

Norges satsing på vind- og gasskraft

En teoretisk tilnærming, med innslag av virkelighet

Gina Therese Temte



Masteroppgave ved Økonomisk Institutt

UNIVERSITETET I OSLO

4.05.2009

Innhold

FORORD	5
SAMMENDRAG	7
1. INNLEDNING	11
2. NORGES KRAFTSITUASJON	13
2.1 DAGENS BILDE	13
2.2 FORVENTET FREMTIDIG KRAFTSITUASJON	14
3. MODELLERING AV NORGES ENERGISITUASJON – ET UTGANGSSCENARIO MED VANNKRAFT OG GASSALG	17
3.1 ØKONOMIENS OPTIMERINGSPROBLEM.....	17
3.2 ØKONOMIENS MULIGE UTFALL.....	21
4. MODELLERING AV NORGES ENERGISITUASJON – UTBYGGING AV FORNYBARE ENERGIKILDER	27
4.1 OPTIMERINGSPROBLEMET MED VIND- OG GASSKRAFT	27
4.2 ØKONOMIENS NYE OPTIMALITETSKRITERIER	30
5. MODELLENS KRITERIER OG LØNNSOMHETSVURDERINGER	35
5.1 VURDERING AV LØNNSOMHET I VINDKRAFTPROSJEKTER	35
5.1.1 <i>Vindkraft med fundamentering til havs</i>	35
5.1.2 <i>Vindkraft på land</i>	37
5.2 LØNNSOMHETSVURDERING AV CO ₂ -FANGST OG LAGRING	39
5.2.1 <i>Modellens kriterium</i>	39
5.2.2 <i>Kostnader ved fangst og lagring</i>	40
5.3 VURDERING AV LØNNSOMHET I GASSKRAFTVERK.....	42
5.3.1 <i>Modellens kriterium</i>	42
5.3.2 <i>Sammenligning av kostnader og energipriser</i>	43
5.4 OPTIMAL INVESTERING I OVERFØRINGSKAPASITET	45

5.4.1	<i>Modellens kriterium</i>	45
5.4.2	<i>Prisforskjeller mellom land og kostnader i nettutbygging</i>	45
5.5	OPPSUMMERENDE TABELLER	50
6.	HVA SKAL TIL FOR AT VIND- OG GASSKRAFT BLIR LØNNSOMT?	51
6.1	VINDKRAFT	51
6.1.1	<i>Utsikter for reduksjoner i investeringskostnader</i>	51
6.1.2	<i>Utsikter for endringer i energipriser</i>	53
6.2	GASSKRAFT MED CO ₂ - FANGST OG LAGRING	55
7.	EUS FORNYBARDIREKTIV - EN STRAMMERE KLIMAPOLITIKK	57
7.1	DIREKTIVET	57
7.2	FORNYBARDIREKTIVET TATT INN I MODELLEN- PÅVIRKNING PÅ KRITERIER	57
7.2.1	<i>Fornybardirektivets konsekvenser for EU</i>	60
7.2.2	<i>Fornybardirektivets konsekvenser for Norge</i>	61
7.3	ØKT PRODUSKJON AV FORNYBAR ENERGI – PÅ TROSS AV MANGLENDE PRISØKNING	62
8.	KONKLUSJONER	65
	APPENDIKS A	69
	APPENDIKS B	70
	APPENDIKS C	71
	APPENDIKS D	74
	APPENDIKS E	76
	APPENDIKS F	88
	KILDELISTE	90

Forord

Bakgrunnen for å skrive akkurat denne oppgaven er en interesse jeg har for ressursforvaltning og energipolitikk. Mitt mål har vært å skaffe meg et innblikk i hvordan Norges energisatsing tenkes lagt opp de nærmeste tiårene. En beslutning om hvilke energikilder man velger å satse på får konsekvenser for flere generasjoner. Derfor er det viktig å på forhånd kartlegge følgene av de valgene man tar. I denne oppgaven har jeg, ved hjelp av en modell, funnet kriterier for hvordan utbygging av vind- og gasskraft bør skje i henhold til prinsipper om kostnadseffektivitet. Deretter har jeg sett på hvorvidt utbygging av disse kraftformene lønnsomt til dagens kraftpriser, og hva som eventuelt skal til før det blir lønnsomt å bygge ut mer fornybar kraft. Det gjenstår å se om Norges videre politiske satsing vil ta utgangspunkt i slike kostnadseffektive kriterier.

Oppgaven har tatt form etter hvert som mitt bilde av dagens kraftsituasjon gradvis har blitt tydeligere. Jeg vil takke min veileder Jon Vislie for innspill og god oppfølging gjennom hele prosessen. Han har vist engasjement for tankene jeg har hatt om oppgaven fra første dag, og har raskt vist meg mulige veier videre de gangene jeg har stått fast. Jeg vil også takke Finn Førstund for kommentarer og tilbakemeldinger underveis, og Asbjørn Torvanger ved senter for klimaforskning (CICERO) for nyttig informasjon om CO₂-fangst og lagring. Jeg vil også takke kjæresten min, Anton Jayanand Eliston, for innspill og hjelp til å finne de rette informasjonskildene. Takk også til alle studiekamerater som har kommet med oppmuntrende kaffekopper og gode råd.

Sammendrag

I denne oppgaven ser jeg på hvordan den norske, politiske satsingen på utbygging av fornybar kraft er lagt opp, og hvilke energikilder man velger å satse på. For å kunne vurdere kostnadseffektiviteten i prosjekter tilsvarende de man fra politisk hold i dag velger å gjennomføre, har jeg utviklet modellscenarier for energisituasjonen per i dag og for fremtidens skisserte situasjon. Scenarioet for i dag beskriver et Norge som kun produserer vannkraft og som kan handle en gitt mengde kraft med omverdenen. Det fremtidige scenarioet skisserer produksjon av kraft i både vindparker og gasskraftverk, i tillegg til vannkraftproduksjon. Mengden kraft man kan handle med utlandet kan i dette scenarioet utvides, ved å gjøre investeringer i overføringskapasiteten. I dette scenarioet er også kvotemarkedet tatt inn i modellen fordi gasskraftverk genererer utslipp av CO₂. Ved optimering av modellen finner jeg kriterier for i hvilket omfang man bør bygge ut vind- og gasskraft, og for hvordan man bør investere i nettkapasitet. Kriteriene er rene kostnadskriterier og for at utbyggingen skal være i henhold til disse, må de marginale kostnadene forbundet med hvert utbyggingsprosjekt være like, eller større enn de marginale inntektene.

Utover å gi en tolkning av kriteriene for hvordan og i hvilket omfang de ulike krafttypene bør utbygges, ser jeg på tall for kostnader i vind- og gasskraftprosjekter. Tallene er i hovedsak hentet fra NVE og IPCC. Jeg sammenligner disse tallene med dagens norske kraftpriser slik de er oppgitt av NordPool. For vindkraft bryter kostnadene i et gjennomsnittsprosjekt ned til om lag 55-60 øre/kWh. Gjennomsnittlig kraftpris i Norge for 2008 var 38,50 øre/kWh, og et gjennomsnittlig vindprosjekt vil til dagens kraftpris derfor måtte sies å være ulønnsomt. Et antatt gjennomsnittlig gasskraftprosjekt, slik det presenteres av NVE, vil ha kostnader tilsvarende 37,7 øre/kWh og til en kraftpris gjennom 2008 på 38,50 øre/kWh vil et slikt prosjekt uten rensing være lønnsomt. Når kostnadene ved CO₂-fangst og lagring tas med blir derimot gasskraftprosjekter langt dyrere. Gasskraft med rensing av CO₂ har en antatt kostnad på 42,40-57 øre/kWh og til en kraftpris på 38,50 øre/kWh ser vi at rensing av CO₂ gjør gasskraftverk ulønnsomme.

Det er fra politisk hold bestemt at installering av renseanlegg for CO₂ skal være en forutsetning for bygging av gasskraftverk i Norge. Lavutslippvalget har, på bakgrunn av en forventning om at det vil utvikles fullskala teknologi for CO₂-håndtering, sidestilt gasskraft med rensing med vanlige, fornybare energikilder. Både utvikling av selve renseteknologien

og lønnsomheten ved bruk av den, ser imidlertid ut til å la vente på seg. En faktor som på lang sikt kan gjøre CO₂-håndtering mer lønnsomt, er en strammere klimapolitikk som gjør at kvoteprisen stiger. Når kvoteprisen stiger blir det å rense utslippene et mer lønnsomt alternativ i forhold til å kjøpe kvoter. Det gjør derimot ikke gasskraft med rensing mer lønnsomt per se, snarere tvert imot. Når prisen på utslipp øker, øker de totale kostnadene i kraftproduksjon i gasskraftverk, og gasskraft blir dyrere totalt sett. Ved å satse på gasskraft med rensing, velger Norge et alternativ som blir dyrere når kvoteprisen stiger. I klimameldingen sier stortinget at Norge skal satse på fornybar energi som blir mer lønnsomt i lys av en stigende kvotepris. Med andre ord gjør Norge ved å satse på gasskraft det stikk motsatte av det man har satt seg som mål.

En annen faktor som kan gjøre gasskraft mindre ulønnsomt er høyere kraftpriser. Høyere kraftpriser vil bidra til at gapet mellom kostnader og inntekter blir mindre. Også en utvikling av teknologien som gjør den mer effektiv vil også kunne bidra til en kostnadsreduksjon.

Teknologiske nyvinninger innen vindturbinteknologi vil tilsvarende gjøre at vindkraft blir mer lønnsomt. Høyere kraftpriser vil, på samme måte som for gasskraft med rensing, gjøre at gapet mellom kostnader og inntekter blir mindre også i vindkraftprosjekter. En strammere klimapolitikk med påfølgende høyere kvotepris vil i Norge ikke nødvendigvis føre til større lønnsomhet i vindkraftprosjekter, med mindre det fører til at kraftprisen blir høyere.

Til slutt i denne oppgaven ser jeg på hvordan EUs fornybardirektiv har konsekvenser for kraftmarkedene i EU og Norge. For å oppnå en andel fornybar energi på 20% innen 2020 ønsker man å bruke en tilstramming i kvotemarkedet som politisk virkemiddel. En slik politikk får ulike konsekvenser i EU og Norge. Fordi kraftproduksjonen i stor grad er varmekraftbasert i EU, mens vi kun har fornybar kraft i Norge, fører politikken frem kun i EU. Analysert innenfor modellens rammeverk bidrar en slik politikk i EU til at produksjon av gasskraft faller, og at bruk av renseteknologi øker. I Norge gir den ingen eller små endringer fordi kvoteprisen ikke har innvirkning på kraftprisen. Dermed skapes ingen insentiver for videre utbygging av fornybar kraft. Dette skyldes at vår kraftsektor allerede består av 98% fornybar kraft.

Når man likevel må øke fornybar kraftproduksjon i Norge for å oppfylle direktivet, kan dette stille nye krav til overføringskapasiteten til utlandet. En økt produksjon av kraft i Norge vil, for en gitt etterspørsel, føre til lavere kraftpriser. En høyere kvotepris i EU fører til høyere

kraftpriser, for en gitt etterspørsel. Mye av kraftproduksjonen i EU skjer i varmekraftverk, og høyere kostnader i produksjon slår direkte ut i høyere kraftpriser. Dette tilsier at prisforskjellene mellom Norge og EU vil øke, og behovet for overføringskapasitet vil øke tilsvarende. Når overføringskapasiteten utvides fører det til en delvis utjevning av prisforskjellen mellom Norge og EU. Når Norge selger kraft til EU forsvinner en del av kraften fra det norske markedet. For en gitt etterspørsel vil prisen i Norge derfor stige. Når EU kjøper norsk kraft blir krafttilbudet i EU større, og prisen i EU vil falle. Konsekvensen kan bli at den lavere prisen i EU, som resultat av handel med Norge, gjør enkelte varmekraftverk på kontinentet ulønnsomme. Slik kan norsk, fornybar energi bidra til utskiftning av forurensende kraft i EU i et raskere tempo enn om handel ikke var mulig.

1. Innledning

Målet med denne oppgaven er å finne ut hvordan det fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør satses på utbygging av fornybare energikilder i Norge. Jeg skal belyse problematikken ved å bruke en teoretisk modell som er utviklet med tanke på problemstillingen. Modellen er en partiell likevektsmodell for kraftmarkedet basert på to tidligere modeller av Førstund og Førstund, Singh, Jensen og Larsen. Utgangspunktet er en økonomi hvor det utelukkende produseres kraft i vannkraftverk og hvor man har tilgang på en mengde gass som kan selges på et internasjonalt marked. Vannkraften kan handles med på et internasjonalt kraftmarked til en internasjonal kraftpris innenfor en gitt beskrankning. Potensielt handelsvolum, og hvilken vei handelen går avhenger av hvor mye overføringskapasitet som er bygget ut mellom markedene, samt hvor prisene er høyest og lavest.

Norske myndigheter har besluttet at det i nærmeste fremtid skal satses på vind- og gasskraft, fordi våre komparative fortrinn er antatt å ligge i disse energiformene. Fordi det vil bli mulig å rense utslipp av CO₂ fra gasskraftverk når teknologien er moden, har denne typen kraftproduksjon blitt tillagt lik vekt som annen fornybar energi (St.meld. 34/2006-07, NOU 18/2006:91). Store deler av det norske vannkraftpotensialet er allerede utbygget, og på sikt vil vi bli avhengig av ny kraftproduksjon. Modellen utvides derfor etter hvert for å inkludere kraftproduksjon i vind- og gasskraftverk. Gasskraftverk genererer utslipp av CO₂. Når gasskraft tas inn i modellen, får gassen en alternativ anvendelse nasjonalt, og dermed blir det nødvendig å samtidig inkludere kvotemarkedet. Det er i kvotemarkedet at CO₂-utslippene får en pris. Derfor er kvotemarkedet opphavet til den ekstra kostnaden som påløper i gasskraftproduksjon på grunn av CO₂-utslipp. I modellens utvidelse gis det også rom for å utvide overføringskapasiteten mellom markedene, slik at denne kan tilpasses den nye kraftsituasjonen. Hvor mye overføringskapasitet det er behov for, vil avhenge av prisforskjellen mellom markedene.

På bakgrunn av modellen skal jeg finne optimalitetskriterier for handel med energi, utbygging av vind- og gasskraft, og utbygging av overføringskapasitet. Videre skal jeg se på kostnadsnivåene i gjennomsnittlige vind- og gasskraftprosjekter, og vurdere hvor disse ligger i forhold til energiprisene vi observerer i dag. Med dette som utgangspunkt skal jeg dra

veldig generelle konklusjoner om hvorvidt vind- og gasskraft er lønnsomt i Norge. Jeg vil deretter påpeke og drøfte ulike faktorer som kan bidra til økt lønnsomhet i slik kraftproduksjon. Jeg skal også se på behovet for overføringskapasitet, og gjøre en vurdering av lønnsomheten i et planlagt utbyggingsprosjekt mellom Norge og Danmark. Dette for å skissere hvordan bygging av slik overføringskapasitet avhenger av prisforskjellene mellom land, og for å poengtere at det kostnadmessig alltid må gjøres en individuell evaluering av hvert prosjekt.

Utover å gi rene betingelser for lønnsomhet er modellen tenkt å fungere som et drøftingsgrunnlag for hvordan Norges faktiske satsning legges opp, sammenlignet med hva kriteriene i modellen skulle tilsi. Kriteriene gir utelukkende innsikt i kostnadseffektivitet, og i hvilke ressursallokeringer som bør gjøres ut fra kjennskap til markedsverdien av alternative anvendelser. Per i dag velger myndighetene å realisere utbygging av fornybar energi, på tross av manglende lønnsomhet. De politiske beslutningene om satsning har på sin side bestemte miljøhensyn som begrensninger. Det å stille dagens politiske satsning opp mot modellens teoretiske kriterier innebærer derfor å stille to delvis ulike målsetninger opp mot hverandre. For å gjøre en sammenligning, bør derfor politiske mål om utbygging ut fra miljøhensyn gis en økonomisk tolkning. Det mest nærliggende vil være å tolke slike politiske vedtak som en oppfatning om at kvoteprisen i CO₂-markedet er for lav. Det antas med andre ord at utslipp av CO₂ er mer skadelig enn det prisen i kvotemarkedet klarer å gi uttrykk for.

Norge har for kort tid siden kommet frem til at EUs fornybardirektiv også vil gjelde i EØS-området. I den sammenheng kan Norge bli bundet til å øke produksjonen av fornybar energi betraktelig, uavhengig av om det per i dag er lønnsomt eller ikke. En avgjørelse som denne kan gis den samme tolkningen som nevnt over, og det er nettopp en tilstramming i kvotemarkedet man har tenkt å bruke som politisk virkemiddel for å oppnå en økning i andelen fornybar energi. En tilstramming i kvotemarkedet vil, for en gitt etterspørsel, resultere i en høyere kvotepris. Jeg vil derfor med utgangspunkt i modellen se på hvordan bruk av et slikt politisk virkemiddel vil påvirke andelen fornybar energi i henholdsvis EU og Norge. Til slutt vil jeg si noe om hvordan oppfyllelse av kravene i fornybardirektivet vil kunne påvirke behovet for utvidelser i nettkapasiteten.

2. Norges kraftsituasjon

2.1 Dagens bilde

I mange land er kraftproduksjon forbundet med store utslipp av CO₂. Norge har derimot en klimavennlig kraftsektor som er tilnærmet utslippsfri. Kraftproduksjonen er i hovedsak basert på vannkraft, som utgjør 98% av total produksjon (Statnett NUP 2008:9).

Gjennomsnittlig norsk årsproduksjon og forbruk mellom 1991 og 2008 var henholdsvis 122 TWh, og 118 TWh per år. Det betyr at vi i denne perioden gjennomsnittlig produserte mer enn vi konsumerte. Produksjon og forbruk av kraft har steget jevnt siden 70-tallet og frem til i dag, men særlig økningen i etterspørsel har flatet noe ut de siste årene (Statnett 2008)¹.

Årsakene er delvis mildere klima og at energiprisene har økt (Statnett NUP 2008:18-20). Det norske kraftsystemet er en del av det nordiske og europeiske systemet. Det nordiske kraftmarkedet Nord Pool ble opprettet i 1996, og har siden oppstarten bidratt til å redusere prisforskjellene mellom de nordiske landene. Dette har bedret samfunnsøkonomien i kraftmarkedet ved å åpne for flyt av kraft til områder hvor prisen, og dermed etterspørselen, er høyest. Blant annet har dette markedet bidratt til prisøkningen som har funnet sted i Norge (Hafslund 2009). Norge har en begrenset overføringskapasitet til andre land, blant annet sjøkabler til Danmark og Nederland, samt flere linjer til Sverige.

I tillegg til vannkraft har vi vindprosjekter som produserer kraft tilsvarende 0,8 TWh årlig, og ett gasskraftverk på Kårstø. Dette verket er periodevis ute av drift på grunn av for lave energipriser. I tillegg har vi igangsatt bygging av et kraftvarmeverk på Mongstad, som forventes å være i drift med en kapasitet på 120 MW fra 1.juni 2009 (Nord Pool 1/2009). Per i dag utgjør vind- og gasskraft med andre ord en ubetydelig del av Norges totale energiproduksjon.

Dette danner bakgrunnen for modellens utgangsscenario, slik det presenteres i neste kapittel. Energiproduksjon skjer utelukkende ved bruk av vannkraft og det finnes en gitt overføringskapasitet til utlandet. For å se hvordan mulighet for krafthandel kan gi opphav til gevinster og tap i økonomien skal vi se på ulike tilfeller av begrensninger i

¹ For tall for produksjon og konsum i denne perioden, se appendiks A.

overføringskapasitet. Selv om varierende nedbørsmengder gjør at produksjonen svinger fra år til år er dette ikke tatt hensyn til i modellen. Vannkraftproduksjonen er modellert som gjennomsnittlig produksjon over tid. Modellens første scenario beskriver Norges energisituasjon slik den er i dag. Det norske energibildet trenger likevel ikke se likedann ut på lang sikt, derfor har modellen også et scenario 2.

2.2 Forventet fremtidig kraftsituasjon

Politisk satsing på vind- og gasskraft

For å utrede hvilke energikilder Norge skal satse på i fremtiden ble Lavutslippsutvalget oppnevnt av myndighetene i 2005. Utvalget tror at norsk energiforbruk vil øke fra 126 TWh i 2000 til 197 TWh i 2050² (NOU 18/2006:49). Hittil har norsk kraftproduksjon vært så å si utslippsfri, men hvis Norge ikke legger vekt på miljøpolitikk og begrensing av CO₂-utslipp, ser utvalget for seg at dette vil endre seg drastisk frem mot 2050. Utslippene av CO₂ antas å øke til 4 MtCO₂-ekvivalenter i 2020 og videre til 18,4 Mt CO₂-ekvivalenter i 2050. Det er antatt at CO₂-utslippene vil komme fra konvensjonell gasskraft, som vil stå for en energiproduksjon tilsvarende 59 TWh i 2050 (NOU 18/2006:82). Basert på blant annet disse tallene har norske myndigheter besluttet å legge politiske føringer på Norges satsning på fornybar energi. Lavutslippsutvalget konkluderer med at de, blant kjente fornybare energikilder, velger å anbefale å fokusere på vind- og gasskraft, da disse er basert på til dels kjent teknologi (NOU 18/2006:84).

Norge har for kort tid siden fastslått at vi vil omfattes av EUs fornybardirektiv. Direktivet stiller krav om å øke den europeiske andelen fornybar energi til 20% innen 2020. Dette vil kunne få omfattende konsekvenser for den norske kraftproduksjonen. I forkant av dette

² Lavutslippsutvalgets hovedoppgave var å utrede hvordan Norge kunne oppnå betydelige reduksjoner i de nasjonale utslippene av klimagasser på lengre sikt (mot 2050) St.meld. 34/2006-07:54. De har laget et referansescenario for hva som vil skje miljømessig dersom Norge ikke legger noen føringer på miljøhensyn. I dette scenarioet legges disse tallene for fremtidig energiforbruk til grunn.

hadde norske myndigheter allerede satt seg mål om utbygging. Vindkraft har et stort antatt potensial i Norge, og i 2006 var det utbygget vindkraft tilsvarende 0,8 TWh. Myndighetenes mål er å ha bygget ut 3 TWh vind innen 2010, men dette er satt litt på hold. NVE vurderer at ca 7 TWh/år vil bygges ut frem mot 2020, og at totalt årlig potensial, inklusive vindmøller til havs, er mer enn 100 TWh (NOU 18/2006:82-85).

Utvalget trekker som tilleggsargument frem at moderne vindturbinteknologi er utviklet gjennom de siste 20 år, og derfor kan sies å fortsatt være umoden (NOU 18/2006:84). Gasskraft med CO₂-håndtering er fra utvalgets side tillagt tilsvarende vekt som fornybar kraftproduksjon (NOU 18/2006:91). Utvalget erkjenner imidlertid at teknologi for en fullskala håndtering av CO₂ foreløpig ikke er kommersielt tilgjengelig. Per i dag finnes er det ingen gasskraftverk som har installert et slikt anlegg for fangst og lagring av CO₂. Teknologien finnes, men er fortsatt energikrevende og relativt kostbar. Grunnen til å likevel vektlegge denne slik kraft som fornybar energier at Lavutslippsutvalget mener Norge har et komparativt fortrinn i å utvikle teknologi innenfor CO₂-fangst og lagring. Utvalget ser og for seg at vi på sikt kan få en tilleggsgevinst fra salg av denne teknologien. (NOU 18/2006:84).

Samtidig som lavutslippsutvalget har anbefalt å rette fokus på vind- og gasskraft med CO₂-rensing, har sittende regjering uttalt at de spesielt vil vurdere tiltak som er kostnadseffektive i lys av en forventet stigende karbonpris over investeringenes levetid (St.meld. 34/2006-07:67). Gjennom økonomiske virkemidler og satsing på ny teknologi, vil regjeringen sørge for at nye konsesjoner til gasskraftverk skal basere seg på CO₂-fjerning (St.meld. 34/2006-07:117). På bakgrunn av indikasjonene om politisk satsing på vind- og gasskraft, er disse energikildene tatt inn i modellens andre scenario. Fra politisk hold er det tanker om at Norges kraftsammensetning vil endre seg mot mer produksjon av energi i vind- og gasskraftverk, ettersom behovet for mer energi øker.

Fremtidig behov for overføringskapasitet

Fremtidig utbygging av ny fornybar energi vil stille krav til sentralnettet internt i Norge. Per i dag er store deler av potensialet for å øke utnyttelsen av eksisterende system uttømt. Statnett, som har ansvaret for å bygge og drifte nettet, har derfor økt sin investeringsaktivitet de siste årene for å løse den interne flaskehalsproblematikken (Statnett NUP 2008).

Det forventes i fremtiden et økende norsk kraftoverskudd og økende etterspørsel fra utlandet etter fornybar kraft fra det norske systemet. Statnett ser for seg at utbyggingen av fornybar energi i Norge vil skje fortere enn en økning i norsk energietterspørsel, blant annet på bakgrunn av EUs fornybardirektiv som skal drøftes senere i oppgaven (Statnett NUP 2008). Samlet sett forventer Statnett derfor økende planleggings- og investeringsaktivitet i årene fremover. Dette gjelder både innenlands og for investeringer i kabler til utlandet. (Statnett NUP 2008:4-5).

I modellens andre scenario er også denne endringen tatt inn i modellverket. Det åpnes for investeringer i ytterligere overføringskapasitet. Det er imidlertid gjort en forenkling i modellen fordi den norske overføringskapasiteten er antatt optimalt utbygget, slik at det for Norges del kun gjelder en nasjonal pris. I virkeligheten er det i Norge 3 prisområder på grunn av manglende overføringskapasitet mellom ulike landsdeler. Særlig i midt-Norge er energiforsyningen tidvis problematisk fordi det lokalt produseres mindre energi enn det etterspørres (St.meld. 34/2006-07:105). For å kunne sikre en optimal utbygging av overføringskapasitet mot utlandet, forutsettes det at den nasjonale energiflyten så å si er perfekt. Ved interne flaskehalsener vil overskuddsenergi i et område i landet risikere ikke å komme frem til det utenlandske markedet, ikke fordi det er mangel på overføringskapasitet mellom landene, men fordi energien ikke kan transporteres fritt innad i Norge. Denne problematikken er det ikke tatt høyde for i modellen, og ved snakk om investeringer i overføringskapasitet er det derfor utbygging mellom Norge og andre land som er relevant.

3. Modellering av Norges energisituasjon – et utgangsscenario med vannkraft og gassalg

3.1 Økonomiens optimeringsproblem

Som utgangspunkt ser vi på en økonomi som produserer energi utelukkende ved bruk av vannkraft. All potensiell vannkraft antas utbygget, og det tas ikke hensyn til at nedbørsmengden kan variere. Mengden kraft som produseres er derfor gitt til enhver tid. Økonomien har mulighet til å eksportere eller importere kraft til eller fra et globalt energimarked, innenfor en viss begrensing. Prisen i det globale markedet er eksogent gitt. Samtidig har denne økonomien en mulighet til å eksportere en mengde gass til et globalt gassmarked, til en eksogent gitt gasspris. Mengden gass man kan eksportere avhenger av hvor mye som er investert i infrastruktur for frakt av gass. Disse investeringene er gitt, og følgelig finnes det en øvre grense for eksport av gass.

For å kunne handle med kraft i et globalt marked, er økonomien avhengig av en infrastruktur som tillater krafttransport. Det er i modellen satt en beskrankning på hvor mye energi som kan eksporteres eller importeres. I utgangsscenarioet er overføringskapasiteten gitt. I prinsippet kan den utvides ved investering i slik infrastruktur.

