensyn til denne alternativkostnaden. En kalkyle som bare tar hensyn til de marginale driftskostnadene i kraftproduksjonen er derfor ufullstendig og misvisende.

Elektrisitetsproduksjon ved hjelp av gasskraft innebærer bruk av gass i stor skala. Det trengs ca 506,5 mill Sm<sup>3</sup> med naturgass for å produsere 5 TWh (5 mrd/ 9,87). For den totale produksjonen over 40 år går det med i overkant av 20 mrd Sm<sup>3</sup> med naturgass. Ormen Lange antas å romme 375 mrd Sm<sup>3</sup> med naturgass. En høy gasspris vil gjøre det mer lønnsomt å eksportere denne gassen. Hydro kalkulerer med at de kan selge gassen til en verdensmarkedspris på 59,7 øre per standardkubikkmeter med gass. Bye og Strøm (1994)

---

<sup>66</sup> Hydro (2003)

foreslår at ved optimal forvaltning blir marginalprisen på gass oppnådd på kontinentet lik marginalkostnaden i produksjon av gass. I kapittel 7.5 kommer jeg nærmere inn på hva som menes med begrepet marginalpris. 5 milliarder kWh kan omregnes til  $506585613 \text{ Sm}^3$  gass (5mrd/9,87).

### Kalkyle 7.2;

$$\begin{aligned}
 NV(K, \delta) &= \sum_{t=0}^T \delta_{0t} K_t \\
 &= -15000000000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{1}{(1+0,07)^t} (0,3594 \times 50000000000 - (0,10 \times 50000000000) - (0,597 \times 506585613)) \\
 &= -15000000000 + \sum_{t=0}^{40} \frac{994568389}{(1,07)^t} \\
 &= -1740703814
 \end{aligned}$$

Vi ser at med verdensmarkedsprisen som en del av marginalkostnaden er ikke prosjektet lønnsomt. Det går 1,7 milliarder i minus. Betalingsvilligheten for kraft i Norge blir altså for lav i forhold til betalingsvilligheten for naturgass på kontinentet. Dersom prisen Hydro har lagt til grunn i sine beregninger realiseres, vil det nok gå enda noen år før strømprisen blir høy nok til at det svarer seg med gasskraftverk. Nåverdien blir negativ, og nåverdikriteriet sier således at prosjektet ikke bør gjennomføres. Verdensmarkedsprisen på gass følger stort sett oljeprisen og har steget kraftig de senere årene. Det betyr at kostnaden ved å drive et gasskraftverk også blir høyere. Med en høyere verdensmarkedspris på gass blir prosjektet enda mer ulønnsomt.

### Kap. 7.5; Norge som gasseksportør

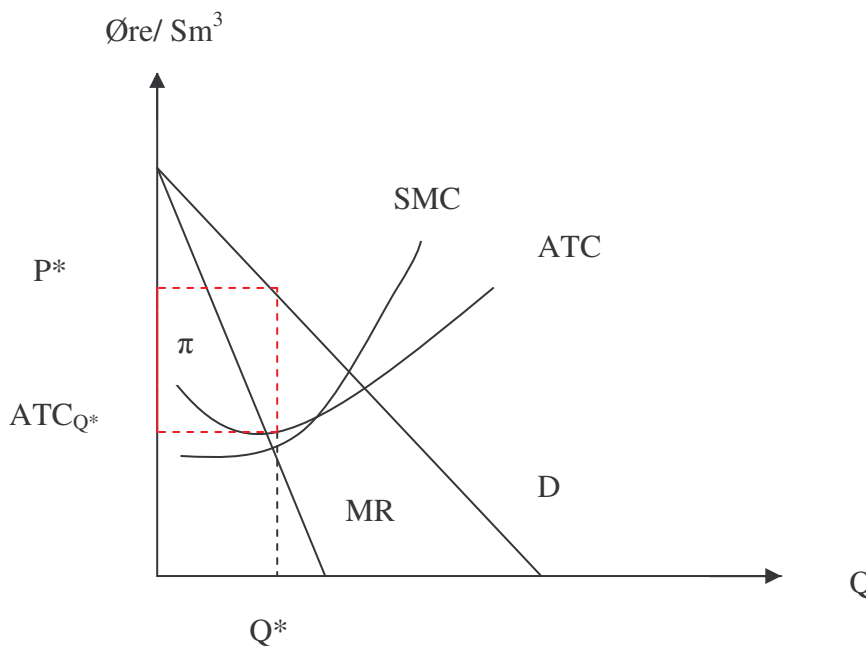
Norge er den nest største gasseksportøren til Europa, og den tredje største gasseksportøren i verden. 14 % av gassforbruket i Europa dekkes av norsk gass. Så langt er bare omkring 10 % av gassressursene utvunnet, mot ca. 25 % for olje. Dette kombinert med andre faktorer gjør at gassproduksjonen forventes å overta etter oljen som største bidragsyter til norsk petroleumsproduksjon<sup>67</sup>.

I og med at Norge er en såpass stor leverandør av gass, vil vi kunne påvirke verdensmarkedsprisen. Dersom vi øker vårt tilbud, vil prisen på kontinentet bli lavere. Holder

---

<sup>67</sup> Oljeskattekontoret

vi igjen på produksjonen, vil verdensmarkedsprisen stige. Optimal salgsstrategi har på den måten likhetstrekk med en monopolistisk tilpasning, i og med at tilbudet påvirker marginalprisen oppnådd i markedet. Norge er ikke egentlig monopolist i gassmarkedet, men det er flere likhetstrekk med monopol enn med frikonkurranse, ettersom vi har mulighet til å påvirke prisen på kontinentet. Marginalprisen vil variere etter hvor mye gass Norge beslutter å sende ut til markedet. I figuren under kan en se hvordan en monopolist tilpasser seg etter marginalinntekter og marginalkostnader.



**Figur 25; Monopolistisk tilpasning** <sup>68</sup>.

Vi ser at monopolisten vil velge å produsere slik at den kortsiktige marginalkostnaden (SMC) blir lik marginalinntekten en kan oppnå på kontinentet (MR). Profitten av en slik optimalisering ( $\pi$ ) blir da området som er tegnet med rødt. Denne profitten regnes ut ved å ta prisen ( $P^*$ ) minus de gjennomsnittlige totale kostnadene ( $ATC_{Q^*}$ ), multiplisert med omsatt kvantum ( $Q^*$ ).

Ved å holde igjen naturgass for bruk i Norge, kan en oppnå høyere marginalinntekter på kontinentet. Dette er noe en bør ta hensyn til når en vurderer nye kraftverk. Sender en ut mer gass i markedet, vil prisen gå ned. Gasskraftverk i Norge kan brukes som ett tiltak for å nedregulere tilbudet av gass til kontinentet, og således til å presse opp marginalprisen på

<sup>68</sup> Frank (2003)

naturgass til kontinentet. Produksjon i eget gasskraftverk vil imidlertid ikke være nok til å regulere tilbudet alene. Gasskraftverk bruker svært lite gass i produksjonen relativt til hva som produseres i Norge. Som tidligere nevnt vil total produksjon over 40 år i et gasskraftverk på 5 TWh trenge cirka 20 milliarder  $\text{Sm}^3$  med naturgass. Ormen Lange- feltet alene rommer 375 milliarder  $\text{Sm}^3$ . I 2000 utgjorde Norges eget forbruk av gass mindre enn 3 % av egen produksjon. I fremtiden er det forventet at gassens andel av total produksjon vil øke betraktelig, og man forventer at markedet for gass vil bli større enn markedet for olje <sup>69</sup>. Prognosene tyder dermed på at vi vil ha rikelig med gass inn i fremtiden. Å holde igjen gass til produksjon i gasskraftverk vil neppe være nok til å påvirke marginalprisen på gass på kontinentet i særlig grad.

