



Institutt for industriell økonomi
og teknologiledelse

Analyse av vindkraftutbygging

Hovedoppgave vår 2004

Per-Christian Lysaker Torgersrud og Kim Krossøy

Forord

Denne hovedoppgaven er utført av to sivilingeniørstudenter ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse våren 2004. Temaet for oppgaven ligger under fagområde investering, finans og økonomistyring.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med TrønderEnergi AS, og representanter derfra har bidratt med nyttig data, mye informasjon og viktige innspill. Spesielt ønsker vi å rette en takk til Bernhard Kvaal, for den entusiasme og engasjement han har vist.

Vi vil også takke vår veileder Stein-Erik Fleten ved NTNU for gode råd og rettledning under arbeidet med oppgaven gjennom hele semesteret.

I arbeidet med oppgaven har vi dessuten benyttet en rekke eksterne ressurser som har vært til nyttig hjelp ved mange problemstillinger. Både Norsk Hydro, Meteorologisk Institutt, Kjeller Vindteknikk og Sintef Energiforskning har hurtig gitt oss svar på de forespørsler vi har kommet med.

Trondheim, 10. juni 2004

Per - Christian Lysaker Torgersrud

Kim Krossøy

Sammendrag

I denne hovedoppgaven er det sett på både tekniske og økonomiske aspekt knyttet til utbygging av en vindmøllepark på Bessakerfjellet i Nord-Trøndelag. Siden verken elektrisitet eller vindtilsig kan lagres for senere utnyttelse, er lønnsomheten til vindmølleparken sterkt avhengig av sammenhengen mellom elektrisitetspris og vindtilsig.

I oppgaven vises det at avgitt effekt fra vindmølleparken er avhengig av vindhastigheten i 3. potens. Dette medfører at en dobling i vindhastigheten i teorien medfører at effekten fra parken åttedobles. Videre gir dette at en konstant vindhastighet over året gir en lavere årlig produksjon enn dersom det blåser dobbelt så mye halve året og er vindstille resten av året. Ettersom vindtilsaget har så stor innvirkning på forventet elektrisitetsproduksjon fra vindmølleparken, legges det i oppgaven stor vekt på å kartlegge vindforholdene på Bessakerfjellet. Da det kun eksisterer vindmålinger på Bessakerfjellet for halvannet år tilbake i tid, gjøres dette ved å sammenligne vindforholdene på Bessakerfjellet i denne perioden med historiske vindforhold på Ørlandet, Sula i Frøya kommune og Buholmråsa. Sannsynlighetsfordelingen til forventede vindhastigheter blir beskrevet ved en Weibullfordeling. Ved å kombinere denne sannsynlighetsfordelingen med produksjonsprofilen til ulike generatortyper, vises det at forventet årlig produksjon blir størst dersom en benytter Vestas-turbiner med en installert effekt på 2 MW.

For å modellere usikkerhet i fremtidig elektrisitetspris benyttes to stokastiske prosesser. Det er valgt å se på en forholdsvis enkel geometrisk Brownsk bevegelse, og en mer komplisert trefaktormodell. Trefaktormodellen tar utgangspunkt i antagelsen om at energiprisen påvirkes av langsiktige og kortsiktige "mean-reverting" endringer, samt en mer langsiktig drift. Parametrene i prisprosessene estimeres ved å tilpasse virkelige priser fra Nord Pool ved en iterativ prosess og minste kvadrats metode. I den geometriske Brownske bevegelsen antas prisen å øke eksponentielt med 4 % årlig drift. For trefaktormodellen viser beregningene at virkningen av "mean-reverting" leddene hurtig forsvinner. Senere i oppgaven vises det at trefaktormodellen kan forenkles til en aritmetisk Brownsk bevegelse, uten at dette medfører større feil i lønnsomhetsvurderingen. Forventet drift i denne modellen er absolutt, og tilsvarer en årlig prisstigning på tilnærmet 4,4 NOK/MWh.

I tillegg til inntekter fra salg av elektrisitet, forventes det at en vindkraftprodusent i fremtiden kan utstede såkalte grønne sertifikat. Grønne sertifikat er et markedsbasert virkemiddel for å sikre utbygging av miljøvennlige kraftprosjekter som ikke er lønnsomme med dagens forventninger til fremtidig kraftpris. Stortinget vedtok i mars 2003 å innføre en slik ordning, og NVE ser nå på hvordan en slik støtteordning kan gjennomføres. Planen er at dette forslaget skal offentliggjøres ved en Stortingsmelding i juni 2004.

Bakgrunnen for å innføre en sertifikatordning er RES-direktivet. Dette direktivet for fornybar energi stiller krav til EU-landene om en viss prosentvis økning i konsumet av fornybar energi fram mot 2010. Kravene varierer fra land til land avhengig av naturgitte forhold. Siden Norge er et EØS-land, er det nærliggende å forvente at et tilsvarende krav

innføres i Norge. Dersom et pliktig sertifikatmarked innføres i Norge, vil dette kunne medføre at den investeringsvegring som foreligger i dag forsvinner. Prisen på grønne sertifikat må være tilstrekkelig høy og forutsigbar i mange år fremover dersom ordningen skal ha noe hensikt for en vindkraftutbygger. Mye avhenger av hvor høy kvoteplikten blir, hvor mange år fremover den defineres og eventuelt om staten garanterer for en minstepris på sertifikatene. Oppgaven baserer seg i hovedsak på at grønne sertifikat får en verdi på 150 NOK/MWh. Etter som denne verdien er svært usikker foretas det sensitivitetsanalyser på sertifikatprisen.

I den økonomiske betraktningen som foreligger i oppgaven er det tatt hensyn til at vindkraftprodusenten er skattepliktig. Etter som gjeldsfinansiering kan være med å redusere samlet skattekostnad, renteutgifter er fradragsberettiget, er det sett en del på bedriftens finansieringsstruktur. Det vises at det norske skattesystemet er tilnærmet nøytralt overfor beslutninger om finansieringsstruktur. På grunn av transaksjonskostnader, finansielt stress og ulike lånevilkår for bedrifter og mindre låntakere kan det være gunstig med gjeldsfinansiering opp til et visst nivå. Utbygger, TrønderEnergi AS, er et selvstendig kommuneforetak som eies i sin helhet av mindre kommuner i Trøndelag. Etter som kommunene har begrenset tilgang på kapital som kan bindes langsiktig, og TrønderEnergi over tid har bygget seg opp en viss egenkapital, anbefales det at denne egenkapitalen benyttes, eventuelt i kombinasjon med delvis gjeldsfinansiering.

Oppgaven finner optimal utbyggingsbeslutning ved hjelp av en realopsjonsanalyse. En konsesjon til å bygge ut en vindmøllepark kan sees på som en opsjon. Det antas at en konsesjon som er innvilget forholdsvis enkelt kan forlenges, og utbygger har dermed en evigvarende amerikansk opsjon. Verdien på realopsjonen F sammenlignes med den tradisjonelle nåverdien V . Realopsjonsteorien sier at en investering ikke skal gjennomføres før verdien av å investere er større enn opsjonsverdien, det vil si $V \geq F$. Begrunnelsen for denne teorien er at det kan ha en verdi å vente, fordi dette kan gi mer og bedre informasjon. Resultatet av beregningene er at en kommer frem til en såkalt triggerpris til. Triggerprisen sammenlignes med skyggeprisen til de to modellene. Triggerprisen for den geometrisk Brownske modellen er beregnet 1211 NOK/MWh, mens for den aritmetisk Brownske er den 197 NOK/MWh. Tilsvarende skyggepriser er henholdsvis 200 NOK/MWh og 216 NOK/MWh. Ut fra dette anbefales det derfor å bygge ut vindmølleparken dersom det benyttes en aritmetisk Brownsk bevegelse, mens den geometrisk Brownske anbefaler å vente med utbygging.

Dersom skyggeprisen ikke er høy nok, vil utbygger vente med å bygge ut parken. I oppgaven er det sett på hvordan opsjonen til å investere i en vindmøllepark kan sikres ved å selge langsiktige kontrakter. Dersom energiprisen i fremtiden avtar, tjener utbygger på dette salget, samtidig som verdien på opsjonen til å bygge ut avtar. Øker energiprisen, vil utbygger tilsvarende tape på de langsiktige kontraktene, men opsjonsverdien vil øke.

Tilslutt argumenteres det for at den aritmetiske Brownske prismodellen er den beste modellen i beslutningsøyemed, og baserte på dette anbefales utbygging av vindmølleparken på Bessakerfjellet. Denne anbefalingen avhenger av at grønne sertifikat innføres, og at disse har en reel verdi på over 135NOK/MWh, gjennom hele parkens levetid.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
2	Vind	3
2.1	Vindens energiinnhold	3
2.2	Sannsynlighetsfordeling	4
2.3	Valg av turbinstørrelse	10
2.4	Tilgjengelighet	10
2.5	Valg av turbin type	11
2.6	Forventet ukeproduksjon	14
2.7	Variasjon i vindtilsig og produksjon	16
2.8	Topografiske forhold	18
3	Elektrisitetspriser	19
3.1	Lagring	19
3.2	Mean-Reversion	19
3.3	Volatilitet	19
3.4	Sesongvariasjoner	19
3.5	Uke- og døgnvariasjoner	20
3.6	Ekstrempriser	21
3.7	Prismodellering av framtidig kraftpris	21
4	Stokastiske prosesser	22
4.1	Wienerprosess	22
4.2	Aritmetisk Brownsk bevegelse (ABM)	22
4.3	Geometrisk Brownsk Bevegelse (GBM)	23
4.4	Mean-Reversion	23
5	Prismodeller	25
5.1	Geometrisk Brownsk bevegelse	25
5.1.1	Korrigerings for sesongvariasjon i pris	25
5.2	Trefaktormodell	28
5.2.1	Modellering av sesongvariasjon i pris	29
5.3	Økt verdi av vindkraft i samkjøring med vannkraft	29
6	Parameterestimering	32
6.1	Geometrisk Brownsk bevegelse	32
6.1.1	Prisutvikling	32
6.1.2	Volatilitet	34
6.2	Trefaktormodellen	34
6.2.1	Prisutvikling	37
6.2.2	Diskusjon av parameterverdier	38
6.2.3	Test av parameterestimerings-modellen	38
7	Støtteordninger	41
7.1	RES-direktivet	41
7.2	Overgangsordning	41
7.3	Grønne sertifikat	42
7.3.1	Prinsipp	43
7.3.2	Erfaring fra andre land	43
7.3.3	Usikkerhet	45
7.3.4	Forventninger til pris i det norske markedet	45

8	Finansieringsstruktur	47
8.1	Modigliani og Miller	47
8.2	Skatt og finansielt stress	48
8.3	Skattesystemet i Norge	49
8.3.1	Valg av kapitalstruktur for utbygging av vindmøllepark	51
9	Avkastningskrav	53
9.1	Kapitalverdimodellen	53
9.2	Valg av avkastningskrav for vindkraftutbygging	55
10	Eieform.....	56
10.1	TrønderEnergi Kraft - avdeling produksjon	56
10.2	Datterselskap	58
10.3	Valg av eieform	59
11	Opsjonsteori.....	60
11.1	Opsjoner	60
11.2	Realopsjoner	61
12	Prosjektanalyse	63
12.1	Kostnader	63
12.1.1	Investering	63
12.1.2	Drift- og vedlikehold	65
12.1.3	Skatt	66
12.1.4	Sentralnettariiff	69
12.1.5	Kompensasjon til grunneier	69
12.1.6	Kompensasjon til kommune	70
12.1.7	Regulerkraft	70
12.2	Inntekter	73
12.2.1	Kraftsalg	73
12.2.2	Grønne sertifikater	74
12.3	Ytterligere antagelser	74
12.4	Nåverdien til prosjektet	75
13	Optimal utbyggingsbeslutning.....	76
13.1	Realopsjonsanalyse GBM	76
13.2	Trefaktormodellen	79
13.3	Realopsjonsanalyse ABM	80
14	Resultater.....	83
14.1	GBM	83
14.1.1	Nåverdi	83
14.1.2	Opsjonsverdi	84
14.1.3	Triggerpris	84
14.1.4	Internrente ved optimal S_0^*	87
14.2	Trefaktormodellen	87
14.3	ABM	88
14.3.1	Nåverdi	88
14.3.2	Opsjonsverdi	89
14.3.3	Triggerpris	89
14.3.4	Internrente ved optimal ε_0^*	91
15	Risikostyring.....	92

15.1	Delta-hedging	92
15.1.1	Opsjoner i aksjemarkedet	92
15.1.2	Opsjonen til å bygge ut	93
15.2	Risiko knyttet til vind og pris	95
15.3	Strategier for risikostyring	96
15.3.1	Salg av forventet produksjonsvolum til fastsatt pris	96
15.3.2	Salg av produksjon til en garantert minstepris	97
15.3.3	Salg av hele produksjonen	98
16	Diskusjon	99
17	Konklusjon.....	102
18	Referanser.....	103
19	Vedlegg.....	107
19.1	Vinddata	107
19.1.1	Bessakerfjellet	107
19.1.2	Ørlandet	107
19.1.3	Sula i Frøya kommune	107
19.1.4	Buholmråsa	108
19.2	Variasjon i årlig produksjon	108
19.3	Beskrivelse av prisdata	110
19.4	Prising av kontrakter med levering over flere uker	112
19.5	Usikkerhet omkring framtidig pris	113
19.6	Eiere i TrønderEnergi AS	114
19.7	Resultater	114
19.8	Sammenligning av ε_0 med 2-, 3- og 10-åring	117
19.9	VBA – kode	117
19.9.1	Beregning av nåverdier av kostnader og inntekter GBM	117
19.9.2	Beregning av nåverdi inntekt ABM	118
19.9.3	Beregning av nåverdi inntekt trefaktormodell	119
19.9.4	Makro for parameterestimeringen	119
19.9.5	Funksjon for å beregne uke, blokk, sesong og årspris	120

1 Innledning

Norge har et betydelig potensial for utbygging av vindkraftverk. Store områder med liten populasjon og relativ høy årlig gjennomsnittlig vindhastighet medfører at vindkraftpotensialet i Norge er blant det høyeste i Europa. Beregninger foretatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) viser at det fysiske potensialet i Norge er på 1100 TWh dersom det bygges ut vindturbiner med en tetthet på 15 MW/km² der middelvinden overstiger 6 m/s [NVE, (2003)]. Det bedriftsøkonomiske potensialet avhenger av verdien på eventuelle statlige støtteordninger samt elektrisitetsprisen. Myndighetene har et mål om å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh elektrisitet innen 2010 [Stortingsmelding nr. 29, (1998-1999)]. Dette innebærer at det innen 2010 skal være installert vindmøller i Norge med en samlet effekt på omtrent 1000 MW. Ved utgangen av 2002 var den samlede vindkraftinstallasjonen i Norge på oppunder 100 MW, med en forventet årsproduksjon på 260 GWh.

Tidligere har det ikke vært bedriftsøkonomisk forsvarlig å bygge ut vindkraftverk i Norge. Manglende og usikre støtteordninger, samt for lav forventning til fremtidig energipris, har ført til investeringsvegving blant aktuelle utbyggere. Forventninger til et grønt sertifikatmarked i Norge, samt stigende energipris de siste årene har medført at NVE mottar et økende antall konsesjonssøknader om utbygging av vindmølleparker.

I denne oppgaven skal det foretas en analyse av en eventuell utbygging av en vindmøllepark på Bessakerfjellet i Nord-Trøndelag. TrønderEnergi AS leverte en konsesjonssøknad, for utbygging av en 50 MW vindmøllepark på dette fjellet, i mai 2003. Denne søknaden er enda ikke innvilget, men det ventes svar fra NVE i løpet av inneværende år.

Tilstrekkelig vindtilsig er essensielt for utbygging av et vindkraftverk. Effekten fra vindkraftverket avhenger av vindhastighet i 3. potens, og det vil derfor innledningsvis legges ned et betydelig arbeid for å kartlegge vindforholdene på Bessakerfjellet. Ved å kartlegge vindforholdene ønsker en å beregne forventet årlig produksjon fra vindmølleparken og årlige sesongvariasjoner i produksjonen. Ettersom energiprisene også varierer over året, er det ønskelig å se hvordan korrelasjonen mellom variasjon i vindtilsig og priser påvirker lønnsomheten i prosjektet.

I oppgaven vil en se på hvilke alternativ TrønderEnergi AS har når det gjelder eieform av vindkraftverket. Videre skal det sees på hvilke muligheter utbygger har til å skaffe til veie nødvendig kapital. Optimal utbyggingsbeslutning vurderes ut fra en realopsjonsanalyse. Teorien bak en slik analyse er at det kan ha en verdi å vente med å investere, til tross for at nåverdien ved utbygging i dag er positiv. Analysen innebærer at en først finner markedsverdien på vindkraftverket i drift ut fra en standard nåverdianalyse. En slik analyse forutsetter at mulige støtteordninger og forventninger til fremtidig energipris vurderes. I oppgaven vil usikkerheten knyttet til støtteordninger for vindkraft i Norge belyses. For å modellere usikkerhet i elektrisitetsprisen benyttes et par stokastiske prosesser. Skattevirkninger blir også tatt med i betraktningen.

Nåverdien til prosjektet sammenlignes videre med verdien av konsesjonen til å bygge ut kraftverket. For å bygge ut et vindkraftverk i Norge kreves en konsesjon fra norske myndigheter. En slik konsesjon kan verdsettes som en opsjon til å investere i et vindkraftverk. Konsesjonsinnehaver har en rettighet, men ikke en forpliktelse til å bygge ut kraftverket. Realopsjonsteorien skal eksplisitt ta hensyn til denne fleksibiliteten. Hensikten med analysen er å vurdere om utbygging bør skje i dag, gitt usikkerheten i problemet, eller om utbygger bør vente på mer informasjon. Det er ønskelig å komme frem til en triggerpris, som forteller når det er optimalt å bygge ut.

Avslutningsvis sees det på hvordan TrønderEnergi AS kan sikre opsjonen eller inntektene fra vindmølleparken. Det sees både på hvordan opsjonen til å bygge ut kan sikres, og hvordan produsenten kan sikre inntekter fra en vindmøllepark, gitt at opsjonen er innløst.

2 Vind

Vind oppstår på grunn av at luft med ulik temperatur har ulik tetthet. Når solen varmer opp jordoverflaten vil luften varmes opp og utvides, og tettheten blir dermed lavere. Som følge av dette vil varmluften stige opp, og det dannes et lavtrykk ved jordoverflaten under den varme luften. Kaldere luft i nærliggende områder vil tiltrekke seg dette området på grunn av trykkforskjeller, og vind genereres.

2.1 Vindens energiinnhold

En vindturbin omformer først den kinetiske energien fra luft i bevegelse til mekanisk energi gjennom turbinbladene, og deretter til elektrisk energi via turbinaksling, gir og generator. Hvor mye kinetisk energi som kan omdannes til elektrisk energi avhenger av vindens hastighet og lufttetthet. Det kinetiske energiinnholdet i luft kan beskrives ut fra følgende formel:

$$KE = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V \cdot u^2 \quad (2-1)$$

- ρ - luftens tetthet [kg / m^3]
- V - volum [m^3]
- u - vindhastighet [m / s]

Effekt defineres som arbeid per tidsenhet. Dette kan uttrykkes som endring i kinetisk energi per tidsenhet, $\frac{d(KE)}{dt}$. For å komme frem til et uttrykk for effekt som følge av vindhastigheten, kan ligning (2-1) skrives som:

$$KE = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A \cdot dx) \cdot u^2 \quad (2-2)$$

- A - areal [m^2]
- dx - horisontal forskyvning i vindretningen [m]

Ut fra ligning (2-2) kan det settes opp følgende uttrykk for effekt:

$$P = \frac{d(KE)}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A \cdot dx) \cdot u^2 \right] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot u^3 \quad (2-3)$$

Fra dette uttrykket ser en at effekten er avhengig av vindhastigheten i 3. potens. Dersom det hadde vært mulig å trekke ut all energi fra luft i bevegelse ved å bringe luften til fullstendig stillstand bak rotorbladene ville en fått en maksimal effekt på $\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^3$ per

flatehet. Siden vinden ikke kan bringes til fullstendig stillstand bak rotorbladene kan det ved hjelp av Bernoulli's ligning vises at:

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot u^3 \quad (2-4)$$

- P_{\max} - Teoretisk maksimal effekt fra en vindmølle [W]

Sammenlignes dette med ligning (2-3) ser en at det maksimalt lar seg gjøre å omdanne 59,3 % av den kinetiske energien i vinden til elektrisitet. Med dagens teknologi er det mulig å omgjøre oppunder 50 % av vindenergien om til elektrisk energi [Redlinger og Andersen, (2002)].

Siden effekten avhenger av vindhastigheten i 3. potens er det essensielt å kartlegge vindforholdene nøye før en går i gang med utbygging av en vindmøllepark. Eksempelvis kan det nevnes at en økning i vindhastigheten på 26 % vil medføre en dobling av effekten fra vindmøllene. Vindforholdene kartlegges ved at det først foretas vindmålinger i det aktuelle området. Det er ønskelig at disse målingene foretas over flere år, men en utbredt praksis er at disse bare gjennomføres over ett år. Målingene sammenlignes deretter med målinger for nærliggende områder. Deretter skaleres målingene opp eller ned avhengig av om det har blåst mer eller mindre enn normalt det respektive året. For å finne ut av dette sees det ofte på målinger foretatt av Meteorologisk Institutt på ulike steder rundt det aktuelle utbyggingsområdet.

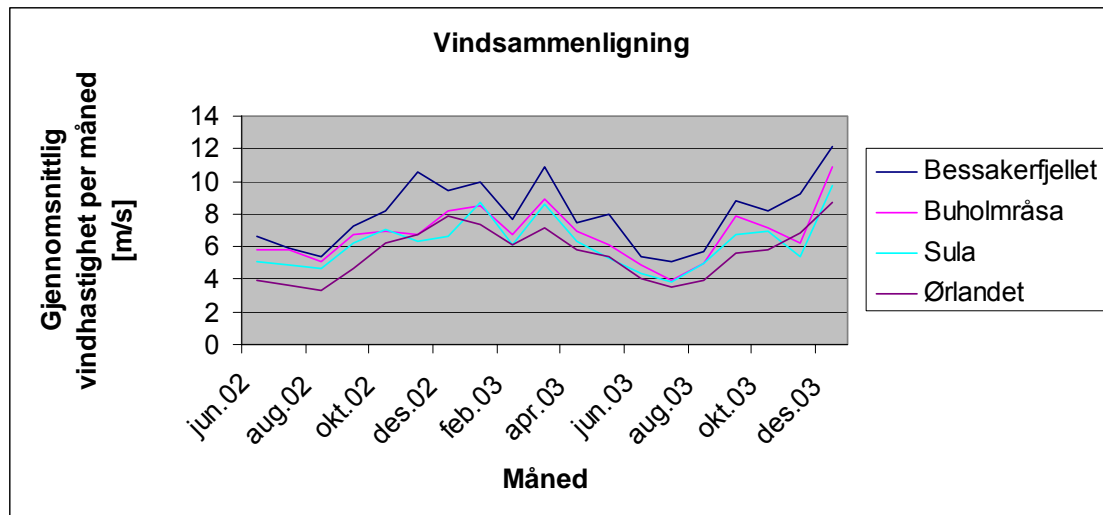
2.2 Sannsynlighetsfordeling

Ettersom effekten fra vindmøllene er avhengig av vindhastigheten i tredje potens, er det ikke tilstrekkelig bare å vite hvor stor den gjennomsnittlige vindhastigheten i et område er. Grunnen til dette er at dersom det eksempelvis blåser med en konstant hastighet i et område over en gitt tidsperiode, vil energiproduksjonen kun være $\frac{1}{4}$ av det den vil være dersom det blåser dobbelt så mye over halve tidsperioden, og det er vindstille resten av perioden. Begge alternativene gir samme gjennomsnittlig vindhastighet, men i det ene tilfellet er altså energiproduksjonen 4 ganger større enn i det andre tilfellet. For å finne årlig forventet produksjon fra en vindmøllepark må en derfor kartlegge sannsynlighetsfordelingen for de ulike vindhastighetene i området hvor vindmølleparken skal settes opp.

Kjeller Vindteknikk startet, etter oppdrag fra Tønder Energi, vindmålinger på Bessakerfjellet i juni 2002. Målepunktet ligger 385 meter over havet, og det er foretatt vindmålinger i 10, 30 og 50 meters høyde over dette målepunktet. Det foreligger målinger for hvert tiende minutt, og verdiene som fremkommer er ti minutters gjennomsnittlig vindhastighet.

For å kunne korrigere vindmålingene ble det innhentet vinddata fra Meteorologisk Institutt. I følge Gudmund Anders Dalsbø ved Meteorologisk Institutt var de tre nærmeste områdene med brukbare målinger lang tid tilbake Ørlandet, Sula i Frøya kommune og Buholmråsa. Vinddata er beskrevet nærmere i vedlegg 19.1. Med utgangspunkt i disse

vindmålingene ble først gjennomsnittlige vindhastigheter for de ulike månedene beregnet. Disse gjennomsnittlige vindhastighetene viser at det alltid blåste mer på Bessakerfjellet enn ved de andre målestasjonene. Dette skyldes blant annet at målingene fra Bessakerfjellet er foretatt på toppen av et fjell, mens de andre målingene er foretatt ved kysten. Dessuten er målingene fra Bessakerfjellet foretatt høyere over bakken enn det de andre målingene er. Dette medfører at vinden i mindre grad påvirkes av friksjonen med bakken.