Til grunn for modellen ligger nasjonale utslippsgrenser og et kvotemarked for utslipp av CO₂. I utgangsscenarioet kommer dette markedet ikke til syne. Dette er fordi vannkraft ikke genererer utslipp av CO₂, samt at gass som selges og brukes i utlandet, ikke regnes med i det nasjonale klimaregnskapet. I det første scenarioet er det derfor ikke behov for å kjøpe utslippskvoter, og kvotemarkedet er følgelig ikke med i modellen.

Følgende variabler inngår i modellens første scenario:

$e(V)$ Total energiproduksjon i vannkraftverk. Produsert mengde energi er en funksjon av hvor mye vann som sendes gjennom turbinene. Vi antar at all vannkraftproduksjon allerede er bygget ut, og at nedbørsmengden ikke varierer, slik at denne produksjonen er gitt.

\bar{E}^{XI}	En øvre grense for energihandel. Tilsvarende overføringskapasiteten i nettet fra nasjonalt til globalt marked.
E^{XI}	Handelsvolum. $E^{XI} > 0$ ved eksport, $E^{XI} < 0$ ved import.
$E = e(V) - E^{XI}$	Nasjonalt forbruk av energi.
g_s	Gass til salg på det internasjonale marked.
$G(\bar{K}_g)$	En øvre grense for gassalg som avhenger av hvor mye som er investert i for eksempel utvinning av gass og utbygget rørkapasitet til kontinentet.
\bar{K}_g	Kapital investert i gass. Foreløpig en gitt størrelse.
P_g	Pris på gass i det globale marked (eksogent gitt).
P_e	Pris på energi i det globale marked (eksogent gitt)
$P(E)$	Lokal energietterspørsel. Antar $P(0) > P_e$

Økonomiens optimeringsproblem består i å maksimere summen av konsument- og produsentoverskudd i det nasjonale energimarkedet, med tillegg av inntektene fra salg av energi og gass i de globale markedene, gitt beskrankningene som ligger på handelsvolum.

$$\text{Max: } g_s, E^{XI} \left\{ \int_{x=0}^{e(V)-E^{XI}} P(E) dx + P_e E^{XI} + P_g g_s \right\}$$

S.t.

1. $-\bar{E}^{XI} \leq E^{XI} \leq \bar{E}^{XI}$
2. $0 \leq g_s \leq G(\bar{K}_g)$

Optimalitetsbetingelser for nasjonalt energiforbruk og energi- og gasseksport finner vi fra førsteordensbetingelsene som følger av derivasjon med hensyn på variablene for eksportert gassvolum og eksportert energivolum. Maksimeringsproblemet løses ved å sette opp Lagrangefunksjonen.

LAGRANGEFUNKSJONEN:

$$L = \int_{x=0}^{e(V)-E^{XI}} P(E) dx + P_e E^{XI} + P_g g_s - \alpha [E^{XI} - \bar{E}^{XI}] - \beta [-\bar{E}^{XI} - E^{XI}] - \gamma [g_s - G(K_g)]$$

KUHN-TUCKER BETINGELSER:

1. $\frac{\partial L}{\partial E^{XI}} = -P(E) + P_e - \alpha + \beta = 0$
2. $\frac{\partial L}{\partial g_s} = P_g - \gamma \leq 0$ ($= 0$ for $g_s > 0$)
3. $\alpha \geq 0$ ($= 0$ for $E^{XI} < \bar{E}^{XI}$), ($E^{XI} > 0$) eksport
4. $\beta \geq 0$ ($= 0$ for $-\bar{E}^{XI} < -E^{XI}$), ($E^{XI} < 0$) import

Ut fra modellens forutsetninger finnes det begrensninger for hvilke verdier de forskjellige Lagrangemultiplikatorene kan ta. Fordi den globale gassprisen er eksogent gitt, og alltid positiv, følger det at skyggeprisen på gass også alltid vil være positiv.

$$P_g > 0 \rightarrow \gamma > 0$$

α er skyggeprisen på nettkapasitet i tilfellet med eksport og β er skyggeprisen på nettkapasitet i tilfellet med import. Det er en fysisk begrensning i overføringsnettet som gjør at energien bare kan strøkke en vei av gangen. Dette innebærer at skyggeprisene for eksport og import ikke begge kan være positive samtidig. Vi har derfor kun tre mulige kombinasjoner av verdier for disse skyggeprisene.

$$\alpha > 0 \text{ og } \beta = 0$$

$$\alpha = 0 \text{ og } \beta > 0$$

$$\alpha = 0 \text{ og } \beta = 0$$

På bakgrunn av både førsteordensbetingelser og slakkehetsbetingelser finner vi to optimalitetskriterier:

1. $P_g = \gamma$

Den globale gassprisen (P_g) er i optimum lik skyggeprisen på gass (γ), som igjen er den potensielle gevinsten ved å øke eksportsranken for gass marginalt. Så lenge det ikke er variable kostnader forbundet med utvinning av gass som overstiger den globale gassprisen, vil man alltid kunne oppnå en gevinst ved å utvide kapasiteten for gasseksport (gitt at en utvidelse også er kostnadsfri). Fravær av variable kostnader impliserer også at det alltid vil lønne seg å selge gass tilsvarende det maksimale eksportvolum: $g_s = G(\bar{K}_g)$. Tolkningen av dette kriteriet betyr at det for Norge sin del vil være optimalt å eksportere all tilgjengelig gass, så lenge gassen ikke har en nasjonal, alternativ anvendelse.

2. $P(E) = P_e - \alpha + \beta$

Den nasjonale prisen på energi er i optimum lik den globale prisen på energi, pluss skyggeprisen på nettkapasiteten i tilfeller hvor nettkapasiteten er fullt utnyttet.

Den lokale prisen er lik den globale prisen $P(E) = P_e$ i tilfellet hvor nettkapasiteten ikke er fullt utnyttet. (Dette fordi $\alpha = \beta = 0$ dersom det finnes tilgjengelig nettkapasitet).

Dette betyr at økonomien bør handle energi med utlandet helt til prisene i det nasjonale og det globale markedet er like, eller til videre prisutjevning er umulig på grunn av begrenset overføringskapasitet. Så lenge prisen er lavere i det nasjonale markedet enn i det globale kan de hente inn en gevinst ved å eksportere energi til en høyere pris. For høyere pris nasjonalt enn globalt kan man hente en gevinst ved å importere energi til en lavere pris. Etter hvert som eksporten til det globale markedet øker blir det mindre energi å konsumere i det nasjonale markedet, og prisen i dette markedet vil derfor nærme seg den globale. Når prisene i de to markedene er like er det ingen ytterligere gevinst å hente på å handle energi, og økonomien er derfor optimalt tilpasset.

3.2 Økonomiens mulige utfall

Innenfor modellens første scenario kan det som nevnt oppstå tre ulike situasjoner.

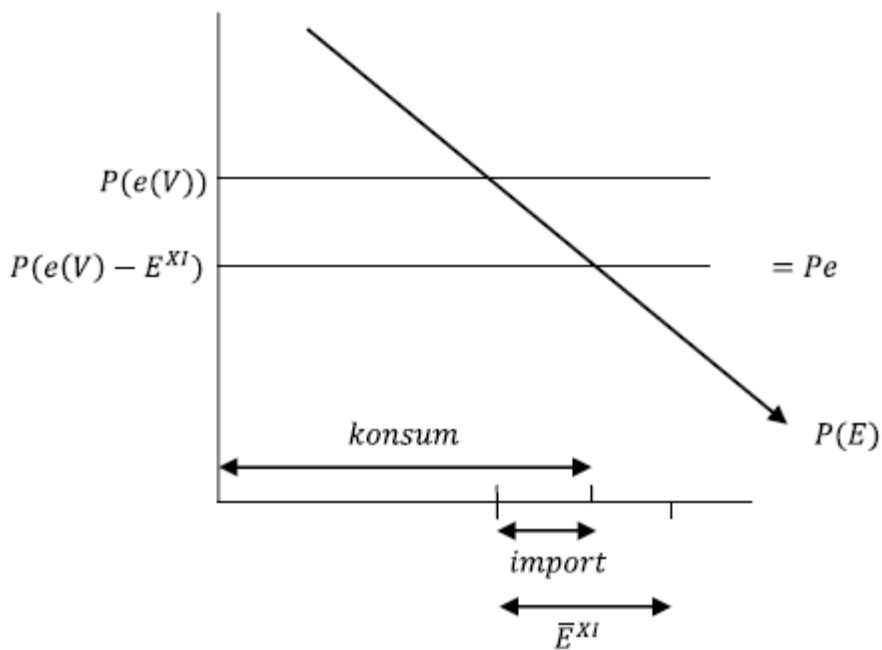
Sammenhengen $P_g = \gamma$ må gjelde i alle tre tilfellene, mens vi samtidig har tre ulike måter å kombinere skyggeprisene for handel av energi. Det er disse som legger rammene for de tre forskjellige tilfellene.

Handel innenfor nettkapasitetens begrensing

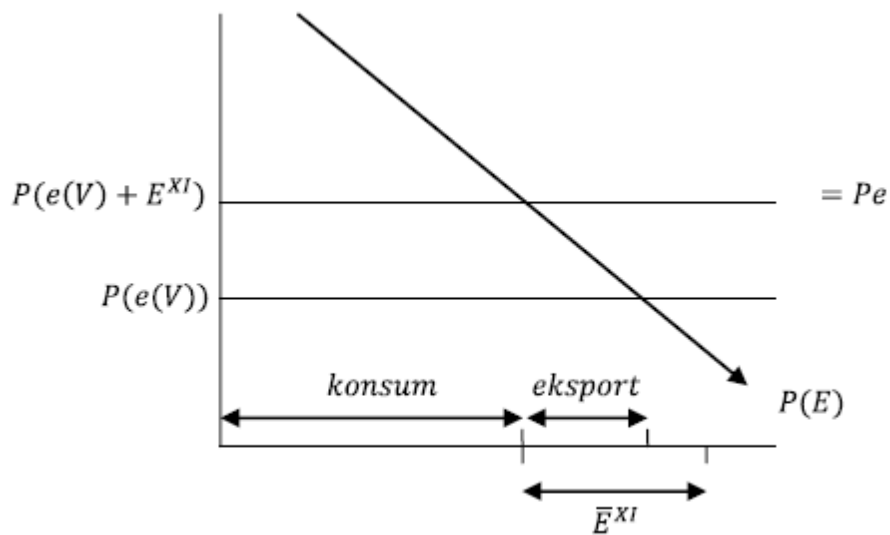
$$\alpha = \beta = 0 \rightarrow P(E) = P_e$$

Under disse forutsetningene er alt fra full utnyttelse av nettkapasiteten til ingen handel mulig. Handel kan ta form av både eksport og import. Figur 4.2.1 illustrerer begge muligheter. Så lenge nasjonal etterspørsel er slik at behovet for handel ligger innenfor handelsskranken så vil den nasjonale prisen bli lik den globale. Det finnes ingen ekstra gevinst å hente på å utvide nettkapasiteten marginalt.

FIGUR 4.2.1. IMPORT/ EKSPORT MED TILSTREKkelig OVERFØRINGSKAPASITET



Fordi den nasjonale prisen er høyere enn den globale før handel, lønner det seg å importere kraft helt til prisen er lik i begge markeder. P_e er den globale prisen etter handel.



Fordi den nasjonale prisen er lavere enn den globale før handel, lønner det seg å eksportere kraft helt til prisen er lik i begge markeder.

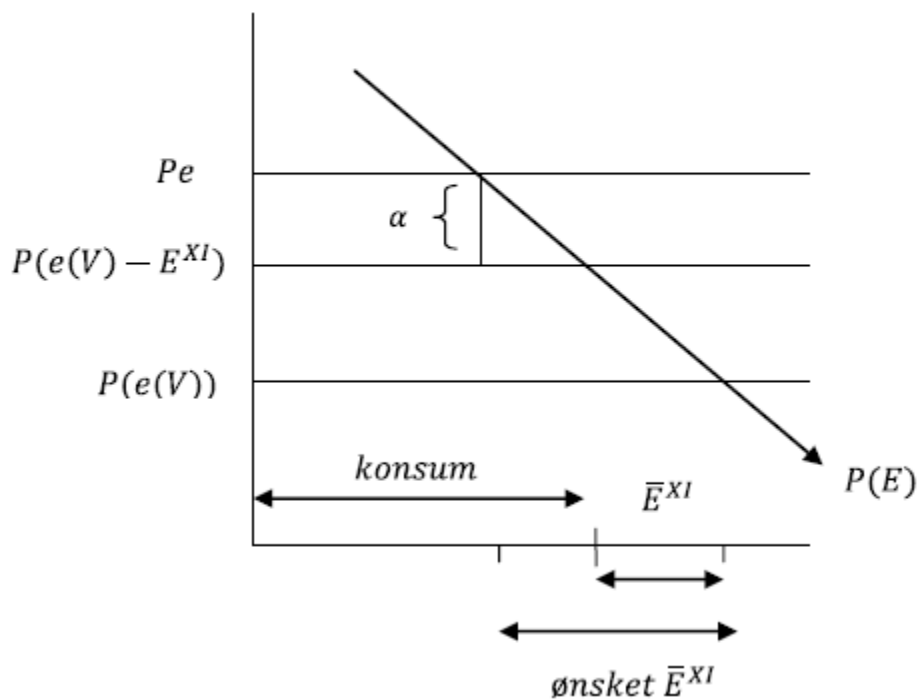
Full eksport og ønske om større overføringskapasitet

$$\alpha > 0, \beta = 0 \rightarrow P(E) = P_e - \alpha$$

For $\alpha > 0$ er $E^{XI} = \bar{E}^{XI}$ (Full eksport)

I et tilfelle som dette vil den globale energiprisen være tilstrekkelig mye høyere enn den nasjonale, slik at det for en gitt nasjonal etterspørsel vil være ønskelig å eksportere mer enn nettet har kapasitet til å overføre. Ønsket om utvidet eksportkapasitet oppstår fordi man kunne oppnådd større inntekter ved å øke salget i det globale markedet på grunn av prisforskjellen. α representerer denne prisforskjellen og betegner derfor også den ekstra gevinsten man kunne oppnådd ved å utvide nettet marginalt. Dette er illustrert i figur 4.2.2 under. Det mørke arealet representerer tapet man bærer fordi nettkapasiteten er lavere enn ønskelig, hvis vi ser bort fra at det vil være kostnader forbundet med å utvide nettkapasiteten.

FIGUR 4.2.2. EKSPORT MED LAV OVERFØRINGSKAPASITET



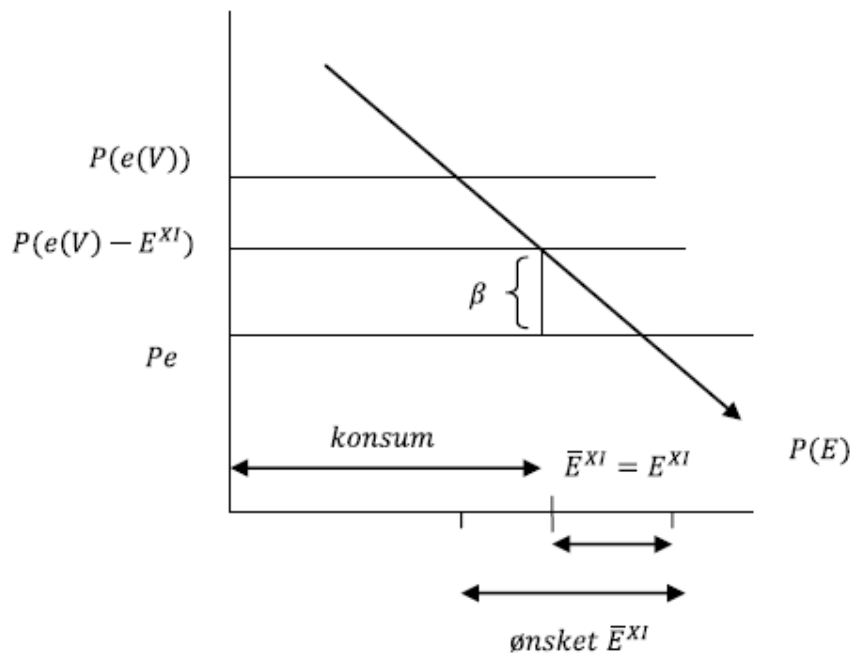
Full import og ønske om større overføringskapasitet

$$\alpha = 0, \beta > 0 \rightarrow P(E) = P_e + \beta$$

$$\text{For } \beta > 0 \text{ er } -E^{XI} = -\bar{E}^{XI} \quad (\text{Full import})$$

Dette er det motsatte tilfellet av det som er beskrevet ovenfor. Når disse sammenhengene gjelder er den nasjonale energiprisen tilstrekkelig mye høyere enn den globale slik at det er ønskelig å importere mer energi enn nettet kan overføre. β representerer denne prisforskjellen og den ekstra gevinsten man kunne oppnådd ved å utvide nettet marginalt. Dette er illustrert i figur 4.2.3. Det mørke arealet representerer igjen tapet man bærer fordi nettkapasiteten er lavere enn ønskelig.

FIGUR 4.2.3. IMPORT MED LAV OVERFØRINGSKAPASITET



Innenfor modellen, slik den hittil er skissert, vil utfallet med handel innenfor nettkapasitetens begrensning kunne pekes ut som det mest optimale. I dette tilfellet vil prisene være like både i det nasjonale og i det globale markedet, og det vil derfor ikke være flere gevinster å hente ved å bygge ut ekstra nettkapasitet. I de to andre tilfellene kunne økonomien oppnådd

gevinster ved å utvide nettkapasiteten. For at Norge skal ha en optimal utnyttelse av energien som produseres så må nettet være dimensjonert på bakgrunn av både nasjonale og globale priser, og ut fra Norges totale energiproduksjon.

4. Modelling av Norges energisituasjon – utbygging av fornybare energikilder

4.1 Optimeringsproblemet med vind- og gasskraft

Hittil har vi sett på en økonomi som produserer energi kun ved bruk av vannkraft, og som har en begrenset mulighet til å handle energi med omverdenen. I det følgende utvides modellen til å inkludere energiproduksjon gjennom vind og gasskraft. Mengden energi fra vannkraft i økonomien er den samme som før. Begrunnelsen for å gjøre denne utvidelsen er, som tidligere nevnt, Norges politiske satsing på fornybar energi.

Energien som produseres i gasskraftverk har naturlig nok gass som innsatsfaktor. Gassen som tidligere utelukkende ble solgt på det globale marked har dermed fått en nasjonal, alternativ anvendelse. I det som følger skal vi finne kriterier for optimal avveining mellom bruk av gass i energiproduksjon og for salg i det globale marked.

Vindkraft er i utgangspunktet en funksjon av både vind og kapital. Vi antar her at tilgangen på vind er ubegrenset og at produsert energi fra vind kun avhenger av kapital investert i utbygging. Overføringskapasiteten mellom det nasjonale og globale marked gjøres tilsvarende om til en funksjon av kapital. Kapasiteten kan nå utvides ved å investere i ytterligere infrastruktur. Bakgrunnen for å gjøre denne endringen i modellen er tankene om at nasjonal produksjon av energi kan komme til å øke fortere enn nasjonal etterspørsel, slik det er antatt blant annet av Statnett (Statnett NUP 2008).

Økonomien produserer nå energi i gasskraftverk og forbrenner dermed en del av den totale gassmengden nasjonalt. Dette genererer utslipp av CO₂, og det finnes en øvre grense for hvor store utslipp økonomien kan ha uten å betale for det. For utslipp utover denne grensen står økonomien ovenfor valget mellom å rense eller kjøpe kvoter for de utslipp av CO₂ som forbrenning av gassen medfører. Rensing av utslipp antas å være energikrevende prosess, og rensede utslipp er derfor en funksjon av både kapital og energi. På bakgrunn av det som er skissert introduseres en rekke nye variabler i modellen.

$F(g_e, K_f)$	Energi produsert i gasskraftverk.
g_e	Gass som innsatsfaktor i gasskraftverk.
K_f	Kapital som innsatsfaktor i gasskraftverk
$W(K_w)$	Energiproduksjon i vindparker.
K_w	Kapital investert i utbygging av vindenergi.
$G(K_g) = g_e + g_s$	Total gassmengde. Denne kan disponeres mellom salg og energiproduksjon.
K_g	Kapital som innsatsfaktor i gassutvinning. Ikke lenger gitt.
K_{XI}	Kapital i utbygging av overføringskapasitet.
$\bar{E}^{XI}(K_{XI})$	Overføringskapasiteten er nå ikke lenger gitt. Den kan utvides, men ikke bygges ned.
E^R	Energi som innsatsfaktor i renseteknologi.
K_r	Kapital som innsatsfaktor i renseteknologi.
P_k	Pris på kapital.
$R(K_r, E^R)$	Renset mengde CO2.
$z(g_e)$	Total produsert mengde CO2.
$Z = z(g_e) - R(K_r, E^R) \leq \bar{Z}$	Faktiske CO2 utslipp må være mindre eller lik en gitt utslippskvote. I det nasjonale klimaregnskapet inngår kun utslipp fra gass som forbrennes nasjonalt.

Antakelser om de nye funksjonenes egenskaper finnes i Appendiks B.

Økonomiens problem består i å maksimere konsument- og produsentoverskudd i det nasjonale energimarkedet, med tillegg av inntekter fra gass- og energisalg internasjonalt. Dette innebærer å finne optimale størrelser for salg av gass, bruk av gass i energiproduksjon, investeringer i vind, overføringsnett og rensing, samt optimal bruk av energi i rensing. Siden modellen nå er utformet slik at man optimerer med hensyn på overføringskapasitet faller denne skranken bort fra den tidligere modellen. Igjen løses maksimeringsproblemet ved å sette opp Lagrangefunksjonen.

Problemet: Max: $g_e, K_f, K_w, K_r, K_g, E^R, K_{XI}, E^{XI}$

$$\left\{ \int_{x=0}^E P(E) dx + P_e E^{XI} + P_g [G(K_g) - g_e] - P_k [K_g + K_w + K_r + K_{XI}] \right\}$$

S.t.

1. $E = e(V) + F(g_e, K_f) + W(K_w) - E^{XI}(K_{XI}) - E^R$
2. $Z = z(g_e) - r(K_r, E^R) \leq \bar{Z}$

LAGRANGEFUNKSJONEN:

$$L = \int_{x=0}^{e(V)+F(g_e, K_f)+W(K_w)-E^{XI}-E^R} P(E) dx + P_e E^{XI} + P_g [G(K_g) - g_e] - P_k [K_f + K_w + K_r + K_{XI} + K_g] - \alpha [E^{XI} - \bar{E}^{XI}(K_{XI})] - \beta [-\bar{E}^{XI}(K_{XI}) - E^{XI}] - \mu [z(g_e) - R(K_r, E^R) - \bar{Z}]$$

KUHN -TUCKER BETINGELSER

1. $\frac{\partial L}{\partial g_e} = P(E) \frac{\partial F}{\partial g_e} - P_g - \mu \frac{dz}{dg_e} \leq 0$ ($= 0$ for $g_e > 0$)
2. $\frac{\partial L}{\partial K_f} = P(E) \frac{\partial F}{\partial K_f} - P_k \leq 0$ ($= 0$ for $K_f > 0$)
3. $\frac{\partial L}{\partial K_w} = P(E) \frac{dW}{dK_w} - P_k \leq 0$ ($= 0$ for $K_w > 0$)
4. $\frac{\partial L}{\partial K_r} = -P_k - \mu \left[-\frac{\partial R}{\partial K_r} \right] \leq 0$ ($= 0$ for $K_r > 0$)
5. $\frac{\partial L}{\partial K_g} = P_g \frac{\partial G}{\partial K_g} - P_k \leq 0$ ($= 0$ for $K_g > 0$)
6. $\frac{\partial L}{\partial E^R} = -P(E) - \mu \left[-\frac{\partial R}{\partial E^R} \right] \leq 0$ ($= 0$ for $E^R > 0$)
7. $\frac{\partial L}{\partial K_{XI}} = -P_k + \alpha \frac{d\bar{E}^{XI}}{dK_{XI}} + \beta \frac{d\bar{E}^{XI}}{dK_{XI}} = 0$
8. $\frac{\partial L}{\partial E^{XI}} = -P(E) + P_e - \alpha + \beta = 0$

-
9. $\mu \geq 0$ ($= 0$ for $Z < \bar{Z}$)
10. $\alpha \geq 0$ ($= 0$ for $E^{XI} < \bar{E}^{XI}$), ($E^{XI} > 0$) eksport
11. $\beta \geq 0$ ($= 0$ for $-\bar{E}^{XI} < -E^{XI}$), ($E^{XI} < 0$) import

Utover dette gjøres en antakelse om at utslippsgrensen er nådd ($Z \geq \bar{Z}$), slik at alle CO₂-utslipp har en positiv pris. Vi lar μ betegne prisen i kvotemarkedet: $\mu > 0$. På bakgrunn av førsteordensbetingelsene, antakelsene om funksjonenes egenskaper, samt antakelsen om en positiv utslippspris skal vi nå finne de nye optimalitetskriteriene.

4.2 Økonomiens nye optimalitetskriterier

Optimal utbygging av vindkraft

$$P(E) \frac{dW}{dK_w} = P_k \quad \leftrightarrow \quad P(E) = P_k \frac{1}{\frac{dW}{dK_w}}$$

Vindkraft skal bygges ut helt til avkastningen av siste enhet vindenergi i det nasjonale markedet er lik det enheten koster å bygge ut i form av kapitalkostnader. Dette under forutsetning av at det finnes et intervall hvor utbygging i det hele tatt er lønnsomt.

Utbyggingsbetingelsen er at det for den første enheten kapital investert, er slik at verdien av den energien som produseres, er større enn kostnaden ved å investere i denne kapitalen. For $K_w = 0$ må altså følgende ulikhet gjelde:

$$P(E) \frac{dW}{dK_w} > P_k$$

Overføringskapasiteten i nettet er begrenset, og derfor er det den nasjonale prisen man må forholde seg til ved vurdering av lønnsomhet. Dette fordi man ikke kan ta for gitt at man kan selge energien på det globale marked. I de tilfellene hvor man kan selge energien ut av

landet vil prisen nasjonalt og globalt være den samme, slik at kriteriet vil holde stikk også i disse situasjonene.

En positiv utslippspris fører til investeringer i fangst og lagring av CO₂

Når utslippsgrensen er nådd har alle CO₂-utslipp fra gasskraftverk en positiv pris: $\mu > 0$, og sammenhengene under må være oppfylt.

$$-P_k - \mu \left[-\frac{\partial R}{\partial K_r} \right] \leq 0 \quad \text{For at denne skal gjelde med likhet må } K_r > 0$$

$$-P(E) - \mu \left[-\frac{\partial R}{\partial E^R} \right] \leq 0 \quad \text{For at denne skal gjelde med likhet må } E^R > 0$$

En positiv pris på utslipp innebærer at det vil investeres i renseteknologi³:

$$K_r > 0, E^R > 0 \quad \rightarrow \quad R(K_r, E^R) > 0$$

Optimal investering i renseteknologi

$$\left. \begin{array}{l} P_k = \mu \frac{\partial R}{\partial K_r} \quad \leftrightarrow \quad P_k \frac{1}{\frac{\partial R}{\partial K_r}} = \mu \\ P(E) = \mu \frac{\partial R}{\partial E^R} \quad \leftrightarrow \quad P(E) \frac{1}{\frac{\partial R}{\partial E^R}} = \mu \end{array} \right\} \quad \frac{P_k}{\frac{\partial R}{\partial K_r}} = \frac{P(E)}{\frac{\partial R}{\partial E^R}} = \mu$$

Ved å øke kapital eller energi brukt i renseteknologi marginalt, reduserer man totale utslipp med et gitt antall enheter CO₂ (henholdsvis $\frac{\partial R}{\partial K_r}$ og $\frac{\partial R}{\partial E^R}$). For konstante utslipp skal kostnaden ved å øke rensingen marginalt, med enten kapital eller energi, i optimum være lik

³ For antakelser om rensesfunksjonens egenskaper, se appendiks B.

utslippsprisen, som er det man sparer på at man ikke trenger å kjøpe utslippskvoter for det utslippet som renses. $\frac{P_k}{\partial R}$ er det det koster å rense et ekstra utslipp ved økt bruk av kapital, og $\frac{P(E)}{\partial E^R}$ er det det koster å rense et ekstra utslipp ved økt bruk av energi. Så lenge kostnaden av å øke rensingen marginalt er lavere enn CO₂-prisen, bør utslippet renses.

