



Institutt for industriell økonomi  
og teknologiledelse

# Realopsjonsanalyse av gasskraftverk

---

Hovedoppgave juni 2002

---

Thomas Dobbe og Sjur Sigmo

## Forord

Denne rapporten er utarbeidet våren 2002 og er den avsluttende hovedoppgaven i sivilingeniørstudiet ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse. Temaet for oppgaven ligger under fagseksjonen for investering, finansiering og økonomistyring (IFØ).

Verdsetting av et gasskraftverk er et spennende og komplekst emne, og det har vært en utfordring å avgrense oppgaven. Arbeidet med temaet har vært svært lærerikt og interessant da problemstillingen ikke tidligere har vært behandlet med de metoder vi har benyttet.

Gjennom hele semesteret har vi fått tett oppfølging og konstruktive tilbakemeldinger vår veileder førsteamanuensis, Stein-Erik Fleten. Vi vil gjerne få takke ham for all hjelp og faglige støtte.

Trondheim, 7.juni.2002

---

stud. techn. Thomas Dobbe

---

stud. techn. Sjur Sigmo

## Sammendrag

Formålet med denne hovedoppgaven er å presentere en realopsjonsanalyse av et gasskraftverk. Realopsjonsanalyse er en metode for finansiell verdsetting som skal ta hensyn til den fleksibilitet og usikkerhet som finnes i et gasskraftverkprosjekt. Verdsettingen av gasskraftverket har blitt analysert som en todelt problemstilling, der vi først finner markedsverdien av et gasskraftverk i drift, for deretter å finne verdien av konsesjonen til å bygge et gasskraftverk. Gjennom denne trinnvise prosessen, har vi funnet ved hvilket prisforhold mellom gass og elektrisitet det er optimalt å investere.

Forutsetningen for realopsjonsanalyse av gasskraftverk, er at man med bakgrunn i markedsinformasjon skal ha mulighet til å velge om man vil produsere elektrisitet eller ikke. Denne muligheten kan verdsettes med opsjonsmetodikk, og markedsverdien av et gasskraftverk i drift er summen av disse opsjonsverdiene over verkets levetid. Til nå har ikke omsetningen av gass vært tilstrekkelig fleksibel til at denne metoden kunne benyttes, men ved innføring av tredje parts aksess i røret er det mulig for operatørene av et norsk gasskraftverk å selge gass videre til spotmarkedet i Europa i stedet for å produsere elektrisitet.

For å finne markedsverdien av et gasskraftverk i drift, har vi utviklet og benyttet en enfaktormodell og en tofaktormodell. Avhengig av hvilken modell som velges, og hvilke verdier for framtidig volatilitet som estimeres, vil resultatene variere. Vi har funnet at nettopp volatilitet er den enkeltparameter som har størst innvirkning på resultatene i en realopsjonsmodell. For å oppnå troverdige resultater, bruker vi konservative estimat for usikkerheten i modellene, for å på denne måten unngå en grov overvurdering av fleksibilitetsverdien. Begge modellene er designet slik at markedsverdien i scenario med fjerning av CO<sub>2</sub> og kjøp av utslippskvoter kan vurderes. Kort oppsummert kan vi si at tofaktormodellen gir markedsverdier høyere enn investeringskostnadene til gasskraftverket, mens enfaktormodellen gir lavere markedsverdier.

Det er stor usikkerhet angående et framtidig marked for kvotehandling på CO<sub>2</sub>. Et gasskraftverk kan unngå kvotekostnader ved å installere et renseanlegg som fjerner

CO<sub>2</sub> fra røykgassen fra anlegget. Vi har beskrevet en teknisk løsning som gjør det mulig å ettermontere et slikt anlegg. Basert på resultater fra modellene våre og et beslutningstre som vi har designet, kan vi konkludere med at det ikke vil være lønnsomt å bygge et gasskraftverk med renseanlegg i dag. Markedsverdiene av framtidige kontantstrømmer utgjør mindre enn 50% av den totale investeringskostnaden for et slikt ”utslippsfritt” energianlegg. Det blir også vist at muligheten til å ettermontere et renseanlegg ikke gir målbare verdier til gasskraftverkprosjektet for en 10 års utsettelse av beslutningen.

I følge moderne finanst teori skal ikke en investering gjennomføres før verdien av å investere er større enn konsesjonsverdien, selv om prosjektet i utgangspunktet har positiv nåverdi. Basert på beregninger i rapporten viser vi at konsesjonsinnehaverne bør utsette beslutningen om å bygge gasskraftverk.

<b>FORORD.....</b>	<b>I</b>
<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>II</b>
<b>1 INNLEDNING.....</b>	<b>1</b>
<b>2 PRESENTASJON AV GASSKRAFTVERK OG RENSETEKNOLOGI .....</b>	<b>3</b>
2.1 STATUS FOR BYGGING AV GASSKRAFTVERK I NORGE .....	3
2.2 TEKNISKE OG ØKONOMISKE DATA FOR GASSKRAFTVERKET.....	4
2.3 "CO <sub>2</sub> FRIE" GASSKRAFTVERK.....	6
2.3.1 Teknisk beskrivelse av innfangning av CO <sub>2</sub> fra eksos.....	6
2.3.2 Beskrivelse av teknologi .....	7
2.3.3 Investeringskostnader renseanlegg.....	8
2.3.4 Ekstrakostnader ved tilrettelegging for renseanlegg.....	8
2.3.5 Økt marginalkostnad ved rensing .....	8
<b>3 BESKRIVELSE AV DET NORDISKE ELEKTRISITETSMARKEDET .....</b>	<b>9</b>
3.1 PRISSETTING OG OMSETNING PÅ NORD POOL.....	9
<b>4 LIBERALISERING AV GASSMARKEDET I EUROPA .....</b>	<b>12</b>
4.1 HISTORIKK OM GASSOMSETNING .....	12
4.2 REALISERING AV SPOTMARKED.....	12
4.3 GRUNNLAG FOR PRISING AV NATURGASS .....	13
4.4 MARKEDSUTVIKLING - ENDRINGER I TILBUD/ETTERSPORSEL .....	14
4.4.1 Kort sikt ( - 2008) .....	14
4.4.2 Mellomlang sikt (2008-2015) .....	15
4.4.3 Lang sikt (2020→).....	16
4.5 PRISING AV GASSTRANSPORT .....	16
4.6 HVA KAN FORHINDRE EN EFFEKTIV LIBERALISERING .....	18
4.7 BRUK AV PRISER FRA IPE I LONDON FOR ANALYSE .....	18
<b>5 KYOTOMEKANISMER OG STATUS FOR HANDEL MED CO<sub>2</sub>-KVOTER .....</b>	<b>20</b>
5.1 KYOTOMEKANISMENE .....	20
5.2 PRISSETTING AV UTSLIPPSKVOTER.....	20
5.3 UTVIKLING AV KVOTEMARKED OG TILDELING AV CO <sub>2</sub> -KVOTER.....	21
5.4 STATUS FOR KVOTEHANDEL PER I DAG .....	22
5.5 ANSLAG FOR KVOTEPRISER VI BRUKER I RAPPORTEN.....	22
<b>6 ANALYSE AV MARKEDSDATA FOR GASS OG ELEKTRISITET .....</b>	<b>24</b>
6.1 FORVENTET PRISUTVIKLING PÅ EL-FORWARDS .....	24
6.2 FORVENTET PRISUTVIKLING PÅ GASS FORWARDS .....	25
6.3 KORRELASJON MELLOM GASS OG ELEKTRISITET .....	27

<b>7</b>	<b>VOLATILITETSANALYSE .....</b>	<b>28</b>
7.1	ESTIMERING AV VOLATILITETSFUNKSJONER .....	28
7.2	VOLATILITETSFUNKSJON FOR ELEKTRISITET .....	29
7.2.1	<i>Estimat for volatilitetfunksjon</i> .....	30
7.3	VOLATILITETSFUNKSJON BEREGNET VED IMPLISITT VOLATILITET .....	31
7.3.1	<i>Vurdering av de to forskjellige analysene</i> .....	32
7.4	VOLATILITETSFUNKSJON FOR GASS .....	33
<b>8</b>	<b>VERDSETTINGSTEORI .....</b>	<b>35</b>
8.1	RISIKONØYTRAL VERDIVURDERING .....	35
8.2	REALOPSJONER .....	36
8.3	BESLUTNINGSTRÆR .....	36
<b>9</b>	<b>SPARK SPREAD .....</b>	<b>38</b>
<b>10</b>	<b>MODELLER FOR BEREGNING AV MARKEDSVERDIER TIL GKV .....</b>	<b>39</b>
10.1	MODELLER FOR Å FINNE MARKEDSVERDIEN AV GASSKRAFTVERK I DRIFT. ....	39
10.2	ULIKE ALTERNATIV I VERDSETTINGEN .....	40
<b>11</b>	<b>ENFAKTORMODELL .....</b>	<b>42</b>
11.1	FINANSIELL MODELL .....	42
11.1.1	<i>Utrekning av markedsverdi ved bruk av enfaktormodell</i> .....	43
11.1.2	<i>Forklaring til regnearket</i> .....	44
11.1.3	<i>Mulige justeringer av modellen</i> .....	45
11.2	RESULTATER ENFAKTORMODELL .....	47
11.3	SVAKHETER MED MODELLEN .....	48
<b>12</b>	<b>TOFAKTORMODELL MED MIDDELRETNERENDE PRISPROSESSER .....</b>	<b>49</b>
12.1	VERDIEN AV EN SPARK SPREAD CALL-OPSJON .....	49
12.2	RESULTATER FRA FORENKLET TOFAKTORMODELL .....	52
12.2.1	<i>Base case</i> .....	54
12.2.2	<i>Alternativ 2 – gasskraftverk med kvotekjøp</i> .....	56
12.2.3	<i>Alternativ 3 – gasskraftverk med renseanlegg</i> .....	57
12.2.4	<i>Sensitivitet for prisendringer i gass eller elkraft</i> .....	57
12.2.5	<i>Betraktninger om modellens behandling av kraftverkets levetid</i> .....	57
<b>13</b>	<b>SAMMENLIGNING AV EN- OG TOFAKTORMODELLEN .....</b>	<b>59</b>
13.1	HVORDAN FLEKSIBILITET OG VOLATILITET PÅVIRKER MARKEDSVERDIEN .....	59
13.1.1	<i>Årsaker til at enfaktormodellen gir lavere markedsverdier</i> .....	59
13.2	VARIASJON MELLOM BASE CASE OG ALTERNATIV MED KVOTEKJØP .....	61
13.3	VARIASJON MELLOM BASE CASE OG ALTERNATIV MED RENSEANLEGG .....	61

<b>14</b>	<b>BESLUTNINGSTRE</b> .....	<b>63</b>
14.1	UTREGNING AV MARKEDSVERDI I ENDENODENE .....	64
14.2	RESULTATER .....	68
<b>15</b>	<b>VERDI AV KONSESJONEN TIL Å BYGGE GASSKRAFTVERK</b> .....	<b>69</b>
15.1	UTLEDNING AV KONSESJONSLIGNING.....	70
15.2	BEREGNING AV KONSESJONSVERDIEN .....	71
15.3	FLERE RESULTATER OG DISKUSJON .....	74
<b>16</b>	<b>DISKUSJON</b> .....	<b>77</b>
16.1	DISKUSJON OM INVESTERINGSBESLUTNINGEN .....	77
16.1.1	<i>Forenklet NPV analyse av gasskraftverket</i> .....	77
16.1.2	<i>Resultater fra modellene</i> .....	78
16.1.3	<i>Oppsummert om investeringsbeslutningen</i> .....	79
16.2	DISKUSJON AV PRISPROSESSENE .....	80
16.3	DISKUSJON AV METODE OG FORUTSETNINGER I RAPPORTEN .....	80
<b>17</b>	<b>OPPSUMMERING OG KONKLUSJON</b> .....	<b>83</b>
17.1	MARKEDSANALYSE.....	83
17.2	BEREGNINGER I ENFAKTOR- OG TOFAKTORMODELLEN .....	84
17.3	ETABLERING AV BESLUTNINGSTRE.....	85
17.4	KONSESJONEN TIL Å BYGGE GASSKRAFTVERK .....	85
17.5	KONKLUSJONER .....	86
<b>18</b>	<b>VIDERE ARBEID</b> .....	<b>87</b>
	<b>KILDER</b> .....	<b>88</b>
	<b>VEDLEGG I KYOTOMEKANSIMENE OG UTVIKLING AV KVOTEMARKED</b> .....	<b>I</b>
	<b>VEDLEGG II TEKNISK BESKRIVELSE AV CCGT OG RENSEANLEGG</b> .....	<b>V</b>
	<b>VEDLEGG III "CO2 FRIE" GASSKRAFTVERK</b> .....	<b>X</b>
	<b>VEDLEGG IV DESKRIPTIV STATISTIKK AV DATA FOR GASSFUTURES PÅ IPE</b> .....	<b>XIII</b>
	<b>VEDLEGG V : MATLABSCRIPT FOR BEREGNING AV TOFAKTORMODELL</b> .....	<b>XV</b>

## 1 Innledning

I denne rapporten skal vi ved bruk av realopsjonsanalyser finne markedsverdien av et gasskraftverk i Norge. Vi har valgt å behandle dette som en todelt problemstilling, der vi først finner *markedsverdien av et gasskraftverk i drift*, for så å finne *verdien av konsesjonen til å bygge et gasskraftverk*. Arbeidet er en videreføring av et prosjektarbeid med samme tema som ble utført høsten 2001.

Opsjonsmulighetene som finnes i driften av et gasskraftverk (eller andre aktiva), kan analyseres med bruk av realopsjonstilnærming og prinsippene for derivatprising. I motsetning til tradisjonelle kontantstrømanalyser og nåverdiberegninger, vil realopsjonsteori eksplisitt ta hensyn til den fleksibilitet som finnes, avhengig av hvordan gasskraftverket blir drevet og disponert. Flexibilitetsverdien som inkluderes gir dermed en høyere verdi på gasskraftverket enn det som tilsynelatende ville være verdien basert på deterministiske kontantstrømmer. Vi vil vise at markedsverdien av et gasskraftverk i drift tilsvarer summen av en rekke opsjoner (muligheten til å ”bytte” kontrakter på gass mot kontrakter på elkraft).

For å kunne starte bygging og drift av et gasskraftverk i Norge, kreves det en konsesjon fra myndighetene. En konsesjon kan verdsettes som en opsjon, da den gir innehaveren en rettighet, men ingen plikt, til å bygge et gasskraftverk. Det er derfor naturlig å finne ut for stor verdi en slik konsesjon for bygging av gasskraftverk i Norge har for innehaverne.

Bruk av realopsjonstilnærming for verdsetting av et gasskraftverk krever at kraftverket finansielt kan beskrives ekvivalent som en portefølje av omsettelige produkter. En kritisk forutsetning er at gasskraftverket opererer i et fungerende marked med spot- og finansielle kontrakter både for elektrisitet og gass. Det eksisterer i dag ikke noe spotmarked for salg av gass i Norge, og de beregningene som gjøres i rapporten må derfor vurderes med tanke på dette. Det er likevel mulig for norske aktører å selge store mengder gass til spotmarkeder i Europa. På grunn av betydelig fleksibilitet i gassrørnettet kan et gasskraftverk i Norge enten stoppe sitt bestilte volum eller selge gassen videre til det europeiske markedet dersom kraftprisen i perioder ikke gir lønnsom produksjon.



Den store politiske diskusjonen rundt gasskraftverk som vi har i dag, dreier seg om miljøhensyn og de negative konsekvensene de planlagte gasskraftverkene har for utslipp av klimagassen CO<sub>2</sub>. Som et virkemiddel for reduksjon av klimagasser er Kyoto-avtalen nær ved å bli gjeldende. Avtalen kan føre til at industri som står for utslipp av klimagasser, må kjøpe kvoter for å fortsette virksomheten noe som i sterk grad vil påvirke de konvensjonelle gasskraftverkene som er planlagt i dag. Dette fører også til at renseanlegg for CO<sub>2</sub> kan bli lønnsomme investeringer for å slippe kostnaden med kjøp av utslippskvoter. Denne problemstillingen skal vi presentere nærmere, både gjennom en teknisk beskrivelse for hvordan renseprosesser foregår, og hvordan man kan beregne lønnsomheten av et slikt renseanlegg under forutsetninger om markedsbestemte kvotepriser og håndtering av den utskilte CO<sub>2</sub> gassen.

I denne rapporten presenteres først en kort teknologibeskrivelse av et gasskraftverk og et renseanlegg. Deretter følger noen kapitler med beskrivelser og analyser av gass-, elektrisitets-, og CO<sub>2</sub>-kvote-markedene. Liberaliseringen av det europeiske gassmarkedet er spesielt grundig behandlet, da dette vil kunne endre gasskraftverkets framtidige rammebetingelser. Resultatene fra markedsanalysene brukes videre i kapittel 10-15, der realopsjonsmodellene for verdsetting av gasskraftverket beskrives. Rapporten avsluttes med en oppsummering og en diskusjon av resultatene vi har funnet.

## 2 Presentasjon av gasskraftverk og renseteknologi

I dette kapitlet skal vi presentere ulike aspekter rundt gasskraftverk. Først kort om status for planene for bygging av gasskraftverkene i Norge og mulighet for såkalte "CO<sub>2</sub>-frie" kraftverk. Deretter blir det en gjennomgang av tekniske ytelser og kostnader for konvensjonelle kraftverk, samt en teknisk gjennomgang av den mest aktuelle metoden for CO<sub>2</sub>-rensing.

### 2.1 Status for bygging av gasskraftverk i Norge

Det er gitt konsesjon til utbygging av tre gasskraftverk i Norge. På Kollsnes i Hordaland (390 MW) og på Kårstø i Rogaland (380 MW) ønsker Naturkraft AS å bygge kombinert krets gasskraftverk (CCGT), mens på Skogn i Nord-Trøndelag har Industrikraft Midt-Norge DA konsesjon på et kraftvarmeverk på 2 x 400 MW (Energi og vassdragsvirksomheten, 2000). Alle prosjektene har foreløpig utsatt avgjørelsen om byggestart, blant annet på grunn av dårlige markedsutsikter. I tillegg er det flere andre prosjekter som er utredet hvor det er planer om å søke konsesjon. Dette gjelder blant annet et 2 x 400MW anlegg på Tjeldbergodden, samt lignende planer både i Rogaland (Lyse Energi) og i Grenlandsområdet.

Gasskraftprosjektene er omstridte og har møtt sterk motstand i miljøvernorganisasjoner samt i noen politiske partier. Konsesjonen som ble gitt av Olje og energidepartementet, ble opprettholdt av Miljøverndepartementet etter en ankebehandling i september 2001. Dette medfører at gasskraftverkene kan bygges med eksisterende teknologi og utslippskravene er på linje med EØS kravene for tilsvarende anlegg (Miljøverndepartementet, 2001). Likevel har regjeringen i Semerklæringen varslet at den vil arbeide for å etablere et samarbeidsprogram med industrien med sikte på å realisere gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering.

I mars 2002 ble en utredning av gassteknologiutvalget for Olje og energidepartementet offentliggjort. Der ble det blant annet gitt anbefalinger rundt gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering og den teknologiske utviklingen som må til. Hovedkonklusjonen er at det er nødvendig med et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub> rensing kan bli økonomisk konkurransedyktige internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader. Utvalget anbefalte videre at

utvikling og realisering av slike kraftverk bør gjøres i tre overlappende stadier i henhold til en normal teknologisk utviklingsprosess:

1. Bred satsing (flere konsepter - fokus på FoU; 2-5 år)
2. Demofase (3-10 år)
3. Tidlig kommersiell fase (fullskala kraftverk; 10-15 år)

Vi tar ikke direkte hensyn til utvalgets anbefalinger i det videre arbeidet, men finner våre egne selvstendige konklusjoner basert på metodikken og beregningene som presenteres.

## 2.2 Tekniske og økonomiske data for gasskraftverket.

Vi har beregnet ytelsen til et gasskraftverk basert på gassturbinen GE 9351 FA, og de fysiske parameterne for gasskraftverket er samlet i tabell 2-1. For en fylldig beskrivelse av prosessen der gass brennes og omdannes til elektrisk energi, se Dobbe & Sigmo (2001) eller vedlegg II. Skjematisk flytskjema for prosessen er vist i figur 2-1 på side 5.

Effekt gassturbin:	268,9 MW
Effekt dampturbin:	151,7 MW
Generatortap:	4,9 MW
Total effekt fra gasskraftverket:	415,7 MW
Innfyrt effekt naturgass (nedre brennverdi)	715,5 MW
Virkningsgrad	58,1%

**Tabell 2-1: Resultater fra simuleringene**

På grunn av at prisdata for naturgass ofte er gitt i GB£/therm eller US\$/MBtu, viser vi her en omregningsformel slik at verdiene er sammenlignbare med prisen per Sm<sup>3</sup>, standard kubikkmeter, som er vanlig volummål for gass i Norge. Sammenhengen mellom dem er gitt ved:

$$100 \text{ therm} = 1 \text{ Mbtu} = 37.9 \text{ Sm}^3 \quad (2-1)$$

Når man kjenner virkningsgraden til et termisk kraftverk, kan man også beregne anleggets "heat rate", som er definert som: *antall enheter brensel som er nødvendig for å generere en enhet elektrisk energi (her MWh)*. Det trengs  $\frac{1}{0,581} = 1,721$  MWh

(Nedre brennverdi) for å generere 1 MWh elektrisitet. Siden 1 therm tilsvarer 29,3071 kWh, blir "heat rate" = HR = 58,8.

I "norske" volumenheter betyr dette at det trengs 155 Sm<sup>3</sup> gass for å produsere 1 MWh elektrisitet.

### Investeringskostnader CCGT

Vi har fått tilgang på et kostnadsestimat som bygger på den valgte gassturbin og som er tilpasset norske forhold. Estimaten er oppgitt å være svært realistisk (Bolland, 2001). Kostnader til gassturbin og de andre hoveddeler er estimert til 1017 MNOK. Ferdig installert vil prisen være på 1439 MNOK. I tillegg kommer tilslutningskostnader på 45%, slik at de totale investeringskostnadene kommer til å være om lag 2100 MNOK. Detaljert kostnadsoverslag finnes i vedlegg II.

For å gi et bedre bilde av de totale kostnadene ved investering i gasskraftverk, har vi lagt på summen av de diskonterte drift- og vedlikeholdskostnadene i tillegg til den isolerte investeringskostnaden. Årlige gjennomsnittlige vedlikeholdskostnader er estimert til ca 64 mill kr. Disse summeres og diskonteres med 6% rente<sup>1</sup> over

$$\text{gasskraftverkets levetid: } \sum_{t=1}^{25} \frac{64}{1.06^t} = 818.56$$

Den "totale" investeringskostnaden blir dermed:

$$I' = I + \text{driftkost} = 2100 + 818 = 2918 \text{ mill kr.}$$

I dette estimaten er det ikke inkludert kostnader til ilandføring av gass, selv om disse er betydelige. For eksempel er de samlede investeringskostnader for gassrørledningen fra Tjeldbergodden til Skogn beregnet til ca. 1.300 millioner kroner (1999), mens årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er ca. 40 millioner kroner (IMN, 2002). Imidlertid vil vi i rapporten forutsette at disse kostnadene holdes utenfor driftsregnskapet til gasskraftverket, samtidig som transportkostnadene for gass er

<sup>1</sup> Rentesatsen på 6% er risikofrie rente som brukes i realopsjonsmodellene

innbakt i gassprisen. Dette er en rimelig antagelse forutsatt at gassrøret bygges og drives av et eget selskap<sup>2</sup>. I et liberalisert gassmarked vil ikke selskapet som driver gasskraftverket være avhengig av å eie deler av nettet for å få transportert gassen, men en hovedforutsetning for dette er at det finnes andre mottakere knyttet opp til røret (Dahl, 2002/b).

### 2.3 "CO<sub>2</sub> frie" gasskraftverk

Basert på tilgjengelig teknologi er det i dag mulig å bygge renseanlegg for fjerning av CO<sub>2</sub> fra eksosen til et industrianlegg (Bolland, 2002). Imidlertid representerer dette en betydelig merkostnad i forhold til normal drift, og som vi skal vise senere i rapporten er det ennå langt igjen før det blir økonomisk lønnsomt å investere i et renseanlegg med de kostnadsanslagene vi har i dag.

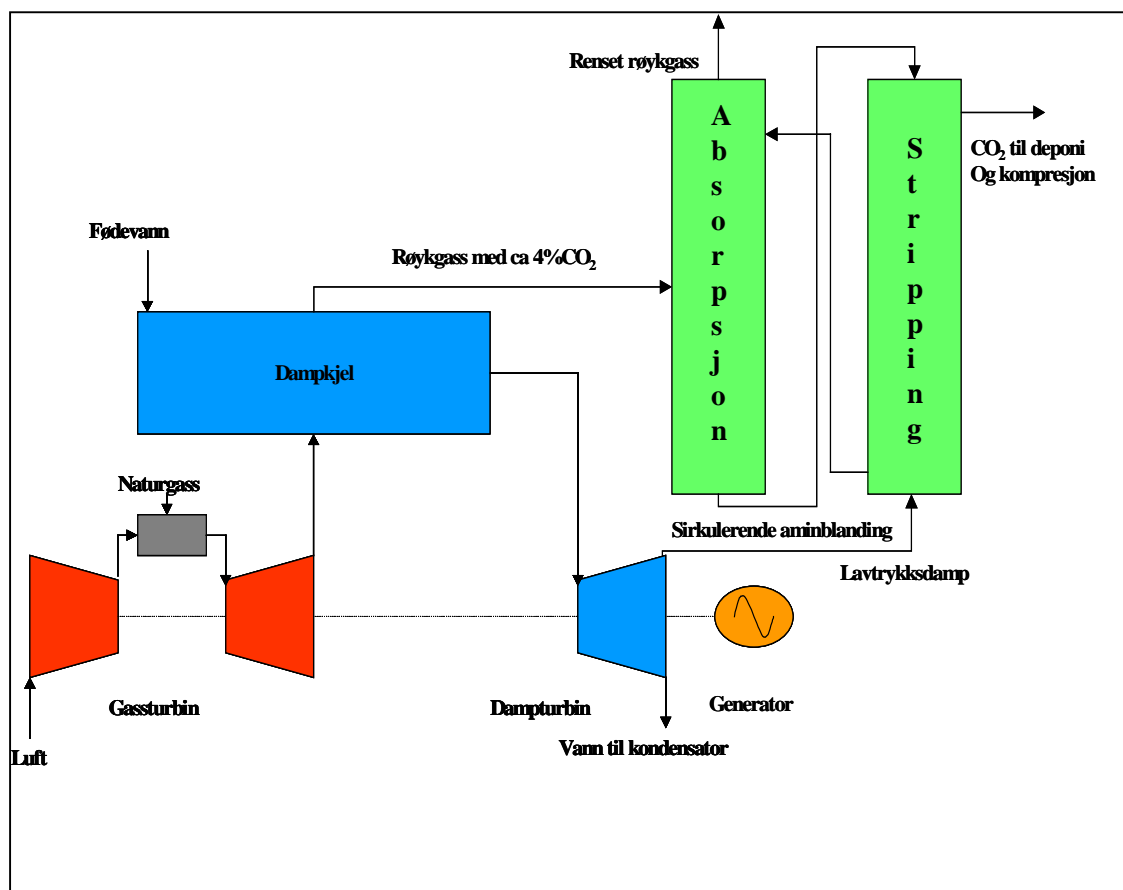
Det finnes to mulige måter å kunne tjene inn investeringen på. Den ene er hvis det innføres kvotehandel på utslipp av CO<sub>2</sub>. I et slikt scenario vil et renseanlegg medføre store besparelser for operatøren av gasskraftverket. Fjernet CO<sub>2</sub> må deponeres, enten i akviferer (tomme hulrom i jordskorpen), på dypt vann eller i reservoarer som inneholder for eksempel hydrokarboner. Den siste muligheten kan øke det tekniske utvinningspotensialet for en olje/gass brønn, og det kan derfor tenkes at et operatørselskap på sokkelen er villig til å betale for CO<sub>2</sub>. Å bruke CO<sub>2</sub> som trykkstøtte (EOR) har stort teknisk potensial, men det er fortsatt usikkert hvordan økonomien i en slik løsning er. Sintef har anslått en mulig salgspris på CO<sub>2</sub> til EOR på 100 kr/tonn (Bolland, 2000).

#### 2.3.1 Teknisk beskrivelse av innfangning av CO<sub>2</sub> fra eksos.

Fagmiljøer i Norge har utredet tre ulike muligheter for fjerning av CO<sub>2</sub> fra røykgass. Disse er beskrevet i vedlegg III. For dette prosjektet hvor det skal være mulig å ettermontere renseanlegget, er det bare alternativet med "aminvasking" som er aktuelt, og vi vil her kort beskrive denne prosessen. Renseanlegget er de to grønne kolonnene i figur 2-1.

---

<sup>2</sup> I Nordsjøen er det nå oljeselskapene som eier gassrørledningene, men selskapet Gassco som drifter røret og gasstransporten. Se kap 4 om liberalisering av gassmarkedet.



Figur 2-1: Flytskjema CCGT pluss rensenanlegg

### 2.3.2 Beskrivelse av teknologi

Teknologien for dette alternativet er basert på bruk av en absorpsjonsprosess ved bruk av en aminløsning, også kalt for "aminvasking". Kort forklart absorberes CO<sub>2</sub> fra røykgassen i en væske, MEA eller MDEA i en absorpsjonskolonne. Blandingen føres videre til en regenerator der CO<sub>2</sub> ved hjelp av varme stripres fra løsningen. Gassen må så komprimeres før den sendes i rør til deponi. På grunn av energibehov ved komprimering av CO<sub>2</sub> og ved oppvarming av aminblandingen i strippekolonnen, vil virkningsgraden for hele energianlegget reduseres noe i forhold til et ordinært kombinert krets gasskraftverk. Forsøk viser at virkningsgraden synker fra 58% til 49,2% (Bolland, 2001), noe som medfører at gasskraftverket vil redusere sin nettoproduksjon av elkraft fra 415 MW til 350 MW.

Selv om det ikke tidligere er bygd anlegg i så stor skala som kreves her, regnes teknologien som forholdsvis moden. I beste fall kan man forvente en

kostnadsreduksjon på 20-30% (Bolland, 2002) fra dagens nivå på grunn av videre teknologiutvikling.

### 2.3.3 Investeringskostnader renseanlegg

Basert på et anbud fra Mitsubishi Heavy Industries (Bolland, 2000), oppgis investeringskostnadene for et aminanlegg slik det er beskrevet her i rapporten til å være 1855 MNOK. I dette estimatet er det også tatt med kostnadene til kompressoren som skal trykksette CO<sub>2</sub> før deponering.

Vi gjør tilsvarende justering av investeringskostnaden som vi gjorde for selve gasskraftverket. Årlige kostnader til drift og vedlikehold er for renseanlegget 70 MNOK.

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{70}{1.06^t} = 895.3$$

Den ”totale” investeringskostnaden blir dermed:

$$I' = I + \text{driftkost} = 1855 + 895 = 2750 \text{ mill kr.}$$

### 2.3.4 Ekstrakostnader ved tilrettelegging for renseanlegg

Ekstrakostnadene ved å tilrettelegge et gasskraftverk som bygges i dag for mulig ettermontering av renseanlegg er neglisjerbare. Den første praktiske tilretteleggingen er at det settes av et stort areal, noe som forøvrig ligger innbakt i konsesjonsvilkårene. Gasskraftverket må også bygges med enkelte modifikasjoner i gassturbin og kjel. Det må tilrettelegges for uttak av lavtrykkdamp som skal brukes til oppvarming i strippekolonnen, samt at dampkjelen må bygges med liggende design fordi eksosen må komme ut på bakkenivå. Den mest betydelige tilretteleggingen blir likevel at rørtraseen må gjøres klar for et ekstra rør til utføring av CO<sub>2</sub>, som er en svært stor kostnad.