Figur 2.2-a Sammenligning av vindforholdene på Bessakerfjellet og nærliggende målestasjoner

Figur 2.2-a over viser hvordan gjennomsnittlig vindhastighet varierte i de ulike månedene mellom juni 2002 og desember 2003. Ved å sette sammen en portefølje bestående av ulike andeler av de forskjellige målestasjoner for deretter å skalere porteføljen opp, var det mulig å gjenskape vindforholdene på Bessakerfjellet på en rimelig bra måte. Dette ble gjort ved å sammenligne porteføljen med de virkelige måleresultatene fra Bessakerfjellet:

$$\text{Min}_{\{B,S,\emptyset,K\}} \sum_{t=\text{jun.02}}^{\text{des.03}} (\text{Portefølje}_t - \text{Virkelig}_t)^2 \quad (2-5)$$

$$\text{der: } \text{Portefølje}_t = (\text{Buholm}_t \cdot B + \text{Sula}_t \cdot S + \text{Ørlandet}_t \cdot \emptyset) \cdot K \quad (2-6)$$

$$\text{s.t: } \begin{aligned} B + S + \emptyset &= 1 \\ 0 \leq B, S, \emptyset &\leq 1 \end{aligned}$$

- Portefølje_t - Beregnet gjennomsnittlig vindhastighet på Bessakerfjellet i måned t
- Virkelig_t - Målt gjennomsnittlig vindhastighet på Bessakerfjellet i måned t

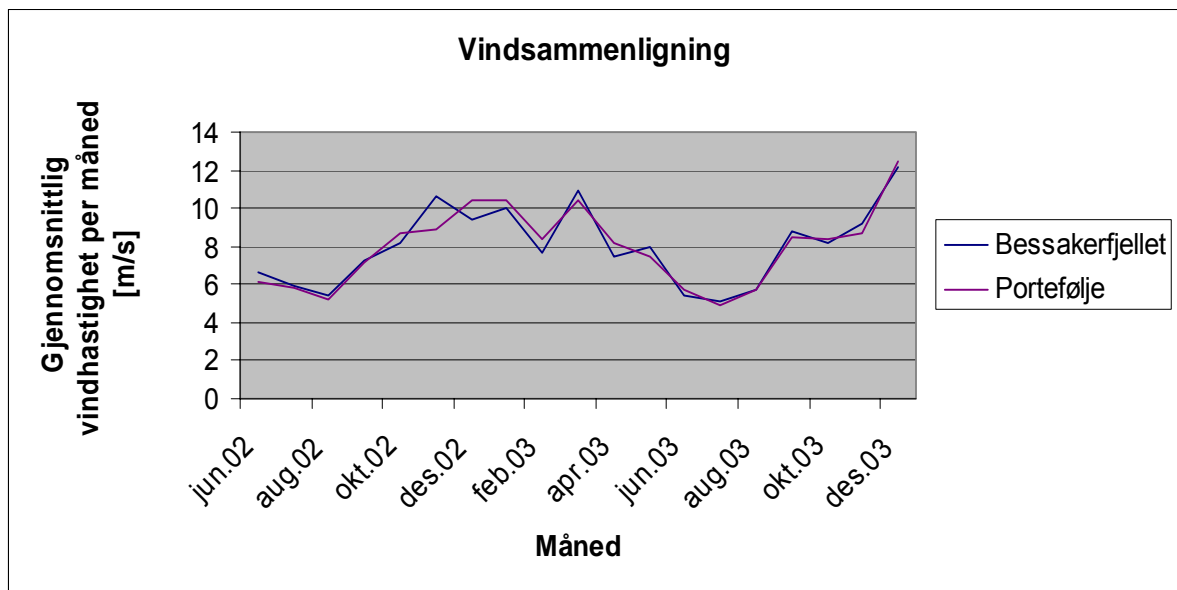
- $Buholm_t$ - Målt gjennomsnittlig vindhastighet på Buholmråsa i måned t
- $Sula_t$ - Målt gjennomsnittlig vindhastighet på Sula i måned t
- $\text{\O}rlandet_t$ - Målt gjennomsnittlig vindhastighet på \O rlandet i måned t
- B - Andel av vindmålinger fra Buholmråsa i porteføljen
- S - Andel av vindmålinger fra Sula i porteføljen
- \O - Andel av vindmålinger fra \O rlandet i porteføljen
- K - Skaleringsfaktor

Resultatet av denne optimeringen gav følgende porteføljesammensetning:

Porteføljesammensetning	
Buholmråsa, B	0,27
Sula, S	0,10
\O rlandet, \O	0,63
Skaleringsfaktor, K	1,33

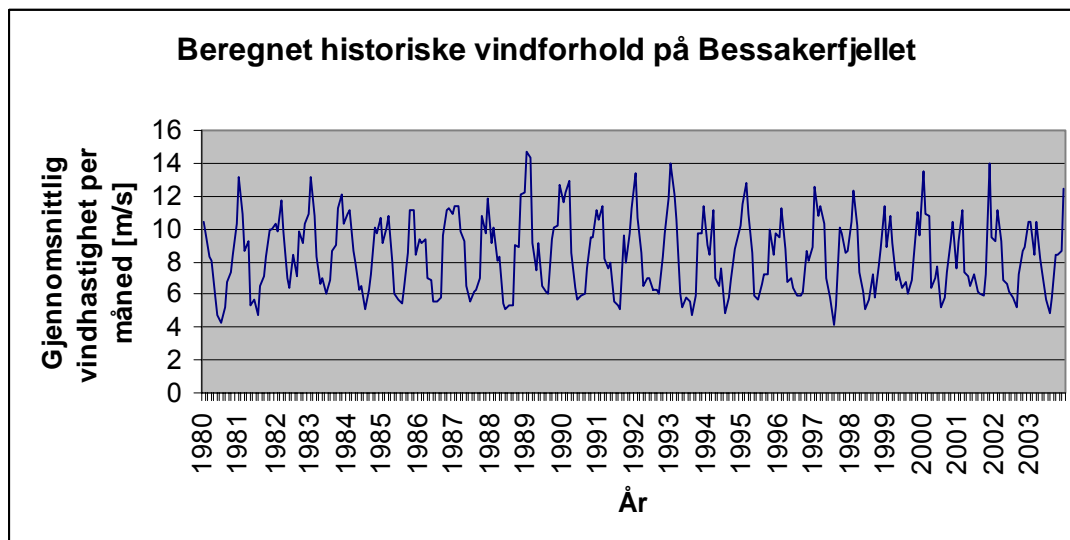
Tabell 2-1 Verdier for de ulike målestasjonenes andel i porteføljen og skaleringsfaktoren K

Figur 2.2-b under viser hvordan den beregnede porteføljen gjenspeiler virkelige vindforhold på Bessakerfjellet for perioden det foreligger vindmålinger:



Figur 2.2-b Sammenligning av virkelige vindforhold på Bessakerfjellet og sammensatt portefølje

Ved å benytte den samme porteføljesammensetningen og skaleringsfaktoren på historiske vinddata fra Buholmråsa, Sula og \O rlandet tilbake til 1980 kan en finne et sannsynlig vindmønster på Bessakerfjellet for de siste 24 årene. Dette er vist i Figur 2.2-c.



Figur 2.2-c Beregnede historiske vindforhold på Bessakerfjellet

Den beregnede porteføljen gir en gjennomsnittlig vindhastighet på Bessakerfjellet på 8,44 m/s.

I følge John Olav Tande ved Sintef Energiforskning kan sannsynlighetsfordelingen for ulike vindhastigheter beskrives ved en Weibull fordeling med formfaktor k , og skalafaktor A . Skalafaktoren forteller hvor mye sannsynlighetsfordelingen er forskjøvet mot høyre, mens formfaktoren forteller hvor spiss fordelingen er:

$$f(u) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right] \quad (2-7)$$

- $f(u)$ - Weibull tilnærming
- u - vindhastighet [m/s] ($u \geq 0$)
- k - formfaktor ($k > 1$)
- A - skalafaktor ($A > 0$)

For å finne sannsynlighetsfordelingen for de ulike vindhastigheter ble faktisk målte verdier fra Bessakerfjellet benyttet. Grunnen til at ikke den genererte porteføljen ble benyttet, er at en ønsker å se hvordan vindhastighetene endrer seg over kortere tidsintervall. Til dette trenger en hyppige målinger av siste 10 minutters middelvind over et år. Det er derfor best å beregne parametrene ut fra faktisk målte verdier på Bessakerfjellet [Tande, (05.02.2004)].

Det ble tatt utgangspunkt i vindmålingene for Bessakerfjellet i 2003 i 50 meters høyde. Disse målingene gav en gjennomsnittlig vindhastighet på 8,21 m/s, og ble skalert opp slik

at gjennomsnittlig vindhastighet ble 8,44 m/s. Dette ble gjort ved å multiplisere hver vindmåling med $8,44/8,21 = 1,03$.

Ved å minimere summen av det kvadrerte avviket mellom den virkelige sannsynlighetsfordelingen og Weibull tilnærmingen for de ulike vindhastighetene, gitt at forventet gjennomsnittlig vindhastighet skulle være 8,44 m/s, ble parametrene i Weibullfordelingen beregnet:

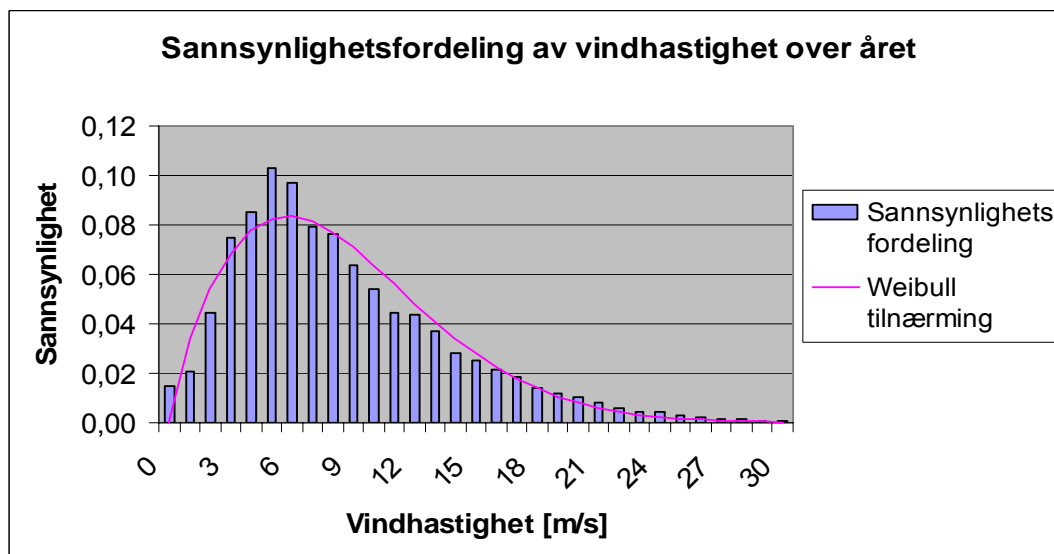
$$\text{Min}_{\{k,A\}} \sum_{u=0}^{50} (\text{Virkelig}_u - \text{Weibull}_u)^2 \quad (2-8)$$

der:
$$\text{Weibull}_u = \int_{u-0,5}^{u+0,5} f(u) \cdot du \quad (2-9)$$

s.t:
$$\int_0^{\infty} u \cdot f(u) \cdot du = \text{gjennomsnittlig vindhastighet [m/s]} \quad (2-10)$$

- *Virkelig_u* - Virkelig sannsynlighetsfordeling for skalerte målinger foretatt i 50 meters høyde
- *Weibull_u* - Weibulltilnærming: Uttrykker sannsynligheten for at vindhastigheten ligger i intervallet (u-0,5)m/s til (u+0,5)m/s

Formfaktoren og skalafaktoren er beregnet til henholdsvis 1,74 og 9,47. I Figur 2.2-d under er virkelig sannsynlighetsfordeling og Weibull tilnærmingen fremstilt grafisk.



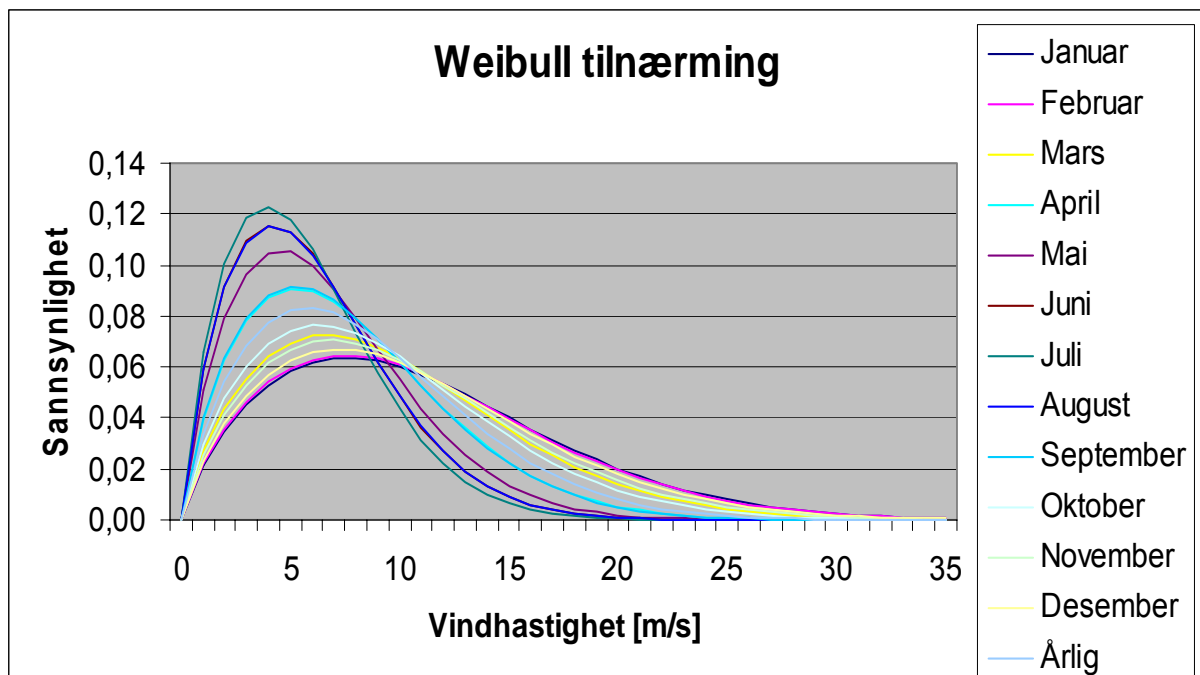
Figur 2.2-d Sannsynlighetsfordeling av vindhastighet

Med utgangspunkt i beregnet historiske vindforhold på Bessakerfjellet kan en finne gjennomsnittlig vindhastighet for de ulike månedene. Ved å sette formfaktoren i Weibull fordelingen lik årlig beregnet formfaktor (1,74), kan en nå beregne ny skalafaktor for de ulike månedene. På denne måten kan en finne en Weibull fordeling avhengig av hvilken måned en ser på. Skalafaktoren beregnes ved å tilpasse denne slik at ligning (2-10) gir riktig gjennomsnittlig vindhastighet.

Beregnet vindforhold på Bessakerfjellet 1980 – 2003		
Måned	Gjennomsnittlig vindhastighet [m/s]	Skalafaktor
Januar	11,1	12,4
Februar	10,9	12,2
Mars	9,7	10,9
April	7,7	8,7
Mai	6,7	7,5
Juni	6,1	6,8
Juli	5,7	6,4
August	6,1	6,8
September	7,7	8,6
Oktober	9,2	10,3
November	10,0	11,2
Desember	10,5	11,8
Årlig	8,4	9,5

Tabell 2-2 Månedlige vindforhold Bessakerfjellet 1980-2003

Ut fra de ulike skalafaktorene kan sannsynlighetsfordelingen for vindhastigheter i de ulike månedene fremstilles grafisk som gitt i Figur 2.2-e:



Figur 2.2-e Weibull tilnærming for vindhastigheter de ulike månedene

2.3 Valg av turbinstørrelse

Frem til dags dato har det vært en klar utvikling mot stadig høyere turbintårn, lengre rotorblader og større generatorer. For få år siden var typisk installert effekt per vindmølle på 50 kW. I 1998 var det vanlig å benytte turbiner på 1 MW i nye vindmølleparker, mens en i dag ofte søker konsesjon for å bygge ut parker med generatorer mellom 2 og 5 MW. Dagens største kommersielle vindmøller er på 3 MW.

Mange medier hevder at større turbiner gir en bedre lønnsomhet enn flere mindre turbiner, og opp til en gitt størrelse stemmer nok dette. Eksempelvis kan det nevnes at dersom Bessakerfjellet vindmøllepark på 50 MW skal bygges ut med 50 kW møller, må det installeres 1000 vindmøller. Velges i stedet vindturbiner på 2,5 MW skal det kun monteres 20 vindmøller. Argumentene for å velge store turbiner er typisk at kostnadene i forbindelse med innkjøp, montering, drift og vedlikehold blir lavere per installert effekt. En annen fordel med store vindmøller fremfor flere mindre møller er den visuelle effekten. Mange mener det tar seg bedre ut med noen store møller der rotorbladenes omdreiningshastighet er lav fremfor mange små vindmøller med høyt omdreiningstall.

Det er flere problemer knyttet til stadig større vindmøller. Større rotorblader fører til at bladene etter hvert kan knekke på grunn av materialtretthet. På grunn av store påkjenninger, som følge av større vindmøller, må de fleste komponentene i vindmøllen forsterkes. Beregninger publisert i Teknisk Ukeblad viser at en dobling av høyden vil gi 4 ganger større ytelse, mens vekten av installasjonen vil bli 8 ganger større. Dette medfører at en kun får halvparten så mye effekt per kilo dersom generatorstørrelsen oppskaleres med en faktor 2 [Teknisk Ukeblad, (30.01.2004)]. For å ta endelig stilling til hvilken generatorstørrelse må det tas hensyn til en lang rekke forhold. Blant annet må kostnader knyttet til drift, vedlikehold, montering, frakt, dimensjonering av tårn og blader på grunn av trykkforskjeller avhengig av høyde og dimensjonering av veier helt frem til utbyggingsplassen tas med i beregningene. Totale investeringskostnader må sammenlignes med forventet energiproduksjon gitt generatorens effektkurve og vindmøllenes utbyggingstetthet. Høy utbyggingstetthet kan medføre at vindmøllene skygger for hverandre, og forventet produksjon vil følgelig avta.

Samlet gjør dette det bortimot umulig å si noe sikkert om hvilken turbinstørrelse som er den optimale, gitt lokalisering, uten å gå i direkte forhandlinger med aktuelle leverandører. Se for øvrig kapittel 12.1.1. Artikkelen i Teknisk Ukeblad, som er skrevet av en professor, en førsteamanuensis og en doktorgradstudent ved NTNU, konkluderer med at en neppe vil se landbaserte enheter som er særlig mye større enn dagens største turbiner.

2.4 Tilgjengelighet

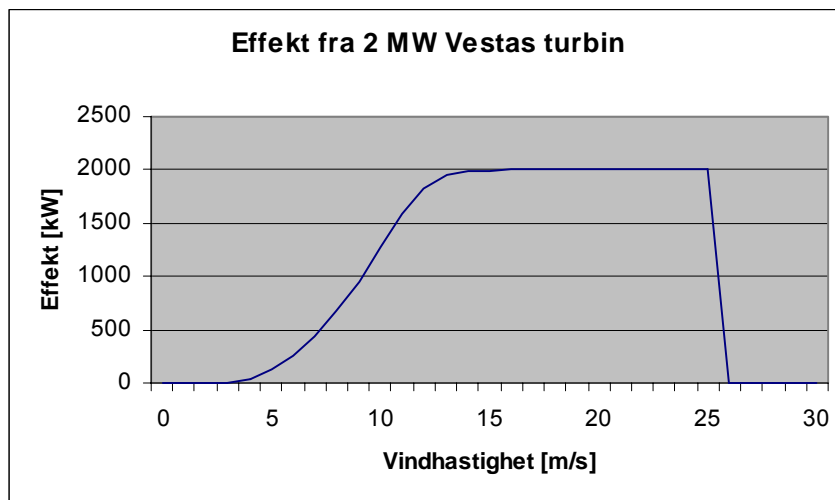
Vindturbinene må av og til stanses av ulike grunner, eksempelvis på grunn av periodisk vedlikehold, havari eller feil på vindmøllen og omvisning. Dersom vindmøllene stanses på grunn av slike forhold, innebærer dette tapte inntekter for en vindkraftprodusent, om det blåser tilstrekkelig til at en kunne produsert. Det er vanlig at vindmølleleverandøren garanterer for en gitt gjennomsnittlig tilgjengelighet (WAA) for vindmølleparken de leverer. En slik gjennomsnittlig målt tilgjengelighet er gitt som antall timer turbinen er

klar til drift, forutsatt at nettet er tilgjengelig, dividert på antall timer eksternt nett er tilgjengelig. Tilgjengeligheten inkluderer ikke stans av turbinen på grunn av planlagt vedlikehold eller andre forhold som gjør at eier velger å koble ut turbinen.

Normalt garanterer eksempelvis en vindmølleleverandør for at gjennomsnittlig tilgjengelighet er på 97 %. Dersom det viser seg at målt gjennomsnittlig tilgjengelighet er lavere enn dette, kan dette innebære at leverandøren får et erstatningsansvar overfor vindkraftprodusenten. Leverandøren må da endre på vindmøllene slik at tilgjengeligheten kommer opp på et akseptabelt nivå, samt kompensere eieren for tapt produksjon. Fabrikantens garanterte tilgjengelighet vil være en forhandlingssak mellom leverandør og kunde, men videre beregninger i denne oppgaven baserer seg på en garantert tilgjengelighet på 97 %.

2.5 Valg av turbintype

Ved å kombinere sannsynlighetsfordelingen til vinden, med effektkurven til en vindmølle, kan årlig forventet produksjon og brukstid, avhengig av turbintype og størrelse, beregnes. Effektkurvene varierer noe fra produsent til produsent og mellom ulike generatorstørrelser. Dagens kommersielle vindmøller, med effekt over 1 MW, kan produsere elektrisitet ved vindhastigheter mellom 4 m/s og 25 m/s. Dersom det blåser mindre enn 4 m/s vil det være mest hensiktsmessig å stanse vindmøllen. Grunnen til dette er at vinden ikke har nok energi til å drive rotorbladene rundt. For vindhastigheter mellom 4 m/s og ca 15 m/s må en regulere vinklingen på bladene slik at en får utnyttet maksimalt av bevegelsesenergien i vinden. De fleste vindmøllene i markedet har en nominell effekt ved ca 15 m/s. Det vil si at produksjonen fra møllen er konstant og lik den nominelle effekten til møllen for vindhastigheter over dette. For vindhastigheter over 15 m/s endres vinklingen på bladene slik at løftet avtar, generatoren ikke overbelastes. I de få tilfellene det blåser mer enn 25 m/s er de mekaniske påkjenningene på konstruksjonen faretruende, og av sikkerhetsmessige årsaker vil da produksjonen stanses [Statkraft, (april 2003)]. Stort sett uavhengig av hvilken møllestørrelse som velges, vil produksjonen stanses ved 25 m/s. Dersom denne grenseverdien skulle økes ville det gått på bekostning av hvor tidlig vindmølleproduksjonen kunne startet. Grenseverdiene for effektkurvens start og stopp kan optimeres med tanke på blant annet energipriser, vindforhold og renter, og dette vurderes kontinuerlig av vindmølleprodusentene. I Figur 2.5-a ser en hvordan effektkurven for en 2 MW mølle levert av Vestas ser ut [Windpower, (21.02.2004)]:



Figur 2.5-a Effektkurve for en 2 MW Vestas turbin

Ved å kombinere effektkurven for en turbintype med Weibull sannsynlighetsfordelingen, kan årlig forventet produksjon beregnes:

$$E_{\bar{A}} = 8,76 \cdot WAA \cdot \int_{u=0}^{50} f(u) \cdot P(u) \cdot du \quad (2-11)$$

- $E_{\bar{A}}$ - Årlig forventet produksjon fra en vindturbin [MWh]
- $P(u)$ - Effektkurve for vindturbinen [kW]
- WAA - Warranted Average Availability

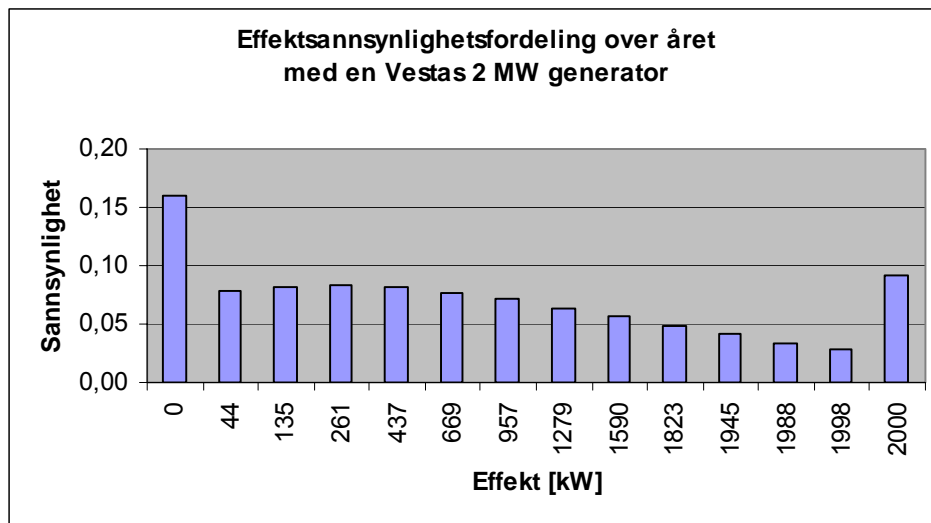
Brukstiden finnes ved å dividere årlig forventet produksjon med turbinens nominelle effekt. Da turbinene blir dyrere etter som nominell effekt øker, er en høyest mulig brukstid ønskelig. I konsesjonssøknaden for Bessakerfjellet vindmøllepark er det søkt om å sette opp vindmøller i størrelse fra 2 MW til 3 MW. På bakgrunn av dette er det sett på en 2 MW vindmølle fra Vestas, en 2 MW og en 2,3 MW vindmølle fra Bonus og en 2,5 MW turbin fra Nordex. Beregningene gav følgende resultater:

Vindmølletype	Årlig forventet produksjon per turbin [MWh]	Årlig forventet produksjon fra parken [GWh] ¹	Brukstid [h/år]
Vestas 2 MW	7096	177	3548
Bonus 2 MW	6826	171	3413
Bonus 2,3 MW	7976	173	3468
Nordex 2,5 MW	7898	158	3159

Tabell 2-3 Sammenligning av ulike typer vindmøller

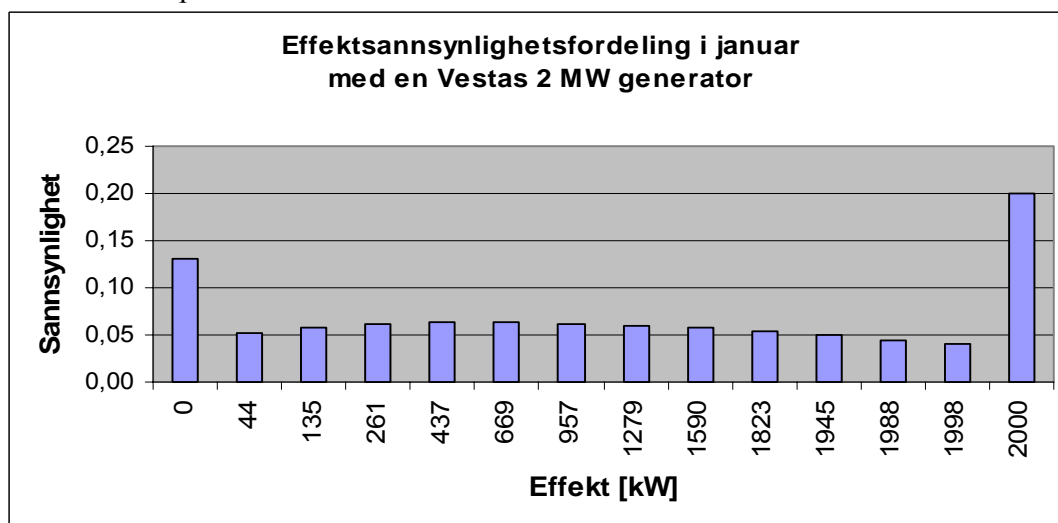
¹ Parkens størrelse er satt til 50 MW

Som en ser av Tabell 2-3, gir generatoren til Vestas høyest brukstid. Etter som de ulike vindmølleprodusentene anser pris på vindmøllene som hemmelig informasjon, er det ikke mulig å finne denne uten inngående forhandlinger. Prisen avhenger dessuten av hvilken bedrift som kommer med prisforespørsel, produsentens ordretilgang på tidspunktet og størrelse på parken. I videre beregninger antas det derfor at prisen per installert MW er lik for de ulike generatortypene. Dette medfører at Vestas 2 MW er det beste alternativet. Ut fra effektkurven for en 2 MW Vestas turbin, og Weibull fordelingen, kan en finne forventet produksjonssannsynlighetsfordeling over året:



Figur 2.5-b Effektsannsynlighetsfordeling over året

Ut fra de beregnede skalafaktorene fra Tabell 2-2 kan en videre beregne effektsannsynlighetsfordelingen for de ulike månedene. Grafen under viser hvordan denne fordelingen er for januar. Som en ser her er sannsynligheten tilnærmet lik 20 % for at vindmøllen produserer ved nominell effekt.



Figur 2.5-c Effektsannsynlighetsfordeling i januar

2.6 Forventet ukeproduksjon

Ut fra skalafaktorene for de ulike månedene, kan forventet produksjon for de ulike månedene beregnes:

$$E_{mnd} = \frac{WAA \cdot 24 \cdot d}{1000} \cdot \int_{u=0}^{30} f(u) \cdot P(u) \cdot du \quad (2-12)$$

- E_{mnd} - forventet produksjon per turbin den gitte måneden [MWh]
- d - antall dager den respektive måneden

Beregninger for en Vestas generator viser at $\sum_{mnd=1}^{12} E_{mnd} = 6733$ MWh/år. Dette kan sammenlignes med forventet årlig produksjon på 7096 MWh som kan leses ut fra Tabell 2-3. En ser da at antagelsen fra kapittel 2.2, om at formfaktoren er konstant over året, medfører en feil på 5 %. Denne feilmarginen antas å være akseptabel. I senere beregninger vil dette kunne medføre et noe konservativt anslag over vindmølleparkens produksjon.

Det er interessant å finne hvor stor forventet produksjonen er for de ulike ukene, da senere prismodeller baserer seg på ukentlige variasjoner. Dette kan gjøres ved først å tilnærme månedlig forventet produksjon til en cosinusfunksjon. Deretter kan denne cosinusfunksjonen uttrykkes på ukebasis.