Optimal utbygging av gasskraft

Optimal utbygging av gasskraft krever at to kriterier oppfylles. Det første er et kriterium for optimal bruk av gass:

$$P(E) \frac{\partial F}{\partial g_e} = P_g + \mu \frac{dz}{dg_e} = P_g + P(E) \frac{\frac{dz}{dg_e}}{\frac{\partial R}{\partial E^R}} = P_g + P_k \frac{\frac{dz}{dg_e}}{\frac{\partial R}{\partial K_r}}$$

I optimum skal verdien av energien som den siste enheten gass frembringer i energiproduksjon være lik gassens verdi i dens alternative anvendelse ved salg (P_g), samt verdien av den ekstra energien eller kapitalen en trenger for å rense utslippene som følger av forbrenning av denne gassenheten. I optimum, for en gitt utslippsmengde, er kostnaden av å rense et utslipp lik kostnaden av å kjøpe en utslippskvote. Prisen på en utslippskvote er igjen lik kostnaden av å øke rensingen marginalt, med enten kapital eller energi. Som vi har sett fra kriteriet for optimal rensing, er det i optimum likegyldig om man renses eller kjøper kvoter for utslippene. Kostnadene forbundet med utslipp er de samme uavhengig av hva man velger å gjøre. Dette kriteriet sier samtidig noe om hvordan man finner optimalt salg av gass. Man bør selge gassen til global pris så lenge gassen ikke kaster mer av seg i energiproduksjon i et gasskraftverk.

Det andre kriteriet finner optimal bruk av kapital:

$$P(E) \frac{\partial F}{\partial K_f} = P_k$$

Verdien av den ekstra energien som produseres når kapitalen økes marginalt skal i optimum være lik verdien av kapitalen i dens alternative anvendelse (P_k).

De to kriteriene kan slås sammen til ett ved å sette den nasjonale energiprisen alene på den ene siden av likhetstegnet i begge likninger og så sette dem lik hverandre:

$$P_g = P_k \left[\frac{\frac{\partial F}{\partial g_e}}{\frac{\partial F}{\partial K_f}} - \frac{\frac{dz}{dg_e}}{\frac{\partial R}{\partial K_r}} \right]^4$$

I optimum skal siste enhet gass brukt i energiproduksjon være like mye verdt i energiproduksjon som ved salg til global pris. Verdien av siste enhet gass brukt i energiproduksjon er derfor P_g . Denne verdien skal igjen være lik verdien av den kapitalmengden man i optimum alternativt ville trengt for å erstatte den siste gassenheten i produksjon, fratrukket verdien av kapitalen som brukes i rensing av utslippene som oppstår ved forbrenning av gassen, for gitte utslipp. I optimum er det, for konstante utslipp, som sagt likegyldig om man øker rensingen med bruk av kapital eller energi, fordi kostnaden er den samme. I denne likheten er det tatt inn at det ekstra behovet for rensing dekkes ved å øke kapitalbruken. På samme måte som for vindkraft er det et krav om at gasskraft ikke bør bygges ut med mindre marginalinntekten av første gass- og kapitalenhet i bruk er større enn kostnaden ved kjøp av disse innsatsfaktorene.

Optimal utbygging av overføringskapasitet

$$P_k = [\alpha + \beta] \frac{dE^{XI}}{dK_{XI}} \quad \leftrightarrow \quad \alpha + \beta = P_k \frac{1}{\frac{dE^{XI}}{dK_{XI}}}$$

$${}^4P(E) = \left[P_g + P_k \frac{\frac{dz}{dg_e}}{\frac{\partial R}{\partial K_r}} \right] \frac{1}{\frac{\partial F}{\partial g_e}} = P_k \frac{1}{\frac{\partial F}{\partial K_f}} \quad \leftrightarrow \quad P_g \frac{1}{\frac{\partial F}{\partial g_e}} = P_k \left[\frac{1}{\frac{\partial F}{\partial K_f}} - \frac{\frac{dz}{dg_e}}{\frac{\partial R}{\partial K_r}} \frac{1}{\frac{\partial F}{\partial g_e}} \right]$$

Dette kriteriet krever at gevinsten ved å utvide nettet marginalt skal være lik kostnaden av å bygge ut nettet marginalt. I de tilfellene hvor nettkapasiteten er fullt utnyttet, og forskjellen i energiprisen i det nasjonale og det globale markedet er større enn kostnaden ved å bygge ut nettet marginalt, oppnår man en gevinst ved å øke overføringskapasiteten. Gevinsten ved å utvidet nettet representeres av skyggeprisene på overføringskapasitet: For full import er $\beta \geq 0$, for full eksport er $\alpha \geq 0$.

På grunn av fysiske begrensninger i nettet kan disse aldri være positive samtidig. Når disse to likevel inngår som en sum i kriteriet kan det tolkes som et vektet gjennomsnitt over tid. Selv om tid ikke er en variabel i denne modellen kan man tenke seg at det innenfor en periode kun er rom for at en av disse verdiene er positive. I løpet av et tidsrom på flere perioder vil begge disse størrelsene kunne være positive. En gjennomsnittlig gevinst vil derfor kunne beregnes hvis man vekter skyggeprisene ut fra hvor hyppig hver av dem er positive. Gjennomsnittlig verdi av utvidet nett avhenger derfor av hvor ofte nettkapasiteten er fullt utnyttet, altså hvor ofte skyggeprisene er positive, og hvor høye skyggeprisene er i periodene med full nettutnyttelse. Jo oftere disse skyggeprisene er positive, og jo høyere de er, desto større er gevinsten ved utvidet nettkapasitet.

Utbyggingsbetingelsen er at det for den første enheten kapital investert må være slik at inntekten fra handel i det omfang som nettet utbygget av denne enheten kapital tillater er større enn kostnaden ved å bygge nettet. Hvis det for $K_{X1} = 0$ er slik at er betingelsen oppfylt.

Optimal utvinning av gass

$$P_k = P_g \frac{dG}{dK_g}$$

Investeringer i gassutvinning bør øke helt til det du tjener på å selge den siste gassenheten til global pris er lik kostnaden av kapitalen som er brukt til utvinning av denne gassen.

5. Modellens kriterier og lønnsomhetsvurderinger

Modellen gir kriterier for kostnadseffektivitet ved optimering med hensyn på de endogene variablene. For å kunne si noe om lønnsomhet ved utbygging av ulike typer alternativ energi per i dag, har jeg funnet tall fra ulike kostnadsanalyser for vindkraftverk og gasskraftverk. Tallene for bygging av vindkraft og gasskraft er hentet fra NVE, mens tallene for rensing av CO₂ er hentet fra IPCC (2005). Tallene for rensing av CO₂ er derfor ikke primært beregnet ut fra norske forhold. Dette bør likevel ikke være et problem, da kostnadene knyttet til et CO₂-renseprosjekt vil kunne antas å være tilnærmet like på internasjonal basis. Uansett hvor i verden man bygger et CO₂-renseanlegg vil det kreve internasjonal ekspertise og store investeringer i spesifikk teknologi som foreløpig kun er på et forsøksstadium. Derfor går jeg ut fra at kostnadene oppgitt av IPCC (2005), forbundet med rensing av CO₂ også vil være relevante estimater for norske forhold. Det skal understrekes at tallene som det refereres til er basert på svært gjennomsnittlige betraktninger. De bør derfor ikke tolkes som absolutte størrelser, men heller betraktes som omtrentlige estimater som man kan tenke på som et utgangspunkt.

5.1 Vurdering av lønnsomhet i vindkraftprosjekter

Modellens kriterium for optimal utbygging av vindkraft sier at kostnadene ved kjøp av den kapitalen man trenger for å fremskaffe en enhet energi, må være lavere enn, eller lik, det man tjener på å selge denne energienheten i det nasjonale markedet. Jeg skal i det videre bruke at en enhet energi tilsvarer en kilowatttime (kWh).

5.1.1 Vindkraft med fundamentering til havs

At landbaserte vindparker har en synlig negativ miljøpåvirkning brukes av Lavutslippsutvalget som et argument for å bygge ut vind på grunt vann (NOU 18/2006:84). NVE anslår at bygging av en vindpark tar ett år (NVE 1/07:7). Hvis man tenker at utbygging av en vindpark starter i dag, må prisen på energi i Norge om ett år være like høy som, eller høyere enn, kapitalkostnadene ved bygging og drift av vindparken, brutt ned til øre per kilowatttime. Dette er kravet for at man kostnadmessig skal kunne forsvare bygging av

denne vindparken. De langsiktige kontraktene på Nord Pool er markedets egen vurdering av hva prisnivået vil ligge på frem i tid. I dag er det for 2010 inngått kontrakter for salg av energi til en pris på 31,25 øre/kWh⁵. Kostnader ved utbygging av vindkraft er imidlertid varierende fra prosjekt til prosjekt. NVE har imidlertid laget kostnadsanalyser for vindparker både til lands og til havs. Med en forventet levetid på 20 år gir NVE et eksempel på en offshore vindpark med installert effekt på 200 MW, som har totale årlige kostnader inkludert nettilknytning, på 1700 kr/kWh⁶. De har benyttet en kalkulasjonsrente på 6%.

Kalkulasjonsrenten bestemmes på bakgrunn av i hvilken grad prosjektet utsettes for systematisk risiko, og energiprojekter antas å ha gjennomgående høy risiko (NVE 1/07:8). Når vindparken antas å være i drift 3000 timer i året bryter de samlede kostnadene ned til 57 øre/kWh, (58,6øre/kWh)⁷ (NVE 9/08:15). Det oppgis samtidig at midlere utbyggingskostnad for vindparker bygget etter 2002 er 14.000 kr/kW (NVE 9/08:11), noe som er høyere enn kostnaden på 12.600 kr/kW som er brukt i eksemplet. Hvis man isteden legger denne høyere kostnaden til grunn i det samme eksemplet, endres kostnadene til 60,8 øre/kWh, (62.8 øre/kWh)⁸.

Ved å sammenligne markedets energipris ett år frem i tid med kostnadene i dette eksemplet, uansett om man legger eksemplets eller midlere utbyggingskostnad til grunn, tilsier modellens kriterium at denne offshore vindparken per i dag er ulønnsom og ikke bør bygges.

⁵ Nord Pool: Kontrakter for 2010 inngått 7.04.2009: høyeste kontraktpris 35,55 euro/MWh, laveste kontraktpris 35,4 euro/MWh. Gjennomsnittet av disse: 35,475 euro/MWh og dette tilsvarer, til en vekslingskurs per 7.04.2009 på 8,81 NOK/Euro, tilnærmet 31,25 øre/kwh. For kontrakter inngått 20.04 er denne prisen 33,57 øre/kWh.

⁶ Foreløpig finnes ingen norske vindparker på grunt vann og disse tallene er basert på prosjekter i Sverige, Danmark, Irland og Storbritannia (NVE 01/07:34).

⁷ I parentes angis beregningen for det samme eksemplet, men med en kalkulasjonsrente på 6,5%. Dette for å lette sammenligningen med andre rapporter som har lagt til grunn denne høyere kalkulasjonsrenten for vindkraft. Grunnen til at man bruker ulike kalkulasjonsrenter for ulike prosjekter er at risikoen vurderes ut fra hvert tilfelle. For utregninger se appendiks C.

⁸ I parentes angis beregningen for eksemplet med midlere utbyggingskostnader på 14.000 kr/kW, men med en kalkulasjonsrente på 6,5%.

Kontrakter for 2010 selger som sagt til 31,25 øre/kWh, og kostnadene i vindkraft varierer fra 57-62,8 øre/kWh. Hvis man ser på markedsprisen fra inngåtte kontrakter for kraftsalg frem i tid, øker den jevnt over de neste fem år fra 31,25 øre/kWh i 2010 til 39,13 øre/kWh i 2014⁹. Lenger frem i tid er det i dag ikke inngått kontrakter i det nordiske kraftmarkedet. Vi ser at heller ikke i 2014 vil denne vindparken være lønnsom, gitt at faktisk pris i markedet om fem år er lik forventet pris for 2014, og at kostnadene ikke endres.

5.1.2 Vindkraft på land

Total investeringskostnad for utbygging av landbasert vindkraft varierte i 2008 fra 11.000-15.000 kr/kW. Kostnaden var i 2008 forventet å stige til mellom 13.000-18.000 kr/kW innen 2013 på grunn av økende etterspørsel etter vindturbiner, samt økte stålpriser.

Gjennomsnittlig total kostnad i 2008 var 12.800kr/kW, og var forventet å stige til 15.500 kr/kWh innen 2013, og så flate ut (NVE 18/08:22).

Etter høsten 2008 har verdenssituasjonen endret seg drastisk på grunn av finanskrisen, og fremtidig utvikling er derfor vanskelig å predikere. Et fortsatt sterkt, internasjonalt fokus på fornybar energi kan tyde på at etterspørselen etter vindturbiner ikke vil avta i nevneverdig grad. Stålpriser og andre råvarepriser er det imidlertid vanskelig å si noe om hvordan vil utvikle seg, innenfor en ramme på 3-5 år. Vi skal her likevel anta at det er rimelig å legge NVEs forventede og gjennomsnittlige utbyggingskostnader for 2013 til grunn for den fremtidige utviklingen. Hvis vi på toppen av disse kostnadene legger til forventede driftskostnader på 13 øre/kWh (NVE 18/08:24) for scenarioene for henholdsvis 2008 og 2013, vil man med en kalkulasjonsrente på 6,5% og forventet levetid på 20 år finne at de bryter ned til en samlet kostnad på 51,12 øre/kWh for gjennomsnittsprosjekter bygget i 2008, og en samlet kostnad på 59,16 øre/kWh for gjennomsnittsprosjekter i 2013¹⁰. Forutsetningen er at vindparken har en brukstid på 3000 timer i året.

⁹ Nord Pool: Kontrakter for 2014 inngått 7.04.2009: Høyeste kontraktpris: 45,4 €/MWh, laveste kontraktpris 43,45 €/MWh. Gjennomsnitt av disse 44,43 €/MWh eller 39,13 øre/kWh. Alle tall hentet fra Nord Pool for fremtidig kraftpris er beregnet på denne måten og til en vekslingkurs per 7.04.2009 på 8,81 €/NOK. Per 20.04 er denne prisen 40 øre/kWh.

¹⁰ Se appendiks C for utregninger.

I 2008 var gjennomsnittlig kraftpris gjennom året på landsbasis 38,5 øre/kWh i Norge¹¹. I dag er det inngått fremtidskontrakter på kraft i 2013 til 38,4 øre/kWh¹². Sammenligner vi gjennomsnittlige kostnadsanslag for 2008-prosjekter med faktisk, gjennomsnittlig kraftpris på landsbasis for 2008, og gjennomsnittlig kostnadsanslag for 2013-prosjekter med dagens langsiktig kontraktpris for 2013, ser vi at ingen av gjennomsnittsprosjektene er lønnsomme. Samlede kostnader for gjennomsnittsprosjekter i 2008 var som nevnt 51,12 øre/kWh, mens gjennomsnittlig energipris var 38,5 øre/kWh. Samlede kostnader for gjennomsnittsprosjekter i 2013 er beregnet til 59,16 øre/kWh, mens fremtidig kontraktpris for 2013 i dag er 38,4 øre/kWh. Hvis fremtidige energipris- og kostnadsberegninger for 2013 faktisk skulle vise seg å bli en realitet, tilsier disse tallene at gjennomsnittlige vindkraftprosjekter blir mindre lønnsomme de neste 4 år, på grunn av økning i utbyggingskostnader.

Det må imidlertid nevnes at det er en viss usikkerhet knyttet til hvordan energiprisene vil utvikle seg over tid. Kontraktprisen på kraft for 2013 viser en negativ utvikling det siste halvåret. Hvis vi ser på energiprisen for 2013 lagt til grunn av NVE i september 2008, som var et gjennomsnitt av prisen på 3-års forwardkontrakter gjennom et halvt år, var denne på 45 øre/kWh. Denne energiprisen ble forventet å holde seg stabil frem til 2025. (NVE 18/08:23). Den gjennomsnittlige prisen på kontrakter på Nord Pool for 2013 er i dag, som tidligere nevnt, 38,4 øre/kWh. På et halvt år synes dermed 2013-prisen på kraft å ha falt betraktelig. Forskjellen mellom 2013-prisen per september 2008 og per april 2009 er betydelig i forholdt til vurdering av lønnsomhet og innebærer at færre vindprosjekter nå enn da vil regnes som lønnsomme. Det er av NVE anslått at de mest lønnsomme vindprosjektene kan drives til en kostnad på 35-40 øre/kWh (SSB 2006). De mest lønnsomme vindprosjektene vil dermed være lønnsomme til den 2013-prisen som NVE la til grunn i september 2008 (45 øre/kWh), men bare knapt til den 2013-prisen som det selges fremtidskontrakter til i dag (38,4 øre/kWh). Det kan nevnes at heller ikke til kontraktprisen for 2013 som NVE la til grunn i september vil et gjennomsnittlig 2013-prosjekt være lønnsomt (kontraktpris 45 øre/kWh, kostnad 59,16 øre/kWh). Utover dette kommer frem i en følsomhetsanalyse gjort av NVE at økonomien i vindkraftprosjekter er langt mer følsom for endringer i antall fullasttimer, enn for endringer i investeringskostnadene. Dette

¹¹ Se appendiks D.

¹² Nord Pool 27.04.2009: Høyeste kontraktpris 44,4€/MWh laveste kontraktpris 42,75€/MWh. Til en vekslingskurs på 8,81 NOK/€ blir gjennomsnittet av dette 38,4 øre/kWh.

impliserer at lønnsomheten i vindkraft til syvende og sist står og faller på vindressursen. Desto viktigere er det altså å finne gode lokaliseringer av vindparker (NVE 18/09:29).

Hvis energiprisen i 2013 faktisk blir liggende nærmere dagens 2013-kontraktpris enn 2013-kontraktprisen per september 2008, ser selv de billigste vindkraftprosjektene ut til å ha en mager fremtid her til lands. Noe som imidlertid kunne veid opp for den lavere prisen er kostnadene. Hvis kostnadene var forventet å falle på grunn av teknologisk fremgang eller lavere råvarepriser, kunne vindkraftprosjektene blitt billigere. Skal vi tro NVE ser prisutviklingen heller ut til å gå motsatt vei de nærmeste årene, på grunn av stor etterspørsel etter vindturbiner. Utviklingen i kostnadene er derfor med å forsterke inntrykket av at det gjennomsnittlige vindkraftprosjekt i 2013 vil være ulønnsomt. Hvis vi legger sammen den siste tids utvikling i kostnader og fremtidig energipris, tegnes det et dystert bilde av lønnsomheten av fremtidige norske vindkraftprosjekter.

5.2 Lønnsomhetsvurdering av CO₂-fangst og lagring

5.2.1 Modellens kriterium

Forbrenning av gass medfører utslipp av CO₂, og for alle utslipp må det kjøpes utslippskvoter til den prisen som kvotemarkedet gir opphav til. Et resultat i denne modellen er at det for positive utslippspriser alltid vil investeres i renseteknologi. Det ligger en forutsetning til grunn for modellen, som tilsier at det for enhver utslippspris større enn null vil finnes en viss mengde utslipp som det lønner seg å rense, heller enn å kjøpe kvoter for. Implisitt betyr dette det er relativt billig å rense de første utslippene, noe som følger av at rensesfunksjonen har avtakende skalautbytte¹³. Hvor stor andel av utslippene som renses vil avhenge av prisen i kvotemarkedet. I optimum er kravet at kostnaden av å rense et utslipp skal være den samme som kvoteprisen. Det betyr at man skal øke investeringene i renseteknologi så lenge det er billigere enn å kjøpe kvoter. I optimum er det derfor likegyldig om man velger å rense utslippet, eller betale markedets CO₂-pris.

¹³ Se appendiks B om funksjonsformer.

5.2.2 Kostnader ved fangst og lagring

Ut fra modellens krav skal det optimalt sett være slik at kostnadene ved rensing av CO₂ er lik prisen på CO₂ i kvotemarkedet. IPCC (2005) har laget en oversikt over kostnader forbundet med systemer for fangst og lagring av CO₂ (carbon capture and storage systems, her kalt CCS-systemer). Kostnadene varierer ut fra steds spesifikke faktorer, som tekniske løsninger ved selve gasskraftverket, transportdistansen for komprimert CO₂, og forskjellige karakteristika ved lagringsstedet.

Det er likevel intensiv bruk av energi ved komprimering av CO₂ i fangstfasen som utgjør den største kostnadskomponenten. Bruk av fangstteknologi ved et kombikraftverk drevet med naturgass er anslått å øke forbruket av energi med 16%, noe som medfører at kostnadene øker med 8-16 øre/kWh. Transport og lagringskostnader er anslått til å føre til en ytterligere kostnadsøkning på (-3,4) til 3,4 øre/kWh¹⁴. Muligheten for negative kostnader oppstår fordi det ved lagring av CO₂ i oljefelter kan finnes en positiv gevinst i form av økt oljeutvinning, såkalt enhanced oil recovery (EOR). CCS-systemer reduserer utslipp per produserte kilowattime med omtrent 85%, men medfører en kostnadsøkning i energiproduksjonen på 40-70%. (IPCC 2005:341-343).

Modellanalyser fra IPCC (2005) tilsier at det er liten sannsynlighet for at det vil bygges og driftes CCS-systemer i særlig omfang, uten en miljøpolitikk som begrenser utslippene av CO₂ betraktelig, og derfor gir en høy pris på CO₂ i kvotemarkedet. Lønnsomheten av CCS-teknologi er forventet å øke ettersom de politiske kravene til utslippsbegrensing skjerpes. Med en streng miljøpolitikk på plass hevder IPCC (2005) at CCS-systemer vil være konkurransedyktige med andre storskala rensalternativer for en kvotepris på 170-200 kr/tCO₂¹⁵. (IPCC 2005:341-3).

La oss nå se på totale renskostnader ved bruk av CCS-systemer. Fordi prosessen med fangst og lagring er så energikrevende, og denne teknologien benyttes nettopp i produksjon av

¹⁴ IPCC (2005) oppgir en fangstkostnad på 1,2-2,4 US\$ct/kWh. Til en vekslingskurs per 20.04.2009 på 6,73 NOK/USD tilsvarer dette 8-16 øre/kWh. De oppgir en transport og lagringskostnad på -0,5 til 0,5 US\$ct/kWh, som til samme kurs tilsvarer -3,37 til 3,37 øre/kWh.

¹⁵ IPCC (2005) oppgir kvotepriser på 25-30 US\$ som tilstrekkelige. Til vekslingskurs per 20.04.2009 på 6,73 NOK/USD tilsvarer dette 168,25 – 201,9 kr/t CO₂. For alle omregninger fra US\$ til NOK i kapitlet om fangst og lagring har jeg brukt denne vekslingskursen.

energi, må bruk av både kapital og gass som innsatsfaktorer følgelig øke ved installering av CCS-systemer. IPCC (2005) anslår at gassforbruket øker med 11-12% (IPCC 2005: 347), og kapitalkostnaden øker med nesten 80% når man integrerer et CCS-system i et gasskraftverk (IPCC 2005: 341). Som et resultat av økt gassforbruk produserer et CCS-gasskraftverk totalt sett mer CO₂ enn et gasskraftverk uten installert renseteknologi.

Fordi man må korrigere for denne høyere CO₂-produksjonen bruker man to begreper når man snakker om rensesultater: Fanget CO₂, og unngått CO₂. Fanget CO₂ er den mengden CO₂ som faktisk sendes ned i bakken fra et gasskraftverk med CCS. Unngått CO₂ er den mengden CO₂ som verden nå unngår utslipp av, og tilsvarer den mengden CO₂ som ville ha blitt sluppet ut fra det samme gasskraftverket hvis det ikke hadde installert renseteknologi. Unngått mengde CO₂ vil alltid være mindre enn fanget mengde CO₂, og omregnet i antall kroner vil derfor kostnaden per unngått utslipp av CO₂ være høyere enn per fanget mengde CO₂. Rensekostnadene representeres best som kostnadene av unngåtte utslipp, fordi dette er det reelle rensbidraget (IPCC 2005:347). IPCC (2005) anslår renskostnadene for unngåtte utslipp til å variere mellom 250-500 kr/tCO₂, og for fanget utslipp til å variere mellom 220-380 kr/tCO₂ (IPCC 2005:343).

Hvis vi skal se på dagens kvotepriser og sammenlikne disse med resultatene for renskostnader ut fra modellens kriterium, ser vi at CSS-teknologi er langt fra lønnsomt. Dagens kvotepris i det europeiske markedet ligger på ca 110 kr/tCO₂. Prisen på fremtidskontrakter for CO₂-kvoter i 2014 ligger i dag på ca 150 kr/tCO₂ (Point Carbon 2009) Heller ikke til denne fremtidige kvoteprisen vil CCS-systemer være lønnsomme, gitt at kostnadene knyttet til teknologien ikke faller innen 2014. Kostnader i forbindelse med bygging og drifting av CCS-systemer forventes imidlertid å falle over tid, som et resultat av teknologiske forbedringer (IPCC 2005:341). Hvor fort de vil falle når denne teknologien kommer i bruk er det dessverre umulig å si. Per i dag finnes det ingen fullskala anlegg for CO₂-fangst og lagring installert ved gasskraftverk (Torvanger 2009).

Man kan imidlertid stusse litt over sammenligningen IPCC (2005) gjør av kvotepriser og renskostnader. De kommer med et utsagn om at CCS-systemer vil være konkurransedyktige for kvotepriser på 170-200 kr/tCO₂, mens de selv oppgir en kostnad av CCS-systemer som overskrider dette, uansett om man tar utgangspunkt i fanget eller unngått utslipp. Estimerte renskostnader for unngåtte utslipp varierer som nevnt mellom 250-500 kr/tCO₂, og for

fanget utslipp varierer de mellom 220-380 kr/tCO₂ (IPCC 2005:343). For kostnadmessig å kunne forsvare bruk av renseteknologi kreves derfor en kvotepris på minst 220-250 kr/tCO₂.

Vi kan gjøre en tilsvarende sammenlikning som bygger opp under denne konklusjonen. NVE har i sine analyser kommet frem til at en kvotepris på 100 kr gir en ekstra kostnad på omlag 3,5 øre/kWh i et kombikraftverk drevet på naturgass (NVE 1/07:41). Tar man utgangspunkt i de laveste fangstkostnadene IPCC (2005) regner som mulige, samt antar at man får full gevinst fra EOR, er de totale tillegskostnadene ved rensing 4,6 øre/kWh (8 øre/kWh for fangst, og -3,4 øre/kWh for transport og lagring) (IPCC 2005:341). Sammenlikning av disse resultatene tilsier på samme måte, som sammenlikningen over, at det er billigere å kjøpe kvoter for utslippene enn å rense dem, selv når man tar utgangspunkt i det laveste kostnadsanslaget for CCS-systemer.