### 2.3.5 Økt marginalkostnad ved rensing

På grunn av at virkningsgraden til anlegget reduseres fra 58% til 49.2%, vil Heat rate øke med 17%. Marginalkostnaden til naturgass i kraftverket vil derfor være 17 % høyere når CO<sub>2</sub> skal fjernes fra eksosen.

### 3 Beskrivelse av det nordiske elektrisitetsmarkedet

Utviklingen av et felles nordisk kraftmarked kom i gang da en ny energilov ble vedtatt i Norge i 1990. Den nordiske kraftbørsen Nord Pool ASA ble formelt opprettet i 1996. Svenska Kraftnät kjøpte 50% i det som da het Statnett Marked og hadde hatt ansvaret for kraftomsetningen i Norge. Finland kom med i Nord Pool i 1998, Danmark vest (Jylland) i 1999 og Danmark øst (Sjælland) i 2000.

I det nordiske kraftmarkedet er vannkraft dominerende produksjonsmetode noe som medfører at prisene vil være sterk påvirket av nedbør og tilsig. Temperaturforhold har også stor innvirkning på etterspørselen og bidrar til sesongsvingninger i prisene. Tabell 3-1 nedenfor viser hvordan kraftproduksjonen foregår i Norden, hvor Norge er det landet som har høyest produksjon per innbygger. Likevel er Norge ikke selvforsynt med elkraft i et år med normal mengde nedbør.

<i>Produksjon i år 2000 (TWh)</i>					
<b>Land</b>	<b>Vannkraft</b>	<b>Termisk / kraftvarme</b>	<b>Atomkraft</b>	<b>Fornybar</b>	<b>Totalt</b>
<b>Norge</b>	142	1			143
<b>Sverige</b>	78	9	55		142
<b>Finland</b>	14	31	22		67
<b>Danmark</b>		30		4	34
<b>Totalt</b>	234	71	77	4	386

**Tabell 3-1: Kraftproduksjon i Norden**

#### 3.1 Prissetting og omsetning på Nord Pool

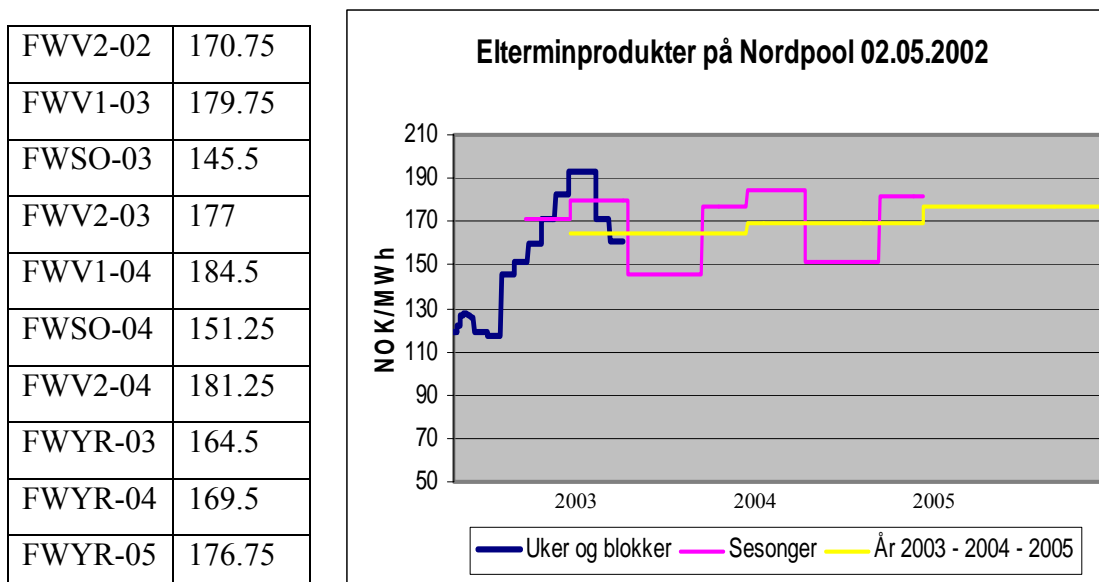
På bakgrunn av alle aktørenes kjøps og salgsordrer for neste dag settes en felles spotpris, eller systempris, i skjæringspunktet mellom den aggregerte etterspørsels- og tilbudskurven. Denne prisen gjelder for hele Nord Pool området gitt at det ikke er fysiske flaskehalser i overføringsnettet som kan føre til regionale prisforskjeller.

Nord Pools produkter deles inn i tre hovedkategorier, fysisk marked, finansielt marked og clearing. Det fysiske markedet består av Elspot og Elbas. Elspot systempris som omtalt, er referanseprisen for den finansielle krafthandelen i Norden.



Det finansielle markedet består av Eltermin og Eloption. Av den totale nordiske kraftproduksjonen i år 2000 på ca 386 TWh, ble 97 TWh (ca 25%) omsatt i spotmarkedet (Nord Pool, 2001). Av finansielle kontrakter på Eltermin ble det samme år omsatt 259 TWh, mens det var omsatt hele 1180 TWh i det bilaterale markedet (OTC) som ble clearet gjennom Nord Pool<sup>3</sup>. Totalt omsatt volum av har økt hvert år siden oppstart, og Nord Pool er nå en av de mest utviklede elkraftbørsene i verden med høy likviditet og stor omsetning av ulike forward- og futureskontrakter.

Eltermin består av futures- og forwardkontrakter av ulik lengde med opptil fire års tidshorisont. For en handledag er disse kontraktene vist grafisk i figur 1 nedenfor, med et utvalg av kontraktene i tabellen til venstre (kun Forward sesong og årskontrakter)



**Figur 3-1: Forwardkurve fra Nord Pool Eltermin**

Forwardprisene som vist på Figur 3-1, viser markert sesongvariasjon med tydelige sprang mellom sommer- og vinterkontraktene på den rosa linjen. Historisk sett har også systemprisen på elektrisitet hatt en markert sesongavhengig struktur, men prisnivåene varierer mye fra år til år, noe som gjør at for eksempel sommerprisene et år kan være høyere enn vinterprisene året etter.

<sup>3</sup> Dette betyr at enkelte meglere i det bilaterale markedet alene kan ha hatt like stor omsetning som Nord Pool.

---

Det er som nevnt en betydelig omsetning av ulike typer opsjoner og lange kontrakter i det bilaterale (OTC) markedet. Mens man på Nord Pool kan kjøpe forwardkontrakter 3 år fram i tid, omsettes kontrakter på opp til 10 år i OTC-markedet. Disse kontraktene er det beste anslaget for hva markedet mener om elkraftprisene på lang sikt. I rapporten bruker vi priser på tiårskontraktene som et anslag på fremtidig pristrend.

## 4 Liberalisering av gassmarkedet i Europa

En av hovedforutsetningene for å benytte realopsjoner til å verdsette et gasskraftverk er at det eksisterer fungerende markeder der det omsettes både spot- og forwardkontrakter for både gass og elektrisitet. Dette har til nå ikke vært tilfelle for gass, så vi vil her beskrive hvordan det antas at gassmarkedet i Europa gradvis liberaliseres, og i hvor stor grad disse forutsetningene for realopsjonsmetodikken er oppfylt.

### 4.1 Historikk om gassomsetning

Fram til årsskiftet 2001/2002 ble alt salg av norsk gass koordinert av gassforhandlingsutvalget, GFU, som forhandlet på vegne av oljeselskapene. Historisk sett har distribusjon av gass vært preget av store kapitalinvesteringer til infrastruktur, slik at det har oppstått naturlige monopoler i verdikjeden for gass. GFU ble derfor opprettet av den norske stat for å forhindre at de store importørselskapene i Europa kunne utøve for stor markedsrett. GFU har hatt som mål å maksimere inntjeningen fra gassalg fra norsk sokkel, og har på denne måten bidratt til å styrke gassprisen i Europa (Sagen, 2001).

Salget av gass har stort sett foregått ved bruk av såkalte “Take or pay (TOP)” kontrakter. Det betyr at det er avtalt et årlig leveringsvolum til mottaker, og prisen justeres jevnlig ved forhandlinger mellom kjøper og selger i forhold til prisen på substitutter til gass. Dette eksponerer kjøper for volumrisiko, siden han må betale uansett om han forbruker det avtalte fysiske volum (Sagen, 2001). Kunden har likevel mulighet til å gjøre fleksibelt uttak av volumet med en variasjon per dag på mellom 40% og 110% av dagsvolum. Dette summeres opp til et årlig kontraktsvolum hvor minimum samlet uttak for TOP kontrakter er 80%. Prisene har blitt indeksjustert og reforhandlet etter en tre til fem års periode.

### 4.2 Realisering av spotmarked

En av hovedforutsetningene for et liberalisert gassmarked er en realisering av tredje parts aksess (TPA), som betyr at alle aktører får tilgang til distribusjonsnettene uavhengig av eierforhold i rørledningene. TPA vil derfor tilrettelegge for større grad av konkurranse og likviditet i gassmarkedet. Produsenter kan forhandle direkte med

sluttbrukere og inngå kontrakter uten å forhandle med grossist eller importørselskap. På sikt vil TPA trolig føre til en overgang til kortere kontrakter og legge til rette for at større volum kan omsettes i spotmarked. Som nevnt er tilgangen til et spotmarked på gass en kritisk faktor for at et gasskraftverk skal kunne verdsettes ved bruk av realopsjoner.

Liberalisering av gassmarkedet er behandlet av Stortinget, blant annet i Stortingsproposisjon nr 36, 2000-2001. Denne gir følgende anbefalinger til hvordan transportsystemene for gass i Nordsjøen kan tilpasses et liberalisert marked: *Det må opprettes et nytt uavhengig selskap som skal ha operatøransvaret for distribusjonsnettet for gass.* På dette grunnlag ble det statseide selskapet Gassco<sup>4</sup> opprettet og dermed er tredje parts aksess sikret i rørettet (Tomasgard, 2002). Gassco overtok ansvaret for drift og ruting av gass i de norske rørledningene fra 1.januar 2002.

Et norsk gasskraftverk vil ha stor avstand til det europeiske gassmarkedet. Selve transporten av gass fra norsk fastland til mottak i Europa tar omtrent 2 døgn, men et norsk gasskraftverk kan likevel tilby gass til spotmarkedet i Europa. Tidsforsinkelsen i gassleveransene kompenseres ved hjelp av gasslager med stor bufferkapasitet, slik at gass kan selges før den kan leveres. Dette er også mulig å endre tilstanden i rørledningen ved å senke trykket slik at bufferkapasiteten i selve rørledningen realiseres.

### 4.3 Grunnlag for prising av naturgass

Naturgass er en naturressurs som har en egenverdi eller såkalt *grunnrente*. Man øker verdien av gassen nedover i verdikjeden ved å finne alternative bruksområder og energikilder. Gassprisene på lang sikt har til nå blitt styrt av substituttene til naturgass som i de fleste tilfeller vil være tungolje og lettolje. Prisformelen i kontraktene vil typisk være bygd opp slik at gassprisen er et vektet snitt av prisen på tungolje og lettolje. På langsiktige kontrakter settes volumet og prisene fast, men prisene indeksjusteres og reforhandles etter 3-5 år. Etterspørselen og betalingsvilligheten for

---

<sup>4</sup> Gassco AS ble stiftet 14. mai 2001 og er 100% eid av Staten.

gass varierer etter konsumentenes nyttekurve. Typisk har husholdningene med direkte fyrt gass til matlaging den høyeste betalingsvilligheten. For å finne enhetsprisen på 1 Sm<sup>3</sup> gass, aggregeres totalt etterspurt volum til husholdning, kommersielt formål og til industri med sine respektive vekter. Dette divideres på totalt kvantum for å få enhetsprisen.

#### **4.4 Markedsutvikling - Endringer i tilbud/etterspørsel**

Her beskriver vi hvordan det antas at gassmarkedet vil utvikle seg på kort-, mellomlang- og lang sikt. Vi har lagt vekt på de markedsmechanismene som kan observeres for tilbud og etterspørsel på gass. Avgiftspolitikken fra EU og nasjonale myndigheter, vil sannsynligvis spille en betydelig rolle for gassprisene og markedsutviklingen, men disse er det ikke mulig å forutsi og vil derfor ikke bli kommentert ytterligere i denne sammenheng.

##### **4.4.1 Kort sikt ( - 2008)**

Det er økende etterspørsel etter gass i Europa, både til direkte bruk i husholdninger, industri og til produksjon av elektrisitet. Imidlertid er det på kort sikt nok volum på tilbudssiden til å dekke opp veksten i etterspørsel.

TPA vil styrke spothandelen og gjøre det lettere å inngå kortere kontrakter. Et bedre fungerende spotmarked vil virke som en indeks til kontraktssalg av gass. I et deregulert marked vil gasskjøperne fritt kunne velge sin leverandør, noe som vil føre til en sterkere konkurranse mellom leverandørene, større innslag av kostnadsbasert prising og kortere leveringsperioder på kontraktene. Dette vil igjen føre til en nedgang i prisnivået på naturgass, slik det skjedde da gassmarkedene i Storbritannia og Nord-Amerika ble liberalisert (Sagen, 2001).

En annen faktor som vil påvirke prisene på kort sikt, er at et bedre utbygd røرنett vil føre til økt konkurranse og at prisene mellom de europeiske landene vil jevnes ut. På grunn av en overkapasitet på tilbudssiden, samt store vekstpotensialer i Russland vil prisene på kort sikt sannsynligvis presses noe ned. TPA vil også presse ned marginene i transmisjons og distribusjonsnettet fordi eieren av rørledningene ikke får anledning til anvende markedsrett.

Det kan derfor antas at prisnivået på kort sikt vil være jevnt eller eventuelt svekkes moderat som en konsekvens av liberalisering av gassmarkedet.

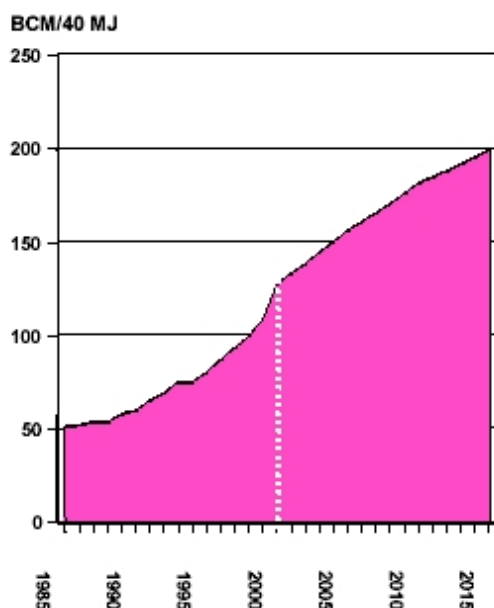
#### 4.4.2 Mellomlang sikt (2008-2015)

På mellomlang sikt vil vi sannsynligvis se et større innslag av kostnadsbasert prising. Nedre skranke for gassprisen vil være den langsiktige grensekostnaden for produksjon/distribusjon av gass, som ligger på rundt 3,5 – 4,0 US\$ per MBtu (Sagen, 2001) og tilsvarer i overkant av 1 NOK/ Sm<sup>3</sup>. Da vi mangler markedsdata for langsiktige gasspriser vil vi bruke dette nivået som en langsiktig trend for prisene på gass i det europeiske markedet. Det antydes også at norsk gass på sikt vil variere mellom 60 og 120 øre/Sm<sup>3</sup>. Gassprisen vil trolig likevel være korrelert med prisene på substituttene tungolje og lettolje. I tillegg vil gassprisene også kunne bli tettere korrelert med elektrisitetsprisene.

Fra år 2010 vil nedbyggingen av utdaterte europeiske kjernekraftverk starte<sup>5</sup>. Disse dekker i dag 35% av kapasiteten i EU (NOU nr 11, 1998), og dette effekttapet må dekkes opp sammen med den årlige veksten i forbruk av elektrisitet. Sannsynligvis vil en stor del av tapet dekkes opp med utbygging av gasskraftverk, noe som også vil bidra til økt etterspørsel av gass i Europa. Det er forventet at 50 % av den totale markedsveksten på 150 GSM<sup>3</sup> fram til 2015 vil gå til produksjon av elektrisitet i gasskraftverk (figur 4-1). Videre er det da rimelig å anta at prisene på gass og elektrisitet vil bli sterkere korrelert siden en så stor andel av gassforbruket går til produksjon av elkraft.

---

<sup>5</sup> Finlands nasjonalforsamlings vedtak (24 mai 2002) om bygging av ny kjernekraftreaktor kan endre dette argumentet. Kjernekraftverket kan ferdigstilles tidligst i 2008



**Figur 4-1: Volum gass til gasskraftverk [mrd Sm<sup>3</sup>/år], (Dahl, 2002/a)**

Det er altså rimelig å anta at prisen for gass på mellomlang sikt vil styrkes moderat, men fremdeles vil prisstigningen være lavere enn risikofri avkastning, slik at det reelt sett er en svekkelse av gassprisen, slik det også er for prisene på elektrisitet og olje.

#### 4.4.3 Lang sikt (2020→)

Vekst i etterspørsel krever import av vanskelig tilgjengelig gass. Dette krever betydelige utgifter til investeringer i ny infrastruktur slik at kostnadene til transport og vedlikehold vil øke. Eksempler er gass fra Russland og Tyrkia med store transportkostnader eller nedkjølt flytende naturgass, LNG, med høye produksjons- og transportkostnader. Afrika og Midtøsten er mulige eksportører av LNG. Per dato er LNG den mest effektive måten å transportere gass over svært lange avstander.

På lang sikt vil altså prisene sannsynligvis stige. Det er likevel forventet at teknologiutvikling på lang sikt vil gjøre gassen lettere tilgjengelig og kostnadene lavere relativt sett.

### 4.5 Prising av gasstransport

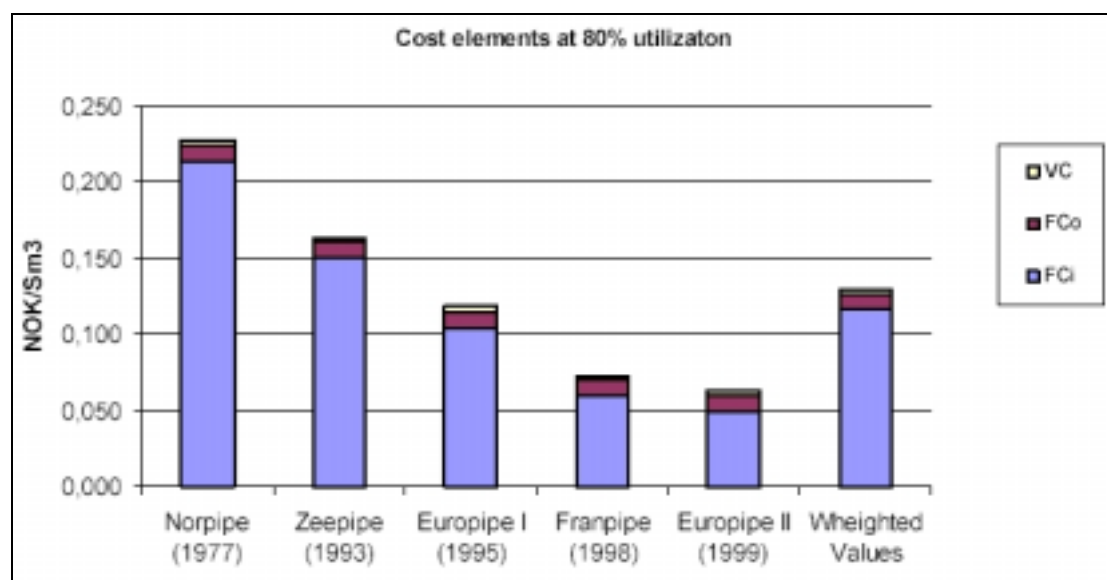
Grunnlaget for gasstariffen blir bestemt ut fra tre forskjellige kostnadselementer.

- F<sub>Ci</sub> – Faste kostnader knyttet til investering (kapitalkostnader), regner ut årlig annuitet fra NPV med 7% avkastning.

- F<sub>Co</sub> – Kostnader til drift og vedlikehold

- VC – Variable kostnader, beregnet ut fra en lastfaktor på 0.8

Andelen av total kostnader for disse ulike leddene vises i figur 4-2 nedenfor



**Figur 4-2: Transportkostnader i ulike rørledninger (Dahl, 2000)**

Som figuren viser er transportkostnadene lavere i nyere rørsystemer. Det er forventet at en slik utvikling vil fortsette. For enkelhets skyld kan man anta en pris på 13-15 øre/Sm<sup>3</sup> i transportkostnad.



Tariffene for transmisjonsnettet er bygd opp med totrinns tariff der den faste delen er en frimerke-tariff<sup>6</sup> og den variable delen er lik marginalkostnad for gasstransport. Alle faste kostnader ved gasstransport skal dekkes opp av frimerketariffen. Ledig kapasitet i rørledningene vil i framtiden bli satt ut på auksjon. Nye regler og prinsipper for transportprising og tariffing vil bli utviklet i tiden framover, som en prosess i den pågående liberaliseringen.

#### **4.6 Hva kan forhindre en effektiv liberalisering**

På grunn av at alt gassalg fram til nå har skjedd ved bruk av lange, bilaterale kontrakter, vil fremdeles store gassvolum være bundet opp når gassmarkedet liberaliseres. Grossistene har forpliktet seg til kjøp på høy pris, men må forholde seg til sluttbrukere som kan velge å kjøpe i spotmarked hvis det der er lavere pris. Dette er en uønsket situasjon for importselskapene på kontinentet, og disse vil være svært interesserte i å kansellere eller reforhandle de gjeldende lange kontrakter. Hvis oljeselskapene er motvillige til slike reforhandlinger, vil dette kunne hindre en effektiv liberalisering av markedet. EU har derfor lagt sterkt press på de norske olje- og gassprodusentene for å få hevet disse lange kontraktene. En måte for oljeselskapene å kompensere ved eventuelle reforhandlinger, er å ta fra kjøperen noe av den fleksibiliteten som er i de eksisterende TOP kontrakter.

Den store pådriveren for liberalisering av gassmarkedet er EU. Av gasseksporterende land er det bare til Nederland og Norge EU kan pålegge restriksjoner. EU har altså ingen myndighet til å pålegge eksempelvis Russland og Algerie å tilpasse seg et liberalisert gassmarked.

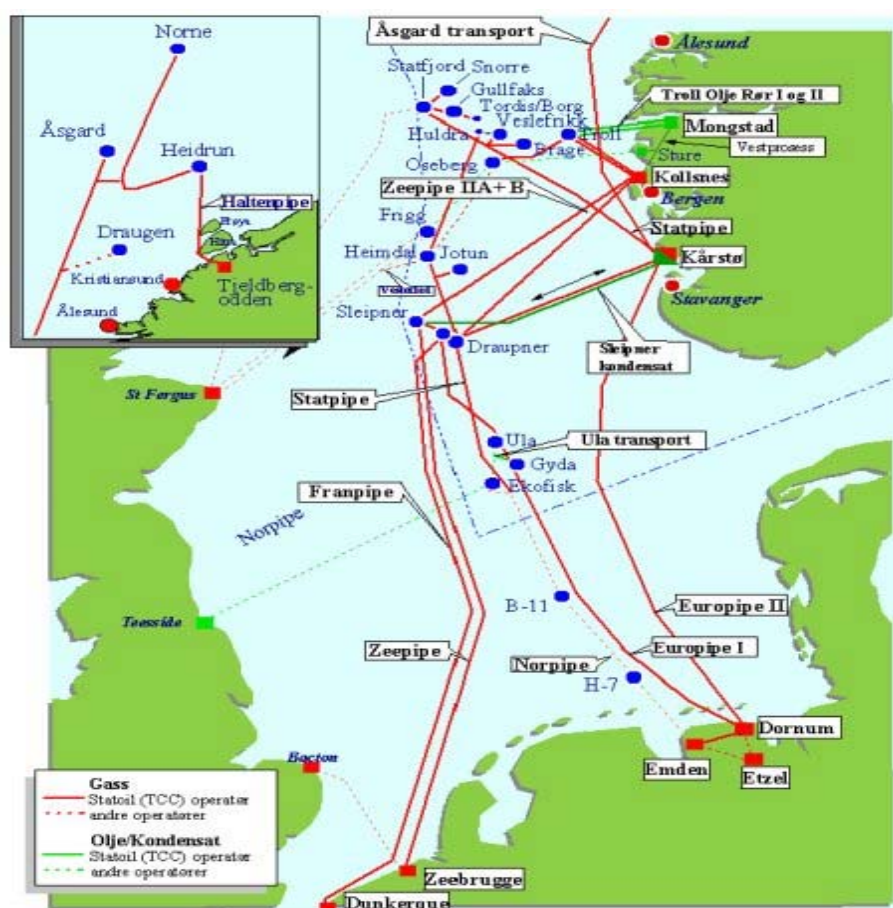
#### **4.7 Bruk av priser fra IPE i London for analyse**

I Norge og Norden er det som tidligere nevnt ikke noe spotmarked for gass. I Europa er det derimot flere børser med omsetning av spot og langsiktige kontrakter. Et eksempel på dette er International Power Exchange, IPE, i London der det omsettes gassfutures og -forwardkontrakter med opp til 3 år til innløsning.

---

<sup>6</sup> Frimerketariff vil si at man betaler lik transportkostnad uavhengig av geografisk plassering i nettet

IPE er det gassmarkedet som er best utviklet og er i rimelig geografisk nærhet til Norge og Nord-Europa. På grunn av det utbygde rørgettet som forbinder det britiske markedet og kontinentet (mellom Bacton og Zeebrugge, se figur 4-3 neste side), vil prisene i disse områdene følge hverandre. Dersom det ikke var korrelerte priser i disse markedene ville det kunne oppstå arbitrasjemuligheter for handel over landegrensene. Denne sammenhengen mellom det britiske og det nordeuropeiske markedet, gjør at prisene som vi bruker fra IPE er en god tilnærming for markedsprisene på gass<sup>7</sup>. Siden prisene på IPE har innbakt transportkostnader brukes disse direkte i analysen uten å legge til et påslag for transport.



**Figur 4-3: Oversikt over gassrørgettet i Nordsjøen (Dahl 2002/a)**

<sup>7</sup> Fysisk levering skjer i naturgassnettet ved National Balancing Point (NBP). Balansepunktet er punktet hvor BG Transco hver dag setter opp balansen mellom input og uttak i det britiske gassrørgettet (NTS).

I vedlegg IV finnes en beskrivelse av kontraktstypene som omsettes på IPE, samt deskriptiv statistikk av historisk omsetning

## 5 Kyotomekanismer og status for handel med CO<sub>2</sub>-kvoter

Vi skal i denne rapporten blant annet finne hvordan markedsverdien til et gasskraftverk endres hvis det innføres kvotehandel på CO<sub>2</sub>. Vi vil derfor beskrive hvordan det antas at et slikt marked vil utvikles.

### 5.1 Kyotomekanismene

I henhold til Kyotoprotokollen fra 1997, pålegges Norge å holde sine utslipp av klimagasser til maksimalt 1% over nivået i 1990 for perioden 2008-2012. Disse forpliktelsene skal primært nås ved reduksjon av egne utslipp, men man har også mulighet til å betale for utslippsreduksjoner i andre land som tilsvarer egen reduksjon. Kyotomekanismene består av tre mekanismer som skal redusere kostnadene ved å gjennomføre forpliktelsene. Disse tre er *kvotehandel*, *felles gjennomføring (JI)* og *grønn utviklingsmekanisme (CDM)*. Mekanismene skal bidra til at reduksjoner av klimagasser, som er et globalt problem, blir iverksatt først der hvor det er billigst og gir størst effekt.

Kvotehandling bygger på et nasjonalt og internasjonalt fungerende marked for omsetning av kvoter, og er den mekanismen som blir vektlagt i denne rapporten. For en fylldigere presentasjon av Kyotomekanismene og utvikling av kvotemarkedet henvises til vedlegg I.

### 5.2 Prissetting av utslippskvoter

I forkant av en mer eller mindre omfattende internasjonal kvotehandel, er det stor usikkerhet rundt prisnivået på utslippskvotene. Prisanslag som har blitt brukt i ulike sammenhenger, har variert mellom 50 og 400 kr/tonn CO<sub>2</sub>. I siste stortingsmelding fra miljøverndepartementet (MD 15, 2002) blir en kvotepris på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter brukt som et beste anslag for perioden 2008 til 2012. EU-kommisjonen derimot, antyder en kvotepris på 260 kroner per tonn CO<sub>2</sub> (Cicero, 2002). Det er også

gjort en rekke andre vurderinger av mulig kvotepris. Eksempelvis anslår det norske analyseselskapet Point Carbon at prisen for 2008-2012 med 50 prosent sannsynlighet vil ligge mellom 36 og 126 kroner med et beste estimat på 90-100 kroner (MD 15, 2002).

En av årsakene til de store sprikene i prisene er at den endelige utformingen av kvotesystemet ikke er ferdig og man vet ikke hvor store kvoter enkelte land kommer til å få. En modell utviklet ved CICERO gir en kvotepris på 40 NOK/tonn dersom alle industriland unntatt USA deltar i fri kvotehandel, men at denne vil stige til omtrent 115 NOK/tonn dersom Ukraina og Russland ikke kommer til å delta i handelen.

### 5.3 Utvikling av kvotemarked og tildeling av CO<sub>2</sub>-kvoter

For at omsetningen av kvoter skal bli kostnadseffektiv, har det blitt foreslått at det skal legges til rette for internasjonal handel av kvoter uten restriksjoner på hvem som kan være aktører eller hvor mye som kan omsettes. Marginalkostnaden for CO<sub>2</sub> utslipp vil da være lik for alle landene som deltar i kvotemarkedet.

De ulike landene blir tildelt kvoter på bakgrunn av det enkelte lands utslippsnivå i 1990. Det er deretter opp til landene selv og fordele kvotene internt. Den norske regjeringen vil gå inn for at staten selger kvoter direkte i et internasjonalt marked dersom dette er velfungerende. Dersom et slikt internasjonalt marked ikke finnes, skal de kvotene som skal selges auksjoneres ut. Det vil også kunne bli gitt gratiskvoter til konkurranseutsatt virksomhet i en begrenset periode dersom utsiktene for deres konkurransesituasjon i forpliktelsesperioden skulle tilsi at det er behov for dette (MD 15, 2002). Det finnes forslag til ulike typer gratiskvoter og forskjellige retningslinjer for hvordan disse eventuelt skal fordeles, men dette er et omdiskutert tema med en rekke ulike interesser.

EU har foreslått begrenset rett til å kjøpe og selge kvoter i kvotemarkedet. En mulig årsak til EUs forslag er ønsket om å begrense tilgangen på ”hot air”. Hot air er et begrep som brukes om eksporterte utslippskvoter som ikke blir fulgt opp med utslippsreduksjoner i selgerlandet (Westskog, 2001). Begrepet har oppstått fordi en del østeuropeiske land (særlig Russland) har redusert sine klimagassutslipp vesentlig i

løpet av nittitallet på grunn av nedgang i økonomien og siden disse landene kan slippe ut like mye i 2008-2012 som i 1990, er det mulig at de har store kvoter å selge som ikke blir besvart med tilsvarende utslippsreduksjoner. Begrensninger på salg av Hot Air vil kunne øke kvoteprisen betydelig og samtidig vil det kunne redusere presset på gassprisene som dermed blir høyere enn hva de ville være med fritt omsettelige kvoter.