### Kap. 7.6; Sensitivitetsanalyse for lønnsomhet av gasskraftverk.

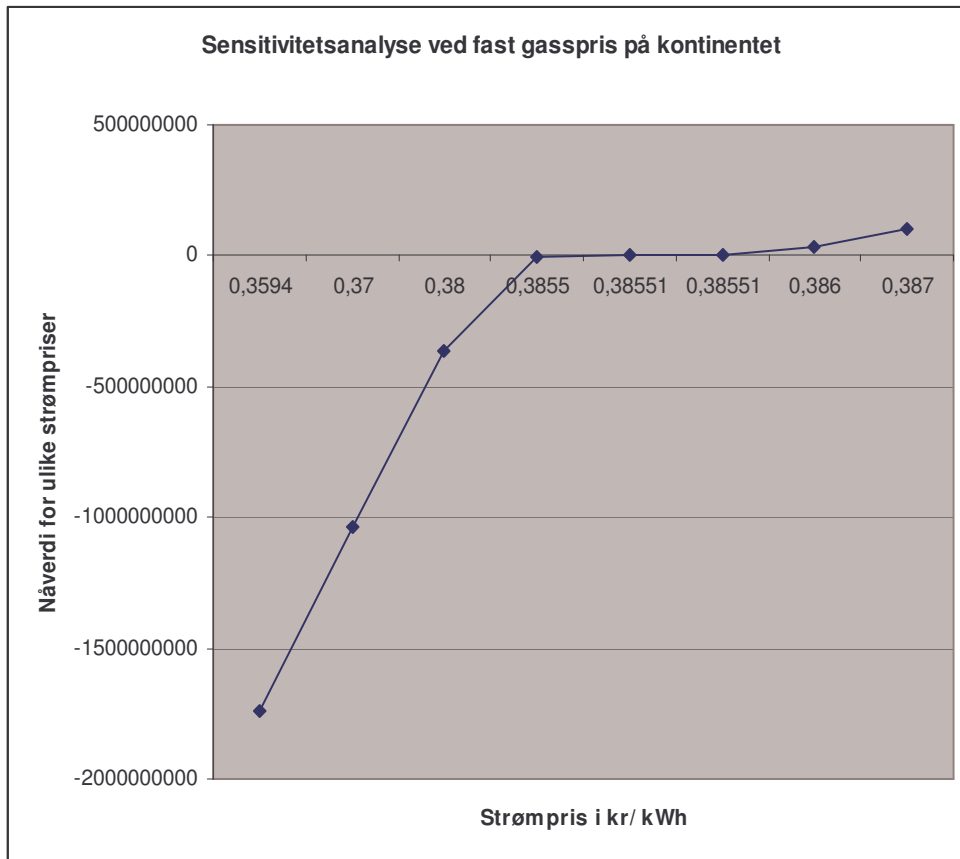
a) Ved en gitt pris per  $\text{Sm}^3$  med gass som blir solgt til kontinentet. Her setter jeg inn ulike verdier for strømprisen, og bruker den samme gassprisen som tidligere. Prisen for gass blir da 59,7 øre/  $\text{Sm}^3$ , mens strømprisen varierer. Ved å bruke denne metoden kan vi se hvor mye strømprisene må stige (gitt faste gasspriser) for at det skal bli lønnsomt å bygge gasskraftverk under de antakelsene jeg har gjort om kostnadene tidligere. På tilsvarende vis som med sensitivitetsanalysen for vannkraftverk tar jeg nå utgangspunkt i kalkyle 7.2, og setter inn ulike verdier for strømprisen. Resultatene blir som vist i tabellen under.

Strømpris	Nåverdi for gasskraftverk
0,37	-1034123245
0,38	-367537803
0,3855	-915809,7953
0,3855137	-2587,739701
0,3855138	4078,114648
0,386	32413462,31
0,387	99072006,52

Tabell 4; Nåverdier for ulike strømpriser (gitt at gassprisene ligger fast)

Resultatene er illustrert i figur 26 nedenfor.

<sup>69</sup> Oljeskattekontoret



Figur 26; Sensitivitetsanalyse som viser hvor høye strømprisene må bli gitt tidligere antakelser om kostnader. Har antatt en fast gasspris til kontinentet på 59,7 øre/Sm<sup>3</sup>.

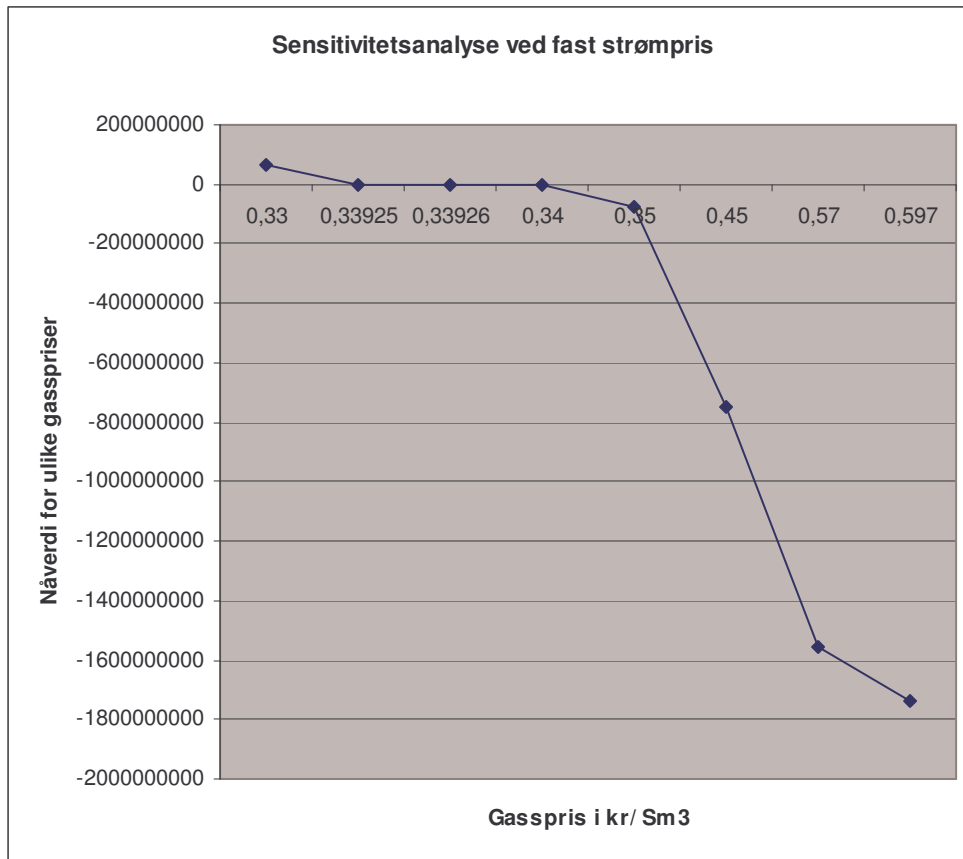
Her ser vi at et gasskraftverk med produksjonskapasitet på 5 TWh vil bli lønnsomt når strømprisen blir omtrent 38,55138 øre/ kWh, gitt tidligere antakelser om kostnader og gasspris. Det er bare 2,61138 øre/ kWh mer enn hva strømprisen forventes å være i 2010 og 2011 (per 23/1- 2007). Et gasskraftverk av denne størrelsen er altså ikke langt unna å være lønnsomt. Det er imidlertid ikke tatt hensyn til ekstrakostnader ved rensing av klimagassutslipp i disse utregningene. Merk at det i figuren er ulike avstander langs x-aksen.

**b)** Ved en fast strømpris på 35,94 øre/ kWh. Her lar jeg strømprisen stå fast, mens jeg justerer prisen på gass til kontinentet nedover. Da kan en se hvor langt ned gassprisen må komme før det blir lønnsomt med gasskraftverk under de antakelsene jeg har brukt her. Igjen tar jeg utgangspunkt i kalkyle 7.2.

Gasspris	Nåverdi for gasskraftverk
0,57	-1558355207
0,45	-747916986,5
0,35	-72551800,83
0,34	-5015270,269
0,33926	-17572,58049
0,33925	49965,85634
0,33	62521246,96

Tabell 5; Nåverdi for gasskraftverk med varierende gasspriser. (Strømprisen er antatt å ligge fast på 35,94 øre/ kWh)

Resultatene for denne sensitivitetsanalysen blir fremstilt i figur 27.



Figur 27; Sensitivitetsanalyse som viser hvor lav gassprisen til kontinentet må være for at det skal bli lønnsomt med gasskraftverk, gitt at strømprisen er fast på 35,94 øre/ kWh.

Her ser vi at nåverdien av et potensielt gasskraftverk synes å være mindre sensitiv for endringer i gassprisen enn for endringer i strømprisen. Det er imidlertid viktig å merke seg at det er ulike avstander langs x-aksen som må tas høyde for. 1 øres endring i strømprisen gir likevel en større endring i nåverdien enn 1 øres endring i gassprisen. Endringer i

verdensmarkedsprisen på gass har dermed mindre betydning for lønnsomheten enn hva endringer i strømprisen har.

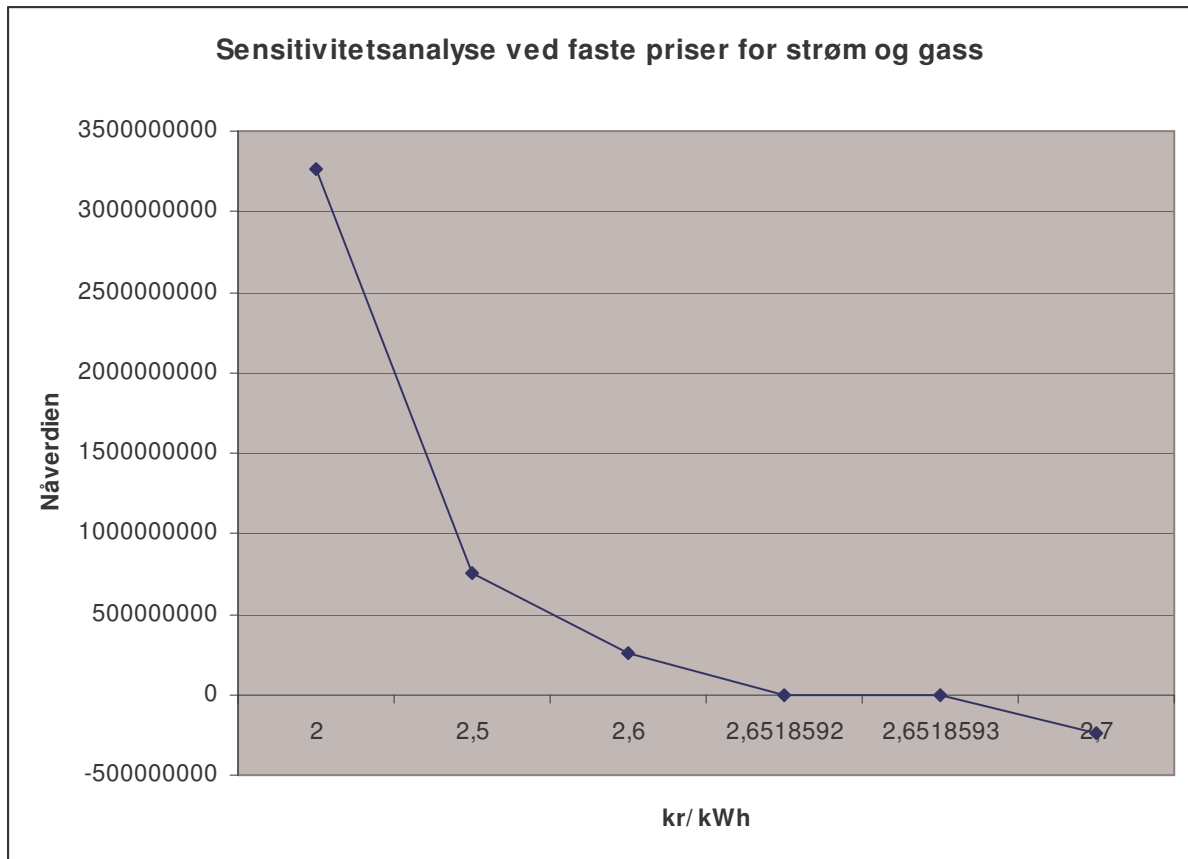
c) Ved fast strømpris på 35,94 øre/ kWh og fast gasspris på 59,7 øre/ Sm<sup>3</sup>. Bruker kalkyle 7.2 som utgangspunkt, og ser på hvor lave utbyggingskostnadene må være før et gasskraftverk blir lønnsomt. Setter da inn ulike verdier for utbyggingskostnadene i kalkylen. Denne sensitivitetsanalysen kan også være nyttig om vi skal se på hvor mye myndighetene eventuelt må subsidiere et slikt prosjekt for at det skal bli lønnsomt med gasskraftverk. Resultatene blir vist i tabell 6 nedenfor.