Det bør nevnes at NVEs og IPCCs tall ikke er umiddelbart sammenlignbare. NVEs analyse tar utgangspunkt i en gasspris på 1,5 kr/sm³. Med denne prisen får de gassutgifter på 26,3 øre/kWh (NVE 1/07:15). IPCCs analyse tar utgangspunkt i en gasspris på 18,8-29,6 kr/Gj (IPCC 2005:343), som omregnet til tilsvarende størrelser som NVE bruker, gir en gasskostnad på 6,8-10,6 øre/kWh¹⁶. NVEs beregninger legger altså til grunn en gasspris som er høyere enn den IPCC bruker. Hvis gassprisen er slik som NVE oppgir, tilsier det at kostnaden ved rensing er høyere enn hva IPCC (2005) anslår, da gass inngår som innsatsfaktor i produksjon av den ekstra energien som må til for å drive rensesprosessen. I lys av dagens kvotepriser vil dette bety at CCS-systemer er enda lenger unna lønnsomhet enn det tallene fra IPCC (2005) tilsier.

5.3 Vurdering av lønnsomhet i gasskraftverk

5.3.1 Modellens kriterium

I modellen er produksjon av energi i gasskraftverk en funksjon av kapital og gass. Begge innsatsfaktorer må være tilstede for å kunne produsere energi, og produksjonsvolumet kan

¹⁶ En gigajoule tilsvarer 277,8 kWh. <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>: Unit Converter

justeres ved å endre en, eller begge innsatsfaktorer. Modellens kriterium for utbygging av gasskraft sier at kostnadene ved å øke energiproduksjonen marginalt, og med hver av innsatsfaktorene, i optimum skal være den samme, for en gitt mengde utslipp. Videre er det i optimum krav om at kostnadsøkningen som følger av marginal produksjonsendring skal være lik prisen på energi i det nasjonale markedet, slik at det man har av utgifter i produksjon av siste energienhet dekkes inn av inntektene.

I det videre skal vi anta at produksjon av energi i gasskraftverk skjer med den optimale kombinasjon av kapital og gass. Den viktigste delen av modellens kriterium for å kunne vurdere lønnsomhet, er kravet om at produksjonskostnaden skal være lik energiprisen i det nasjonale markedet, som er det man tjener på å selge energien.

5.3.2 Sammenligning av kostnader og energipriser

I gasskraftverk er kostnadene mer komplekse enn i vindkraftverk, fordi de i tillegg til kapitalkostnader også avhenger av gassprisen. Det finnes ulike typer gasskraftverk, og kostnadene varierer mellom de ulike variantene. Fordi Norge har bygget gasskraftverket på Kårstø, som er et kombikraftverk drevet på naturgass, vil jeg presentere tall for denne type anlegg¹⁷. Kostnadstallene jeg bruker her er igjen hentet fra beregninger gjort av NVE. Fordi mange faktorer er med å påvirke kostnadsbildet, må tallene kun betraktes som veiledende (NVE 1/07:7).

Produksjonskostnadene angis med brukstid og brenselpris som parametere. NVE legger til grunn at antall fullasttimer per år er 7400¹⁸, og at prisen på gass er 1,5 kr/Sm³.

Kapitalkostnadene i et anlegg med 400 MW installert ytelse er beregnet til å være 5208 kr/kW-el, og driftskostnadene er anslått til 44 kr/kW-el per år. Samlet bryter disse kostnadene ned til 5,8 øre/kWh. Kostnader forbundet med bruk av gass utgjør 26,3 øre/kWh, og total produksjonskostnad blir dermed 34,2 øre/kWh. For de parameterverdiene som er lagt til grunn utgjør gasskostnadene omtrent 75% av samlede produksjonskostnader, og det

¹⁷ Legg merke til at kostnadstallene gjelder for kombikraftverk generelt, og ikke for Kårstø spesielt.

¹⁸ Antall fullasttimer er den tiden kraftverket er i normal drift i løpet av et år.

er derfor åpenbart at kostnadene ved energiproduksjon i gasskraftverk er svært følsomme for endringer i gassprisen. (NVE 1/07:15).

I et gasskraftverk som ikke rens utslippene må det kjøpes kvoter for de mengdene CO₂ som genereres ved forbrenning av gass. NVE anslår at en kvotepris på 100 kr/tCO₂ medfører en ekstra kostnad på omtrent 3,5 øre/kWh. Produksjonskostnad inkludert CO₂-avgift blir 37,7 øre/kWh (34,2 + 3,5 øre/kWh) (NVE 1/07:41). Ved sammenligning av disse kostnadene med dagens energipriser ser vi at denne produksjonen så vidt er lønnsom, i hvert fall hvis vi sammenligner med gjennomsnittlig energipris i Norge for 2008 på 38,5 øre/kWh.

I sammenlikningen over kjøpes det kvoter for alle utlipp fra gasskraftverk, istedenfor at man investerer i renseteknologi. I modellen vil det for all energiproduksjon i gasskraftverk automatisk investeres i rensing når kvoteprisen er positiv. På grunn av forutsetningene om rensesfunksjonens egenskaper, er det alltid billigere å rens en viss mengde av utslippene heller enn å bare kjøpe kvoter. Dette kan tolkes på to måter. En tolkning er at det vil investeres i rensing ved noen gasskraftverk, og ved andre ikke, slik at det totalt sett renses noe. En annen tolkning er at hvert gasskraftverk investerer i rensing helt til det blir dyrere å rens enn å kjøpe kvoter¹⁹. For de resterende utslippene som genereres i produksjon betaler man markedets CO₂-pris.

I realiteten viser det seg at det for hvert enkelt gasskraftverk handler om å rens eller ikke rens. Investering i renseteknologi er dyrt, og spørsmålet er om det er lønnsomt å installere en teknologi som kan rens 85% av totale utlipp, eller om man heller skal kjøpe kvoter for alle utslippene ved hvert enkelt gasskraftverk. Det blir derfor den første tolkningen som gjør seg gjeldende. Å skulle bruke denne tolkningen i Norge sitt tilfelle blir likevel noe spesielt, da vi foreløpig kun har ett gasskraftverk. Tolkningen vil bli mer relevant hvis norsk energiproduksjon skulle utvikle seg slik lavutslippsutvalget ser for seg i sitt referansescenario, hvor en større andel av Norges totale energiproduksjon skjer i gasskraftverk. Inntil videre forblir likevel konklusjonen for Norges del at det ikke er lønnsomt å benytte renseteknologi fremfor å kjøpe kvoter, selv om det går imot modellens resultat om at noen utlipp alltid renses.

¹⁹ Basert på forutsetningen om at rensesfunksjonen har avtakende skalautbytte.

5.4 Optimal investering i overføringskapasitet

5.4.1 Modellens kriterium

Modellens kriterium for utbygging av overføringskapasitet krever at kostnaden og gevinsten ved en marginal utvidelse av nettet skal være lik hverandre. Hvis man ser på to markeder, som i utgangspunktet ikke har noen utveksling av energi mellom seg, er gevinsten ved en marginal utbygging av overføringskapasitet den samme som prisforskjellen mellom de to markedene. Når forskjellen i energiprisene mellom markedene er større enn kostnaden ved å bygge ut nettet marginalt, oppnås det en netto gevinst ved å øke overføringskapasiteten. Prisforskjellen mellom markedene, som tilsvarer brutto gevinst, representeres i modellen av skyggeprisene for henholdsvis import (β) og eksport (α). Størrelsen på skyggeprisene vil variere negativt med omfanget av tilgjengelig overføringskapasitet. Når overføringskapasiteten er tilnærmet lik null vil skyggeprisene representere prisforskjellen mellom to isolerte markeder. Når overføringskapasiteten nærmer seg et omfang som er tilstrekkelig for å klarere prisene i de to markedene, er skyggeprisene tilnærmet lik null. Når utbygget overføringskapasitet er tilstrekkelig til å klarere markedene, er potensialet for å tilegne seg gevinster derfor uttømt.

Fordi elektrisiteten kun flyter en vei av gangen, er aldri de to skyggeprisene positive samtidig. Nord Pool oppgir tall for energiflyten fra time til time. Per time er enten skyggeprisen for import eller for eksport positiv, avhengig av hvor prisen er høyest og lavest. For lavere pris i utlandet enn i Norge vil energien flyte til Norge, og skyggeprisen for import vil være positiv. For høyere pris i utlandet enn i Norge vil energien flyte til utlandet, og skyggeprisen for eksport vil være positiv. I de tilfellene der energiprisen er lik i begge markeder er begge skyggeprisene lik null.

5.4.2 Prisforskjeller mellom land og kostnader i nettutbygging

Tallene vi nå skal se på er oppgitt som gjennomsnittlig prisforskjell per dag. I løpet av en dag har et marked enten netto eksport eller netto import av energi, og dermed er det også en daglig netto prisdifferanse mellom markedene som handler, som er enten positiv eller negativ. Er prisdifferansen mellom Norge og utlandet positiv, har vi netto import, og vice

versa. Når overføringskapasiteten mellom de nordiske landene ikke er uttømt, fungerer alle landene som ett marked med en felles pris. Når det oppstår flaskehals, deles markedet opp i nasjonale prissoner som kan handle seg imellom, kun begrenset av tilgjengelig overføringskapasitet²⁰ (Nord Pool 2/2009).

Istedenfor å se på det norske energimarkedet kontra ett globalt energimarked slik modellen fremstiller det, skal vi se på det norske markedet kontra andre lands markeder hver for seg. De nordiske landene fungerer sjelden som ett felles marked.

Det kan og nevnes at det ikke bare er i de tilfellene hvor det er en forskjell i energiprisene mellom land at overføringskapasiteten har en verdi. I de tilfellene da energiprisen i begge markeder er lik, fordi den jevnes ut nettopp på grunn av handel på tvers av markedene, har man en velferdsgevinst som tilsvarende forskjellen mellom den nasjonale prisen man ville ha hatt i fravær av overføringskapasitet, og den prisen som klarerer, og gjør begge markedene om til ett felles marked.

Tabell 5.4.1. oppgir gjennomsnittlige prisdifferanser for 2008 mellom Norge og Sverige, Danmark²¹, Tyskland og Nederland.²² Vi ser at prisdifferansene mellom Norge og andre land

²⁰ Norge var delt opp i henholdsvis to og tre prissoner i 2008. I det videre skal vi likevel anta at Norge internt har tilstrekkelig overføringskapasitet mellom Nord og Sør, og derfor hadde en felles pris i de to/tre regionene. Prisene det tas utgangspunkt i for Norge er derfor et (uvektet) gjennomsnitt mellom prisene i regionene NO1, NO2 og NO3. I de periodene det bare var to regioner er landsprisen regnet som et uvektet gjennomsnitt av regionene NO1 og NO2. Se appendiks E for beregning av gjennomsnittsprisen og for tall for de to/tre regionene.

²¹ Danmark er delt i to prissoner, en for øst (DK1) og en for vest (DK2). På samme måte som for Norge har jeg laget en gjennomsnittlig pris for hele Danmark. Se appendiks E for beregning av gjennomsnittsprisen og for tall for de to regionene.

²² For beregning av prisdifferanser se appendiks E.

varierer, og gevinsten Norge kan hente ved å utvide nettet til forskjellige land, er derfor ulik. Spesielt ser vi at prisforskjellen mellom Norge og Nederland er stor²³.

Tabell 5.4.2.1.

DK-NO	SE-NO	KT-NO ²⁴	NL-NO
10,48 €/MWh ²⁵	4,89 €/MWh	20,75 €/MWh	86,06 €/MWh
92,33 kr/MWh	54,82 kr/MWh	182,80 kr/MWh	758,16 kr/MWh
9,23 øre/kWh	5,48 øre/kWh	18,28 øre/kWh	75,82 øre/kWh

Når det gjelder kostnader ved bygging av overføringskapasitet, er det vanskelig å si noe generelt. Slike kostnader vil variere avhengig av hvilken form for overføringskapasitet man velger å bygge. Til Danmark og Nederland har vi per i dag sjøkabler, og Statnett har fremtidige planer for å legge en ny sjøkabel til Danmark, kalt Skagerrak 4, samt en kabel til Tyskland. (Statnett NUP 2008:23).

For å gi et eksempel på hvordan gevinsten kan veies opp mot kostnadene, skal jeg lage et kostnadsscenario for den planlagte utbyggingen av Skagerrak 4, delvis basert på tall knyttet til NorNed som er den sjøkabelen vi har bygget til Nederland. NorNed har nemlig vist seg å være svært inntektsbringende for både Norge og Nederland. Landene eier kabelen med like andeler og deler således utgifter og inntekter seg imellom (Statnett 2004).

²³ De nederlandske prisene er hentet fra IEAs kvartalsvise statistikk for energipriser fra 4.kvartal 2008. Prisene er for husholdninger (eksklusive skatter) og er oppgitt som en gjennomsnittlig pris for hvert kvartal. De nordiske prisene er derimot oppgitt per dag.

²⁴ KT står for Kontek, som er en kabel mellom Danmark og Tyskland. KT-NO angir prisforskjellen mellom Tyskland og Norge.

²⁵ For alle omregninger i denne tabellen er det benyttet en vekslingskurs på 8,81 NOK/€ av dato 07.04.2009.

NorNed er en sjøkabel som strekker seg fra Kvinesdal til Eemshaven i Nederland. Kabelen kan overføre 600 MWh/h, måler 580 km og hadde en kostnad på 4,6 mrd kroner (Statnett 2004:2). Skagerrak 4 er en konsesjonssøkt sjøkabel med tiltenkt overføringskapasitet på 600 MWh/h, og vil tidligst kunne være i drift i 2014. Den vil ha en lengde på 130 km og en beregnet total kostnad på 3 mrd.kr. Bakgrunnen for legging av NorNed var blant annet den vedvarende og høye prisforskjellen mellom Norge og Nederland. NordNed var forventet å gi en årlig inntekt på ca 160 mill.kr. (Statnett 2004:2).

Per i dag later prisforskjellen mellom Nederland og Norge til å være ca 7 ganger høyere enn prisforskjellen mellom Danmark og Norge. Det kan bety at vi ikke kan forvente å få den samme høye avkastningen av en kabel til Danmark som man forventet av NorNed. Samtidig er dette prosjektet billigere, slik at kravet til avkastning ikke er like høyt som det var i forbindelse med NorNed. For å kunne gjøre en tallmessig sammenligning har jeg laget to scenarioer for byggingen av Skagerrak 4, et beste-mulige scenario, og et værste-mulige. I det første bruker jeg en kalkulasjonsrente på 4,5 % og forventet økonomisk levetid på 50 år. Jeg antar at Skagerrak 4 kommer til å ha halvparten av de årlige nettinvesterings- og driftskostnadene til NorNed, og dette utgjør ca. 14 mill kr. per år. I værste-mulig scenarioet bruker jeg en kalkulasjonsrente på 6%, og en forventet økonomisk levetid på 40 år. Jeg antar at årlige nettinvesterings- og driftskostnader blir like store som for NorNed, og derfor utgjør ca. 28 mill.kr per år. I begge scenarioene legger jeg til kostnadene av årlig overføringstap beregnet til 16 mill.kr, som er det samme som ble estimert for NorNed. (Statnett 2004:11-13). Jeg antar videre i begge scenarioer at kabelen kommer til å utnyttes fullt ut i halvparten av årets timer. Når disse tallene blir brutt ned til en total kostnad per kilowattime utgjør de i beste-mulige scenarioet 6,9 øre/kWh og i værste-mulige scenarioet 9,2 øre/kWh. Ved sammenligning av disse kostnadene med gjennomsnittlig prisforskjell mellom Danmark og Norge for 2008 ser Skagerrak 4 ut til å være et lønnsomt prosjekt, uavhengig av hvilket scenario man vurderer det opp mot, da gjennomsnittlig prisforskjell var på 9,23 øre/kWh.

Det skal nok en gang nevnes at dette er en slutning basert på veldig omtrentlige tall. Likevel gir den en pekepinn på realitetene i forhold til lønnsomhet. I en sensitivitetsanalyse gjort i en lønnsomhetsvurdering i forkant av byggingen av NordNed, viser det seg at lønnsomheten er mest sensitiv for endringer i handelsinntekten, hvilket betyr endringer i prisforskjeller

mellom landene. Lønnsomheten var ikke like sensitiv for endringer i kostnadene (Statnett 2004:14). Dette betyr at det er viktig at prisforskjellene mellom land vedvarer over tid, for at investeringer i overføringskapasitet skal kunne forsvares ut fra et lønnsomhetsperspektiv. Hvis utbygging av overføringskapasitet fører til en fullstendig utjevning av prisene umiddelbart etter kabelen er satt i drift, er det ikke sikkert at kostnadene vil kunne tjenes inn igjen.

Vi ser av tabell 5.4.2.1. at det er ulike prisforskjeller mellom Norge og de andre landene. Likevel er det ikke prisforskjellen alene som avgjør hvilke utbyggingsprosjekter som er mest lønnsomme. Lønnsomheten må vurderes etter både størrelsen på prisforskjellen og prosjektets totalkostnad. Kostnader vil blant annet avhenge veldig av avstanden mellom landene. Derfor kan det tenkes at lønnsomheten av et avstandsmessig nært prosjekt kan være større enn et prosjekt som har en lengre distanse, selv om prisforskjellen mellom landene som ligger lenger fra hverandre skulle være større enn mellom landene som ligger tett.

5.5 Oppsummerende tabeller

	Kostnad per kilowatttime	Energipris	Differanse
Vindkraft Offshore 2008	57-62,80 øre/kWh	38,50 øre/kWh	18,50-24,30 øre/kWh
Vindkraft Onshore 2008	51,12 øre/kWh	38,50 øre/kWh	12,62 øre/kWh
Vindkraft Onshore 2013	59,16 øre/kWh	38,40 øre/kWh (45 øre/kWh sept. 2008)	20,80 øre/kWh (14,2 øre/kWh)
Gjennomsnitt	56,74 øre/kWh	40,10 øre/kWh	17,26 øre/kWh

Gasskraft u/rensing av CO ₂	37,7 øre/kWh	38,5 øre/kWh	-0,8 øre/kWh
Gasskraft m/rensing av CO ₂	42,4-57 øre/kWh ²⁶	38,5 øre/kWh	3,9-18,5 øre/kWh

	Kostnad per tonn CO ₂	Kvotepris per tonn CO ₂ ²⁷	Differanse
CO ₂ -Fangst og lagring 2008	250-490 kr/tCO ₂	110 kr/tCO ₂	140-380 kr/tCO ₂
CO ₂ -Fangst og lagring 2014	250-490 kr/tCO ₂	150 kr/tCO ₂	100-340 kr/tCO ₂

²⁶ Basert på IPCCs laveste og høyeste anslag for rensekostnader (4,7 øre/kWh og 19,3 øre/kWh).

²⁷ Pris per 10.04.2009 hentet fra (<http://www.co2prices.eu/>).

6. Hva skal til for at vind- og gasskraft blir lønnsomt?

I forrige kapittel så vi på gjennomsnittstall for energipriser, og kostnader i utbygging av fornybare energikilder og overføringskapasitet. Sammenligningene viste at ingen av de fornybare energikildene som Norge har et politisk mål om å satse på per i dag er lønnsomme. Gasskraftverk er etter tallene å dømme så vidt lønnsomme hvis de kjøper kvoter istedenfor å rense. Velger man å gjøre dette faller imidlertid argumentet med å vektlegge gasskraft med rensing likt som annen fornybar energi bort. Gasskraft uten CO₂-rensing er i Norge derfor uakseptabelt, i det minste fra politisk hold. Mye av grunnen til å satse på gasskraft med CO₂-rensing har vært at Norge skal ha komparative fortrinn i utvikling, og på sikt eksport, av slik teknologi. Når rensingen ikke realiseres, faller selve miljøargumentet bort. Jeg vil i dette kapitlet se på hva skal til for at vind og gasskraft med CO₂-rensing skal være lønnsomt i Norge på lang sikt.

6.1 Vindkraft

Det er i hovedsak reduksjoner i investeringskostnader, høyere energipriser, og større politisk støtte i form av subsidier som kan gjøre flere vindprosjekter lønnsomme over tid. Jeg vil her konsentrere drøftingen om hvordan investeringskostnadene i vindkraftprosjekter, samt energiprisene, ser ut til å utvikle seg fremover. Ser vi på et gjennomsnitt for all vindkraft tatt i betraktning så langt, trengs det kostnadsreduksjoner eller prisendringer i på 15-20 øre/kWh før slike prosjekter blir lønnsomme her til lands²⁸.

6.1.1 Utsikter for reduksjoner i investeringskostnader

Reduksjoner i investeringskostnader kan enten komme av lavere innsatsfaktorpriser, eller følge av teknologiske forbedringer. Jeg skal i det følgende unngå å spå om fremtidige råvarepriser og heller konsentrere drøftingen om utsiktene for teknologisk utvikling. Fra 80-tallet falt produksjonskostnadene for ny vindkraft med 50-60% grunnet teknologisk utvikling

²⁸ Se tabeller i 6.5.

og økt masseproduksjon av vindturbiner (NVE 1/07:33). De siste årene har det, som tidligere nevnt, vært høy etterspørsel etter vindturbiner, samtidig som prisene på stål og kobber har vært høye. Dette har bidratt til at kostnadene i vindkraftprosjekter både på land og på grunt vann har vært høyere enn tidligere. Denne trenden er ventet å vedvare noen år, før den igjen snur. Ulike instanser har litt forskjellig syn på når det vil snu. NVE ser for seg at kostnadene vil fortsette å øke frem til 2013 (NVE 18/08:22), mens EWEA²⁹ tror trenden kan snu allerede i 2011 (EWEA 1/2009).

Når det gjelder potensielle teknologiske forbedringer er det i hovedsak utvikling innen turbinteknologien som med tiden ventes å gi de største kostnadsbesparelsene. Turbinene har de siste årene blitt mer effektive fordi de har blitt høyere og har fått lengre rotorblader. Å øke høyden har alene resultert i større kraftproduksjon. Diametermessig er de største vindturbinene i dag 10 ganger større enn de var i 1980. Særlig til havs kan man nyttiggjøre seg av dette, men også på land har større vindturbiner blitt viktigere. Generelt har produksjonskostnadene per kilowatt falt, selv om de siste fire årene har reversert prisutviklingen på grunn av høye råvarepriser. En vindturbin består av 90% stål, og hvis man for eksempel kunne erstatte stålet i rotorbladene med lettere og mer slitesterke materialer, som for eksempel glassfiber, epoxy eller karbonfiber, ville kostnadene kunne falle betraktelig. Utvikling av slike materialer til bruk i rotorblader er allerede i gang. (EWEA 2/2009).

Metodene for måling av vindstyrke har også blitt bedre de siste årene, og dette har og gjort det lettere å finne gode lokaliseringer for vindparker. Dette er også en faktor som har bidratt til bedret økonomi i vindprosjekter (EWEA 2/2009). EWEA forventer dessuten at det raske læringstempoet man erfarte mellom 1985 og 2004 vil kunne gjenopptas av industrien i perioden 2011-2015 (EWEA 1/2009). NVE ser også for seg bedre balanse mellom etterspørsel og produksjonskapasitet med tiden, og tror vi kan forvente fallende kostnader, basert på stigende læringskurver for introduksjon av ny teknologi, en gang etter 2010 (NVE 9/08:12).

Særlig utviklingen av vindteknologi til havs er av EWEA ventet å vise fremskritt (EWEA 1/2009). Også NVE forventer at det kan komme en utvikling i teknologi for havmøller. Per i

²⁹ European Wind Energy Association

dag er det liten forskjell på land og hav-turbiner, men hvis etterspørselen etter spesialiserte havmøller vokser, vil det være lønnsomt å utvikle egne turbiner for dette. Til havs unngår man støyproblematikken og kan derfor tillate høyere rotorturtall. Ved høyere turtall kan møllene ha slankere vinger, og man kan redusere dimensjonene på aksler og gir, som igjen vil gjøre produksjon av vindturbiner billigere. (NVE 9/08:12).

Skal vi tro at utviklingen som skisseres, og til dels forventes av både NVE og EWEA, faktisk blir en realitet med årene, er det håp for at vindparker i Norge kan bli mer lønnsomme enn de er i dag. Norge har et unikt potensial for vindkraft med tanke på vindforholdene som finnes langs norskekysten. Med en gjennomsnittlig norsk energipris i 2008 på 38,5 øre/kWh ville man ha trengt teknologisk utvikling som kunne besørge et kostnadskutt tilsvarende 18-24 øre/kWh for å gjøre fundamenterte havmøller lønnsomme, og et kostnadskutt tilsvarende 12,6 øre/kWh for å gjøre en gjennomsnittlig vindpark på land lønnsom. I forhold til energiprisen for 2013 og kostnadene for en gjennomsnittlig vindpark samme år, trengs teknologisk utvikling som tilsvarer et kostnadskutt på 20,8 øre/kWh. Hvor langt frem i tid teknologiske forbedringer av en slik størrelsesorden ligger, er likevel uvisst. Men som sagt forventer både EWEA og NVE at læringskurvene igjen vil begynne å stige en gang etter 2010.

6.1.2 Utsikter for endringer i energipriser

Priseendringer er nært knyttet til endringer i tilbud og etterspørsel. En eventuell fremtidig prisøkning kan for Norges del komme fra et positivt skift i etterspørselen etter kraft, for en gitt produksjon. Noen hevder at kvoteprisen også vil ha en påvirkning på kraftprisen, men dette skal jeg komme tilbake til. Tidligere i oppgaven har vi sett at gjennomsnittlig energipris i Norge i 2008 var 38,5 øre/kWh, og at det i dag inngås kontrakter for salg av energi i 2013 til en pris på 38,4 øre/kWh. Ut fra disse tallene alene ser energiprisen ut til å være relativt stabil de kommende årene. Prisene for 2013 var for et halvt år siden 45 øre/kWh, og har altså siden da falt med 6,6 øre. Dette er trolig et utslag av finanskrisen og om prisen i 2013 vil ligge nærmere kontraktprisen i september 2008 enn i april 2009, gjenstår å se.

På lengre sikt ser imidlertid SSB for seg at Norges energibehov vil være stigende, grunnet økende befolkning og økonomisk vekst. Hvor stort energibehovet blir vil avhenge av utviklingen i energiprisene, hvor mye vi klarer å effektivisere energibruken, og i hvilken grad vi erstatter bruk av elektrisitet, til for eksempel oppvarming, med andre energibærere (SSB 2006). Lavutslippsutvalget har, som tidligere nevnt, laget et referansescenario for hva som vil skje hvis ikke Norge foretar seg noe for å hindre CO₂-utslipp. De har lagt til grunn at energietterspørselen vil øke med ca 55% fra 2000 til 2050 (NOU 18/2006:49). Et økende behov for energi vil i seg selv drive energiprisen opp, hvis ikke utbygging av ny energiproduksjon klarer å følge i samme tempo.

Kraftkrevende industri har, nesten siden utbyggingen av vannkraft startet her til lands, hatt kontrakter med kraftleverandører som har sikret dem kraft til en pris langt under dagens markedspris. Det forventes av mange en utfasing av slik industri de kommende år fordi disse kraftkontraktene er i ferd med å løpe ut. Da industrien ikke ser ut til å få fornyet kontraktene, vil produksjon i slike bedrifter, etter kontraktens utløp, ikke være lønnsom. Dette tilsier et kraftig fall i etterspørselen etter kraft i Norge om få år, hvis ikke inntektene for slike bedrifter stiger tilsvarende. I den sammenheng kan det nevnes at smelteverkene på Sør- og Vestlandskysten før finanskrisen opplevde en økning i aluminiumsprisene og derfor varslet videre produksjon. Smelteverksindustrien står i dag for ca 25% av norsk kraftforbruk, og dens utvikling vil derfor ha stor innvirkning på kraftetterspørselen i Norge (Statnett NUP 2008:16).

Basert på disse forventningene kunne det tenkes at vi på lengre sikt fikk et positivt skift i etterspørselen som kunne drive prisene opp, slik at vindkraft etter hvert ble lønnsomt til dagens kostnader. Basert på hva vindkraft koster i dag, trenger vi i gjennomsnitt en økning i energiprisen på 15-20 øre/kWh for at Norskprodusert vindkraft skal være lønnsom³⁰. I forhold til gjennomsnittlig pris i 2008 utgjør dette en økning i kraftprisen på 39-51%, og en etterspørselsøkning som vil gi en prisøkning i den størrelsesorden er nok ikke nært forestående. Samtidig må man huske på at utbygging av kraftproduksjon igjen vil påvirke prisene. En storstilt utbygging av ny kraft vil føre til et fall i prisen fordi totalt krafttilbud blir større.