#### **5.4 Status for kvotehandel per i dag**

CO<sub>2</sub> markedet er foreløpig ikke særlig likvid, og det omsettes bare kreditter OTC internt mellom store bedrifter. Norsk Hydro har kjøpt CO<sub>2</sub> kvoter gjennom et fond PCF (Prototype Carbon Fund) som skal bygge opp en kapitalbase for å kunne finansiere JI og CRM prosjekter. Hydro har kjøpt andeler til 5 millioner USD som gir CO<sub>2</sub> kreditter på sikt. Pris per 20 februar 2002 var 5,6 USD/tonn CO<sub>2</sub>, noe som er vesentlig lavere enn renssekostnaden slik den er i dag (Rathe, 2002). Det finnes en rekke forskjellige produkter for klimagassutslipp og i vedlegg I, finnes en oversikt over disse med oppdaterte priser.

#### **5.5 Anslag for kvotepriser vi bruker i rapporten**

Intuitivt vil et gasskraftverk bli mindre lønnsomt med høye priser på CO<sub>2</sub> kvoter. For investorene vil dessuten kostnader forbundet med kvoter bli ytterligere en usikkerhetsfaktor, i tillegg til de eksisterende volatile priser på gass og elektrisitet.

Med det grunnlaget som finnes for kvotepriser per i dag, var det innenfor rammene til denne rapporten ikke mulig å utvikle en prosess som beskriver kvoteprisen. I stedet blir det gjort beregninger med fire forskjellige faste priser (50, 100, 200, 300 kr/tonn) for å illustrere hvordan markedsverdien endres i forhold til kvoteprisene.

I kapittel 14 bruker vi et beslutningstre med tre kvotepriser med tilhørende sannsynligheter, for å se hvordan stor framtidig usikkerhet kan påvirke verdien av å investere. Siden det er stor framtidig usikkerhet i prisen på CO<sub>2</sub> kvotene, er det viktig at tilstandsrommet fanger opp de ulike utfallene. Et av de mulige utfallene er at Kyotoprotokollen ikke blir ratifisert av et tilstrekkelig antall industriland slik at det ikke blir noen fungerende kvotehandel.



## 6 Analyse av markedsdata for gass og elektrisitet

Ved hjelp av ulike analyser av omsatte forwardkontrakter vil vi her beskrive forventet markedsutvikling for gass og elektrisitet. Det er også undersøkt hvordan volatiliteten til de ulike produktene varierer ved ulik tid til innløsning på kontraktene.

### 6.1 Forventet prisutvikling på el-forwards

Den langsiktige prisbanen for elektrisitet er beregnet ut fra Nordpools markedsdata for forwardkontrakter for årene 2003-2005, samt markedsprisen på 10-års kontrakter. Den sistnevnte kontrakten omsettes ikke på børs, men de fleste aktører i kraftmarkedet opererer med denne kontraktstypen. Det er tatt utgangspunkt i prisnivået for disse kontraktene for 7. mars 2002. Det er naturlig nok mindre bevegelse i prisnivået på 10 årskontraktene enn på de noterte forwardkontraktene på Nord Pool.

Prisen for en 10-årskontrakt var 7. mars 2002 på 182 NOK. Dette betyr at det betales 182 kr per MWh i årene fra 2003 fram til 2012. Vi har utviklet en regnearksmodell der prisene per år kan beregnes ut fra markedsprisene på årskontraktene 2003, 2004 og 2005 samt for 10-åringen. Tidspunkt for diskontering antas å være midt i året, risikofri rente er satt til 6%<sup>8</sup>.

År	Beregnet prisbane		Diskontert	Diskonteringstidspunkt	10-åring	Diskontert
2003	155		150.5	0.5	182	176.8
2004	163		149.4	1.5	182	166.8
2005	170		147.0	2.5	182	157.3
2006	175		142.8	3.5	182	148.4
2007	181		139.5	4.5	182	140.0
2008	188		136.2	5.5	182	132.1
2009	194		133.0	6.5	182	124.6
2010	201		129.9	7.5	182	117.6
2011	208		126.9	8.5	182	110.9
2012	216		123.9	9.5	182	104.6
	<b>Diskontert sum</b>		1379.1			1379.1

**Tabell 6-1: Prisbane elektrisitet**

Summen av de diskonterte kontantstrømmene skal være lik for 10-åringen og for den beregnede prisbanen for elektrisitet. I tabell 6-1 er de tre første årene i beregnet

prisbane gitt fra Nordpools markedsdata, og vi beregner videre den årlige prisstigningen for prisene. Beregningene gav en stigning per år på 3.5% fra årene 2005-2012.

Estimatet for  $f_E(T) = A_E + B_E \cdot T$ , ble så funnet ut fra lineær regresjon på den beregnede prisutviklingen, der  $T$  er tid med daglig oppløsning. Denne regresjonslikningen blir brukt som framtidig prisbane på elkraftprisene i beregningsmodellene som vi presenterer i kapittel 11-15.

Estimat for koeffisientene i regresjonslikning:

$$A_E = 149$$

$$B_E = 6.56 / 365$$

## 6.2 Forventet prisutvikling på gass forwards

For gass er tilgjengelig datagrunnlag ganske svakt. På IPE noteres kontrakter fram til år 2005, men disse er lite omsatt. Fra tilgjengelig litteratur er langsiktig grensekostnad for produksjon og transport av gass til Europa gitt til å være på anslagsvis 4USD/MBtu, noe som tilsvarer en gasspris på "vårt" format til å være ca 200NOK/MWh<sub>e</sub> produsert i gasskraftverk. Det er videre antatt at langsiktig grensekostnad (LTGK) gir prisen for gass i årene 2009-2018, og vi kan da tilpasse en langsiktig prisbane for gass på samme måte som for elektrisitet.

Vi tilpasser så denne prisbanen med lineær regresjon og får et uttrykk på samme formen som for elektrisitet. Gassprisene er justert slik at de er på formen  $H_r \cdot (P_G)$  slik at en "enhet" gass tilsvarer 1 MWh elektrisitet produsert i gasskraftverk med virkningsgrad 58,1%.

---

<sup>8</sup> Som grunnlag for størrelsen på risikofri rente, har vi brukt historisk snittverdi (jan 1996- apr 2002) for 10 årige norske statsobligasjoner som er 6.02%



År	Beregnet prisbane	Diskontert	Diskonteringstidspunkt	LTGK	Diskontert
2003	144	139.9	0.5	144	139.9
2004	148	135.6	1.5	148	135.6
2005	150	129.7	2.5	150	129.7
2006	155	126.0	3.5	155	126.0
2007	160	123.2	4.5	160	123.2
2008	166	120.5	5.5	166	120.5
2009	172	117.9	6.5	200	136.9
2010	178	115.3	7.5	200	129.2
2011	185	112.7	8.5	200	121.9
2012	192	110.2	9.5	200	115.0
2013	199	107.8	10.5	200	108.5
2014	206	105.4	11.5	200	102.3
2015	214	103.1	12.5	200	96.5
2016	221	100.9	13.5	200	91.1
2017	230	98.6	14.5	200	85.9
2018	238	96.5	15.5	200	81.1
	<b>Diskontert sum</b>	1843.3			1843.3

**Tabell 6-2 : Prisbane Naturgass**

Ved omregning finner vi at verdiene i den beregnede prisbanen tilsvarer priser på ca 80 - 150 øre/Sm<sup>3</sup>. Dette er et rimelig anslag for framtidige gasspriser med tanke på at prisen er inkludert transportkostnader.

Basert på markedsdata for den 7.mars, oppnås følgende regresjonsuttrykk for gass:

$$f_G(T) = A_G + B_G * T$$

$$A_G = 130 \text{ og } B_G = 6.4/365$$

Dette tilsvarer en årlig vekst i gassprisen på omtrent 3.4%. Igjen blir regresjonsuttrykket brukt som en framtidig prisbane på gassprisene i beregningsmodellene i kapittel 11-15. Prisbanen ligger noe høyt i starten av perioden sammenlignet med de nærmeste månedskontraktene, men gir et brukbart anslag på lengre sikt. Siden dette strengt tatt er en forventet spotprisbane, skulle den ha blitt korrigeret med en risikopremie for å være konsistent med en forwardkurve. På grunn av utilstrekkelig datagrunnlag har vi ikke hatt mulighet til å gjøre dette på en finansielt korrekt måte, men velger likevel å bruke regresjonsuttrykket  $f_G(T) = A_G + B_G * T$  som en antatt forwardkurve.

### **6.3 Korrelasjon mellom gass og elektrisitet**

Vi har beregnet korrelasjonen mellom spotprisene på gass og elektrisitet for perioden 1998 – 2001. Denne var 0.53 og blir brukt som konstant i modellene senere i rapporten. Ved en økning i korrelasjonen vil det føre til en redusert volatilitet for verdien av gasskraftverket.

## 7 Volatilitetsanalyse

Volatilitet er et mål for den usikkerheten som finnes i framtidig verdiutvikling, og er definert som annualisert standardavvik til verdien på et aktiva. For derivatprising er volatiliteten en av de mest kritiske faktorene som skal bestemmes. Volatiliteten kan beskrives som enten en konstant, deterministisk eller stokastisk variabel. Stokastisk volatilitet vil ofte være den korrekte tilnærmingen, men dersom det også finnes andre stokastiske variable i modellen, blir en slik modell tung og vanskelig å håndtere.

Ved analyse av priser på elektrisitet og gass vil man kunne finne at volatiliteten gradvis reduseres for kontrakter langt fram i tid, fordi prisene i det lange løp vil returnere mot langsiktig marginalkostnad. Vi har undersøkt hvorvidt vi kan finne slike egenskaper i tilgjengelig prisdata for gass og elektrisitet, og estimere en funksjon som beskriver hvordan volatiliteten endres når tid til innløsning av kontrakten øker.

### 7.1 Estimering av volatilitetsfunksjoner

Vi skal her vise en metode for estimering av hvordan volatiliteten endres over tid. For elektrisitet er det brukt modifiserte Nordpool data, og for gass er det innhentet historiske markedsdata fra IPE. Forwardkontraktene på gass kan sammenlignes direkte uten større modifisering av strukturen. Beregningsgrunnlaget for elkraft er en historikk over alle forwardkontraktene, hvor de ulike produktene er glattet og vektet til en sammenhengende forwardkurve (se Fleten & Lemming, 2001). På denne måten kan man studere egenskapene til et tenkt ukeprodukt som ikke omsettes. Den konstante leveringstiden gjør det mulig å beregne volatiliteten for hele forwardkurven under ett og sammenligne hvordan den utvikles over tid.

For å se hvordan volatiliteten endres når tiden til innløsning for forward-/futureskontrakten økes, er det konstruert en matrise med tidsrekker med logaritmen til daglige prisendringene for de ulike kontraktene. Etter mønster fra Koekebakker & Ollmar (2001), analyserte vi ukeprodukter med tid til innløsning på 1,2,3,4,5,6,7,12,16,20,24,28,32,36,40,44,48,52,70,88,104 uker. Prisendringene per handledag er beregnet etter formelen:

$$X_{i,j} = \ln\left(\frac{F_{i+1,j}}{F_{i,j}}\right) = \ln(F_{i+1,j}) - \ln(F_{i,j}) \quad (7-1)$$

Her representerer  $i$  handledato ( $t$ ) og  $j$  er tid til innløsning av future/forward kontrakten ( $T$ ). Formelen gir den reelle avkastningen per dag på en gitt kontrakt, og variansen til prisendringene for hver kontraktstype kan nå beregnes. Tilgjengelig datamateriale var fra perioden 1997-2001.

Volatiliteten (annualisert) for en forwardkontrakt med tid til innløsning ( $T-t$ ), her betegnet  $F(T-t)$ , kan så beregnes fra formelen:

$$Vol[F(T-t)] = \sqrt{\text{var}[F(T-t)]} * \sqrt{\text{antall handledager i et år}} \quad (7-2)$$

Det er i beregningene antatt 250 handledager per år, som anbefalt i Clewlow & Strickland (2000).

## 7.2 Volatilitetsfunksjon for elektrisitet

Med modifiserte Nord Pool data som beskrevet i foregående kapittel, skal vi her presentere resultater fra estimering av volatilitetsfunksjon for elektrisitet. Som vi kan se av figur 7-1 på neste side synker volatiliteten asymptotisk mot ca 21%. Vi valgte derfor å beskrive volatilitetsfunksjonen for elektrisitet på formen

$$\sigma_E(T-t) = \frac{a}{T-t+b} + c \quad (7-3)$$

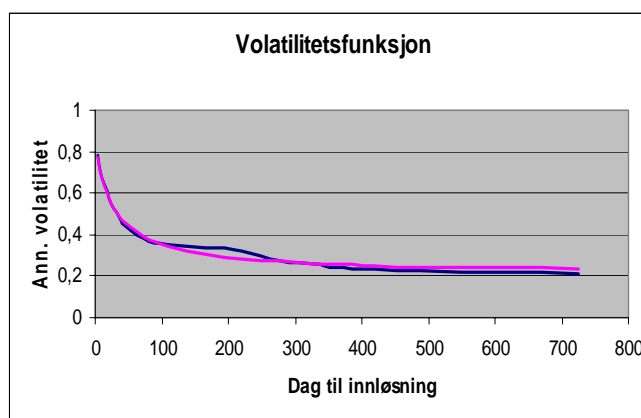
Denne formen er tidligere foreslått av blant andre Bjerksund et. al (2000). En annen volatilitetsfunksjon som er foreslått av blant andre Deng et. al (2001), er på formen:

$$\sigma_e(T-t) = A * e^{-\kappa(T-t)} \quad (7-4)$$

Svakheten med et slikt uttrykk er at usikkerheten vil gå mot null når tiden til innløsning øker, og en realopsjonsmodell vil ikke kunne finne noen fleksibilitetsverdi. Med den generelle usikkerheten som finnes i energimarkedene på lang sikt, vil det

være feil å vurdere lønnsomheten i et gasskraftverk ut fra modeller uten usikkerhet som går 25 år fram i tid. Formen i (7-4) kan være korrekt i kortere verdsettingsperioder

Uker til innløsning	Annualisert Volatilitet
1	0.783
2	0.676
3	0.609
4	0.548
5	0.511
6	0.469
7	0.441
12	0.364
16	0.354
20	0.343
24	0.337
28	0.338
32	0.318
36	0.299
40	0.274
44	0.267
48	0.260
52	0.243
70	0.224
88	0.221
104	0.209



**Figur 7-1: Volatilitetsfunksjon for forwardkurven til elkraft**

Tabellen og den blå linjen i figur 7-1 viser de faktiske volatilitetsverdiene som ble beregnet fra de historiske data. Den rosa glatte linjen viser estimatet for volatilitetsfunksjonen basert på regresjonsanalysen (tabell 7-1).

### 7.2.1 Estimat for volatilitetsfunksjon

Ut fra verdiene i tabellen på figur (7-1), foretok vi en ulineær regresjon i SPSS for å tilpasse resultatene til den valgte modellen. Resultatene er presentert i tabell 7-1.

Estimat	St. avvik	95% Konfidensintervall	t-observator
a = 18.2	1.97	[14.1 22.4]	9.24
b = 28.5	3.72	[20.6 36.3]	7.64
c = 0.2137	0.00965	[0.193 0.234]	22.14

#### Variansanalyse:

Kilde	Frihetsgrader	Kvadratsum	”Mean Square”
Regresjon	3	3.616	1.205
Residual	18	0.007587	0.0004215
Total	21	3.624	

$$R^2 = SS(\text{reg})/SS(\text{tot}) = 0.998 \quad \text{justert } R^2 = 98.5\%$$

**Tabell 7-1: Regresjonsanalyse av volatilitetsfunksjon for elektrisitet**

Estimatet for  $c$  fra tabellen gir oss et nivå for den langsiktige volatiliteten på 21.4%. Modellen har svært god forklaringssevne da  $R^2$  verdien ligger på hele 98.5%, og alle estimatene er signifikante på 95% nivå.

### 7.3 Volatilitetsfunksjon beregnet ved implisitt volatilitet

Det langsiktige nivået for volatilitet som vi fant i forrige avsnitt er noe høyt. Siden vi ikke ønsker en grov overvurdering av markedsverdien til gasskraftverket, vil vi også se på den implisitte volatiliteten i kraftmarkedet. Denne verdien finnes ved å bruke prisen på en opsjon ("at the money") omsatt i markedet, og deretter regne bakover med en opsjonsprisindeformel for å finne den implisitte volatilitet som opsjonen er skrevet på. Denne verdien vil derfor være en god indikasjon på hvilke forventninger markedet har til fremtidig volatilitet.

Vi har fått tilgang på markedsdata på implisitt volatilitet for opsjoner som er omsatt bilateralt (Gustavsen, 2002). For å beregne implisitt volatilitet basert på opsjoner på standard forwardkontrakter brukes formelverket til Black (1976). Mens analysen i forrige avsnitt gav en funksjon basert på historiske data, er implisitt volatilitet en indikasjon på markedets forventninger til framtidig volatilitet. Implisitt volatilitet er derfor en bedre verdi å bruke i realopsjonsmodeller.

kontrakt	implisitt volatilitet
<b>FWV2-02</b>	<b>26.0</b>
<b>FWV1-03</b>	<b>24.5</b>
<b>FWYR-03</b>	<b>20.5</b>
<b>FWYR-04</b>	<b>16.5</b>
<b>FWYR-05</b>	<b>15.8</b>
<b>FWYR-06</b>	<b>14.5</b>

**Tabell 7-2: Implisitt volatilitet i elkraftmarkedet.**

Implisitt volatilitet for den samme observasjonsdato som annen prisinformasjon er hentet fra, vises i tabell 7-2. Vi gjennomfører en regresjonsanalyse på samme måte som i forrige avsnitt basert på disse verdiene.

$$\sigma_e(T-t) = \frac{a}{T-t+b} + c$$

Analysen gir estimerte verdier til a, b, og c i ligningen over.

Estimat	St. avvik	95% Konfidensintervall		t-observator
a = 83.89	49.59	[-73.9	241.7]	1.692
b = 321.9	234.1	[-423.1	1067]	1.406
c = 0.0976	0.0271	[0.0115	0.183]	3.601

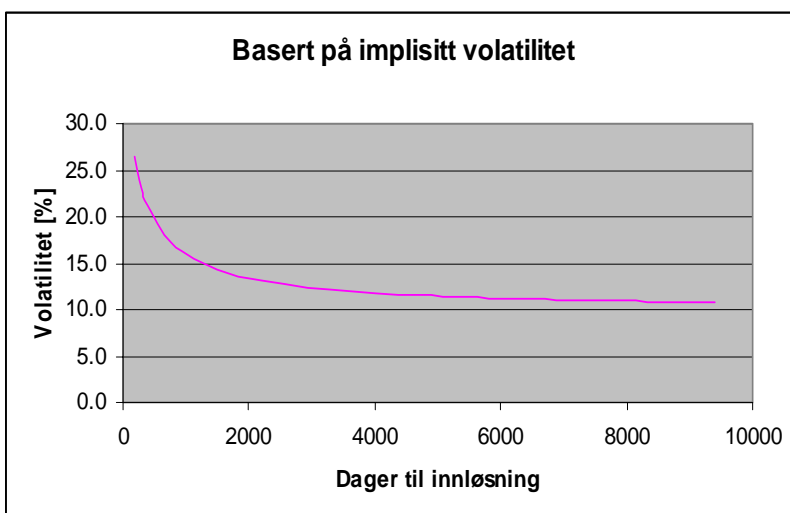
#### Variansanalyse:

Kilde	Frihetsgrader	Kvadratsum	"Mean Square"
Regresjon	3	0.242	0.0809
Residual	3	0.000284	0.0000946
Total	6	0.243	

$$R^2 = SS(\text{reg})/SS(\text{tot}) = 0.996 \quad \text{justert } R^2 = 97.6\%$$

#### Tabell 7-3: Regresjonsanalyse for volatilitetsfunksjon basert på implisitt vol.

Tabell 7-3 viser at det bare er estimatet for c som er signifikant på 95% nivå, noe som skyldes få observasjoner (kun 6 frihetsgrader). Likevel har regresjonen en svært god forklaringssevne og vi velger derfor å bruke dette estimatet i våre beregninger senere. Figur 7-2 viser hvordan denne regresjonsanalysen predikerer verdier for volatilitet framover i tid.



Figur 7-2: Estimat for vol.funksjon

### 7.3.1 Vurdering av de to forskjellige analysene

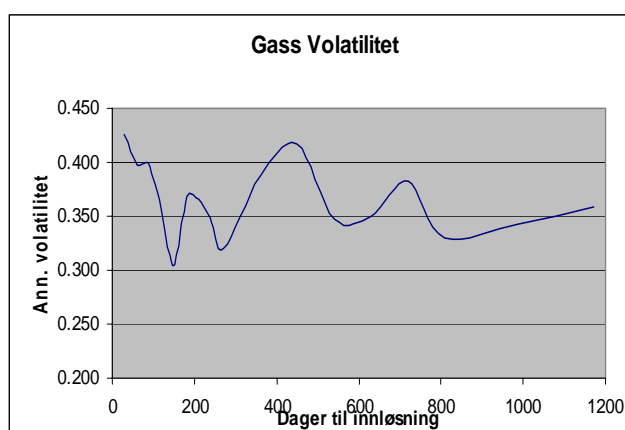
Volatilitetsfunksjonen basert på de historiske forwardprisene ble estimert ut fra en ikke-lineær regresjon som hadde meget god forklaringssevne, men er tydelig høyere enn den implisitte volatiliteten for samme tidshorisont. Verdiene for implisitt

volatilitet vil trolig være et bedre anslag for langsiktig volatilitet, da de er sterkere knyttet til markedets antagelser om fremtidig volatilitet. Som vi skal se er verdsetting med bruk av realopsjonsmetodikk svært følsom for volatilitet og for at ikke verdien skal overvurderes, velger vi konsekvent det laveste eller mest konservative anslaget.

#### 7.4 Volatilitetsfunksjon for gass

Med samme framgangsmåte som ble skissert i kapittel 7-2 brukte vi tilgjengelig historikk på gassprisene for beregne en volatilitetsfunksjon. Vi klarte imidlertid ikke å påvise at volatiliteten for gassforwards sank, når (T-t) øker, slik en kan forvente for et produkt som følger en middelreturnerende prosess. Grunnen til dette kan være at markedet ikke er tilstrekkelig likvid, særlig på de lange kontraktene, slik at datagrunnlaget blir utilstrekkelig. For et umodent marked vil det trolig ikke være riktig å bruke tidlig historikk for å si noe om framtidig prisenivå.

Mnd til innløsning	Ann. Volatilitet
1	0.426
2	0.396
3	0.398
4	0.353
5	0.305
6	0.369
7	0.366
8	0.349
9	0.320
12	0.387
15	0.418
18	0.347
21	0.350
24	0.383
27	0.331
33	0.343
39	0.358



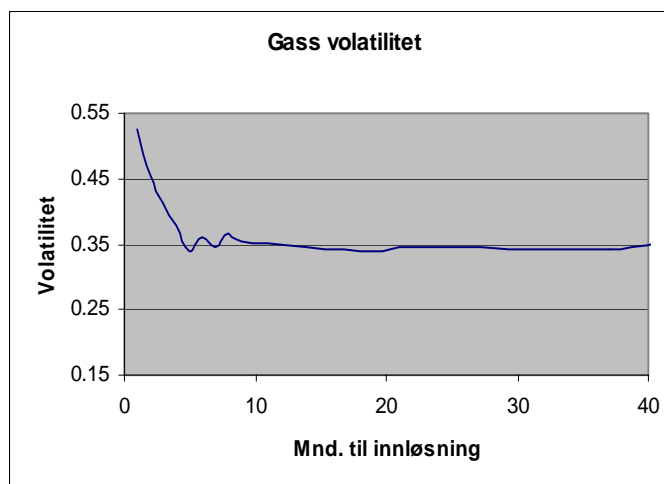
**Figur 7-3 : Volatilitet for gasskontrakter**

Av figuren kan det avleses at volatiliteten ikke kan modelleres som asymptotisk synkende, slik som var tilfellet for elektrisitet. Figuren viser at verdien for volatilitet svinger uregelmessig rundt 35%.

Vi utførte deretter en ny regresjon med bruk av data fra 1999 – 2002 (fjernet -97 og -98) for å se om det var et bedre og mer stabilt datagrunnlag. Verdiene ble jevnere og forsterket indikasjonen på et langsiktig nivå rundt 35%.



Mnd til innløsning	Ann. Volatilitet
1	<b>0.52508</b>
2	0.4549
3	0.41344
4	0.37863
5	0.33926
6	0.35979
7	0.34502
8	0.36738
9	0.3538
19	0.33851
22	0.34494
37	0.34186
42	0.35724



**Figur 7-4 : Volatilitetsfunksjon for gass basert på data fra IPE 1999-2002**

Datagrunnlaget for naturgass er som nevnt noe tynt, så selv om resultatene fra analysen virker troverdige, velger vi å legge mindre vekt på disse resultatene sammenlignet med resultatene for elektrisitet. Når vi kommer til beregningen av opsjonsverdiene senere i rapporten vil vi bruke tre forskjellige konstante verdier (25%, 30% og 35%) med dette resultatet basert på historiske data som en øvre grense.

## 8 Verdsettingsteori

Før vi presenterer modellene for verdsetting i kapittel 11-15 vil vi beskrive noe av teorien bak ulike verdsettingsmetoder og prinsippene for risikonøytral verdsetting. Tradisjonell nåverdikalkulasjon (NPV) blir mye brukt på grunn av sin enkelhet, men den egner seg primært bare til å verdsette passive investeringer i ulike verdipapirer og til beslutningsstøtte ved "nå eller aldri" beslutninger (Fleten, 2000). I mange sammenhenger blir NPV en for statisk metode som ikke gir mulighet til å verdsette den fleksibilitet og de strategiske valgmulighetene som prosjektet har. Metoder som gir større mulighet for å verdsette fleksibilitet vil bli benyttet i denne rapporten.

### 8.1 Risikonøytral verdivurdering

Risikonøytral verdsetting ble tatt i bruk av Cox, Ross & Rubinstein (1976) i forbindelse med teorien om prising av opsjoner basert på replikasjon av en ekvivalent, arbitrasjefri portefølje av finansielle instrumenter (Trigeorgis, 1996). Metoden kalles også for en martingale tilnærming og med det prinsippet kan man beregne verdien av opsjoner uavhengig av markedslivevekt og ulike risikopreferanser.

Med forutsetning om at det ikke finnes arbitrasjemuligheter, kan man sette opp en portefølje av opsjoner og den underliggende varen slik at det ikke finnes noen usikkerhet rundt verdien av porteføljen. Avkastningen på porteføljen må være lik den risikofrie rente og verdsettingen av porteføljen kan da gjøres risikonøytralt, noe som gjør den uavhengig av hvilken risikopremie den enkelte kjøper/investor krever. Tilsvarende vil en opsjonsverdi beregnet diskret eller kontinuerlig med risikonøytrale sannsynligheter være riktig markedspris (gitt at volatilitet og andre forutsetninger er riktige).

I risikonøytral verdivurdering skal ikke fremtidige kontantstrømmer verdsettes etter deres forventningsverdi og diskonteres tilbake til starttidspunktet med et avkastningskrav. I stedet skal fordelingen av kontantstrømmer justeres for risiko for så å diskonteres tilbake med risikofri rente. Derfor er det nødvendig når man skal verdsette et derivat å vite hvordan denne risikojusteringen fungerer. For elektrisitetsderivater brukes forwardkurven som underliggende, siden forwardprisen

er lik risikojustert forventet framtidig spotpris. Differansen mellom forventet spotpris og forwardprisen er da et mål for markedets risikopremie.

## 8.2 Realopsjoner

En opsjonsbasert nåverdianalyse går utenom diskonteringsrenteproblemet ved at man bruker et ekvivalent aktiva som inneholder informasjon om risiko, samtidig som det fanger opp de skiftende sammenhengende mellom kontantstrøm og framtidige optimale beslutninger. Bruk av realopsjoner er derfor velegnet når man ønsker å ta hensyn til noe av den fleksibilitet og usikkerhet som ligger i prosjektet.

En annen fordel med bruk av realopsjoner er at de kan verdsettes på samme måte som finansielle opsjoner selv om de ikke nødvendigvis blir omsatt i markedet. I verdsettingen er man interessert i å beregne prosjektets kontantstrømmer som om de hadde blitt omsatt i markedet slik at de bidrar til å finne den totale markedsverdien på et aktiva. Forutsetningen er at man konstruerer en dynamisk portefølje av ulike finansielle instrumenter som har de samme risikokarakteristikkene som realopsjonen (Trigeorgis, 1996). I modellene senere i rapporten vil vi vise hvordan dette kan gjøres for et gasskraftverk, der man kan konstruere opsjoner på spark spread ved hjelp av futures på gass og elkraft.

Hovedinnvendingen med realopsjonsmetodikken er at selv om det er en avansert og matematisk korrekt modell er den svært følsom for volatilitetsanslaget. Volatilitet blir den klart viktigste enkeltparameteren til tross for at den i mange sammenhenger ikke er direkte observerbar. Det vanligste er å estimere volatilitet fra historiske data, men framtidig volatilitet er likevel en usikker størrelse.

## 8.3 Beslutningstrær

Beslutningstrær, Decision Tree Analysis (DTA), fungerer bra til å beregne forventningsverdier fordi den egner seg til å regne med ulike sannsynligheter for de forskjellige utfall (Trigeorgis, 1996). Derimot er det ofte problematisk å finne riktig diskonteringsrente for problemet, fordi det kan være nødvendig å operere med flere verdier for risikojustert rente. I tillegg er det også nødvendig å definere sannsynlighetene for hvert enkelt scenario eksplisitt, noe som kan være svært

arbeidskrevende. Hovedproblemet med beslutningstrær er at relativt små problemer kan bli for store til å håndtere.

Senere i rapporten skal vi vise et eksempel på hvordan vi kan bruke et beslutningstre til å analysere hvorvidt muligheten for å ettermontere et renseanlegg kan ha verdi.

## 9 Spark Spread

Før vi kan beskrive modellene vi har utviklet, introduseres her variabelen spark spread, symbolisert  $S$ , som gir en direkte indikasjon på marginal inntjening ved termisk energiproduksjon. Variabelen er definert som forskjellen i prisen på elektrisk energi og prisen på nødvendig mengde termisk brensel. For et gasskraftverk er  $S$  da avhengig av tre faktorer.