Utbyggingskostnader	Nåverdi for gasskraftverk
2 kr	3259296186
2,50 kr	759296186,2
2,60 kr	259296186,2
2,6518592 kr	186,2401321
2,6518593 kr	-313,7598679
2,7 kr	-240703813,8

Tabell 6; Nåverdi for gasskraftverk med varierende utbyggingskostnader. Strømpriser og gasspriser er antatt å ligge fast som tidligere antatt.

Resultatene blir illustrert i figur 28.





Figur 28; Sensitivitetsanalyse som viser hvor lave utbyggingskostnadene må være før et gasskraftverk på 5 TWh blir lønnsomt.

Vi ser at et gasskraftverk av denne størrelsen vil bli lønnsomt dersom utbyggingskostnaden blir omtrent 2,6518592 kr/ kWh. Dersom utbyggingskostnaden blir 34,81408 øre/ kWh billigere, vil altså prosjektet bli lønnsomt. Det er dermed en relativt liten reduksjon i kostnadene som skal til for at et slikt prosjekt skal bli lønnsomt. Dersom myndighetene vil bidra med "fødselshjelp" for å øke landets egen produksjonskapasitet, trengs det cirka 1 740 704 000 kroner (eller 34,81408 øre/ kWh) i subsidiering for at prosjektet skal bli lønnsomt. Her er det imidlertid ikke tatt hensyn til ekstrakostnader som kommer som følge av eventuell rensing av utslippene.

### Kap. 7.7; Langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium, gasskraftverk.

I korrespondanse med Torstein Bye sier han at langtidsgrensekostnaden for produksjon i gasskraftverk ligger omkring 36 øre/ kWh<sup>70</sup>. Her er det heller ikke tatt hensyn til

<sup>70</sup> I følge Bye, T. (Personlig kommunikasjon, 6/3- 2007)

rensekostnader. Slike rensekostnader vil trolig øke langtidsgrensekostnaden med 5- 10 øre/kWh <sup>71</sup>.

$$35,94 \text{ øre/ kWh} < 36 \text{ øre/ kWh}$$

$$P < LTG$$

Også med langtidsgrensekostnaden som investeringskriterium ser vi at det blir ulønnsomt å bygge gasskraftverk med de prisene vi opererer med her. Det vil dermed svare seg å investere kapitalen i en annen sektor. Men vi ser også her at en liten økning i strømprisen vil være nok til at prosjektet skal bli lønnsomt. Med de tallene jeg her har fått av Torstein Bye vil det være nok med en økning i strømprisene på 0,06 øre/kWh for at prosjektet skal bli ansett som lønnsomt.

### **Kap. 7.8; Eventuell utvidelse av overføringskapasiteten**

For å kunne øke importen inn til Midt- Norge er det ”hovedveiene” i strømmettet som må bygges ut og oppgraderes. Disse ”hovedveiene” danner sentralnettet, som er det nettet som fører strømmen mellom fylkene og over landegrensene. Sentralnettet er det Statnetts oppgave å bygge ut og oppgradere. Det blir dermed Statnett som må sørge for at importmulighetene inn til Midt- Norge er tilfredsstillende.

Slik situasjonen er i dag, må Midt- Norge dekke omtrent en tredjedel av forbruket sitt ved hjelp av import fra andre deler av Norge eller fra Sverige. I et normalår anslås importbehovet å være på 7,4 TWh, noe som tilsvarer 35 % av det totale forbruket i regionen. I 2005 var total import på 7,5 TWh, som er det høyeste som noen gang er registrert. Med oppstarten av Ormen Lange antas importbehovet å være mellom 8,2 og 9,3 TWh i normalår. Ved effektivitetstiltak på eksisterende anlegg anslås importkapasiteten å være på mellom 8 til 10 TWh. For stort press på overføringsnettet kan medføre driftsforstyrrelser i kraftsystemet og i verste fall spenningskollaps.

Fra høsten 2009 planlegges det en utvidelse av Nea- Jarpstrømmen som vil øke maksimal overføring til mellom 10 og 12 TWh. Dette er en overføringskabel som går over grensen fra Sverige og inn til Midt-Norge. Realiseres også en forbindelse mellom Ørskog og Fardal som

---

<sup>71</sup> Tønseth et al. (2002)

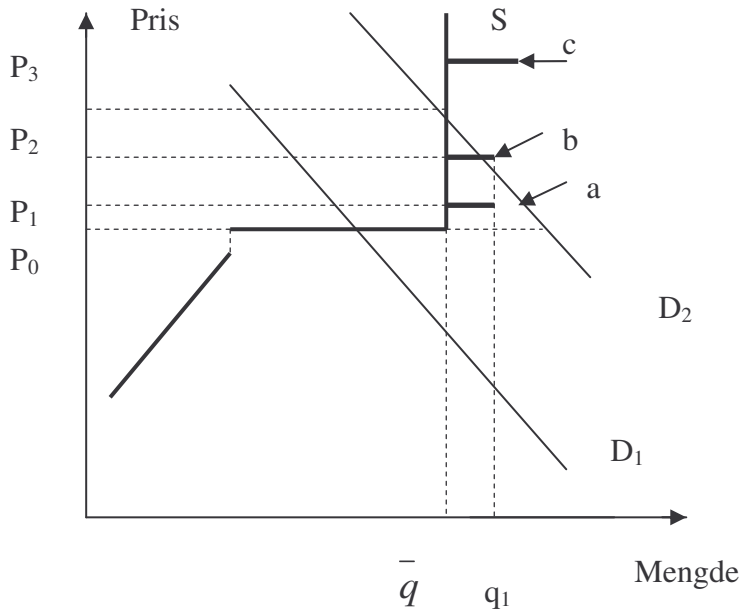
planlagt, vil overføringskapasiteten økes ytterligere til mellom 15 og 16 TWh. Anslag viser at kraftunderskuddet for regionen i et tørrår vil være på 12,3- 13,4 TWh <sup>72</sup>.

Det er imidlertid kostbart å bygge ut overføringsnett. Men gjennomsnittskostnadene per transportert kWh synker med økende bruk av nettet, inntil kapasiteten begynner å bli presset. Det er derfor ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut overføringsnett dersom det er nok kapasitet i de eksisterende linjene. Den viktigste nyttevirkingen av utvekslingskablene knyttes til handelsinntektene som kommer som følge av linjen. Handelsinntektene blir de ekstra inntektene en får som følge av at den nye linjen bygges. Med de ekstra inntektene menes det en kan tjene over den nordiske systemprisen ved å sende strømmen inn til et høyprisområdet. Det er altså den ekstra betalingsvilligheten i høyprisområdet som må dekke kostnadene ved å bygge de nye overføringsledningene. Dersom betalingsvilligheten ikke er høyere enn systemprisen i området, kunne strømmen vært solgt til andre markeder, og en ville spart kostnadene ved å bygge de nye strømlinjene. Blir nåverdien av de ekstra handelsinntektene en oppnår gjennom ledningens levetid antatt å være høyere enn kostnadene ved kabelinvestering og nettinvestering i området, vil prosjektet bli regnet som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er altså den ekstra betalingsvilligheten i høyprisområdet som må dekke kostnadene til den nye ledningen.

Som vi så av figur 14, så vil strømprisene i Midt- Norge gå rett til værs når produksjonskapasiteten og overføringskapasiteten er fullt utnyttet. Forbrukerne vil være villige til å betale for å unngå en slik prisøkning, så lenge kostnadene for bedret overføringskapasitet er lavere enn kostnadene ved den potensielle prisøkningen. For at en slik utbygging skal anses som samfunnsøkonomisk lønnsom, må den marginale betalingsvilligheten være høyere enn marginalkostnaden ved slik utbygging. Så lenge betalingsvilligheten er høyere enn kostnaden ved prosjektet, vil utbyggingen bli ansett som lønnsom. Dette kan en illustrere ved hjelp av figur 29.