³⁰ Basert på forskjellene mellom kostnader og energipriser lagt til grunn i kapittel 5.

En annen ting som kan bidra til å øke kraftprisen nasjonalt er storstilt handel med utlandet. Dette forutsetter tilgang på mye overføringskapasitet mellom landene. Hvis prisforskjellen mellom Norge og utlandet er stor, og høye utenlandske kraftpriser ikke påvirkes av norsk utbygging av fornybar energi, ville handel med slike land gjøre at den norske kraftprisen også ble høyere. Deler av vår energiproduksjon ville forsvinne fra det nasjonale markedet, og dette ville drevet den norske prisen opp, for en gitt nasjonal etterspørsel. På samme måte vil en høyere kvotepris i andre land slå ut i høyere kraftpris i Norge, hvis overføringskapasiteten er stor. Kvoteprisen har, som vi skal se i neste kapittel, en mer direkte innvirkning på kraftprisen i andre europeiske land. En høyere kvotepris fører derfor til høyere energipris i disse landene og dermed til en økning i differansen mellom norsk og europeisk energipris. Ved gode muligheter for handel ville dermed den høyere kvoteprisen i EU bidra til høyere etterspørsel etter billig norsk energi, og dermed smitte over i den norske energiprisen. Dette forutsetter igjen at overføringskapasiteten internt i Norge er tilstrekkelig utbygget.

6.2 Gasskraft med CO₂- fangst og lagring

Det finnes per i dag ingen gasskraftverk som har installert et fullskala anlegg for fangst og lagring av CO₂. Selv om teknologien har vært i bruk i andre industrier over lang tid, er det knyttet en del usikkerhet til når og hvordan CCS-systemer kan forventes å bli lønnsomme ved bruk i gasskraftverk (Førsund 2009). Bedre enn å komme med tallmessige gjetninger er det kanskje å nevne hvilke faktorer som vil være avgjørende for lønnsomhet i CCS-systemer på lang sikt. Det kan likevel nevnes at vi trenger kostnadsreduksjoner av en størrelse på 25-80%³¹ for å gjøre denne teknologien lønnsom relativt til kjøp av kvoter, hvis vi tar utgangspunkt i en kvotepris i dag på om lag 100 kr/tCO₂. Vi skal nå se på forskjellige faktorer som vil være med å avgjøre fremtiden for bruk av CCS-teknologi i gasskraftverk.

Klimapolitikken

En stram klimapolitikk gir utslag i en høyere kvotepris. Dette slår direkte ut i økt lønnsomhet i bruk av renseteknologi. Et allerede etablert gasskraftverk har valget mellom å rense egne

³¹ Renseteknologi koster 4,7-19,3 øre/kWh, å kjøpe kvoter koster for gassdrevne kombikraftverk om lag 3,5 øre/kWh til en kvotepris tilnærmet dagens kvotepris på rundt 110 kr. Beregning av kostnadsutt: $4,7-3,5=1,2$. $1,2:4,7=25\%$. $19,3-3,5=15,8$. $15,8:19,3=82\%$.

utslipp, eller å kjøpe kvoter for dem. Slik sett blir det lønnsomt å investere i mer rensing når alternativet blir dyrere. I Norge er det, som vi skal se i neste kapittel, ikke slik at en høyere kvotepris bidrar til en høyere energipris. Dette har sammenheng med vår kraftsammensetning. Det er derfor viktig å presisere at selv om det også for Norges del er slik at en høyere kvotepris gjør rensing mer lønnsomt relativt til kvotekjøp, blir ikke gasskraft med CO₂-rensing mer lønnsomt per se, fordi kvoteprisen ikke har innvirkning på energiprisen.

Gasskraftverk er ikke etablerte i dagens Norge, og ved utbygging av fornybar energi har vi mulighet til å velge andre alternativer, som for eksempel vind. Når kvoteprisen stiger blir vindkraft relativt mer lønnsomt enn gasskraft. Kvoteprisen slår direkte ut i den totale kostnaden i energiproduksjon i gasskraftverk, mens vindkraft er utslippsfri, og dermed unngår kostnadsøkning. Det er viktig å huske at det isolert sett, i forhold til lønnsomhet av selve renseteknologien, er slik at en økning i kvoteprisen vil gjøre rensialternativet mer attraktivt kostnadsmessig.

En økning i kraftprisen

På samme måte som forklart i avsnittet om lønnsomhet i vindkraft, vil et positivt skift i etterspørselen etter kraft føre til høyere kraftpriser, for en gitt produksjon. Høyere kraftpriser vil kunne føre til at produksjon i gasskraftverk med rensing blir lønnsomt, akkurat som det fører til større lønnsomhet i vindkraft, gitt at ikke innfasing av ny energi gjør at energiprisen faller.

Teknologiske fremskritt

”Den største utfordringa for CCS, både for gasskraft og kolkraft, er høg kostnad når det gjeld fangst av CO₂. Kostnaden er knytt til eit stort ekstra energibehov på rundt 20% for å fange CO₂en. Nye teknologiar kan få ned kostnaden, men 'learning by doing' ved industriell utbygging av fullskala fangstanlegg, erfaringar og ingeniørmessige tilpassingar kan bli vel såviktig, i alle fall på kortare sikt. SINTEF forskarar snakkar om at kostnaden per tonn CO₂ i beste fall kan bli halvert i løpet av eit par tiår, frå rundt 60 til 30 Euro per tonn CO₂.”

(Torvanger 2009).

7. EUs fornybardirektiv - en strammere klimapolitikk

7.1 Direktivet

Som en del av den europeiske energi- og klimapakken vedtok det europeiske råd fornybardirektivet 2, den 12.12.2008. Direktivet ble stemt over og vedtatt av Europaparlamentet få dager senere. En foreløpig vurdering tilsier at direktivet er EØS-relevant og derfor vil gjelde for Norge (Regjeringen 1/2009). Kort oppsummert stiller direktivet krav om at fornybar energi skal utgjøre 20% av EUs totale energiforbruk innen 2020 (EU 1/2008). Selv om fornybar energi allerede utgjør ca 55% av Norges totale energiforbruk (SSB 2009) må vi, på grunn av vår EØS-tilknytning, bidra til at EU som område oppfyller målene i fornybardirektivet. EUs primære virkemiddel for å nå målene er en tilstramning i kvotemarkedet (EU 1/2008). Vi skal i det videre se på hvordan en slik politikk vil påvirke økonomien innenfor modellens rammeverk, og hvilke ulike konsekvenser det vil medføre i henholdsvis EU og Norge. EU betraktes som ett område og de slutningene som trekkes for EU som en helhet vil ikke nødvendigvis gjelde for hvert enkelt land innenfor unionen.

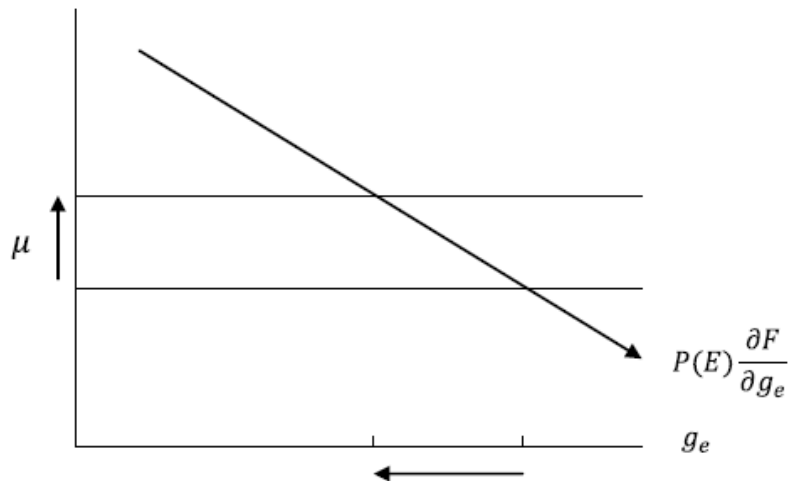
7.2 Fornybardirektivet tatt inn i modellen- påvirkning på kriterier

En tilstramning i kvotemarkedet kan analyseres innefor modellens rammer. En reduksjon i antall kvoter tilsvarer i modellen en reduksjon i \bar{Z} . For en gitt etterspørsel vil dette føre til at μ , kvoteprisen stiger. En høyere kvotepris gir en innvirkning på optimalitetskriteriene for energiproduksjon i gasskraftverk, og for investeringer i renseteknologi.

En høyere kvotepris fører, for et gitt produksjonsvolum, til lavere energiproduksjon i gasskraftverk. Dette kommer av at en høyere kvotepris gjør forbrenning av gass dyrere, og derfor vil gasskraftverkene redusere sitt gassforbruk. Mengden kapital i bruk i gasskraftverk påvirkes ikke av den høyere kvoteprisen, og endres derfor ikke. Med samme kapitalinnsats som før, men med mindre bruk av gass, vil total energiproduksjon i gasskraftverk synke. En tilstramning i kvotemarkedet tilsier derfor en lavere energiproduksjon i gasskraftverk. Se

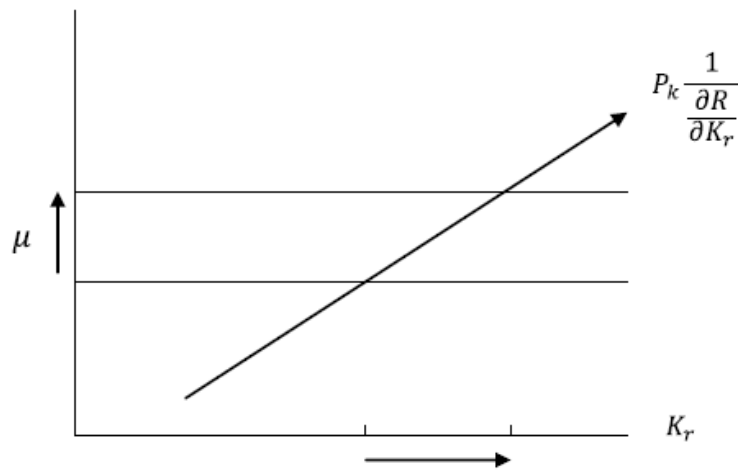
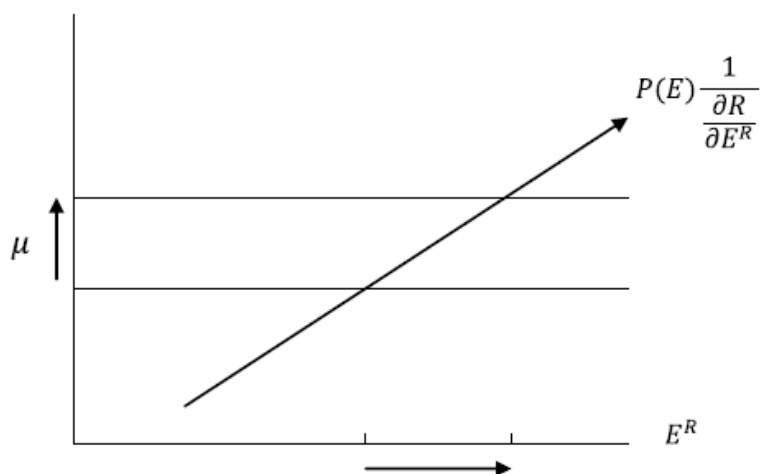
figur 8.2.1

FIGUR 8.2.1. ENDRING I BRUK AV GASS I GASSKRAFTVERK



En høyere kvotepris fører også til økt rensing av utslipp i gasskraftverk. Når kostnaden ved å kjøpe kvoter for utslipp øker, blir det lønnsomt å rense flere av utslippene. Dette ser man fra kriteriene for rensing. For at likheten skal holde når μ øker, må $\frac{\partial R}{\partial K_r}$ og $\frac{\partial R}{\partial E^R}$ falle.

Betydningen av et fall i disse er at bidraget fra siste enhet av kapital og energi brukt i rensing i den nye tilpasningen er lavere enn før. Fordi det er avtakende utbytte i hver av disse innsatsfaktorene innebærer et lavere bidrag fra hver av dem at bruken av begge har økt. Økt bruk av begge innsatsfaktorer fører til økt av rensing av utslipp. En innstramning i kvotemarkedet fører derfor til at flere utslipp renses. Se figur 8.2.2 og 8.2.3.

FIGUR 8.2.2. ENDRING I BRUK AV KAPITAL I CO₂-RENSINGFIGUR 8.2.3. ENDRING I BRUK AV ENERGI I CO₂-RENSING

Som nevnt vil kvoteprisen stige hvis man reduserer antall kvoter tilgjengelig på markedet, og konsekvensen er at produksjon av gasskraft blir dyrere. Innenfor modellen fører dette til en reduksjon i energiproduksjon i gasskraftverk. Dette fører igjen til en lavere totalproduksjon av energi, og for en gitt etterspørsel gir dette en høyere nasjonal energipris. En høyere energipris vil igjen gjøre noen flere gasskraftverk lønnsomme, samtidig som også flere vindkraftverk blir lønnsomme. Totalt sett blir resultatet at økonomien stilles ovenfor en høyere energipris som fører til at noe av energiproduksjonen i gasskraftverk erstattes av produksjon i vindkraftverk. Vindkraften er utslippsfri og rammes derfor ikke av en høyere

kvotepris. Erstatningen skjer derfor som en konsekvens både av at lønnsomheten i varmekraft faller relativt til lønnsomheten i utslippsfri energiproduksjon, og at en høyere energipris gjør flere prosjekter innen fornybar energi lønnsomme.

7.2.1 Fornybardirektivets konsekvenser for EU

Elektrisitetsproduksjonen i EU er i hovedsak basert på varmekraft. I 2006 utgjorde varmekraft 53,5%, kjernekraft 30% og fornybare energikilder 14% av total energiproduksjon (EEA 1/2006). Produsenter av forurensende energi må, som i modellen, kjøpe kvoter for utslippene som genereres. Gasskraft faller inn under kategorien varmekraft, og hvis vi gir kjernekraft rollen som vannkraft har i modellen, og derfor holder denne konstant, stemmer tilfellet EU godt overens med scenarioet som modellens andre scenario skisserer. Som i modellen vil produksjonen av varmekraft synke, og rensingen i de gjenværende varmekraftverkene øke som en følge av høyere kvotepris. Noe av varmekraften vil erstattes av vindkraft eller annen fornybar energi.

En økning i kvoteprisen har en tilleggs konsekvens som ikke kommer til syne innenfor modellerammeverket fordi dette er statisk. I modellen kan en type energiproduksjon erstatte en annen fra ett øyeblikk til det neste. I virkeligheten vil det være slik at utbygging av alternative energikilder tar tid. Derfor vil de høyere kostnadene i varmekraftverk som følger av høyere kvotepris, gi et enda større utslag i energiprisen enn modellen skulle tilsi. Når en stor andel av total energiproduksjon plutselig blir dyrere fører det til at energiprisen øker. En høyere europeisk kvotepris vil derfor slå direkte ut i en høyere europeisk energipris, fordi varmekraftproduksjonen ikke kan erstattes umiddelbart. En desto høyere energipris gjør at enda flere fornybare energiprojekter blir lønnsomme, i hvert fall på kort sikt. Vi må igjen huske på at utbygging av energi kan påvirke energiprisene.

En innstramning i kvotemarkedet i EU skulle derfor etter alt å dømme skape de økonomiske incentivene som trengs for å endre energisammensetningen i retning av en høyere andel fornybar energi. For EU sin del synes derfor bruk av dette virkemiddelet å være et riktig politisk valg for å nå målene i fornybardirektivet.

7.2.2 Fornybardirektivets konsekvenser for Norge

Ved en reduksjon i antall kvoter til salg i det norske kvotemarkedet vil kvoteprisen øke, på samme måte som den gjør ved en tilstramming i EUs kvotemarked. Likevel vil den totale påvirkningen på kraftproduksjonen bli en ganske annen i Norge enn i EU. Der en økning i kvoteprisen i EU fører til en høyere energipris og lavere energiproduksjon i varmekraftverk, vil ingen av disse resultatene komme som følge av en slik politikk i Norge. Grunnen er at Norges kraftsammensetning er svært ulik EUs kraftsammensetning.

Norge har nesten ingen produksjon av energi i varmekraftverk. Vi har kun ett gasskraftverk som periodevis er ute av drift på grunn av for lave energipriser. Analysert innenfor modellens rammer vil en økning i kvoteprisen kunne medføre at dette gasskraftverket blir lagt ned. Grunnen er at en høyere kvotepris, på samme måte som i EU, driver kostnadene i produksjon i gasskraftverk opp, og således kan kostnadene bli høyere enn energiprisen. At dette ene gasskraftverket legges ned vil likevel ikke gi utslag i energisammensetningen fordi gasskraftverket alene utgjør en så marginal del av total produksjon.

Per i dag står vannkraft for om lag 98% av vår totale kraftproduksjon (Statnett NUP 2008:4). Vannkraft medfører ingen utslipp av CO₂, og en økning i kvoteprisen vil derfor ikke påvirke den nasjonale kraftprisen slik den gjør i EU. Dette har to følger. For det første gjør det gasskraft enda mer ulønnsomt i Norge enn i EU. Gasskraft blir dyrere i produksjon, men fordi kvoteprisen ikke slår direkte ut i en høyere energipris, så blir konsekvensen lavere lønnsomhet for gasskraft i Norge enn i EU. For så vidt fører dette til at fornybare energikilder relativt sett blir mer lønnsomme enn gasskraft, men så lenge den norske kraftprisen ikke øker, vil ikke utbyggingen av fornybare energiprojekter tilta. Vi har så å si ingen forurensende energiproduksjon å erstatte. Lønnsomheten i fornybar energi kan i Norge derfor ikke sies å øke med mindre energiprisen øker. Å bruke en innstramming i kvotemarkedet som politisk virkemiddel vil derfor ikke ha de samme ønskede konsekvensene her til lands som i EU. En høyere kvotepris vil ikke føre til mer utbygging av alternativ energi, og en slik politikk kan derfor sies å være feilslått i forhold til å nå Norges mål i henhold til fornybardirektivet.

Så langt har vi sett på kraftmarkedet isolert sett. Hvis vi utvider perspektivet litt, og tenker at en høyere kvotepris blant annet kan føre til høyere bensinpriser, slik at en større andel av bilparken elektrifiseres, så kan etterspørselen etter kraft øke og prisen gå opp. Når

kraftprisen stiger, blir det lønnsomt å bygge ut mer fornybar energi, men som nevnt vil det i fravær av en energiprisøkning ikke skje endringer i utbygging. Med mindre kvoteprisen fører til erstatning av fossile energikilder med elektrisitet, vil en kvoteprisøkning ikke kunne sies å ha en påvirkning på norsk andel fornybar energi. Innenfor kraftproduksjon isolert sett har vi som sagt ingen forurensende produksjon å erstatte. I dette markedet isolert sett er derfor en slik politikk feilslått.

En tilstramming i kvotemarkedet har dermed ikke samme innvirkning på kraftprisen i EU og i Norge. Vi skal nå se at fornybardirektivet for Norges del heller vil ha motsatt effekt på kraftprisen.

7.3 Økt produksjon av fornybar energi – på tross av manglende prisøkning

Når det likevel ligger et krav på Norge om å øke andelen fornybar energi er det altså ikke snakk om å erstatte forurensende kraftproduksjon med fornybar kraftproduksjon. Oppfyllelse av kravet vil derimot føre til en ren tilleggsproduksjon av fornybar energi.

Fornybardirektivet vil kunne medføre at vi må øke vår andel fornybar energi med 10-14% innen 2020. En slik tilleggsproduksjon vil kunne være av størrelsesorden 20-30 TWh (Nilsen 2008). Norge produserte i 2008 elektrisk kraft tilsvarende 142,4 TWh (Statnett 2008). Hvis all ny produksjon av fornybar energi blir produksjon av elektrisk kraft, eller produksjon av energi som erstatter elektrisk kraft, tilsvarer dette en økning i krafttilbudet på 14-21% i forhold til norsk produksjon i 2008. Dette vil gi betydelige konsekvenser i kraftmarkedet. Norsk etterspørsel etter elektrisk kraft var i 2008 128,6 TWh, noe som tilsvarer 90% av norsk produksjon. Ser vi på tall for produksjon og forbruk fra 1991 til 2008 har Norge i gjennomsnitt hatt større produksjon enn forbruk (Statnett 2008)³². Implementering av fornybardirektivet ser dermed ut til å føre til en enda større norsk overskuddsproduksjon.

Det er forventet at en stor del av Norges økning av fornybar energi vil skje gjennom utbygging av vindkraft (Statnett NUP 2008:19). En økning i produksjon av energi i

³² Se appendiks A.

vindparker vil ha flere konsekvenser. Vi bruker igjen modellen som verktøy. En utbygging av vindkraft så omfattende som fornybardirektivet krever, vil gi et positivt skift i krafttilbudet. For en gitt kraftetterspørsel vil et økt tilbud ha innvirkning på den norske kraftprisen. Når tilbudet øker vil den nasjonale prisen på kraft falle, og når kraftprisen faller vil vindkraftprosjektene svare seg enda dårligere kostnadsmessig. Vi skal imidlertid se at et fall i energiprisen også har andre konsekvenser.

For EU sin del har vi sett at en tilstrømming i kvotemarkedet vil medføre en høyere kraftpris, samt utbygging av mer fornybar energi, delvis som erstatning for varmekraftproduksjon. I Norge vil utbygging av mer fornybar energi medføre en lavere kraftpris. Fornyardirektivet kan dermed føre til at differansen mellom kraftprisene i Norge og EU øker. I modellen er denne økte prisdifferansen representert av en økning i α . Den norske prisen faller og den europeiske øker, som en følge av fornybardirektivet. Det tyder på at etterspørselen er størst i EU og at kraften vil flyte fra Norge til EU. Det er derfor koeffesienten for eksport som øker. En økning i eksportkoeffesienten gir igjen en påvirkning på modellens optimalitetskriterium for overføringskapasitet. En større prisforskjell tilsier at det optimalt sett bør bygges mer overføringskapasitet, og en følge av fornybardirektivet kan derfor bli økt handel mellom Norge og EU. Som tidligere nevnt forutsetter dette at Norge løser problemene med overføringskapasitet internt i landet. Per i dag har vi flaskehalsar særlig mellom Nord- og Midt-Norge.

For at det skal være lønnsomt å bygge ut mer overføringskapasitet, må prisforskjellene mellom markedene vedvare over tid. Lønnsomheten avhenger derfor av hvor fort, og i hvilket omfang EU kommer til å fase ut produksjon av varmekraft, og erstatte den med fornybar energi. Det er antatt at i Norge og Frankrike vil fornybardirektivet føre til tilleggsproduksjon av energi, mens i andre EU-land vil forurensende energi erstattes av fornybar energi. I EU vil en erstatning av en type energi med en annen, dyrere type energi for så vidt gjøre at kraftprisen øker. Når Norge øker sin totale produksjon vil det, som vi har sett, mest sannsynlig føre til et prisfall i Norge. Totalt sett er det derfor muligheter for at prisdifferansen vil vedvare. Vi skal nå se på en mulig konsekvens som kan følge av dette.

Ved å øke overskuddsproduksjonen av kraft i Norge, kan fornybardirektivet bidra til at forurensende kraftproduksjon i varmekraftverk i Europa fases ut tidligere enn den ville gjort i fravær av en slik økning. Gitt at overføringskapasiteten bygges ut i henhold til det som er optimalt når produksjonen av fornybar kraft øker i Norge, får EU et alternativ til

varmekraftproduksjon. Det blir mulig å kjøpe rimeligere og mindre forurensende kraft fra Norge enn den de produserer selv. En omfattende handel med kraft mellom Norge og EU, vil føre til at deler av norsk produksjon forsvinner fra det norske markedet. For en gitt etterspørsel fører det til at den norske kraftprisen øker. Tilsvarende vil slik handel føre til at mer kraft kommer på markedet i EU, og for en gitt etterspørsel i gir dette en lavere kraftpris her. En utvidet overføringskapasitet gir, som modellen også tilsier, en utjevning av prisene mellom markedene som handler.

Det er imidlertid den lavere kraftprisen i EU, som følger av økt handel, som vil gjøre at varmekraften fases ut tidligere enn om handelen med Norge ikke var et alternativ. Når kraftprisen faller og kvoteprisen stiger, blir varmekraftproduksjon relativt mindre lønnsomt i forhold til energikilder som er utslippsfrie. Slik sett kan Norge, ved å øke kraftproduksjonen, bidra til at EU raskere blir et mer karbonnøytralt samfunn.

8. Konklusjoner

Vind- og Gasskraft

Norge har fra politisk hold lagt opp til en storstilt satsning på utbygging av vind- og gasskraft, blant annet på bakgrunn av at vi nå omfattes av EUs fornybardirektiv. Allerede før fornybardirektivet antok NVE at det vil bygges ut ca 7 TWh i årlig vindkraftproduksjon frem mot 2020, og at totalt årlig potensial, inklusive vindmøller til havs, er mer enn 100 TWh (NOU 18/2006:82-85). Denne satsingen skjer til tross for at det ut fra dagens energipriser ikke er lønnsomt, og at Norge de siste årene har produsert mer kraft enn vi har konsumert. Ut fra kriteriene i modellen har jeg vurdert kostnader av gjennomsnittlige vind- og gasskraftprosjekter opp mot dagens og fremtidens estimerte kraftpriser. Dette har avslørt at vi trenger kostnadskutt i utbygging, eller økninger i kraftprisen tilsvarende 15-20 øre/kWh før vindkraft skal bli lønnsomt. Det trengs tilsvarende en økning i kvoteprisen på 100-340 kr/tCO₂ før bruk av teknologi for fangst og lagring av CO₂ blir lønnsomt.

Begrunnelsen for utbygging er hensyn til miljøet, samt en tro på, eller kanskje snarere et håp om, at det skal bli lønnsomt med tiden. Man har forventninger om teknologisk utvikling i både vindkraft og CO₂-fangst og lagring, men konkrete tidspunkter for når teknologier vil være på plass, som er lønnsomme til kraftpriser på dagens nivåer, finnes ennå ikke. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan man derfor spørre seg om det ikke vil være bedre å vente. Hvorfor skal vi investere i vind nå som kostnadene antakeligvis er på topp, grunnet høy etterspørsel?

Kanskje enda mer relevant er spørsmålet om hvorfor vi skal investere i gasskraftprosjekter. Stortinget har uttalt at man vil konsentrere satsingen om prosjekter som er lønnsomme med tanke på en fremtidig stigende kvotepris. Vi har sett at en høyere kvotepris gjør teknologien for CO₂-fangst og lagring relativt mer lønnsom enn å kjøpe kvoter for utslipp av CO₂. En høyere kvotepris vil derimot ikke gjøre gasskraft mer lønnsomt som sådann, og særlig ikke i Norge. Vi har allerede en fornybar kraftsektor og kvoteprisen påvirker derfor ikke kraftprisen på samme måte som for eksempel i EU. En høyere kvotepris tilsier derfor at gasskraft per se blir mindre lønnsomt i Norge ettersom kvoteprisen øker, fordi gasskraft i seg selv, med eller uten rensing, blir et dyrere alternativ enn annen fornybar energi som vi

allerede har rikelig av. Hvis vi sammenstiller Stortingets uttalelse med vår samtidige satsing på gasskraft, ser det strengt tatt ut som om Norge går i mot sine egne prinsipper. Fordi kvoteprisen ikke påvirker kraftprisen, vil en økende kvotepris gjøre gasskraft stadig mindre lønnsomt i Norge. Når man uttaler seg på denne måten velger jeg å tolke det som at man skal satse på kraftproduksjon som er utslippsfri, fordi forurensende energi blir relativt dyrere med en stigende kvotepris. Per i dag gjør vi det stikk motsatte ved å bygge ut gasskraftverk.