Det antas at forventet produksjon i en måned, t , kan uttrykkes ved følgende formel:

$$Månedspanduksjon(t) = \varphi_m + \lambda_m \cdot \cos \left[(t + J_m) \cdot \frac{2 \cdot \pi}{12} \right] \quad (2-13)$$

- t - måned
- φ_m - forventet gjennomsnittlig produksjon per måned [MWh]
- λ_m - amplitude
- J_m - forskyvning av cosinusfunksjonen

På samme måte som tidligere kan en minimere det kvadrerte avviket mellom forventet månedspanduksjon, og cosinustilnærmingen i ligning (2-13). En slik optimering gir følgende parameterverdier:

Parameterverdier, månedsbasis:	
Konstant, φ_m	562,3
Konstant, λ_m	239,6
Forskyvning, J_m	-0,7

Tabell 2-4 Parameterverdier for beregning av månedlig produksjon

Disse verdiene kan enkelt gjøres om til ukebasis. Antar først at forventet produksjon avhengig av uke er gitt av ligning (2-14):

$$Ukeprod(t) = \varphi_u + \lambda_u \cdot \cos \left[(t + J_u) \cdot \frac{2 \cdot \pi}{52} \right] \quad (2-14)$$

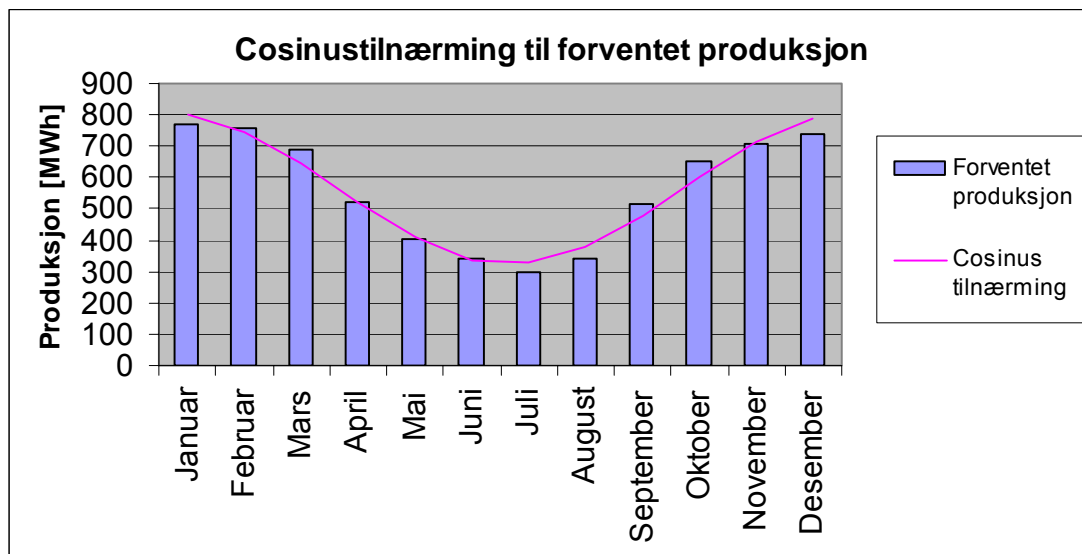
- t - uke
- φ_u - forventet gjennomsnittlig produksjon per uke [MWh]
- λ_u - amplitude
- J_u - forskyvning av cosinusfunksjonen

Dette gir verdiene gitt av Tabell 2-5:

Parameterverdier, ukebasis:	
Konstant, φ_u	129,8
Konstant, λ_u	55,3
Forskyvning, J_u	-3,0

Tabell 2-5 Parameterverdier for beregning av ukentlig produksjon

Verdiene for forventet månedlig produksjon og cosinustilnærmingen kan fremstilles grafisk som vist i Figur 2.6-a.

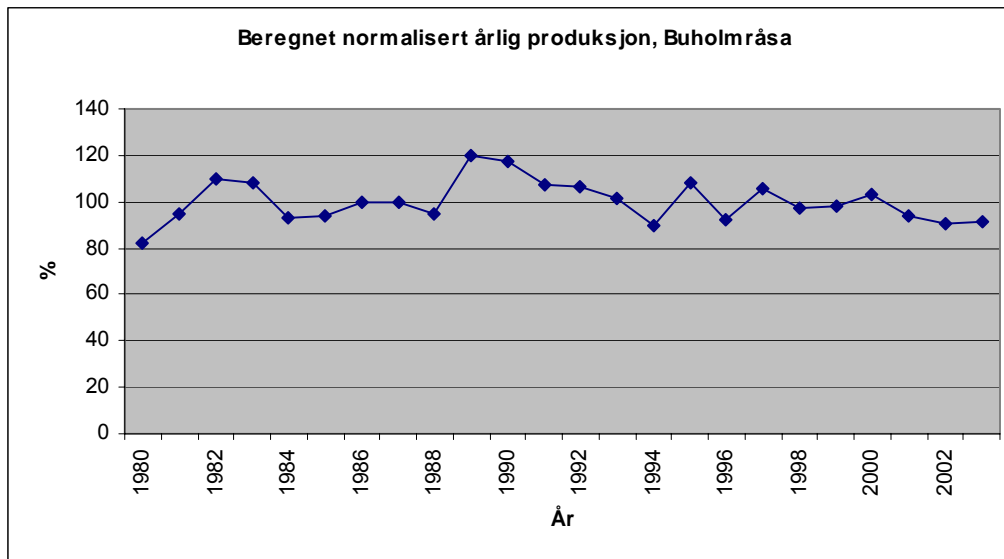


Figur 2.6-a Forventet månedlig produksjon og cosinustilnærming

2.7 Variasjon i vindtilsig og produksjon

I beregningene av inntektene til vindmølleparken vil det tas utgangspunkt i den årlige produksjonen som er beregnet på grunnlag av ukentlig produksjon. Denne produksjonen tilsvarer en brukstid på 3367 timer. Dette er, som nevnt i kapittel 2.6, 5 % lavere enn om det benyttes en årlig skalafaktor i stedet for tilsvarende ukentlige faktorer. Forventet årlig produksjon fra vindmølleparken vil derfor bli 169 GWh dersom en benytter Vestas 2 MW turbiner. Denne produksjonen vil selvfølgelig variere fra år til år avhengig av vindtilsiget. Erfaringer fra Danmark tilsier at variasjoner i årlig tilsig kan varierer med $\pm 20\%$ [Kvaal, (03.05.2004)].

Figur 2.2-c viser hvordan en antar at vindforholdene på Bessakerfjellet har vært de siste 24 årene, dersom en setter sammen en vindportefølje basert på vindmålinger fra Buholmråsa, Sula og Ørlandet. Ut fra gjennomsnittlig vindhastighet de ulike årene kan en beregne hvordan årlig produksjon fra en eventuell vindmøllepark ville variert mellom de ulike årene. Dette ble gjort ved først å sette formfaktoren, k , konstant og lik 1,74 som tidligere beregnet. Skalafaktoren, A , ble deretter beregnet for hvert år, på samme måte som i kapittel 2.2 ut fra ligning (2-8), (2-9) og (2-10). Ut fra de årlige skalafaktorene kan årlig produksjon fra parken enkelt beregnes ut fra ligning (2-11). Et sammendrag av disse resultatene finnes i vedlegg 19.2, samt Tabell 2-6. Figur 2.7-a viser at årlig produksjon fra vindmølleparken varierer med $\pm 17\%$. Dette er i underkant av det en kunne forventet ut fra erfaringstall fra Danmark. Standardavviket er beregnet til å være på 7,24 %.



Figur 2.7-a Årlig variasjon i vindkraftproduksjonen for en vindmøllepark på Bessakerfjellet, basert på den sammensatte porteføljen.

I kapittel 2.2 forklares det hvordan antatt vindforhold på Bessakerfjellet ble estimert. Siden dette ble gjort ved å generere en vindportefølje bestående av vindmålinger fra tre forskjellige steder, Buholmråsa, Sula og Ørlandet, er det nærliggende å forvente at beregnet årlig variasjon i produksjonen kan være underestimert. For å teste dette ble det generert tre nye vindporteføljer for vindforholdene på Bessakerfjellet. Dette ble gjort på samme måte som i kapittel 2.2, men hver av de tre portefølje besto nå kun av vindmålinger fra ett av de tre målestedene. Vindmålingene ble skalert opp for best mulig å kunne gjenskape vindforholdene på Bessakerfjellet. På samme måte som tidligere kan en nå beregne årlig snittvind, årlig formfaktor og tilhørende årlig produksjon som følge av de tre nye vindporteføljene. Skalafaktoren er bortimot konstant og lik 1,75. Grunnen til det er at den er beregnet ut fra faktiske vindmålinger fra Bessakerfjellet. De marginale forskjellene i skalafaktoren skyldes at vindmålingene skaleres opp noe ulikt da de ulike porteføljene gir en noe ulik gjennomsnittlig vindhastighet.

Fra Tabell 2-6 ser en hvordan årlig produksjon på Bessakerfjellet vil variere, dersom porteføljen kun består av vinddata fra henholdsvis Buholmråsa, Sula og Ørlandet. En ser at dersom vindporteføljen dannes kun ut fra målinger fra Sula, vil standardavviket være på hele 15 %. Dannes porteføljen med bakgrunn i vinddata fra Buholmråsa, som er det nærmeste målepunktet, vil årsproduksjonen variere med i underkant av $\pm 20\%$. Standardavviket vil da være på omtrent 9 %. På bakgrunn av disse beregningene antas det i det videre at årlig vindtilsig varierer med $\pm 20\%$. Dette er litt høyere enn det en kunne forventet ut fra den sammensatte porteføljen. Det antas likevel at dette er et bedre anslag over variasjonene i årlig tilsig ettersom årlig variasjon i tilsig reduseres noe når en har en sammensatt vindportefølje.

	Buholmråsa:	Sula:	Ørlandet:	Bessakerfjellet:
Max [%]:	120	128	110	117
Min [%]:	82	74	83	84
Stdev [%]:	9,1	15,3	6,2	7,2

Tabell 2-6 Beregnet variasjon i årlig produksjon gitt i prosent avhengig av om porteføljen genereres ut fra vindmålinger fra henholdsvis kun Buholmråsa, kun Sula, kun Ørlandet, eller en kombinasjon av alle tre stedene

2.8 Topografiske forhold

I beregningene av kraftproduksjon fra en vindmøllepark på Bessakerfjellet er det ikke tatt hensyn til de topografiske forholdene på stedet. Slike topografiske forhold kan i enkelte tilfeller føre til en større eller mindre produksjon enn forventet. En årsak til dette kan være at vinden som kommer inn møter en eller flere opphøyninger i terrenget. Vinden vil da bli presset opp og sammen, og ettersom energien skal være bevart vil hastigheten på vinden øke. Det interessante er imidlertid hvor høyt opp vinden med høyest hastighet kommer. Om vindens høyeste hastighet forekommer i 40 eller 80 meters høyde er av avgjørende betydning. Ved nærmere vurderinger kan det i noen tilfeller være slik at høyden hvor vindens høyeste hastighet forekommer varierer fra sted til sted i parken. En slik situasjon kunne eksempelvis føre til at det kunne være aktuelt å sette opp vindmøller med forskjellig størrelser. I følge Pål Anders Dahl ved NTE er imidlertid dette ikke særlig aktuelt å gjøre i praksis. Det vil i stedet gjøres nøye beregninger over hvor møllene bør plasseres i terrenget for å få høyest mulig produksjon med hensyn på de topografiske forholdene. Vurderinger av topografiske forhold gjøres stort sett av spesialiserte selskap, og er mest aktuelt å utføre når en eventuell beslutning om utbygging av vindmølleparken er vedtatt.

3 Elektrisitetspriser

Etter at elektrisitetsmarkedet i Norge ble deregulert i 1991 har prisen på elektrisitet blitt betydelig mer volatil i forhold til før dereguleringen, da prisene var forholdsvis stabile. Grunnen til at prisene var mer stabile under reguleringen var at da kunne de som fastsatte prisen sette den som en funksjon av produksjons-, transmisjons- og overføringskostnader [Escribano, Pena og Villaplana, (juni 2002)]. I et åpent marked vil ikke en slik prissetting være fornuftig. Grunnen til dette er at de særegne trekkene ved elektrisitet som handelsvare vil gjøre seg gjeldende. I det følgende kapitlet vil dette bli forklart nærmere, og det sees på hvilke utslag dette gir på prisen.

3.1 Lagring

Det er ikke økonomisk forsvarlig å lagre elektrisitet i stor skala. Kraften må derfor forbrukes samtidig som den produseres. Til ethvert tidspunkt er det derfor forbruket som avgjør hvor mye som blir produsert. Lagringsbegrensingen på elektrisitet fører til at elektrisitet levert på to forskjellige tidspunkt må oppfattes som to atskilte produkter [Lucia and Schwartz, (mars 2001)]. To atskilte produkter kan ikke forventes å ha samme pris, og dette er årsaken til at elektrisitet levert i to påfølgende timer som oftest ikke er likt priset. I tillegg til at elektrisitet ikke lar seg lagre kan ikke elektrisitet, i ubegrensede mengder, overføres fra et område til et annet. Grunnen til dette er overføringsbegrensninger på linjene. Arbitrasjemulighetene i elektrisitetsmarkedet er derfor veldig begrensede, om ikke helt eliminert bort [Lucia & Schwartz, (mars 2001)].

3.2 Mean-Reversion

Studier av elektrisitetspriser viser at energiprisen har en sterk tendens til å revertere mot en likevektspris. Dette gir blant annet Pilipovic uttrykk for i boken *Energy Risk* (1998). I praksis betyr dette at prisene på kort sikt kan ha forholdsvis store svingninger, mens på lang sikt vil prisene bevege seg mot en likevekt. En sier at elektrisitetspriser har ”mean-reverting” egenskaper. Begrunnelsen for langsiktig ”mean-reversion” er at ved høye priser vil produsenter med høye marginalkostnader entre markedet og dette vil presse prisene nedover igjen. Motsatt situasjon vil oppstå ved lave priser. Produsenter med høye marginalkostnader vil gå ut av markedet, og prisene vil stige. En vanlig antagelse er at likevektsprisen er lik den langsiktige marginale kostnaden for produksjon av elektrisitet.

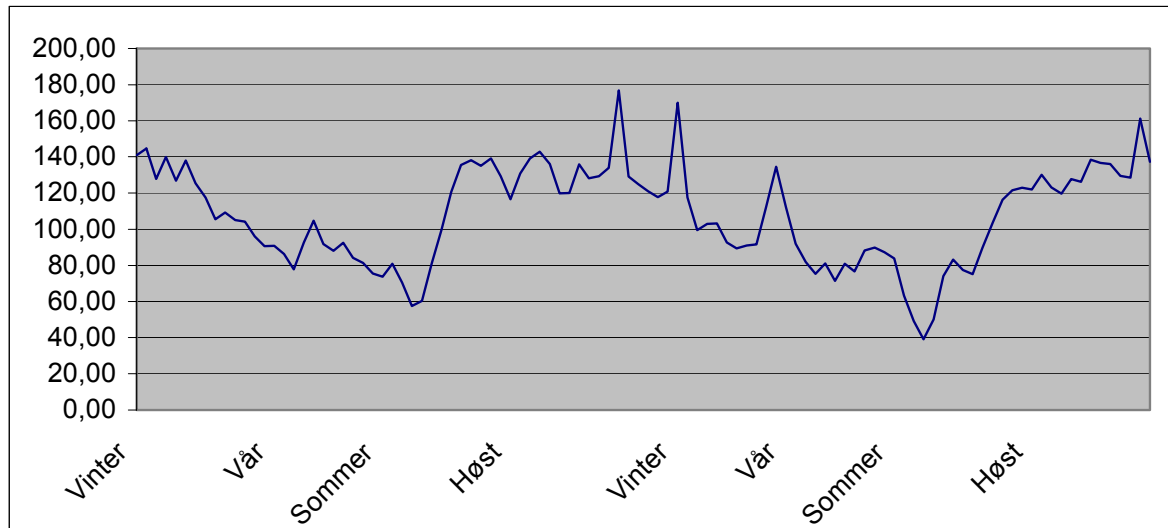
3.3 Volatilitet

Endringene til elektrisitetsprisene er stokastiske, og volatiliteten angir størrelsen på disse endringene. Høy volatilitet indikerer store stokastiske endringer, mens en lav volatilitet indikerer det motsatte. I forhold til vanlige volatilitetsmål er volatiliteten i det nordiske markedet høy [Lucia & Schwartz, (mars 2001)]. Lucia og Schwartz finner et standardavvik på daglige endringer i log-prisene i perioden 1993-1999 på 0.099. Dette representerer et annualisert standardavvik på 189 %.

3.4 Sesongvariasjoner

I det nordiske markedet ser man en klar tendens til at elektrisitetsprisene svinger i løpet av året. Om sommeren er prisene stort sett en god del lavere enn om vinteren. Prisene

faller fra vinteren mot sommeren, og stiger mot vinteren igjen. Mye av årsaken til denne sesongvariasjonen er at elektrisitet i Norge blir brukt til oppvarming, og siden behovet for oppvarming er størst om vinteren vil prisene bli høyest da. I tillegg er det slik at i det nordiske vannkraftbaserte systemet er det lite tilsig til systemet om vinteren, mens i sommerhalvåret er det normalt et høyt tilsig. Tilsig og forbruk er dermed negativt korrelert.

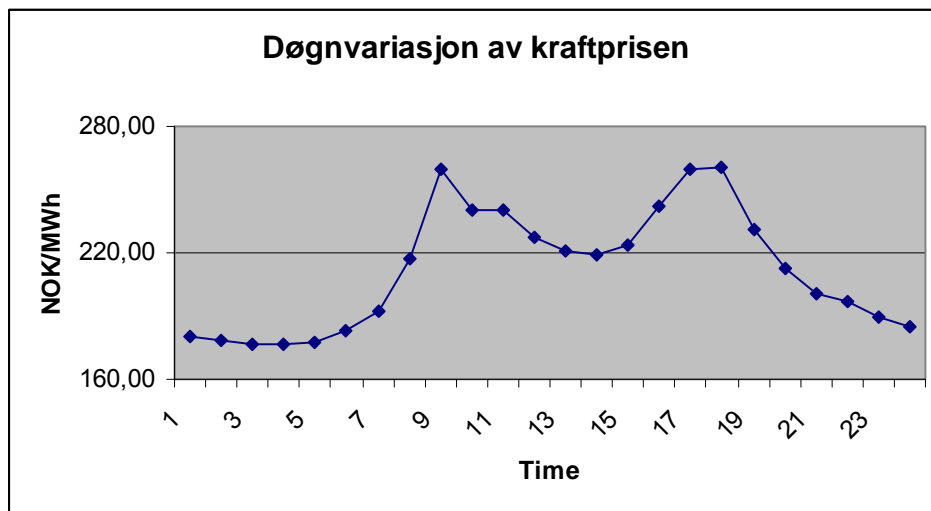


Figur 3.4-a Sesongvariasjon i systempris for 2000 og 2001

Sesongvariasjonene til elektrisitetsprisene er positivt sett fra en vindkraftprodusent sitt ståsted. Dette skyldes at det som vist i kapittel 2.6, stort sett blåser mer om vinteren enn resten av året. Produksjon er derfor størst når prisene er høye, og dette er naturlig nok med på å øke inntektene fra en vindmølle.

3.5 Uke- og døgnvariasjoner

På samme måte som at elektrisitetsprisene har sesongvariasjoner har de også døgn- og ukevariasjoner. Årsaken til dette er at det er en sterkt varierende etterspørsel etter kraft i løpet av både en dag og en uke. I løpet av en dag oppstår det stort sett to toppe for prisen. Dette er den såkalte morgentoppen som oppstår i 9-10 tiden om morgenen, og ettermiddagstoppen rundt 17-18 tiden. I tillegg er det slik at prisene stort sett er betydelig lavere om natten enn på dagen. Dette illustreres i Figur 3.5-a.



Figur 3.5-a Spotpriser for 7. januar 2002

Variasjonen av kraftprisene i løpet av en uke følger det normale arbeidsmønsteret i Norge. På vanlige arbeidsdager fra mandag til fredag er prisene forholdsvis jevne. I helgene derimot, er prisene generelt sett lavere.

3.6 Ekstrempriser

En ekstrempris karakteriseres ved at den har et stort avvik fra de nærliggende prisene for så å falle tilbake til et forholdsvis normalt nivå. I Nord Pool området er det en relativ høy frekvens av slike ekstrempriser på spotprisen [Lucia & Schwartz, (mars 2001)]. Årsaken til ekstrempriser kan eksempelvis være utfall av større produksjonsanlegg eller bortfall av overføringskapasitet. Perioder med veldig mye nedbør er også situasjoner hvor ekstrempriser kan oppstå. I et slikt tilfelle vil prisen synke betraktelig.

3.7 Prismodellering av framtidig kraftpris

Som forklart tidligere er elektrisitet en spesiell handelsvare, noe som gir flere utslag på prisen. I forbindelse med vurdering av en utbygging av en vindmøllepark er det ønskelig å finne en mest mulig sannsynlig utvikling av framtidig kraftpris. Ved lønnsomhetsvurdering av en vindmølleparkutbygging ser en på forventede inntekter over en lengre tidshorison. Det er derfor ønskelig med en modell som viser langsiktig trend for den framtidige prisen. En prismodell for en vindkraftutbygging vil derfor ikke nødvendigvis måtte ta hensyn til alle særegenhetene ved kraftprisene. En ting som det kan sees bort fra ved modellering av prisen er ekstremprisegenskapene. Selv om ekstrempriser forekommer med jevne mellomrom, vil det å utelate dette i en prismodell ikke gjøre noe utslag på den langsiktige trenden. Dette skyldes at ekstremprisene returnerer til et normalt nivå igjen. Det er også naturlig å se bort fra døgnvariasjonene ved modellering av langsiktig framtidig kraftpris.

4 Stokastiske prosesser

En vanlig måte å modellere usikkerhet i framtidige priser på er å bruke stokastiske prosesser. En stokastisk prosess varierer med tiden, og vil derfor ikke være fullstendig forutsigbar. I en stokastisk prosess er det minst ett ledd som i større eller mindre grad er tilfeldig. Stokastiske prosesser blir gjerne delt inn etter hvor mange stokastiske variabler som modellen inneholder. Eksempelvis har en enfaktormodell kun en stokastisk variabel, mens en trefaktormodell har tre slike variable. En stokastisk prosess kan være både diskret og kontinuerlig i tid. Et vanlig kriterium for en stokastisk prosess er at fremtidig verdi kun er avhengig av verdien i det øyeblikket en ser på modellen. Dette kalles Markov kriteriet, og på den måten er tidligere utvikling irrelevant for å predikere framtidig utvikling. Dette kriteriet benyttes ofte siden det forenkler analysen av en stokastisk prosess [Dixit & Pindyck, (1994)].

4.1 Wienerprosess

En av de enkleste stokastiske prosessene er wienerprosessen, også kalt en Brownsk bevegelse. En slik bevegelse er kontinuerlig i tid, og prosessens endringer er uavhengige. Dette betyr at sannsynlighetsfordelingen for endringer i prosessen over et tilfeldig tidsintervall er uavhengig av ethvert annet tidsintervall. Over et gitt tidsintervall er endringen i en wienerprosess normalfordelt, og variansen øker lineært med tidsintervallet.

Betingelsene for at en prosess, $z(t)$, skal være en wienerprosess er formelt gitt på denne måten:

- Forholdet mellom Δz og Δt må være gitt som $\Delta z = \eta_t \sqrt{\Delta t}$ der η_t er en normalfordelt variabel med forventningsverdi lik 0 og varians lik 1.
- Δz for to ulike tidsintervaller skal være uavhengige

Som en ser er denne prosessen meget enkel, og det er få utviklinger som realistisk kan la seg modellere med denne prosessen. Fordelen er imidlertid at prosessen forholdsvis enkelt kan benyttes som byggeklosser i større og mer komplekse prosesser.

4.2 Aritmetisk Brownsk bevegelse (ABM)

En enkel utvidelse av en wienerprosess gjør at en får en Brownsk bevegelse med drift, også kalt en aritmetisk Brownsk bevegelse:

$$dx = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (4-1)$$

I denne ligningen er α driftsparameteren, mens σ er variansparameteren. dz er normalfordelt med forventningsverdi 0 og varians 1. Over et gitt tidsintervall dt er endringene til x , Δx , normalfordelt med forventningsverdi og varians gitt av henholdsvis ligning (4-2) og (4-3).

$$E(\Delta x) = \alpha \cdot \Delta t \quad (4-2)$$

$$V(\Delta x) = \sigma^2 \cdot \Delta t \quad (4-3)$$

Ligning (4-3) viser at variansen til en aritmetisk Brownsk bevegelse ikke er avhengig av størrelsen på x . En økende x fører derfor ikke til at variansen øker, noe som ofte er tilfelle i virkeligheten.

4.3 Geometrisk Brownsk Bevegelse (GBM)

En ytterligere, men fortsatt relativt enkel, utvidelse av wienerprosessen er når man utvider den til en geometrisk Brownsk bevegelse. En slik prosess kan uttrykkes som:

$$dx = \alpha \cdot x \cdot dt + \sigma \cdot x \cdot dz \quad (4-4)$$

I denne bevegelsen er den prosentvis endringen i x , $\frac{\Delta x}{x}$, normalfordelt. Absolutt endring, Δx , er imidlertid log-normalfordelt. Om en antar at startverdien til x er gitt av x_0 kan forventningsverdien og variansen til $x(t)$ uttrykkes som:

$$\mathcal{E}[x(t)] = x_0 \cdot e^{\alpha t} \quad (4-5)$$

$$v[x(t)] = x_0^2 \cdot e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad (4-6)$$

Ut i fra dette ser en at forventningsverdien har en eksponentiell vekst. Dette innebærer at etter hvert som tiden går vil forventningen bevege seg med økende hastighet fra utgangspunktet. Uttrykket for variansen viser at for denne bevegelsen fører en høyere verdi på x til en økende varians.

4.4 Mean-Reversion

En stokastisk prosess kan også, på en relativt enkel måte, formuleres slik at den er ”mean-reverting”. Den enkleste formen for en ”mean-reversion” prosess, bedre kjent som en Ornstein-Uhlenbeck prosess, er som følger:

$$dx = \eta \cdot (\bar{x} - x) \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (4-7)$$

η uttrykker hvor raskt prosessen reverterer, mens \bar{x} er det nivået som x tenderer til å returnere mot. \bar{x} kan for eksempel være langsiktig marginalkostnad. Ligning (4-7) viser at forventet endring er avhengig av differansen mellom x og \bar{x} . Om x er høyere enn \bar{x} vil det derfor være mer sannsynlig at x faller enn at x at stiger. Forventningsverdien for en ”mean-reverting” prosess, som følger (4-7), med utgangsverdi x_0 er gitt av ligning (4-8).

$$\mathcal{E}[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x}) \cdot e^{-\eta t} \quad (4-8)$$

Ligningene over viser at etter hvert som t øker, vil forventningsverdien til x_t konvergere mot \bar{x} . En ser videre at om $\eta \rightarrow 0$ vil prosessen tilsvare en enkel Brownsk bevegelse. Variansen til $(x_t - \bar{x})$ er gitt i ligning (4-9).

$$v[x_t - \bar{x}] = \frac{\sigma^2}{2 \cdot \eta} (1 - e^{-2 \cdot \eta \cdot t}) \quad (4-9)$$

Ser av ligning (4-9) at dersom t blir stor, medfører dette til at variansen konvergerer mot $\frac{\sigma^2}{2 \cdot \eta}$, mens om $\eta \rightarrow \infty$ vil $v[x_t] \rightarrow 0$. Standardavviket, σ , angir standardavviket til absolutte endringer i prosessen. Dette medfører at variansen for en ”mean-reverting” prosess ikke øker med økende x .

5 Prismodeller

Fremtidig pris er avgjørende for lønnsomheten til en vindmøllepark. I dette kapitlet presenteres de prismodellene som senere vil danne grunnlaget for estimering av fremtidig prisutvikling. Prismodellene baserer seg på en eller flere av de stokastiske prosessene som er beskrevet i kapittel 4. Det vil i tillegg sees på andre faktorer som kan være avgjørende for prisen man får for kraft produsert fra vindkraft.

5.1 Geometrisk Brownsk bevegelse

Én av prismodellene som benyttes i denne oppgaven tar utgangspunkt i den geometrisk Brownske prosessen. Prismodellen benyttes for å modellere forventet fremtidig pris, og er gitt av følgende formel:

$$F_0(S_0, T) = S_0 \cdot e^{(r_f - c) \cdot T} \quad (5-1)$$

- $F_0(S_0, T)$ - dagens forwardpris for levering i tid T
- S_0 - dagens skyggepris²
- $r_f - c$ - langsiktig drift i prisen
- T - tid til levering

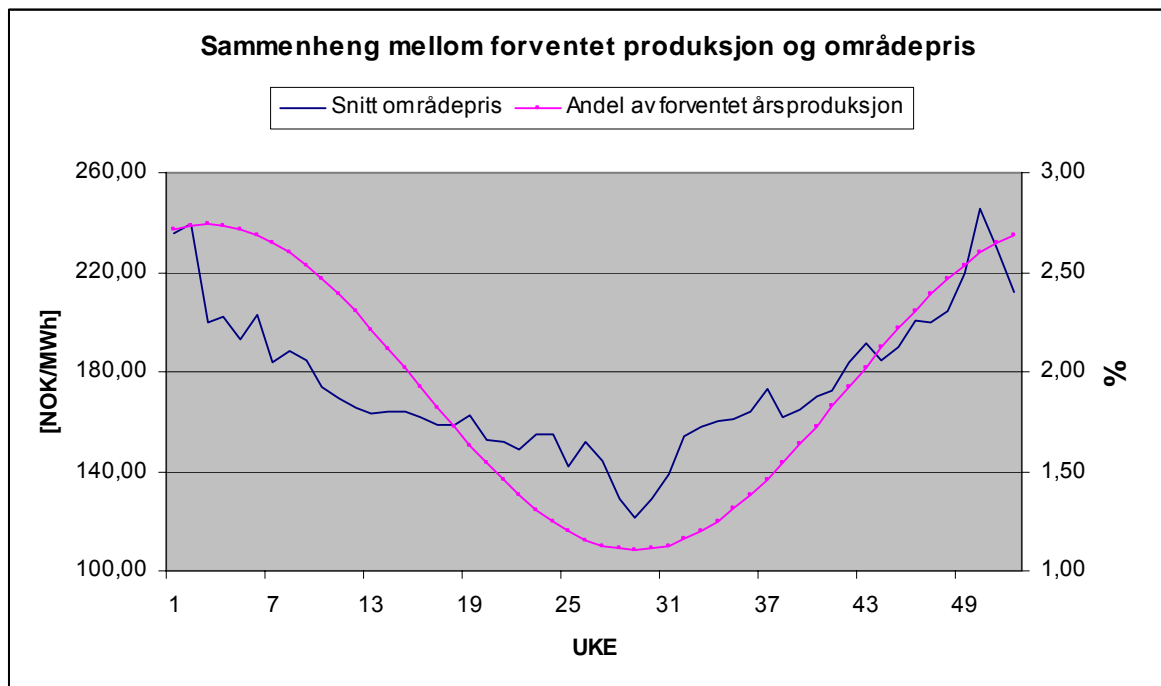
Fordelen med en slik prisutvikling er, som vist i kapittel 4.3, at variansen til den modellerte prisen vil øke etter som prisen stiger. Dette stemmer bra overens med virkelig prisendring. I tillegg er dette en enkel modell som ofte blir benyttet ved modellering av framtidige priser i ulike markeder.