---

<sup>72</sup> Statnett (2007)



**Figur 29; Betalingsvillighet for utbygging av overføringskapasiteten ved bindende skranke på tilbudet.**

Antar her at det ikke finnes muligheter for ny produksjon i regionen når importgrensen er nådd. Vi ser at prisene i markedet vil gå rett til værs når denne importgrensen er nådd. Når etterspørselen er som tegnet med  $D_1$  er det verken nødvendig med, eller betalingsvillighet i markedet for ny overføringskapasitet. Da vil konsumentene bli møtt med det tilbudet som er til prisen  $p_0$ , og de vil ikke ønske å betale mer enn dette. Men hvis etterspørselen øker og legger seg på det nivået som blir vist av  $D_2$ , så vil situasjonen være litt annerledes. Vi ser at  $p_3$  ligger betydelig høyere enn hva prisen var før importgrensen ble nådd ( $p_0$ ). Prisen stiger med andre ord ganske kraftig for å skape en ny likevekt i markedet. Så lenge den marginale betalingsvilligheten for mer strøm, gitt ved  $D_2$ , er høyere enn grensekostnaden ved en utbygning av linjene inn til regionen, vil det da være ønskelig med økt overføringskapasitet.

Sett at det er mulig å bygge ut overføringskapasiteten med  $(q_1 - \bar{q})$  til en marginalkostnad lik  $p_1$  (alternativ a). Betalingsvilligheten for en slik utbygging er som vi ser i figuren lik  $p_2$ . En slik utbygging av overføringskapasiteten vil dermed bli ansett som samfunnsøkonomisk lønnsom, ettersom  $p_2 > p_1$ . Betalingsvilligheten er større enn marginalkostnaden ved utbygging.

En slik utbygging vil være lønnsom helt til den marginale betalingsvilligheten er lik marginalkostnaden ved utbygging. En vil på det punktet ha utnyttet all den positive betalingsvilligheten som er høyere enn marginalkostnadene ved utbyggingen. Det er tilfellet

når overføringskapasiteten bygges ut til en marginalkostnad lik  $p_2$  (alternativ b). Her blir den marginale betalingsvilligheten lik marginalkostnaden ved  $q_1$ .

Utbygging til priser lik  $p_1$  og  $p_2$  er begge eksempler der det vil være betalingsvillighet for utvidelse av overføringskapasiteten. Regionen får mer strøm til lavere priser enn om utbyggingen ikke blir gjennomført. Disse to prosjektene er med andre ord samfunnsøkonomisk lønnsomme. Men dersom kostnaden ved en utvidelse av overføringsmulighetene vil føre til strømpriser over  $p_3$ , vil det ikke være betalingsvillighet i markedet for utvidelsen. Marginalkostnaden ved utbygging vil i det tilfellet være høyere enn den marginale betalingsvilligheten, og prosjektet vil være samfunnsøkonomisk ulønnsomt. En utvidelse av overføringskapasiteten som illustrert ved alternativ c i figuren bør derfor ikke gjennomføres.

Forutsatt at overføringskablene blir satt opp som luftledninger antas Nea- Jarpstrømmen å koste om lag 400 millioner kroner, inkludert nødvendige transformatoranlegg. Forbindelsen mellom Ørskog og Fardal forventes å koste 2 milliarder kroner, inklusive nødvendige transformatorstasjoner og ledninger<sup>73</sup>. Ørskog-Fardal er med andre ord et mer kostbart prosjekt enn utvidelsen av Nea- Jarpstrømmen.

Utvidelsen av Nea- Jarpstrømmen forventes som vi så ovenfor å bedre importkapasiteten med om lag 2 TWh per år. Fra en importkapasitet på 8 til 10 TWh, til en importkapasitet mellom 10 og 12 TWh. Det gir en utbygningskostnad på 20 øre/ kWh. Regner en at overføringslinjene har samme levetiden som jeg har antatt for gasskraftverk og for små vannkraftverk, må de ekstra handelsinntektene være ca. 0,5 øre per kWh per år. Strømprisene i Midt- Norge trenger altså ikke å ligge så mye over systemprisen for at det skal lønne seg å bygge ut overføringslinjer inn til regionen. Men importen fra Midt- Norge vil trolig variere med etterspørselen over sesongene, og en må nok også regne med driftskostnader på de nye linjene. Tar vi dette til betraktning, må nok strømprisen i Midt- Norge bli enda noe høyere enn systemprisen i perioder for at linjene skal bli lønnsomme. I gjennomsnitt trengs det 5 øre/ kWh per år. Driftskostnadene ved slike overføringslinjer er neppe særlig høye, og vil derfor trolig ikke utgjøre den helt store forskjellen i strømprisen.

$$400\ 000\ 000 : 2\ 000\ 000\ 000 = 0,2\ \text{kr/ kWh} = 20\ \text{øre/ kWh}.$$

---

<sup>73</sup> I følge Meldal, I. (Personlig kommunikasjon, 26/4- 2007)

$$20 \text{ øre} : 40 \text{ år} = 0,5 \text{ øre per år.}$$

Trolig vil avviket fra systemprisen være høyest de første årene etter at linjen er satt opp, når energimangelen i regionen er høyest. Avviket fra systemprisen vil også trolig være høyest i perioder med stor etterspørsel. I perioder med lavere etterspørsel og langt frem i tid, trengs det derfor trolig mindre avvik fra systemprisen for at overføringslinjene skal bli betraktet som lønnsomme.

Videre vil Ørskog- Fardal øke importkapasiteten med i overkant av 4 TWh; til 15- 16 TWh. Det gir en utbyggingskostnad på 50 øre/ kWh. Det utgjør at strømprisene i Midt- Norge i gjennomsnitt må være 1,25 øre per kWh, per år, høyere enn den nordiske systemprisen. For at det skal være lønnsomt å bygge en ny forbindelse mellom Ørskog og Fardal trengs det med andre ord en ganske mye høyere betalingsvillighet enn hva som trengs for at Nea-Jarpstrømmen skal være lønnsom. Resonnementet over med svingninger i priser og import og økte driftskostnader gjelder også her.

$$2\,000\,000\,000 : 4\,000\,000\,000 = 0,5 \text{ kr/ kWh} = 50 \text{ øre/ kWh.}$$

$$50 \text{ øre} : 40 \text{ år} = 1,25 \text{ øre per år.}$$

Dersom begge prosjektene blir gjennomført, vil det gi en overskuddskapasitet i forhold til importbehovet i et tørrår. Betalingsvilligheten i Midt- Norge må da gjennomsnittlig per år ligge 1, 30 øre/ kWh over systemprisen, pluss et påslag for driftskostnadene som følger av de nye linjene. Det er med andre ord et relativt lite avvik fra systemprisen som trengs for at overføringslinjene skal bli lønnsomme.

### **Kap. 7.9; Svakheter ved klassiske nåverdianalyser.**

Som Kjærland (2007) påpeker, så er det visse svakheter ved å bruke nåverdianalyse som metode. Vanlige nåverdiberegninger fanger nemlig ikke opp verdien av å kunne tilpasse prosjektet til ny informasjon underveis. Det å kunne tilpasse prosjektet etter hvert som markedet endrer seg kan ha en stor verdi for prosjekter av de størrelsene det her er snakk om. I analysene ovenfor ser vi på anlegg med en beregnet levetid på 40 år. Mye kan skje i løpet av den tiden, og prognosene vi bruker blir således høyst usikre. Denne usikkerheten knyttes blant annet til etterspørselen etter elektrisitet, priser på andre energibærere som olje, gass og kull, samt nedbørsmengden, etc. Innføring av grønne sertifikater og CO<sub>2</sub>- avgifter bidrar også til

denne usikkerheten. Muligheten til å tilpasse prosjektet etter hvert som slik ny informasjon tilkommer vil kunne ha en stor verdi for investorene.

I og med at nåverdimetoden ikke tar hensyn til slik tilpasning, passer den kanskje best for såkalt passive finansielle investeringer som aksjer og obligasjoner. Under full sikkerhet kjenner vi nemlig alle konsekvensene av våre handlinger idet vi foretar dem. Anvendt på prosjekter og bedrifter kan nåverdimetoden komme til kort, siden det er usikkerhet knyttet til den fremtidige kontantstrømmen. Andre metoder som realopsjonsmetoden (brukt av Kjærland (2007)) kan da gi et mer nyansert bilde av lønnsomheten ved slike prosjekter. I appendiks B skriver jeg mer om realopsjonsanalyse som metode. Nåverdianalysen vil likevel kunne gi oss et overblikk over hvilke av tiltakene ovenfor som er mest lønnsomme/ ulønnsomme, gitt de antakelsene vi har gjort med dagens informasjon. Den gir et grunnleggende bilde. Endringer som skjer underveis kan gjerne tenkes å påvirke alle tiltakene som blir vurdert ovenfor.

### **Kap. 7.10; Merkostnader som følge av CO<sub>2</sub>- rensing.**

Norge har gjennom Kyoto- avtalen, sammen med en rekke andre land, forpliktet seg til å redusere utslipp av seks klimagasser hvor CO<sub>2</sub> er den viktigste. Formålet med denne avtalen er å redusere de globale klimagassutslippene. Dersom det ikke lykkes å redusere disse globale klimagassutslippene, antas det at vi vil se store klimaendringer verden over i fremtiden. Slike klimaendringer antas videre å medføre kostnader for de som berøres, i tillegg til å bli en stor forstyrrelse for miljøet vi lever i.