Når gasskraft blir dyrere på grunn av en stadig stigende kvotepris, blir fornybare energikilder som vindkraft relativt mer lønnsomme. En annen ting som tilsier at Norge heller bør satse på vind- enn gasskraft, er følsomhetene i de ulike prosjektene. Kostnadene i gasskraft er som vi har sett svært sensitive for endringer i gassprisen. Utviklingen i gassprisen på sikt er det vanskelig å spå om, men man kan tenke seg at økende befolkning og etterspørsel etter relativt lite forurensende energi ikke vil avta med tiden. Kostnadene i vindkraft er på sin side følsomme for endringer i antall fullasttimer, det vil si endringer i vindstyrken og hvor mange timer det blåser i løpet av et år. De siste årene har teknologien for vindmåling blitt bedre, og dette har ført til at man lettere kan finne gode lokaliseringer for vindkraftprosjekter. Dette kan innebære at stokastikken i vindkraft blir mer oversiktlig enn stokastikken i gasskraft over tid. Forutsigbarhet er og et viktig element når man velger satsingsområder.

For Norge sin del er kanskje derfor ikke spørsmålet *om* vi skal satse på vind, men snarere *når* vi skal satse på vind. Gasskraftprosjektene ser derimot ut til å være mindre levedyktige også på lang sikt. Jeg ser her bort fra eventuelle eksternaliteter som salg av teknologi for CO₂-fangst og lagring. De er såpass usikkert når en slik teknologi vil være på plass, dermed er det umulig å si når man kan forvente sikre inntekter fra slikt salg.

Overføringskapasitet.

Et annet spørsmål man kan stille er når man skal starte utbygging av overføringskapasitet, i påvente av en større kraftproduksjon som følge av blant annet fornybardirektivet. Det synes fornuftig å løse flaskehalsproblematikken internt før man utvider overføringskapasiteten til utlandet. Deler av prisforskjellen mellom Sør-Norge og utlandet skyldes til tider manglende

overføringskapasitet mellom Sør- og Midt-Norge³³. Ved utbygging av overføringskapasitet disse regionene i mellom, ville man fått en mer helhetlig nasjonal pris, og på bakgrunn av denne prisen kunne man kanskje ta bedre beslutninger for hvordan man igjen skal utvide overføringskapasiteten til utlandet. Overføringskapasitet er som sagt følsomt for endringer i handelsinntekt, og eventuell utbygging krever at man veier kostnadene opp mot fremtidig estimerte prisforskjeller.

Kraftpriser

Utviklingen i kraftprisene er det, som med alt annet, vanskelig å konkludere om. Etter all sannsynlighet vil se en økning i etterspørselen etter kraft. Utviklingen i kraftprisen vil avhenge av hvordan produksjonen følger tritt med utviklingen i etterspørsel, samt hvor dyre prosjekter man velger å iverksette for å imøtekomme etterspørselen. På grunn av blant annet fornybardirektivet ser det for Norges del ut som om produksjonsøkningen vil komme før økningen i etterspørsel. Dette tilsier lavere energipriser her til lands, for en gitt overføringskapasitet til utlandet.

Fornybardirektivet

Å bruke en tilstramming i kvotemarkedet som politisk virkemiddel for å øke produksjonen av fornybar energi får ulike konsekvenser i EU og Norge. Fordi kraftproduksjonen i stor grad består av varmekraft i EU, men kun fornybar kraft i Norge, fører politikken frem kun i EU. Analysert innenfor modellens rammeverk bidrar en slik politikk i EU til at produksjon av gasskraft faller, og at bruk av renseteknologi øker. Politikken fører også til at energiprisen stiger, både fordi produksjonen av gasskraft faller, og fordi kvoteprisen slår ut i kraftprisen. Økt kvotepris gjør fornybare energikilder relativt mer lønnsomme i forhold til gasskraft, og en del av fallet i gasskraftproduksjon erstattes med fornybar kraft. Derfor kan politikken sies å virke hensiktsmessig, fordi den bidrar til at andelen fornybar energi øker.

³³ Ved å se på tall fra Nord Pool for priser i regionene i Norge kontra prisene i utlandet over tid, er det dette bildet jeg har dannet meg.

Analysert innenfor modellen har den samme politikken i Norge liten eller ingen påvirkning når vi ser på kraftmarkedet isolert sett. Vi har så å si ingen varmekraft å erstatte.

Gasskraftprosjektene som er igangsatt på Kårstø og Mongstad vil med en høyere kvotepris bli mindre lønnsomme, fordi høyere kvotepris gjør produksjonen mer kostbar. Det blir her, som i EU, relativt mer lønnsomt å rense utslipp enn å kjøpe kvoter, men gasskraft som sådann blir mindre lønnsomt når kostnadene øker. Enda mindre lønnsomt blir det fordi kvoteprisen ikke påvirker den norske kraftprisen, fordi vi har lav andel forurensende kraft. En utbygging av mer fornybar kraft her til lands krever som sagt en prisøkning før det blir lønnsomt. De siste årene har Norge hatt overskuddsproduksjon av kraft, og en prisøkning på bakgrunn av høyere etterspørsel enn produksjon er nok ikke nært forestående.

Å etterkomme fornybardirektivets krav synes derfor å føre til at Norge får en større overskuddsproduksjon, i hvert fall på kort eller middels sikt. Dette vil mest sannsynlig føre til lavere kraftpriser i Norge, mens det motsatte vil skje i EU da kvoteprisen slår ut i høyere kraftpris. Fornybardirektivet kan dermed føre til at prisforskjellen mellom Norge og europeiske land øker, og vi kan få et større behov for å selge overskuddsproduksjon til utlandet. Dette kan føre til at europeisk varmekraft fases ut tidligere enn om handel med Norge ikke var mulig.

APPENDIKS A

Nøkkeltall 1974-2008

(02.10.2008)

År	Produksjon i TWh (mrd. kWh)	Forbruk i TWh	Eksp.(+)/imp.(-) TWh
1974	76,5	70,8	5,7
1975	77,3	71,6	5,7
1976	82	75,2	6,8
1977	72,3	73,3	-1
1978	81	77,5	3,5
1979	89	84,3	4,8
1980	84,1	83,6	0,5
1981	93,2	87,9	5,3
1982	93	86,9	6,1
1983	106,4	92,9	13,5
1984	106,6	98,3	8,4
1985	103,1	102,5	0,6
1986	97,1	99,2	-2
1987	104,1	103,7	0,4
1988	110,2	104,4	5,7
1989	119,3	104,2	14,9
1990	121,8	105,9	15,9
1991	111,1	108,1	2,8
1992	117,7	109	8,7
1993	119,7	112,3	7,8
1994	113,5	113,6	-0,08
1995	123,5	117	6,5
1996	104,9	113,9	-9
1997	112	116	-4
1998	117	120,6	-3,7
1999	122,9	121	1,9
2000	142,8	123,8	19
2001	121,9	125,5	-3,6
2002	130,6	121	9,7
2003	107,1	114,9	-7,8
2004	110,1	121,5	-11,5
2005	137,9	125,9	12
2006	121,7	122,6	-0,9
2007	137,4	127,4	10
2008	142,4	128,6	13,8
SUM	2194,2	2142,7	51,62

Gjennomsnitt for perioden 1991-2008

121,9 119,0388889 2,867777778

APPENDIKS B

ANTAKELSER OM FUNKSJONENES EGENSKAPER

Gasskraftproduksjon:

$F(g_e, 0) = F(0, K_f) = 0$ Begge innsatsfaktorer trengs for å ha positiv produksjon.

$F(\gamma g_e, \gamma K_f) = \gamma F(g_e, K_f)$ Konstant skalautbytte.

$\frac{\partial F}{\partial g_e} > 0, \frac{\partial F}{\partial K_f} > 0$ Avtakende utbytte i hver av innsatsfaktorene.

$\frac{\partial^2 F}{\partial g_e^2} < 0, \frac{\partial^2 F}{\partial K_f^2} < 0$

Rensefunksjonen:

$R(K_r, 0) = r(0, E^R) = 0$ Begge innsatsfaktorer trengs for å ha positiv rensing.

$R(\gamma K_r, \gamma E^R) < \gamma r(K_r, E^R)$ Avtakende skalautbytte totalt sett.

$\frac{\partial R}{\partial K_r} > 0, \frac{\partial R}{\partial E^R} > 0$ Avtakende utbytte i hver av innsatsfaktorene.

$\frac{\partial^2 R}{\partial K_r^2} < 0, \frac{\partial^2 R}{\partial E^R^2} < 0$

Utbygging av overføringsnettet:

$\frac{dE^{XI}}{dK_{XI}} > 0, \frac{\partial^2 E^{XI}}{\partial K_{XI}^2} < 0$ Avtakende skalautbytte - grunnet økende overføringstap med lengden på kabelen.

Vindkraftproduksjon:

$\frac{dW}{dK_w} > 0, \frac{d^2W}{dK_w^2} \leq 0$ Avtakende skalautbytte - De billigste vindkraftprosjektene krever mindre kapital enn de dyrere. Ser for oss at de billigste prosjektene bygges ut først.

Utslippsfunksjonen:

$\frac{dz}{dg_e} > 0, \frac{d^2z}{dg_e^2} = 0$ Konstant skalautbytte.

APPENDIKS C

GJENNOMSNIITTSPROSJEKTER I VINDKRAFT PÅ LAND

Antall fullasttimer per år: 3000

Forventede driftskostnader: 13 øre/kWh

Gjennomsnittsprosjektet i 2008:

$$12.800 \text{ kr/kW} \left[\frac{0,065}{1 - e^{-20 \cdot 0,065}} \right] = 1143,7 \text{ kr/kW}$$

Kostnad per kilowatttime:

$$\frac{1143,7}{3000} = 0,3812 \text{ kr/kWh} = 38,12 \text{ øre/kWh}$$

Totale kostnader: 38,12 øre/kWh + 13 øre/kWh = 51,12 øre/kWh

Gjennomsnittsprosjektet i 2013:

$$15.500 \text{ kr/kWh} \left[\frac{0,065}{1 - e^{-20 \cdot 0,065}} \right] = 1385 \text{ kr/kW}$$

Kostnad per kilowatttime:

$$\frac{1385}{3000} = 0,4616 \text{ kr/kWh} = 46,16 \text{ øre/kWh}$$

Totale kostnader: 46,16 øre/kWh + 13 øre/kWh = 59,16 øre/kWh

VINDKRAFT MED FUNDAMENTERING TIL HAVS:

Investeringskostnad og årlig kapitalkostnad er oppgitt i kroner per kilowatt.

Antall fullasttimer per år: 3000

Drift og vedlikehold 400 kr/kW

Nettilknytning 2600 kr/kW

Det opprinnelige eksempelet med 12.600 kr/kWh i investeringskostnader og kalkulasjonsrente 6%:

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 12.600 + 2600 \left[\frac{0,06}{1 - e^{-20 \cdot 0,06}} \right] = 1300$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 1300 + 400 = 1700$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 1700 : 3000 = \mathbf{0,57 \text{ kr/kWh}}$$

Midlere investeringskostnad og kalkulasjonsrente 6%:

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 14.000 + 2600 \left[\frac{0,06}{1 - e^{-20 \cdot 0,06}} \right] = 1425$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 1425 + 400 = 1825$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 1825 : 3000 = \mathbf{0,6084 \text{ kr/kWh}}$$

12.600 kr/kWh i investeringskostnader og kalkulasjonsrente 6,5%:

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 12.600 + 2600 \left[\frac{0,065}{1 - e^{-20 \cdot 0,065}} \right] = 1358$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 1358 + 400 = 1758$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 1758 : 3000 = \mathbf{0,586 \text{ kr/kWh}}$$

Midlere utbyggingskostnad og kalkulasjonsrente 6%:

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 14.000 + 2600 \left[\frac{0,065}{1 - e^{-20 \cdot 0,065}} \right] = 1483$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 1483 + 400 = 1883$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 1883 : 3000 = \mathbf{0,628 \text{ kr/kWh}}$$

APPENDIKS D

Prices at Nord Pool Spot (NOK/MWh)

Month	2008		
	Oslo	Trondheim	Tromsø
January	360,24	368,16	365,68
February	294,98	323,62	311,22
March	211,84	260,79	251,54
April	217,04	356,52	355,1
May	99,57	308,73	352,97
June	199,92	453,02	436,58
July	300,92	460,56	438,16
August	389,38	510,45	456,38
September	521,57	601,63	561,95
October	461,8	521,2	502,98
November	434,14	467,51	465,97
December	402,59	422,52	422,52
SUM	3893,99	5054,71	4921,05
The year	324,48	421,26	410,17

Gjennomsnittspris Norge

385,30333

	2007		
The year	206,18	236,79	235,59
Snittpris norge	226,186667		

<http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice/Post.aspx>

APPENDIKS E

Prices at Nord Pool Spot (EUR/MWh)

Date	IEA-tall										Felles norsk pris	Felles dansk pris.					
	SYS	DK1	DK2	NO1	NO2	NO3	FI	SE	KT	NL	NO=(NO1+NO2)/2	DK=(DK1+DK2)/2	DK-NO	SE-NO	KT-NO	NL-NO	
31.12.08	41,88	41,93	45,29	41,47	41,84		41,8	41,8	44,66	133,1		41,655	43,61	1,955	0,185	3,005	91,445
30.12.08	43,65	47,8	54,25	42,55	42,93		42,9	42,9	53,77	133,1		42,74	51,025	8,285	0,19	11,03	90,36
29.12.08	43,39	44,74	46,32	42,44	43,55		43,6	43,6	45,58	133,1		42,995	45,53	2,535	0,555	2,585	90,105
28.12.08	40,96	41,56	41,72	40,53	41,33		41,1	41,3	41,5	133,1		40,93	41,64	0,71	0,4	0,57	92,17
27.12.08	41,06	42,17	42,23	40,45	41,46		38,9	41,5	40,85	133,1		40,955	42,2	1,245	0,505	0,105	92,145
26.12.08	38,88	39,04	39,04	39,04	38,77		34,7	38,8	32,23	133,1		38,905	39,04	0,135	0,135	6,675	94,195
25.12.08	37,75	38,04	38,04	38,04	37,68		30,9	37,7	28,85	133,1		37,86	38,04	0,18	0,18	9,01	95,24
24.12.08	38,52	37,22	38,79	38,57	38,57		37,7	38,6	33,63	133,1		38,57	38,005	0,565	0	4,94	94,53
23.12.08	41,03	46,39	45,77	39,42	41,64		41,6	41,6	43,99	133,1		40,53	46,08	5,55	1,11	3,46	92,57
22.12.08	40,03	30,18	46,55	38,82	41,23		41,2	41,2	36,79	133,1		40,025	38,365	1,66	1,205	3,235	93,075
21.12.08	37,48	32,66	38,59	37,18	38,59		38,6	38,6	29,95	133,1		37,885	35,625	2,26	0,705	7,935	95,215
20.12.08	37,17	32,23	37,57	37,14	37,57		37,6	37,6	31,68	133,1		37,355	34,9	2,455	0,215	5,675	95,745
19.12.08	39,73	39,62	42,37	38,71	40,31		40,3	40,3	43,68	133,1		39,51	40,995	1,485	0,8	4,17	93,59
18.12.08	41,68	42,14	63,41	40,78	42,05		42,1	42,1	64,02	133,1		41,415	52,775	11,36	0,635	22,605	91,685
17.12.08	43,42	48,61	63,16	42,63	43,47		43,5	43,5	65,33	133,1		43,05	55,885	12,835	0,42	22,28	90,05
16.12.08	45,82	53,88	73,66	43,94	45,6		45,6	45,6	77,5	133,1		44,77	63,77	19	0,83	32,73	88,33
15.12.08	50,35	54,13	76,13	46,72	49,46		49,5	49,5	76,36	133,1		48,09	65,13	17,04	1,37	28,27	85,01
14.12.08	42,66	40,68	42,84	42,6	42,84		42,8	42,8	40,89	133,1		42,72	41,76	0,96	0,12	1,83	90,38
13.12.08	44,52	44,44	44,77	44,4	44,77		44,8	44,8	48,61	133,1		44,585	44,605	0,02	0,185	4,025	88,515
12.12.08	48,16	49,99	74,7	45,82	48,13		48,1	48,1	81,18	133,1		46,975	62,345	15,37	1,155	34,205	86,125
11.12.08	52,8	75,88	76,03	45,55	52,85		52,9	52,9	78,45	133,1		49,2	75,955	26,755	3,65	29,25	83,9
10.12.08	52,78	54,71	77,85	46,91	54,02		54	54	79,26	133,1		50,465	66,28	15,815	3,555	28,795	82,635
09.12.08	54,71	58,91	72,69	44,81	54,4		54,4	54,4	76,21	133,1		49,605	65,8	16,195	4,795	26,605	83,495
08.12.08	45,91	46,14	61,53	43,78	46,78		46,8	46,8	63,18	133,1		45,28	53,835	8,555	1,5	17,9	87,82
07.12.08	43,13	43,41	43,94	42,62	43,77		43,8	43,8	42,54	133,1		43,195	43,675	0,48	0,575	0,655	89,905
06.12.08	43,64	44,24	44,7	43,06	44,41		44,4	44,4	50,02	133,1		43,735	44,47	0,735	0,675	6,285	89,365
05.12.08	47,27	48,53	64,12	43,91	49,16		49,2	49,2	65,79	133,1		46,535	56,325	9,79	2,625	19,255	86,565

04.12.08	48,41	50,04	62,56	46,5	48,61	48,6	48,6	63,41	133,1	47,555	56,3	8,745	1,055	15,855	85,545	
03.12.08	49,99	59,31	70,07	46,87	49,91	49,9	49,9	75,62	133,1	48,39	64,69	16,3	1,52	27,23	84,71	
02.12.08	48,48	48,7	54,47	47,23	49,07	49,1	49,1	64,11	133,1	48,15	51,585	3,435	0,92	15,96	84,95	
01.12.08	54,83	55,03	81	50,32	54,89	54,9	54,9	83,44	133,1	52,605	68,015	15,41	2,285	30,835	80,495	
30.11.08	46,58	47,22	47,29	45,75	47,29	47,3	47,3	46,64	133,1	46,52	47,255	0,735	0,77	0,12	86,58	
29.11.08	46,65	48,5	48,63	45,47	48,63	48,6	48,6	55,15	133,1	47,05	48,565	1,515	1,58	8,1	86,05	
28.11.08	46,34	49,02	49,02	44,77	47,63	47,6	47,6	72,71	133,1	46,2	49,02	2,82	1,43	26,51	86,9	
27.11.08	45,97	43,83	68,24	44,08	48,59	48,3	48,3	70,29	133,1	46,335	56,035	9,7	1,995	23,955	86,765	
26.11.08	48,21	47,41	73,48	46,43	50,6	50,1	50,6	74,66	133,1	48,515	60,445	11,93	2,085	26,145	84,585	
25.11.08	57,12	60,41	90,3	46,86	60,54	60,4	60,5	95,05	133,1	53,7	75,355	21,655	6,84	41,35	79,4	
24.11.08	60,58	62,35	82	48,01	63,27	63,3	63,3	79,79	133,1	55,64	72,175	16,535	7,63	24,15	77,46	
23.11.08	46,91	47,7	48,26	45,51	48,26	48	48,3	46,04	133,1	46,885	47,98	1,095	1,375	0,845	86,215	
22.11.08	46,46	44,89	48,14	45,41	48,14	48,1	48,1	49,08	133,1	46,775	46,515	0,26	1,365	2,305	86,325	
21.11.08	49,94	49,61	58,21	47,08	54,76	54,8	54,8	60,02	133,1	50,92	53,91	2,99	3,84	9,1	82,18	
20.11.08	49,44	42,85	54,34	47,98	52,08	51,8	51,8	53,44	133,1	50,03	48,595	1,435	1,77	3,41	83,07	
19.11.08	50,12	49,52	54,88	49,02	51,99	52	52	53,45	133,1	50,505	52,2	1,695	1,485	2,945	82,595	
18.11.08	50,93	49,18	56,23	50,12	52,58	52,6	52,6	62,35	133,1	51,35	52,705	1,355	1,23	11	81,75	
17.11.08	54,19	58,99	69,3	51,69	55,83	55,8	55,8	68,06	133,1	53,76	64,145	10,385	2,07	14,3	79,34	
											(NO1+NO2+NO3)/3					
16.11.08	48,13	46,11	48,62	48,47	48,62	48,6	48,6	48,6	46,01	133,1	48,57	47,365	1,205	0,05	2,56	84,53
15.11.08	48,49	47,68	48,89	48,36	49,82	49,3	48,9	48,9	49,32	133,1	49,15666667	48,285	0,87167	0,26667	0,16333	83,9433
14.11.08	52,7	55,25	55,29	51,44	54,51	54,4	54,3	54,4	65,26	133,1	53,46333333	55,27	1,80667	0,97667	11,7967	79,6367
13.11.08	54,41	55,87	59,23	53,28	55,34	55,2	54,8	55,2	74,49	133,1	54,61666667	57,55	2,93333	0,61333	19,8733	78,4833
12.11.08	53,26	53,31	53,84	52,81	54,58	53,8	53,8	53,8	77	133,1	53,74333333	53,575	0,16833	0,09667	23,2567	79,3567
11.11.08	52,07	49,74	52,2	51,9	52,69	52,2	51,9	52,2	47,72	133,1	52,26333333	50,97	1,29333	0,06333	4,54333	80,8367
10.11.08	50,89	43,6	52,61	50,99	52,01	51,2	51,2	51,2	50,31	133,1	51,40333333	48,105	3,29833	0,19333	1,09333	81,6967
09.11.08	49,28	47,66	49,55	49,28	51,95	49,7	49,1	49,6	45,43	133,1	50,30333333	48,605	1,69833	0,75333	4,87333	82,7967
08.11.08	53,42	55,8	55,8	52,3	55,8	55,8	49,4	55,8	62,41	133,1	54,63333333	55,8	1,16667	1,16667	7,77667	78,4667
07.11.08	54,77	56,13	57,01	53,23	56,42	56,4	55,9	56,4	78,05	133,1	55,35666667	56,57	1,21333	1,06333	22,6933	77,7433
06.11.08	54,2	55,46	67,04	52,04	55,73	55,7	55,6	55,7	82,22	133,1	54,5	61,25	6,75	1,23	27,72	78,6
05.11.08	54,16	57,86	67,3	51,99	56,92	56,9	56	56,9	68,68	133,1	55,27666667	62,58	7,30333	1,64333	13,4033	77,8233
04.11.08	55,36	63,07	82,36	52,66	57,44	57,4	57,2	57,4	86,79	133,1	55,84666667	72,715	16,8683	1,59333	30,9433	77,2533
03.11.08	53,83	55,36	71,43	51,67	55,33	55,3	55,3	55,3	74,55	133,1	54,11	63,395	9,285	1,22	20,44	78,99
02.11.08	51,47	52,84	53,33	50,64	52,64	52,6	51,2	52,6	49,86	133,1	51,97333333	53,085	1,11167	0,66667	2,11333	81,1267

01.11.08	52,17	53,54	53,08	51,61	53,91	53,6	51,6	53,6	56,39	133,1	53,05	53,31	0,26	0,58	3,34	80,05
31.10.08	55,03	66,02	85,02	51,66	59,1	59,1	59,1	59,1	86,46	133,1	56,62	75,52	18,9	2,48	29,84	76,48
30.10.08	54,96	64,38	98,87	50,16	59,96	59,8	60	60	99,71	133,1	56,65333333	81,625	24,9717	3,30667	43,0567	76,4467
29.10.08	52,91	52,85	97,38	48,48	57,27	57	57,2	57,3	98,14	133,1	54,24	75,115	20,875	3,03	43,9	78,86
28.10.08	52,02	57,21	65,96	47,33	56,85	54	56,9	56,9	92,58	133,1	52,72333333	61,585	8,86167	4,12667	39,8567	80,3767
27.10.08	50,31	52,34	78,8	47,03	53,24	52,8	53,2	53,2	83,14	133,1	51,03	65,57	14,54	2,21	32,11	82,07
26.10.08	42,64	42,41	43,15	40,26	46,49	45,8	43,2	43,2	44,87	133,1	44,18333333	42,78	0,625	1,03333	0,68667	88,9167
25.10.08	49,4	50,94	60,9	47,52	51,48	51,4	51,4	51,5	64,92	133,1	50,13666667	55,92	5,78333	1,34333	14,7833	82,9633
24.10.08	49,15	51,24	54,54	45,74	54,54	53,3	54,5	54,5	81,64	133,1	51,20333333	52,89	1,68667	3,33667	30,4367	81,8967
23.10.08	51,89	58,18	61,06	46,26	57,86	55,3	57,9	57,9	91,81	133,1	53,13	59,62	6,49	4,73	38,68	79,97
22.10.08	53,35	60	61	46,67	58,56	57,9	59,9	59,9	97,12	133,1	54,36333333	60,5	6,13667	5,56667	42,7567	78,7367
21.10.08	50,36	53,35	53,89	46,04	53,89	53	53,9	53,9	78,82	133,1	50,96	53,62	2,66	2,93	27,86	82,14
20.10.08	50,09	49,85	53,18	47,52	53,82	53,5	53,2	53,2	61,89	133,1	51,62333333	51,515	0,10833	1,55667	10,2667	81,4767
19.10.08	50,35	51,59	51,59	49,58	52,44	51,6	51,6	51,6	53	133,1	51,20333333	51,59	0,38667	0,38667	1,79667	81,8967
18.10.08	52,27	54,79	54,88	50,65	55,09	54,9	54,9	54,9	64,21	133,1	53,54	54,835	1,295	1,34	10,67	79,56
17.10.08	54,02	58,85	58,88	51,81	56,53	56,5	56,5	56,5	85,58	133,1	54,93	58,865	3,935	1,6	30,65	78,17
16.10.08	55,57	59,29	61,34	53,44	57,66	57,5	57,4	57,4	80,97	133,1	56,19333333	60,315	4,12167	1,19667	24,7767	76,9067
15.10.08	56,58	65,8	65,8	54,35	59,09	59	59,1	59,1	85,36	133,1	57,48333333	65,8	8,31667	1,60667	27,8767	75,6167
14.10.08	55,95	59,64	60	54,61	58,81	58,6	58,8	58,8		133,1	57,33	59,82	2,49	1,48	57,33	75,77
13.10.08	57,28	59,34	59,8	55,94	59,8	59,1	59,8	59,8		133,1	58,28666667	59,57	1,28333	1,51333	58,2867	74,8133
12.10.08	55,81	56,69	57,04	55,43	57,04	56,5	57	57		133,1	56,33	56,865	0,535	0,71	56,33	76,77
11.10.08	57,68	58,91	58,91	57,29	58,91	58,6	58,9	58,9		133,1	58,25	58,91	0,66	0,66	58,25	74,85
10.10.08	60,52	67,39	65,22	58,89	65,37	63,5	65,2	65,2		133,1	62,58	66,305	3,725	2,64	62,58	70,52
09.10.08	62,59	71,62	71,66	59,72	71,53	63,1	71,7	71,7		133,1	64,78666667	71,64	6,85333	6,87333	64,7867	68,3133
08.10.08	64,64	73,89	73,23	61,61	73,23	64,4	73,2	73,2		133,1	66,41333333	73,56	7,14667	6,81667	66,4133	66,6867
07.10.08	65,41	74,18	74,23	63,23	73,22	66,7	73	73,2		133,1	67,70666667	74,205	6,49833	5,51333	67,7067	65,3933
06.10.08	66,01	84,57	83,83	63,94	74,45	66,8	74,5	74,5		133,1	68,40333333	84,2	15,7967	6,04667	68,4033	64,6967
05.10.08	61,95	53,14	62,44	62,18	66,28	62,2	60,5	62,4		133,1	63,56	57,79	5,77	1,12	63,56	69,54
04.10.08	64,2	63,7	66,05	63,61	67,5	65,4	63,9	66,1		133,1	65,5	64,875	0,625	0,55	65,5	67,6
03.10.08	66,32	69,74	71,84	64,42	71,97	69	71,7	71,8		133,1	68,46333333	70,79	2,32667	3,37667	68,4633	64,6367
02.10.08	66,44	72,18	72,22	64,13	72,18	67,1	72,1	72,2		133,1	67,8	72,2	4,4	4,38	67,8	65,3
01.10.08	65,6	71,76	71,76	62,94	72,37	66,5	71,4	71,8		133,1	67,25333333	71,76	4,50667	4,50667	67,2533	65,8467
30.09.08	67,56	84,5	84,5	64,82	77,38	67,3	74,7	77,3		130,4	69,82333333	84,5	14,6767	7,43667	69,8233	60,5767
29.09.08	69,45	86,52	83,56	65,01	81,07	68,1	81,1	81,1	106,6	130,4	71,39	85,04	13,65	9,68	35,2	59,01
28.09.08	64,72	68,99	66,54	63,68	67,03	66,4	66,5	66,5	69,32	130,4	65,69333333	67,765	2,07167	0,84667	3,62667	64,7067