$S_e$  – pris for en enhet elektrisk energi (oftest MWh)

$S_g$  – pris for en enhet termisk energibærer (gass)

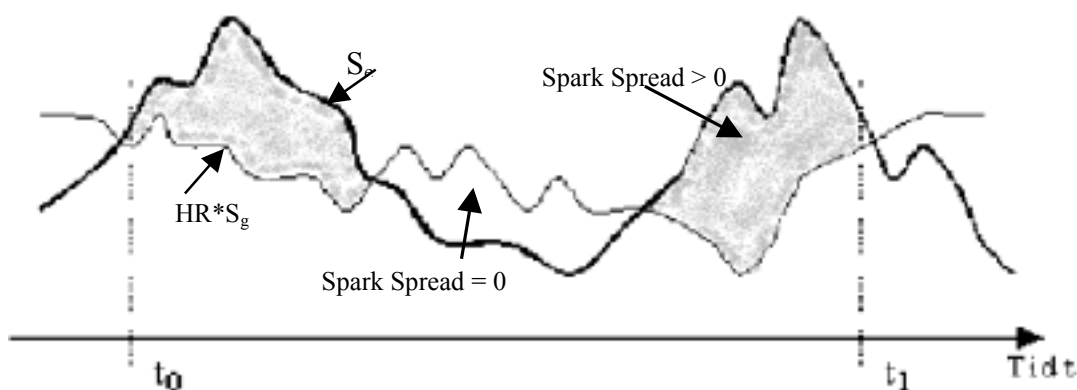
HR - Heat Rate – hvor mange enheter gass som trengs for å produsere en MWh elektrisitet. Våre data er tilpasset slik at en enhet gass tilsvarer den mengde gass som kreves for å produsere 1 MWh elektrisitet i et gasskraftverk med virkningsgrad 58.1%. HR vil derfor for våre data være lik 1. Spark spread for et gasskraftverk er definert som:

$$S = S_e - HR * S_g. \quad (9.1)$$

Payoff for spark spread kjøpsopsjon med innløsningsstid  $T$  er definert som:

$$C_1(S_e^T, S_g^T, HR, T) = \max(S_e^T - HR * S_g^T, 0) \quad (9.2)$$

Figur 9-1 viser at spark spread er positiv når el-prisen er høyere enn tilpasset gasspris.



**Figur 9-1: Verdi for spark spread kjøpsopsjon**

Vi viser senere at markedsverdien for et gasskraftverk i drift er lik summen av verdiene på spark spread kjøpsopsjoner over verkets levetid.

## 10 Modeller for beregning av markedsverdier til GKV

Vi vil i resten av rapporten vise hvordan markedsverdien av et termisk kraftverk kan finnes. Denne problemstillingen kan deles opp i to forskjellige verdibegrep som det er interessant å studere. Det første vi gjør er å finne verdien av et gasskraftverk som *allerede er satt i drift*. I prinsippet finner vi da markedsverdien av de framtidige (og usikre) kontantstrømmer i gasskraftverket, salg av elektrisitet som inntekt og innkjøp av gass som kostnad.

Verdien av kontantstrømmene til gasskraftverket kan finnes ved bruk av spark spread opsjonene. Hver spark spread opsjon er i prinsippet en beslutning om å produsere strøm eller ikke i tidsrommet for opsjonen. Profitten for opsjon på en produksjonsenhet ved tid  $t$  er  $\max [(S_E - S_G * HR), 0]$ , eventuelt  $\max [S, 0]$ , der  $S_E$  og  $S_G$  er spotpriser for henholdsvis elektrisitet og gass. I prinsippet betyr dette at gasskraftverket optimalt sett, bare vil være i drift når prisen for elektrisitet er høyere enn prisen for gass, som igjen betyr at spark spread,  $S$ , er positiv. Markedsverdien av et gasskraftverk i drift vil derfor være lik verdien av alle opsjonene på  $S$  over verkets levetid.

Det andre verdibegrepet vi befatter oss med er *verdien av konsesjonen til å bygge et gasskraftverk*. Denne verdien er spesielt interessant fordi ved å finne denne, vil man samtidig beregne ved hvilken verdi for spark spread det er lønnsomt å foreta investeringen i gasskraftverket. Hvordan vi har funnet verdien av konsesjonen er beskrevet i kapittel 14.

### 10.1 Modeller for å finne markedsverdien av gasskraftverk i drift.

Som forklart ovenfor finnes verdien av framtidige kontantstrømmene ved å integrere verdiene av spark spread opsjonene over gasskraftverkets levetid  $T$ .

$$V_{\text{verk}} = \int_0^T C_1(t) dt * \text{effekt} \quad (10.1)$$

Vi har utviklet to ulike modeller for å beregne summen av disse opsjonene, og disse er beskrevet i kapittel 11 og 12. Det er også mulig å modifisere disse slik at man kan finne et estimat for hvordan rensing av eksosen, eller utbetaling av kvotekostnader vil påvirke lønnsomheten for et slikt anlegg.

### **Antagelser for modellene**

- Ved innføring av kvotehandel på CO<sub>2</sub> vil sannsynligvis prisene for både gass og elektrisitet endres. Dette reflekteres ikke i de markedsdata som er tilgjengelig i dag, og vil derfor ikke bli innfanget i modellene.
- Vi antar at effektøkninger og -reduksjoner kan gjøres uten at responstiden er betydelig, samt at start- og stoppkostnader for gasskraftverket antas å være innbakt i kostnadene til drift/vedlikehold. Disse antagelsene fører til at gasskraftverkets fleksibilitetsverdi overvurderes.
- Gasskraftverket har en tilgjengelighet på 7900 timer årlig. For at denne begrensningen kan implementeres i realopsjonsmodellen, justeres maksimal effekt fra gasskraftverket med 7900/8760. Denne antagelsen vil være riktig dersom verdien av spark spread opsjonene er positiv over hele året.

## **10.2 Ulike alternativ i verdsettingen**

Før beregningene ble gjennomført, definerte vi fire alternative omgivelser for gasskraftverket.

### **Base case: Konvensjonelt gasskraftverk i omgivelser uten kvotehandel med CO<sub>2</sub>.**

I base case vurderes lønnsomheten til et konvensjonelt gasskraftverk uten rensing av eksos. Det foretas ikke kjøp eller salg av CO<sub>2</sub> kvoter i løpet av kraftverkets levetid. Markedsdata fra 2002 benyttes til å anslå videre markedsutvikling i priser på gass og elektrisitet.

### **Alternativ 2: Konvensjonelt gasskraftverk i omgivelser med kvotehandel.**

Her gjennomføres beregningene som over, men med den forskjell at eierne av gasskraftverket må kjøpe utslippskvoter for å kunne drive kraftverket, og vi antar at kvotesystemet fortsetter utover år 2012 som Kyotoprotokollen i første omgang gjelder for. Markedsverdien til gasskraftverket vil derfor svekkes i forhold til base case på

grunn av kostnader knyttet til kvotekjøp. Ved full drift slipper kraftverket ut 335 kg CO<sub>2</sub> per produserte MWh elektrisitet.

Kvotepriisen vil for enkelthets skyld antas konstant. Det kan så gjennomføres sensitivitetsanalyse for ulike priser på kvotene.

### **Alternativ 3: GKV med renseanlegg**

Vi antar her at renseanlegget er i drift samtidig med gasskraftverket, slik at operatøren ikke trenger å kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter. På grunn av reduksjonen i virkningsgrad vil gasskostnadene få et påslag fra case 1 og 2 på omlag 17 prosent, og avgitt effekt fra gasskraftverket synker fra 415MW til 350MW. Som et alternativ 3b, ser vi på muligheten til å selge CO<sub>2</sub> som trykkstøtte etter at renseanlegget er bygd. Prisen for trykkstøtte regnes som konstant, og det antas en pris på 50 NOK/tonn.

<b>Base case:</b> <b>Konvensjonell drift</b> <b>Ikke kvotehandel</b>	<b>Alternativ 2:</b> <b>Konvensjonell drift</b> <b>Må kjøpe kvoter</b>
<b>Alternativ 3</b> <b>Fjerning av CO<sub>2</sub></b> <b>Trenger ikke kjøpe kvoter.</b>	<b>Alt. 3b</b> <b>Fjerning av CO<sub>2</sub> (ikke kvotekjøp)</b> <b>Salg EOR</b>

**Figur 10-1: Oppsummering av ulike alternativer**



## 11 Enfaktormodell

Vi har utviklet en enkel enfaktor modell der markedsverdien av et gasskraftverk i drift finnes ved hjelp av realopsjonsmetodikk. Som navnet tilsier er det i denne modellen kun en stokastisk variabel, spark spread.

### 11.1 Finansiell Modell

Vi antar her at spark spread kan beskrives som enfaktor avhengig fordi den er kun avhengig av differansen mellom  $S_g$  og  $S_e$ . For at verdien på spark spread skal kunne ha negative verdier, er det ikke mulig å modellere denne som enfaktoravhengig med geometrisk brownsk bevegelse (GBM). GBM kan kun brukes til å modellere positive verdier. Ved enfaktor modellering forutsettes det derfor at endringene i spark spread følger en aritmetisk brownsk bevegelse (ABM) på formen:

$$dS = \alpha dt + \sigma_s dz \quad (11-1)$$

$\alpha$  - forventet årlig vekst i spark spread

$\sigma_s$  - årlig standardavvik i spark spread. beregnet fra formelen:

$$\sigma_s = \sqrt{\sigma_e^2 + \sigma_g^2 - 2 * \rho \sigma_g \sigma_e} \quad (11-2)$$

Metode for utregning:

Standardavvik (gass) =  $\sigma_g$  = Initiell  $S_g$  \* Vol (gass) =  $130 * 0.25 = 32.5$

Standardavvik (el) =  $\sigma_e$  = Initiell  $S_e$  \* Vol (el) =  $149 * 0.14 = 20.86$

$\rho = 0.5$

Med bruk av (11.2) gir det  $\sigma_s = 28$

	Elektrisitet	Gass		
Estimert volatilitet	14%	25%	30%	35%
Startverdi prisbane	149	130	130	130
Korrelasjon	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Beregnet st.avvik spark spread fra (11.2)</b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	

**Tabell 11-1: Beregninger av standardavvik for forskjellige vol(gass)**

Tabellen 11-1 viser standardavviket til spark spread ut fra ulike verdier for volatiliteten til gass. Som en følge av at opsjoner som har lang tid til innløsning (her 25 år) er svært sensitive for volatilitet, ønsker vi å bruke et konservativt estimat for standardavviket til spark spread. På denne måten unngås en grov overvurdering av verdien til gasskraftverket.

Vi har derfor regnet ut tre ulike verdier for standardavviket; 40, 35 og 28, noe som tilsvarer volatilitet for gass på henholdsvis 35%, 30% og 25%, når volatiliteten for elkraft holdes fast på 14% og korrelasjonen på 50%. I de videre beregninger for markedsverdien av et gasskraftverk i drift, gjennomfører vi analyser for alle disse tre verdiene på standardavviket. 14% som verdi for langsiktig volatilitet for elkraft er valgt fordi dette var verdien til implisitt volatilitet for den kontrakten med lengst tid til innløsning.

### 11.1.1 Utrekning av markedsverdi ved bruk av enfaktormodell

Vi har konstruert et binomisk tre i et regneark der vi har simulert utviklingen til spark spread 25 år fram i tiden. For hvert år finnes opsjonsverdien til spark spread, og disse verdiene summeres og diskonteres tilbake til starttidspunktet. Spark spread følger modellen skissert i (11-1), og fordi 25 år er en lang tidshorison har vi valgt et binomisk og rekombinerende tre for å begrense datamengden.

Treet er diskretisert slik at hver node i tidspunkt  $t$  har to mulige utfall i  $t + 1$ . Hver av disse utfallene har en sannsynlighet på 0.5, og  $S$  beveger seg opp/ned med 1 standardavvik fra utgangsnoden. På grunn av at modellparameterne er beregnet ved bruk av forwardkontrakter, er disse risikojustert slik at diskontering kan skje ved bruk av risikofri rente. I tillegg til det stokastiske leddet, er det også et driftledd,  $\alpha$ . Estimatet for  $\alpha$  er 0.16, som betyr at den forventede risikojusterte årlige veksten i spark spread er på 0.16 NOK. Denne verdien er beregnet fra prisbanene på gass og elektrisitet som ble funnet i kapittel 6.

Da modellen er diskret med årlig oppløsning, blir markedsverdien beregnet for 1 MWh produksjonsevne i 25 år, ganget opp med effekt (415 MW) og driftstid (7900h) for å finne totalverdien til anlegget.

### 11.1.2 Forklaring til regnearket

Vi skal her presentere grunnlaget for beregning av markedsverdien med bruk av enfaktormodellen. I regnearket er hver node representert med 5 ulike celler som vist i figur 11-1.

Spark spread
Opsjon: max [SS-CO2, 0, SS(rensing)]
Pris CO2
Spark spread m/CO2
Total markedsverdi (1MWh)

**Figur 11-1: Fargekoder i regneark modellen**

Den gule cellen viser spark spread, mens den blå cellen viser payoff for opsjonen på spark spread i denne noden. Den totale akkumulerte markedsverdien i node (t, i), kalt  $V_{t,i}$ , kan leses av i den rosa cellen. Dette tilsvarer summen av verdien til den bakenforliggende rekken av opsjoner på spark spread, og den regnes ut på følgende måte:

$$V_{t,i} = \frac{0.5 * V_{t+1,i}^+ + 0.5 * V_{t+1,i}^-}{1 + r} + SS_{t,i} \quad (11-3)$$

$SS_{t,i}$  - payoff av opsjon på spark spread (blå celle) ved tidspunkt t, node i.

$V_{t+1,i}^+$  - total akkumulert markedsverdi i ”opp” scenario (rosa celle)

$V_{t+1,i}^-$  - total akkumulert markedsverdi i ”ned” scenario (rosa celle)

I endenodene ved slutten av produksjonsperioden ( $t = T$ ), er markedsverdien av framtidig produksjon lik 0. Uttrykket for  $V_{T,i}$  er derfor:

$$V_{T,i} = SS_{T,i}$$

Akkumulert sum av verdien på de 25 underliggende opsjonene på spark spread kan derfor avleses i den rosa cellen i startnoden.

### 11.1.3 Mulige justeringer av modellen

Modellen er konstruert slik at markedsverdien i alternativ 2, med kjøp av CO<sub>2</sub> kvoter, og for alternativ 3; rensing av eksos også kan finnes.

#### Base case

Markedsverdien i et ikke-kvotehandlingsscenario finnes ved å sette prisen for CO<sub>2</sub> til 0. Modellen regner da ut payoff for opsjonene :  $\max [(Spark\ Spread), 0]$

#### Alternativ 3

Egentlig er ekstrakostnadene ved fjerning av CO<sub>2</sub> lik 17% prosent av gasskostnaden slik det er beskrevet i kapittel 2. Imidlertid er det ikke mulig å implementere dette i en enfaktormodell, fordi gassprisen her ikke er modellert som en egen variabel. Vi må derfor tilnærme denne ekstrakostnaden som en konstant svekkelse av spark spread.

Merkostnaden ved fjerning av CO<sub>2</sub> er lagt inn som 20 NOK, da det gjennomsnittlig kan forventes at Spark Spread svekkes med 20 ved rensing av eksosen. I et scenario med kvotehandling, og med mulighet for rensing, settes S (rensing) til  $S - 20$ , og det mates inn en pris for kvotene på CO<sub>2</sub>. Modellen regner da ut payoff for spark spread opsjonen som:  $\max [(S - CO_2), (S - 20), 0]$

For scenariet med laveste CO<sub>2</sub>-kvotepris vil modellen velge å kjøpe kvoter framfor å benytte renseanlegget, da dette er den beslutningen som maksimerer markedsverdien. Sannsynligvis er dette et lite trolig scenario fordi renseanlegg ikke vil bli bygd uten klare indikasjoner på høy kvotepris.

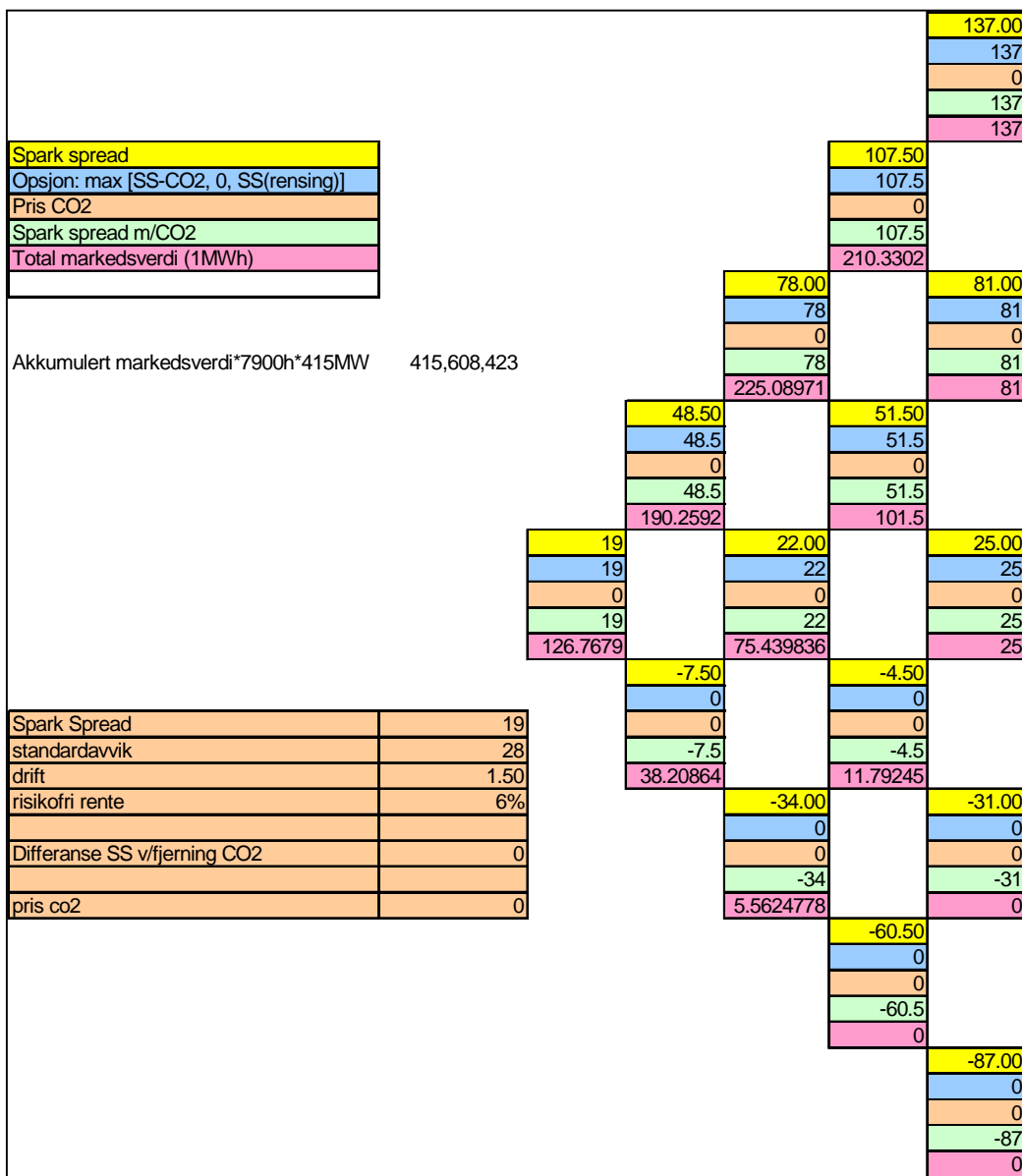
#### Alternativ 2

Hvis det ikke er mulighet for rensing, (når renseanlegg ikke er bygd), settes merkostnaden for S (rensing) svært høy, slik at denne muligheten blir eliminert. Modellen vil da regne ut:  $\max [(S - CO_2), 0]$ .

I tillegg kan modellen tilpasses slik at markedsverdien for andre tidshorisonter kan finnes. (eks. 10, 15 eller 20 års levetid)

Oppsummert er altså input i modellen:

- Initiell spark spread
- årlig standardavvik spark spread
- risikofri rente
- årlig forventet vekst i spark spread
- kvotepris for CO<sub>2</sub>
- merkostnad ved rensing
- Årlig produksjonsevne: 7900h \* 415MW = 3278500MWh



Figur 11-2: Eksempel på utregning av markedsverdi (5 år)

## 11.2 Resultater enfaktormodell

Her presenteres resultatene fra enfaktormodellen for et gasskraftverk i drift med 25 års levetid og følgende startverdier i modellen:

- Initiell spark spread. Dette tilsvarer differansen mellom startverdi for prisbanene til gass og elkraft beregnet i kapittel 6:  $S_{\text{start}} = 19$
- årlig (aritmetisk) forventet vekst i spark spread, beregnet fra kapittel 6.  $\alpha=0.16$
- risikofri rente  $r = 6,0\%$

Alternativ:	Markedsverdi av framtidig kontantstrøm		
	St. avvik = 40	St. avvik = 35	St. avvik = 28
<b>Base Case</b>	2472	2183	1894
Deterministisk verdi (ingen usikkerhet)	909	909	909
<b>Alternativ 3</b> Rensing av eksos (Spark spread svekkes med 20 NOK)	1647	1402	1159
<b>Alternativ 2</b> Kjøp av kvoter på CO <sub>2</sub> , 50 kr/tonn	2004	1715	1426
Kjøp av kvoter på CO <sub>2</sub> , 100 kr/tonn	1674	1385	1065
Kjøp av kvoter på CO <sub>2</sub> , 200 kr/tonn	1115	863	610
Kjøp av kvoter på CO <sub>2</sub> , 300 kr/tonn	729	526	325

**Tabell 11-2: Beregnede markedsverdier fra enfaktormodell**

Med den observerte volatiliteten, standardavvik = 40, som input, blir markedsverdien til "Base Case" beregnet til å være 2472 MNOK, selv om den deterministiske verdien (ingen fleksibilitet) kun er på 909 MNOK. Modellen gir altså en betydelig fleksibilitetsverdi, og markedsverdien svekkes lineært med fallende verdi på standardavviket.

Videre kan det avleses at økte CO<sub>2</sub> kostnader svekker lønnsomheten i prosjektet. Imidlertid er ikke forskjellen på alternativ 2 og alternativ 3 stor nok til at det vil være økonomisk forsvarlig å et bygge rensaneanlegg samtidig med gasskraftverket. For at

bygging av renseanlegg skal vurderes må forskjellen i markedsverdi mellom alt. 2 og 3 dekke opp totale investeringskostnadene til renseanlegget på 2750MNOK (kap. 2). Riktignok kan *muligheten* til å ettermontere renseanlegg ha en verdi, men dette temaet blir behandlet i kapittel 14.

Resultatene fra enfaktormodeller gir ingen incentiver til investering da markedsverdiene ved å ha et gasskraftverk i drift er betydelig lavere enn de totale investerings- og driftskostnadene på 2918 MNOK (kap. 2). Som vi viser i neste kapittel vil derimot tofaktormodellen gi mer positive resultater basert på de samme markedsdata som ligger til grunn for beregningene presentert her.

Til slutt viser vi ”break even price” for initiell spark spread. Dette er den startverdien på spark spread som ved ulike verdier på standardavviket  $\sigma_s$ , gir markedsverdier for framtidige kontantstrømmer lik 2918 MNOK.

<b>Standardavvik, <math>\sigma_s</math></b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>40</b>
<b>”Break even” S</b>	51,6	39,7	31,9

**Tabell 11-3: Break even price for gasskraftverk i enfaktormodell**

Med tanke på at initiell spark spread brukt i beregningene er på 19 NOK, så er det tydelig at man basert på enfaktormodellen kan hevde at det er ikke vil være lønnsomt å investere i gasskraftverk i dag.

### 11.3 Svakheter med modellen

- På grunn av at treet har årlig oppløsning og er binomisk, vil opsjonsverdien for de nærmeste årene undervurderes. Et binomisk tre vil ikke være en god tilnærming til normalfordelingen før antall tidsskritt når et visst nivå.
- Metodene som benyttes for å regne ut markedsverdiene i alternativ 2 og 3 er sterkt forenklet i forhold til ”virkeligheten”.

Ytterligere drøftinger av enfaktormodellen blir gjort i kapittel 13, hvor det også blir gjort sammenligninger i forhold til tofaktormodellen.

## 12 Tofaktormodell med middelreturnerende, prisprosesser

Vi vil her splitte opp spark spread enfaktormodellen fra forrige kapittel og presentere en tofaktormodell for å finne markedsverdien av et gasskraftverk i drift. Vi tar utgangspunkt i tofaktormodellen til Deng et.al (2001) med priser på elektrisitet og gass som stokastiske variable. I prinsippet kunne man også ha andre alternativer for hvilke prosesser som skal være stokastiske, for eksempel spark spread og CO<sub>2</sub>-kvoter, eller spark spread og renter. Andre relevante tofaktormodeller fra litteraturen finnes blant annet i Schwartz & Smith (2000), Pilipovic (1998) og Lucia & Schwartz (2001).

For å konstruere realopsjonsbaserte verdsettingsmetoder for et gasskraftverk tar man utgangspunkt i at markedsverdien kan beskrives som summen av alle spark spread opsjonene over kraftverkets levetid. Vi forutsetter at gasskraftverket har en rett, men ingen plikt, til å fyre inn gass for elektrisitetsproduksjon som det ubegrenset kan selge til kraftmarkedet. Flexibiliteten her gjelder bare på dagsoppløsning siden vi antar at gasskontraktene i modellen i prinsippet har daglig levering.

### 12.1 Verdien av en spark spread call-opsjon

Vi skal nå vise hvordan man utleder verdien av en spark spread call-opsjon. Spark spread opsjonen defineres for denne modellen med futures verdier på elkraft og gass som underliggende verdier. Verdsetting av slike opsjoner kan gjøres med basis i rammeverket til Black (1976)<sup>10</sup>.

Futures prisen for elektrisitet  $F_E$ , og gass  $F_G$ , følger i modellene til Deng (1999) en middelreturnerende prismodell på formen

$$dF_E = \kappa_E(\mu_E(t) - \ln F_E) F_E dt + \sigma_E(t) F_E dB \quad (12-1)$$

<sup>9</sup> Middelreturnerende prosess er norsk oversettelse av det engelske "mean reversion process" etter omfattende korrespondanse med Norsk Språkråd høsten 2001

<sup>10</sup> Bevis for disse uttrykkene finnes Hull (2000), appendix 11b



$$dF_G = \kappa_G(\mu_G(t) - \ln F_G) F_G dt + \sigma_G(t) F_G dB$$

hvor  $\sigma_E(t)$  og  $\sigma_G(t)$  er funksjoner av tid  $t$ , mens  $\mu_E(t)$  og  $\mu_G(t)$  er forventningsverdien på lang sikt,  $\kappa_E$  og  $\kappa_G$  er middelretur koeffisienter, og  $B^1$  og  $B^2$  er Wiener prosesser med korrelasjon  $\rho$ . Uttrykket for  $\mu_E(t)$  vil her være på formen

$$\mu_E(t) = \frac{1}{\kappa} \left( \frac{\sigma^2}{2} + \frac{df}{dt}(t) \right) + f(t) \quad (12-2)$$

(Lucia & Schwartz, 2000) hvor  $f(t)$  er en deterministisk funksjon som beskriver de forventede langsiktige prisbevegelsene.

Forskjellige forwardkurvemodeller for elektrisitet og gass kan brukes som  $F_E$  og  $F_G$  i ligning (12-1). Vi har for enkelhets skyld valgt å bruke lineære uttrykk for  $F_E$  og  $F_G$ , som på grunn av middelretur-egenskapene til energiprisene gir en god tilnærming på lang sikt.

Spark spread opsjonen med innløsning ved tid  $T$  defineres som

$$V(x,y,t) \equiv C_1(F_E^{t,T}, F_G^{t,T}, K_H, T-t) \quad (12-3)$$

og skal oppfylle den partielle differensialligningen (Deng, 1999)<sup>11</sup>

$$-V_t + \frac{1}{2} [x^2 V_{xx} \sigma_x^2(t) + 2\rho * \sigma_x(t) \sigma_y(t) xy V_{xy} + y^2 V_{yy} \sigma_y^2(t)] = 0 \quad (12-4)$$

med randbetingelsene

$$V(x,y,T) = \max(x-y, 0), \quad V(x,0,t) = x, \quad \text{og} \quad V(0,y,t) = 0$$

Hvor  $x$  og  $y$  er respektive priser på elektrisitet og gass.

Differensialligningen er utledet ved at man definerer en funksjon  $f$  av futuresverdiene  $F_E$ ,  $F_G$  og tid  $t$ , og bruker en generalisering av Ito's lemma<sup>12</sup> med flere stokastiske

<sup>11</sup> Detaljert utledning av differensialligningen ble vist i rapporten til Dobbe & Sjur Sismo (2001)

variable. Innenfor et kort tidsrom  $\Delta t$  ser man på endringen av verdien til en portefølje bestående av futures på gass og elektrisitet. Porteføljen har risikofri avkastning innenfor det avgrensede tidsrommet og man kan med noe omforming komme fram til differensialligningen (12-4) over. Det er her viktig å merke seg at differensialligningen er uavhengig av forventet avkastning  $\mu$  og er derfor også uavhengig av risikopreferanser.

Dersom man også inkluderer futurespriser på CO<sub>2</sub>-kvoter i formelverket, blir betingelsen for kjøpsopsjonen  $C_1 = \max(F_E - F_G - X, 0)$ . Løser man ligningen for spread opsjonen ved bruk av en transformasjon av formelverket til Black (1976), får man følgende uttrykk for verdien av kjøpsopsjonen  $C_1$ :

$$C_1(F_E^{t,T}, F_G^{t,T}, K_H, X, T-t) = (K_H F_G^{t,T} + X) \left\{ e^{-r(T-t)} \left[ (F_E^{t,T} / (K_H F_G^{t,T} + X)) * N(d_1) - N(d_2) \right] \right\} \quad (12-5)$$

(Haug, 1998), hvor

$$d_1 = \frac{\ln(F_E^{t,T} / (K_H F_G^{t,T} + X)) + v^2 (T-t) / 2}{v \sqrt{T-t}} \quad (12-5b)$$

$$d_2 = d_1 - v \sqrt{T-t} \quad (12-5c)$$

Ved bruk av middelreturnerende prisprosesser, gis det styringer for hvordan volatiliteten kan utvikle seg. Volatiliteten kan uttrykkes på forskjellige måter for gass og elektrisitet, men det totale uttrykket for spark spread volatilitet er i Deng et.al (2001) på formen

$$v^2 = \frac{\int_t^T [\sigma_E^2(s) - 2\rho\sigma_E(s)\sigma_G(s) + \sigma_G^2(s)] ds}{T-t} \quad (12-6)$$

<sup>12</sup> Generalisert Ito prosess fra Hull(2000), appendix 19 A

I vår modell er volatiliteten på gass en konstant størrelse og ikke en funksjon av  $t$ . Volatilitetsfunksjonen blir i praksis bare behandlet som en diskret tilnærming til den kontinuerlige funksjonen og blir beregnet etter formel (12-7).

$$v^2 = (\sigma_E(t))^2 - 2 * \sigma_E(t) * \sigma_G(t) * \rho + \sigma_G(t)^2 \quad (12-7)$$

hvor  $\rho$  er korrelasjonen mellom prisen på elektrisitet og gass.

## 12.2 Resultater fra forenklet tofaktormodell

I forhold til de teoretiske prisprosessene som ble presentert i teorien om tofaktormodellen, blir det i de praktiske beregningene gjort noen forenklinger. Matlab er brukt til beregning av gasskraftverkets markedsverdi. Modellen har dagsoppløsning slik at en økonomisk levetid på 25 år tilsvarer 9125 dager. Kildekoden for scriptet ligger i vedlegg V.

Prisbanene for elektrisitet og gass som ble definert i kapittel 6, er utgangspunktet for forwardkurven i beregningene. For elektrisitet har vi

$$F_E(T) = A_E + B_E * T, \quad \text{hvor } A_E = 149 \text{ og } B_E = 6.56 / 365$$

Mens tilsvarende forwardtrend gjelder for gass:

$$f_G(T) = A_G + B_G * T, \quad \text{hvor } A_G = 130 \text{ og } B_G = 6.4 / 365$$

Datagrunnlaget for gasspriser har vært vesentlig dårligere enn for elektrisitet. Derfor beholdes volatilitetsfunksjonen for elkraft, mens den konstante volatiliteten for gass varieres.

$$\sigma_E(T-t) = \frac{a}{T-t+b} + c$$

Korrelasjonen mellom elektrisitet og gass (basert på spotpriser 1998-2001) er beregnet til ca 50% og ble satt inn i volatilitetsfunksjonen. Volatilitet er definert som

et annualisert standardavvik, og derfor må uttrykket for  $v^2$  divideres på antall dager i året for å få riktig dimensjon i forhold til daglig oppløsning<sup>13</sup>.

$$v^2(t) = (\sigma_E(t)^2 - 2 * \sigma_E(t) * \sigma_G * \rho + \sigma_G^2) / (365)$$

Dette uttrykket tilsvarer (12-7) og blir beregnet for hvert tidsskritt (t) i modellen. Resultatene for de tre forskjellige hovedalternativene er samlet i tabellen nedenfor. Volatiliteten på gass antas konstant, men for å kunne vurdere sensitiviteten på denne variabelen, blir det gjort beregninger med tre forskjellige verdier på volatiliteten.