5.1.1 Korrigering for sesongvariasjon i pris

Modellen over tar ikke hensyn til sesongvariasjoner i prisen over året. For å korrigere for dette, benyttes en korrelasjonsfaktor. Grunnen til dette er at dersom forventet fremtidig inntekt til en vindmøllepark skal beregnes ut fra forventet årlig produksjon, og en årssystempris³ som ikke tar hensyn til sesongvariasjoner, må inntektene skaleres opp. Dette skyldes at vindturbinene, på grunn av sesongvariasjoner i vindtilsaget, genererer mest energi i vintermånedene. I disse månedene er også energiprisen som oftest høyere enn om sommeren. Figur 5.1-a viser hvordan gjennomsnittlig ukepris i Trøndelag i perioden 1997 til og med 2003 har variert over året. Figuren viser også hvor stor andel av forventet årsproduksjon som genereres den aktuelle uken.

² Med dagens skyggepris menes hvilken pris modellen mener er ”riktig” pris i dag

³ Årssystempris er aritmetisk gjennomsnitt av alle elspot system prisene over året



Figur 5.1-a Sammenheng mellom forventet produksjon og områdeprisen i Trøndelag

For at korrelasjonsfaktoren skal fungere som tilsiktet må formel (5-2), som uttrykker forventet ”vindturbinpris” for et gitt år, gjelde. Denne vindturbinprisen tilsvarer gjennomsnittsprisen en vindkraftprodusent får for den energien som produseres i løpet av et år. Formelen viser i tillegg at vindturbinprisen tar hensyn til at områdeprisen, i det området hvor vindkraften mates inn, kan avvike fra systemprisen. Sesongvariasjoner i prisen medfører normalt at vindturbinprisen er høyere enn det aritmetiske gjennomsnittet av alle områdeprisene i det aktuelle året.

$$Korr \cdot \text{Årssystempris} = \text{Vindturbinpris} = \sum_t \text{Områdepris}(t) \cdot \text{Prod}(t) \quad (5-2)$$

- *Korr* - Korrelasjonsfaktor
- *Prod(t)* - Andel av årsproduksjon som produseres i periode t
- *Områdepris(t)* - Aritmetisk gjennomsnitt av prisen i Trøndelag over periode t

Ut fra ligning (5-2) over ser en at korrelasjonsfaktoren blant annet avhenger av forventet produksjonsprofil, *Prod(t)*. Som forklart i kapittel 2.6 avhenger denne både av lokale vindforhold og valg av turbintype. Virkningen av lokale vindforhold vil i stor grad påvirke *Prod(t)*, og korrelasjonsfaktoren er derfor veldig stedsavhengig. En annen årsak til at korrelasjonsfaktoren er stedsavhengig er at faktoren tar hensyn til områdeprisen for det stedet der produksjonen skjer.

Gitt system- og områdepriser for Trøndelag fra 1996 til og med 2003 samt produksjonsprofilen som ble beregnet i kapittel 2.6, kan en beregne korrelasjonsfaktorer for de enkelte år, samt gjennomsnittlig korrelasjonsfaktor:

År:	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Snitt:
Årssystempris:	253,63	135,00	116,35	112,11	103,35	186,51	201,03	290,61	174,82
Vindturbinpris basert på døgnvariasjoner:	246,63	138,27	124,89	122,72	109,06	190,04	216,85	305,69	181,77
Tilhørende korrelasjonsfaktor:	0,972	1,024	1,073	1,095	1,055	1,019	1,079	1,052	1,046
Vindturbinpris basert på ukevariasjoner:	246,99	138,68	124,94	122,68	109,06	189,68	215,28	309,08	182,05
Tilhørende korrelasjonsfaktor:	0,974	1,027	1,074	1,094	1,055	1,017	1,071	1,064	1,047
Differanse, korrelasjonsfaktor:	-0,001	-0,003	0,000	0,000	0,000	0,002	0,008	-0,012	0,001

Tabell 5-1 Resultat av korrelasjonsfaktor-beregninger for 1996-2003

Avhengig av om en beregner justeringsfaktorene med ukeoppløsning eller døgnoppløsning viser resultatene fra Tabell 5-1 at en får minimale forskjeller. Beregninger basert på døgnvariasjoner gir en gjennomsnittsfaktor på 1,046, mens en oppløsning på ukebasis gir 1,047. Siden forskjellen mellom de gjennomsnittlige korrelasjonsfaktorene kun er på 0,001 er det ikke sett på beregninger basert på timeoppløsning. Det antas likevel at kortest mulig tidsoppløsning gir den mest nøyaktige korrelasjonsfaktoren. Grunnen til dette er at inntektene til vindkraftprodusenten avhenger av hvor stor produksjonen er i de ulike timene, samt hva spotprisen er i disse timene. Videre er det valgt å benytte korrelasjonsfaktoren som baserer seg på døgnvariasjoner.

Ut fra tabellen over ser en at forventet årlig gjennomsnittspris for elektrisiteten som vindmøllene produserer er 4,6 % høyere enn gjennomsnittlig elektrisitetspris over året. Korrelasjonsfaktoren vil være størst i år med store sesongvariasjoner i pris og vindtilsig, så lenge disse variasjonene ikke er negativt korrelert. Som en kan se av Tabell 5-1 varierer korrelasjonsfaktoren mellom 0,972 og 1,095 basert på døgnvariasjon. Siden beregningene baserer seg på en forventet produksjonsprofil som er lik for alle årene skyldes dette avviket kun sesongvariasjoner i pris. Årsaken til den lave korrelasjonsfaktoren i 2001 er at dette året var preget av en forholdsvis konstant energipris. Den ”negative” korrelasjonsfaktoren i 1996 skyldes at dette året var prisene relativt lave i starten av året, men på grunn av lite vanntilslig steg prisene resten av året. De forholdsvis høye korrelasjonsfaktorene i 1997 og 1998 skyldes at prisene var omtrent 50 % høyere i vintermånedene enn sommermånedene.

Ved verdivurdering av en vindmøllepark er en interessert i å beregne forventede inntekter over en tidsperiode på 20 år. Korrelasjonsfaktoren vil naturlig nok variere i denne tidsperioden, men over tid antas det at gjennomsnittlig korrelasjonsfaktor gir en bra indikasjon på ”vindturbinprisen”.

5.2 Trefaktormodell

Lucia og Schwartz (2001) benytter blant annet en tofaktormodell med sesongvariasjoner for å beskrive fremtidig prisutvikling. Denne tofaktormodellen tar utgangspunkt i at prisutviklingen kan beskrives ut fra en ”mean-reverting” prosess, kombinert med en aritmetisk Brownsk bevegelse, som skal ta for seg den langsiktige driften i prisutviklingen.

Det er i denne oppgaven valgt å utvide modellen til å ha to ”mean-reverting” prosesser. Bakgrunnen for denne utvidelsen er antagelsen om at prisen påvirkes både av kortsiktig- og langsiktig ”mean-reverting” endringer. Det antas eksempelvis at ekstrempriser reverterer hurtig mot et normalnivå, mens hydrologisk ubalanse medfører en mer langsiktig ”mean-reversion”. Fremtidig pris kan da uttrykkes som:

$$P_T = f(t_0, T) + X_T + Y_T + \varepsilon_T \quad (5-3)$$

- $f(t_0, T)$ - sesongvariasjon i prisen, se kapittel 5.2.1

De risikojusterte prosessene for tilstandsvariablene kan skrives som:

$$dX_T = \kappa \cdot (a^* - X_T) \cdot dt + \sigma_X \cdot dZ_X^* \quad (5-4)$$

$$dY_T = \nu \cdot (b^* - Y_T) \cdot dt + \sigma_Y \cdot dZ_Y^* \quad (5-5)$$

$$d\varepsilon_T = \mu_\varepsilon^* \cdot dt + \sigma_\varepsilon \cdot dZ_\varepsilon^* \quad (5-6)$$

Det antas her at dX_T og dY_T beskriver henholdsvis de kortsiktige og de langsiktige ”mean-reverting” endringene. Langsiktig endring i prisutviklingen representeres ved $d\varepsilon_T$, som følger en aritmetisk Brownsk bevegelse. I denne modellen tas det hensyn til sesongvariasjonene til prisen. Fremtidig ukepris finnes ved å ta forventningsverdien til de ulike prosessene, og denne prisen er gitt av formelen i ligning (5-7).

$$F_0(P_0, t_0, T) = E_0^*(P_T) = f(t_0, T) + (1 - e^{-\kappa \cdot T}) \cdot a^* + e^{-\kappa \cdot T} \cdot X_0 + (1 - e^{-\nu \cdot T}) \cdot b^* + e^{-\nu \cdot T} \cdot Y_0 + \varepsilon_0 + \mu_\varepsilon^* \cdot T \quad (5-7)$$

- X_0, Y_0 , og $d\varepsilon_0$ - tilstandsvariabler beregnet ut fra informasjon i dagens uke
- T - uker til levering
- t_0 - dagens ukenummer
- κ - hastigheten på den kortsiktige ”mean-reversjonen”
- ν - hastigheten på den langsiktige ”mean-reversjonen”
- a^* - verdien tilstandsvariabelen X_T tenderer å revertere mot
- b^* - verdien tilstandsvariabelen Y_T tenderer å revertere mot

- μ_ε^* - forventet langsiktig drift i energiprisen

Ligning (5-7) inneholder flere konstanter som det er mulig å eliminere bort ved å la tilstandsvariablene ta inn over seg de effektene som konstantene bidrar med. Ettersom ε_0 i formelen er en tilstandsvariabel som drar opp eller ned prisen med den aktuelle verdien kan ε_0 endres til også å inkludere konstantene a^* og b^* . Imidlertid klarer ikke ε_0 å få med seg virkningen av $a^* \cdot e^{-\kappa \cdot T}$ og $b^* \cdot e^{-\nu \cdot T}$. Disse virkningene er det imidlertid mulig å inkludere i tilstandsvariablene X_0 og Y_0 . Samlet resulterer dette i at ligning (5-7) kan forenkles til:

$$F_0(P_0, t_0, T) = E_0^*(P_T) = f(t_0, T) + e^{-\kappa \cdot T} \cdot X_0 + e^{-\nu \cdot T} \cdot Y_0 + \varepsilon_0 + \mu_\varepsilon^* \cdot T \quad (5-8)$$

Fordelen med å forkorte ligning (5-7) til ligning (5-8) er at denne forenklingen medfører at det blir færre parametere som må estimeres, og parameterestimeringen vil dermed gå hurtigere.

5.2.1 Modellering av sesongvariasjon i pris

I kapittel 5.1.1 ble det forklart hvordan den positive korrelasjonen mellom elektrisitetspris og vindtilsig påvirker inntektene fra en vindmøllepark. Dersom en benytter en prismodell som modellerer årssystemprisen, må en korrigere denne prisen med korrelasjonsfaktoren som ble beregnet i kapittel 5.1.1. En annen måte å ta hensyn til korrelasjonen mellom pris og vindtilsig er å modellere prisen med sesongvariasjoner. Dette kan gjøres ved å legge til en cosinusfunksjon i modellen for prisen. En slik sesongvariasjon i prisen kan da beskrives ut fra følgende formel:

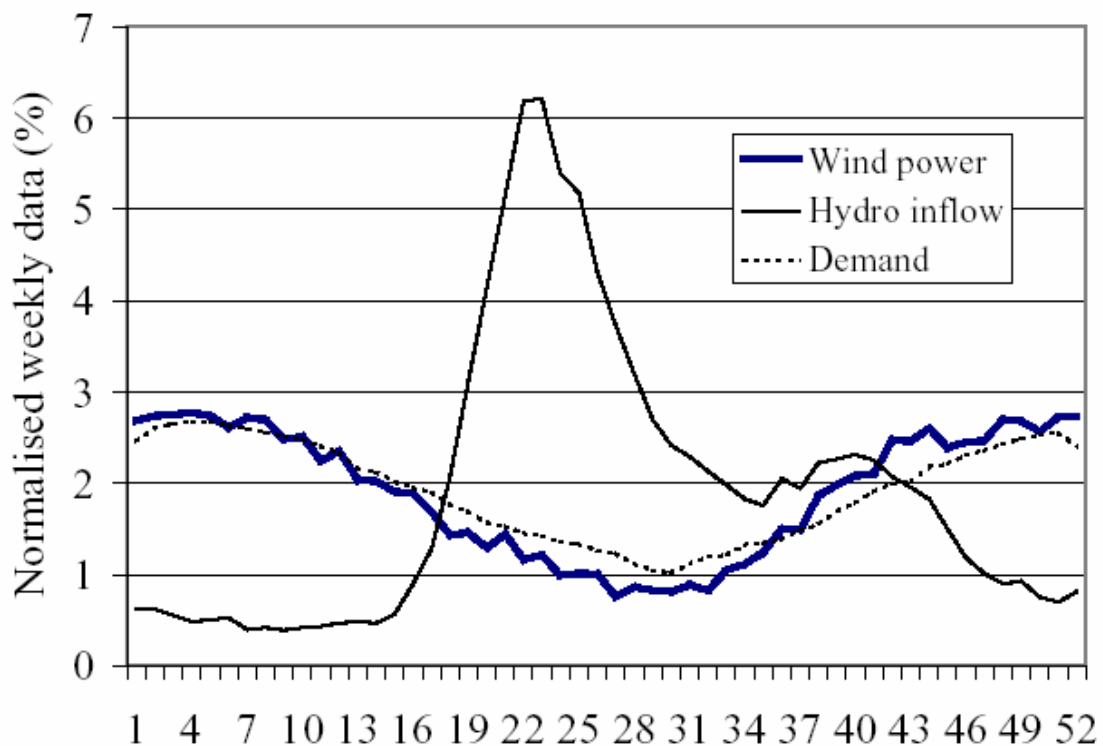
$$f(t_0, T) = \gamma \cdot \cos \left[(T + t_0 + \tau) \cdot \frac{2 \cdot \pi}{52} \right] \quad (5-9)$$

- γ - amplituden til prissvingningene
- t_0 - dagens ukenummer
- T - antall uker til levering
- τ - forskyvning av sesongvariasjonen

$f(t_0, T)$ forteller hvordan prisen forventes å variere over året. Forskyvningen τ viser hvilken uke i året det forventes at de høyeste prisene vil forekomme. $\tau = -2$ betyr eksempelvis at høyeste pris forventes å komme i uke 2.

5.3 Økt verdi av vindkraft i samkjøring med vannkraft

Vindkraftproduksjonens sesongvariasjon er svært godt korrelert med forbruket av elektrisitet. Dette vises i Figur 5.3-a. Årsaken til dette er at elektrisitet benyttes til oppvarming i Norden/Norge, og oppvarmingsbehovet er størst når det er kaldest, altså om vinteren, når det også blåser mest.



Figur 5.3-a Sesongvariasjon i vindtilsig, vanntilsig og forbruk [Tande og Vogstad, (1999)]

Tilslaget av vann er ikke særlig godt korrelert med forbruket av kraft, og dette har ført til et behov for å magasinere vann. Magasineringen av vann fører i perioder til at vann går tapt som følge av at det er flom og vannet renner over demningene i magasinene. For en vannkraftprodusent fører slikt overløp til at inntekter går tapt, ettersom vannet som renner over ikke fører til produksjon av kraft. I rapporten "Integrasjon av vindkraft i det norske kraftsystemet" (2001) forklares det at vindkraft i "samkjøring" med vannkraft kan gi en merverdi. Denne merverdien vil kunne oppstå om vindkraftproduksjonen inkluderes i produksjonsplanleggingsverktøyene Vansimtap og Samkjøringsmodellen. Rent praktisk vil dette gi seg utslag i at magasinene vil disponeres på en annen måte enn det som gjøres om produksjonen kun kommer fra vannkraft. En slik fordel vil ha liten betydning i områder med stor magasinkapasitet, men i Midt-Norge hvor det er liten magasinkapasitet vil dette ha større innvirkning. Gjennomsnittlig magasinutfyllingsgrad vil generelt bli lavere, og tapene som følge av flom vil derfor reduseres. Ekstraverdien av "samkjøringen" ble i rapporten beregnet til opp mot 9 % ved bruk av delområde Norgemidt i Samkjøringsmodellen. Denne merverdien tar også inn poenget at produksjonen av vindkraft stort sett skjer når prisen er høyest. Merverdien kan imidlertid ikke fastslås med sikkerhet, og kan variere avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn.

I prismodellene over er det kun tatt hensyn til at forventet produksjon er høyest om vinteren når også forventet elektrisitetspris er høyest. TrønderEnergi AS, som ønsker å bygge ut vindmølleparken på Bessakerfjellet, er et selskap som produserer kraft. Deler av produksjonen kommer fra vannkraftverk med magasiner. Ettersom det er knyttet stor usikkerhet til den beregnede merverdien ved samkjøring mellom vind- og vannkraft er det i denne oppgaven ikke tatt hensyn til denne. Det er imidlertid verdt å legge merke til den mulige merverdien ved å kombinere vind- og vannkraftproduksjon, siden dette er en faktor som kan øke lønnsomheten av en vindmølleparkutbygging. Kostnadene ved å inkludere vindkraftproduksjon i nåværende produksjonsplanleggingsverktøy vil være forholdsvis beskjedne, siden vindkraftproduksjon relativt enkelt kan implementeres i det modellverktøyet som benyttes i dag [Sintef Energiforskning, (2001)].

6 Parameterestimering

For å kunne benytte prismodellene som er beskrevet i kapittel 5, er en avhengig av å få estimert riktige parameterverdier. Det vises i dette kapitlet hvordan denne estimeringen er utført på bakgrunn av historiske prisdata.

6.1 Geometrisk Brownsk bevegelse

Ved beregning av driften, $(r_f - c)$, i den geometriske Brownske bevegelsen er det tatt utgangspunkt i formelen for en forward som er gitt i ligning (5-1). En omskriving av denne formelen gjør at man får følgende uttrykk:

$$\ln F_0 = \ln S_0 + (r_f - c) \cdot T \quad (6-1)$$

Ligning (6-1) er av samme form som det lineære uttrykket $y = a \cdot x + b$. To verdier for y gjør at man kan finne stigningstallet a , og skjæringspunktet b med y -aksen.

Forwardprisen på 2- og 3-års kraftkontrakter skal vise den framtidige forventede prisen på kraft om henholdsvis 2 og 3 år. Driften i forwardprisen fra en 2-års til en 3-års forward kontrakt kan derfor sees på som markedets forventede langsiktige drift i kraftprisen.

Forwardprisen på 2- og 3-års kraftkontrakter kan være påvirket av hvordan de fundamentale forholdene er når kontraktene inngås. I denne oppgaven er det derfor valgt å se på kontrakter inngått i de uker hvor den hydrologiske balansen i det nordiske markedet var ± 4 TWh. Den hydrologiske balansen er definert som summen av snø, markvann og vann i kraftmagasinene målt som avvik fra normalsituasjonen for den aktuelle uke. Om den hydrologiske balansen ligger innenfor ± 4 TWh antas det at de fundamentale forholdene er slik at de ikke påvirker prisen på 2 og 3 års forward kontrakter i særlig grad. Den hydrologiske balansen i en uke er nært knyttet til balansen i den foregående uken. For at ikke noen etterfølgende måneder med hydrologisk balanse skulle bli for tungt vektet, ble det foretatt en "siling". Dersom det var flere uker i en måned hvor den hydrologiske balansen lå innenfor ± 4 TWh ble kun prisen i én av ukene valgt.

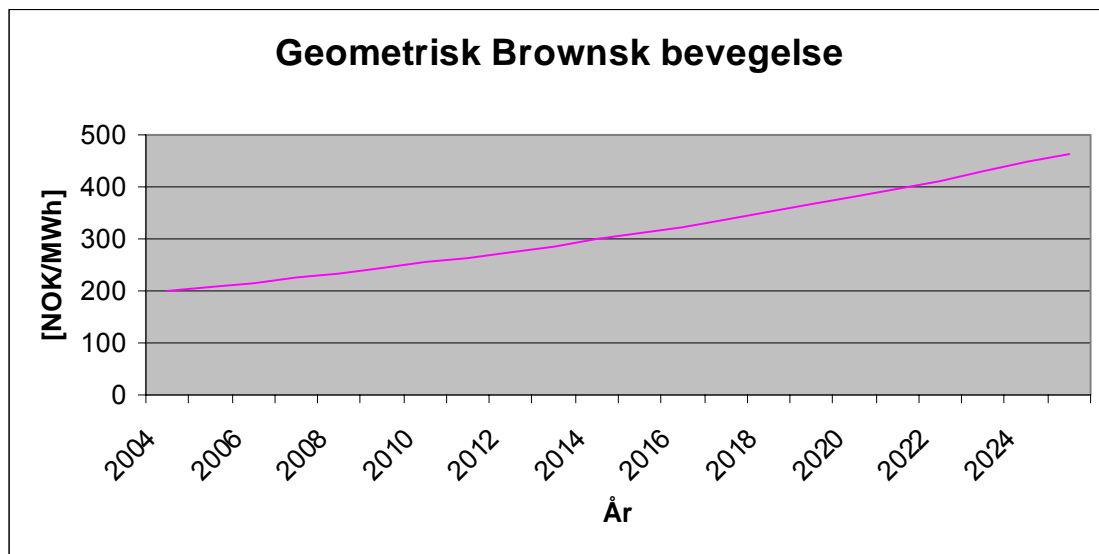
Ved beregning av driften ble dessuten uker nærmest i fortid vektet opp, slik at disse talte mer enn uker lengre tilbake. Den langsiktige driften for den geometrisk Brownske bevegelsen, $(r_f - c)$, ble beregnet til 0,0402 eller 4,02 %. Standardavviket ble beregnet til å være 0,012. Driften er uttrykt i nominell årlig vekst, og denne driften tilsier en vekst som ligger omtrent 1,5 % over Norges Bank sitt inflasjonsmål. På bakgrunn av disse beregningene innebærer dette en realøkning av kraftprisen.

6.1.1 Prisutvikling

Figur 6.1-a viser prisutviklingen til den geometrisk Brownske bevegelsen. Ved skissering av prisutviklingen er det tatt utgangspunkt i prisdata den 29. desember 2003. Det tas utgangspunkt i forwardprisen på en 3 års kontrakt handlet hos Nord Pool. Ut fra denne forwardprisen kan det ved hjelp av driften, $(r_f - c)$, beregnes hva denne forwardprisen

tilsier at spotprisen skulle tilsvare denne dagen, altså skyggeprisen S_0 . Beregning av skyggeprisen S_0 er vist i ligning (6-2). Som Figur 6.1-a viser ble verdien for skyggeprisen omtrent 200 NOK/MWh.

$$S_{29.12.2004} = e^{\ln F_{3\text{år}} - (r_f - c) * 3} \quad (6-2)$$



Figur 6.1-a Prisutvikling geometrisk Brownsk bevegelse

Geometrisk Brownsk bevegelse medfører en eksponentiell vekst av prisen, og det betyr altså at den absolutte økningen stiger etter hvert som prisen øker. Etter hvert som tiden går vil derfor prisen bevege seg langt i fra utgangspunktet. Fram i tid er det mulig at veksten til kraftprisen ikke vil ha den samme veksten som beregningen tilsier. Årsaken til det kan være at ved betraktelig høyere priser enn i dag vil det være aktuelt at ny kraftproduksjon, for eksempel fra gasskraft, vil entre markedet. Om slik teknologi blir lønnsom vil dette medføre store mengder kraft inn i systemet som naturlig nok vil redusere veksten i kraftprisen. Dette er det vanskelig å ta hensyn til i dag, og ettersom veksten på 4 % viser markedets forventede vekst i dag er det naturlig å anta denne veksten framover.

En 10 åring som starter i 2005 og varer fram til og med 2014 handles i dag for mellom 240 og 243 NOK/MWh [Aronsen, (03.05.2004)]. Sammenlignes dette med prisutviklingen i Figur 6.1-a, ser man at forventet fremtidig pris passerer 240 NOK/MWh i år 2009. Dette året er omtrent midt i leveringsperioden, og ettersom prisen ligger under prisen for 10-åringen i starten av perioden og over på slutten, kan dette være et tegn på at en drift omtrent lik 4 % er det markedet oppfatter som en rimelig langsiktig drift i kraftprisen.

6.1.2 Volatilitet

Volatilitet er en viktig faktor ved bestemmelse av optimal utbyggingsbeslutning. Dette tydeliggjøres i kapittel 14.1.3. Ved beregning av volatilitet er det tatt utgangspunkt i priser for 10-åringer. Prisene på flate 10-årskontrakter fra 2000 til 2002 ble benyttet. Likviditeten på 10-årskontraktene falt etter år 2002, og det er derfor vanskelig å finne oppdaterte priser på slike kontrakter etter 2002. Prisen på en 10-årskontrakt representerer en langsiktig pris, og det er derfor naturlig å anta at volatiliteten på disse kontraktene også representere den langsiktige volatiliteten. Relativ volatilitet er det som er interessant å finne for den geometrisk Brownske bevegelsen. Denne finnes ved å ta standardavviket til den ukentlige endringen av prisen på 10-åringene. Matematisk kan dette uttrykkes som:

$$\sigma_{uke} = \sqrt{\frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n \cdot (n-1)}} \quad (6-3)$$

- n - antall observasjoner
- x_i - beregnet prisendring for observasjon i

I videre beregninger er en interessert i den årlige volatiliteten:

$$\sigma_{\text{år}} = \frac{\sigma_{uke}}{\sqrt{52}} \quad (6-4)$$

Resultatene fra beregningene av volatilitetene er vist i Tabell 6-1:

Ukentlig volatilitet, σ_{uke}	0,78 %
Annualisert volatilitet, $\sigma_{\text{år}}$	5,62 %

Tabell 6-1 Resultat av volatilitetsberegninger for GBM

Resultatene over viser at ved å se på endringene av prisen på 10-årskontraktene blir volatiliteten til prisene betraktelig lavere enn det man finner i spotmarkedet. Dette er naturlig ettersom endring i prisen på 10-årskontraktene kun tar hensyn til langsiktige utviklingen av prisen.

6.2 Trefaktormodellen

Formålet med denne parameterestimeringen er at det skal beregnes verdier for konstantene i ligning (5-8). For å beregne disse konstantene i prisprosessen benyttes prisdata fra Nord Pool. Alle spotpriser og kontraktpriser som er priset mellom uke 1 i 1996 til og med uke 52 i 2003 er tatt med i beregningen⁴. Ved å sammenligne virkelige priser fra Nord Pool med priser beregnet ut fra ligning (5-8), kan de ukjente parametrene i

⁴ Enkelte priser mangler i Nord Pool sin database, og er følgelig ikke tatt med i beregningene. For mer informasjon om kontraktene, se vedlegg 19.3

ligning (5-8) beregnes ved en iterativ prosess. Dette ble gjort ved å minimere det kvadrerte avviket mellom alle beregnede og virkelige priser:

$$\min \sum_{t=\text{uke1,1996}}^{\text{uke52,2003}} \sum_{T_1} \sum_{T_2} \left[\left(\hat{F}_t(T_1, T_2) - F_t(P_t, t, T_1, T_2) \right)^2 \right] \quad (6-5)$$

$$\text{s.t.:} \quad T_1 \leq T_2$$

- $\hat{F}_t(T_1, T_2)$ - virkelig pris for kontrakter, som er priset i tidspunkt t og har levering fra uke T_1 til uke T_2 , hentet fra Nord Pool
- $F_t(P_t, t, T_1, T_2)$ - beregnet pris ut fra trefaktormodellen⁵
- Verdier for T_1 og T_2 må settes slik at $F_t(P_t, t, T_1, T_2)$ kun priser kontrakter som faktisk eksisterer på Nord Pool, og som det foreligger priser for. Siden en og samme kontrakt ikke vil ha lik tid til levering avhengig av hvilken uke en står i, ble det laget en matrise for å ta hensyn til dette. Denne matrisen inneholder tid til første og siste uke for levering avhengig av kontraktstype.