27.09.08	66,33	68,39	68,07	65,17	72,71	67,4	68,1	68,1	73,5	130,4	68,43	68,23	0,2	0,36	5,07	61,97
26.09.08	69,53	86,57	79,22	65,86	78,37	70,2	79,2	79,2	96,97	130,4	71,48	82,895	11,415	7,74	25,49	58,92
25.09.08	70,85	95,03	87,43	66,37	75,81	69,8	87,4	87,4	93,77	130,4	70,66666667	91,23	20,5633	16,7633	23,1033	59,7333
24.09.08	71,8	80,93	79,22	66,86	78,14	71,4	79,2	79,2	101	130,4	72,13	80,075	7,945	7,09	28,87	58,27
23.09.08	70,83	77,18	77,17	66,85	75,3	72,6	77,2	77,2	94,78	130,4	71,58666667	77,175	5,58833	5,58333	23,1933	58,8133
22.09.08	70,9	85,11	83,98	66,09	74,44	69,7	84	84	91,83	130,4	70,07	84,545	14,475	13,91	21,76	60,33
21.09.08	65,75	68,21	68,21	64,39	73,04	67	68,2	68,2	62,58	130,4	68,15	68,21	0,06	0,06	5,57	62,25
20.09.08	67,25	73,03	73,03	64,51	72,97	71,1	73	73	73,18	130,4	69,51	73,03	3,52	3,52	3,67	60,89
19.09.08	67,42	79,26	78,09	63,57	77,4	67,8	77,6	77,6	90,29	130,4	69,59666667	78,675	9,07833	7,97333	20,6933	60,8033
18.09.08	67,49	88,89	81,51	62,91	81,54	65,2	81,5	81,5	93,31	130,4	69,86666667	85,2	15,3333	11,6433	23,4433	60,5333
17.09.08	66,94	97,74	75,86	62,47	75,27	65,6	75	75	96,84	130,4	67,79333333	86,8	19,0067	7,24667	29,0467	62,6067
16.09.08	68,19	98,64	77,54	64,05	75,57	69,3	74,7	75,6	98,63	130,4	69,63333333	88,09	18,4567	5,93667	28,9967	60,7667
15.09.08	68,87	96,4	79,62	63,88	78,39	69	78,4	78,4	94,34	130,4	70,43666667	88,01	17,5733	7,99333	23,9033	59,9633
14.09.08	63,28	64,97	65,03	62,09	67,82	65	64,6	64,6	62,46	130,4	64,97666667	65	0,02333	0,33667	2,51667	65,4233
13.09.08	64,18	66,22	66,28	62,19	71,02	67,4	66,2	66,2	67,21	130,4	66,88	66,25	0,63	0,66	0,33	63,52
12.09.08	64,8	69,74	70,49	62,22	69,32	68,2	70,2	70,2	86,92	130,4	66,56333333	70,115	3,55167	3,66667	20,3567	63,8367
11.09.08	66,85	77,99	72,62	63,38	70,37	70,3	71,3	71,3	98,53	130,4	68,03	75,305	7,275	3,27	30,5	62,37
10.09.08	67,59	78	73,01	63,59	70,92	70,8	71,7	71,7	94,31	130,4	68,43333333	75,505	7,07167	3,23667	25,8767	61,9667
09.09.08	67,95	82,11	81,41	64,91	71,4	70,7	71,3	71,3	97,75	130,4	69,00333333	81,76	12,7567	2,29667	28,7467	61,3967
08.09.08	67,05	77,68	78,2	63,45	73,12	70,7	69,3	69,3	84,8	130,4	69,08333333	77,94	8,85667	0,23667	15,7167	61,3167
07.09.08	62,31	62,15	62,43	60,56	74,37	66	62,1	62,1	58,82	130,4	66,99	62,29	4,7	4,87	-8,17	63,41
06.09.08	65,07	70,54	70,38	62,81	73,36	68,7	68	68,1	74,72	130,4	68,27333333	70,46	2,18667	0,19333	6,44667	62,1267
05.09.08	67,54	92,22	74,83	63,74	73,03	71	70,3	70,3	93,8	130,4	69,25	83,525	14,275	1,04	24,55	61,15
04.09.08	67,99	71,67	72,39	64,81	72,55	70,8	71,1	71,1	86,24	130,4	69,37333333	72,03	2,65667	1,71667	16,8667	61,0267
03.09.08	67,34	72,88	80,11	63,46	70,47	70,3	71,4	71,4	85,89	130,4	68,08666667	76,495	8,40833	3,29333	17,8033	62,3133
02.09.08	68,62	85,89	83,06	64,19	71,2	70,6	71,1	71,1	88	130,4	68,66666667	84,475	15,8083	2,38333	19,3333	61,7333
01.09.08	69,56	79,78	79,35	63,43	72,36	72,4	76,4	76,4	81,78	130,4	69,38333333	79,565	10,1817	6,99667	12,3967	61,0167
31.08.08	64,05	67,06	68,78	61,3	71,03	67,9	68,2	68,8	66,93	130,4	66,74	67,92	1,18	2,04	0,19	63,66
30.08.08	66,39	74,68	75,17	62,74	69,63	69,5	71,5	72,3	74,54	130,4	67,27333333	74,925	7,65167	4,98667	7,26667	63,1267
29.08.08	68,96	85,83	81,82	63,78	75,61	69,4	75,6	75,6	86,63	130,4	69,58	83,825	14,245	6,03	17,05	60,82
28.08.08	66,62	81,27	80,07	61,91	71,17	64,7	71	71	81,27	130,4	65,91	80,67	14,76	5,1	15,36	64,49
27.08.08	66,32	81,04	80,31	61,11	70,74	62,9	70,7	70,7	80,94	130,4	64,92666667	80,675	15,7483	5,81333	16,0133	65,4733
26.08.08	65,1	78,4	80,05	60,18	70,39	61,5	70,5	70,5	79,96	130,4	64,00666667	79,225	15,2183	6,53333	15,9533	66,3933
25.08.08	63,8	74,65	75,64	59,45	68,88	61,6	68,2	68,2	73,43	130,4	63,32	75,145	11,825	4,9	10,11	67,08
24.08.08	56,65	63,47	69,21	54,83	62,04	60,5	58,8	58,8	57,77	130,4	59,13666667	66,34	7,20333	0,37667	1,36667	71,2633

23.08.08	59,54	66,37	69,25	57,08	66,52	61,8	66,5	66,5	65,04	130,4	61,79666667	67,81	6,01333	4,72333	3,24333	68,6033
22.08.08	61,28	71,99	73,48	53,83	72,53	61,1	74,4	74,4	70,71	130,4	62,49333333	72,735	10,2417	11,8667	8,21667	67,9067
21.08.08	61	70,92	68,21	51,43	73,54	59,8	74,6	74,6	68,13	130,4	61,58	69,565	7,985	13,02	6,55	68,82
20.08.08	56,93	62,41	61,81	49	67,92	58,2	67,9	67,9	59,74	130,4	58,37	62,11	3,74	9,55	1,37	72,03
19.08.08	57,35	67,57	70,22	47,71	69,51	57,6	69,5	69,5	67,15	130,4	58,26333333	68,895	10,6317	11,2467	8,88667	72,1367
18.08.08	57,2	66,82	71,25	45,29	70,53	57,3	70,5	70,5	63,35	130,4	57,7	69,035	11,335	12,83	5,65	72,7
17.08.08	43,61	43,04	49,42	38,58	57,46	55,7	49,4	49,4	28,73	130,4	50,57666667	46,23	4,34667	1,15667	21,8467	79,8233
16.08.08	47,39	56,29	57,01	43,04	59,81	54,7	56,9	56,9	55,3	130,4	52,52333333	56,65	4,12667	4,36667	2,77667	77,8767
15.08.08	52,61	65,23	67,65	45,22	66,84	57,4	67,4	67,4	65,23	130,4	56,49	66,44	9,95	10,94	8,74	73,91
14.08.08	51,5	53,91	53,89	43,53	68,8	56,3	69,6	69,6	53,32	130,4	56,20666667	53,9	2,30667	13,4233	2,88667	74,1933
13.08.08	51,41	53,94	58,88	43,88	66,93	54,7	71,6	71,6	53,27	130,4	55,15333333	56,41	1,25667	16,4267	1,88333	75,2467
12.08.08	55,18	68,12	71,54	46,03	65,54	54,8	71,5	71,5	67,87	130,4	55,46	69,83	14,37	16,07	12,41	74,94
11.08.08	52,04	57,77	69,77	44,09	59,98	53,8	68,1	68,1	57,93	130,4	52,63666667	63,77	11,1333	15,4633	5,29333	77,7633
10.08.08	43,77	41,03	55,81	40,59	55,81	52,3	55,8	55,8	30,13	130,4	49,57	48,42	1,15	6,24	19,44	80,83
09.08.08	46,58	56,02	59,96	43,55	59,39	52,8	59,8	59,8	54,9	130,4	51,92	57,99	6,07	7,9	2,98	78,48
08.08.08	48,25	55,4	60,59	43,32	59,24	52,4	60,4	60,4	54,84	130,4	51,66333333	57,995	6,33167	8,68667	3,17667	78,7367
07.08.08	51,2	64,06	64,95	44,27	60,61	52	61,2	61,2	63,79	130,4	52,28	64,505	12,225	8,89	11,51	78,12
06.08.08	50,96	67,56	64,72	43,4	57,95	52,3	63,5	63,5	65,3	130,4	51,21	66,14	14,93	12,32	14,09	79,19
05.08.08	45,31	57,2	57,24	39,69	53,26	48,4	57	57	54,94	130,4	47,12	57,22	10,1	9,9	7,82	83,28
04.08.08	49,32	62,2	62,75	43,4	54,67	51,7	62,8	62,8	57,55	130,4	49,91	62,475	12,565	12,84	7,64	80,49
03.08.08	39,72	45,64	47,66	37,74	46,16	45,4	47,7	47,7	45,62	130,4	43,09	46,65	3,56	4,57	2,53	87,31
02.08.08	44,78	57,05	57,05	40,85	53,39	50,9	57,1	57,1	57,05	130,4	48,37666667	57,05	8,67333	8,67333	8,67333	82,0233
01.08.08	48,31	65,06	65,2	42,84	57,83	54,5	65,1	65,1	67,52	130,4	51,71	65,13	13,42	13,35	15,81	78,69
31.07.08	48,69	65,85	65,77	43,34	60,76	53,8	65,8	65,8	71,95	130,4	52,62	65,81	13,19	13,15	19,33	77,78
30.07.08	46,93	67,66	69,49	42,42	58,71	54,9	65,9	65,9	75,13	130,4	52,01333333	68,575	16,5617	13,8967	23,1167	78,3867
29.07.08	48,71	68,65	68,59	42,97	58,41	54,8	64,6	64,6	69,14	130,4	52,05333333	68,62	16,5667	12,5067	17,0867	78,3467
28.07.08	49,82	69,03	69,2	44,09	58,36	54,8	64	64	69,57	130,4	52,40666667	69,115	16,7083	11,6033	17,1633	77,9933
27.07.08	41	47,64	47,65	39,16	47,5	47,3	47,5	47,5	47,13	130,4	44,65666667	47,645	2,98833	2,84333	2,47333	85,7433
26.07.08	45,07	60,18	55,57	42,79	55,57	55,5	55,6	55,6	59,07	130,4	51,27333333	57,875	6,60167	4,29667	7,79667	79,1267
25.07.08	47,63	61,29	61,65	41,34	57,16	57,1	59,6	59,6	65,86	130,4	51,86333333	61,47	9,60667	7,68667	13,9967	78,5367
24.07.08	46,06	65,07	58,73	40,88	57,34	55,3	57,7	57,7	66,24	130,4	51,16333333	61,9	10,7367	6,50667	15,0767	79,2367
23.07.08	44,99	64,36	60,74	40,48	56,52	55,3	57,7	57,7	65,86	130,4	50,77333333	62,55	11,7767	6,92667	15,0867	79,6267
22.07.08	47,44	66,99	63,87	40,49	58,32	57,7	60,8	60,8	68,77	130,4	52,16	65,43	13,27	8,68	16,61	78,24
21.07.08	39,28	51,49	52,82	33,88	50,35	49,6	52,4	52,4	51,96	130,4	44,61	52,155	7,545	7,81	7,35	85,79
20.07.08	29,84	31,69	33,83	29,81	33,91	33,9	33,8	33,8	30,92	130,4	32,54333333	32,76	0,21667	1,28667	1,62333	97,8567

19.07.08	41,73	58	58	38,17	56,53	53	58	58	58	130,4	49,23	58	8,77	8,77	8,77	81,17
18.07.08	45,35	66,56	67,15	38,13	60,92	55,8	66,3	66,3	71,88	130,4	51,61	66,855	15,245	14,64	20,27	78,79
17.07.08	45,24	70,72	67,2	37,81	59,52	55,9	61,3	61,3	73,12	130,4	51,07	68,96	17,89	10,21	22,05	79,33
16.07.08	43,31	65,14	63,99	37,38	56	54,9	58,3	58,3	68	130,4	49,43666667	64,565	15,1283	8,873333	18,5633	80,9633
15.07.08	44,51	68,3	65,05	37,76	58,88	56,3	61	61	74,51	130,4	50,99	66,675	15,685	10	23,52	79,41
14.07.08	42,91	63,78	65,82	36,75	58,16	53,4	60,4	60,4	64,75	130,4	49,43	64,8	15,37	10,97	15,32	80,97
13.07.08	38,55	55,87	56,24	35,35	54,83	50,4	54,9	54,9	56,24	130,4	46,87333333	56,055	9,18167	7,99667	9,36667	83,5267
12.07.08	39,51	60,02	60,02	36,45	58,02	54,3	58	58	60,02	130,4	49,58666667	60,02	10,4333	8,43333	10,4333	80,8133
11.07.08	41,83	72,23	68,08	36,08	58,76	56	61,3	61,3	76,07	130,4	50,27	70,155	19,885	11,05	25,8	80,13
10.07.08	44,75	70,46	71,69	35,82	62,9	58,4	62,9	62,9	76,32	130,4	52,37	71,075	18,705	10,53	23,95	78,03
09.07.08	46,74	72,25	72,68	34,37	63,25	58,7	63,3	63,3	73,43	130,4	52,11	72,465	20,355	11,21	21,32	78,29
08.07.08	48,69	73,03	73,34	34,27	62,4	57,2	64,3	64,3	73,51	130,4	51,27666667	73,185	21,9083	12,9933	22,2333	79,1233
07.07.08	47,98	71,7	74,6	34,53	59,57	57	60,4	60,2	67,7	130,4	50,36	73,15	22,79	9,87	17,34	80,04
06.07.08	39,14	53,02	53,19	33,17	52,27	50,2	52,6	52,6	51,69	130,4	45,20666667	53,105	7,89833	7,34333	6,48333	85,1933
05.07.08	43,67	61,66	61,59	34,68	56,52	54,6	59,3	59,3	61,34	130,4	48,60333333	61,625	13,0217	10,7367	12,7367	81,7967
04.07.08	46,42	76,01	76,01	34,77	58,18	55,7	58,2	58,2	85,18	130,4	49,53666667	76,01	26,4733	8,64333	35,6433	80,8633
03.07.08	45,57	85,33	71,58	34,79	60,35	57,3	60,7	60,7	88,53	130,4	50,79666667	78,455	27,6583	9,85333	37,7333	79,6033
02.07.08	48,68	96,27	96,27	33,81	62,11	60,4	62,6	62,6	96,27	130,4	52,1	96,27	44,17	10,51	44,17	78,3
01.07.08	47,43	84,48	84,46	33,03	62,14	58,8	62,2	62,2	84,48	130,4	51,31	84,47	33,16	10,9	33,17	79,09
30.06.08	43,85	79,41	79,17	32,52	58,19	55,9	58,8	58,8	86,25	130,3	48,88	79,29	30,41	9,92	37,37	81,42
29.06.08	35,7	51,2	51,2	29,73	47,84	47,8	47,8	47,8	50,42	130,3	41,78333333	51,2	9,41667	6,05667	8,63667	88,5167
28.06.08	39,25	64,01	64,01	32,15	54,67	54,6	54,7	54,7	64,01	130,3	47,13333333	64,01	16,8767	7,53667	16,8767	83,1667
27.06.08	41,5	84,24	85,63	31,54	54,57	54,4	54,6	54,6	85,88	130,3	46,84333333	84,935	38,0917	7,72667	39,0367	83,4567
26.06.08	44,76	74,96	89,63	32,6	55,76	55,2	55,8	55,8	89,98	130,3	47,84	82,295	34,455	7,96	42,14	82,46
25.06.08	46,97	90,44	90,45	33,71	56,88	55,8	56,9	56,9	90,45	130,3	48,80666667	90,445	41,6383	8,07333	41,6433	81,4933
24.06.08	46	83,35	91,81	33,84	54,7	53,7	55,3	55,3	93,22	130,3	47,42	87,58	40,16	7,9	45,8	82,88
23.06.08	39,22	57,48	67,63	31,08	48,37	48,1	48,5	48,5	67,26	130,3	42,52333333	62,555	20,0317	5,92667	24,7367	87,7767
22.06.08	35,72	46,56	46,56	31,26	46,56	46,3	46,6	46,6	46,56	130,3	41,37	46,56	5,19	5,19	5,19	88,93
21.06.08	37,53	61,36	63,74	33,72	50,12	50	50,1	50,1	64,42	130,3	44,62666667	62,55	17,9233	5,51333	19,7933	85,6733
20.06.08	39,69	66,02	62,72	33,92	53,7	53	53,7	53,7	71,4	130,3	46,88333333	64,37	17,4867	6,81667	24,5167	83,4167
19.06.08	46,88	70,79	70,81	35,82	63,58	55	63,6	63,6	70,81	130,3	51,47333333	70,8	19,3267	12,1067	19,3367	78,8267
18.06.08	49,87	69,91	69,88	36,05	67,46	55,9	67,5	67,5	69,95	130,3	53,13	69,895	16,765	14,33	16,82	77,17
17.06.08	51,96	77,77	77,77	35,72	68,06	59	68,1	68,1	77,77	130,3	54,24333333	77,77	23,5267	13,8167	23,5267	76,0567
16.06.08	52,69	74,88	74,88	31,95	61,46	56,8	74,5	74,5	74,77	130,3	50,05333333	74,88	24,8267	24,4867	24,7167	80,2467
15.06.08	34,85	51,97	51,97	28,2	48,59	48,6	49,2	49,2	47,59	130,3	41,79333333	51,97	10,1767	7,35667	5,79667	88,5067

14.06.08	30,29	59,09	49,03	26,64	49,03	49	49	49	59,09	130,3	41,56666667	54,06	12,4933	7,46333	17,5233	88,7333
13.06.08	39,59	67,15	68,39	24,39	56,5	56	56,5	56,5	74,07	130,3	45,64333333	67,77	22,1267	10,8567	28,4267	84,6567
12.06.08	41,84	68,87	70,93	21,61	64,5	56,5	64,5	64,5	74,9	130,3	47,54	69,9	22,36	16,96	27,36	82,76
11.06.08	38,17	62,7	68,08	18,29	56,57	53,5	58,3	58,3	73,03	130,3	42,79	65,39	22,6	15,54	30,24	87,51
10.06.08	36,64	59,1	72,49	16,52	59	55,6	59	59	87,32	130,3	43,70333333	65,795	22,0917	15,2967	43,6167	86,5967
09.06.08	41,46	79,41	76,03	15,16	57,78	55,6	67,6	67,6	100,1	130,3	42,85333333	77,72	34,8667	24,7167	57,2367	87,4467
08.06.08	32,33	55,74	55,74	13,82	52,32	51,8	52,4	52,4	55,74	130,3	39,32666667	55,74	16,4133	13,0333	16,4133	90,9733
07.06.08	40,29	67,25	67,11	12,91	58,74	55,2	59,5	59,5	67,47	130,3	42,27	67,18	24,91	17,26	25,2	88,03
06.06.08	34,11	64,05	61,26	12,56	52,57	52,6	52,6	52,6	71,73	130,3	39,23333333	62,655	23,4217	13,3367	32,4967	91,0667
05.06.08	40,08	68,86	64,4	11,85	58,66	58,7	58,7	58,7	81,2	130,3	43,05666667	66,63	23,5733	15,6033	38,1433	87,2433
04.06.08	41,68	68,08	88,24	12,28	58,85	59,1	58,9	58,9	88,24	130,3	43,4	78,16	34,76	15,45	44,84	86,9
03.06.08	45,21	77,5	76,7	12,27	76,7	76,7	76,7	76,7	97,45	130,3	55,22333333	77,1	21,8767	21,4767	42,2267	75,0767
02.06.08	45,74	67,43	66,81	13,7	66,81	61,8	66,8	66,8	72,12	130,3	47,43666667	67,12	19,6833	19,3733	24,6833	82,8633
01.06.08	19,82	43,74	42,77	13,95	42,83	47,6	42,8	42,8	43,74	130,3	34,77666667	43,255	8,47833	7,99333	8,96333	95,5233
31.05.08	23,56	52,56	50,97	13,34	50,97	53	51	51	52,56	130,3	39,11333333	51,765	12,6517	11,8567	13,4467	91,1867
30.05.08	33,71	63,11	61	15,26	52,35	53,2	52,4	52,4	66,68	130,3	40,27666667	62,055	21,7783	12,0733	26,4033	90,0233
29.05.08	40,25	67,72	67,99	14,22	54,11	58	54,1	54,1	68,17	130,3	42,1	67,855	25,755	12,01	26,07	88,2
28.05.08	34,32	53,86	53,93	16,48	53,81	57,6	53,9	53,9	57,9	130,3	42,62666667	53,895	11,2683	11,2333	15,2733	87,6733
27.05.08	39,13	61,89	60,5	17,57	56,32	57,2	59,9	59,9	64,16	130,3	43,70333333	61,195	17,4917	16,2367	20,4567	86,5967
26.05.08	35,24	56,06	50,18	17,29	47,33	54,5	48,5	48,5	60,73	130,3	39,72	53,12	13,4	8,81	21,01	90,58
25.05.08	18,35	27,13	27,89	14,98	30,21	47,1	27,9	27,9	27,11	130,3	30,77333333	27,51	3,26333	2,88333	3,66333	99,5267
24.05.08	25,3	48,45	45,68	17,19	45,77	50	45,7	45,7	48,44	130,3	37,64	47,065	9,425	8,04	10,8	92,66
23.05.08	37,65	59,97	59,78	17,32	58,31	58,8	58,3	58,3	61,8	130,3	44,81666667	59,875	15,0583	13,4933	16,9833	85,4833
22.05.08	35,75	61,4	53,41	16,11	52,96	54,5	52,5	52,5	52,99	130,3	41,19	57,405	16,215	11,33	11,8	89,11
21.05.08	38,79	67,53	62,14	15,21	60,36	60,4	60,1	60,1	69,42	130,3	45,31	64,835	19,525	14,83	24,11	84,99
20.05.08	35,63	61,5	66,11	15,47	54,9	54,9	53,9	53,9	66,63	130,3	41,75666667	63,805	22,0483	12,1533	24,8733	88,5433
19.05.08	32,54	61,98	71,24	13,73	49,37	49,9	49,4	49,4	71,24	130,3	37,67666667	66,61	28,9333	11,6933	33,5633	92,6233
18.05.08	20,79	47,59	48,07	11,36	42,17	42,7	41,2	41,2	48,07	130,3	32,08666667	47,83	15,7433	9,14333	15,9833	98,2133
17.05.08	20,82	54,53	54,53	9,79	43,33	43,3	43,3	43,3	54,53	130,3	32,15333333	54,53	22,3767	11,1767	22,3767	98,1467
16.05.08	23,85	62,75	66,47	9,57	42,67	44,2	40,9	40,9	66,47	130,3	32,13	64,61	32,48	8,73	34,34	98,17
15.05.08	27,7	66,06	68,18	10,76	41,18	41,2	36,7	36,7	68,18	130,3	31,04	67,12	36,08	5,66	37,14	99,26
14.05.08	26,44	61,96	69,88	10,45	36,12	38,6	35,6	35,6	69,88	130,3	28,4	65,92	37,52	7,24	41,48	101,9
13.05.08	21,03	59,84	60,06	10	30,98	35,9	30,9	30,9	60,22	130,3	25,63	59,95	34,32	5,29	34,59	104,67
12.05.08	17,06	29,67	29,39	8,77	29,39	35,6	29,4	29,4	29,67	130,3	24,57333333	29,53	4,95667	4,81667	5,09667	105,727
11.05.08	9,99	21,99	32,68	6,37	13,7	31,9	13,7	13,7	21,99	130,3	17,33333333	27,335	10,0017	3,63333	4,65667	112,967