Markedsverdien basert på realopsjonene for konvensjonelt gasskraftverk uten hensyn til CO<sub>2</sub> rensing eller kvotekostnader er beregnet til 2.69 mrd kroner (tabell 12-1). Dette gjelder for alternativet med det mest konservative volatilitetsanslaget. For alternativet med den høyeste verdien på volatiliteten (den som faktisk er observert i markedet) blir markedsverdien av kontantstrømmene beregnet til hele 3523 mill kroner.

<b>Verdi av GKV basert på lineære prisbaner på elkraft og gass</b>	<b>Deterministisk kontantstrøm</b>	<b>Markedsverdi basert på realopsjoner. Volatilitet på gass hhv 25%, 30%, 35%</b>		
<b>Alt 1   "Base Case"</b>	892	2 688	3 106	3 523
<b>Alt 2 CO<sub>2</sub>-kvoter 50kr</b>	154	2 453	2 824	3 262
<b>CO<sub>2</sub>-kvoter 100kr</b>	-512	2 132	2 586	3 039
<b>CO<sub>2</sub>-kvoter 200kr</b>	-1 848	1 800	2 211	2 683
<b>CO<sub>2</sub>-kvoter 300kr</b>	-3 126	1 521	1 995	2 417
<b>Alt 3: Med installert renseanlegg</b>	-516	1834	2280	2 606
<b>Alt 3b: Renseanlegg + salg til EOR 50 kr/tonn CO<sub>2</sub></b>	171	2 075	2 434	2 807

<sup>13</sup> Ved estimering av volatiliteten ble det brukt 250 handledager som er antall dager som forwardkontrakten omsettes. For gasskraftverket i drift vil det ha en daglig produksjonsopsjon med payoff i forhold til spotprisene som settes hver dag hele året

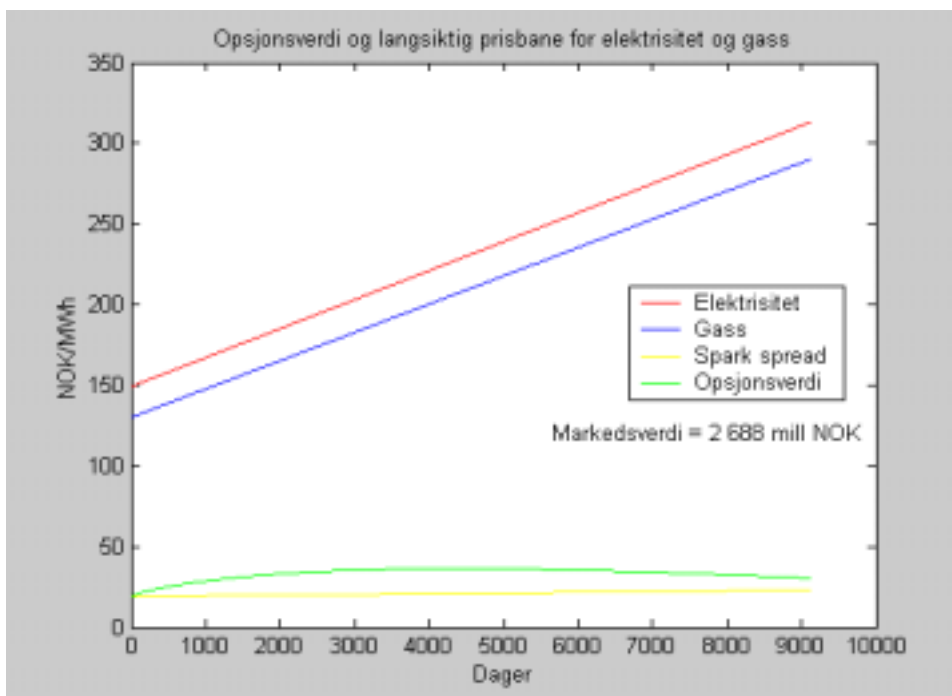
**Tabell 12-1: Resultater av beregninger i Matlab (mill NOK)**

Den deterministiske kontantstrøm basert på prisbanene for elektrisitet og gass (se nedenfor) er beregnet til ca 892 mill kroner. Det betyr at fleksibilitetsverdien er nesten 2 mrd kroner og står derfor for størsteparten av verdibidraget.

Det er viktig å presisere at modellen finner markedsverdien av et gasskraftverk i drift, slik at investeringskostnader og driftskostnader (eksklusiv gasskostnadene) ikke er inkludert her.

**12.2.1 Base case**

Figur 12-1 nedenfor viser de langsiktige prisbanene for elektrisitet og gass, samt opsjonsverdien for spark spread opsjonen. Her kan man se at opsjonsverdien etter diskontering, holder seg rimelig jevnt med tiden, med en svak nedgang mot slutten av perioden. Underliggende spark spread er i dette tilfelle med nesten parallelle prisbaner så godt som konstant i hele perioden (S vokser med 0.16 NOK per år).

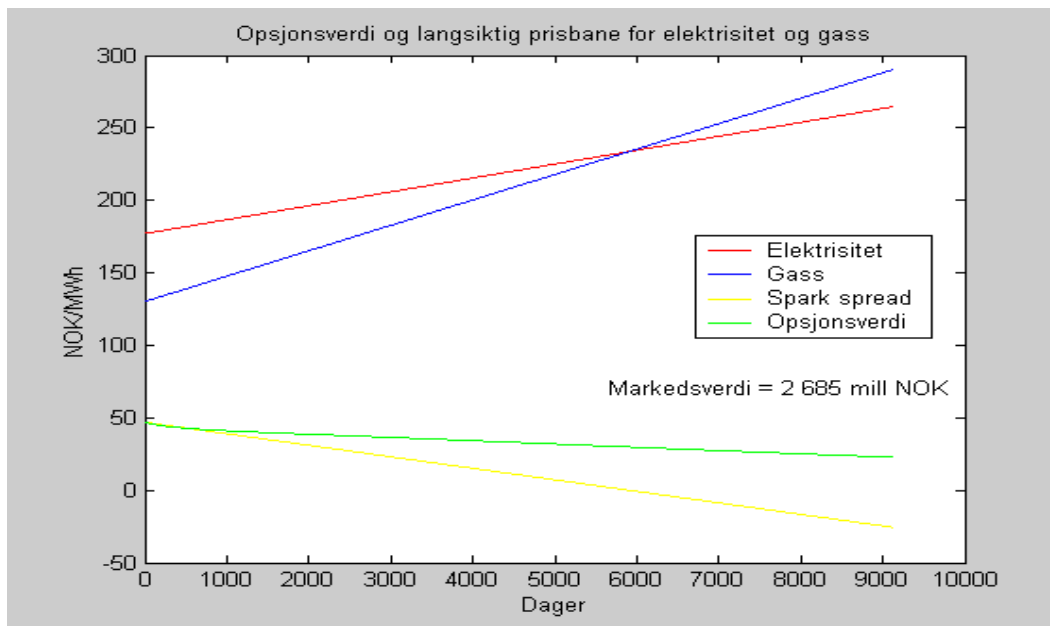


**Figur 12-1: "Base case" for tofaktormodell**

Dersom vi bruker data fra en annen observasjonsdato fra elkraftmarkedet får vi en annen prisbane. Vi har studert et tilfelle hvor de nærmeste årskontraktene lå nær 10-årskontrakten i pris, slik at startverdien ble høy, mens stigningen i prisbanen ble lav.

---

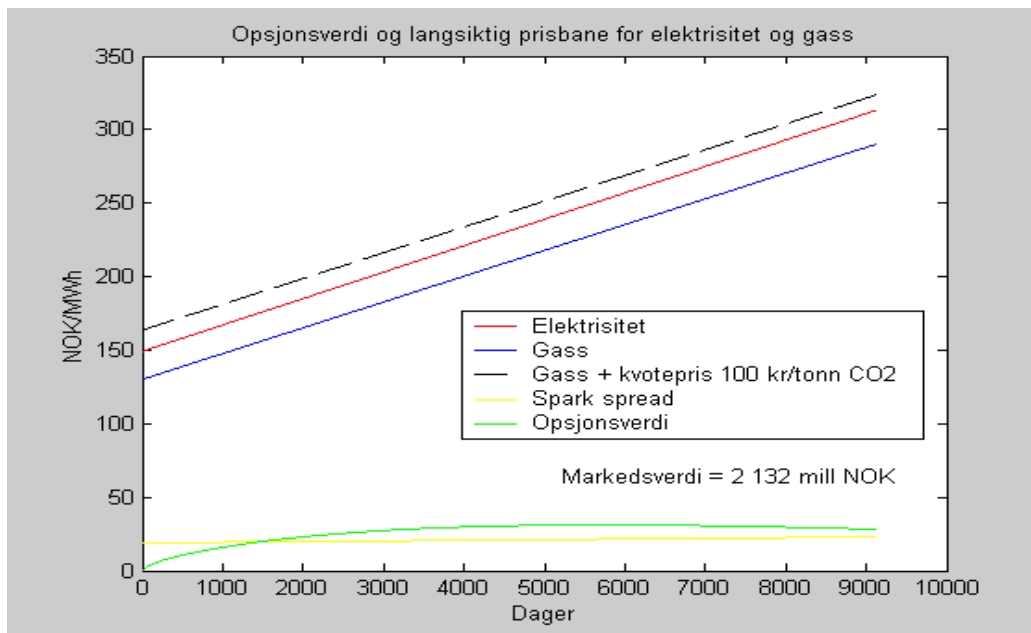
Dette eksempelet ser vi i figur 12-2 nedenfor. Markedsverdien av kontantstrømmene her er likevel nesten uforandret i forhold til opprinnelig base case, selv om S har en helt forskjellig utvikling. Dette tyder på at volatiliteten betyr mer for markedsverdien i dag enn langsiktig nivå på S. Dette poenget kommer enda tydeligere fram dersom vi ser på et tilfelle med CO<sub>2</sub>-kvotepriser.



Figur 12-2: Base case med lavt anslag på stigningen til elprisbanen

### 12.2.2 Alternativ 2 – gasskraftverk med kvotekjøp

Figur 12-3 nedenfor viser som figur 12-1 prisbaner for elkraft og gass, samt opsjonsverdien. I tillegg viser den hvilken effekt en kvotepris på 100 kr/tonn CO<sub>2</sub> vil ha for opsjonsverdien.



Figur 12-3: Alt 2, opsjonsverdi og prisbaner med kvotepris på 100 kr/tonn CO<sub>2</sub>

I motsetning til base case alternativet, er opsjonsverdien her lik null i starten av den totale tidsperioden. Til tross for at den deterministiske kontantstrømmen for dette tilfellet er negativ, og opsjonen derfor "out of the money", blir markedsverdien av gasskraftverket i drift likevel høy. Framtidig usikkerhet i prisnivå og tid til innløsning gir verdi til spark spread opsjonen selv om spark spread er negativ for hele tidsperioden. Dette er en karakteristisk egenskap for denne realopsjonsmodellen.

### 12.2.3 Alternativ 3 – gasskraftverk med renseanlegg

Tilsvarende som i resultatene for enfaktormodellen, gir heller ikke tofaktormodellen stor nok forskjell i markedsverdi mellom alt 3 og alt 2 for å dekke inn investeringen i et renseanlegg. Fra resultatene i tabell 12-1 ser vi at selv ikke ved de høyeste kvoteprisene vil forskjellen være stor nok. For tilfellet med EOR, er lønnsomheten bedret noe, men likevel ikke nok til at investering i renseanlegg vil være forsvarlig.

### 12.2.4 Sensitivitet for prisendringer i gass eller elkraft.

Vi foretok noen endringer i prisbanene for gass og elektrisitet for å sjekke hvor sensitiv modellen er for slike endringer.

	Markedsverdi	Endring fra base case
Base Case (vol gass: 25%)	2687 MNOK	N/A
Gasspris: (+ 33NOK)	2139 MNOK	- 21%
Elpris: (+33 NOK)	3738 MNOK	+ 39%

**Tabell 12-2: Forskjeller i sensitivitet for gass og elkraft priser**

Som tabellen viser er tofaktormodellen lite følsom for endringer i gassprisen, men gir store utslag når prisen på elkraft endres. Dette tyder på at opsjonsverdien er mer følsom for økt verdi på underliggende aktiva enn for økning i innløsningspris.

### 12.2.5 Betragtninger om modellens behandling av kraftverkets levetid

For siste året i levetiden er det lagt inn 10% reduksjon i effekten til kraftverket, men likevel er det slik at modellen vil gi økt markedsverdi ved forlenget økonomisk levetid. Per definisjon av økonomisk levetid skal driftskostnadene utligne marginalinntekten ved produksjon, slik at det ikke lenger er lønnsomt å fortsette



produksjonen uten en større oppgradering. Denne effekten blir ikke tatt tilstrekkelig hensyn til i modellen.

En annen måte å justere problemet rundt levetiden og grensebetingelsene til modellen er å endre volatilitetsfunksjonen. I kapittel 7 om estimering av volatilitetsfunksjon for elektrisitet, ble det argumentert for at funksjonen måtte være på en slik form at verdien på lang sikt ikke skulle gå mot null. Intuitivt virker det ikke logisk at usikkerheten rundt framtidig energipris gradvis skal gå mot null dess lenger fram i tiden man ser, men i forhold til modellen er det et problem at spark spread opsjonen vil ha verdi uansett hvor lang levetiden til kraftverket settes. Hadde man hatt en volatilitetsfunksjon på formen

$$\sigma_e(T-t) = A * e^{-\kappa(T-t)} \quad ^{14}$$

ville man med en fornuftig parametertilpassing kunne oppnå at opsjonsverdien gikk mot null på slutten av kraftverkets levetid.

---

<sup>14</sup> A er en konstant, mens  $\kappa$  er en middelreturfaktor som sier noe om hvor fort en funksjonsverdi returnerer tilbake mot et forventet nivå etter et sprang i verdien.

## 13 Sammenlikning av en- og tofaktormodellen

I dette kapittelet skal vi prøve å tydeliggjøre resultatforskjellene som man får fra enfaktor- og tofaktormodellen og drøfte noen av årsakene til disse avvikene.

### 13.1 Hvordan fleksibilitet og volatilitet påvirker markedsverdien

Både enfaktor og tofaktormodellene gir prosjektet betydelig fleksibilitetsverdi, som er definert som forskjellen mellom markedsverdien av framtidige kontantstrømmer beregnet på opsjonsverdier og på den deterministiske kontantstrømberegningen. Dette er et forventet resultat, fordi en realopsjonsmodell med lang tid til innløsning og høy verdi for volatilitet vil gi høy fleksibilitetsverdi. Effekten blir trolig ekstra høy på en slik problemstilling som vi behandler her, siden underliggende aktiva består en rekke opsjoner.

Videre kan vi konkludere at tofaktormodellen er mer sensitiv for volatilitet enn enfaktormodellen. Denne følsomheten gjør at verdiene må behandles med varsomhet siden volatiliteten er en ikke observerbar parameter som kan være vanskelig å estimere. Dette er for øvrig en av svakhetene med realopsjonsmetodikken; at det er vanskelig å estimere den viktigste parameteren i modellen.

Tabell 13-1 viser tydelig at tofaktormodellen konsekvent gir høyere markedsverdier enn enfaktormodellen for samme tilpassede verdier av volatiliteten.

Resultat	Høy vol	Middels vol	Lav vol
Enfaktormodell	2 472	2 183	1 894
Tofaktormodell	3 523	3 106	2 688

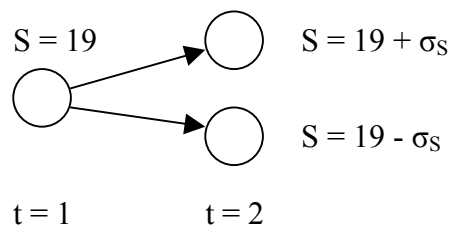
**Tabell 13-1: Sammenlikning av markedsverdier gitt av modellene**

#### 13.1.1 Årsaker til at enfaktormodellen gir lavere markedsverdier

Trolig er den viktigste årsaken til forskjellene i markedsverdi, at enfaktormodellen undervurderer opsjonsverdien de første årene på grunn av begrenset utfallsrom i det binomiske treet. På grunn av at treet er en enkel, diskret modell med et tidsskritt( $\Delta t$ ) per år, blir ikke den reelle usikkerheten gjenspeilet i verdiene på de opsjonene

nærmest i tid. Siden det kun er én node for det nærmeste året, vil modellen ikke kunne beregne noe fleksibilitetsverdi i det hele tatt for dette året. For å få en mer korrekt verdsetting må man enten ha mange trær med kortere  $\Delta t$ , eller et tre med varierende  $\Delta t$ . Dette hadde imidlertid gått på bekostning av modellens enkelhet, som nettopp var en viktig egenskap ved design av modellen. For opsjonene med lengst tid til innløsning gir likevel modellen en korrekt tilnærming til de faktiske verdier.

En annen årsak til at enfaktormodellen gir lavere markedsverdi, er at den er aritmetisk. Slik modellen er definert, blir den konstante verdien for standardavviket addert eller subtrahert til spark spread for hvert tidsskritt som illustrert i figuren nedenfor.



**Figur 13-1 : Prinsipp for aritmetisk utvikling**

Standardavviket  $\sigma_S$ , beregnes med samme metode som ble presentert i kap 11:

$$\text{Standardavvik (gass)} = \sigma_g = \text{Initiell } S_g * \text{Vol (gass)} = 130 * 0.25 = 32.5$$

$$\text{Standardavvik (el)} = \sigma_e = \text{Initiell } S_e * \text{Vol (el)} = 149 * 0.14 = 20.86$$

$$\rho = 0.5$$

$$\sigma_S = \sqrt{\sigma_e^2 + \sigma_g^2 - 2 * \rho \sigma_g \sigma_e} \quad (11-2)$$

Med bruk av (11.2) gir det  $\sigma_S = 28$

Som metoden ovenfor viser, er  $\sigma_S$  beregnet ut fra verdiene for prisbanene på gass og elektrisitet ved  $t=1$ . Ettersom elpris( $t$ ) og gasspris( $t$ ) stiger med økende  $t$ , blir den konstante verdien for  $\sigma_S$  relativt sett lavere ved store  $t$ , og opsjonsverdien vil derfor undervurderes. Av den grunn kan det være korrekt å bruke et relativt høyt anslag for

standardavviket. Enfaktormodellen har altså vesentlige mangler, men har sin styrke i sin enkelhet.

### 13.2 Variasjon mellom base case og alternativ med kvotekjøp

I tabellen nedenfor har vi oppsummert endringene i markedsverdi fra de to modellene når man går fra base case til alternativ 2 med kvotepris på 100 kr/tonn CO<sub>2</sub>. Resultatene viser tydelig at modellene reagerer ulikt på CO<sub>2</sub> kostnadene. For tilfellet med lav volatilitet blir verdien redusert med 44% for enfaktormodellen, mens markedsverdien beregnet med tofaktormodellen bare reduseres med 21% når CO<sub>2</sub>-kvoter på 100 kr/tonn legges på for hele gasskraftverkets levetid.

	Lav Volatilitet	Høy Volatilitet
<b>Enfaktor</b>	1894→1065 (44%)	2472→1674 (33 %)
<b>Tofaktor</b>	2688→2193 (21%)	3628→3126 (14%)

**Tabell 13-2: Reduksjon i markedsverdi fra Basecase til kvoter på 100 kr/tonn**

Årsaken til disse resultatene er at tofaktormodellen har implementert kvoteprisen som et tillegg i gassprisen ut fra formelen for spread opsjonen som vist i kapittel 12, og denne er derfor riktigere enn den enkle modellen. Vi har tidligere vist at tofaktormodellen er mindre følsom for endring i gassprisen

### 13.3 Variasjon mellom base case og alternativ med renseanlegg

Den neste sammenlikningen som blir gjort, er hvordan modellene endrer resultat når man går fra base case til alternativ med renseanlegg. Resultatene i tabell 13-3 viser at også for dette tilfellet har enfaktormodellen den største prosentvise reduksjonen i markedsverdien, men reduksjonen er også betydelig i tofaktormodellen. Hovedbidraget kommer fra reduksjonen i avgitt effekt fra gasskraftverket som følge av renseanlegget.

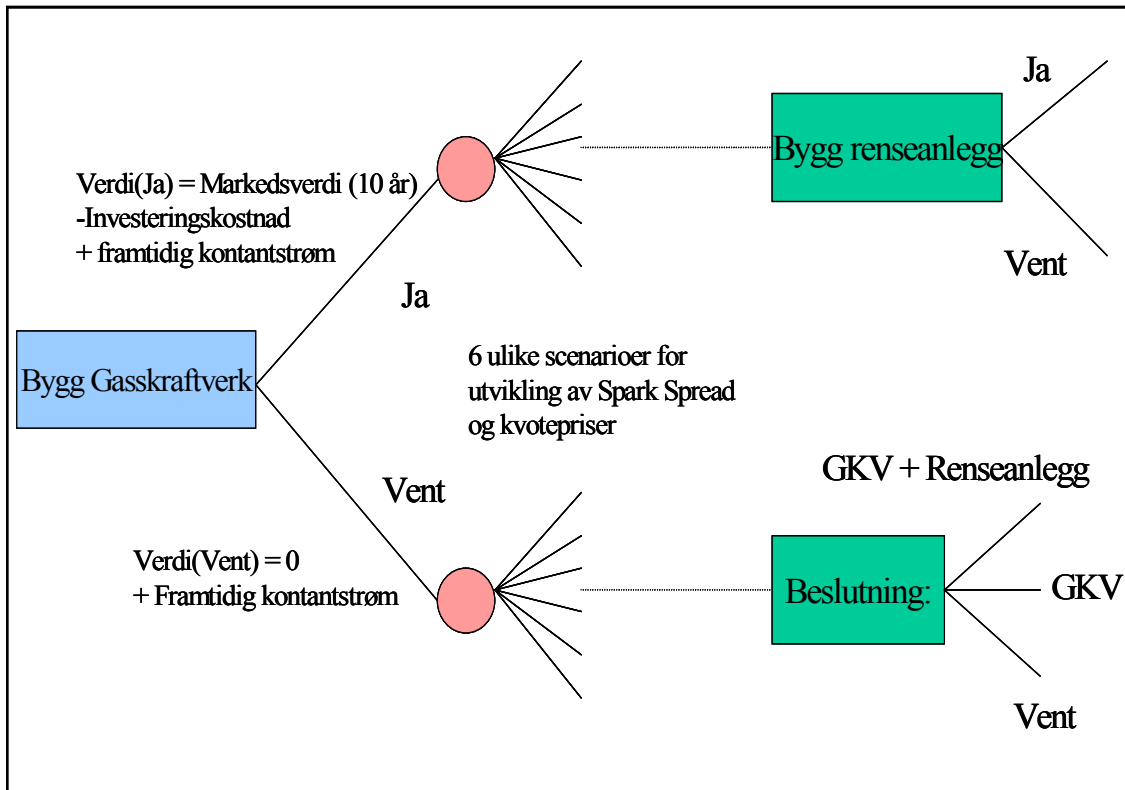
	Lav Volatilitet	Høy Volatilitet
<b>Enfaktor</b>	1894→1159 (39%)	2472→1647 (33%)
<b>Tofaktor</b>	2688→1831 (32%)	3523→2606 (26%)

**Tabell 13-3: Reduksjon i markedsverdi fra Basecase til Alt. 3.**

Tofaktormodellen fanger opp de ekstra kostnadene til gass ved fjerning av CO<sub>2</sub> på en bedre måte enn enfaktormodellen. I tofaktormodellen er denne endringen implementert som en endring i heat rate og vil derfor følge svingningene i gassprisen. I enfaktormodellen er denne ekstrakostnaden modellert som en konstant, (-20). Denne verdien vil være for lav hvis gassprisen stiger betydelig sammenliknet med tofaktormodellen som har en prosentvis endring. Justering for reduksjon av avgitt effekt er gjort på samme måte for begge modellene, så dette kan ikke forklare forskjellene i resultatene.

## 14 Beslutningstre

For å finne ut hvorvidt muligheten til å utsette beslutningen om utbygging av gasskraftverk og renseanlegg har en verdi, har vi utarbeidet et beslutningstre. Strukturen i treet er skissert i figur 14-1.



**Figur 14-1: Struktur i beslutningstreet**

Treet er designet på følgende måte.

- Mulige beslutninger i dag er "bygg gasskraftverk" eller "Vent"
- "Vent" medfører at ny beslutning kan tas ved et senere tidspunkt
- Renseanlegg kan monteres/ettermonteres ved de samme tidspunkt.
- Vi har gjennomført beregninger for ulike alternativer med 5 og 10 års utsettelse av beslutningen.

Det antas her at spark spread  $S$ , kan beskrives med enfaktormodellen beskrevet i kapittel 11.

$$dS = \alpha dt + \sigma_s dz \quad (14.1)$$

$\alpha$  - forventet årlig vekst i spark spread

$\sigma_s$  - årlig standardavvik i spark spread

I løpet av de 5 eller 10 årene følger spark spread en stokastisk utvikling, hvor scenariene ”opp” og ”ned” er definert. Hver med tilhørende sannsynlighet på  $p = 0.5$ . ”Opp” scenariet er at spark spread (risikojustert fordi vi bruker forwardpriser ved estimering av parametere), har hatt en positiv utvikling med henholdsvis  $\sqrt{5} \cdot \sigma_s$  eller  $\sqrt{10} \cdot \sigma_s$ , for 5 års eller 10 års utsettelse av beslutningen. Tilsvarende negativ utvikling for ”ned” scenariet. Vi har i tidligere i rapporten vist at spark spread ved  $t = 1$  er 19 NOK. For å følge argumentasjonen presentert i andre kapitler, bruker vi forskjellige verdier for standardavvik i modellen for å se hvor sensitive verdien av de ulike beslutninger er for endring i denne variabelen.

	$\sigma = 28$	$\sigma = 35$	$\sigma = 40$
<b>t = 5 år</b> ”Opp”: Verdi spark spread	82	98	109
”Ned”: Verdi spark spread	43	-58	-70
<b>t = 10 år</b> ”Opp”: Verdi spark spread	109	131	147
”Ned”: Verdi spark spread	68	-90	-106

**Tabell 14-1: Verdi av spark spread ved  $t = 5$ ,  $t = 10$  i ”opp” og ”ned” scenario**

Det er definert 3 scenarioer for pris på CO<sub>2</sub> kvoter. 300, 100 og 0 NOK/tonn. Disse har en sannsynlighet på henholdsvis 0.2, 0.7 og 0.1, som gir tilstandene  $(p_i, X_i) = (0.1, 0), (0.7, 100), (0.2, 300)$  i beslutningstreet. Dette er for å få et bredest mulig utfallsrom for kvoteprisene, da det er stor usikkerhet knyttet til nivået på disse. Det er også en mulighet for at kvotehandel ikke blir realisert, derfor er 0-scenariet inkludert i modellen. Forventningsverdi for kvoteprisen blir da 130 NOK/tonn, som er i nærheten av hva norske myndigheter legger til grunn for sine beregninger.

### 14.1 Utregning av markedsverdi i endenodene.

Verdien av en beslutning er gitt som markedsverdi av fremtidige kontantstrømmer basert på enfaktormodellen, minus investeringskostnad. Med de 6 ulike scenario som er definert, medfører dette at treet har totalt 30 endenoder. Disse må regnes ut for

hvert alternativ. Beslutningstreet fanger opsjonsnaturen i realopsjonsprosjektet, fordi det alltid er mulighet for å vente hvis verdien av en beslutning er negativ. Dette tilsvarer payoff for en opsjon;  $\text{Max}[(\text{markedsverdi} - \text{investering}), 0]$ .

For å beregne markedsverdien av de framtidige kontantstrømmene i de ulike scenarioene, er verdiene fra tabell 14-1 brukt som input i en faktormodellen fra kapittel 11. Deretter blir investeringskostnadene trukket fra markedsverdien, og summen diskontert tilbake til starttidspunktet.

På grunn av teknologiutvikling er det forventet en viss reduksjon i investeringskostnadene til både renseanlegg og gasskraftverk. Det blir derfor ikke antatt noen prisstigning i de nominelle investeringskostnadene ved bygging av disse anleggene. Nåverdien av disse kontantstrømmene vil derfor reduseres når beslutningen om bygging utsettes. Summen av de årlige drifts og vedlikeholdskostnadene for anlegget er lagt til investeringskostnadene som ”total” investeringskostnad i tabell 14-2.

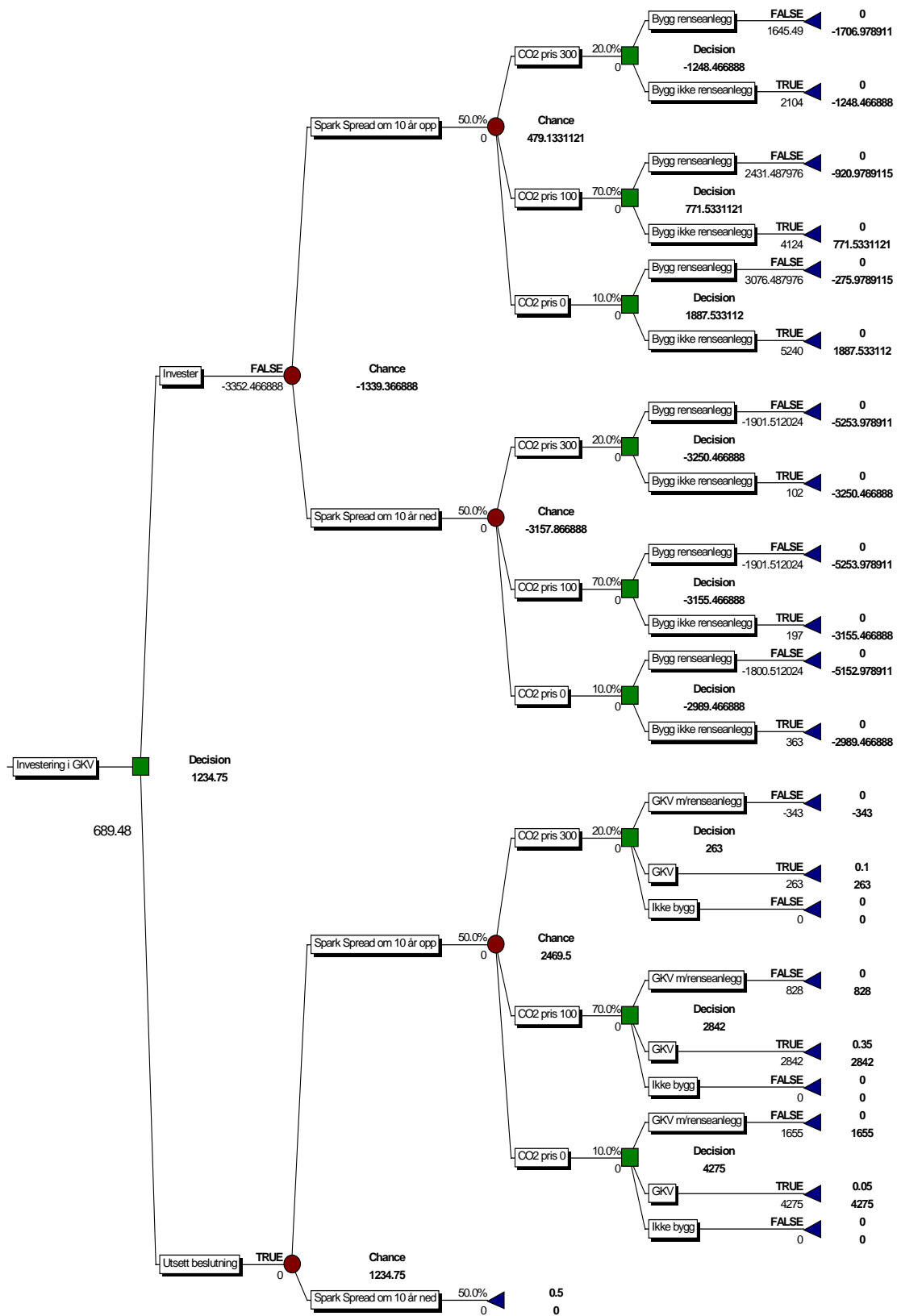
	<b>Gasskraftverk</b>	<b>Renseanlegg 20 år</b>	<b>Renseanlegg 15 år</b>
<b>Investeringskostnad</b>	2100	1855	1855
<b>Driftskostnader</b>	818	802	670
<b>Restverdi</b>	0	195	456
<b>”Total” kostnad</b>	2918	2462	2069

**Tabell 14-2: Kostnader – restverdi for anleggene**

Tabellen gir en oversikt over investering- og driftskostnader korrigert for levetid. Driftskostnadene for 15 og 20 års drift er beregnet på samme måte som i kapittel 2. Et renseanlegg har like lang økonomisk levetid som et gasskraftverk, så det må derfor beregnes en restverdi for renseanlegget når dette ettermonteres. Vi har brukt ordinære annuitetsberegninger med 6% rente for å beregne restverdien til et renseanlegg etter henholdsvis 15 eller 20 års drift.