Avtalen ble vedtatt i 1997, og Norge forpliktet seg således til å begrense utslippene til maksimalt 1 % over 1990- nivået på utslippene våre <sup>74</sup>. Istedenfor å få en generell økning i utslippene, skal de flates ut rundt 1990- nivået, og vi trenger derfor tiltak for å redusere utslipp av klimagasser fra produksjon. Forpliktelsene fra Kyoto- avtalen kan illustreres ved hjelp av figur 30.

---

<sup>74</sup> Tønseth et al. (2002)



\* Angir forventet utvikling ved "business as usual". Kilde: SSB og SFT.

Figur 30; Norges forpliktelser som følge av Kyoto- avtalen. Figuren er hentet fra GEMINI; Kvotene kommer, side 9.

Gjennom denne avtalen etableres det et internasjonalt kvotesystem. Utslippkvoter er tenkt å skulle bli en vare som kan kjøpes og selges i et internasjonalt marked. Bedriftene kan reagere på kvotene på to måter; de kan velge å redusere egne utslipp, eller de kan kjøpe seg muligheten til å ha utslipp over kvotenivået ved å betale for andres miljøvennlige tiltak. Da betaler de CO<sub>2</sub>- avgifter på utslippene sine. Prosjekter som vil gi utslipp av klimagasser vil således få en merkostnad ved produksjonen som følge av denne avtalen.

Avtalen øker presset på bedriftene for å begynne med rensing av utslippene. Slike rensetiltak koster penger, og bidrar således til å svekke lønnsomheten på prosjekter med store utslipp. For produksjon i gasskraftverk vil en CO<sub>2</sub>- avgift på 200 kr/tonn utgjøre en kostnadsøkning på 7 til 8 øre/kWh<sup>75</sup>. Kullkraftverk har dobbelt så mye CO<sub>2</sub>- utslipp, og kan dermed regne med høyere rensekostnader enn gasskraftverk.

<sup>75</sup> Olje- og energidepartementet (1998/11)



## Kap. 8; Konklusjon

I kapittel 6.1 så vi at Molde og Trondheim har hatt strømpriser over systemprisen de siste fire årene, mens prisen i området tidligere har svingt litt over og litt under systemprisen. SSB's statistikk viser at Møre og Romsdal, Nord- Trøndelag og Sør- Trøndelag alle har strømpriser over landsgjennomsnittet. Dette er klare tegn på at Midt- Norge har blitt et høyprisområde, og at det forekommer flaskehals i overføringskapasiteten inn til regionen. Hvor store konsekvenser flaskehalsene får for konsumentene i Midt- Norge vil avhenge av den videre utviklingen i denne regionen. Dersom det ikke bygges ny kraftproduksjon og/ eller ny overføringskapasitet, vil strømprisene i regionen kunne gå rett til vær. En slik situasjon vil påvirke konsumentenes realdisponible inntekt i negativ retning.

NVE har kartlagt mulighetene for bygging av små vannkraftverk i Norge. På SSB sine hjemmesider finner vi at det resterende potensialet, totalt for Midt- Norge, er på 6,67 TWh. Dette potensialet dekker vannkraftverk med utbyggingskostnader opp til 5 kr/kWh. Sensitivitetsanalysen i kap. 7.2 viste imidlertid at ved en antatt fremtidig strømpris på 35,94 øre/ kWh så vil ikke bygging av små vannkraftverk lenger være lønnsomt når utbyggingskostnaden overstiger 4,52 kr/kWh. Vannkraftverk med en utbyggingskostnad på 3 kr/kWh vil være lønnsomme så lenge strømprisen er 27 øre/kWh eller høyere. Prosjekter med slike utbyggingskostnader har altså en god lønnsomhetsmargin i forhold til dagens terminpriser. Med de antakelsene jeg gjorde i kap. 7.2 om priser og utbyggingskostnader, vil potensialet for små vannkraftverk med en positiv nåverdi være på cirka 5,336 TWh. Uten tiltak antas kraftunderskuddet i Midt- Norge å være 9 TWh når Ormen Lange settes i gang .

I nåverdianalysen for gasskraftverk fant jeg at en slik utbygging ikke vil være lønnsom med dagens priser på strøm og gass, gitt antakelsen om utbyggingskostnader på 3 kr/ kWh. Som vi så i sensitivitetsanalysen i kap. 7.6, må strømprisene stige til om lag 38,55 øre/ kWh før et gasskraftverk blir lønnsomt (gitt mine tidligere antakelser). Alternativt må verdensmarkedsprisen på naturgass gå ned. Blir denne verdensmarkedsprisen omtrent 33,92 kr/Sm<sup>3</sup>, vil et gasskraftverk på 5 TWh bli lønnsomt under mine antakelser. I konsekvensutredningen for Ormen Lange (2003) er det lagt til grunn en verdensmarkedspris på 59,7 øre/Sm<sup>3</sup>. Med økt fokus på miljø og rensing av utslipp, må en også regne med at det vil komme renskostnader på eventuell ny produksjon. Strømprisene må derfor trolig opp i

om lag 45,55 øre/ kWh (gitt renssekostnader på 7 øre/ kWh) før det blir lønnsomt med et nytt gasskraftverk.

For at en utbygging av overføringskapasiteten inn til Midt- Norge skal betraktes som samfunnsøkonomisk lønnsom, må betalingsvilligheten for slik utbygging være høyere enn kostnadene ved slik utbygging. Kostnadene må derfor være lavere enn hva kostnaden vil bli for konsumentene om tiltak ikke blir gjennomført. De planlagte forbedringene i overføringskapasiteten er en utvidelse av Nea- Jarpstrømmen, samt en ny ledning fra Ørskog til Fardal. Disse tiltakene vil koste henholdsvis 400 millioner og 2 milliarder. Kostnaden for konsumentene ved at tiltak ikke gjennomføres må således være 2,4 milliarder eller høyere for at disse prosjektene skal bli betraktet som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det utgjør 1,30 øre/kWh over 40 år. Betalingsvilligheten i Midt- Norge må altså ligge litt over systemprisen i gjennomsnitt over de neste 40 årene for å dekke kostnadene ved de nye overføringsledningene.

Hva bør så gjøres for å bedre strømsituasjonen i Midt- Norge? Slik verdenssituasjonen er i dag, er det lite trolig at prisene på naturgass går ned de nærmeste årene. Oljeindustriens landsforening har laget prognoser for hva petroleumsprisene vil være i fremtiden. Prognoseperioden går fra 2006 til 2025, og prisen på naturgass blir regnet å være 71 % av oljeprisen. Prisen for naturgass har nemlig et etterslep på oljeprisen ettersom oljeprisen ofte inngår som en viktig forutsetning for avtalt gasspris fremover. For prognoseperioden er det lagt til grunn en fast oljepris på 40 amerikanske dollar (USD) per fat. I dag ligger prisen på olje helt opp mot 70 USD per fat, så det er derfor også gjort beregninger med en fast oljepris på 60 USD per fat. Petroleumsprisene ser med andre ord ikke ut til å synke frem mot 2025<sup>76</sup>. For at det skal bli lønnsomt med gasskraftverk, er det nok derfor heller strømprisene som må stige ytterligere. Men som en så i kap. 7.5 er Norge en såpass stor gasseksportør at vi kan påvirke verdensmarkedsprisen ved å regulere vårt eksportkvantum. Å holde igjen gass for elektrisitetsproduksjon i Norge kan (som ett av flere tiltak) bidra til å holde høye gasspriser på det internasjonale markedet. Dette er noe en bør ta hensyn til i en dypere lønnsomhetsanalyse for gasskraftverk.

---

<sup>76</sup> Oljeindustriens landsforening (2006)

I kap. 4.3 så vi også at det kan gi økonomiske gevinster å knytte termisk kraftproduksjon opp mot vannkraftproduksjon. For å sikre Norges egen produksjonskapasitet kan en løsning være at regjeringen bidrar med fødselshjelp til et gasskraftverk, slik at den norske produksjonen øker. Regjeringen har et uttalt mål om at Norge skal bli verdensledende i miljøvennlig bruk av gass. I kapittel 7.6 så vi at et gasskraftverk på 5 TWh vil bli lønnsomt dersom regjeringen bidrar med en fødselshjelp på 1 740 704 000 kroner. Det er ca 300 millioner mindre enn hva det vil koste Statnett å bygge overføringslinjer fra Ørskog til Fardal. Det er imidlertid ikke tatt med ekstrautgifter til rensing av CO<sub>2</sub> i disse beregningene. Når utgifter til rensing tas med i beregningen vil det trenge enda mer subsidier fra staten for at et gasskraftverk skal bli betraktet som lønnsomt.

Satser en på bare å bygge ut overføringskapasiteten inn til regionen, vil Midt- Norge bli svært avhengig av kraft utenfra. Dette kan være uheldig med tanke på at markedet blir mindre fleksibelt i forhold til økt import i tørre perioder. Regionen vil dessuten rammes kraftig ved feil i overføringslinjene. Økt import til Midt- Norge kan også kunne føre til at det må bygges ny kraftproduksjon i andre områder. Importbehovet i regionen vil ligge mellom 8,2 og 9,3 TWh i et normalår når Ormen Lange starter opp. I et tørrår anslås importbehovet å være mellom 12,3 og 13,4 TWh. Dersom begge de aktuelle ledningene bygges ut, vil importkapasiteten ligge mellom 15 og 16 TWh. Midt- Norge vil i en slik situasjon være svært avhengig av å få tilført kraft fra utenforliggende områder.