For å minimere målfunksjonen gitt av (6-5), må en benytte seg av en iterativ prosess. Først ble det samlede kvadrerte avviket minimert ved å finne optimale tidsserier for tilstandsvariablene, gitt startverdier for de ukjente parametrene $\gamma, \tau, \kappa, \nu$ og μ_ε^* . Etter å ha beregnet tidsseriene for de tilstandsvariable, ble avviket minimert ved å endre på de ukjente parametrene som skal beregnes. Deretter ble optimale tilstandsvariable beregnet på nytt ut fra de nye parameterverdiene. Iterasjonen ble gjentatt til endringen i det kvadrerte avviket etter en iterasjon var neglisjerbart.

Grunnen til at en ikke benytter Kalman filter for beregning av parametrene, er at en trenger tidsserier for både spot og futures/forwards priser med ulik tidspunkt for levering, for å kunne estimere de uobserverbare tilstandsvariablene. Kalman filteret er avhengig av flytende futures kontrakter med konstant tid til levering. Dessverre tilfredsstillende ikke kontraktene på Nord Pool disse kriteriene [Lucia og Schwartz, (mars 2001)].

Parameterestimeringen er en iterativ prosess, og avhenger av at en ”tipper” startverdier for parametrene. Startverdiene for estimeringen i denne oppgaven er gitt i Tabell 6-2:

γ	τ	κ	ν	μ_ε^*
30,000	-1,042	0,028	0,003	0,074

Tabell 6-2 Startverdier for parametrene i trefaktormodellen

⁵ Se vedlegg 19.4 for prising av kontrakter med levering over flere uker

Tidsseriene for de tre tilstandsvariablene X_0, Y_0 og ε_0 ble i utgangspunktet satt lik 1 for alle t .

Etter å ha kjørt iterasjonen 1000 ganger var endringene i det kvadrerte avviket tilnærmet lik null for hver iterasjon. Samlet kvadrert avvik var da tilnærmet lik 849000 [NOK/MWh]². Dette tilsvarer et gjennomsnittlig avvik på 10 NOK/MWh per kontrakt. Gitt en energipris på 200 NOK/MWh er dette avviket på 5 %. Tabellen under viser resultatet av parameterestimeringen:

γ	τ	κ	ν	μ_ε^*
28,984	-0,281	0,103	0,076	0,085

Tabell 6-3 Endelig beregnede parameterverdier for trefaktormodellen

Tidsseriene for tilstandsvariablene X_0, Y_0 og ε_0 har gjennomsnittsverdier på henholdsvis -104, 117 og 164. På bakgrunn av tidsseriene kan en enkelt finne tilhørende tidsserier for den absolutte endingen i tilstandsvariablene. Dermed kan en også finne standardavviket til de ulike prosessene:

Standardavvik:	
σ_X	121,27
σ_Y	4,27
σ_ε	135,06

Tabell 6-4 Standardavvik for tidsseriene av tilstandsvariablene

De stokastiske leddene skal per definisjon være normalfordelt med forventningsverdi på 0, og varians lik 1. Dette stemmer bra overens med de beregnede verdiene i modellen:

	Forventningsverdi:	Varians:	Standardavvik:
dZ_X^*	-0,10	0,9745	0,9872
dZ_Y^*	0,01	1,0000	1,0000
dZ_ε^*	0,08	0,9716	0,9857

Tabell 6-5 Resultater av beregningene for de stokastiske leddene

Korrelasjonen mellom de stokastiske leddene, gitt av de beregnede tidsseriene, er beregnet i Tabell 6-6:

Korrelasjonsfaktorer:	
$dZ_X^* dZ_\varepsilon^*$	-0,057
$dZ_X^* dZ_Y^*$	-0,982
$dZ_Y^* dZ_\varepsilon^*$	0,066

Tabell 6-6 Korrelasjonsfaktor mellom de ulike stokastiske leddene

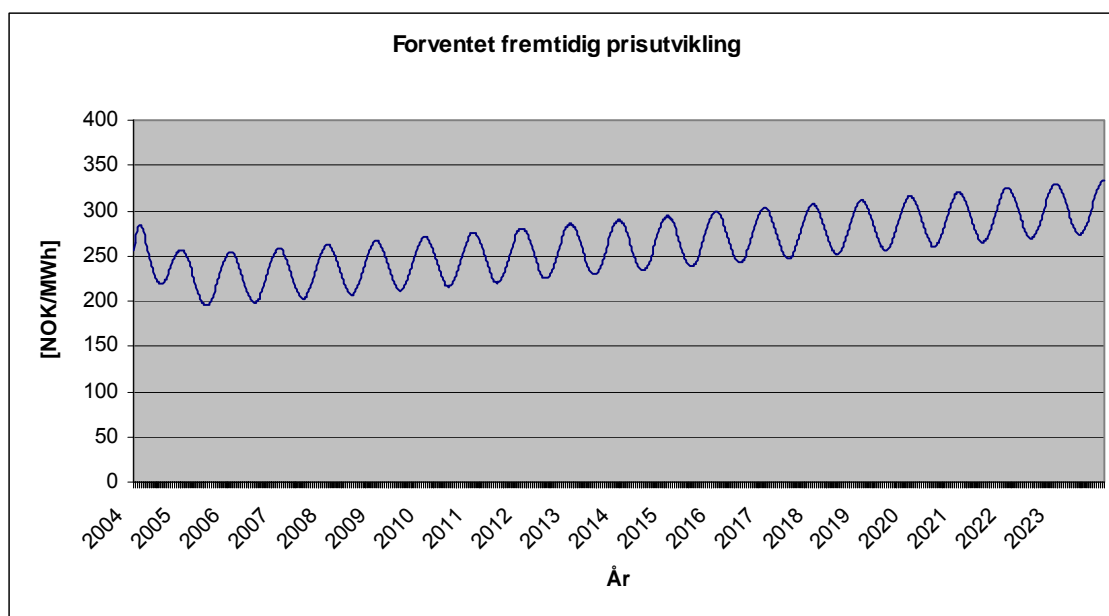
6.2.1 Prisutvikling

Ut fra de beregnede parameterne som er gjengitt i Tabell 6-3 over, er det mulig å skissere en framtidig prisutvikling av kraftprisen ved hjelp av trefaktormodellen. På samme måte som for GBM er det tatt utgangspunkt i tilstandsvariabler beregnet ut fra informasjon i uke 52 i 2003. Tilstandsvariablene X_0, Y_0 og ε_0 hadde da følgende verdier:

X_0	- 454,99
ε_0	216,05
Y_0	454,48

Tabell 6-7 Tilstandsvariabler for X_0, Y_0 og ε_0 i uke 52 i 2003

På bakgrunn av disse tilstandsvariablene er framtidig prisutviklingen tegnet i Figur 6.2-a. Med bakgrunn i at X_0 og Y_0 er ”mean-reversion” leddene som etter hvert blir borte kan ε_0 sees på som skyggeprisen i dag.



Figur 6.2-a Forventet framtidig prisutvikling av kraftprisen gitt av trefaktormodellen

6.2.2 Diskusjon av parameterverdier

I Tabell 6-3 er parameterverdiene for trefaktormodellen gjengitt. Beregnede verdier for γ og τ forklarer hvordan prisene forventes å variere over året. Førstnevnte tilsier at prisene vil variere med omtrent 60 NOK/MWh over året, mens sistnevnte tilsier at høyeste pris forventes å være helt i starten av året. Ut fra dagens prisnivå virker en variasjon på 60 NOK/MWh rimelig. Ved stigende priser er det mulig at denne variasjonen over året vil øke. Dette er derfor en innvending mot modellen, siden modellen ikke tar hensyn til denne økningen. τ sin verdi på -0,281 indikerer at det er i løpet av årets første uke at kraftprisen er høyest. Dette stemmer bra overens med det en observerer i markedet i dag.

Når det gjelder ”mean-reversion” hastighetene κ og ν er disse, noe uventet, forholdsvis like. Hastighetene tilsvarer en halveringstid av langtids- og korttidsvirkningene på henholdsvis 9,1 og 6,7 uker. Ut i fra disse resultatene betyr dette at det kun er i en forholdsvis kort periode framover at ”mean-reversion” leddene har noen innvirkning på kraftprisen. Korrelasjonen mellom de stokastiske leddene til de to tidsseriene av tilstandsvariablene er beregnet til -0,982. Dette medfører at de to prosessene, i forholdsvis stor grad, motvirker hverandre. Dette gjelder spesielt kontrakter med kort tid til levering. Den negative korrelasjonen medfører at fremtidig forventet pris ikke får store svingninger for lave verdier av T , til tross for at absoluttverdiene til tilstandsvariablene er forholdsvis høye.

Ukentlig drift i modellen μ_ϵ^* er estimert til 0,085 NOK/MWh per uke. Dette tilsvarer en årlig vekst på omtrent 4,4 NOK/MWh. Gitt skyggeprisen på 216 NOK/MWh, gir dette en årlig økning på 2,03 %. Denne årlige prosentvise økningen av prisen vil avta etter hvert som prisen øker. Økningen av kraftprisen fra modellen er noe lavere enn Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2,5 %. Dette betyr at dersom en tar utgangspunkt i Norges Bank sitt mål for prisstigningen i Norge, gir denne modellen en realreduksjon av kraftprisen.

6.2.3 Test av parameterestimerings-modellen

Parameterverdiene som ble estimert for trefaktormodellen gir et gjennomsnittlig avvik på 10 NOK/MWh per kontrakt. Dette avviket betraktes som lavt, og det antas derfor at parameterestimeringen har vært vellykket. For å teste metoden for å beregne parameterverdiene ble det generert nye tidsserier for de tre tilstandsvariablene. Dette ble gjort ved først å generere tre stokastiske tidsserier med samme korrelasjon som vist i Tabell 6-6. Forventningsverdien og standardavviket ble satt til henholdsvis 0 og 1 for alle de tre tidsseriene.

For å få de stokastiske tidsseriene til å være korrelert med hverandre ble det benyttet Cholesky faktorisering [McDonald (2003)]. Dette gjøres ved først å generere koeffisienter, $a_{i,j}$:

$$a_{i,j} = \frac{1}{a_{j,j}} \left[\rho_{i,j} - \sum_{k=1}^{j-1} a_{j,k} \cdot a_{i,k} \right] \quad i > j \quad (6-6)$$

$$a_{i,i} = \sqrt{1 - \sum_{k=1}^{i-1} a_{i,k}^2}$$

der: $E[Z(i)Z(j)] = \rho_{i,j}$ (6-7)

Ved å benytte ligning (6-6), og resultatene i Tabell 6-6 ble følgende verdier for $a_{i,j}$ beregnet:

$a_{i,j}$	X_0	ε_0	Y_0
X_0	1	0	0
ε_0	-0,057	0,9984	0
Y_0	-0,982	0,010042	0,1886

Tabell 6-8 Beregnede verdier for $a_{i,j}$

Gitt resultatene i Tabell 6-8, kan de korrelerte stokastiske tidsseriene nå beregnes. Dette gjøres ved å benytte formelen gitt av ligning (6-8):

$$Z(i) = \sum_{j=1}^i a_{i,j} \cdot \eta_j \quad (6-8)$$

- η_j - normalfordelt variabel med forventning 0 og varians 1

Disse genererte tidsseriene, $Z(i)$, multiplisert med standardavviket fra Tabell 6-5, representerer nå endringene i tilstandsvariablene. Som startverdier for den genererte tidsserien for tilstandsvariablene, ble de faktisk beregnede tilstandsvariablene for første uken i 1996 benyttet. Med dette som utgangspunkt ble det nå generert nye tidsserier for tilstandsvariablene. Ut fra disse nye tidsseriene, og de tidligere beregnede parameterverdiene, ble et nytt sett priser generert.

For å teste metoden som ble benyttet for å estimere parameterverdiene, ble det nye settet med priser antatt å representere virkelige priser i markedet. Deretter ble alle tilstandsvariablene endret til verdien 1. Parameterverdiene ble også endret. For at ikke parameterestimeringen skulle bli for tidkrevende, ble parametrene valgt i nærheten av de tidligere beregnede verdiene, som altså representerer "fasit-svaret" for den nye parameterestimeringen.

γ	τ	κ	ν	μ_ε^*
30	0	0,2	0,05	0,1

Tabell 6-9 Nytt utgangspunkt for parameterestimering

Ved å gjenta den iterative optimeringsprosessen, vet en nå at parametrene skal estimeres til de verdiene som er gitt i Tabell 6-3.

”Testestimeringen” ble kjørt omtrent 1000 ganger. Avviket var da nede i 0,05 NOK/MWh, og de beregnede verdiene var da tilnærmet lik verdiene i Tabell 6-3. Gitt dette resultatet konkluderes det med at metoden for å estimere parameterverdiene gir et tilnærmet riktig resultat. Ulempen er at den iterative prosessen er tidkrevende. Det er imidlertid ikke sett på om optimeringen stanser i ulike lokale minimum, avhengig av forskjellige startverdier for parametrene.

7 Støtteordninger

Ingen land har i dag vindkraft uten offentlige støtteordninger. I Norge har det hittil vært Enova som har tatt seg av vurdering og tildeling av støtteordninger, men i statsbudsjettet for 2004 ble disse støtteordningene utelatt. Planen er at et pliktig grønt sertifikatmarked skal ta over for de offentlige støtteordningene, og dermed hindre investeringsvegning i ny fornybar energi. Høsten 2003 uttalte Einar Steensnæs at; ”Vi satser på at grønne sertifikater skal være innført innen utgangen av 2004” [Steensnæs, (20.08. 2003)]. Dette ble imidlertid utsatt, og planen er nå at et pliktig grønt sertifikatmarked eventuelt skal innføres 1. januar 2006.

NVE leverte i mars sine forslag vedrørende innføring av grønne sertifikat til Olje- og energidepartementet. Rådene fra NVE er unntatt fra offentligheten, og publiseres først når regjeringen selv gir Stortinget en tilbakemelding. Noe som etter planen skal skje i juni i år. Problemet med utsettelsen av innføring av grønne sertifikater er at det i dag er knyttet stor usikkerhet til lønnsomheten av oppussing og nyinvesteringer i kraftprosjekter. Det er usikkert når en slik innføring eventuelt endelig trer i kraft og hvilken verdi en slik ordning vil ha for en kraftprodusent.

7.1 RES-direktivet

Bakgrunnen for å innføre en støtteordning for ny fornybar energi er RES-direktivet. Dette direktivet for fornybar energi stiller krav til EU-landene om en viss prosentvis økning i konsumet av fornybar energi fram mot 2010. Kravene varierer avhengig av dagens energitilførsel og potensial for ny produksjon av fornybar energi i de enkelte land. Siden Norge er et EØS-land, er det nærliggende å forvente at et tilsvarende krav innføres i Norge. Problemet er at Norge allerede har et svært høyt forbruk av elektrisitet som er produsert fra fornybar energi. Tar vi i bruk for eksempel gasskraft i Norge, vil det totale, innenlandske konsum av fornybar energi reduseres.

I Sverige var den fornybare energiproduksjonen i 1997 på 72 TWh, tilsvarende 49,1 % av forbruket. I henhold til RES-direktivet skal produksjonen av fornybar energi i 2010 tilsvare 60 % av forbruket i Sverige [Internettportalen til EU, (06.05.2004)].

7.2 Overgangsordning

Tidligere var det mulig å få dekket inntil 25 % av investeringskostnadene i forbindelse med utbygging av fornybare energikilder. I 2003 var investeringsstøtten redusert til 7,5 %, og i statsbudsjettet for 2004 ble denne støtten fjernet i sin helhet. I tillegg til investeringsstøtte har det vært mulig å søke om produksjonsstøtte, dersom dette var utslagsgivende for å få lønnsomhet i prosjektet. Denne støtten var i 2003 tilsvarende ½ elektrisitetsavgift, altså 47,5 NOK/MWh. Denne ordningen ble også fjernet i statsbudsjettet for 2004.

Slik situasjonen er i dag er de fleste utbyggingsprosjekter for ny energiproduksjon så å si stoppet helt opp. Dette gjelder både vannkraft, vindkraft, gasskraft og bioenergi og vannbåren varme. I følge konserndirektør Ingelise Arntsen ved Statkraft er det ikke

aktuelt å investere i nye vindkraftanlegg før det er avklart hva som skjer med sertifikatordningen og forutsigbare rammebetingelser [energi, (mars 2004)].

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet har Enova foretatt en utredning av ulike overgangsordninger til et pliktig grønt sertifikatmarked. Hensikten med en overgangsordning er at den skal hindre den investeringsvegring som nå foreligger. I påvente av formelle vedtak er de fleste investeringer i fornybare energikilder foreløpig lagt på is. Innføring av en overgangsordning kan bidra til at det foreligger et visst tilbud av sertifikater ved innføring av et eventuelt grønt sertifikatmarked.

Rapporten fra Enova tar for seg konsekvensene ved innføring av følgende alternative overgangsordninger:

- Videreføring av tidligere ordning til støtte for fornybar energi
- Modifisering av tidligere støtteordning
- To forskjellige anbudsordninger
- Driftsstøtte
- Faste innmatningstariffer.

De ulike ordningene vurderes blant annet ut fra formåls effektivitet, som vil si i hvilken grad den vil bidra til økt produksjon av fornybar energi, samt hvordan ordningen vil bidra til å skape et visst tilbud av sertifikater når en eventuell pliktig sertifikatordning innføres. I tillegg er kostnadseffektivitet, forutsigbarhet, støtteaspekter, finansiell belastning for Energifondet, teknologinøytralitet samt implementerings- administrasjons- og transaksjonskostnader vurdert [Enova, (2003)].

Avslutningsvis konkluderes det i rapporten med ”at en teknologinøytral anbudsordning er den av ordningene som vil kunne gi den mest formåls effektive og kostnadseffektive overgangen til et pliktig grønt sertifikatmarked.” [Enova, (2003)]. En slik ordning innebærer statlige kjøp av grønne sertifikater basert på en anbudskonkurranse mellom godkjente og konsesjonsbehandlede prosjekter. Enova argumenterer for at dette vil hindre investeringsvegring, og sikre at det er et visst tilbud av sertifikater når det innføres et pliktig sertifikatmarked.

7.3 Grønne sertifikat

Grønne sertifikat er et markedsbasert virkemiddel for å sikre utbygging av miljøvennlige kraftprosjekter som ikke er lønnsomme med dagens forventninger til fremtidig kraftpris. I Norge vedtok Stortinget i mars 2003 enstemmig å innføre en slik ordning. I stortingsmeldingen om innenlandsk bruk av naturgass gikk Regjeringen inn for å delta i et internasjonalt pliktig grønt sertifikatmarked. Under behandlingen av gassmeldingen ba Stortinget Regjeringen om å ta ”initiativ til – fortrinnsvis et felles norsk/svensk pliktig grønt sertifikatmarked som eventuelt kan samordnes med et internasjonalt sertifikatmarked, med sikte på å legge frem et konkret forslag for Stortinget så snart som mulig, og senest våren 2004.” [Inst. S. nr. 167, (2002-2003)]. Planen er at dette forslaget skal offentliggjøres ved en Stortingsmelding i juni 2004.

7.3.1 Prinsipp

Hensikten er at et pliktig marked for grønne sertifikater skal øke produksjonen av elektrisitet fra utvalgte fornybare energikilder. Prinsippet er at produsenter av ny fornybar energi utsteder sertifikater tilsvarende den mengden elektrisk energi de produserer. Elektrisiteten handles som før i kraftmarkedet, mens sertifikatene handles finansielt. Forbrukerne⁶ plikter å dekke deler av forbruket med såkalt grønn energi. Det er nærliggende å forvente at denne andelen økes over tid. Planen er at sluttbrukerleverandørene skal sørge for å dekke den lovpålagte andelen grønn energi, mens forbrukerne skal betale sertifikatene gjennom et mindre påslag på den vanlige strømregningen. Fordelen, sett fra forbrukerens perspektiv, skal være at de får økt forsyningssikkerhet, lavere kraftpriser i engrosmarkedet og en miljøvennlig utvikling i energisektoren.

Prinsippet kan enkelt illustreres med et eksempel. Anta at kvotepliktig forbruk i Norge i dag er 80 TWh, og dette antas å øke til 90 TWh i løpet av 10 år. Videre antas det at kvotekravet i 2013 er på 10 %, det vil si 9 TWh. Dette innebærer at 10 % av energiforbruket tillegges en ”skatt” tilsvarende sertifikatprisen. Dersom sertifikatprisen er 20 NOK/MWh, innebærer dette et påslag for sluttbruker på 2 øre/kWh.

Siden energiproduksjonen i Norge stort sett er fornybar, er det ventet at kun nyutbygget fornybar energikilder får muligheten til å utstede grønne sertifikat. I tillegg vil mest sannsynlig opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk og småskalavannkraft inkluderes i ordningen. Dette innebærer at en kraftprodusent kan utstede sertifikat for dokumenterbar merproduksjon som følge av opprustning.

Vindkraftutbygging i Norge er, med dagens elektrisitetspriser, ikke økonomisk forsvarlig uten støtteordninger. Mange av prosjektene vil imidlertid være lønnsomme dersom utbygger får et tilskudd fra salg av grønne sertifikater. Målet er at innføringen av pliktig sertifikatordning skal fremme ny miljøvennlig kraftproduksjon. Ordningen med grønne sertifikat er en teknologinøytral ordning, og de rimeligste alternativene vil derfor først bygges ut. Markedet vil dermed opptre ubarmhjertig overfor moderne og dyrere teknologi. For å videreutvikle umodne teknologier, har de fleste land som har innført pliktig sertifikatmarked innført supplerende støtteordninger for slik kraftproduksjon.

7.3.2 Erfaring fra andre land

Hittil har syv andre europeiske land innført ulike sertifikatbaserte systemer for å fremme produksjon og salg av fornybar energi. Nederland innførte sin sertifikatordning allerede 1. juli 2001, mens Sverige innførte lov om grønne sertifikater 1. mai 2003. Ordningen i Sverige omfatter vindkraft, solenergi, bølgekraft, geotermisk energi, biobrensel og vannkraft, med enkelte begrensninger. I Sverige er det satt et krav til at 7,4 % av sluttbrukernes energikonsum i 2003 skal dekkes av grønne sertifikat. Denne andelen skal økes jevnt til 16,9 % i 2010. Bakgrunnen for dette målet er, som tidligere nevnt, at Sverige skal opprettholde sine forpliktelser i forhold til EU sitt RES-direktiv.

⁶ Kraftintensiv industri og gruvedrift vil mest sannsynlig fritas fra kvoteplikten

Sertifikatene har uendelig levetid for å sikre størst mulig likviditet i sertifikatmarkedet og for å dempe volatilitet som følge av årlige tilsigsvariasjoner i vind og vann.

Noe av kritikken som rettes mot sertifikatordningen i Sverige er at kvoteplikten ikke er planlagt lengre frem enn til 2010. Grunnen til dette er at RES-direktivet ikke stiller krav til produksjonen etter 2010. For at en ordning med grønne sertifikat skal ha noe hensikt må det være fordi den gir utbygger en viss grad av sikkerhet, og kvoteplikten må derfor settes lengre enn 10 år frem i tid. Et annet problem i Sverige er at ordningen har vært preget av et tynt og umodent marked. Kombinasjonen av økende kvoteavgiftsplikt og muligheten til å spare sertifikatene har medført at en del aktører ser seg tjent med å holde på sertifikatene. Dette har resultert i lav likviditet i det svenske markedet i åpningsfasen. Dette har derimot bedret seg den siste tiden. I oktober 2003 var kun 1/3 av det totale antall utstedte sertifikatene i Sverige handlet, mens i april 2004 var det tilsvarende tallet på 1,11 [Statkraft SF og EBL, (20.12.2004)][Svenska Kraftnät, (23.04.2004)]. Årsaken til at det har vært handlet flere sertifikat enn det er utstedt, er at et utstedt sertifikat kan handles flere ganger [Löow, (29.04.2004)].

For å sikre produsentene mot lav sertifikatpris, og forbrukeren mot høy sertifikatpris, er det blant annet i Sverige innført henholdsvis en "gulvpris" og en "takpris" på sertifikatene. Etter hvert som det skapes et tilbud og etterspørsel etter sertifikatene antas det at markedet selv vil prise sertifikatene, og behovet for en gulv- og takpris vil falle bort. Et velfungerende marked vil gi produsentene en noe forutsigbar merinntekt, og dermed som ønskelig stimulere utbygging av fornybar energi.

I Sverige var grenseverdiene i 2003 på henholdsvis 83 og 243 SEK inkludert skatter. I 2004 er nedre og øvre verdi henholdsvis på 70 og 330 SEK inkludert skatter. Gulvprisen avtar jevnt frem til 2008 da den faller helt bort. Fra og med 2005 skal straffegebyret, for ikke å dekke lovpålagt andel av forbruket med grønne sertifikat, tilsvare 150 % av volumveid gjennomsnittspris til sertifikatene [Elkontakt, (21.11.2003)].

Fra markedet kom i gang 1. mai 2003 og frem til 22. april 2004 var middelprisen på de svenske sertifikatene på 216,02 SEK/MWh. Til sammen var det handlet 9 299 990 sertifikat i perioden, og hvert sertifikat tilsvarer 1 MWh fornybar energi. Til forskjell fra grønne sertifikat er ikke straffegebyret fradragsberettiget. På grunn av skattefordel vil derfor sertifikatene handles til en pris noe over disse grensene.

I tillegg til sertifikatordningen får vindkraftprodusenter i Sverige en ekstra produksjonsstøtte. Grunnen til dette er at de tidligere mottok investeringsstøtte, driftsbidrag og miljøbonus. Disse støtteordningene ble faset ut i 2002, og for å kompensere for dette vil vindkraftprodusenter motta en ekstra støtte i noen år fremover. Denne støtten skal bidra til å utvikle vindkraftteknologien. I 2003 var denne på 181 SEK/MWh. I 2004 var støtten redusert til 120 SEK/MWh, og den skal ytterligere avta årlig frem til 2009 hvor den frafaller i sin helhet [Hedblom, (29.04.2004)]. Den svenske ordningen innebærer dermed at svensk vindkraft ved utgangen av 2003 fikk oppunder 400 SEK/MWh i samlet produksjonsstøtte. Fra og med 2009 vil vindkraftprodusentene kun motta støtte i form av grønne sertifikat. Dersom dette skal ha en verdi for

produsentene, innebærer dette at den pliktige kvoteandelen i Sverige opprettholdes også etter 2010. Dette avklares mest sannsynlig nærmere i november 2004 [Hedblom, (29.04.2004)].

I Storbritannia har myndighetene nylig økt og forlenget den pliktige kvoteandelen fra 10 % i 2001 til 15 % i 2015. Dessuten foreligger det en erklæring om å følge opp dette med 20 % som mål for 2020. Straffeavgiften, på nær 400 NOK/MWh, gis de konkurrentene som har dekket sin pliktige sertifikatandel, og går så delvis videre til produsentene. Dette medfører at sertifikatene i Storbritannia nå handles for mellom 500 og 600 NOK/MWh [energi, (mars 2004)].

7.3.3 Usikkerhet

Foreløpig er det usikkerhet knyttet til når grønne sertifikater vil bli innført i Norge, hva ordningen vil innebære, hvilken kraftproduksjon som inkluderes og hvor stor andel av forbruket som må dekkes av sertifikat. Sistnevnte vil være sterkt avhengig av hvor stort måltallet for kvoteplikten for fornybar energi settes i Norge.

Ved utgangen av 2003 uttalte olje- og energiminister Einar Steensnæs at "Sertifikatberettigede anlegg for elektrisitetsproduksjon med byggestart etter 1. januar 2004 vil ha mulighet til å delta i et system for grønne sertifikater, selv om et slikt system måtte bli etablert etter dette tidspunktet" [Olje- og energidepartementet, (19.12.2003)]. Dette fjernet noe av usikkerheten rundt hvem som kunne utstede grønne sertifikat, men rammebetingelsene må være forutsigbare før en kan forvente at endelige utbyggingsplaner vedtas. Alt tyder på at en vindkraftutbygger vil kunne utstede grønne sertifikat, men det er stor usikkerhet knyttet til prisen på disse. Kvoteplikten vil være avgjørende for denne prisen.

Ved innføring av grønne sertifikater i Norge kan det, i startfasen, være aktuelt for staten å garantere en minstepris for sertifikatene. Dersom det gjøres på samme måte som i Sverige, vil det også innføres en maksimalpris på sertifikatene. Dette gjøres ved at det er mulig å betale et straffegebyr dersom en ikke har handlet inn en tilstrekkelig mengde sertifikat til å dekke kvoteplikten. Investeringer i ny produksjonskapasitet må vurderes ut fra usikkerhet både knyttet til priser for fysisk levering, og priser på sertifikatene. Prisdannelsen i sertifikatmarkedet vil mest sannsynlig være svært volatil innenfor de gitte gulv- og takpriser. Markedsforståelse, risikovurderinger samt finansieringsevne vil være avgjørende for om investeringer foretas.