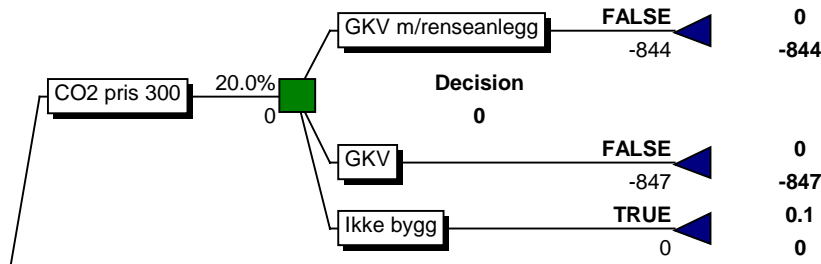
Beslutningstreet basert på  $\sigma_S = 40$  og 10 år til beslutningstidspunkt er vist i figur 14-2.





Figur 14-2: Beslutningstre med ventetid 10 år og st.avvik = 40.

I treet er de mulige beslutningene etter en beslutningsnode (grønn kvadratisk node) markert med enten "TRUE" eller "FALSE" for å vise hvilken beslutning som velges. I eksempelet i figur 14-3 fører den svært høye kvoteprisen til at beslutningen "ikke bygg" for verken gaskraftverk eller renseanlegg vil bli valgt. Vi ser at programmet finner max [-844, -847, 0] som er verdiene av de ulike beslutningene i akkurat denne noden.



**Figur 14-3: En node fra beslutningstreet (14-2)**

Ved å studere treet i figur 14-2, kan man se hvilken beslutning som blir valgt for de ulike scenario, og vi finner at beslutningen om å bygge/ettermontere renseanlegg ikke vil bli valgt i noen endenoder. Disse mulige beslutningene er markert med "FALSE", selv i nodene med høy pris på CO<sub>2</sub>-kvoter. Det er fordi besparelsene ved å unngå kvotekostnad ikke overstiger kostnadene ved bygging av renseanlegg.

Figur 14-2 viser kun det treet med den høyeste verdien for standardavvik, og med 10 års utsettelse av beslutningen. De andre alternativene der spark spread implementeres med mindre standardavvik og med 5 års utsettelse av beslutning, er beregnet i selvstendige beslutningstrær. I ingen av disse andre trærne ble beslutningen om å bygge/ ettermontere renseanlegg foretrukket i noen av de definerte scenario.

## 14.2 Resultater

Beslutning	Total Prosjektverdi		
	Med std = 28	Med std = 35	Med std = 40
Start bygging av GKV i dag, Utsett beslutning om renseanlegg.	- 1343	- 1021	- 745
Utsett beslutning om bygging av gasskraftverk og renseanlegg i 5 år.	41	247	417
Utsett beslutning om bygging av gasskraftverk og renseanlegg i 10 år.	258	455	<b>689</b>

**Tabell 14-3: Prosjektverdier (MNOK) beregnet i beslutningstre**

Fra figur 14-2, kan man finne igjen de tallene med uthevet skrift. Verdien av å utsette beslutningen om bygging av gasskraftverk og renseanlegg i 10 år er 1234, med nåverdien lik 689. Tilsvarende er verdien av å starte bygging av gasskraftverk i dag og utsette beslutning om bygging av renseanlegg i 10 år, lik (-1339), som diskontert tilbake til nåverdien er (-745).

Tabellen viser at en lenger utsettelse av beslutningen gir prosjektet en økning i total prosjektverdi. Dette er analogt med en opsjon som har større verdi med lenger tid til innløsning. Videre indikerer tabellen at konsesjonen til å bygge et gasskraftverk har en betydelig verdi, selv om dagens prisnivå på spark spread gjør at opsjonen på å bygge et gasskraftverk er "out of the money". Imidlertid predikerer ikke denne analysen et estimat på hva som er optimal verdi for spark spread i investeringstidspunktet, slik vi vil vise i neste kapittel.

Det mest interessante resultatet fra denne analysen er likevel det faktum at det i ingen scenario vil bli valgt å bygge eller ettermontere et renseanlegg. Dette betyr videre at muligheten til å ettermontere renseanlegg ikke gir noe bidrag til prosjektets totalverdi.

## 15 Verdi av konsesjonen til å bygge gasskraftverk

Vi har i kapittel 11-13 beskrevet hvordan *markedsverdien av et gasskraftverk i drift* kan finnes. Verdsettingsprosessen tas nå et skritt videre og vi skal her finne *verdien av konsesjonen til å bygge et gasskraftverk*. Vi vil så vise hvordan disse to metodene kombinert kan brukes til å finne optimalt nivå for spark spread for å gjøre beslutning om bygging av gasskraftverket.

Konsesjonsverdien som vi her diskuterer, er verdien av muligheten konsesjonsinnehaveren har til å realisere prosjektet sitt, her bygging av et gasskraftverk. Vi skal vise at selv om det i seg selv er lønnsomt å gjennomføre en slik investering, kan det likevel ha større verdi for konsesjonsinnehaveren å utsette beslutningen fordi konsesjonsverdien fremdeles er høyere enn verdien av gasskraftverket i drift.

Definerer:

$V(S)$  = markedsverdi av framtidige (usikre) kontantstrømmer

$I$  = Samlede investeringskostnader

$F(S)$  = konsesjonsverdien

Der både  $V(S)$  og  $F(S)$  er funksjoner av spark spread.

Hvis vi følger argumentasjonen ovenfor, så vil det ikke være optimalt å gjennomføre investeringen før (Dixit & Pindyck, 1994):

$$V(S) - I \geq F(S) \tag{15.1}$$

For å beregne  $F(S)$ , verdien av konsesjonen som funksjon av spark spread, trenger man som input verdien av gasskraftverket som funksjon av spark spread,  $V(S)$ . I optimum vil  $F(S)$  tangere kurven til  $V(S) - I$ , og dette er den grensebetingelsen som må løses for å finne uttrykket for  $F(S)$ , samt verdien for optimal spark spread,  $S^*$ .

## 15.1 Utledning av konsesjonsligning

Vi antar spark spread følger en Ito prosess, en stokastisk prosess som er kontinuerlig men ikke deriverbar. For å derivere eller integrere slike prosesser må man bruke Itos lemma. Uttrykket for den generelle Ito prosessen er gitt i ligning 15-2.

$$dS = \alpha(S,t) dt + \sigma(S,t) dz \quad (15-2)$$

Her er  $\alpha$  er driftparameter,  $\sigma$  er standardavvik og  $dz$  er en generell Wienerprosess. For å verdsette konsesjonen risikonøytralt må ligning (15-2) risikojusteres ved å endre driftparameteren fra  $\alpha$  til  $\alpha^*$ . Siden vi her arbeider med futures verdier på spark spread, vil parameterne per definisjon være risikojustert. Uttrykket for differensialligningen utvikles deretter med bruk av Ito's lemma tilsvarende Dixit & Pindyck (1994)<sup>15</sup>:

$$\frac{1}{2} \sigma^2(S,t) F_{SS}(S,t) + \alpha^*(S,t) F_S(S,t) + F_t(S,t) - rF(S,t) = 0 \quad (15-3)$$

Senket skrift betyr partiell derivert med hensyn på den aktuelle variabelen. Vi antar videre at konsesjon gjelder for alltid når den først er tildelt, slik at opsjonen er uavhengig av tid, og tidsleddene kan fjernes fra ligningen ovenfor. Nå er konsesjonsverdien  $F$  en funksjon av kun én variabel, spark spread ( $S$ ), og ligning (15-3) forenkles til en annenordens homogen differensialligning.

$$\frac{1}{2} \sigma^2 F''(S) - \alpha^* F'(S) - rF(S) = 0 \quad (15-4)$$

I tillegg må  $F(S)$  oppfylle følgende grensebetingelser:

- I.  $F(-M, t) = 0$  (hvor  $M$  er et stort tall)
  - II.  $F(S^*) = \max\{(V(S^*) - I), 0\}$
  - III.  $F'(S^*) = V'(S^*)$
- $S^*$  - optimal spark spread for innløsning av konsesjonen.

<sup>15</sup> Differensialligningen kan i prinsippet utledes enten ved bruk av dynamisk programmering og Bellmann-ligningen, eller ved replikasjon og etablering av ekvivalent portefølje.

Grensebetingelsen (I) er en konsekvens av at konsesjonsverdien  $F(S)$  vil ha ingen eller svært liten verdi når  $S$  er svært negativ. Dette kan sammenliknes med en opsjon som vil ha liten eller ingen verdi hvis den er "far out of the money".

Betingelsene (II) og (III) kommer som et resultat av at ved optimalt investeringspunkt,  $S^*$ , vil funksjonene  $F(S)$  og  $V(S)-I$  tangere hverandre, tilsvarende vanlig 1.ordens optimums betingelse.

## 15.2 Beregning av konsesjonsverdien

For å beregne parameterne i konsesjonslikningen, tar vi utgangspunkt i ligning 15-4 ovenfor.

$$\frac{1}{2} \sigma^2 F''(S) + \alpha^* F'(S) - rF(S) = 0 \quad (15-4)$$

Siden spark spread,  $S$ , er modellert som en variabel, bruker vi en faktormodellen som utgangspunkt for parameterne i (15-4). For ikke å overvurdere fleksibilitetsverdien, bruker vi den laveste verdien for gassvolatilitet, slik at verdien for  $\sigma_S$  settes 28, som tilsvarer standardavviket til  $S$  med "lav" volatilitet. Vi balanserer så parameterne i (15-4) i forhold til den initielle verdien på spark spread,  $S = 19$ .

- Driftsleddet i en aritmetisk Brownsk prosess,  $\alpha^* = 0.16$
- Risikofri rente  $r = 0.06$ . Denne justeres så i forhold til initiell spark spread slik at tallverdien for  $r$  blir:  $19 * 0.06 = 1.14$

Innsatt tallverdier for parameterne blir differensiallikningen

$$0.5 * (28)^2 * F''(S) + 0.16 * F'(S) - 1.14 * F(S) = 0 \quad (15-5)$$

Dette er en 2.ordens homogen differensiallikning som har løsning på formen:

$$C_1 * \exp^{B_1 * S} + C_2 * \exp^{B_2 * S} \quad (15-6)$$

$B_1$  og  $B_2$  finnes ved å løse en annengradslikning som har samme koeffisienter som differensiallikningen, også kalt den karakteristiske ligningen.

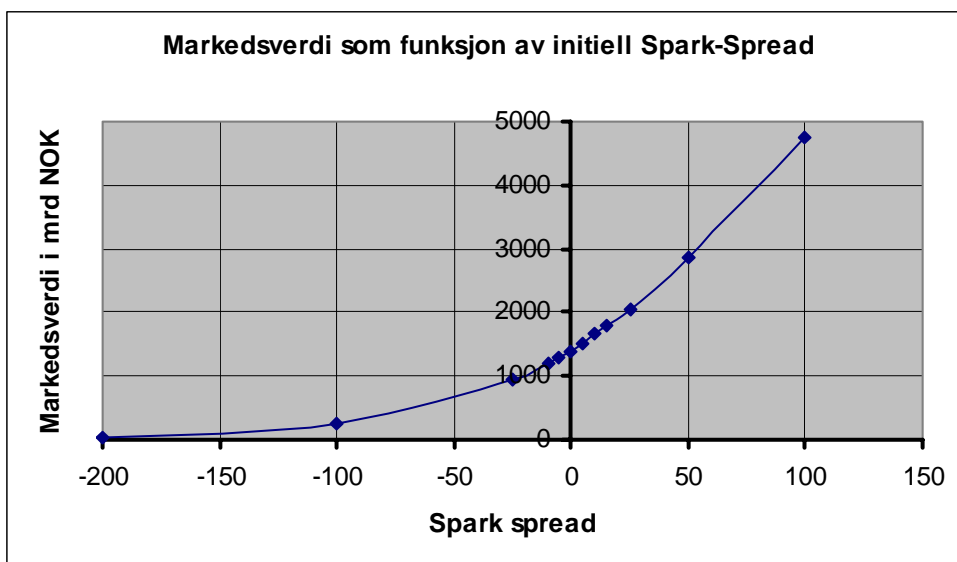
$$392*B^2 + 0.16*B - 1.14 = 0 \rightarrow B_1 = 0.054 \text{ og } B_2 = -0.054 \quad (15-7)$$

Dette gir uspesifisert løsning på differensiallikningen

$$C_1 * \exp^{0.054*S} + C_2 * \exp^{-0.054*S} \quad (15-8)$$

Fra grensebetingelse I, får vi at  $C_2 = 0$ , slik at vi står igjen med  $F(S) = C_1 * \exp^{0.054*S}$

For grensebetingelsene II og III trenger vi et analytisk uttrykk for  $V(S)$ . Markedsverdien basert på en faktormodellen i kapittel 11 er plottet i figur 15-1 som funksjon av initiell spark spread. På dette grunnlaget foretok vi en ikke lineær regresjon for å få estimert en funksjon for markedsverdien som funksjon av spark spread.



**Figur 15-1: Markedsverdi av GKV som funksjon av spark spread**

Vi valgte å tilpasse en regresjonsanalyse for  $V(S)$ , slik at  $V(S)$  blir på formen.

$$V(S) = A * \exp(b*S) \quad (15-9)$$

Vi ønsker å ha  $V(S)$  på denne formen fordi det da vil være lett å finne analytiske løsninger av grensebetingelsene II og III, samt at vi ser av figur 15-1 at  $V(S)$  følger en eksponensiell utvikling.

Estimat	St. avvik	95% Konfidensintervall	t-observator
$a = 1435.6$	39.23	[1348 1523]	36.6
$b = 0.0122$	0.00037	[0.011 0.013]	32.97

#### Variansanalyse:

Kilde	Frihetsgrader	Kvadratsum	"Mean Square"
Regresjon	2	49019080	24509540
Residual	10	139812	13981
Total	12	49158893	

$$R^2 = SS(\text{reg})/SS(\text{tot}) = 0.997 \quad \text{justert } R^2 = 99.2\%$$

**Tabell 15-1: Regresjonsanalyse av volatilitetsfunksjon for elektrisitet**

Regresjonsanalysen har en forklaringsevne på 99.2%, og høye verdier for t-observatoren, noe som indikerer at den estimerte funksjonen beskriver det opprinnelige datagrunnlaget på en tilfredstillende måte. Estimert på  $V(S)$  blir dermed

$$V(S) = 1435 \cdot \exp(0.0122 \cdot S) \quad (15-10)$$

Vi kan nå sette inn tallverdier i grensebetingelsene II og III:

$$F(S^*) = \max\{(V(S^*) - I), 0\} \Leftrightarrow C_1 \cdot \exp^{0.054 \cdot (S^*)} = 1435 \cdot \exp^{0.0122 \cdot (S^*)} - 2918$$

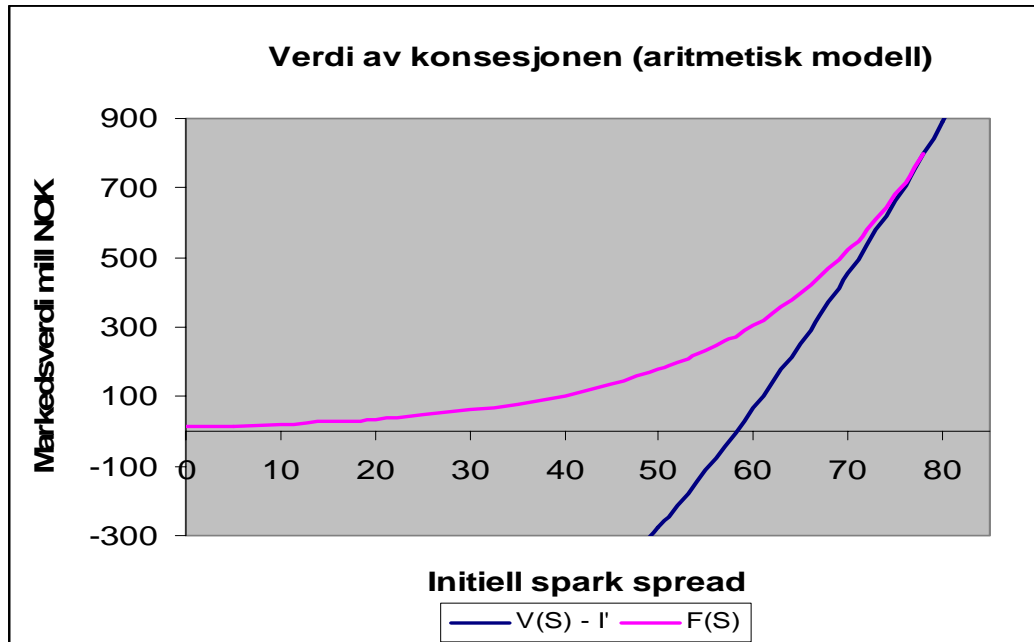
$$F'(S^*) = V'(S^*) = 0.054 \cdot C_1 \cdot \exp^{0.054 \cdot (S^*)} = 17.51 \cdot \exp^{0.0122 \cdot (S^*)}$$

Løser ut to ukjente fra to ligninger og finner  $S^*$  optimal spark spread for investering

$$\underline{S^* = 79.3}$$



Figur 15-2 viser verdien av konsesjonen ( $F(S)$ ) og markedsverdien minus investeringskostnader ( $V(S) - I$ ) som funksjoner av spark spread. Optimal spark spread for investering finnes i det punktet hvor konsesjonen og markedsverdien tangerer hverandre.



Figur 15-2: Verdi av konsesjonen inkludert aggregerte drift- og vedl.kostnader

### 15.3 Flere resultater og diskusjon

Dersom vi gjør tilsvarende beregninger med standardavvik på 40, (konstant volatilitet på gass på 35%) og 35 (gass volatilitet på 30 %), får konsesjonen og markedsverdien av kraftverket økt verdi. Vi må først estimere nye funksjoner for  $V(S)$  med endret standardavvik ved regresjonsanalyse som ovenfor, og vi får følgende uttrykk:

$$\text{For } \sigma = 35 \rightarrow V(S) = 1898 * \exp(0.0093 * S)$$

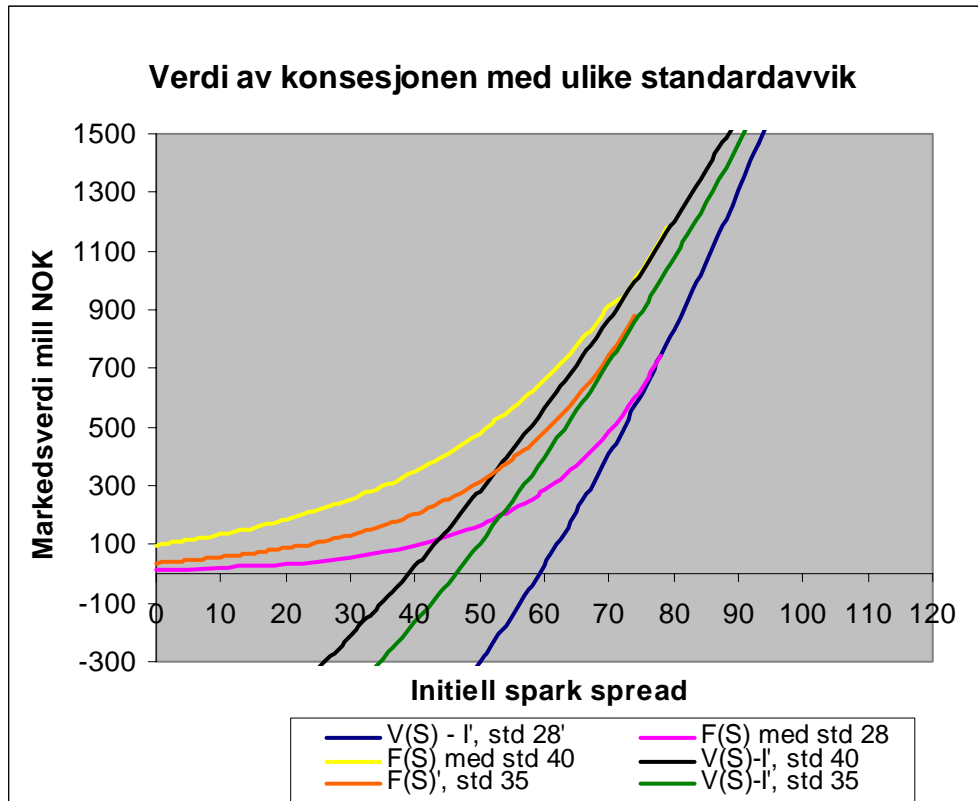
$$\text{For } \sigma = 40 \rightarrow V(S) = 2103 * \exp(0.0084 * S)$$

Nye likninger for  $F(S)$  beregnes ved at de endrede standardavvik gir nye parametere i den karakteristiske ligningen (15-7). Deretter kan vi regne ut verdien av konsesjonen med bruk av de samme grensebetingelsene, slik at vi får nye verdier for optimal spark spread  $S^*$ :

For  $\sigma = 35$ :  $S^* = 72.1$

For  $\sigma = 40$ :  $S^* = 69.0$

De ulike funksjonsuttrykkene for  $V(S)$  og  $F(S)$ , er plottet i figur 15-3.



**Figur 15-3: Verdi av konsesjonen med ulike verdier på standardavviket**

Som man ser av figuren, øker verdien av konsesjonen og markedsverdien av kraftverket med økende volatilitet. Dette er forventet og helt analogt med finansielle opsjoner. Derimot ser vi også at når volatiliteten øker, reduseres verdien på  $S^*$ . Dette er et overraskende resultat da tilsvarende resonnerer for geometrisk Brownske prosesser gir økning i optimal spark spread med økende volatilitet eller standardavvik (Dixit & Pindyck, 1994).

For vårt tilfelle, øker verdien av konsesjonen  $F(S)$  mindre enn markedsverdien  $V(S)$  med økende volatilitet, noe som kan begrunnes med at markedsverdien i realiteten er summen av en rekke opsjoner. Unøyaktighet i forbindelse med estimering av

parameterne kan også være en årsak til at resultatene avviker noe fra hva vi hadde forventet.

Likevel kan det konkluderes med at spark spread må bli vesentlig høyere enn nivået som vi har lagt til grunn for disse beregningene ( $S_0 = 19$ ) før man når optimalt investeringspunkt,  $S^*$ .

Figur 15-3 viser også at prosjektet vil ha betydelig markedsverdi ved optimalt investeringspunkt  $S^*$ . For de alternativene som er skissert her, ser vi at størrelsen  $[V(S) - I]$  vil ha stor positiv verdi i størrelsesorden 500-700 MNOK. Denne verdien tilsvare konsesjonsverdien ved  $S^*$ . Ved dagens nivå for spark spread,  $S = 19$ , ligger konsesjonsverdien i området 30-200 MNOK avhengig av hvilken verdi for volatilitet som antas i modellene.

Uttrykkene for verdien av konsesjonen er i tillegg til å være følsomme for volatilitet, også følsomme for risikonøytral drift  $\alpha^*$ , selv om dette ikke er vist her. Disse parameterne i differensialligningen er dessverre vanskelig å estimere nøyaktig, slik at man kan være avhengig å simulere med flere verdier på parameterne for å gi korrekte resultater.

Som en videreutvikling av metoden, kan et alternativ til å finne optimal spark spread, være å finne ut ved hvilke nivåer for  $S$  og  $\text{CO}_2$ -kostnad det er optimalt å bygge renseanlegg. I tillegg er det mulig ved en redefinering av problemet å bestemme optimalt utbyggingstidspunkt, gitt prisutvikling på gass og elektrisitet.

## 16 Diskusjon

Vi har i til nå i rapporten funnet markedsverdien til et gasskraftverk i drift og verdien av konsesjonen til å bygge gasskraftverk. Dette gir ikke grunnlag for en fullstendig investeringsanalyse av prosjektet der det også må tas hensyn til skatteberegninger. Vi vil derfor her diskutere når beslutning om utbygging kan tas ut fra de resultater vi har funnet, og ikke gjennomføre en tradisjonell investeringsanalyse. Vi vil til slutt i dette kapitlet drøfte de metoder og de forutsetninger som rapporten bygger på.

### 16.1 Diskusjon om investeringsbeslutningen

Som vi viste i forrige kapittel, er det ikke nødvendigvis optimalt å iverksette prosjektet umiddelbart, selv om det har positiv nåverdi (NPV). Verdien av å vente på ny informasjon kan ha stor verdi, derfor må nåverdien av å iverksette prosjektet, være større en opsjonsverdien ved å vente på ny informasjon. Opsjonsverdien blir alternativkostnaden ved å treffe beslutningen nå, fremfor å vente på ytterligere informasjon.

#### 16.1.1 Forenklet NPV analyse av gasskraftverket.

Som et sammenlikningsgrunnlag for videre diskusjon, viser vi her en forenklet NPV analyse av investeringsbeslutningen. Valgt diskonteringsrente er 7% (før skatt), som er en mye brukt verdi i liknende beregninger (Bolland, 2002). Det forutsettes videre at gasskraftverket er i drift 7900 timer årlig, og at kostnadene til drift og vedlikehold samt kapitalkostnader fordeles jevnt på driftstiden.

Investeringskostnader (GKV uten renseanlegg)	2072 MNOK
Økonomisk levetid	25 år
Diskonteringsrente	7%
Annuitetsfaktor (fra tabell i Brealey & Myers, 2000)	$(11.65)^{-1}$
Årlige kapitalkostnader = $2072/11.65$	177.85 MNOK
Årlige kostnader drift/vedlikehold	64.45 MNOK
Totale årlige kostnader	242.31 MNOK
Årlig produksjonsevne = $7900h*415MW$	3278.5 GWh
<b>”Break even” spark spread:</b>	<b>73.9 NOK</b>

**Tabell 16-1: Forenklet NPV analyse**

For at prosjektet skal ha en netto nåverdi på 0, må gjennomsnittsverdien for spark spread være snaut 74 NOK.

Selv om ordinær NPV analyse benyttes kan kraftverkene likevel være lønnsomme for eierne fordi skattesystemet for oljeselskaper i realiteten subsidierer investeringen (Statoil og Hydro er to av tre eiere i Naturkraft). Generelt er det stor mulighet til å finansiere sokkelselskapets øvrige aktiviteter med ubeskattet sokkelinntekt. Fordi tap de øvrige aktivitetene kan avskrives i konsernregnskapet kan lønnsomheten til et gasskraftverk forbedres. Dette argumentet gjelder også for andre aktører, men det som er spesielt for oljeselskap er at de har en sokkelbeskatning på hele 78% (OED, 2001). Den relative gevinsten med skatteavskrivninger blir derfor større enn for en aktør med ordinær skattesats på 28%.

### 16.1.2 Resultater fra modellene.

Vi har brukt enfaktormodellen til å finne ”break even” når markedsverdiene finnes på bakgrunn av realopsjonsmodellene. Med break even, menes her at markedsverdien av de framtidige kontantstrømmer er like store som investering og driftskostnader.

Standardavvik, $\sigma_s$	28	35	40
”Break even” S	51,6	39,7	31,9
Optimal investeringsnivå, S*	79,3	72,1	69,0

**Tabell 16-2: Nøkkelverdier fra enfaktormodellen**

Fra tabell 16-2 ser vi tydelig at økt usikkerhet i realopsjonsmodellen gir økt verdi og lavere break even for prosjektet.

Vol. Gass	0.25	0.3	0.35
Markedsverdi	2688	3 199	3 523

**Tabell 16-3: Resultater tofaktormodell**

Tofaktormodellen kan ikke brukes til å finne ”break even” på samme måte som enfaktormodellen, men vi ser at tofaktormodellen gir høyere markedsverdi for samme startverdi av spark spread. Tabellen viser videre at med en total kostnad for

gasskraftverket på 2918 MNOK, er markedsverdien av et gasskraftverk i drift høyere enn total kostnad hvis volatiliteten for gass er 30% eller 35%.

### 16.1.3 Oppsummert om investeringsbeslutningen

Modellens startverdi for spark spread,  $S$ , er på 19 NOK. Ifølge tradisjonell NPV kreves  $S = 74$  for at investeringen skal vurderes som lønnsom, mens realopsjonsmodellene gir betydelig lavere ”break even”  $S$ . En realopsjonsmodell vil derfor gi signaler om at investering kan være lønnsomt langt tidligere enn NPV, fordi fleksibilitetsverdien blir verdsatt og gir et positivt bidrag til markedsverdien av prosjektet.

Likevel har vi vist at selv om markedsverdiene av de framtidige kontantstrømmer er større enn de samlede kostnader i et prosjekt, kan det være optimalt å vente enda lenger til det optimale investeringsnivået er nådd. Basert på de beregninger vi har presentert her, anbefaler vi at det ikke startes utbygging av gasskraftverk ennå, selv om tofaktormodellen, som faktisk er den mest matematisk korrekte modellen, gir positiv prosjektverdi med de verdier for volatilitet som faktisk er observert i markedet (gassvolatilitet 35%).

Da vi analyserte verdien av konsesjonen, ble optimalt nivå på spark spread for investering,  $S^*$  funnet til å være 79 NOK for laveste standardavvik. Først ved denne verdien ville markedsverdien av de framtidige kontantstrømmer minus investeringskostnadene, være større enn verdien av å utsette beslutning om bygging. Dette nivået for spark spread er betydelig høyere enn dagens verdi, og det anbefales derfor at konsesjonsinnehaverne venter med å bygge gasskraftverk. Beregningene i kapittel 15 viser at ved optimalt investeringspunkt vil  $[F(S^*) = V(S^*) - I]$  være mellom 500 og 700 MNOK for de ulike verdier av standardavvik.