På grunnlag av de beregningene jeg har gjort i kapittel 7 vil bygging av små vannkraftverk kombinert med en forbedring av overføringskapasiteten være en mulig løsning for regionen. Dersom hele potensialet for små lønnsomme vannkraftverk bygges ut, vil det trolig være nok å utvide forbindelsen mellom Nea- Jarpstrømmen. Importbehovet i et tørrår vil i henhold til tidligere antakelser ligge mellom ca. 7 og 8 TWh, og importkapasiteten vil ligge mellom 10 og 12 TWh. For at dette skal være en samfunnsøkonomisk lønnsom løsning, må betalingsvilligheten for bedret overføringskapasitet være 400 millioner eller mer. Det tilsvarer 0,5 øre/kWh i gjennomsnitt over de neste 40 årene (gitt at det er ledningens levetid).

Men dersom alle de små vannkraftverkene det er funnet potensial for bygges ut, vil det gi en stor belastning på vegetasjonen i Midt- Norge. Det vil dessuten ta lang tid å bygge og idriftsette flere slike små vannkraftverk. Dersom en heller velger å bygge et gasskraftverk vil en bare trenge ett anlegg, og det vil øke kraftbalansen med 5 TWh i en gang. Gasskraftverk

vil dermed kunne gi mer kraft raskere, samtidig som mindre av naturen trenger å bli ødelagt enn om en lager en rekke små vannkraftverk. Bygges ett slikt gasskraftverk, vil en dessuten kunne dra nytte av den økonomiske gevinsten ved å kombinere vannkraft og termisk kraft som jeg nevnte i kap. 4.3. Igjen vil det trolig være nok å bygge ut overføringskapasiteten mellom Nea- Jarpstrømmen. Importbehovet i dette alternativet vil være mellom ca. 7,5 og 8,5 TWh, og importkapasiteten vil ligge mellom 10 og 12 TWh.

Per fredag 25. Mai 2007 ligger gjennomsnittlig systempris hos Nord Pool på 21,60 euro/MWh. Dette er betraktelig mindre enn hva prisene forventes å være i 2010 og 2011. Terminprisen jeg har lagt til grunn i mine beregninger er på 42 euro/MWh. Disse terminprisene har nå steget på Nord Pool sine sider, og er henholdsvis 45,5 euro/MWh for 2010 og 45 euro/MWh for 2011 <sup>77</sup>. Dette tilsvarer strømpriser på om lag 38,93 øre/kWh i 2010 og 38,50 øre/kWh i 2011. Dagens strømpriser ligger dermed betydelig under det nivået de forventes å ligge på i fremtiden, men markedet forventer ikke at disse lave strømprisene vil vedvare. 21,60 euro/MWh tilsvarer omtrent 18,48 øre/kWh. Med slike strømpriser vil det ikke være lønnsomt med verken små vannkraftverk eller med gasskraftverk, gitt de beregningene jeg har gjort tidligere i oppgaven. Slår derimot markedets forventninger om fremtidsprisene til, vil det kunne være lønnsomt med gasskraftverk i 2010 gitt tidligere sensitivitetsanalyser (dersom en ikke tar med renskostnadene). Her fant jeg nemlig at gasskraftverk vil bli lønnsomt når strømprisene blir omtrent 38,55 øre/kWh. Dersom myndighetene dekker renskostnadene, kan dermed et gasskraftverk bli lønnsomt rundt år 2010, gitt dagens terminpriser på Nord Pool sine sider.

---

<sup>77</sup> Nord Pool (2006/ 2007)

## Appendiks A; Elspotpriser

Tabell 7; Månedlige elspotpriser fra Nord Pool 2000 - 2007.

	Oslo	Bergen	Molde	Trondheim	Tromsø	System
jan.00	124,04	124,04	141,2	141,2	141,2	131,65
feb.00	104,27	104,27	104,6	104,55	104,55	104,46
mar.00	92,09	92,09	96,7	96,69	96,69	95,59
apr.00	103,11	103,11	103,7	103,74	103,74	104,32
mai.00	61,09	61,09	76,8	76,83	76,83	77,99
jun.00	75,27	75,27	81	80,95	80,95	86,21
jul.00	48,61	48,61	42,1	42,05	42,05	51,95
Aug.00	75,84	75,84	61,6	61,64	61,64	79,31
Sep.00	103,88	103,88	97,8	97,77	97,77	113,95
okt.00	118,93	118,93	130,1	130,13	126,01	123,58
nov.00	131,21	131,21	140,9	140,89	136,9	134,12
des.00	135,15	135,15	141	141,04	140,77	137,74
jan.01	168,71	168,71	168,23	168,23	168,23	168,63
feb.01	220,83	220,83	223,17	223,17	223,17	222,16
mar.01	211,12	211,12	213,49	213,49	211,49	211,29
apr.01	215,49	215,49	215,46	215,46	214,82	214,78
mai.01	191,78	191,78	204,73	204,73	202,3	192,72
jun.01	200,73	200,73	202,65	202,65	202,68	200,82
jul.01	177,93	177,93	186,39	186,39	186,39	180,25
Aug.01	170,56	170,56	177,38	177,38	177,38	172,09
Sep.01	173,5	173,5	165,37	165,37	165,37	154,94
okt.01	150,75	150,75	159,12	159,12	159,12	151,1
nov.01	168,73	168,73	169,98	169,98	169,98	171,25
des.01	185,21	185,21	184,99	184,99	184,99	197,83
jan.02	192,35	192,35	187,96	187,96	187,96	194,74
feb.02	157,97	157,97	156,98	156,98	156,98	158,34
mar.02	143,71	143,71	143,19	143,19	143,19	143,67
apr.02	132,76	132,76	132,67	132,67	132,67	132,75
mai.02	113,38	113,38	115,88	115,88	115,88	114,98
jun.02	108,77	108,77	124,41	124,41	124,41	121,9
jul.02	108,14	108,14	120,53	120,53	120,53	116,09
Aug.02	144,47	144,47	152,39	152,39	152,39	150,72
Sep.02	177,99	177,99	179,3	179,3	179,3	181,67
okt.02	230,04	230,04	228,85	228,85	228,85	230,39
nov.02	316,3	316,3	317,15	317,15	317,15	316,92
des.02	550,14	550,25	536,9	536,9	536,9	544,34
jan.03	532,56	532,56	513,76	513,71	513,71	523,72
feb.03	365,27	365,29	363,07	363,07	363,07	363,63
mar.03	318,15	318,57	305,93	305,09	305,09	310,19
apr.03	256,85	256,97	247,96	245,19	245,19	247,39
mai.03	234,15	234,15	235,22	235,15	235,15	232,59
jun.03	195,99	195,99	212,12	212,12	212,12	202,49
jul.03	228,39	228,39	232,51	232,51	232,51	229,61
Aug.03	274,41	274,41	273,34	273,34	273,34	272,49
Sep.03	266,33	266,33	268,52	268,52	268,52	265,07
okt.03	288,89	288,89	293,29	293,29	293,29	289,14
nov.03	301,7	301,7	295,72	295,72	295,72	297,48
des.03	266,46	266,46	251,51	250,28	250,28	255,8

jan.04	250,58	250,58	247,47	247,3	247,3	249,02
feb.04	242,82	242,82	240,85	240,85	240,85	241,31
mar.04	254,61	254,61	246,92	246,37	246,37	249,34
apr.04	249,21	249,21	241,46	241,09	241,09	239,33
mai.04	230,84	230,84	233,23	232,9	232,9	228,83
jun.04	267,43	267,43	267,16	267,16	267,16	265,21
jul.04	253,35	253,35	244,34	244,34	244,34	238,58
Aug.04	273,68	273,68	270,98	270,98	270,98	271,85
Sep.04	244,28	244,28	248,79	248,79	248,79	242,13
okt.04	229,83	229,83	235,79	235,79	235,79	228,57
nov.04	240,85	240,85	237,88	237,88	237,88	237,68
des.04	215,68	215,68	211,97	211,97	211,97	213,17
jan.05	188,21	188,21	191,49	191,49	191,49	189,07
feb.05	204,41	204,41	208,75	208,75	208,75	208,87
mar.05	235,42	235,42	250,69	250,69	250,69	241,22
apr.05	251,07	251,07	251,23	251,23	251,23	251,37
mai.05	247,08	247,08	255,95	255,95	255,95	250,02
jun.05	206,12	206,12	208,95	208,95	208,95	207,3
jul.05	227	227	230,36	230,36	230,36	228,35
Aug.05	244,04	244,04	243,99	243,99	243,99	245,6
Sep.05	229,74	229,74	226,33	226,33	226,33	229,31
okt.05	252,44	252,44	243,74	243,74	243,74	251,81
nov.05	236,69	236,69	236,66	236,66	236,66	238,67
des.05	272,19	272,19	272,37	272,37	272,37	273,18
jan.06	312,4	312,4	318,14	318,14	318,14	324,05
feb.06	344,15	344,15	350,61	350,61	350,61	349,83
mar.06	416,72	416,72	417,23	417,23	417,23	418,05
apr.06	421,46	421,46	392,89	392,89	392,89	406,54
mai.06	311,41	311,41	294,26	294,26	294,26	293,38
jun.06	343,14	343,14	348,7	348,7	348,7	345,76
jul.06	396,61	396,61	390,21	390,21	390,21	393,1
Aug.06	533,1	533,1	537,21	537,21	537,21	531,41
Sep.06	537,49	537,49	536,71	536,71	536,71	525,22
okt.06	475,41	475,41	464,21	464,21	464,21	450,36
nov.06	391,08	391,08	399,66	399,66	400,12	385,58
des.06	274,11	274,11	284,73	284,73	284,57	273,07
jan.07	229,18	229,18	230,45	230,45	230,36	228,15

## Appendiks B; Realopsjonsanalyse

Nåverdimetoden har en svakhet ved at den bare konkluderer med om en skal investere på et gitt tidspunkt eller ikke. Den fanger ikke opp verdien av å kunne gjøre tilpasninger etter hvert som ny informasjon er tilgjengelig. Selv om nåverdien i dag er positiv, kan det likevel være lønnsomt å utsette investeringen. Et prosjekt vil gjerne ha negativ kontantstrøm de første årene, for så å få positive kontantstrømmer de etterfølgende årene. Nåverdien kan da bli positiv for prosjektet, selv om en kan øke avkastningen ved å utsette investeringen med noen år. Realopsjonsanalyse kan således være en bedre metode enn nåverdimetoden ettersom den kan hjelpe oss å finne det optimale investeringstidspunktet; den optimale kraftprisen for investering.