10.05.08	11,95	46,59	47,97	7,76	10,4	35,1	8,06	8,06	47,97	130,3	17,74	47,28	29,54	9,68	30,23	112,56
09.05.08	22,24	61,05	58,66	10,98	28,41	34	28	28	61,05	130,3	24,45333333	59,855	35,4017	3,51667	36,5967	105,847
08.05.08	21,19	49,63	60	9,33	32,35	38,5	31,6	31,6	60	130,3	26,73	54,815	28,085	4,89	33,27	103,57
07.05.08	26,8	62,53	61,32	12,26	35,35	40	35	35	62,53	130,3	29,21666667	61,925	32,7083	5,78333	33,3133	101,083
06.05.08	27,28	60,13	57,25	11,65	36,41	41	36,3	36,3	60,34	130,3	29,67333333	58,69	29,0167	6,66667	30,6667	100,627
05.05.08	27,05	58,64	59,29	11,74	34,54	40	32,7	32,7	61,53	130,3	28,76	58,965	30,205	3,96	32,77	101,54
04.05.08	12,26	36,98	38,93	8,53	20,7	35	9,18	9,18	40,7	130,3	21,40333333	37,955	16,5517	12,2233	19,2967	108,897
03.05.08	15,77	42,47	29,78	10,62	23,62	35,2	22,2	22,2	42,47	130,3	23,13	36,125	12,995	0,89	19,34	107,17
02.05.08	22,74	55,11	55,65	13,86	33,01	38,8	32,7	32,7	55,82	130,3	28,57	55,38	26,81	4,11	27,25	101,73
01.05.08	14,62	31,65	29,51	13,75	14,41	29,2	14,2	14,2	31,93	130,3	19,10333333	30,58	11,4767	4,90333	12,8267	111,197
30.04.08	29,1	53,99	56,95	19,4	35,08	37	35,1	35,1	60,26	130,3	30,50333333	55,47	24,9667	4,57667	29,7567	99,7967
29.04.08	32,53	57,56	62,04	21,67	40,5	40,5	40,2	40,2	64,85	130,3	34,22333333	59,8	25,5767	5,92667	30,6267	96,0767
28.04.08	30,74	46,24	43,26	22,07	43,51	43,5	37,4	37,4	52,88	130,3	36,36333333	44,75	8,38667	0,98667	16,5167	93,9367
27.04.08	26,25	30,83	30,68	23,38	41,32	41,3	30,4	30,4	30,83	130,3	35,34	30,755	4,585	4,91	4,51	94,96
26.04.08	29,67	48,81	45,04	23,4	42,5	42,5	42,4	42,4	49,53	130,3	36,13333333	46,925	10,7917	6,26667	13,3967	94,1667
25.04.08	37,73	59,17	60,3	24,89	45,8	45,8	45,8	45,8	60,65	130,3	38,83	59,735	20,905	6,97	21,82	91,47
24.04.08	40,19	58,67	47,16	27,19	46,65	46,7	46,7	46,7	64,5	130,3	40,16333333	52,915	12,7517	6,48667	24,3367	90,1367
23.04.08	40,82	63,45	47,76	29,76	46,96	46,9	46,9	46,9	72,55	130,3	41,19	55,605	14,415	5,66	31,36	89,11
22.04.08	40,17	48,5	51,88	30,67	49,44	49,4	47,7	47,7	52,98	130,3	43,18333333	50,19	7,00667	4,50667	9,79667	87,1167
21.04.08	45,72	52,55	53,49	32,72	52,86	52,9	51,1	51,1	64,74	130,3	46,14666667	53,02	6,87333	4,99333	18,5933	84,1533
20.04.08	37,97	48,16	43,23	32,11	45,04	45	43,2	43,2	49,45	130,3	40,72666667	45,695	4,96833	2,50333	8,72333	89,5733
19.04.08	39,92	48,13	44,82	33,18	45,61	45,4	44,8	44,8	54,44	130,3	41,38666667	46,475	5,08833	3,43333	13,0533	88,9133
18.04.08	44,41	55,34	51,28	35,17	51,28	51,3	51,3	51,3	72,11	130,3	45,91	53,31	7,4	5,37	26,2	84,39
17.04.08	45,82	52,82	47,71	36,43	47,71	47,7	47,7	47,7	75,1	130,3	43,95	50,265	6,315	3,76	31,15	86,35
16.04.08	47,08	56,99	47,58	32,07	47,82	47,6	47,6	47,6	81,55	130,3	42,49	52,285	9,795	5,09	39,06	87,81
15.04.08	44,78	61,86	46,33	30,02	51,13	46,3	46,3	46,3	84,72	130,3	42,49333333	54,095	11,6017	3,83667	42,2267	87,8067
14.04.08	49,34	57,05	53,48	30,64	55,94	54	53,5	53,5	80,36	130,3	46,87	55,265	8,395	6,61	33,49	83,43
13.04.08	34,32	40,5	38,56	27,96	42,61	42,6	38,6	38,6	49,9	130,3	37,72666667	39,53	1,80333	0,83333	12,1733	92,5733
12.04.08	37,45	48,51	43,31	27,68	43,31	43,3	43,3	43,3	51,87	130,3	38,1	45,91	7,81	5,21	13,77	92,2
11.04.08	41,69	55,92	48,62	27,53	48,62	48,6	48,6	48,6	80,24	130,3	41,59	52,27	10,68	7,03	38,65	88,71
10.04.08	45,52	82,12	51,85	28,07	49,33	49,3	49,3	49,3	89,72	130,3	42,24333333	66,985	24,7417	7,08667	47,4767	88,0567
09.04.08	43,52	62,31	50,36	25,92	50,36	50,4	50,4	50,4	96,15	130,3	42,21333333	56,335	14,1217	8,14667	53,9367	88,0867
08.04.08	39,65	65,28	46,73	24,44	46,36	46,4	46,4	46,4	84,64	130,3	39,05333333	56,005	16,9517	7,30667	45,5867	91,2467
07.04.08	37,81	59,89	48,89	24,4	42,58	42,6	42,6	42,6	72	130,3	36,52	54,39	17,87	6,06	35,48	93,78
06.04.08	29,63	42,04	35,21	24,02	35,7	35,7	35,2	35,2	42,04	130,3	31,80666667	38,625	6,81833	3,40333	10,2333	98,4933

05.04.08	30,87	48,06	37,57	23,84	37,57	37,6	37,6	37,6	62,31	130,3	32,99333333	42,815	9,82167	4,57667	29,3167	97,3067
04.04.08	33,65	54,5	44,38	23,97	39,38	39,4	39,4	39,4	71,84	130,3	34,24333333	49,44	15,1967	5,13667	37,5967	96,0567
03.04.08	34,03	54,67	41,06	24,31	40,13	40,1	40,1	40,1	65,36	130,3	34,85666667	47,865	13,0083	5,27333	30,5033	95,4433
02.04.08	32,61	50,16	45,42	25,37	38,46	38,5	38,5	38,5	62,61	130,3	34,09666667	47,79	13,6933	4,36333	28,5133	96,2033
01.04.08	32,83	59,2	39,07	25,19	39,07	39,1	39,1	39,1	72,97	130,3	34,44333333	49,135	14,6917	4,62667	38,5267	95,8567
31.03.08	32,95	52,07	38,8	25,16	37,49	37,5	37,1	37	73,9	136,1	33,37333333	45,435	12,0617	3,62667	40,5267	102,727
30.03.08	25,9	30,66	26,61	24,59	30,92	28,8	26,6	26,6	37,83	136,1	28,10333333	28,635	0,53167	1,49333	9,72667	107,997
29.03.08	26,85	34,18	29,34	25,12	31,48	30,1	29,3	29,3	48,03	136,1	28,90333333	31,76	2,85667	0,43667	19,1267	107,197
28.03.08	33,86	47,97	41,76	25,87	42,02	37	41,8	41,8	64,84	136,1	34,97666667	44,865	9,88833	6,78333	29,8633	101,123
27.03.08	40,94	57,51	52,4	25,58	52,4	46,1	52,4	52,4	68,13	136,1	41,36	54,955	13,595	11,04	26,77	94,74
26.03.08	35,08	57,59	37,21	25,96	37,21	35,7	37,2	37,2	62,12	136,1	32,96333333	47,4	14,4367	4,24667	29,1567	103,137
25.03.08	34,22	46,8	44,29	26,13	44,02	37,4	44,1	44	46,84	136,1	35,84333333	45,545	9,70167	8,17667	10,9967	100,257
24.03.08	27,92	34,7	30,04	26,38	30,12	30,1	30	30	38,12	136,1	28,87333333	32,37	3,49667	1,16667	9,24667	107,227
23.03.08	27,45	30,41	29,85	26,25	29,85	29,9	29,9	29,9	42,25	136,1	28,65	30,13	1,48	1,2	13,6	107,45
22.03.08	26,6	28,93	27,56	26,19	28,34	28,3	27,6	27,6	49,48	136,1	27,62333333	28,245	0,62167	0,06333	21,8567	108,477
21.03.08	26,56	34,87	27,63	26,2	27,65	27,7	27,6	27,6	45,02	136,1	27,16666667	31,25	4,08333	0,46333	17,8533	108,933
20.03.08	27,5	35,63	30,4	26,3	30,4	30,4	30,5	30,4	64,5	136,1	29,03333333	33,015	3,98167	1,36667	35,4667	107,067
19.03.08	28,1	52,38	31,4	25,25	29,92	29,9	31	31	59,53	136,1	28,36333333	41,89	13,5267	2,65667	31,1667	107,737
18.03.08	27,6	50,36	31,56	24,97	29,1	29,1	29,1	29,1	60,25	136,1	27,72333333	40,96	13,2367	1,37667	32,5267	108,377
17.03.08	26,11	27,69	27,83	24,71	29,02	29	27,8	27,8	48,78	136,1	27,58	27,76	0,18	0,25	21,2	108,52
16.03.08	24,73	32,6	24,75	24,33	26,18	26,2	24,8	24,8	34,29	136,1	25,55666667	28,675	3,11833	0,80667	8,73333	110,543
15.03.08	25,78	49,14	26,37	24,74	26,84	26,8	26,4	26,4	50,51	136,1	26,14	37,755	11,615	0,23	24,37	109,96
14.03.08	28,61	54,67	31,96	24,76	29,66	29,7	32	32	56,22	136,1	28,02666667	43,315	15,2883	3,93333	28,1933	108,073
13.03.08	26,32	28,5	27,92	25,3	27,92	27,9	27,9	27,9	54,55	136,1	27,04666667	28,21	1,16333	0,87333	27,5033	109,053
12.03.08	27,52	34,19	28,35	26,73	28,37	28,4	28,4	28,4	51,96	136,1	27,82333333	31,27	3,44667	0,52667	24,1367	108,277
11.03.08	28,79	35,63	30,49	27,54	29,79	29,8	29,7	29,7	57,72	136,1	29,04	33,06	4,02	0,69	28,68	107,06
10.03.08	28,69	30,13	29,38	27,67	30,54	30,5	29,4	29,4	44,62	136,1	29,58333333	29,755	0,17167	0,20333	15,0367	106,517
09.03.08	26,75	38,16	26,26	26,04	29,27	29,3	26,3	26,3	42,4	136,1	28,19	32,21	4,02	1,93	14,21	107,91
08.03.08	27,62	42,32	28,37	26,81	29,18	29,2	28,4	28,4	62,6	136,1	28,39	35,345	6,955	0,02	34,21	107,71
07.03.08	34,11	50,07	36,19	28,48	35,45	35	36,2	36,2	65,96	136,1	32,96666667	43,13	10,1633	3,22333	32,9933	103,133
06.03.08	31,43	37,34	33,5	28,83	32,1	32	33,2	32,5	56,77	136,1	30,99	35,42	4,43	1,54	25,78	105,11
05.03.08	34,97	48,46	38,09	29,41	34,82	34,8	39	38,1	67,33	136,1	33,01666667	43,275	10,2583	5,07333	34,3133	103,083
04.03.08	34,81	45,35	43,67	30,04	36,93	35,3	36,8	36,7	68,38	136,1	34,09666667	44,51	10,4133	2,58333	34,2833	102,003
03.03.08	33,36	49,29	33,28	30,62	36,79	34,2	33,4	33,3	58,94	136,1	33,87333333	41,285	7,41167	0,59333	25,0667	102,227
02.03.08	27,75	19,33	27,68	27,59	31,56	30,3	27,7	27,7	26,54	136,1	29,81666667	23,505	6,31167	2,13667	3,27667	106,283

01.03.08	28,64	28,31	28,57	28,39	36,01	29,2	28,6	28,6	37,52	136,1	31,18333333	28,44	2,74333	2,61333	6,33667	104,917
29.02.08	31,97	41,86	32,73	30,27	37,46	32,6	32,8	32,7	63,3	136,1	33,45	37,295	3,845	0,72	29,85	102,65
28.02.08	31,93	45,67	32,25	30,11	38,25	32,2	32,3	32,3	69,77	136,1	33,53	38,96	5,43	1,28	36,24	102,57
27.02.08	29,77	29,35	29,38	29,21	37,59	30,7	29,4	29,4	56,43	136,1	32,49666667	29,365	3,13167	3,11667	23,9333	103,603
26.02.08	32,3	32,78	32,78	31,45	38,59	33,5	32,8	32,8	58,25	136,1	34,49666667	32,78	1,71667	1,71667	23,7533	101,603
25.02.08	35,16	55,96	35,29	33,01	36,05	35,3	35,3	35,3	58,69	136,1	34,78333333	45,625	10,8417	0,50667	23,9067	101,317
24.02.08	31,26	32,36	30,98	31,41	30,98	31	31	31	46,2	136,1	31,12333333	31,67	0,54667	0,14333	15,0767	104,977
23.02.08	32,58	32,52	32,83	32,36	33,77	33,6	32,8	32,8	47,76	136,1	33,24	32,675	0,565	0,41	14,52	102,86
22.02.08	34,47	34,92	34,92	33,85	34,92	34,9	35	34,9	59,39	136,1	34,56333333	34,92	0,35667	0,35667	24,8267	101,537
21.02.08	37,72	43,34	39,16	36,42	38,51	38,5	38,5	38,5	63,27	136,1	37,81333333	41,25	3,43667	0,69667	25,4567	98,2867
20.02.08	41,23	65,88	56,8	38,28	41,3	41,3	41,3	41,3	71,49	136,1	40,29	61,34	21,05	1,01	31,2	95,81
19.02.08	42,8	61,48	52,97	39,12	43,96	42,9	44	44	70,76	136,1	41,98	57,225	15,245	1,98	28,78	94,12
18.02.08	40,8	52,03	44,78	38,71	44,59	42,6	44,6	44,6	69,42	136,1	41,98	48,405	6,425	2,61	27,44	94,12
17.02.08	38,62	38,88	38,88	38,44	38,88	38,9	38,9	38,9	48,12	136,1	38,73333333	38,88	0,14667	0,14667	9,38667	97,3667
16.02.08	41,24	52,92	45,92	38,78	43,99	42,4	44,8	44,8	57,47	136,1	41,71666667	49,42	7,70333	3,09333	15,7533	94,3833
15.02.08	47,88	61,25	60,53	39,61	52,75	42,8	53,3	52,8	65,97	136,1	45,05	60,89	15,84	7,7	20,92	91,05
14.02.08	44,35	55,88	58,93	40,2	47,66	42,4	47,7	47,7	68,43	136,1	43,42	57,405	13,985	4,24	25,01	92,68
13.02.08	42,02	53,96	55,44	40,24	41,09	41,1	41,1	41,1	64,2	136,1	40,80666667	54,7	13,8933	0,28333	23,3933	95,2933
12.02.08	41,89	61,82	55,25	40,3	40,73	40,7	40,7	40,7	65,59	136,1	40,58666667	58,535	17,9483	0,14333	25,0033	95,5133
11.02.08	41,67	57,14	57,31	39,57	40,8	40,8	40,8	40,8	64,78	136,1	40,39	57,225	16,835	0,41	24,39	95,71
10.02.08	38,26	41,36	40,12	38,11	38,11	38,1	38,1	38,1	40,71	136,1	38,11	40,74	2,63	0	2,6	97,99
09.02.08	38,58	49,56	40,31	38,31	38,33	38,3	38,3	38,3	50,15	136,1	38,32333333	44,935	6,61167	0,00667	11,8267	97,7767
08.02.08	40,32	56,91	49,2	39,23	39,99	40	40	40	65,35	136,1	39,73666667	53,055	13,3183	0,25333	25,6133	96,3633
07.02.08	39,6	55,05	49,2	38,38	43,16	42,6	43,2	43,2	61,34	136,1	41,37333333	52,125	10,7517	1,78667	19,9667	94,7267
06.02.08	39,8	41,35	44,82	39,37	41,45	41,4	41,4	41,4	50,81	136,1	40,72333333	43,085	2,36167	0,62667	10,0867	95,3767
05.02.08	40,78	46,94	47,76	39,96	46,88	46,9	46,9	46,9	54,77	136,1	44,56333333	47,35	2,78667	2,28667	10,2067	91,5367
04.02.08	42,04	50,79	50,39	40,54	49,4	49,3	49,3	49,3	52,51	136,1	46,40333333	50,59	4,18667	2,86667	6,10667	89,6967
03.02.08	39,74	39,76	39,94	39,71	40,53	39,8	39,8	39,8	41,6	136,1	40	39,85	0,15	0,24	1,6	96,1
02.02.08	39,58	36,85	39,56	39,68	39,65	39,6	39,6	39,6	45,38	136,1	39,63	38,205	1,425	0,07	5,75	96,47
01.02.08	39,31	38,18	38,65	39,39	39,28	39,3	39,3	39,3	47,48	136,1	39,31666667	38,415	0,90167	0,03667	8,16333	96,7833
31.01.08	40,68	40,68	47,25	40,66	40,68	40,7	40,7	40,7	51,1	136,1	40,67333333	43,965	3,29167	0,00667	10,4267	95,4267
30.01.08	41,64	56,07	49,56	41,33	41,55	41,6	41,6	41,6	61,23	136,1	41,47666667	52,815	11,3383	0,07333	19,7533	94,6233
29.01.08	41,67	54,25	51,25	41,3	41,65	41,7	41,7	41,7	64,13	136,1	41,53333333	52,75	11,2167	0,11667	22,5967	94,5667
28.01.08	43,63	58,86	49,67	42,74	44,26	44,3	44,3	44,3	76,34	136,1	43,75333333	54,265	10,5117	0,50667	32,5867	92,3467
27.01.08	40,55	39,23	39,05	40,63	41,54	39,8	39,8	39,8	37,93	136,1	40,66666667	39,14	1,52667	0,86667	2,73667	95,4333

26.01.08	40,24	36,37	36,37	40,42	40,87	39,8	39,8	39,8	37,38	136,1	40,35666667	36,37	3,98667	0,57667	2,97667	95,7433
25.01.08	41,71	41,55	41,55	41,71	41,82	41,8	41,8	41,8	54,88	136,1	41,77	41,55	0,22	0,01	13,11	94,33
24.01.08	43,1	43,1	49,67	42,91	43,58	43,6	43,6	43,6	58,32	136,1	43,35666667	46,385	3,02833	0,22333	14,9633	92,7433
23.01.08	46,87	51,21	51,2	44,07	51,2	50,1	51,2	51,2	64,68	136,1	48,44666667	51,205	2,75833	2,75333	16,2333	87,6533
22.01.08	47,01	51,78	52,7	44,36	49,36	49,4	49,4	49,4	61,64	136,1	47,69	52,24	4,55	1,66	13,95	88,41
21.01.08	46	42,55	43,02	44,73	48,4	48,4	48,4	48,4	51,53	136,1	47,17666667	42,785	4,39167	1,22333	4,35333	88,9233
20.01.08	42,9	39,12	39,11	43,8	42,33	42	40,9	40,9	34,94	136,1	42,72	39,115	3,605	1,86	7,78	93,38
19.01.08	42,68	34,06	37,65	43,7	42,56	42,2	41,1	41,1	40,56	136,1	42,81	35,855	6,955	1,7	2,25	93,29
18.01.08	45,17	44,22	43,63	45,58	44,88	44,7	44,7	44,7	58,62	136,1	45,05666667	43,925	1,13167	0,34667	13,5633	91,0433
17.01.08	46,66	64,19	51,87	46,39	45,59	45,6	45,6	45,6	70	136,1	45,85666667	58,03	12,1733	0,26667	24,1433	90,2433
16.01.08	46,07	48,68	45,54	46,43	45,6	45,5	45,6	45,6	61,64	136,1	45,85	47,11	1,26	0,25	15,79	90,25
15.01.08	46,15	44,96	47,32	46,46	45,68	45,6	45,7	45,7	64,02	136,1	45,92333333	46,14	0,21667	0,24333	18,0967	90,1767
14.01.08	47,6	47,42	50,93	47,78	47,37	47,4	47,4	47,4	69,98	136,1	47,50666667	49,175	1,66833	0,13667	22,4733	88,5933
13.01.08	46,73	47,13	46,07	46,99	46,07	46,1	46,1	46,1	49,01	136,1	46,37666667	46,6	0,22333	0,30667	2,63333	89,7233
12.01.08	46,82	48,46	46,35	47	46,35	46,4	46,4	46,4	50,69	136,1	46,56666667	47,405	0,83833	0,21667	4,12333	89,5333
11.01.08	47,62	54,65	49,36	47,81	47,05	47,1	47,1	47,1	61,22	136,1	47,30333333	52,005	4,70167	0,25333	13,9167	88,7967
10.01.08	47,6	48,24	53,13	47,53	48,52	48,5	48,5	48,5	62,96	136,1	48,18666667	50,685	2,49833	0,33333	14,7733	87,9133
09.01.08	47,53	47,19	51,9	47,28	47,19	47,1	47,2	47,2	61,98	136,1	47,18	49,545	2,365	0,01	14,8	88,92
08.01.08	49,32	56,97	50,81	48,01	49,12	49,1	49,1	49,1	67,16	136,1	48,75	53,89	5,14	0,37	18,41	87,35
07.01.08	55,75	53,08	55,3	49,93	57,2	57,2	57,2	57,2	58,17	136,1	54,77666667	54,19	0,58667	2,42333	3,39333	81,3233
06.01.08	47,75	45,24	45,27	47,78	47,64	47,6	47,6	47,6	45,06	136,1	47,68666667	45,255	2,43167	0,04667	2,62667	88,4133
05.01.08	47,09	41,28	44,53	47,23	47,02	46,7	47	47	52,06	136,1	46,99333333	42,905	4,08833	0,02667	5,06667	89,1067
04.01.08	47,86	34,37	36,95	48,05	47,97	47,8	48	48	43,79	136,1	47,94666667	35,66	12,2867	0,02333	4,15667	88,1533
03.01.08	50,22	50,56	53,01	48,58	52,47	48,7	52,5	52,5	56,65	136,1	49,92666667	51,785	1,85833	2,54333	6,72333	86,1733
02.01.08	50,63	55,23	54,76	47,84	54,76	54,4	54,8	54,8	60,37	136,1	52,33	54,995	2,665	2,43	8,04	83,77
01.01.08	45,79	46,92	45,58	45,95	45,41	45,4	45,4	45,4	47,32	136,1	45,59	46,25	0,66	0,18	1,73	90,51
											15023,08		3826,77	1785,62	7572,01	31410,9

Data updated: 12. Apr. 2009, 13:18 Time is CET

**Gjennomsnittlig
prisforskjell** **10,484** **4,8921** **20,745** **86,057**

http://www.nordpoolspot.com/upload/reports/areaPrice_daily_2008.xls

APPENDIKS F

SKAGERRAK 4

Beste-mulige-scenario:

- Kalkulasjonsrente: 4,5%
- Levetid: 50 år
- Investeringskostnader: 3 mrd.kr.
- Årlige nettinvesteringer/ driftskostnader: 14 mill.kr
- Tap: 16 mill.kr
- Driftstimer per år: 4380 (halvparten av årets timer)
- $\frac{\text{totale årlige kostnader}}{\text{timer} \cdot \text{MW} \cdot 1000} = \text{kr/kWh}$

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 3\text{mrd. kr} \left[\frac{0,045}{1 - e^{-50 \cdot 0,045}} \right] = 150,9 \text{ mill. kr}$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 150,9 + 14 + 16 = 180,9 \text{ mill. kr}$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 180,9 : 4380 : 600 : 1000 = 0,069 \text{ kr/kWh} = \mathbf{6,9 \text{ øre/kWh}}$$

Værste-mulige-scenario:

- Kalkulasjonsrente: 6%
- Levetid: 40 år
- Investeringskostnader: 3 mrd.kr.
- Årlige nettinvesteringer/ driftskostnader: 28 mill.kr.
- Tap: 16 mill.kr.
- Driftstimer per år: 4380 (halvparten av årets timer)
- $\frac{\text{totale årlige kostnader}}{\text{timer} \cdot \text{MW} \cdot 1000} = \text{kr/kWh}$

$$\text{Årlige kapitalkostnader: } 3\text{mrd. kr} \left[\frac{0,06}{1 - e^{-40 \cdot 0,06}} \right] = 198 \text{ mill. kr}$$

$$\text{Totale årlige kostnader: } 198 + 28 + 16 = 242 \text{ mill. kr}$$

$$\text{Kostnader per kilowatttime: } 242 : 4380 : 600 : 1000 = 0,092 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} = \mathbf{9,2 \text{ øre/kWh}}$$

Kildeliste

Bøeng A.C. 2006: *Vekslende vær for vindkraft*. Statistisk Sentralbyrå – Magasinet. Lastet ned 3.05.2009 <<http://www.ssb.no/vis/magasinet/miljo/art-2006-12-22-01.html>>

European Energy Agency (EEA)1/2006: *Gross electricity production by fuel*. Lastet ned 3.05.2009.
http://themes.eea.europa.eu/Sectors_and_activities/energy/indicators/EN27%2C2007.04/fig1.gif/view

European Union (EU)1/2008: *20-20 by 2020 - Europe`s climate change opportunity*. Lastet ned 3.05.2009 http://www.energy.eu/directives/com2008_0030en01.pdf

European Wind Energy Association (EWEA) 1/2009: *Development of the Cost of Offshore Wind Power up to 2015*. Lastet ned 3.05.2009.

<http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-2-offshore-developments/development-of-the-cost-of-offshore-wind-power-up-to-2015.html>

European Wind Energy Association (EWEA) 2/2009: *Wind Energy – the Facts*. Lastet ned 3.9.2009.

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/1565_ExSum_ENG.pdf

Førsund, F.R, 2009. *Dialog om CO2-fangst og lagring* [e-post] (Personlig kommunikasjon 23.04.2009)

Førsund, F.R. 2007: *Working paper No 34/07 - Investment in transmission*. Lastet ned 3.05.2009. http://bora.nhh.no/bitstream/2330/1745/1/A34_07.pdf

Førsund, Finn R; Singh, Balbir; Jensen, Trond; Larsen, Cato, 2008:
Phasing in wind-power in Norway: network congestion and crowding-out of hydropower.
Energy Policy 2008 ;Volum 36.(9) s. 3514-3520
UiO

Hafslund, 2009: *Om Strømmarkedet*. Lastet ned 3.05.2009

http://www.hafslund.no/privat/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=663

International Energy Agency (IEA) 2008: Energy Prices and Taxes – Quarterly statistics. 4th Quarter.

International Panel on Climate Change 2005: *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Lastet ned 3.05.2009

<http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf. >

Miljøverndepartementet 2006, NOU 2006:18: *Et klimavennlig Norge*

Miljøverndepartementet 2007, St.meld. nr. 34 2006-2007: *Norsk Klimapolitikk*.

Nilsen, J. 2008: *Norge får for mye kraft*. Teknisk ukeblad. Lastet ned 3.05.2009

<http://www.tu.no/energi/article184954.ece>

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) 2008: Rapport 9/08 – *Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore)*. Lastet ned 3.05.2009.

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202008/Rapport%202008/rapport9-08.pdf>

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) 2008: *Rapport18/08 - Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*.

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) 2007: *Håndbok 1/07 - Kostnader ved produksjon av kraft og varme*.

Nord Pool 1/2009: *Overview production/consumption*. Lastet ned 3.05.2009

http://umm.nordpool.com/marketinfo/umm/web/umm_details.cgi?u_id=27543&umm_type=2&nomonitor=1

Nord Pool 2/2009: *Price formation at Nord Pool spot*. Lastet ned 3.05.09

<<http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/Price-formation-at-Nord-Pool-Spot/>>

Point Carbon 2009: *Point Carbon EUA OTC assessment*. Lastet ned 9.04.2009.

<http://www.pointcarbon.com/>

Regjeringen 1/2009: *Fornybardirektiv 2*. Lastet ned 3.05.2009

<http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos-notatbasen/notatene/2008/apr/fornybardirektiv-2.html?id=522812>

Statistisk Sentralbyrå 2009: *Totalt sluttforbruk av energi, etter energivare*. Lastet ned 3.05.2009. <<http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/fig-2009-04-24-03.gif>>.

Statnett 2004: *Samfunnsøkonomi – NorNed*. Lastet ned 3.05.2009

<[http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20\(NorNed\)/Dokumentliste/Konsesjonssøknad%20og%20konsekvensutredning/Samfunnsøkonomi.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20(NorNed)/Dokumentliste/Konsesjonssøknad%20og%20konsekvensutredning/Samfunnsøkonomi.pdf)>

Statnett 2008: *Produksjon og forbruk – Nøkkeltall 1974-2008*. Lastet ned 3.05.2009

<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Historikk/>

Statnett 2008: *Nettutviklingsplan for sentralnettet - 2008-2025 (NUP)*. Lastet ned 3.05.2009

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%20for%20sentralnettet%202008%20-%202025.pdf>

Torvanger, A, 2009. *Dialog om CCS-systemers fremtidige teknologiske utvikling* [e-post] (Personlig kommunikasjon 20.04.2009)