## 16.2 Diskusjon av prisprosessene

I enfaktormodellen har vi antatt at spark spread følger en aritmetisk prosess på formen

$$dS = \alpha dt + \sigma_s dz \quad (16-1)$$

Denne prosessen ble valgt fordi den var enkel å modellere, men den gir ikke en korrekt beskrivelse av prisbevegelsene. En bedre tilnærming er å bruke en middelreturnerende (mean reversion) prosess. Det er vist at prisprosessene for både gass og elkraft er middelreturnerende (Pilipovic, 1998), og siden vi i tillegg har vist at de er korrelerte, mener vi at det er sterke indikasjoner på at differansen mellom dem,  $S$ , også vil være middelreturnerende. Ved videre arbeid på en slik verdsettingsprosess som den vi har beskrevet her, anbefaler vi derfor at spark spread beskrives med en middelreturnerende prosess, for eksempel på formen:

$$dS = (f(t) - \kappa S)dt + \sigma_s dz \quad (16-2)$$

Der  $f(t)$  er deterministisk driftledd og  $\kappa$  er middelretur-faktoren. Denne modellen er aritmetisk og kan fortsatt predikere negative verdier for  $S$ .

## 16.3 Diskusjon av metode og forutsetninger i rapporten

For best mulig å kunne vurdere de resultater som er presentert i rapporten, er det viktig å kjenne de forutsetninger som modellene bygger på, og til de styrker og svakheter som finnes i analysemetodene.

Det er utvilsomt grunnlag for å forbedrede datagrunnlaget i forhold til det vi har hatt tilgjengelig. Noen av analysene blir gjort på et tynt grunnlag og metodene som er benyttet forutsetter korrekte markedsbeskrivelser og prisdata for å kunne gi riktige resultater. For bruk av realopsjonsmetodikken på vår problemstilling, kreves liberaliserte markeder for både gass og elkraft, noe som bare delvis er oppfylt. I våre modeller er det prisbanene og volatilitetsfunksjonen for gass som er estimert på svakest grunnlag.

De lineære prisbanene er en forenkling av en komplisert stokastisk prosess, og det finnes i litteraturen betydelig bedre beskrivelser av forwardkurvene for gass og elektrisitet. Sannsynligvis ville vi i tofaktormodellen oppnådd mer korrekte resultater med andre modeller for forwardkurver, spesielt for problemer med kortere verdsettingsperioder. På lang sikt er prisdata mangelfulle, og en lineær forwardkurve kan være en like god tilnærming som en mer komplisert modell. Vi var dessuten avhengige av å ha lineære prisbaner da vi hadde valgt å bruke enfaktormodellen på den enkle formen den er definert i oppgaven, med et konstant aritmetisk driftledd. For at resultatene fra enfaktor- og tofaktormodellen skulle kunne sammenlignes direkte, valgte vi at prisbanene i tofaktormodellen også skulle være lineære.

Vi finner markedsverdien av et gasskraftverk i drift basert på volatile markedsdata for en observasjonsdato (7mars). Markedsverdien vil derfor variere mye over tid og må oppdateres jevnlig for å gi et korrekt bilde. Startverdier og driftleddene i prisbanene for elektrisitet og gass endres daglig og vil påvirke parameterne i de estimerte prisbanene.

Resultatene fra beslutningstreet samsvarer ikke direkte med de konsesjonsverdiene vi fant i kapittel 15. En årsak kan være unøyaktigheter i utregningen av verdiene i endenodene, da dette skjedde manuelt. Det var totalt 180 slike noder i beslutningstreet som skulle regnes ut, slik at mulige feilkilder er mange. En annen grunn kan være at prosessene ikke behandles på eksakt samme måte i de to ulike verdsettingsmetodene. I metoden for utledning av en konsesjonsligning har vi benyttet et rammeverk som er tilpasset en GBM prisprosess, og det er mulig at vår justering av metoden førte til unøyaktigheter i den videre verdsettingen av konsesjonen. Vi anser derfor det viktigste resultatet fra beslutningstreet for å være det at det ikke i noen scenario vil være lønnsomt å ettermontere eller bygge et renseanlegg, og vi legger mindre vekt på de tallverdiene som er presentert som resultater i kapittel 14.

I realopsjonsanalyse verdsettes usikkerhet annerledes enn det som er vanlig i tradisjonell NPV-analyse, der avkastningskravet heves når usikkerheten i prosjektet øker. I realopsjonsanalyse vil stor usikkerhet gi ekstra verdi til opsjonene, som verdsettes risikonøytralt og derfor er uavhengig av aktørens risikopreferanser. Når



---

prosjektet så verdsettes som en sum av opsjoner, vil markedsverdien øke med økende usikkerhet.

Ved innføring av kvotehandel på CO<sub>2</sub> vil sannsynligvis prisene for både gass og elektrisitet endres. Dette reflekteres ikke i de markedsdata som er tilgjengelig i dag, og vil derfor ikke bli innfanget i modellene. Innføring av et slikt system med kvotehandel vil påvirke prisene på både elektrisitet og gass i ulik grad, og verdien av et gasskraftverk vil derfor endres på en måte som ikke er mulig å nøyaktig forutsi i dag. Økningen i et kraftverks marginalkostnader for produksjon av elektrisitet vil være avhengig av virkningsgraden til kraftverket og CO<sub>2</sub> innholdet i brenselet. Dette vil for eksempel føre til at kullkraftverk får et større påslag i driftskostnader fordi det slipper ut omtrent 3 ganger så mye CO<sub>2</sub> som et gasskraftverk ved produksjon av elektrisitet. Det er derfor mulig at CO<sub>2</sub> kvoter vil ha en svak positiv effekt på lønnsomheten i et gasskraftverk da store deler av dagens produksjon av elektrisitet i Europa er dekket av kullkraftverk.

## 17 Oppsummering og konklusjon

Vi skal i dette kapittelet foreta en oppsummering av hva som er gjort i denne realopsjonsanalysen. Etter oppsummeringen blir det foretatt konklusjoner og anbefalinger basert på analysene.

Et norsk gasskraftverk kan verdsettes med realopsjoner når gassmarkedet nå er i ferd med å liberaliseres. Realopsjonsanalysen ble delt opp i to hoveddeler der vi først fant markedsverdien av et gasskraftverk i drift og deretter verdien av konsesjonen til å bygge et gasskraftverk. For å finne markedsverdien av gasskraftverket, har vi utviklet og benyttet to ulike modeller en ènfaktormodell og en tofaktormodell.

### 17.1 Markedsanalysene

Som input til modellene brukte vi estimater på framtidige prisbaner på elektrisitet og gass basert på tilgjengelige markedsdata. Det nordiske kraftmarkedet er relativt velutviklet med stor omsetning av finansielle kontrakter. Framtidig prisnivå kunne derfor estimeres ved hjelp av forwardkontrakter med innløsningsstid helt opp til 10 år. Markedet for naturgass er derimot ennå svært umodent og datagrunnlaget var langt dårligere enn for elkraft. Av den grunn måtte vi tilpasse en langsiktig prisbane for gassforwards. Denne ble bestemt basert på forwardkontrakter på IPE, og en konkret antagelse om nivå på lang tids grensekostnad for gassproduksjon. Utviklingen av et framtidig marked for kvotehandling på CO<sub>2</sub> er forbundet med stor usikkerhet. Det er antatt at et slikt marked blir realisert fra år 2008, men det er svært sprikende anslag for størrelsen på kvoteprisene. I modellene regnet vi med ulike konstante verdier mellom 50 NOK/tonn CO<sub>2</sub> og opp til 300 NOK/tonn.

Volatilitetsanalyse ble utført på tilgjengelige data for elektrisitet og gass. For gass var det kun data fra de siste to årene som gav fornuftig resultater, men for et umodent marked er det ikke fornuftig å estimere framtidig usikkerhet basert på historiske data alene. I beregningsmodellene ble det derfor konsekvent benyttet tre ulike konstante verdier på volatilitet for gass, 25%, 30% og 35%. Med bruk av modifiserte markedsdata for elektrisitet, estimerte vi volatilitet for ulike punkter på forwardkurven. Basert på disse resultatene kunne vi utføre en regresjon som estimerte parameterne til en volatilitetsfunksjon med god forklaringssevne. Sammenlignet med

verdier på implisitt volatilitet for ulike forwardprodukter, var likevel det langsiktige nivået for estimert volatilitet noe høyt. Historisk verdi på langsiktig volatilitet var 21%, mens implisitt volatilitet i markedet på forward 2006 var 14%. Vi valgte derfor å bruke verdier fra implisitt volatilitet i våre beregninger, da disse er et direkte uttrykk for markedets antagelser om framtidig volatilitet.

## 17.2 Beregninger i enfaktor- og tofaktormodellen

Som utgangspunkt for beregningene i modellene ble det etablert tre ulike hovedalternativ. Et base case var et vanlig konvensjonelt gasskraftverk uten antakelser om kvotekjøp eller rensing. Alternativ 2 var et gasskraftverk i omgivelser med kvotehandling, mens alternativ 3 var inkludert et renseanlegg for fjerning av CO<sub>2</sub>.

Avhengig av hvilken modell som ble valgt, og hvilke verdier for framtidig volatilitet som ble antatt, varierte resultatene i stor grad. Basert på disse beregningene fant vi at nettopp volatilitet var den enkeltfaktor som hadde størst innvirkning på resultatene i realopsjonsmodellene. Det var spesielt tofaktormodellen som var følsom for volatilitet. Vi har forklart dette med at enfaktormodellen er basert på at S følger en aritmetisk brownsk bevegelse, og at et konstant standardavvik på lang sikt vil undervurdere fleksibilitetsverdien i vår modell med stigende prisbaner for elkraft og gass. For å oppnå troverdige resultater, brukte vi konservative estimat for usikkerheten i modellene for på denne måten å unngå en grov overvurdering av fleksibilitetsverdien.

Begge modellene ble designet slik at markedsverdien i scenario med fjerning av CO<sub>2</sub> og kjøp av utslippskvoter kunne beregnes. Tofaktormodellen gav mer korrekte resultater fordi det var lettere å implementere usikkerheten i energipriser og ekstrakostnader i forbindelse med rensing. I enfaktormodellen ble ekstrakostnadene implementert som en fast konstant, mens den i realiteten representerer et prosentvis påslag i gasskostnadene. Kostnader til kvotekjøp ble i tofaktormodellen evaluert som en innløsningskostnad, og det finnes eksakt formelverk for slike opsjoner som ble benyttet i rapporten.

Bygging av renseanlegg til gasskraftverket er estimert til å koste 1855 MNOK, og årlige driftskostnader er oppgitt til 70 MNOK. Som en konsekvens av det ekstra energibehovet som rensingen medfører, ble det i modellene spesifisert at avgitt effekt fra gasskraftverket sank fra 415 MW til 352 MW samtidig som de marginale gasskostnadene ble økt med 17%. De høye kostnadene medførte at ingen av de to modellene kom i nærheten av tilstrekkelige markedsverdier for å kunne gi lønnsomhet i alternativ 3.

Kort oppsummert kan vi si at tofaktormodellen gav markedsverdier større enn de totale investeringskostnadene til et konvensjonelt gasskraftverk, mens enfaktormodellen gav lavere markedsverdier. Enfaktormodellen har en ekstra fordel fordi den er langt enklere å bruke enn tofaktormodellen og kan lett tilpasses slik at utvidede problemstillinger kan analyseres.

### **17.3 Etablering av beslutningstre**

I motsetning til de to foregående modellene som begge startet i nåtidspunktet og regnet seg framover, kan man ved bruk av et beslutningstre undersøke hvorvidt en mulighet (opsjon) til å ettermontere renseanlegg har verdi. Beslutningstreet ble konstruert ved at det ble definert 6 ulike scenario på utvikling i spark spread og kvotekostnad, og det ble undersøkt om beslutningen: ”bygg renseanlegg” ville være den beslutningen som maksimerte prosjektets totalverdi.

Vi fant ut at på 5 og 10 års horisont på utsettelse av beslutningen, ville det ikke i noe scenario bli valgt å bygge renseanlegg. Dette var et uventet resultat fordi det var lagt inn et scenario med svært høy kvotepris, 300 NOK/MWh. Muligheten for å ettermontere et renseanlegg gir altså ingen målbar tilleggsverdi til realopsjonsprosjektet.

### **17.4 Konesjonen til å bygge gasskraftverk**

Selv om et prosjekt ved et gitt tidspunkt ikke er lønnsomt å gjennomføre, kan muligheten til å investere i dette prosjektet ha en verdi. For utbyggere av et gasskraftverk er det nødvendig å få konesjon av statlige myndigheter. En slik konesjon kan verdsettes som en opsjon, som ble demonstrert i denne rapporten.

Verdien av konsesjonen kunne med antagelser om uendelig levetid, beregnes analytisk ved løsning av annenordens homogene differensialligninger. Ut fra grensebetingelsene til differensialligningen fikk man ut hvilken sprak spread det var optimalt å investere på. Det ble også funnet at konsesjonen har betydelig verdi for utbyggerne, selv om det ikke er lønnsomt å investere i dag.

I følge realopsjonsteori skal ikke en investering gjennomføres før verdien av å investere er større enn konsesjonsverdien. Denne betingelsen brukte vi til å finne optimalt nivå på spark spread for investering,  $S^*$ , som for base case ble funnet til å være 79 NOK. Først ved denne verdien ville markedsverdien av de framtidige kontantstrømmer minus investeringskostnadene være større enn konsesjonsverdien.

Verdien av konsesjonen illustrerer hvordan optimalt beslutningstidspunkt er forskjellig for break even nivået ( $NPV = 0$ ). Flexibilitetsverdien øker alternativkostnaden for innløsning. Dette gir incentiv til å utsette utbygging.

### 17.5 Konklusjoner

Basert på resultatene fra modellene våre, kan vi konkludere med at det ikke vil være lønnsomt å bygge et gasskraftverk med renseanlegg i dag. Markedsverdiene av framtidige kontantstrømmer tilsvarer mindre enn 50% av den totale investeringskostnaden for et slikt ”utslippsfritt” energianlegg. Muligheten for å *ettermontere* et renseanlegg, gir heller ingen tilleggsverdi til realopsjonsprosjektet. Sannsynligvis må det innføres politiske støttetiltak eller helt endrede rammebetingelser før det blir bygd renseanlegg. En annen mulighet er hvis det eventuelt skulle bli betydelig prisfall på renseteknologi.

Vi har også vist at til tross for at markedsverdiene av de framtidige kontantstrømmer er større enn de samlede kostnader i et prosjekt, kan det være optimalt å vente enda lenger til det optimale investeringsnivået er nådd. Basert på de beregninger vi har presentert her, anbefaler vi at det ikke startes utbygging av gasskraftverk ennå, selv om tofaktormodellen, som faktisk er den mest matematisk korrekte modellen, gir positiv prosjektverdi med de verdier for volatilitet som faktisk er observert i markedet.

## 18 Videre arbeid

Gasskraftverk er et komplekst aktiva som er vanskelig å verdsette. Det er en rekke faktorer som har innvirkning på markedsverdien og investeringsbeslutningen som vi ikke har hatt mulighet til å behandle i denne rapporten. Ulike fagmiljøer vil angripe en slik problemstilling på forskjellige måter avhengig av hvilke faktorer som er viktigst fra deres synsvinkel. Vi vil her gi noen eksempler på andre momenter som det kan tas hensyn til ved videre arbeid med problemstillingen.

### **Interne faktorer – drift og disponering av gasskraftverket**

- I praksis er gasskraftverk planlagt for norske forhold i dag tenkt til å kjøres som grunnlast. Hvordan vil en slik disponering påvirke fleksibilitetsverdien?
- Drift og risikostyring av gasskraftverket under nye omgivelser.
- Sårbarhet for driftsstans
- Øke lønnsomheten til prosjektet ved å øke totalvirkningsgraden til anlegget i form av en utnyttelse av gasskraftverkets spillvarme.

### **Eksterne faktorer**

- Markedsrisiko. Hvordan vil kraftprisen bli påvirket av endrede gasspriser, kvotepriser, etterspørselsøkning i et liberalisert marked osv?
- Renterisiko. Endringer i makroøkonomiske forhold vil gi bevegelser i rentekurven. For lønnsomheten til gasskraftverket vil rentenivået være av stor betydning.
- Forsikringsrisiko på grunn av driftsproblemer med gassturbinene. Det har for en del tilfeller i utlandet vært vanskelig å få forsikret anlegget.
- Politisk risiko. Usikkerhet i gitte rammebetingelser kan endre verdien av anlegget.
- Teknologiutvikling. Hvordan vil videre utvikling i energisektoren påvirke lønnsomheten av gasskraftverket.

## KILDER

- Bjerksund, P. Rasmussen, H. Stensland, G. *Valuation and risk management in the Norwegian electricity market*. Discussion paper nr 20/2000, Norges Handelshøyskole.
- Black, F., *The pricing of commodity contracts*, Journal of Financial Economics nr 3, 167-179. 1976
- Bolland, O. Møte med T. Dobbe, S. Sismo og S-E. Fleten 3.mars 2002
- Bolland, O. Forelesningsnotater fra emnemodul om gasskraftverk, NTNU, høsten 2001.
- Bolland, O., *Status for gasskraftverk i Norge med CO<sub>2</sub>-fjerning og deponering – teknologi og kostnader*, SINTEF-rapport TR F5182, 2000
- Brealey, R. A. & Myers, S.C. *Principles of Corporate Finance, sixth edition*. McGraw-Hill 2000.
- Clewlow, L. & Strickland, C. *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*. Lacima Publications, London, England, 2000.
- Clewlow, L., Strickland, C., *Valuing Energy options in a One Factor Model Fitted to Forward Prices*, Working paper, School of Finance and Economics, Technical University of Sydney, 1999
- CICERO, Senter for klimaforskning ved universitetet i Oslo, elektronisk kilde, lest mars 2002:  
[http://www.cicero.uio.no/publications/detail.asp?publication\\_id=1692&lang=no](http://www.cicero.uio.no/publications/detail.asp?publication_id=1692&lang=no)
- Dahl, H.J, *A European gas market in transition: Is a new tariff regime in Norwegian dry gas transportation needed*, Proceedings of the IAEE- Annual European Energy Conference 2000,
- Dahl, H.J, *Oppurtunities and challenges for natural gas trades in Europe*, Foredragsnotater, Gassco, 2002/a
- Dahl, H.J, Møte med T. Dobbe og S.Sismo, 30 mai 2002/b.
- Deng, S-J, *Financial methods in competitive electricity markets*. Ph.D. dissertation University of California, Berkley 1999.

- Deng, S-J, Johnson, B., Sogomonian, A. *Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets*. Decision support systems 30, s 383 – 392, 2001.
- Dixit, A.K, Pindyck, *Investment under uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, NJ., 1994
- Dobbe, T. & Sigmo, S. *Verdsetting av gasskraftverk – en realopsjonstilnærming*. Prosjektarbeid IØT, NTNU, 2001.
- Fleten, S-E, *Portfolio Management emphasizing electricity market applications, Dr.ing avhandling*, NTNU Trondheim, Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse, nr 16, 2000.
- Fleten, S-E., Lemming, L., *Constructing Forward Price Curves in Electricity Markets*, Working Paper, Risø National Laboratory, Denmark, oktober 2001.
- Gustavsen, M. B. Hydro Energi . Korrespondanse på e-mail med Dobbe, T. april 2002.
- Haug, E. G. *The Complete Guide to Option Pricing Formulas*. McGraw-Hill, 1998.
- Hagem, C. *Klimaproblemet - hva er økonomenes bidrag?*, CICERO Policy note nr 1, 2002, Elektronisk kilde [online]: [www.cicero.uio.no](http://www.cicero.uio.no)
- Hull, J.C, *Options, futures and other derivatives*, 4.utgave, Prentice Hall, 2000
- Husby, E. ekstern veileder fra Hydro Energi for fordypningsemnet, Høsten 2001.
- Industrikraft Midt-Norge: Elektronisk kilde: lest. 4 mars 2002.  
[http://www.industrikraft.no/vis\\_pressemeldinger.php](http://www.industrikraft.no/vis_pressemeldinger.php)
- International Petroleum Exchange, Historiske data naturgasspriser [online]:  
<http://ipemarkets.com/w1/historical/index.php>
- Koekebakker, S. & Ollmar, F. *Forward curve dynamics in the Nordic electricity market*. Working paper. Oktober 2001
- Lucia, J.J. , Schwartz, E.S. *Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence form the Nordic Power Exchange*, The Anderson Graduate School of Management, Working paper 16, 2000.
- Lucia, J.J. , Schwartz, E.S. *Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence form the Nordic Power Exchange*, The Anderson Graduate School of Management, Revised March 2001



- McDonald, R., Siegel, D. *The value of waiting to invest*. Quarterly journal of economics 101, no4 s 707-727, 1986.
- Miljøverndepartementet, Stortingsmelding nr. 15, (2001-2002), Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk, Kilde: <http://www.odin.dep.no/md/norsk/publ/stmeld/022001-040014/index-dok000-b-n-a.html>
- Natcourse, Review and Analysis of the Emerging International Greenhouse Gas Market, Executive summary, PCF workshop March, 2001-June, 2001
- Naturkraft AS, *Søknad om utslippstillatelse Gasskraftverk på Kårstø*, Lysaker, 19 desember 1997, [online] <http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/gasskraft/karsto.html>, hentet 15.03.02
- Nordpool, *The Nordic Power Market*, Oslo, Rapport, august 2001
- Nordpool, *The Nordic Spot Market*, Oslo, Rapport, august 2001
- NOU nr 11 1998, *Energi og Kraftbalansen mot 2020*, Olje og Energidepartementet.
- NOU nr 1 2000, *Et kvotesystem for klimagasser*. Miljøverndepartementet, 2000.
- Olje- og energidepartementet, *Gassteknologi, miljø og verdiskapning*, Utredning i NOU serien, mars 2002, Elektronisk kilde: <http://odin.dep.no/archive/oedbilder/01/05/heleN040.pdf>
- Olje og energidepartementet. *Fakta 2001, Norsk petroleumsvirksomhet*. 2001.
- Olje og energidepartementet. *Faktaheftet 2000, Energi og vassdragsvirksomheten i Norge*. 2000.
- Pilipovic D, *Energy risk: Valuing and managing energy derivatives*, Mc-Graw Hill, New York 1998
- Prototype Carbon Fund, annual report 2001
- Rathe, L. avdelingssjef Hydro Energi, Telefonsamtale med T. Dobbe, 26.02.2002
- Sagen, E. L. *Mot et liberalisert gassmarked*, Økonomiske analyser nr 6, 39-51. 2001
- Schwartz, E, *Valuing Long-Term Commodity Assets*, Journal of Energy Finance & Development, Volume 3, Number 2, pages 85-89, 1998

- 
- Schwartz, E., Smith, J.E., *Short term variations and long term dynamics in commodity prices*. Management Science vol.46 no.7 juli 2000.
  - Sigmo, S, *Gassifisert trevirke som tilleggsfyring i gasskraftverk*. Teknisk rapport, Statoil,2001.
  - Statens Forurensingstilsyn, *Bakgrunnsinformasjon om gasskraftsaken* [online], Hentet fra:[http://www.sft.no/nyheter/2000/utskriftversjon\\_dbafile673.htm](http://www.sft.no/nyheter/2000/utskriftversjon_dbafile673.htm)
  - Statens Forurensingstilsyn, *Utslippstillatelse for gasskraftverk ved Skogn*, hentet fra [http://www.sft.no/nyheter/brev/utskriftsversjon\\_html](http://www.sft.no/nyheter/brev/utskriftsversjon_html)
  - Statistisk Sentralbyrå, *Eurorenter og effektiv rente på statsobligasjoner* [online] Hentet fra <http://www.ssb.no/sm/dell/ki08021n.shtml>
  - Tomasgard, A. Møte med Dobbe, T., og Sigmo, S. 15. mai 2002.
  - Trigeorgis, L., *Real Options*, Cambridge, Massachusetts, MIT Press, 1996 (5. opplag 2000)
  - Westskog, Hege, 2001. *Why quota trade should be restricted: The arguments behind the EU position on emissions trading*. Working Paper 2001-07. CICERO, Oslo, Norway

## Vedlegg I Kyotomekansimene og utvikling av kvotemarked

I henhold til Kyotoprotokollen fra 1997 pålegges Norge å holde sine utslipp av klimagasser til maksimalt 1% over nivået i 1990 for perioden 2008-2012. Disse forpliktelsene kan nås ved reduksjon av egne utslipp, samt ved at man betaler for utslippsreduksjoner i andre land. Kyotomekanismene består av tre mekanismer som skal redusere kostnadene ved å gjennomføre forpliktelsene. Disse tre er *kvotehandel*, *fellers gjennomføring (JI)* og *grønn utviklingsmekanisme (CDM)*. Disse skal bidra til at reduksjoner av klimagasser som er et globalt problem blir iverksatt først der hvor det er billigst og gir størst effekt.

Felles gjennomføring (Joint Implementation, JI) medfører at et industriland betaler for tiltak som reduserer utslippene i et annet industriland. Dette omfatter en overføring av såkalte «utslippsreduksjonenheter» («Emissions Reductions Units» = ERUer), som kan avregnes i forhold til landenes utslippsforpliktelser. Det stilles strenge krav til kvantifiserbare CO<sub>2</sub>-reduksjoner i konkrete prosjekter og overføringen av ERUer kan i prinsippet først skje etter at utslippsreduksjoner fra prosjektene har funnet sted. Dette medfører at overføringer trolig kan gjøres tidligst fra 2009, men bedrifter kan gjøre bilaterale avtaler seg i mellom før den tid om miljørettede samarbeidsprosjekter til gjensidig nytte (NOU nr 1, 2000).

*Den grønne utviklingsmekanismen* (Clean Development Mechanism, CDM) omfatter prosjektsamarbeid, eller felles gjennomføring, mellom industriland og utviklingsland. Formålet er å bistå utviklingsland i å oppnå bærekraftig utvikling og bidra til oppnåelse av Klimakonvensjonens målsetting, samt å bidra til industrilands oppfyllelse av sine utslippsforpliktelser. Industriland vil kunne anvende «sertifiserte utslippsreduksjoner» (Certified Emissions Reductions = CERer) fra prosjekter i utviklingsland til å bidra til overholdelse av deler av deres utslippsforpliktelser. Hvert prosjekts utslippsreduksjoner skal sertifiseres på grunnlag av frivillig deltakelse fra involverte parter, målbar og langsiktig nyttevirkning i forhold til å motvirke klimaendringer, og at utslippsreduksjonene kommer i tillegg til hva som ville skjedd i fravær av prosjektene. Disse prosjektene kan ha kreditering av overføringer allerede fra 2002 (Cicero, 2001). Flere studier har vist at det er store kostnadsbesparelser ved

en kostnadseffektiv global fordeling av utslippsreduksjoner sammenlignet med en situasjon hvor bare i-landene gjennomfører utslippsreduksjoner (Hagem, 2002).

Til tross for tilsynelatende store reduksjoner i klimagasser fra i-landene i henhold til Kyotoprotokollen, vil det etter at USA trakk seg fra avtalen bare bli en reduksjon av de globale utslippene med 1% i perioden 2008-2012 i forhold til antatt "Business as usual". Grunnen til det er at u-landene forventes å øke sine utslipp med 50% i samme periode i tillegg til at det også forventes vekst i utslipp fra USA i samme periode (Hagem, 2002)

### Tildeling av CO<sub>2</sub>-kvoter – kvotepriser - kvotemarked

Den norske regjeringen vil i henhold til Stortingsmelding nr 15 (2001-2002), gå inn for at staten selger kvoter direkte i et internasjonalt marked dersom dette er velfungerende. Dersom et slikt internasjonalt marked ikke finnes skal de kvotene som skal selges auksjoneres ut. Det vil også kunne bli gitt gratiskvoter til konkurranseutsatt virksomhet i en begrenset periode, dersom utsiktene for deres konkurransesituasjon i forpliktelsesperioden skulle tilsi at det er behov for dette. Det finnes forslag til ulike typer gratiskvoter og forskjellige retningslinjer for hvordan disse eventuelt skal fordeles, men dette er et omdiskutert tema med en rekke ulike interesser. Et flertall i det regjeringsoppnevnte Kvoteutvalget anbefalte at alle betaler full markedspris for kvotene ut fra forutsetningen om at forurenser betaler. I forhold til gasskraftverkene som vurderes bygd i Norge, vil de måtte kjøpe kvoter for 90% av utslippene, mens 10% vil være gratiskvote (Rathe, 2002)

### Utvikling av kvotemarked

For at omsetningen av kvoter skal bli kostnadseffektiv, har det blitt foreslått at det skal legges til rette for internasjonal handel av kvoter uten restriksjoner på hvem som kan være aktører eller hvor mye som kan omsettes. Marginalkostnaden for CO<sub>2</sub> utslipp vil da være lik for alle landene som deltar i kvotemarkedet. Et fritt kvotemarked kan derimot føre til økte kostnader ved utslippsreduksjoner hvis noen av deltakerne har markedsrett. Problemet med markedsrett vil være viktig i

forhold til hvordan utslippskvotene fordeles i utgangspunktet og hvilke regler som blir satt for kvotehandelen.

### Prissetting av utslippskvoter

I offentlige utredninger har en kvotepris på 125 kroner per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter vært brukt som et eksempel for perioden 2008 til 2012, mens EU-kommisjonen antyder en kvotepris på 260 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Det er også gjort en rekke andre vurderinger av mulig kvotepris. Eksempelvis anslår det norske analyseselskapet Point Carbon at prisen for 2008-2012 med 50 prosent sannsynlighet vil ligge mellom 36 og 126 kroner med et beste estimat på 90-100 kroner (MD 15, 2002).

### Status for dagens kvoteomsetning

CO<sub>2</sub> kvotemarkedet er så langt ikke særlig likvid, det omsettes bare kreditter OTC dvs internt mellom store bedrifter. Norsk Hydro har kjøpt CO<sub>2</sub> kvoter gjennom et fond PCF (Prototype Carbon Fund) som skal bygge opp en kapitalbase for å kunne finansiere JI og CRM prosjekter. Hydro har kjøpt andeler til 5 millioner USD som gir CO<sub>2</sub> kreditter på sikt. Pris i dag (20 feb 2002) er 5,6 USD/tonn CO<sub>2</sub> noe som er vesentlig lavere enn renssekostnaden slik den er i dag (Rathe, 2002). Det finnes en rekke forskjellige produkter for klimagassutslipp og tabell viser en oversikt over disse med senest oppdaterte priser som finnes.

De fleste transaksjoner som er gjort til i dag har involvert *bekreftede utslippsreduksjoner* (VER). Utslippsreduksjonene har bare en viss sannsynlighet for å bli anerkjent av myndighetene og gitt "kreditt" eller utslippstillatelse. Utslippsreduksjoner (VER) som har en større sannsynlighet for å bli autorisert av myndighetene og dermed gi CO<sub>2</sub> kreditt har høyere pris enn de med lavere sannsynlighet for å bli autorisert.

Produkttype	Årgang	Pris per tonn CO <sub>2</sub> (US\$)
<b>Bekreftede utslippsreduksjoner (VER)</b>		
Annex B VERs	1991-2007	\$ 0,60 - 1,50
Annex B VERs	2008-2012	\$ 1,65 - 3,00
CDM VERs	2000-2001	\$ 1,75 - 3,00
<b>Overholdelses tiltak</b>		
Nederlandske ERUs	2008-2012	\$ 4,40 - 7,99
Danske utslipp (middel)	Snitt 2001-2003	\$ 3,78
EU ERU – indikative bud	2008-2012	\$ 7,00 - 12,00
Australske tidlige tiltak - indikative bud	2008-2012	\$ 6,00 - 12,00
UK utslipp - snitt bid-offer	2003	\$ 8,46
BP internasjonale utslipp	1999	\$ 10,00 - 25,00
BP internasjonale utslipp -fullskala internhandel	2000-2001	\$ 0,50 - 25,00

**Figur I-1: Klimagasser - priser for ulike produkttyper (Natsource, 2001)**

EU håper å komme i gang med trading av JI og CRM kreditter i 2005 (Kyotoavtalen i 2008), men det er mye diskusjon om hvilke klimagasser som skal omfattes av det første systemet. Også den norske regjering ønsker å starte opp kvotehandel i 2005, men på en måte som gjør at prisnivået ikke blir slik at konkurranseutsatt industri får dårligere rammebetingelser enn konkurrentene før Kyotoavtalen trer i kraft i 2008.