Dersom en bedrift har blitt gitt konsesjon til å bygge et nytt kraftverk har den en monopolistisk rett til å bygge dette kraftverket. Dette ligner i stor grad på en amerikansk kjøpsopsjon; bedriften har en rett men ikke en plikt til å bygge kraftverket på et eller annet tidspunkt i fremtiden. Dette gir en stor fleksibilitet i og med at en kan gjennomføre investeringen på et hvilket som helst tidspunkt før forfall. Når/ hvis bedriften beslutter å sette i gang prosjektet, så utøves opsjonen, og bedriften frasier seg dermed retten til å vente på å få avdekket mer informasjon. Den tapte opsjonsverdien representerer således en alternativkostnad ved investeringen. Et sentralt poeng med denne analysen er hvordan usikkerhet reduserer investeringer<sup>78</sup>.

Dersom en aktør har blitt gitt konsesjon for bygging av kraftverk, vil han ønske å bygge dette når utbyggingen gir størst mulig verdi. Investeringen bør kun gjennomføres dersom den estimerte kontantstrømmen overskrider investeringskostnaden med et beløp som tilsvarer opsjonsverdien (verdien av å vente til det kommer ny informasjon på markedet). Dette kan gjerne skrives slik;

$$V(K) - I > V(O)$$

Opsjonsverdien er da særlig sensitiv overfor graden av usikkerhet som er knyttet til den fremtidige kontantstrømmen.

---

<sup>78</sup> Kjærland (2007)

Verdien av en kjøpsopsjon kan skrives som følger;

$$V(O) = \begin{cases} V(K) - I & \text{dersom } V(K) > I \\ 0 & \text{ellers} \end{cases}$$

Det vil si at en ikke løser inn opsjonen om den er verdt mindre enn null. Investeringen vil da ikke bli gjennomført <sup>79</sup>.

Kjærland (2007) bruker modellene til Pindyck (1991) og Dixit & Pindyck (1994) i sin analyse. Han ser på følgende data;

- Standardavviket til utvalgte terminkontrakter omsatt hos Nord Pool ( $\sigma$ ).
- Fordelen av å ha en vare i dag fremfor en fremtidskontrakt ( $\delta$ ).
- Risikofri rente ( $r$ ).
- Investeringskostnad ( $I$ ).
- Variable kostnader ved produksjon ( $c$ ).

Elektrisitetsprisen som gjør det optimalt å gjennomføre en investering ( $p^*$ ) blir da den prisen som gjør at prosjektets verdi blir større enn kostnadene, inklusive alternativverdien som blir representert ved opsjonsverdien.

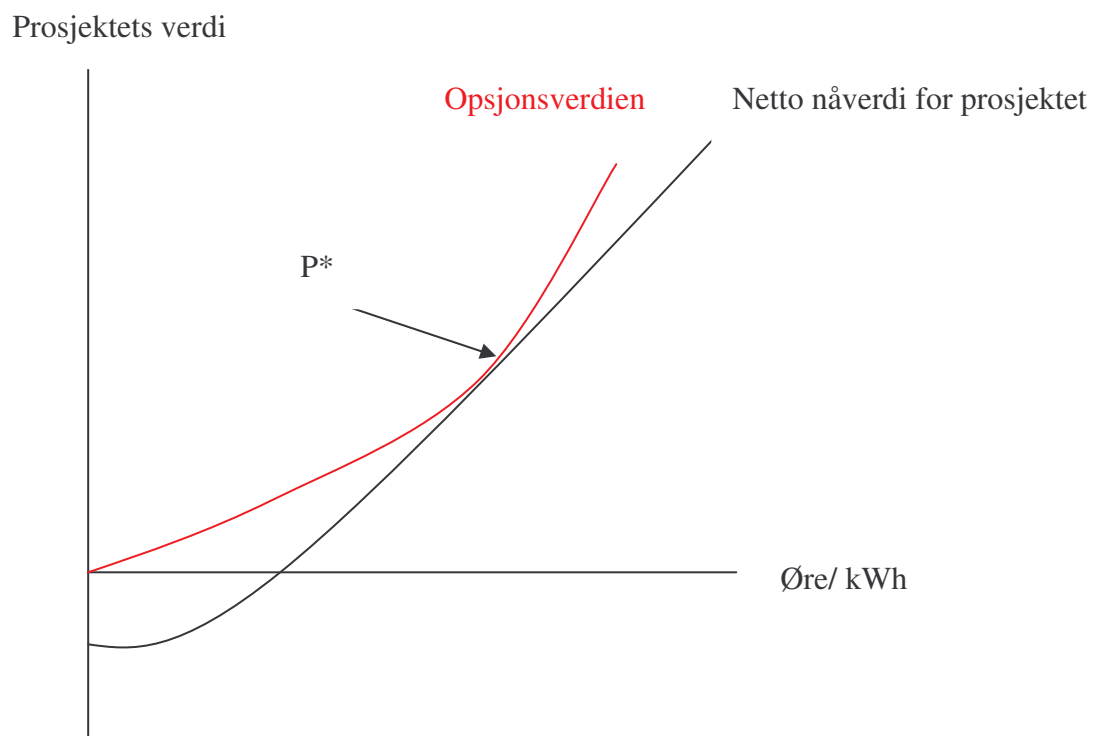
$$V(P) - I > V(O)$$

Denne finner han der opsjonsverdien tangerer med netto nåverdi av utbygging (prosjektets verdi – investeringskostnaden). Dette kan illustreres ved figur 31.

---

<sup>79</sup> Sandvik (2003)





Figur 31; Illustrasjon av realopsjonsanalyse <sup>80</sup>.

<sup>80</sup> Kjærland (2007)

## Litteraturliste

- Aune, F. R. (2003). Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging. **Statistisk Sentralbyrå**, 2003/11.
- Aune, F. R., Bye, T. (2002). Kraftkrise i Norge? **Økonomiske analyser**, 2002/6. Side 25- 28.
- Bye, T. og Aune, F. R.(2005). Elektrisitetsetterspørselen fremover. **Økonomiske analyser**, 2005/4. Side 28- 38.
- Bye, T. og Bergh, P. M. (2003). Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002- 2003. **Statistisk Sentralbyrå**, 2003/19.
- Bye, T. og Hope, E. (2007). Dereguleringen av elektrisitetsmarkedet. Norske erfaringer. **Økonomisk forum**, 2007/17. Side 17- 25.
- Bye, T. og Sagen, E. L. (2003). Bruk av naturgass i Norge. **Økonomisk Forum**, 2003/2. Side 8- 10.
- Bye T. og Strøm, S. (1994). Vannkraft. I Rysstad, S. & Westeren, K. I.. **Ressurs- og miljø- økonomi**. Rogaland Mediesenter. Side 215- 256.
- DNB (2007); **Valutakalkulator**. [Internett], DNB. Tilgjengelig fra: [https://www.dnb.no/biztools/valutakalkulator?\\_DARGS=/includes/portal/biztools/valutakalkulator/valutakalkulator.jhtml](https://www.dnb.no/biztools/valutakalkulator?_DARGS=/includes/portal/biztools/valutakalkulator/valutakalkulator.jhtml) (Nedlastet 23.01.2007)
- Enoksen, Odd Roger (19.10.2006); **Regjeringens energipolitikk**. [Internett], Regjeringen. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/tar/2006/0070/ddd/pdfv/294224-regjeringens\\_energipolitikk.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/tar/2006/0070/ddd/pdfv/294224-regjeringens_energipolitikk.pdf) (Nedlastet 15.11.2006)
- Enova (2003); **Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger**. [Internett], Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/?itemid=2019> > (Nedlastet 16.11.2006)
- Enova (27.10.2003). **Produksjon av elektrisitet fra vannfall**. [Internett], Enova. Tilgjengelig fra: <http://enova.no/?itemid=120> (Nedlastet 08.11.2006)
- Enova (27.10.2003). **Produksjon av elektrisitet fra naturgass**. [Internett], Enova. Tilgjengelig fra: <http://enova.no/?itemid=121> (Nedlastet 13.11.2006)
- Enova (27.10.2003). **Distribusjon av elektrisitet**. [Internett], Enova. Tilgjengelig fra: <http://enova.no/?itemid=72> (Nedlastet 13.11.2006)
- Enova (23.10.2004). **Hva er effektbalanse?** [Internett], Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/?itemid=67> ( Nedlastet 03.11.2006)
- Eriksen, Odd (03.05.2006); **Bruk av naturgass i Norge – Regjeringens opplegg**. [Internett], Nærings- og Handelsdepartementet. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/aktuelt/Taler\\_artikler/embetsverk/2006/bruk\\_av\\_naturgass\\_i\\_norge\\_regjeringens.html?id=113769](http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/aktuelt/Taler_artikler/embetsverk/2006/bruk_av_naturgass_i_norge_regjeringens.html?id=113769) (Nedlastet 15.11.2006)
- European Commission (2003); **Kyoto Protocol**. [Internett], EU. Tilgjengelig fra: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/03/154&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en> (Nedlastet 16.01.2007)
- Frank, Robert (2003); **Microeconomics and behavior**. Cornell University, McGraw-Hill/ Irwin.
- Halvorsen, B., Larsen, B., og Nesbakken, R. (2005); Lys og varme gjennom 43 år: energiforbruket i norske boliger fra 1960 til 2003. **Økonomiske analyser**, 2005/5. Side 14- 18.