7.3.4 Forventninger til pris i det norske markedet

Norge er en stor vannkraftnasjon, og har fortsatt et stort uutnyttet potensial på området. Anslagsvis er 118 TWh utbygd, og vassdrag som kunne gitt 37 TWh er vernet. Totalt er restpotensialet for videre vannkraftutbygging, i følge konserndirektør Ingelise Arntsen i Statkraft, på 34 TWh. Av dette antas at ytterligere 14,4 TWh vil vernes som laksevassdrag. Dette gir et restpotensial på omtrent 20 TWh.

For å få den mest samfunnsøkonomiske støtteordningen, forventes det at det etableres et teknologinøytralt pliktig sertifikatmarked med internasjonal sertifikathandel mot ett eller

flere land i løpet av noen få år. Et slikt marked, hvor ingen teknologier får bedre støttevilkår enn andre, vil medføre at de billigste investeringsprosjektene realiseres først. For at ordningen skal kunne utløse investeringer i ny kapasitet, må markedsprisen på sertifikatene dekke forskjellen mellom produksjonskostnad for nye anlegg, og markedsprisen på den fysiske kraftleveransen fra anlegget. Når en slik løsning gjelder på tvers av landegrensar vil en få en arbeidsdeling basert på de ulike landenes naturgitte forutsetninger.

Norges rike tilgang på fornybare energiresurser medfører at relativt store energipotensialer bygges ut med moderate sertifikatpriser [Statkraft SF og EBL, (20.12.2004)]. Dette vil medføre at prisen på sertifikatene lite trolig vil overgå sertifikatprisen i Sverige. Som tidligere nevnt avhenger dette selvsagt av hvor stor den kvotepliktige andelen blir i Norge. Det ventes at det vil foreligge mer sikker informasjon om dette når stortingsmeldingen offentliggjøres i juni. Siden stortingsmeldingen offentliggjøres omtrent samtidig som denne rapporten offentliggjøres, spekuleres det ikke noe mer om pris i denne rapporten. Senere beregninger baserer seg på en pris på 150 NOK/MWh som med dagens kurs⁷ på svenske kroner ligger cirka 45 NOK/MWh under middelpriisen på de svenske sertifikatene siden ordningen kom i gang 1. mai 2003. På grunn av den store usikkerheten knyttet til fremtidig pris, vil det i de senere beregningene foretas en sensitivitetsanalyse basert på sertifikatprisen.

⁷ 23.04.2004: 100 NOK = 90,0325 SEK

8 Finansieringsstruktur

Etter som en bedrift får trekke fra renteutgiftene i forbindelse med lån, kan det være fordelaktig å ta opp lån. Gjeldsrentene medfører at bedriften oppnår en skattefordel. Ulempen er at økende gjeldsgrad medfører en større konkursfare, og lånerenten øker derfor etter som gjeldsgraden øker. Utlånere som frykter konkurs, kan være uvillig til i det hele tatt å låne ut penger til prosjekt med en usikker kontantstrøm. Det beløpet en bedrift kan låne betegnes av McDonald (2002) for bedriftens gjeldskapasitet. Dersom firmaet reduserer usikkerheten knyttet til fremtidige inntekter skal den i teorien øke gjeldskapasiteten.

8.1 Modigliani og Miller

Modigliani og Miller beviste i 1958 at foretakets verdi, i et perfekt kapitalmarked, er uavhengig av kapitalstruktur. Det vil si at ingen kombinasjon av gjeld og egenkapital er bedre enn en annen. Tankegangen bak resonnementet var at enhver kapitalstruktur kan dupliseres. En investor vil ikke betale mer for å låne indirekte ved å kjøpe aksjer i et delvis gjeldsfinansiert selskap, enn det han må betale for å kjøpe aksjer i et likt, men kun egenkapitalfinansiert, selskap og låne direkte i markedet. Konklusjonen framkom ved å ta utgangspunkt i et arbitrasjeeksempel med en rekke forutsetninger:

- Ingen transaksjonskostnader
- Inn- og utlånsrente er lik, privatpersoner kan låne til lik rente som selskap
- Ingen konkurskostnader
- Foretakene er finansiert med egenkapital og risikofri gjeld
- Foretakene er inndelt i risikoklasser, hvor alle foretak innen samme risikoklasse har lik risiko
- Ikke skattekostnader
- Forventede kontantstrømmer er permanente
- Alle aktører har full informasjon angående forventede resultat for foretaket⁸

Modigliani og Miller kom frem til det velkjente ” Proposition 1”:

”The market value of any firm is independent of its capital structure, and is given by capitalizing its expected return at the rate R_A appropriate to its class.”

Av ”Proposition 1” følger at forventet avkastning på egenkapitalen øker lineært med gjeldsgraden så lenge gjelden er risikofri. Investor vil altså kreve en høyere avkastning på investeringen etter som gjelden øker. Grunnen til dette er at aksjens risiko øker etter som gjelden øker. Sammenhengen mellom egenkapitalkravet og gjeldsgraden kan da uttrykkes som:

⁸ Dette er ikke eksplisitt tatt med i MM sin utledning, men forutsetningen er vesentlig for å kunne benytte deres resonnement

$$r_e = r_i + \frac{G}{E} \cdot (r_i - r_g) \quad (8-1)$$

- r_i - totalavkastningskrav
- r_e - avkastningskrav på egenkapital
- r_g - gjeldsrente
- G - gjeld
- E - egenkapital

Gjeldsfinansiering vil øke forventede inntekter per aksje, men ikke verdien til aksjene. Høy gjeldsgrad fører til sterkere variasjoner i avkastningen på aksjekapitalen. Grunnen til dette er at avkastning til fremmedkapital prioriteres, og det er differansen mellom denne avkastningen og den samlede fortjenesten som utgjør avkastningen til aksjekapitalen. Avkastningskravet til aksjen øker etter som aksjens risiko øker. Dette medfører at økningen i avkastningskravet akkurat kompenseres for økningen i forventet inntekt per aksje. Eierne blir på den måten indifferente til gjeldsgraden til selskapet.

8.2 Skatt og finansielt stress

Det formelle beviset for "Proposition 1" avhenger av antagelsen om et perfekt kapitalmarked. I det virkelige markedet er det få av antagelsene over som er tilfredsstillt. Dersom firmaets verdi var fullstendig uavhengig av kapitalstruktur, skulle en sett at gjeldsgraden varierte tilfeldig fra bedrift til bedrift. Noe som ikke er tilfelle.

Gjeldsfinansiering antas ofte å være skattemessig mer fordelaktig enn egenkapitalfinansiering, i hvert fall ved en moderat gjeldsgrad. Grunnen til dette er at bedriften får skattemessig fradrag for gjeldsrentekostnadene. Ved høyere gjeldsgrad oppveies de skattemessige fordelene blant annet av finansielt stress. Dette er en fellesbetegnelse for konkurskostnader og økonomisk belastning forut for en eventuell konkurs. Konkurs foreligger dersom aksjonærene innløser sine rettigheter til å fraskrive seg ethvert ansvar som bedriften har påført seg. Investorene har da tapt det de har investert i aksjer, men alle problemene overlates til bedriftens kreditorer. Det er disse som nå er rettmessig eier av bedriftens eiendeler.

Konkurskostnader kan deles opp i direkte kostnader knyttet til blant annet advokatkostnader og andre kostnader knyttet til en eventuell rettssak. Mens de direkte kostnadene i stor grad kan måles, lar dette seg vanskelig gjøre for de indirekte kostnadene. Disse kostnadene knytter seg blant annet til lavere salg, vanskelig og dyrere råvaretilgang og frafall av ansatte. Bakgrunnen for disse vanskelighetene er at både kunder, leverandører og ansatte frykter konsekvensen av en konkurs. Kunder er eksempelvis usikker på service og deletilgang, mens leverandører og ansatte er usikker på om de får betalt for sine tjenester. Indirekte kostnader knytter seg også til interessekonflikter mellom kreditorer og aksjonærer for en bedrift som nærmer seg konkurs. Dette kan medføre ugunstig drift og investeringsbeslutninger. Aksjonærene handler ut fra sine egne interesser, og kan øke sin verdi på bekostning av långiverne. Dersom alternativer er konkurs har ikke aksjonærene noe å tape på å gå inn i svært

risikable prosjekt. Er prosjektet en suksess unngår aksjonærene konkurs, men dersom prosjektet mislykkes er det kun kreditorene som taper på investeringen. De indirekte kostnadene vil gjøre seg gjeldene selv om bedriften faktisk ikke begjæres konkurs. Kostnadene øker etter som sannsynligheten for konkurs stiger.

Tradisjonell ”trade-off” teori beskriver hvordan kapitalstrukturen i et firma bør være. Teorien vektlegger både skatt og finansielt stress. Bedriftens verdi kan uttrykkes som:

$$V(E_g + G) = V(E) + NPV(\text{skatt}) - NPV(\text{stress}) \quad (8-2)$$

- $V(E_g+G)$ - verdi av selskap som både er egenkapital- og gjeldsfinansiert
- $V(E)$ - verdi av selskap som bare er egenkapital finansiert
- $NPV(\text{skatt})$ - nåverdien av skattefordelene ved å ha gjeld
- $NPV(\text{stress})$ - nåverdien av kostnaden knyttet til finansielt stress

I følge ”trade-off” teorien skal altså et firma låne penger så lenge den marginale skattefordelen ved å øke lånet er større enn kostnadene forbundet med finansielt stress. Både fordelene og ulempen med gjeldsfinansiering må sees fra aksjonærenes ståsted. Når det gjelder skattefordelen med gjeldsfinansiering må en se både på bedriftens skatteposisjon, og hvordan investorer og aksjonærer må skatte på renteinntekter, utbytte og aksjens verdistigning.

Forutsetningen for ”trade-off” teorien er at det eksisterer full informasjon både om bedriftens og investorenes skattemessige konsekvenser ved gjeldsfinansiering og kostnader forbundet med finansielt stress. Som nevnt er sistnevnte svært vanskelig å beregne. Generelt sett ser en at firma med håndfaste varer og store skattbare inntekter finansierer med mye gjeld, mens bedrifter med svært usikre kontantstrømmer hovedsakelig egenkapitalfinansierer.

”Trade-off” teorien forklarer ikke hvorfor det ser ut til at de mest lønnsomme bedriftene innenfor en bransje er de bedriftene innen den gitte bransjen som har lavest gjeldsgrad. Dette forklares bedre av ”pecking-order” teorien. Denne teorien bygger på forutsetningen om at det eksisterer asymmetrisk informasjon mellom lederne i en bedrift og de utenforstående investorene. En slik asymmetrisk fordeling av informasjon påvirker valget mellom intern og ekstern finansiering og valg av gjeldsgrad. ”Pecking-order” teorien sier at intern finansiering benyttes så lenge dette er mulig. Dersom intern finansiering ikke er mulig vil gjeldsfinansiering foretrekkes fremfor egenkapitalfinansiering, så lenge dette lar seg gjøre. Teorien bygger på at lederne i bedriften sitter på mer informasjon enn det utenforstående investorer gjør. Dersom lederne mener aksjekursen er for lav, vil de være lite villig til å utstede nye aksjer. Ledelsen ønsker i stedet å utstede aksjer når aksjeprisen er ”riktig” eller overpriset. Investorene forstår dette, og dersom et firma utsteder nye aksjer, vil aksjekursen derfor oftest falle [Brealey and Myers, (2003)].

8.3 Skattesystemet i Norge

Gevinst ved salg av aksjer i Norge beskattes med 28 %, uavhengig av hvor lenge en har eiet aksjene. Gevinsten beregnes ved å ta differansen mellom kjøpsprisen og salgspris.

Differansen må videre justeres med skattemessig inngangsverdi (RISK) og kurtasjekostnader. Bakgrunnen til at inngangsverdien justeres etter RISK metoden er at en skal forhindre at gevinsten dobbeltbeskattes. Dette gjøres ved at inngangsverdien justeres 1. januar hvert år med selskapets tilbakeholdte, skattlagte overskudd siste året, fordelt per aksje i henhold til pålydende, det såkalte RISK beløpet. RISK verdien kan være både positiv og negativ, avhengig av om årets skatter og utbetalt utbytte overstiger selskapets skattepliktige resultat. [Olsen, (1993)]

Norske selskap får ikke fradrag for utbytte som betales ut til aksjonærene. Til gjengjeld er utbytte fra norske selskap, til investorer skattepliktige i Norge, skattefritt. Grunnen til dette er at investor godtgjøres selskapets skatt på utdelt utbytte. Dette innebærer at dersom investor er i skatteposisjon, og har lik skattesats som selskapet, får en ingen dobbeltbeskatning på utbytte.

Gjeldsrenter er fradragsberettiget for selskapet, men investoren, som har lånt penger til bedriften, må skatte for renteinntektene. Så lenge skattesatsen for alminnelig inntekt for et selskap og en investor er lik, får en ingen dobbeltbeskatning av renteinntekter.

Ved å sammenligne et foretak som er 100 % egenkapitalfinansiert, med et delvis gjeldsfinansiert foretak, kan en se om samlet beskatning av selskap og investor i de to tilfellene er ulik. Det forutsettes her at gjeldsgraden ikke er så stor at kostnader knyttet til finansielt stress gjør seg gjeldende. Det kan nå vises at samlet skattekostnad for investorer og selskapet er gitt som [Olsen, (1993)]:

$$T_i + T_f = s_{fa} \cdot (\pi - G \cdot r_g) + s_{ia} \cdot G \cdot r_g + S_{gev} + s_{ip} (\pi - K) + f(E_g + G) \quad (8-3)$$

- T_i - total inntektsskatt for investor
- T_f - total inntektsskatt for foretaket
- s_{fa} - skattesats alminnelig inntekt for foretaket
- π - overskudd før skatter og rentekostnader
- G - foretakets gjeld
- r_g - lånerenten
- S_{gev} - skatt i forbindelse med gevinst/tap når aksjene selges
- s_{ia} - skattesats alminnelig inntekt for investor⁹
- s_{ip} - skattesats personinntekt for investor
- K - korrigeringsledd for beregning av personinntekt
- $f(E_g + G)$ - formueskatt for investor i et delvis gjeldsfinansiert selskap

⁹ Det er to grunnlag for å beregne inntektsskatt for personlige skatteyttere: alminnelig inntekt og personinntekt. Inntekten skatlegges med forskjellige satser avhengig av kilden. Alminnelig inntekt skatlegges med en sats på 28 prosent. Personinntekt er inntekt av personlig utført arbeid og pensjon, og er grunnlag for å beregne toppskatt og trygdeavgift. [Skatteetaten, (20.05.2004)]

Skattesatsen for alminnelig inntekt er på 28 % både for foretak og investorer i landbasert virksomhet [Gjesdal og Johnsen, (1999)]. Dette medfører at $s_{ia} = s_{fa} = s_a$. Sett over en lengre tidsperiode er det nærliggende å anta at aksjenes verdistigning tilsvarer selskapets tilbakeholdte overskudd. På grunn av RISK justeringen medfører dette at en lite sannsynlig vil få en gevinstbeskatning ved et fremtidig salg av aksjene. I videre beregninger antas dessuten at den skattemessige delingsmodellen ikke gjøres gjeldende¹⁰. Samlet skattekostnad for et delvis gjeldsfinansiert selskap vil dermed bestå av alminnelig skatt av overskudd samt formueskatt for investor:

$$T_i + T_f = s_a \cdot \pi + f(E_g + G) \quad (8-4)$$

Dersom et selskap er 100 % egenkapitalfinansiert vil total skattekostnad for selskap og investor kunne uttrykkes som:

$$T_i + T_f = s_a \cdot \pi + S_{gev} + s_{ip}(\pi - K) + f(E) = s_a \cdot \pi + f(E) \quad (8-5)$$

- $f(E)$ - formueskatt for investor i et 100 % egenkapitalfinansiert selskap

Ut fra ligning (8-4) og (8-5) ser en at totale skattekostnader blir like dersom formuesbeskatningen for investorene er uavhengig av selskapets kapitalstruktur. Formuesverdien for børsnoterte aksjer på A listen skal settes til 75 % av børsverdi. For børsnoterte aksjer på SMB listen er formuesverdien 30 % av børsverdien. For aksjer som ikke er notert på børsen skal det foretas en administrativ beregning av verdien, tilsvarende 30 % av skattemessig verdi [Olsen, (1993)]. Dette medfører at aksjene verdsettes lavere enn selskapets verdi i markedet. Lån til selskapet skal verdsettes til pålydende. Samlet medfører dette at det foreligger et lite incitament i skattereglene til å finansiere med egenkapital. Ser en bort fra denne relativt lille skjevheten i beskatningen, har norske selskaper ikke skattemessige gjeldsfordeler, og det norske skattesystemet kan derfor sies å være tilnærmet nøytralt overfor beslutninger om finansieringsstruktur.

I det virkelige kapitalmarkedet vil transaksjonskostnader eksistere. Normalt kan dessuten bedrifter låne kapital til gunstigere vilkår enn det aksjonærene kan. Dette medfører at gjeldsfinansiering kan være å foretrekke fremfor egenkapitalfinansiering, i alle fall opp til et visst nivå.

8.3.1 Valg av kapitalstruktur for utbygging av vindmøllepark

TrønderEnergi AS er et selvstendig kommuneforetak som eies i sin helhet av mindre kommuner i Trøndelag. De ulike kommunenes eierandel er gjengitt i vedlegg 19.6. Per 30/06-2003 var konsernet sine samlede eiendeler verdsatt til 3741 MNOK. Av dette er 406 MNOK omløpsmidler i form av bankinnskudd, kontanter og lignende. Egenkapitalen i TrønderEnergi var på 2128 MNOK, og samlet gjeld utgjorde 1613 MNOK

¹⁰ Inntekt fra virksomhet skyldes dels arbeidsinnsats og dels avkastning på den kapital som er investert i virksomheten. Delingsmodellen er en metode for å regne seg fram til den delen av et foretaks inntekt som knytter seg til arbeidsinnsatsen, og som det skal betales toppskatt og trygdeavgift av. Den delen en regner seg fram til, kalles beregnet personinntekt. [Skatteetaten (20.05.2004)]

[TrønderEnergi, (14.05.2004)]. Dette gir en gjeldsgrad på 43 %. I vedtektene til TrønderEnergi står det at dersom samlet gjeldsgrad overstiger 60 %, kan långiverne kreve at lånene refinansieres. Videre står det i vedtektene at dersom samlet gjeldsgrad overstiger 50 % betales ikke utbytte til eierne.

Kommunene er svært interessert i å motta utbytte fra TrønderEnergi. Så lenge ikke vedtektene endres, vil det være lite aktuelt for TrønderEnergi å ta opp så store lån at samlet gjeldsgrad overstiger 50 %. Det er lite trolig at kommunene går med på en løsning som innebærer at utbetaling av utbytte uteblir. Små kommuner som er medeier i kraftselskap anses, i forretningsmessig øyemed, som langsiktige eiere. Et kortsiktig salg av aksjene for å skaffe kapital, vil derfor kun være av teoretisk interesse.

I følge skatteloven § 2-5 og § 2-30 er kommuner skattepliktig for gevinst ved relasjon av aksjer, men fritatt for formuebeskatning. Dette innebærer at incitamentet til å egenkapitalfinansiere forsterkes. Et annet argument for egenkapitalfinansiering er at konkurskostnadene knyttet til vindkraftprosjektet kan bli forholdsvis store. Grunnen til dette er at vindmøllene ikke har et alternativt bruksområde. Dersom kraftverket går konkurs kan det være vanskelig å selge vindmøllene for en akseptabel pris.

Ulempen er at kommunene har begrenset tilgang på kapital som kan bindes i langsiktige investeringer. I det videre antas det at kommunene, som er medeiere i TrønderEnergi, ikke har anledning til å gå inn med mer egenkapital i selskapet. En aksjeemisjon som innebærer at eierandelen til de ulike kommunene reduseres, vil lite sannsynlig aksepteres. Dette vil innebære at flerparten av kommunene skal være enig om en emisjonsprosess, noe som anses som politisk vanskelig å få gjennomslag for. Mulighetene for å skaffe til veie tilstrekkelig kapital til prosjektet er dermed redusert til enten å benytte opparbeidet egenkapital, eventuelt i kombinasjon med delvis gjeldsfinansiering.

Realisering av vindmølleparken innebærer en investering på omtrent 400 MNOK. Konsernet, sett under ett, hadde som nevnt per 30/06-2003 406 MNOK i kontanter, bankinnskudd og lignende. På et eventuelt utbyggingstidspunkt må vindkraftprosjektet sammenlignes med andre alternative investeringsalternativer. Dersom det er tilstrekkelig interne midler i selskapet, bør disse benyttes. Alternativt bør gjeldsfinansiering vurderes. Kan konsernet garantere for sikkerheten til långiverne, vil det være mulig å låne hele investeringskostnaden uten at konsernets totale gjeldsgrad overstiger 50 %. Dette innebærer at konsernet fremdeles vil være i stand til å betale ut utbytte, uten at vedtektene brytes.

9 Avkastningskrav

Avkastningskrav er et instrument som benyttes både for beslutnings- og kontrollformål. Avkastningskravet benyttes for å transformere en forventet kontantstrøm til en forventet nåverdi ved diskontering. En investering blir sett på som lønnsom dersom avkastningen på den kapital som bindes overstiger avkastningskravet. Avkastningskravet settes av kapitalinnskyterne, altså långivere og aksjonærer. Långivere vil automatisk følge opp sine krav. Dersom ikke kontraktsbestede betalinger utføres i tide, vil kreditorene med rettens hjelp gripe inn i virksomheten. Eierne, på sin side, stiller krav til avkastning på egenkapitalen. Disse har imidlertid ikke krav på utbytte, og kapitalavkastningen deles heller ikke normalt ut i sin helhet. Eierne må derfor følge opp virksomhetens drift, og kontrollere at kapitalen gir den avkastning som kreves. Typisk vil gjerne virkelig internrente for prosjektet kontrolleres opp mot avkastningskravet. ”Fastsettelse av avkastningskrav er langt fra en eksakt vitenskap, men snarere en blanding av god teori og fornuftig skjønn.” [Gjesdal og Johnsen, (1999)]

Avkastningskravet for et prosjekt er den avkastning som er nødvendig for å trekke kapital til virksomheten. Relevant avkastningskrav vil derfor være lik den forventede avkastningen kapitalmarkedet tilbyr for plasseringer med lik risiko som prosjektet. Prosjektets risiko gir informasjon knyttet til muligheten for at virkelig avkastning avviker fra forventet avkastning. En risikoavers investor vil kreve høyere forventet avkastningskrav for å påta seg en større risiko enn det den matematiske sannsynligheten alene for den økte risikoen skulle tilsi [Finansdepartementet, (28.05.2004)]. Ved å fordele sin kapital over flere prosjekter med ulik risikoprofil kan en investor redusere samlet risiko for investert kapital. Dette reduserer igjen avkastningskravet ettersom en investor kun vil kreve kompensasjon for den risiko som ikke er mulig å diversifisere bort. Den ikke diversifiserbare risiko kalles ofte markedsrisiko.

9.1 Kapitalverdimodellen

For et ikke-børsnotert selskap, eller et prosjekt innenfor et selskap, vil man forsøke å ekstrahere informasjon fra betaverdier for eventuelle børsnoterte selskaper som kan antas å ha samme forretningsrisiko [Gjesdal og Johnsen, (1999)]. Beta er et av de viktigste mål på risiko tilknyttet en aksje x sammenlignet med en indeks y . En aksje med beta lik 1 har risiko lik indeksen. Det vil si at for en 10 % økning i indeksverdien, har aksjen historisk sett også gitt en 10 % økning. En aksje med beta lik 2, har tilsvarende hatt en 20 % økning når indeks har økt med 10 %. En aksje med betaverdi på -1, har gitt et tap på 10 % når indeks har økt med 10 %. Gitt betaverdien til et prosjekt, kan totalavkastningskravet etter skatt beregnes:

$$r_t^s = r_f \cdot (1 - s_a) + \beta_t \cdot MP^s \quad (9-1)$$

- r_t - totalavkastningskrav etter skatt
- r_f - risikofri rente
- s_a - skattesats alminnelig inntekt

-
- β_t - betarisiko for selskapets aktiva, også kalt forretningsbeta
 - MP^s - skattejustert markedspremie = $MP + s_a \cdot r_f$

Dersom en beregner betaverdier ved å ekstrahere informasjon fra andre selskap, må en justere for eventuelle finansielle forskjeller mellom selskapene som følge av ulik bruk av egenkapital i forhold til gjeld. Sammenhengen mellom foretnings- og egenkapitalbeta er gitt i ligning (9-2):

$$\beta_e = \frac{E + G}{E} \cdot \beta_t \quad (9-2)$$

Problemet er å finne et eller flere børsnoterte selskap, som kan benyttes som utgangspunkt for å finne betaverdien for et vindkraftprosjekt. Lønnsomheten til et vindkraftprosjekt må vurderes i lys av den usikkerhet som knytter seg til forventede fremtidige inntekter. Det kan argumenteres for at risiko knyttet til inntekter fra et vindkraftanlegg er større enn tilsvarende risiko for et vannkraftanlegg, men lavere enn for et elvekraftverk. Problemet er at en ikke uten videre kan finne betaverdier for selskap som driver vann- eller elvekraftverk. Mange kraftselskap er ikke notert på børs, og i de få tilfeller de er det, er selskapene som oftest eiet av noen få, men store aktører. Dette medfører at omsetningen av aksjene er lite likvide. I mange tilfeller går det mange dager mellom hver handel. Dette gjelder blant annet for finske Fortum. Et annet problem med børsnoterte kraftselskap er at de oftest driver med mye annet en kun produksjon og salg av kraft. Hafslund, som er notert på Oslo Børs, driver med transport av strøm, bolig- og bedriftssikkerhet og sikkerhetsteknologi i tillegg til produksjon og salg av strøm [Hafslund, (18.05.2004)]. Hafslund og Arendal Fossekompani er de eneste produsentene av elektrisk energi som er notert på Oslo Børs. Arendal Fossekompani har tre kraftverk med samlet midlere årsproduksjon på 447 GWh. Aksjene er imidlertid svært lite likvide, og størstedelen av selskapets inntekter kommer fra annen virksomhet enn elektrisitetsproduksjon.

Med bakgrunn i at det ikke ble funnet selskaper på børs som ikke kunne gjenspeile risikoen til et vindkraftprosjekt ble det sett på om det var noen sammenhengen mellom langsiktige endringer i elektrisitetsprisen, altså tidsserien til ε_0 , og Oslo Børs Benchmark Index (OSEBX). Det ble altså forsøkt å finne en β -verdi for denne sammenhengen. Årsaken til denne tanken er at tidsserien ε_0 skal vise skyggeprisen til elektrisitetsprisen, og verdien av en vindmøllepark vil være avhengig av denne skyggeprisen. Om det er en sammenheng mellom indeksen på børsen og tidsserien til ε_0 kan det være mulig å bruke et slikt resultat til å beregne et avkastningskrav. Beregninger for denne β -verdien basert på data tilbake til 1998 gav et resultat på $\beta \approx 0$. Denne verdien antas ikke å gi et fornuftig resultat. Et argument for at ikke betaverdien er lik 0 er at når OSEBX går opp, er det generelt oppgangstider. Det vil da være naturlig å anta at energiforbruket stiger, og prisene vil dermed øke. Dette vil igjen medføre at verdien på kraftselskap øker, og betaverdien skal derfor være positiv.