## Vedlegg II Teknisk beskrivelse av CCGT og renseanlegg

Definisjoner

$$\text{virkningsgrad} = \frac{\text{output elektrisk effekt}}{\text{innfyrt effekt (brennverdi) av brensel}}$$

I internasjonal litteratur er ofte betegnelsen *Heat Rate* benyttet. Denne størrelsen er definert som: *Antall enheter termisk brensel som trengs for å generere en enhet elektrisk kraft.*

### Termisk kraftproduksjon

Tradisjonelle anlegg for termisk kraftproduksjon er vanligvis store installasjoner basert på dampkjeler og dampturbiner. Disse anleggene kan fyres med de fleste typer brensel, vanligvis kull, brunkull, eller olje. Et slikt moderne anlegg kan ha en virkningsgrad opp mot 45%.

### Gassturbiner

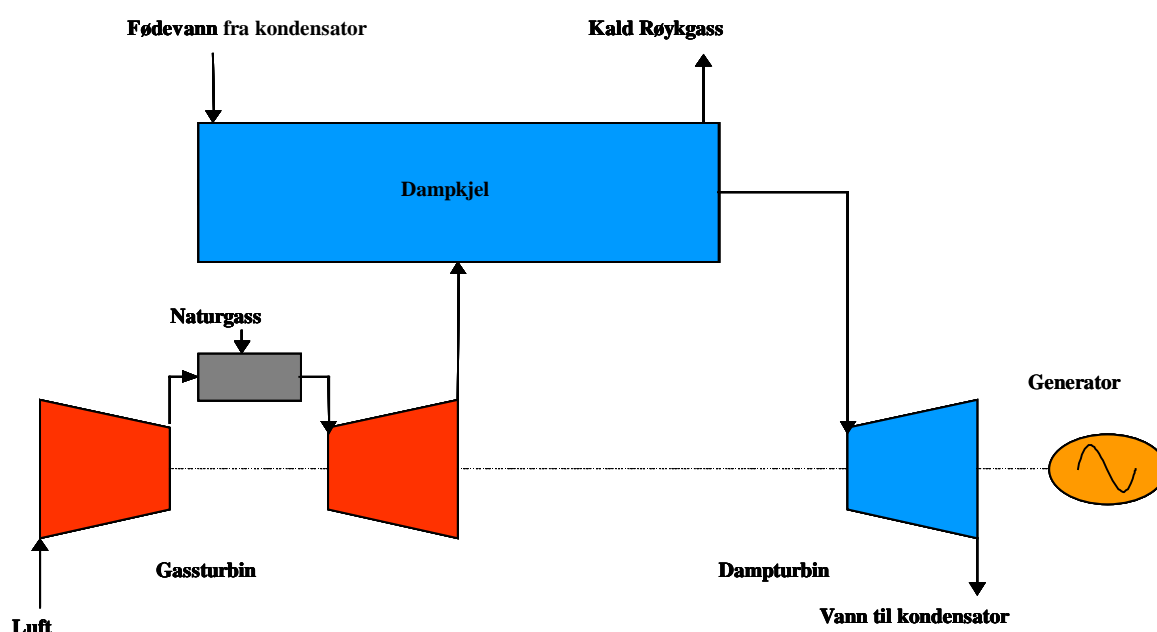
Gassturbiner er kjent fra blant annet jetmotorer på fly, og de består av tre hovedkomponenter; kompressor, brennkammer og turbin. Luft komprimeres før brennkammeret der naturgass tilføres og brennes. Det er vanlig med temperaturer her på opp mot 1200°C. Gassblandingen ekspanderes ned til atmosfæretrykket gjennom en turbin. Turbinen er forbundet med en generator som produserer elektrisk energi via en aksling.

Det er ikke mulig å ekspandere den varme, komprimerte gassblandingen fra brennkammeret lenger ned enn til atmosfæretrykket. Ved dette tryknivået vil gassblandingen fremdeles ha en temperatur på over 600°C. For å hindre at denne energien ikke går til spille, er det mulig å benytte seg av kombinert krets teknikker. (CCGT)

## CCGT

Ved å kombinere gassturbin- og dampkraftprosessene kan man benytte energien i den varme eksosen til å generere damp. Dette omtales ofte som en CCGT-prosess. CCGT står for ”combined cycle gas turbine”.

Naturgass er et meget velegnet brensel for CCGT. Ut fra så vel miljøsyn som økonomiske vurderingskriterier er gassfyrte kraftverk blitt det nye standardvalget der hvor utbyggerne fritt kan velge type anlegg, og hvor tilstrekkelig gassforsyning er tilgjengelig.



**Figur II-1: Flytskjema for CCGT**

I et kombinert anlegg yter gassturbinen typisk 2/3 av anleggets totale avgitte effekt. Effektområdet til en stor CCGT blokk er opptil 400 MW. CCGT er det systemet som i dag tilbyr høyest virkningsgrad, helt opp mot 58%, og det forventes at denne verdien vil være på 60% innen få år.

### Effekt fra anlegget

Vi har benyttet programvaren GTPRO, produsert av Thermoflow, Inc. for å beregne effekt og virkningsgrad for gasskraftverket. Dette er et simuleringsprogram for gassturbiner, og det inneholder blant annet alle nødvendige data for de gassturbiner



som er tilgjengelige på markedet i dag. Input i programmet er valg av gassturbin og valg av teknologi. Vi har basert beregningene på gassturbinen General Electrics GE 9351FA, som regnes av fagmiljøer i Norge for å være blant de beste på markedet i denne størrelsesorden. Det forutsettes at verket bygges ved havet, da dette er mest hensiktsmessig både med tanke på ilandføring av naturgass og mulighet for bruk av sjøvann som kjølevann.

Følgende parametere ble valgt for CCGT-anlegget:

- 3 dampnivåer med reoppheating av mellomtrykksdamp
- Lufttemperatur: 5°C
- Kjølevannstemperatur: 6°C
- kondenseringstrykk i dampkrets: 0,025 bar
- Ikke forkomprimering av naturgass fordi den kommer trykksatt i rør.
- Damp- og gass- turbin på same aksling.

Resultatene fra simuleringen er samlet i tabellen under

Effekt gassturbin:	268,9 MW
Effekt dampturbin:	151,7 MW
Generatortap:	4,9 MW
Totalt:	415,7 MW
Innfyrt effekt naturgass (nedre brennverdi)	715,5 MW
Virkningsgrad	58,1%

### Figur II-2: Resultater fra simuleringene

Konvertering fra virkningsgrad til Heat Rate

I Internasjonal litteratur brukes som regel betegnelsen Heat Rate (HR), i stedet for virkningsgrad. Vi vil her vise hvordan man kan beregne hvor mange therms som trengs for å generere en MWh når man kjenner virkningsgraden til anlegget.

Det trengs  $\frac{1}{0,581} = 1,721$  MWh (Nedre brennverdi) for å generere 1 MWh elektrisitet. Siden 1 therm tilsvarer 29,3071 kWh, trengs det 58,8 therms. Vi får derfor: HR = 58,8.

1 therm = 0,1 MMBtu.

## Investeringskostnader for CCGT

Her vil vi presentere de viktigste tall angående kostnadsstrukturen i et gasskraftverk.

<b>Investeringskostnader CCGT kraftverk</b>			
Avgitt effekt	415 MW		
NOK/USD	9		
"Nøkkelferdig" kostnad	Mill. USD	Mill NOK	NOK/kW
Kostnad for installert utstyr	113	1017	2450,60
Leverandørens engineering	12,53	112,77	271,73
Leverandørens konstruksjon	15,66	140,94	339,61
Diverse og oppstartskostnader	4,18	37,62	90,65
Uforutsette kostnader (contingency) 10%	14,54	130,86	315,33
<b>Sum Nøkkelferdig</b>	<b>159,91</b>	<b>1439,19</b>	<b>3467,93</b>
Tilknytningskostnader	% av Nøkkelferdig		
turnkey contr.	8,00	71,96	5,00
Kjølevann tilknytning	6,40	57,57	4,00
Høyspent tilknytning/oppgradering	8,00	71,96	5,00
Gassterminal tilknytning	9,59	86,35	6,00
konekvensutredning	8,00	71,96	5,00
Kraft og brensel til commisioning	0,80	7,20	0,50
Reservedeler	1,60	14,39	1,00
Verifikasjon, forsikring og risikoanalyse	4,00	35,98	2,50
Uforutsette kostnader, tilleggskostnader	23,99	215,88	15,00
<b>Sum tilknytning/tilleggskostnader</b>	<b>70,36</b>	<b>633,24</b>	
<b>Sum investeringskostnader</b>	<b>230,27</b>	<b>2072,43</b>	<b>4993,82</b>

**Tabell II-1: Investeringskostnader CCGT**

Vi har fått tilgang på et kostnadsestimat som bygger på den valgte gassturbin GE9351FA og som er tilpasset "norske" forhold. Estimater er oppgitt å være svært realistisk (Bolland, 2001). Kostnader til gassturbin og "all innmaten" er estimert til 1017 MNOK. Ferdig installert vil prisen være på 1439 MNOK. I tillegg kommer

tilslutningskostnader på 44%, slik at de totale investeringskostnadene kommer til å være 2072 MNOK.

I dette estimatet er det ikke inkludert kostnader til ilandføring av gass. Dette er selvfølgelig en betydelig kostnad. For eksempel er det beregnet at gassrørledningen fra Tjeldbergodden til Skogn vil koste drøyt en milliard NOK. Det forutsettes derfor at denne kostnaden holdes utenfor driftsregnskapet til gasskraftverket.

### Drift- og vedlikeholdskostnader

<b>Estimerte kostnader for drift &amp; vedlikehold</b>		
	<b>USD</b>	<b>NOK</b>
<b>Driftskostnader</b>		
Lønn og personal kostnader	2249520	20245680
Materialkostnad og underleverandører	745913	6713217
<b>Sum</b>	<b>2995433</b>	<b>26958897</b>
<b>Planlagt vedlikehold</b>		
Gassturbiner	2949950	26549550
Dampgenerator	144283	1298547
Dampturbiner	145986	1313874
Instrumenter	37162	334458
Systemvedlikehold	154514	1390626
<b>Sum</b>	<b>3431895</b>	<b>30887055</b>
<b>Ikke planlagt vedlikehold</b>	<b>686379</b>	<b>6177411</b>
<b>Sum drift &amp; vedlikehold</b>	<b>7113707</b>	<b>64023363</b>
<b>Forsikringskostnader</b>	<b>47970</b>	<b>431730</b>
<b>Sum årlige kostnader</b>	<b>7161677</b>	<b>64455093</b>

**Tabell II-2: Årlige kostnader til drift og vedlikehold.**

Årlig kostnad til drift og vedlikehold er 64,45 MNOK, men det er viktig å poengtere at dette er en gjennomsnittskostnad. Det vil være store årlige variasjoner i disse kostnadene som vil være mindre enn gjennomsnittet de fleste år, men svært store i enkelte år. Hovedårsaken til dette er at det er svært kostbart å skifte ut høytemperaturkomponenter i gassturbinen, og selv om dette bare skjer hvert 5-7 år vil disse kostnadene være et vesentlig bidrag til gjennomsnittet.

## Vedlegg III "CO<sub>2</sub> frie" gasskraftverk

Basert på tilgjengelig teknologi er det i dag mulig å bygge renselanlegg for fjerning av CO<sub>2</sub> fra eksosen til et industrianlegg. Imidlertid representerer denne håndteringen en betydelig merkostnad i forhold til "normal" drift, slik at det må finnes kommersielle avsetningsmuligheter for denne gassen for å dekke inn noe av de økte kostnadene.

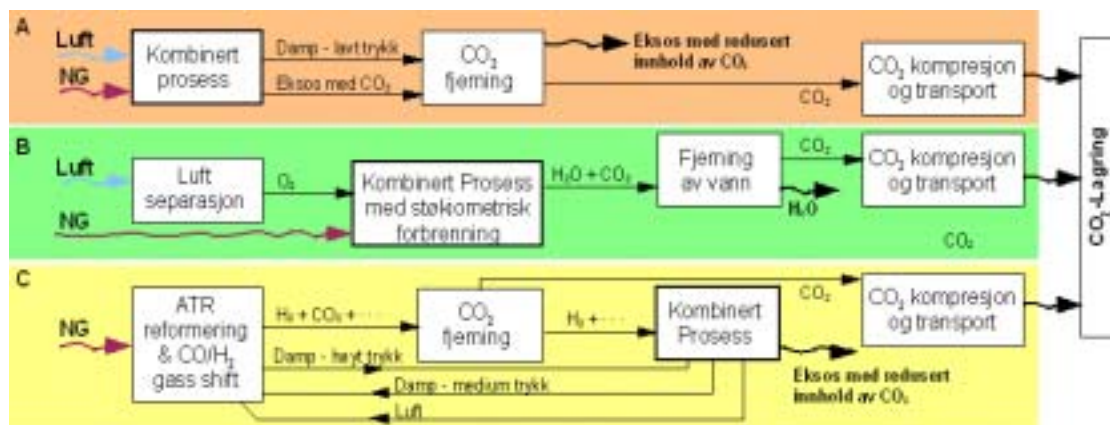
### Trykkstøtte

CO<sub>2</sub> eller andre gasser kan injiseres i olje/gass reservoarer for å øke utvinningspotensialet, såkalt "Expanded Oil Recovery", EOR. For at trykkstøtte skal være mulig, må forsyningen av CO<sub>2</sub> tilpasses bruksprofilen til flere oljefelt samtidig. Det er derfor nødvendig med flere ulike deponimuligheter for CO<sub>2</sub>, og dette krever en omfattende utbygging av et system med rørledninger. Det vil være en fordel om disse aktivitetene koordineres, samt at alle aktører sikres tilgang til gassrørene (TPA). Dette er ikke tilfelle i dag, da bare eierne av rørene disponerer dem. Slik situasjonen er nå, må aktøren både eie GKV, rørledning og oljefelt for å bli kvitt CO<sub>2</sub>.

Det er også teknisk mulig å transportere CO<sub>2</sub> via skip for å komme i gang med deponering i geologiske formasjoner før et rørrnett er bygd ut, men økonomien i dette er foreløpig usikkert.

### Teknisk beskrivelse

Fagmiljøer i Norge har utredet tre ulike muligheter for fjerning av CO<sub>2</sub> fra røykgass. Disse er oppsummert i figuren nedenfor



Figur III-1: Ulike teknologier for fjerning av CO<sub>2</sub> (Bolland, 2001)

### **Alternativ A**

Dette alternativet karakteriseres som det mest lovende av fagmiljøet ved Sintef/NTNU. Selv om det ikke tidligere er bygd anlegg i så stor skala som kreves her, må teknologien betegnes som forholdsvis moden, da det eksisterer lignende anlegg andre steder i verden som bygger på samme teknologi. I beste fall kan man regne en kostnadsreduksjon på 20-30% fra dagens nivå på grunn av videre teknologiutvikling.

Teknologien for dette alternativet er basert på bruk av en absorpsjonsprosess ved bruk av en aminløsning, også kalt for "Aminvasking". Kort forklart så absorberes CO<sub>2</sub> fra eksosen i en væske, MEA eller MDEA i en absorpsjonskolonne. Blandingen føres videre til en regenerator der CO<sub>2</sub> ved hjelp av varme stripres fra løsningen. Gassen må så komprimeres før den sendes i rør til deponi.

På grunn av energibehov ved komprimering av CO<sub>2</sub> og oppvarming i strippekolonnen, vil virkningsgraden for hele energianlegget reduseres noe i forhold til et vanlig kombinert krets gasskraftverk uten rensing av eksosen. Forsøk viser at virkningsgraden synker fra 58% til 49,2% (Bolland, 2001).

Utover denne merkostnaden, er det også kostnader knyttet til at prosessen gir et avfallsprodukt (slam) som må behandles som spesialavfall. Dette er fordi aminvæsken "brukes opp" etter hvert. Løsningen mister etter en tidsperiode evnen til å binde seg til CO<sub>2</sub>, og må derfor skiftes ut.

### **Alternativ B**

Luft separeres til rent oksygen og nitrogen. N<sub>2</sub> kan selges som trykkstøtte. Gassen forbrennes i ren O<sub>2</sub>. Dette medfører at det blir en sterk reduksjon i volumet på eksosen, og all eksosen komprimeres og sendes til deponi. I tillegg medfører denne teknikken at 100% av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> blir fjernet og sendt til deponi. Imidlertid må denne teknologien karakteriseres som umoden, i den forstand at det ikke finnes gassturbiner som kan brenne naturgass med rent oksygen. Det er umulig å ettermontere dette prinsippet til et eksisterende anlegg. Ved noe teknologiutvikling kan det forventes en virkningsgrad på 35-37% for et slikt anlegg.

Teknisk sett er det også mulig å fjerne all eksosen til deponi uten å rense den, men dette blir svært kostbart på grunn av store volumer.

### **Alternativ C**

Karbonet i naturgass fjernes fra brenselet før forbrenning finner sted. Dette skjer ved en syntesegass produksjonsprosess der naturgassen ( $\text{CH}_4$ ) omdannes til karbonmonoksid ( $\text{CO}$ ) og hydrogen ( $\text{H}_2$ ). Videre konverteres  $\text{CO}$  til  $\text{CO}_2$  og  $\text{H}_2$  i en vannshift reaktor. Totalt reduserer dette energiinnholdet i brenngassen til 85% av det opprinnelige innholdet i naturgassen.  $\text{CO}_2$  fjernes så fra gassblandingen ved aminvasking som i Alternativ A og komprimeres og sendes til deponi. Brenngassen brennes i kombinert krets gassturbin.

Virkningsgrad 44-47 %

På grunn av at aminvaskingen i denne prosessen skjer under trykk, blir de nødvendige volum i kolonnene redusert i forhold til alternativ A. Imidlertid er denne teknologien svært komplisert å ettermontere på et eksisterende gasskraftverk.

### **Investering og driftskostnader**

For alternativ A som vi har behandlet i hovedrapporten bruker vi følgende kostnadsanslag basert på Sintef rapport (Bolland & Lindeberg ,2000). For detaljer i grunnlaget for kostnadene henviser vi til rapporten eller artikkelforfatterne.

Totale investeringskostnader renseanlegg ca 1900 mill NOK. Årlige driftskostnader er anslått til 70 mill NOK. Det vil si at samlede driftskostnader for et gasskraftverk med renseanlegg blir om lag 130 mill NOK

## Vedlegg IV Deskriptiv statistikk av data for gassfutures på IPE

Disse tabellene viser deskriptiv statistikk for de omsatte kontraktene for naturgass på IPE fra 1998 til april 2002. Sesongkontraktene ble ikke notert før okt 2000.

Kontraktene beskriver kun tid til innløsning og er ikke koplet til et spesielt tidspunkt.

Mnd1 er ikke første måneden i året, men en kontrakt for levering neste måned, uavhengig av når i året man er. Mnd 10 og 11 har så liten omsetning at de ikke tas med i denne sammenhengen. Kvartal 1 er første kvartal i neste år og kvartal2 det neste kvartalet. De nærmeste månedskontraktene er mest omsatt og det er foreløpig liten omsetning på kvartal og sesong.

Descriptive Statistics

	N	Minimum	Maximum	Mean	Std.	Skewness		Kurtosis	
	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Std. Error	Statistic	Std. Error
MND1	1072	8.53	31.78	15.7729	6.1597	.629	.075	-.805	.149
MND2	1072	8.46	32.45	16.0085	6.2254	.549	.075	-.883	.149
MND3	866	5.00	1000.00	39.0127	39.1896	2.256	.083	7.085	.166
MND4	1070	8.40	31.10	16.4082	6.1324	.367	.075	-1.133	.149
MND5	1070	8.59	28.09	16.4056	5.9366	.308	.075	-1.280	.149
MND6	1070	8.73	27.00	16.3094	5.7192	.306	.075	-1.307	.149
MND7	1071	8.85	27.26	16.3037	5.4949	.312	.075	-1.264	.149
MND8	1071	8.95	27.59	16.3250	5.2776	.317	.075	-1.182	.149
MND9	1072	9.33	27.85	16.3691	5.1513	.314	.075	-1.166	.149
KVARTAL1	1070	9.69	26.95	16.3092	5.1720	.336	.075	-1.251	.149
KVARTAL2	378	15.77	27.13	21.3842	2.6627	.415	.125	-.320	.250
KVARTAL3	987	9.67	26.00	15.4166	4.4563	.427	.078	-.842	.156
KVARTAL4	987	9.20	9880.00	25.5049	14.0217	31.407	.078	986.603	.156
KVARTAL5	602	9.85	24.32	18.1095	4.2207	-.761	.100	-.709	.199
KVARTAL6	608	9.80	23.66	17.5837	3.8690	-.856	.099	-.378	.198
SESONG1	378	14.45	23.18	19.2265	2.3631	.222	.125	-1.338	.250
SESONG2	378	14.20	22.67	19.0470	2.0099	-.325	.125	-.955	.250
Valid N (listwise)	260								

Figur IV-1: Deskriptiv statistikk for forwardkontraktene omsatt på IPE

## Deskriptiv statistikk for Ln-verdiene av IPE datagrunnlaget

### Descriptive Statistics

	N	Minimum	Maximum	Mean	Std.	Skewness		Kurtosis	
	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Std. Error	Statistic	Std. Error
MND1	1070	2.14	3.46	2.6847	.3819	.229	.075	-1.298	.149
MND2	1070	2.14	3.48	2.6988	.3856	.165	.075	-1.373	.149
MND3	866	1.61	6.91	4.4808	1.0128	-.344	.083	.000	.166
MND4	1070	2.13	3.44	2.7262	.3813	.012	.075	-1.423	.149
MND5	1070	2.15	3.34	2.7301	.3710	-.017	.075	-1.425	.149
MND6	1070	2.17	3.30	2.7286	.3583	-.007	.075	-1.419	.149
MND7	1070	2.18	3.31	2.7331	.3432	.001	.075	-1.401	.149
MND8	1070	2.19	3.32	2.7391	.3284	.000	.075	-1.382	.149
MND9	1070	2.23	3.33	2.7443	.3191	.005	.075	-1.388	.149
KVARTAL1	1070	2.27	3.29	2.7410	.3199	.044	.075	-1.402	.149
KVARTAL2	378	2.76	3.30	3.0550	.1233	.130	.125	-.395	.250
KVARTAL3	987	2.27	3.26	2.6938	.2891	.050	.078	-1.188	.156
KVARTAL4	987	2.22	9.20	2.7063	.3571	6.048	.078	09.243	.156
KVARTAL5	602	2.29	3.19	2.8638	.2682	-1.006	.100	-.430	.199
KVARTAL6	608	2.28	3.16	2.8376	.2551	-1.150	.099	.020	.198
SESONG1	378	2.67	3.14	2.9488	.1224	.095	.125	-1.245	.250
SESONG2	378	2.65	3.12	2.9412	.1084	-.486	.125	-.724	.250
Valid N (listv	260								

**Figur IV- 2: Deskriptiv statistikk for Ln-verdiene av de ulike kontraktene omsatt på IPE**



## Vedlegg V : Matlabscript for beregning av tofaktormodell

```
% Matlabscriptet er en del av hovedoppgaven til Sjur Sigmo og Thomas Dobbe
% ved Industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU, våren 2002
%
% Hovedprogram for tofaktormodell

clear;

r = 0.06;    % risikofri rente

N = 9125;    % Antall dager i perioden på 25 år, oppløsning på 1 dag (7300)

% Oppretter diverse matriser til verdier for henholdsvis
% prisbane gass (lga), prisbane for elektrisitet (Lel), ekvivalent gasspris
% callopsjonene (cdisk), akkumulerte verdier (verdi)

Lga = zeros(1,N);
Lel = zeros(1,N);
ekvgas = zeros(1,N);
v = zeros(1,N);
cdisk = zeros(1,N);
verdi = zeros(1,N);

CO2 = 0;    % CO2-kvotepreis i kr/Mwh, [0, 16.7, 33.5, 66.7, 100]kr/MWh
           % Pris i kr/MWh tilsvarer opprinnelig pris i (kr/tonn)/3.

Hr = 1.0;    % Heat rate beregnet i prosjektoppgaven
%Hr = 1.17;  % Heat rate når man inkluderer rensanlegg

% "forwardkurver" for elkraft- og gasspriser
% Har blitt forenklet til lineære prisbaner basert på rapportens kap 6

linel = linearel(Lel, N);
lingas = lineargass(Lga, N);

vol = volfunk(v)/365; % tilordner variabel med verdier fra ekstern volatilitetsfunk
p = effektfunk(v);    % tilordner variabel med verdier fra ekstern effektfunksjon
% effektfunksjonen varierer med temperatur (deterministisk) over året.
% Lagt inn 10% reduksjon siste året for å prøve å fange opp levetidsforringelse

% spark spread callopsjon
sscall = call_linear(Hr, linel, lingas, vol, N, r, CO2);

detkont = 0;
EffVerdi = 0;
FlexVerdi = 0;
```

**for t = 1:N**

```
% EffVerdi = EffVerdi + sscall(t)*p(t)*exp(-(r*t)/365);
% Henter verdien fra spark spread call beregning og diskonterer tilbake
```

```
cdisk(t) = sscall(t)*exp(-(r*t)/365);
```

```
detkont = detkont + (linel(t)-(Hr*lingas(t))-CO2)*effekt(t)*exp(-(r*t)/365);
%Beregner deterministisk kontantstrøm
```

```
% Ekvivalent gasspris etter påslag fra evt CO2 kostnader
```

```
ekvgas(t) = lingas(t) + CO2;
```

**end**

```
% Multiplisere med 24 for å få MWh per døgn og med 0.9 for å ta hensyn til
maksimal
```

```
% driftstid over året for gasskraftverket
```

**for s = 1:N**

```
verdi(s) = cdisk(s). *p(s);
```

```
% Multipliserer hver call opsjon med hvert element i effektfunksjonen
```

**end**

```
DetVerdiKont = detkont(t)*24*0.9 % Sum av deterministiske kontantstrømmer
```

```
VerdiKont = sum(verdi)*24*0.9
```

```
% Verdien av kontantstrømmene finnes ved å multiplisere med 24 for å få inntjening
% per MWh. Faktoren 0.9 er justering for verkets tilgjengelighet som vi har antatt
% til 90%. Denne er kanskje noe høy dersom man gjør vedlikehold når verket er nede
%i perioder med negativ spark spread
```

```
%Grafisk fremstilling
```

```
ss = linel- Hr*lingas; % Spark spread for plotting av graf
```

```
plot(linel,'r'), title('Opsjonsverdi og langsiktig prisbane for elektrisitet og gass'),...
```

```
xlabel('Dager'), ylabel('NOK/MWh')
```

```
hold on
```

```
plot(lingas,'b')
```

```
hold on
```

```
plot(ekvgas, 'black')
```

```
hold on
```

```
plot(ss, 'y')
```

```
hold on
```

```
plot(cdisk, 'g')
```

```
hold off
```

```
%-----
```

```
%-----  
% Denne funksjonen genererer lineær prisbane for elkraft  
% Prinsippene vi har lagt til grunn beskrives i kapittel 6 i rapporten
```

```
function linel = linearel(Lel, N)
```

```
    A = 149;
```

```
    B = 6.56/365;
```

```
    %A, B er bestemt utfra en regresjon i SPSS
```

```
    % A er startverdien
```

```
    for t=1:N
```

```
        Lel(t) = A + B*(t);
```

```
    end
```

```
    linel = Lel;
```

```
%-----  
%-----  
% Denne funksjonen genererer forwardprisbane for naturgass  
% Referer til kap 6 i rapporten
```

```
function lingas = lineargass(Lga, N)
```

```
    %AG, BG er bestemt utfra en lineær regresjon i SPSS
```

```
    AG = 130;
```

```
    BG = (6.4)/365;
```

```
% linær forwardkurve gasspriser
```

```
    for t=1:N
```

```
        Lga(t) = AG + BG*(t);
```

```
    end
```

```
    lingas = Lga;
```

```
%-----
```

%-----  
 %  
 %volatilitet for spark spread basert på volatilitetsfunksjon på elektrisitet  
 % formel (7-3) i rapporten og konstant langsiktig volatilitet på gass.  
 % Gass varierer mellom 25%, 30% og 35% og total volatilitetsfunksjon utarbeides  
 % i Excel for de ulike scenariene. Korrelasjonen er konstant = 0.53  
 % Total vol.formel  $v^2(t) = (\sigma E(t)^2 - 2 * \sigma E(t) * \sigma G * \rho + \sigma G^2) / (365)$

### function v = volfunk(t)

Her viser vi bare et utdrag av matrisene som egentlig har 9125 elementer. Et scenario kan kjøres av gangen.

For gass vol = 25%:	For gass vol = 30%:	For gass vol = 35%:
v = [0.100871201	V = [0.11050266	v = [0.125134118
0.100499117	0.110170676	0.124842236
0.100130598	0.109842011	0.124553424
0.0997656	0.109516622	0.124267644
0.099404078	0.109194467	0.123984855
0.09904599	0.108875505	0.12370502
0.098691293	0.108559697	0.123428101
0.098339945	0.108247002	0.123154059
0.097991905	0.107937381	0.122882857
0.097647133	0.107630797	0.12261446
0.097305588	0.10732721	0.122348832
0.096967231	0.107026584	0.122085937
0.096632024	0.106728883	0.121825741
0.096299928	0.106434069	0.12156821
0.095970905	0.106142107	0.121313309
0.095644919	0.105852962	0.121061006
0.095321933	0.105566601	0.120811269
0.095001911	0.105282987	0.120564064
0.094684817	0.105002089	0.120319361
0.094370618	0.104723873	0.120077128
0.094059278	0.104448306	0.119837335
0.093750763	0.104175357	0.119599952
0.09344504	0.103904994	0.119364948
.....	.....	.....

**Tabell V-1: tallverdier for  $v^2$**

%-----

```
%-----  
  
% Denne funksjonen beregner verdien av spark spread call opsjoner etter mønster fra  
% Deng (2001) og Haug (1998)  
  
function sscall = call_linear(Hr, linel, lingas, vol, N, r, CO2)  
  
Nd1 = zeros(1,N);  
Nd2 = zeros(1,N);  
korr = 0.53; % korrelasjon mellom el og gass  
  
for s=1:N  
  
d1(s) = (log(linel(s)/(Hr*lingas(s)+CO2)) + ((vol(s)*s)/2))/(sqrt(vol(s))*sqrt(s));  
d2(s) = d1(s) - (sqrt(vol(s))*sqrt(s));  
  
%beregner normalfordelingen med følgende uttrykk: (ikke definert i Matlab!!)  
  
Nd1(s) = (1 + (erf((d1(s))/sqrt(2))))/2;  
Nd2(s) = (1 + (erf((d2(s))/sqrt(2))))/2;  
  
C(s) = (Hr*lingas(s)+CO2)*(((linel(s)/(Hr*lingas(s)+CO2))*Nd1(s))-Nd2(s));  
  
end  
  
sscall = C;  
%-----
```