- Halvorsen, B., Larsen, B. M., og Nesbakken, R.; Pris- og inntektsfølsomhet i ulike husholdningers etterspørsel etter elektrisitet, fyringsoljer og ved. **Statistisk Sentralbyrå**, 2005/8.
- Hydro (2003). **Ormen Lange. Konsekvensutredning for Feltutbygging og ilandføring, Juli 2003**. [Internett], Hydro. Tilgjengelig fra: <[http://www.hydro.com/library/attachments/no/about/olkonsutr\\_felt\\_ilandforing\\_no.pdf](http://www.hydro.com/library/attachments/no/about/olkonsutr_felt_ilandforing_no.pdf)> (Nedlastet 24.08.2006)
- Kjærland, Frode (2007); Lavt investeringsnivå i mer kraftproduksjon – hva kan årsaken være? **Økonomisk Forum**. 2007/1. Side 26- 32.
- Marmer, V., Shapiro, D., MacAvoy, P. (2007): Bottlenecks in regional markets for natural gas transmission services. **Energy Economics**, 2007/29, side 37- 45.
- Miljøstatus i Norge: **CO2- avgift**. [Internett], Miljøstatus Norge. Tilgjengelig fra: <[http://www.miljostatus.no/templates/PageWithRightListing\\_2334.aspx](http://www.miljostatus.no/templates/PageWithRightListing_2334.aspx)> (Nedlastet 23.01.2007)
- Norges vassdrags- og energidirektorat (2004/ 19); **Beregning av potensial for små kraftverk i Norge**. [Internett], NVE. Tilgjengelig fra: <<http://www.nve.no/FileArchive/282/Rapport%2019-04%20nettversjon.pdf>> (Nedlastet 20.04.2007)
- Norges vassdrags- og energidirektorat (2007); **Mulig å bygge ut fem TWh småkraft**. [Internett], NVE. Tilgjengelig fra: [http://nve.no/modules/module\\_111/news\\_item\\_view.asp?iNewsId=16669&iCategoryId=984](http://nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iNewsId=16669&iCategoryId=984) (Nedlastet 13.03.2007).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. **Gasskraft- og gassrørledningsprosjekter i Norge**. [Internett], NVE. Tilgjengelig fra: <[http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=9610](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=9610)> (Nedlastet 14.11.2006)
- Nooij, M. d., Koopmans, C., og Bijvoet, C. (2006): The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks. **Energy Economics**, 2007/2. Side 277- 295.
- Nord Pool (2006/ 2007). Market Data. [Internett], Nord Pool. Tilgjengelig fra: <[www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)> (Nedlastet 23.11.2006, 14.02.2007 og 25.05.2007)
- Olje- og energidepartementet (1998/11): Energi- og kraftbalansen mot 2020. [Internett], Regjeringen. Tilgjengelig fra: <<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/31.html?id=349328>> (Nedlastet 11.05.2007)
- Olje- og energidepartementet (2006): **Fakta 2006. Energi og vannressurser i Norge**. [Internett], OED. Tilgjengelig fra: <<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/presesenter/pressemeldinger/2006/Fakta-2006--Energi-og-vannressurser-i-Norge.html?id=104827>> (Nedlastet 24.08.2006)
- Oljeindustriens Landsforening (2006): **Regional konsekvensutredning, Nordsjøen**. [Internett], Olf. Tilgjengelig fra: <<http://www.olf.no/?33724.pdf>> (Nedlastet 11.05.2007).
- Oljeskattekontoret. **Fremtidsutsikter for petroleumsvirksomheten og Petroleumsskatten som inntektskilde for offentlig forvaltning**. [Internett], Oljeskattekontoret. Tilgjengelig fra: <[http://www.skatteetaten.no/upload/Fremtidsutsikter%20for%20petroleumsvirksomheten%20og%20petroleumsskatten%20som%20inntektskilde%20for%20offentlig%20forvaltning%20\(1\).ppt#285,11,GASS:Markedet for norsk gass](http://www.skatteetaten.no/upload/Fremtidsutsikter%20for%20petroleumsvirksomheten%20og%20petroleumsskatten%20som%20inntektskilde%20for%20offentlig%20forvaltning%20(1).ppt#285,11,GASS:Markedet%20for%20norsk%20gass)> (Nedlastet 23.04.2007)

- Regjeringen (13.10.2005). **Soria Moria- erklæringen**. [Internett], Regjeringen. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/upload/kilde/smk/rap/2005/0001/ddd/pdfv/260512-regjeringsplattform.pdf>> (Nedlastet 18.11.2006)
- Sandvik, Bjørn (2003); **Innføring i finansteori**. Bergen, Fagbokforlaget. Vigmostad & Bjørke AS.
- SFT- Hydro (2005); **Søknad om utslippstillatelse for Ormen Lange landanlegg**. [Internett], SFT. Tilgjengelig fra: [http://www.sft.no/dokument\\_36096.aspx](http://www.sft.no/dokument_36096.aspx)> (Nedlastet 06.10.2006)
- Statnett (2004): **Kraftrapport**. [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: [http://statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftrapporten/statnett\\_kraftrapp\\_04.pdf](http://statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftrapporten/statnett_kraftrapp_04.pdf)> (Nedlastet 29.08.2006)
- Statnett (2005): **Kraftrapport**. [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftrapporten/Kraftrapport%203%20-%202005.pdf>> (Nedlastet 29.08.2006)
- Statnett (2006). **Produksjon, forbruk og utveksling av kraft**. [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: <http://statnett.no/default.aspx?ChannelID=1366>> (Nedlastet 20.09.2006)
- Statnett (August 2006): **Nettutviklingsplan for sentralnettet 2006- 2025**. [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: [http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202006/Statnett%20Nettutvikling06\\_ferdig.pdf](http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202006/Statnett%20Nettutvikling06_ferdig.pdf)> (Nedlastet 28.08.2006)
- Statnett (2007). **Notat. Kraftsituasjonen i Midt- Norge**. [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div%202007/Midt-Norge%2007.pdf>> (Nedlastet 29.03.2007)
- Statnett. **Hva gjør Statnett?** [Internett], Statnett. Tilgjengelig fra: <http://statnett.no/default.aspx?ChannelID=1133>> (Nedlastet 20.09.2006)
- Statistisk Sentralbyrå (09.12.2004). **Norge har høyest BNP i Norden**. [Internett], SSB. Tilgjengelig fra [http://www.ssb.no/magasinet/norge\\_verden/art-2004-11-04-02.html](http://www.ssb.no/magasinet/norge_verden/art-2004-11-04-02.html)> (Nedlastet 19.09.2006)
- Statistisk Sentralbyrå (2005). **Nyttbar, utbygd og ikke utbygd vasskraft, etter fylke. 1989-2005. GWh**. [Internett], SSB. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2006-07-27-02.html>> (Nedlastet 23.04.2007)
- Statistisk Sentralbyrå (2006). **Prisar på elektrisk kraft og overføring av kraft til hushold, etter fylke. 2004. Øre/kWh**. [Internett], SSB. Tilgjengelig fra : <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2006-07-27-23.html>> (Nedlastet 26.03.2007)
- Statistisk Sentralbyrå (2007). **Tidsserie over kvartalsvise og årlige priser på elektrisk kraft, eksklusive avgifter. Øre/kWh**. [Internett], SSB. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elkraftpris/tab-2007-01-05-04.html>> (Nedlastet 26.03.2007)
- Støyva, G. (2005): **CO<sub>2</sub>- kvotenes innvirkning på den nordiske kraftprisen**. Akademisk avhandling, Norges Handelshøyskole.
- Tønseth et al. (2002); **Kvotene kommer**. [Internett], GEMINI. Tilgjengelig fra: [http://www.ntnu.no/gemini/2002-04/15\\_24.htm](http://www.ntnu.no/gemini/2002-04/15_24.htm)> (Nedlastet 15.01.2007)

- United Nations (1992); **United Nations Framework Convention on Climate Change**. [Internett], UN. Tilgjengelig fra <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf> (Nedlastet 16.01.2007)
- Von der Fehr, N.H. M., Bergman, L. og Amundsen, E. S. (2004); The Nordic Market: Signs of stress? **Working Papers in economics**, volum 15. Bergen. Department of economics University of Bergen. Side 1- 28.
- Wikipedia (06.08.2006). **Standardkubikkmeter**. [Internett], Wikipedia. Tilgjengelig fra: <http://no.wikipedia.org/wiki/Sm%C2%B3> (Nedlastet 03.11.2006)