9.2 Valg av avkastningskrav for vindkraftutbygging

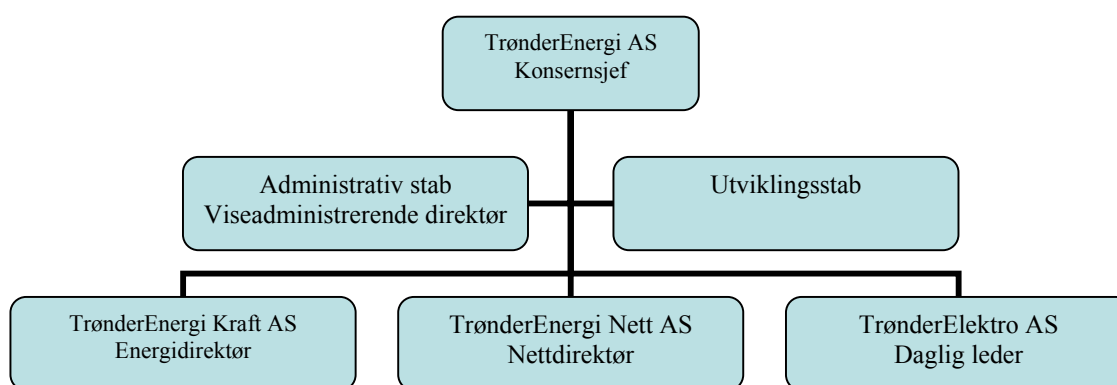
I kapitlet over er det vist seg veldig vanskelig å kunne beregne et avkastningskrav på totalkapitalen ved hjelp av kapitalverdimodellen. Ved valg av avkastningskrav er det derfor sett på hvilket avkastningskrav som kan være relevant ut i fra erfaringer fra andre prosjekt. Et nominelt avkastningskrav etter skatt på totalkapitalen lik 7 – 8 % er et vanlig tall benyttet for norsk kraftproduksjon [ECON (28.05.2004)]. Dette intervallet for avkastningskravet ble også benyttet av Olje- og Energidepartementet ved verdsettingen av Statkraft i 2000. Som nevnt tidligere kan det argumenteres for at risikoen knyttet til en vindkraftutbygging ligger et sted mellom en utbygging av et vann- og et elvekraftverk. Nominelt relevant avkastningskrav etter skatt for vindkraftutbyggingen vil derfor settes til 8 %. Dette med bakgrunn i at det dette avkastningskravet ligger i øvre sjikt av det som er vanlig for norsk kraftproduksjon. Et nominelt totalavkastningskrav på 8 % etter skatt representerer også risikoen for et gjennomsnittlig norsk børsnotert aksjeselskap [ECON (28.05.2004)]. En ytterligere indikasjon på at et nominelt avkastningskrav på 8 % kan være fornuftig finnes på den anerkjente hjemmesiden www.windpower.org. Her blir det sagt at et reelt avkastningskrav etter skatt i området rundt 5 % virker fornuftig for vindkraftutbygging [Windpower, (28.05.2004)]. Et nominelt avkastningskrav på 8 %, gitt den forventede inflasjonen til Norges Bank på 2,5 %, tilsvarer et reelt avkastningskrav på 5,36 %.

Som gjengitt i begynnelsen av dette kapitlet er det svært vanskelig å angi ”rett” avkastningskrav uten at noe skjønn og sunn fornuft benyttes. Valgt avkastningskrav vil derfor være å anse som et utgangspunkt for verdivurdering. På bakgrunn av dette vil det derfor i beregningene studeres hvordan investeringsbeslutningen vil variere med ulike avkastningskrav.

10 Eieform

TrønderEnergi AS (TE) er i dag organisert som et konsern med tre datterselskap, hvorav TrønderEnergi Kraft AS (TEK) har ansvaret for kraftproduksjon og omsetning. Kraftproduksjonen baserer seg i hovedsak på vannkraft. TrønderEnergi Nett AS drifter og bygger ut distribusjonsnett, mens TrønderElektro AS driver installasjons- og butikkvirksomhet.

Morselskapet eies av 20 kommuner i Sør-Trøndelag (se vedlegg 19.6), mens alle datterselskapene eies 100 % av morselskapet.



Figur 9.2-a Organisasjonskart for TrønderEnergi AS

I denne oppgaven skal det vurderes hvordan vannkraftprodusenten TrønderEnergi AS kan maksimere sin verdi ved eventuelt å bygge ut en vindmøllepark. I det følgende sees det på om valg av eieform vil ha noe å si for lønnsomhet og risiko.

10.1 TrønderEnergi Kraft - avdeling produksjon

Et av alternativene for TE er å inkludere vindmølleparken på Bessakerfjellet i TrønderEnergi Kraft AS. Dette selskapets formål er å produsere og omsette elektrisk energi samt annen virksomhet som hører naturlig sammen med dette. Stort sett all elektrisitetsproduksjon kommer i dag fra vannkraftverk. Gjennomsnittlig tilsigsavhengig krafttilgang er på 1617 GWh/år. Av hensiktsmessige grunner er selskapet delt inn i tre avdelinger:

- Marked
- Handel
- Produksjon.

Dersom vindmølleparken inkluderes i selskapets produksjonsportefølje, øker årlig forventet produksjon med oppunder 11 %. På denne måten blandes vind- og vannkraft i produksjonsporteføljen til TrønderEnergi Kraft AS, og denne avdelingen vil da sitte på

all tilgjengelig informasjon knyttet til forventet produksjon fra de ulike energikildene. Dette medfører at TrønderEnergi kan nytte seg av fordelene ved å kombinere vind- og vannproduksjon. Som nevnt tidligere vil en slik samproduksjon kunne medføre at en tappe magasinene sine lavere, og få en mer optimal utnyttelse av vannkraftproduksjonen.

TrønderEnergi Kraft AS er som nevnt et datterselskap av TrønderEnergi AS. Dersom selskap innad i et konsern skal utveksle varer eller tjenester, skal selskapet som stiller sine tjenester til disposisjon, ta seg betalt for dette. I følge allmennaksjeloven skal transaksjoner mellom selskaper i samme konsern grunnes på vanlige foretningmessige vilkår og prinsipper. På denne måten sikrer en at driftsresultatene for de ulike selskapene stemmer overens med de kostnader og inntekter selskapet har pådratt seg.

Kapital kan overføres mellom selskap i samme konsern. Selskap innad i konsernet kan motta konsernbidrag enten fra morselskapet eller fra et av de andre datterselskapene. Selskapet kan kreve fradrag ved inntektslikningen for konsernbidraget så lenge dette ligger innenfor den ellers skattepliktige alminnelige inntekten. Konsernbidraget regnes som skattepliktig inntekt for mottakeren i samme inntektsår som det er fradragsberettiget for giveren. En av hovedgrunnene til kapital overføres mellom selskapene i et konsern, er at en på denne måten kan dra nytte av en skattemessig fordel dersom et eller flere av selskapene innad i konsernet drives med tap. Dersom en ikke kunne overført bidrag mellom selskapene ville konsernet, sett under ett, tapt rentene knyttet til verdien på utsatt skatt. Likviditeten ville dessuten blitt redusert ettersom konsernets samlede skattekostnad det respektive året ville vært større. Selskapene som drives med et positivt resultat måtte skattet fullt ut for dette, mens selskapene med et skattemessig underskudd måtte akkumulert dette underskuddet frem i tid. En kunne da risikert at konsernet aldri ville fått nytt seg av det negative resultatet. Dersom selskapene som er i skatteposisjon får overført deler av overskuddet til selskapene som ikke er i skatteposisjon, får de redusert sine skattekostnader.

TrønderEnergi Kraft AS hadde i 2002 et resultat før skatt på 84,466 MNOK [TEK Årsrapport, (2002)]. Det antas derfor at selskapet er i skatteposisjon. Dette medfører at dersom vindturbinprosjektet tas med i selskapet, og det skattemessige resultatet blir negativt de første årene, så vil selskapet dra nytte av en skattefordel.

Utbyggingen av en vindmøllepark på Bessakerfjellet krever en investering på omtrent 400 MNOK. Dette forklares nærmere i kapittel 12.1.1. En slik investering vil mest sannsynlig innebære at deler av prosjektet gjeldsfinansieres. Dersom prosjektet er en del av TrønderEnergi Kraft AS vil dette selskapet være ansvarlig for lånet. Dette innebærer at dersom prosjektet mislykkes, står TEK ansvarlig for å dekke långivernes tap. Siden långiver har rimelig stor sikkerhet for sitt lån, innebærer dette at lånerenten ikke overstiger den risikofrie renten i særlig stor grad. Fordelen blir altså at lånet blir forholdsvis billig, men samlet risiko for TrønderEnergi Kraft AS blir tilsvarende større.

10.2 Datterselskap

Et annet alternativ for TE er å danne et nytt selskap, eksempelvis Nyvind AS. Dette selskapet kan eies delvis, eller i sin helhet, av TE¹¹. Ved etablering av et aksjeselskap der et annet aksjeselskap er eier eller avtalepart, er det eierandelen eller grad av bestemmelsesrett som avgjør om dette blir et datterselskap eller ikke. Et aksjeselskap er et morselskap hvis det på grunn av avtale, eller som eier av aksjer eller selskapsandeler, har bestemmende innflytelse over et annet selskap. Et aksjeselskap skal alltid anses å ha bestemmende innflytelse hvis selskapet [Bedin Bedriftsinformasjon, (23.05.2004)]:

- eier så mange aksjer eller andeler i et annet selskap at de representerer flertallet av stemmene i det andre selskapet.
- har rett til å velge eller avsette et flertall av medlemmene i det andre selskapets styre.

Ved beregning av stemmerettigheter og rettigheter til å velge eller avsette styremedlemmer skal rettigheter som morselskapet og morselskapets datterselskaper innehar, regnes med. Det samme gjelder rettigheter som innehas av noen som handler i eget navn, men for morselskapets eller et datterselskaps regning.

Dersom vindmølleprosjektet gjennomføres ved å etablere et eget selskap, som delvis eies av TrønderEnergi AS, kan de resterende andelene av selskapet selges til et annet selskap eller investor. På denne måten får TE redusert noe av sin risiko i forbindelse med prosjektet. Dersom konkurs blir en realitet, vil en kun tape det en har gått inn med i aksjekapital.

Det antas at TE ikke er interessert i å etablere Nyvind AS, for deretter å selge en så stor andel av selskapet at de ikke selv sitter på flertallet av stemmene i selskapet. Så lenge TE eier en tilstrekkelig stor andel av Nyvind AS, vil dette selskapet være et datterselskap av TE. Ulempen dersom det er flere selskap som eier Nyvind AS er at dersom TE ønsker å nyte godt av et eventuelt negativt skattemessig resultat ved å utbetale et konsernbidrag, vil dette ikke være like enkelt som dersom TrønderEnergi AS eier Nyvind AS i sin helhet. Grunnen er at dersom eierandelene i Nyvind AS er lik, etter et eventuelt bidrag fra TE, så vil TE indirekte ha gitt bort verdier til de andre eierne.

Dersom TE eier Nyvind AS i sin helhet, vil TE enkelt kunne nytte seg av et eventuelt skattemessig negativt resultat for Nyvind AS. Forskjellen mellom dette alternativet, og alternativet hvor vindmølleprosjektet er inkludert i TEK, avdeling produksjon, er at så lenge morselskapet ikke har stilt garantier overfor Nyvind AS sine långivere, har morselskapet kun tapt sin egenkapital dersom Nyvind AS går konkurs. Det vil ha større konsekvenser for TrønderEnergi AS om TrønderEnergi Kraft AS går konkurs, enn om Nyvind AS går konkurs.

Dersom prosjektet delvis lånefinansieres vil lånerenten avhenge av risikoen knyttet til prosjektet. Om Nyvind AS går konkurs vil ikke morselskapet, TrønderEnergi AS,

¹¹ Nyvind AS kan også eies av TrønderEnergi Kraft AS, men dette antas ikke å påvirke lønnsomheten.

nødvendigvis være forpliktet til å dekke långivernes tap. Dette er långiverne klar over, og de vil derfor kreve en forholdsvis stor risikopremie for å gi lån til prosjektet. Risikopremien stiger etter hvert som gjeldsgraden øker, og hvis gjeldsgraden i selskapet blir tilstrekkelig høy, kan långiverne anse risikoen som så høy at de ikke ønsker å gi lån til selskapet. I praksis vil det derfor være naturlig å tenke seg at Nyvind AS vil ha en høyere egenkapitalandel enn et selskap som legges under TE.

10.3 Valg av eieform

Fordelen med å danne et eget datterselskap er at TrønderEnergi kan redusere noe av risikoen knyttet til prosjektet. Dersom datterselskapet går konkurs har TrønderEnergi kun tapt egenkapitalen de har gått inn med dersom det ikke er stilt spesielle garantier overfor långiverne. Som nevnt tidligere vil ikke produksjonen fra Bessakerfjellet vindmøllepark øke den samlede produksjonen fra TrønderEnergi AS med mer en cirka 11 %. Etter som produksjonsavdelingen sitter på informasjon om både vind- og vanntilslig, kan det være mulig å nytte eventuelle fordeler med samproduksjon av vind- og vannkraft. Inkluderes produksjonen i en allerede etablert produksjonsavdeling kan en også oppnå stordriftsfordeler. Videre kan konsernet benytte seg av fordelene med konsernbidrag, og på den måten spares rentekostnaden på utsatt skatt. Det antas derfor at om produksjonen inkluderes i TrønderEnergi Kraft AS vil konsernet oppnå flest fordeler.

11 Opsjonsteori

En realopsjon er nært knyttet til den finansielle kontrakten opsjon. I dette kapitlet vil det først forklares litt nærmere om opsjoner, før det forklares om hvorfor en konsesjon til utbygging av et vindkraftverk, kan vurderes som en realopsjon.

11.1 Opsjoner

En opsjon er en finansiell kontrakt som gir kjøperen av opsjonen en rettighet, men ikke en plikt til å selge eller kjøpe underliggende. Dette innebærer at dersom prisen på underliggende er slik at det ikke vil være gunstig å innløse opsjonen vil opsjonen heller ikke bli innløst. En opsjon er derfor en kontrakt som gir kjøperen en stor grad av fleksibilitet. Opsjoner har imidlertid, som alle andre kontrakter, to parter. Motparten til kjøperen av opsjonen, altså utsteder av opsjonen, vil ikke ha noen grad av fleksibilitet. Utstederen må helt enkelt forholde seg til det eieren av opsjonen ønsker. Utstederen av opsjonen vil ikke gjøre dette gratis, og kjøperen må derfor betale en opsjonspremie til utstederen. Nedenfor vil viktige begreper i forbindelse med opsjoner bli sett nærmere på:

- Underliggende vil si hva som det er avtalt at skal handles. Underliggende kan være det meste som det er mulig å handle i et marked. Eksempler er aksjer, futures, indekser, obligasjoner og valuta. Dersom en opsjon innløses er det underliggende som vil bli kjøpt eller solgt.
- Innløsningsprisen vil si den prisen som det er avtalt at kjøperen kan kjøpe underliggende til. Denne prisen blir avtalt når kontrakten handles, og om opsjonen blir innløst er dette prisen underliggende blir solgt/kjøpt for.
- Innløsningstidspunkt vil si hvilken dato kontrakten utløper. Avhengig av hvilken kontrakt som inngås, kan opsjonen innløses enten når som helst innen en gitt tidsfrist, eller eventuelt på et fastsatt tidspunkt.
- En amerikansk opsjon betyr at det er mulig å innløse opsjonen i hele perioden fra opsjonen er handlet til opsjonen opphører. Dersom eieren av opsjonen ser at det er lønnsomt å innløse opsjonen er det mulig å gjøre det på ett hvert tidspunkt som opsjonen er gyldig. I forbindelse med amerikanske opsjoner er det også noe som heter evigvarende opsjoner. Som navnet insinuerer betyr det at opsjonen har evig gyldighet.
- En europeisk opsjon er mye mer begrenset en den amerikanske opsjonen. Dette skyldes at den europeiske opsjonen kun kan innløses på opphørsdatoen, og dermed har denne opsjonen mindre verdi enn den amerikanske.

-
- Det finnes to forskjellige opsjonstyper. På norsk kalles disse opsjonstypene for kjøps- og salgsoption, mens de engelske betegnelse er henholdsvis ”call”- og ”put”-option:
 1. Kjøpsopsjoner gir eieren en rettighet til å kjøpe underliggende. En europeisk kjøpsoption vil derfor innløses dersom prisen på underliggende er høyere enn innløsningsprisen til optionen. I et slikt tilfelle vil eieren av optionen kjøpe underliggende billigere enn det som er mulig i markedet, og det er utstederen som må selge til denne prisen.
 2. Salgsoptioner gir eieren en rett til å selge underliggende til innløsningsprisen. Innløsning av denne optionen skjer dersom prisen på underliggende er lavere enn markedsprisen. Igjen er det utstederen av optionen som må kjøpe underliggende til denne ”høye” prisen.
 - Optionspremien er som tidligere nevnt den kompensasjonen som utstederen skal ha for at han sier seg villig til å kunne selge eller kjøpe underliggende. En riktig priset option har optionspremie som er lik nåverdien av den framtidige forventede verdien.

11.2 Realopsjoner

Som vist ovenfor gir en option eieren en mulighet for fleksibilitet i framtiden. Det er mange ting i den virkelige verden hvor man har slik fleksibilitet, men det har vært vanskelig å verdsette denne fleksibiliteten. Dette kan være områder som utbygging av nye prosjekter, avvikling av prosjekter og sekvensielle utbygginger. Det skal nå forklares hvordan en investeringsmulighet kan sees på som en realoption.

Et investeringsprosjekt er en mulighet til å oppnå en framtidig kontantstrøm dersom det investeres, altså at investeringskostnaden betales. Dette ligner veldig på en kjøpsoption hvor det i framtiden gis en mulighet til å betale innløsningsprisen for underliggende, for å kunne oppnå en kontantstrøm basert på prisen til underliggende. Mange investeringsprosjekt kan i teorien starte når som helst, og man har dermed en amerikansk option. Det store spørsmålet er imidlertid når er det optimalt å gjennomføre investeringen. Den vanlige beslutningsregelen innebærer at en starter utbygging dersom:

$$PV(\text{kontantstrømmer}) \geq \text{Investeringskostnaden} \quad (11-1)$$

Ligning (11-1) sier at om nåverdien til prosjektet er større enn null skal prosjektet gjennomføres. Problemet med dette beslutningskriteriet er at det vil ikke alltid gi den mest optimale beslutningen, ettersom det ikke tas hensyn til at det kan være en ekstra verdi i å vente med å investere. En forutsetning for dette er at det ikke er en investeringsmulighet som kun er mulig i dag. I en vurdering av om det er noen ekstra verdi knyttet til å vente med investeringen, er realoptionen et nyttig verktøy. Ved bruk av en slik tankegang er det mulig å finne ut når det er forventet størst verdi å investere i prosjektet. Avhenger nåverdien til prosjektet av for eksempel prisen på en vare, og det forventes en utvikling av denne prisen, kan man ved hjelp av realoptionsanalyse finne

hvilken pris som optimaliserer verdien av prosjektet. En slik pris blir ofte kalt triggerprisen til investeringen. Triggerprisen henspeler derfor den prisen hvor det ikke vil være noe ekstra verdi å vente med å investere. Dersom dagens pris er lik eller høyere enn triggerprisen vil investering i prosjektet anbefales i dag.

12 Prosjektanalyse

I dette kapitlet vil de ulike økonomiske forholdene rundt utbygging av en vindmøllepark på Bessakerfjellet studeres. Det vil bli sett på de ulike kostnadene og inntektene knyttet til oppføring av vindmølleparken. Både hva disse kostnadene og inntektene inkluderer og hvordan de kan beregnes blir forklart.

12.1 Kostnader

Utbygging av en vindmøllepark innebærer en relativ stor investeringskostnad. Det antas ofte at vindmølleparkens marginalkostnader er svært lave. I dette kapitlet kan det sees at denne oppfatningen har stor grad av riktighet, men at det likevel er viktig å gjøre en grundig analyse av kostnadene knyttet til vindkraftverket over hele vindmølleparkens levetid.

12.1.1 Investering

I forbindelse med planlegging av en vindmøllepark må det tas stilling til en rekke tekniske valg. Når en skal velge generatortype, kompensingsstrategi for reaktiv effekt og generatorstørrelse er det mange forhold som må tas i betraktning. Valgene avhenger blant annet av forholdene i det lokale nettet der mølleparken skal kobles til og de lokale vindforholdene. Hvilke løsninger som velges avhenger av forventet årlig produksjon, energipris, driftssikkerhet, driftsutgifter og selvfølgelig investeringskostnader. Problemet med sistnevnte er at disse i stor grad avhenger av hvilken aktør som spør, tidspunkt for utbygging og produsentens ordreliste i det aktuelle tidsrom [Henriksen, (november 2003)].

Basert på vindmålinger foretatt på Bessakerfjellet er forventet vindtilsig og vindhastighetsfordeling beregnet. Når TrønderEnergi skal ta endelig stilling til hvilke turbiner som skal benyttes må de innhente tilbud fra en del aktører i markedet. Ut fra vinddataene kan disse aktørene da gi et tilbud som inneholder anbefalt generatortype, generatorstørrelse og kompensingsstrategi og selvfølgelig pris på dette. Det er vanlig at vindmølleprodusenten garanterer for en gitt produksjonsprofil. Dette innebærer at dersom vindmøllene ikke produserer som garantert for under visse vindforhold, vil de måtte iverksette tiltak, og eventuelt kompensere for tapt produksjon. Ut fra tilbudene som gis er det opp til utbygger å vurdere hvilke tekniske valg som gir størst forventede inntekter i forhold til den risiko som knytter seg til inntekter og driftsutgifter.

De fleste produsentene anser all informasjon knyttet til pris på vindmøller som forretningshemmeligheter [Gaarn-Larsen, (05.11.2003)]. Ved valg av generatortype og størrelse antas det derfor at investeringskostnadene per installert MW er konstant. Det antas også at tilgjengeligheten er lik 97 % for alle turbintyper. Som forklart i kapittel 2 varierer brukstid og forventet årsproduksjon fra en vindmølle av vindens sannsynlighetsfordeling og generatorens produksjonsprofil. Dette medfører at den turbinen med størst brukstid velges.

I følge kostnadsoverslag foretatt av TrønderEnergi 14. januar 2003, vil en vindmøllepark på 50 MW bestående av 20 Nordex N80 turbiner á 2,5 MW medføre

investeringskostnader på 379 MNOK. I følge TrønderEnergi er dette overslaget muligens noe lavt. Over 83 % av disse kostnadene stammer fra innkjøp, frakt og montering av selve vindmøllene. Kostnadsfordelingen fremgår av Tabell 12-1:

Kostnadsoverslag	MNOK	Andel av total kostnader
Komplette vindmøller 50 (MW):	315	83,1 %
Fundament:	30	7,9 %
Transformatorstasjon:	10	2,6 %
Interne kabler og koblingsstasjoner:	6	1,6 %
Linjebygging:	5	1,3 %
Tilkomsvei og interne veier:	10	2,6 %
Prosjekteringskostnader:	3	0,8 %
Total investeringskostnad	379	100,0 %

Tabell 12-1 Fordeling av investeringskostnaden¹²

Som nevnt i kapittel 2.5 baseres videre beregninger på at investeringskostnadene per installert MW er lik for de ulike vindmølle-typene. I beregningene antas investeringskostnadene å være 8 MNOK/MW. Dette vil gi en samlet investeringskostnad på 400 MNOK. Uten direkte kontraktsforhandlinger er det ikke mulig å komme med et mer konkret kostnadsoverslag enn dette, men i følge Terje Gjengedal ved Statkraft gir dette et bra anslag over forventet investeringskostnad.

Når konsesjonstiden er ute etter 20-25 år, plikter utbygger i følge energilovens § 3.4c å fjerne anlegget, og i størst mulig grad føre landskapet tilbake til naturlig tilstand, dersom NVE ønsker dette. Dette vil i praksis skje ved at vindmøllene og kraftledningene fjernes. Jordkablene vil bli liggende, mens møllefundamenter og veier så godt som mulig vil bli skjult ved terrengbehandling og vegetasjonsetablering.

Selv om den økonomiske levetiden til en vindmøllepark antas å være 20 år, vil den tekniske levetiden oftest være lengre. Møllene er designet for å ha en levetid på minimum 20 år, men avhengig av kvaliteten på de ulike komponentene samt lokale klimaforhold som for eksempel turbulensintensiteten på utbyggingsstedet, vil levetiden variere. Den 20-årige designlevetiden er en nyttig regel, som kan brukes som rettesnor for de ingeniører som designer komponentene. Deres beregninger skal vise at komponentene har en svært liten sannsynlighet for å bryte sammen i løpet av de første 20 årene. [Windpower, (01.04.2004)]

Siden det er usikkert om en vindkraftprodusent virkelig må fjerne parken etter konsesjonstiden er utgått, er kostnadene i forbindelse med nedleggelse av parken ikke tatt med i beregningene i denne oppgaven. Dersom parken må fjernes etter 20-25 år antas det at komponentene i parken kan selges og dermed finansiere demontering av parken, beplantning og tilbakestilling av landskapet. Videre antas det at dersom konsesjonstiden utvides vil parken generere ekstra inntekter som i alle fall dekker utgiftene knyttet til nedleggelse en gang i fremtiden. En økonomisk levetid på 20 år og ingen kostnader i

¹² Kalkylen i Tabell 12-1 baserer seg på erfaringstall, og refererer til prisenivået i 2003

forbindelse med nedlegging av parken antas derfor å gi et konservativt anslag på vindmølleparkens verdi.

12.1.2 Drift- og vedlikehold

En vesentlig andel av de totale diskonterte kostnadene knyttet til en vindmøllepark kommer fra drift- og vedlikehold. Disse utgiftene stammer fra forsikringskostnader, periodevis ettersyn og vedlikehold av parken, reparasjon av skader, tapte inntekter i forbindelse med stans av vindmøllene samt eget forbruk innad i parken¹³. Enkelte av disse kostnadene kan enkelt estimeres. Det er mulig å inngå standard kontrakter knyttet til forsikring og periodevis vedlikehold av parken gjennom hele parkens levetid. Utgifter i forbindelse med periodevis vedlikehold knytter seg i hovedsak til lønns- og delekostnader. Vindmøllene krever ukentlig inspeksjon, samt grundigere årlig ettersyn. Daglig drift av parken vil skje sentralt. Ved hjelp av databaserte kontrollanlegg i hver enkelt mølle, vil det være mulig å få sanntidsinformasjon om produksjon og generatorens tilstand. Automatisk overvåkning vil sørge for at turbinen stanser dersom det oppstår feil i anlegget eller i den enkelte vindmøllen, eller dersom belastningene blir for store på grunn av for mye vind.

Kostnader knyttet til reparasjon og reservedeler er noe vanskeligere å forutsi. Dette skyldes blant annet at det ikke eksisterer historiske data for disse kostnadene for vindmøller med installert effekt på over 2 MW. Vindmøller på over 1 MW ble ikke vanlig før i 1998 [Windpower, (16.04.2004)]. Generelt sett kan det argumenteres for at disse utgiftene er forholdsvis små i begynnelsen, for deretter å øke etter hvert som parken eldes.

Eldre danske maskiner med installert effekt mellom 25 og 100 kW har årlige drift- og vedlikeholdskostnader på mellom 2,5 % og 4,5 % av opprinnelige vindmølleinvestering [Nielsen, (1997)]. Nyere vindmøller er som tidligere nevnt generelt større enn gamle vindmøller. Dette resulterer i lavere vedlikeholdskostnader per installert effekt. Grunnen til dette er at forbruk av tid og ressurser ikke dobles selv om vindmøllens installerte effekt økes tilsvarende. I forbindelse med større vindmølleparker vil en oppnå stordriftsfordeler i forbindelse med drift- og vedlikeholdskostnader. Besparelsene er forbundet med de halvårlige serviceintervall, overvåkning og administrasjon. En har dessuten sett en betydelig forbedring av vindmøllenes kvalitet i løpet av de siste 10 årene. Studier av de 5000 danske vindmøller, som er installert i Danmark siden 1975, bekrefter at nyere vindmøller har relativt sett mindre reparasjons- og vedlikeholdskostnader enn eldre møller [Windpower, (01.04.2004)]¹⁴.

For nye generatorer i størrelsesorden 2-3 MW ligger de årlige drift- og vedlikeholdskostnadene på omtrent 1,5-2 prosent av den opprinnelige investeringskostnaden [Windpower, (01.04.2004)]. Liten erfaring med vindmøller i Norge, og et tøffere klima enn i Danmark gjør at det i denne oppgaven velges at drift- og vedlikeholdskostnadene i starten er lik 2 % av investeringskostnaden. Siden det ikke

¹³ Størstedelen av det interne forbruket skyldes elektromotorer i vindmøllen som til en hver tid sørger for at vindmøllen står opp mot vinden

¹⁴ Studiene sammenligner vindmøller som har lik alder, men som tilhører forskjellige generasjoner

eksisterer gamle vindmøller på størrelsen 2-3 MW finnes det ikke informasjon om hvordan disse kostnadene utvikler seg over tid. Erfaring fra danske vindmølleparker viser imidlertid at kostnadene generelt er lavest mens vindmøllen er relativ ny, og at det er nærliggende å forvente seg at de vil øke etter hvert som parken eldes. Det er derimot ingen grunn til å forvente at kostnadene vil overstige vedlikeholdskostnadene til de eldre danske maskinene. Det antas i det videre at vedlikeholdskostnadene øker med 2,5 % hvert år. Dette vil medføre at kostnadene etter 20 år vil utgjøre omtrent 3,3 % av opprinnelige investeringskostnader¹⁵.

Investeringskostnadene i forbindelse med utbygging av Bessakerfjellet vindmøllepark ble i kapittel 12.1.1 anslått til 400 MNOK. Dette innebærer at kostnader knyttet til drift og vedlikehold av parken i starten forventes å utgjøre 8 MNOK. Gitt forventet årsproduksjon på 169 GWh, som er beregnet i kapittel 2.7, gir dette en driftskostnad på tilnærmet 47,5 NOK/MWh. Dette kan ikke betraktes som en marginalkostnad, men vanlig praksis er at driftskostnadene oppgis på formen NOK/MWh. På Bessakerfjellet vindmøllepark er det et antatt behov for 3-4 årsverk i forbindelse med drift- og vedlikehold.

I denne oppgaven er det interessant å se på hvor stor nåverdien av de totale kostnadene knyttet til drifts- og vedlikeholdsutgifter er. Disse ble beregnet etter formel (12-1):

$$\text{Nåverdi av drift- og vedlikeholdsutgifter} = \sum_{t=b}^{b+l} \frac{\text{drift} \cdot \text{prod} \cdot (1+d)^t}{(1+r)^t} \quad (12-1)$$

- *drift* - drift- og vedlikeholdskostnader det første året vindmølleparken er i drift [NOK/MWh]
- *prod* - årlig forventet produksjon fra vindmølleparken [MWh]
- *d* - årlig vekst i forventet drift- og vedlikeholdskostnader
- *r* - relevant nominelt avkastningskrav
- *b* - byggetid, tid fra kontrakten med vindmølleleverandøren undertegnes til vindmølleparken er i normal drift
- *l* - vindmølleparkens økonomiske levetid

12.1.3 Skatt

Ved utbygging innenfor kraftbransjen er det 4 forskjellige typer skatt som det er relevant å se på. Dette er vanlig inntektsskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt og eiendomsskatt. I det følgende kapitlet vil disse skattene forklares nærmere og hvilken betydning de har for utbygging av en vindmøllepark.

12.1.3.1 Inntektsskatt

Inntektsskatt beregnes ut i fra overskuddet til en virksomhet, og denne skatten kalles derfor også ofte for overskuddsskatt. Overskuddet eller grunnlaget før skatt skal beskattes med en skattesats på 28 %. Grunnlaget før skatt framkommer ved at inntekter før skatt fratrekkes de fradragsberettigede utgiftene knyttet til produksjonen. Skatteloven angir

¹⁵ $2\% \cdot (1 + 2,5\%)^{20} = 3,28\%$

hvilke utgifter som er fradragberettigede. Alle utgifter til drift- og vedlikeholdskostnader er fradragberettigede samt utgifter til sentralnettavgift og regulerkostnader. I tillegg er eiendomsskatten, som forklares i kapittel 12.1.3.3, fradragberettiget. Ved beregning av inntektsskatt skal avskrivninger trekkes fra inntektene for å finne grunnlaget for inntektsskatten. I neste delkapittel beregnes nåverdien av framtidige skattefordel på bakgrunn av avskrivningene. Dette medfører at en i denne oppgaven beregner inntektsskatten som om det ikke var avskrivninger. Avskrivningene tas hensyn til ved at nåverdien av skattefordelen legges til prosjektets samlede nåverdi. Beregningene av inntektsskatten er kun utført for å finne nåverdien av den framtidige inntektsskatten, og beregningen er utført etter følgende formel:

$$\text{Nåverdi av inntektsskatt} = (\text{Inntekt} - \text{Utgift}) \cdot s_{fa} \quad (12-2)$$

- *Inntekt* - nåverdien av alle inntektene fra energisalg og grønne sertifikater [NOK]
- *Utgift* - nåverdien av fradragberettigede utgifter unntatt avskrivninger [NOK]

12.1.3.2 Avskrivninger

Avskrivninger fører til redusert inntektsskatt for en virksomhet. Den skattemessige avskrivningstypen som brukes for en vindmøllepark er saldoavskrivning og lineær avskrivning. Paragraf 14-43 i skatteloven sier at for elektroteknisk utstyr og selve anlegget skal det benyttes saldoavskrivning, og avskrivningssatsene skal være på henholdsvis 5 % og 4 %. Særskilte driftsmidler i kraftanlegg som eksempelvis generatorer skal etter § 18-6 i skatteloven avskrives lineært over 40 år. Dette betyr en årlig avskrivning på 2,5 % av investeringskostnaden.

I beregningene i denne oppgaven er det antatt at bedriften, uavhengig av finansieringsform, er i skatteposisjon gjennom hele levetiden, samtidig som det også vil kunne nyte godt av de avskrivningene som gjenstår etter prosjektets levetid. Denne forutsetningen gjør at man kan finne nåverdien av spart skatt som en følge av avskrivningene. Formelen for saldoavskrivningene av dette er gitt på følgende form:

$$\text{Nåverdi av spart skatt, salodavskrivninger} = \frac{AM_0 \cdot a \cdot s_{fa}}{r + a_s} \quad (12-3)$$

- AM_0 - anskaffelseskostnad [NOK]
- a_s - saldoavskrivningssats

Tilsvarende formel for lineære avskrivninger er:

$$\text{Nåverdi av spart skatt, lineære avskrivninger} = \sum_{T=b}^{40+b} \frac{AM_0 \cdot a_l \cdot s}{(1+r)^T} \quad (12-4)$$

- a_l - årlig lineær avskrivningssats

12.1.3.3 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt betales til den kommunen som vindmølleparken står i. Den enkelte kommunen avgjør selv om de skal kreve inn en slik skatt, og de fastsetter selv størrelsen på denne skatten. Skattesatsen ligger i intervallet 0,2-0,7 % [EBL, (30.03.2004)]. De konkrete reglene for fastsettelse av grunnlaget for eiendomsskatten er forklart i § 18-5 i skatteloven. Det er i denne oppgaven antatt at Nærøy kommune velger å kreve inn eiendomsskatt på en eventuell vindmøllepark på Bessakerfjellet. Dette er gjort ut fra at det er svært sannsynlig at en kommune vil benytte seg av muligheten til å spe på kommuneinntektene med en slik skatt, ettersom det representerer et ikke ubetydelig beløp for kommunen.

Grunnlaget for eiendomsskatten vil i denne oppgaven bli beregnet ut fra takst. En tommelfingerregel er at man finner grunnlaget ved å ta 70 % av investeringen, før man videre tar 7 promille av grunnlaget for å beregne årlig eiendomsskatt [Lombnes, (08.03.2004)]. Lombnes antyder at dette vil gi et konservativt anslag på eiendomsskatten, men at det sannsynligvis er det beste anslaget i en investeringsfase. Nåverdien av eiendomsskatten kan dermed beregnes:

$$\text{Nåverdi av eiendomsskatten} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{(70 \% \cdot I) \cdot 0.7 \%}{(1+r)^T} \quad (12-5)$$

- I - investeringskostnad [MNOK]

12.1.3.4 Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatt er en spesiell type skatt som ilegges selskap som har en ekstra inntekt som følge av at de forvalter en begrenset ressurs. Vannkraftprodusenter forvalter en slik begrenset ressurs, og de må derfor betale grunnrenteskatt etter reglene som er beskrevet i Skattelovens §18-3. Vindkraftproduksjon er i dag ikke underlagt reglene for grunnrenteskatt, og det er lite sannsynlig at de i nær framtid vil komme inn under reglene for grunnrentebeskatning [Finansdepartementet, (06.05.2004)]. Det er derfor antatt at en eventuell vindkraftproduksjon på Bessakerfjellet ikke vil måtte betale grunnrenteskatt i løpet av levetiden til prosjektet.

12.1.3.5 Naturressursskatt

Naturressursskatten er en skatt som skal betales til både fylkeskommune og kommune av et kraftforetak. Reglene er gitt i § 18-2 i skatteloven. I følge Heidi Lombnes i utbyggingsdivisjonen i Statkraft (08.03.2004) er ikke vindkraftproduksjon underlagt disse reglene, og det er derfor ikke nødvendig å ta hensyn til denne skatten ved vurdering av en vindmølleparkutbygging. I praksis er reglene for naturressursskatt også slik at denne skatten ikke fører til en ekstra beskatning av et foretak, fordi hensikten er at fylke og kommune skal være sikret et forholdsvis stabilt skatteproveny hvert år. Naturressursskatten gir det man kaller et direkte fradrag. Det man betaler i naturressursskatt kan trekkes direkte i fra inntektsskatten.

12.1.4 Sentralnettariff

Sentralnettariffen, som er en avgift til Statnett, består av to forskjellige ledd, et residualledd og et energiledd:

- Residualleddet er en fast avgift som skal innbetales til Statnett for hver kilowatttime som produseres. I 2004 er verdien på dette residualleddet lik 0,6 øre/kWh [Statnett, (06.05.2004)]. Residualleddet er det som tidligere ble kalt effekt- og tilknytingsledd, og skal sikre at Statnett når de inntektene som de har mulighet til i henhold til inntektsrammen¹⁶.
- Energileddet er en avgift som skal reflektere verdien av de marginale tapene i nettet. Det vil si hvilken betydning en ekstra kWh har på tapene i nettet. Om det er snakk om et underskuddsområde av kraft vil en ekstra kWh marginalt redusere det totale tapet i nettet. Motsatt vil gjelde om det er snakk om et overskuddsområde. Plassering av kraftstasjonen vil derfor ha betydning for om energileddet medfører en utgift eller en inntekt for kraftprodusenten. Verdien av tapene er satt lik prisen på kraft i elspotmarkedet.

I beregningene av sentralnettavgiften til vindmølleparken på Bessakerfjellet er det tatt utgangspunkt i årlig forventet produksjon. Ettersom det er vanskelig å si om verdien på residualleddet vil øke eller minske i framtiden er det forutsatt at dette leddet vil ha samme realverdi som i 2004 gjennom hele analyseperioden, altså 6 NOK/MWh. Verdien på energileddet i fremtiden er vanskelig å predikere, men for å ikke overestimere verdien av prosjekt er det antatt at produksjon på Bessakerfjellet vil medføre et marginalt tap på 4 % i nettet [Kvaal, (05.05.2004)]. Utformingen av energileddet medfører at nåverdien av inntektene fra kraftsalget reduseres med 4 %. Nåverdien av de to leddene i sentralnettariffen beregnes som vist i ligning (12-6) og (12-7).

$$\text{Nåverdi av residualleddet} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{\text{prod} \cdot \text{res} \cdot (1+i)^T}{(1+r)^T} \quad (12-6)$$

- *res* - verdi på residualleddet [NOK/MWh]
- *i* - inflasjon

$$\text{Nåverdi av energileddet} = \text{mar} \cdot \text{energisal}g \quad (12-7)$$

- *mar* - marginalt tap i nettet [%]
- *energisal*g - nåverdien av inntektene fra energisalget [NOK]

12.1.5 Kompensasjon til grunneier

Oppføring av en vindmøllepark fører til at bruksmulighetene for et område reduseres, og det er derfor naturlig at grunneieren får kompensasjon for dette. En vanlig måte å ordne

¹⁶ Inntektsrammen er gitt av NVE, og regulerer den samlede inntekten Statnett kan ta inn gjennom sentralnettariffen

dette på er at grunneieren får et engangsbeløp i tillegg til et fast beløp per produserte MWh. Et engangsbeløp på 4 millioner kroner er et naturlig beløp for en park med installert effekt på 50 MW. Videre kan det antas at grunneier får en kompensasjon på 2,9 kroner per produsert MWh [Legran, (05.05.2004)]. Dette må imidlertid sees på som omtrentlige tall ettersom denne kompensasjonen kan variere sterkt fra sted til sted. Beløpet henspeiler verdier i dag, og vil naturligvis inflasjonsjusteres. Nåverdien av det faste beløpet er gitt som:

$$\text{Nåverdi av fast beløp til grunneier} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{\text{grunn} \cdot \text{prod} \cdot (1+i)^T}{(1+r)^T} \quad (12-8)$$

- *grunn* - kompensasjon per produserte MWh

12.1.6 Kompensasjon til kommune

Kommunen, hvor vindmølleparken eventuelt settes opp, vil også kunne få noen negative konsekvenser. På Bessakerfjellet vil det eksempelvis i framtiden ikke bli særlig attraktivt å sette opp hytter i nærheten av vindmølleparken. Som en kompensasjon for dette er det vanlig å gi et engangsbeløp til kommunen. En slik praksis henger igjen fra utbyggingen av vannkraftverk opp igjennom tiden [Kvaal, (05.05.2004)]. Engangsbeløpet til kommunen er stort sett avhengig av parkens størrelse, og for vindmølleparken på Bessakerfjellet kan en kompensasjon på 3 millioner kroner til Nærøy kommune være en naturlig verdi [Legran, (05.05.2004)].

12.1.7 Regulerkraft

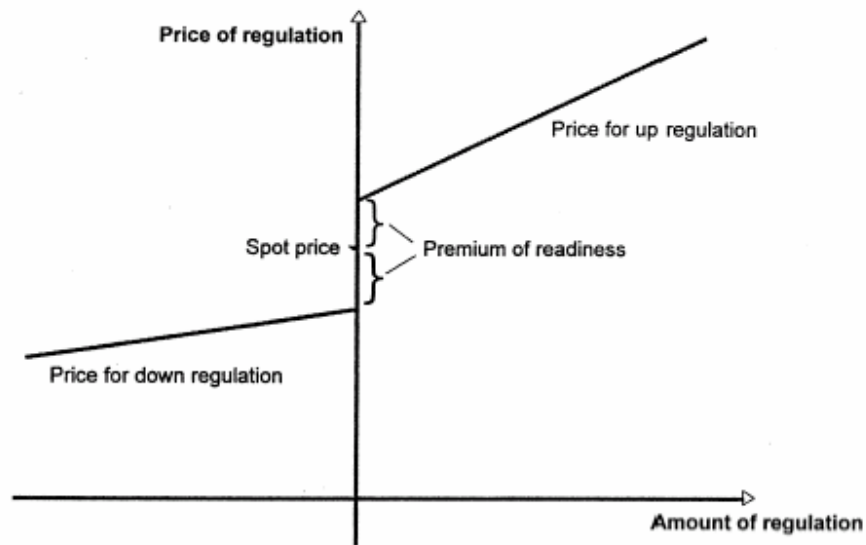
Et velfungerende elektrisitetsnett er avhengig av at det er balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisitet. I Norge er det Statnett SF som har det daglige ansvaret for en slik balanse, og selskapet blir kalt systemansvarlig for det norske kraftnettet. Rent fagteknisk betyr dette at frekvensen i det norske kraftnettet skal være på 50 Hz. Om forbruket av elektrisitet er høyere enn produksjonen vil frekvensen i nettet falle til under 50 Hz, og Statnett SF må enten spørre en produsent om å øke produksjonen eller en forbruker om å senke forbruket. Dersom produksjonen økes har man en oppregulering. Er imidlertid produksjonen høyere enn forbruket vil frekvensen bli høyere enn 50 Hz, og Statnett SF må spørre en produsent om å redusere produksjonen. Dette betegnes ofte som nedregulering. Slike justeringer varierer løpende fra minutt til minutt, og en systematisk måte å håndtere dette på er bruk av regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet trer først i kraft etter at pris og kvantum er fastsatt i elspotmarkedet. Markedet for regulerkraft fungerer på den måten at en aktør melder inn til Statnett SF hvor mye den ved gitte priser er villig til å øke eller redusere produksjonen eller forbruket. Et bud kan kun bli gitt i hele 5 kroner, og minimumsprisen for et oppreguleringsbud er nærmeste 5 krone over spotprisen. Tilsvarende er maksimumsprisen for et nedreguleringsbud nærmeste 5 krone under spotprisen. På samme måte som for elspotmarkedet er det et nytt regulerkraftmarked for hver eneste time i døgnet. Etter at Statnett SF har mottatt budene setter de opp en rangeringsliste over hvilke aktører de skal kontakte avhengig av om det blir en opp- eller nedregulering. Om det er nødvendig med justering i løpet av en time vil rangeringslista bli benyttet. Regulerkraftprisen i en time bestemmes av prisen til den siste aktøren som har blitt bedt om å justere forbruket/produksjonen sin. Alle aktører som er

med på en opp- eventuelt en nedregulering i regulerkraftmarkedet vil derfor få en lik pris. Pris og kvantum vil av naturlige grunner ikke bli fastsatt før i etterkant.

Årsaken til at det blir en opp- eller nedregulering er at en aktør ikke har overholdt de forpliktelsene han har pådratt seg i elspotmarkedet. Det kan være mange grunner til det, men de viktigste er at etterspørselen er større eller mindre enn forventet, feil på produksjonsutstyr slik som turbiner og/eller generatorer eller utfall av overføringslinjer. I Norge er det slik at de som ikke klarer å overholde sin forpliktelse og bidrar til en ubalanse i systemet er de som får økonomiske konsekvenser av det. Om aktøren derimot bidrar til en ubalanse som motvirker den totale ubalansen i systemet vil ikke dette føre til negativ økonomisk konsekvens. Et klagende eksempel på dette kan være at man sier at spotprisen for en gitt time er på 200 NOK/MWh. En aktør i et område klarer av forskjellige årsaker ikke å overholde sin forpliktelse på 10 MW. I området blir det en oppregulering til en pris på 210 NOK/MWh. Aktøren som ikke overholdt forpliktelsen sin vil derfor få en kostnad på grunn av sin manglende levering på 10 NOK/MWh. Om det derimot hadde vært slik at det hadde vært en nedregulering i timen til for eksempel 190 NOK/MWh ville aktøren hatt en inntekt på 10 NOK/MWh selv om han ikke hadde levert noe strøm. Aktøren vil naturlig nok kun få denne inntekten på den mengden kraft som ikke er levert i henhold til forpliktelsene.

12.1.7.1 Innvirkninger for en vindkraftprodusent

En vindkraftprodusent baserer sine bud til elspotmarkedet på forventninger om vindhastigheten, men virkelig vindhastighet vil ikke alltid samsvare med disse forventningene. I en slik situasjon må vindkraftprodusenten nyttiggjøre seg av regulerkraftmarkedet. Skytte (1999) har analysert kostnadene for opp- og nedregulering i Nord Pool området. Her beskriver han at de aktørene som tilbyr regulerkraft får betalt en såkalt "readiness"-premie for både opp- og nedregulering. Denne "readiness"-premien er nært knyttet til spotprisen for nedregulering, mens for oppregulering er den mindre korrelert med spotprisen. Et poeng er at når spotprisen er lav er "readiness"-premien for oppregulering større enn "readiness"-premien for nedregulering. Om derimot spotprisen er høy vil motsatt situasjon oppstå. Premien for "readiness" er da høyere for nedregulering enn oppregulering. I samme artikkel fant Skytte også ut at det er slik at oppreguleringspriskurven har et høyere stigningstall enn nedreguleringspriskurven. Nærmere forklart betyr det at mengden regulerkraft som trengs har større påvirkning på oppreguleringsprisen enn på nedreguleringsprisen.



Figur 12.1-a Illustrasjon av pris på regulerkraft [Skytte, (1999)]

I boken "Wind energy in the 21st century" antydes det at resultatene til Skytte kan gi en optimal strategi for hvordan en vindkraftprodusent i det nordiske kraftmarkedet bør angi budene sine til elspotmarkedet. Om vindforholdene er ustabile eller presisjonen på vindprediksjonen er dårlig, vil det føre til at det vil være stor sannsynlighet for at produsenten må benytte seg av regulerkraftmarkedet. Det vil dermed være fordelaktig for en vindkraftprodusent å legge seg på et litt lavere bud til spotmarkedet enn det vindprognosen angir. Vindkraftprodusenten vil dermed øke sannsynligheten for å måtte kjøpe nedreguleringskraft kontra oppreguleringskraft. Fordelen med det er at nedreguleringskraft har mindre påvirkning på regulerkraftprisen enn det oppreguleringskraft har, og med en slik budgivning vil profitten til produsenten maksimeres.

Tankegangen over innebærer at produsenten kun har elektrisitetsproduksjon fra et vindkraftverk. Om en produsent av vindkraft også produserer kraft på andre måter som er lett regulerbare, er det mulig å styre produksjonen på den regulerbare produksjonen, slik at regulerkraftkostnadene reduseres. For Trønder Energi sin del kan man styre dette ved hjelp av vannkraft. Ulempen er at dersom det blåser mindre enn antatt, og vannkraftverkene har ledig kapasitet, vil TrønderEnergi måtte bruke vann med en høyere vannverdi enn spotprisen. Dette medfører et forventet tap for TrønderEnergi. Regulerkraftkostnadene fastsettes i ettetid. Det er derfor vanskelig å si om det minst kostbare er å betale regulerkraftkostnadene eller produsere med vann med høyere vannverdi.

I beregningen av kostnadene til regulerkraft er det ikke tatt hensyn til samkjøringen mellom vind- og vannkraftproduksjon. Grunnen til dette er at det ikke forventes at en slik samproduksjon vil gi noen spesielt økonomisk gunstige fordeler.

12.1.7.2 Kostnader til regulerkraft

Nielsen and Morthurst (1998) har funnet ut at gjennomsnittlig marginal kostnad for regulerkraft er omtrent på 30-40 DKK/MWh. Omregnet til norske kroner tilsvarer dette en marginalkostnad på 35-45 NOK/MWh. Gjennomsnittskostnaden for regulerkraft fordelt på årlig produksjon ble beregnet til å ligge i området fra 10-20 DKK/MWh eller omtrent 10-22 NOK/MWh. Av dette ser en at regulerkraftkostnaden ikke er alt for store, men de er likevel av en slik størrelsesorden at årlige regulerkraftkostnader for vindmølleparken på Bessakerfjellet kan ligge i størrelsesorden 2-4 millioner kroner. Dette er en kostnad som det bør tas hensyn til, og som naturlig nok reduserer lønnsomheten i prosjektet. Kostnadene til regulerkraft vil sannsynligvis avta noe i fremtiden, da det forventes at det vil komme teknikker for prediksjon av vind som er mer nøyaktige enn dagens. I beregningene av regulerkraftkostnadene er det tatt utgangspunkt i en gjennomsnittskostnad med en verdi på 10 NOK/MWh som øker med inflasjonen. Nåverdien disse utgiftene er gitt av som:

$$\text{Nåverdi av regulerkraftkostnader} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{\text{reg} \cdot \text{prod} \cdot (1+i)^T}{(1+k)^T} \quad (12-9)$$

- *reg* - gjennomsnittlig regulerkraftkostnad per produserte MWh

12.2 Inntekter

Inntektene til en vindmøllepark kommer i utgangspunktet kun fra salget av kraften, men dersom ordningen med grønne sertifikater innføres vil dette representere en betydelig inntektskilde for vindmølleparken.

12.2.1 Kraftsalg

I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i to forskjellige forventede prisutviklinger, og nåverdien av prosjektet vil beregnes på litt forskjellig måter. Dette vil forklares nærmere i de neste kapitlene.

12.2.1.1 Geometrisk Brownsk bevegelse

Nåverdien av kraftsalget ved en geometrisk Brownsk bevegelse kan beregnes etter følgende formel:

$$\text{Nåverdi av kraftsalg, GBM} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{S_0 \cdot e^{(r_f - c)T} \cdot \text{korr} \cdot \text{prod}}{(1+r)^T} \quad (12-10)$$

- S_0 - skyggepris for GBM [NOK/MWh]
- *korr* - korreksjonsfaktoren på grunn av større produksjon om vinteren
- $(r_f - c)$ - forventet årlig drift i elektrisitetsprisen

12.2.1.2 Trefaktormodellen

Trefaktormodellen baserer seg på at man har en produksjonsprofil over året, og nåverdien av kraftsalget ved denne prisutviklingen er gitt av ligning (12-11):

$$\text{Nåverdi av kraftsalg, trefaktor mod ell} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{\text{ukeprod}(t) \cdot F_0(P_0, t_0, T)}{(1+r)^T} \quad (12-11)$$

- $\text{ukeprod}(t)$ - ukentlig forventet produksjon gitt av ligning (2-14) [MWh]
- $F_0(P_0, t_0, T)$ - framtidig pris i uke T gitt av trefaktormodellen [NOK/MWh]

12.2.2 Grønne sertifikater

Nåverdien av inntektene fra eventuelle sertifikater kan beregnes som vist i ligning (12-12). Denne ligningen tar utgangspunkt i at det antas at reell verdi på sertifikatene er konstant i hele leveperioden. Verdien på sertifikatene justeres derfor kun for inflasjonsøkningen.

$$\text{Nåverdi av grønne sertifikater} = \sum_{T=b}^{b+l} \frac{\text{prod} \cdot \text{grønne} \cdot (1+i)^T}{(1+k)^T} \quad (12-12)$$

- grønne - antatt verdi på sertifikatene [NOK/MWh]

12.3 Ytterligere antagelser

Tidligere støtteordninger som ble tildelt av Enova antas ikke å tre i kraft igjen. Det forventes at grønne sertifikater innføres i Norge innen 2006, og i videre beregninger antas det at prisen på disse sertifikatene har en reel pris på 150 NOK/MWh. Ettersom denne verdien er ytterst usikker foretas det sensitivitetsanalyser for sertifikatprisen. Sertifikatene kan medføre at prosjekter som ikke er lønnsomme ut fra dagens støtteordning blir beregnet til å være lønnsomme.

Som tidligere forklart vil årlig produksjon fra vindmøller variere med omtrent $\pm 20\%$. I beregningene som følger er det antatt at årlig produksjon fra mølleparken er lik den gjennomsnittlige årsproduksjonen. Dette antas ikke å ha betydning for investeringsbeslutningen.

I denne oppgaven antas det at dersom en har fått innvilget de nødvendige søknadene og konsesjon for å bygge ut en vindpark, så har man en evigvarende opsjon til å bygge ut. En antar altså at en innvilget konsesjon lett kan forlenges. Det er heller ikke sett på hvem som må stå for utbyggingen av det overliggende nettet. Dersom kun TrønderEnergi AS får konsesjon for utbygging i området vil ikke disse kostnadene være av betydning. Dersom andre aktører får konsesjon for kraftutbygging i området, bør disse kostnadene vurderes.

Utbygging av trinn 2 på Smøla innebærer en installasjon på 110 MW. I følge Nils Dårflot (oktober 2003) ved Statkraft er denne utbyggingen planlagt å ta i overkant av ett år. Det er derfor antatt at utbygging av Bessakerfjellet vindmøllepark på 50 MW vil ta cirka ett år. Den tekniske levetiden på en slik park antas å være minimum 20-25 år, og for ikke å overdrive lønnsomheten i prosjektet er økonomisk levetid satt til 20 år.

Inflasjonsrenten er satt lik Norges Bank sitt årlige inflasjonsmål på 2,5 %, mens årlig risikofri rente er satt lik renten på en ti års statsobligasjon, 4,7 % [SSB, (28.05.2004)].

12.4 Nåverdien til prosjektet

I de foregående kapitlene er de forskjellige uttrykkene for kostnadene og inntektene knyttet til utbygging av en vindmøllepark på Bessakerfjellet satt opp. Ved å summere nåverdien av alle kostnadene og inntektene kan nåverdien av investering av vindmølleparken enkelt beregnes. Vanlig investeringsteori sier som tidligere nevnt at man skal gjennomføre et prosjekt dersom nåverdien av prosjektet er større enn null. Som forklart i kapittel 11.2 er ikke dette alltid det beste kriteriet for en investeringsbeslutning. Beregningen av nåverdien i denne oppgaven er derfor beregnet, ettersom den er en del av realopsjonsanalysen som vil bli forklart i kapittel 13. Beregningene av nåverdien kan også benyttes til å sammenligne når de to metodene mener at investering i prosjektet er riktig. Med bakgrunn i at det er to modeller for prisutviklingen er det beregnet to nåverdier, altså en for hver av de to prisutviklingene. Resultatene av nåverdiberegningene er vist i kapittel 14.

13 Optimal utbyggingsbeslutning

Ved bestemmelse av optimal utbyggingsbeslutning vil teorien omkring realopsjonsanalyse benyttes. Analysemetoden tar hensyn til at det kan ha en større verdi å holde på konsesjonen til å bygge ut i stedet for å bygge ut umiddelbart, selv om prosjektets nåverdi er positiv. Optimal utbyggingsbeslutning avhenger av hvilken prosess prisen antas å følge. I det følgende er det derfor utført to analyser, en for hver av de to prisprosessene som tidligere er nevnt. Trefaktormodellen vil imidlertid bli tilnærmet til en modell som lettere lar seg bruke til realopsjonsanalyse. Grunnlaget for tankegangen er stort sett basert på boken "Investment under uncertainty" av Dixit & Pindyck.

13.1 Realopsjonsanalyse GBM

Realopsjonsanalyse, basert på en geometrisk Brownsk bevegelse av forventet prisutvikling, vil nedenfor forklares i detalj. Hovedmålet med analysen er å finne optimal skyggepris for utbygging, S_0^* , heretter kalt optimal utbyggingspris. Denne prisen representerer den skyggeprisen som gjør det optimalt å betale investeringskostnaden I for å motta prosjektet sin kontantstrøm, som er avhengig av S_0 . Første trinn i analysen er å finne nåverdien til prosjektet basert på forventet prisutvikling. Hvordan nåverdien til prosjektet beregnes er vist i kapittel 12. I det videre benevnes prosjektets nåverdi, gitt en geometrisk Brownsk prisutvikling, med $V(S_0)$. Nåverdien er lineært voksende avhengig av S_0 , og nåverdien kan derfor skrives på følgende form:

$$V(S_0) = a \cdot S_0 + b \quad (13-1)$$

Neste steg er å finne et uttrykk for opsjonsverdien eller verdien av muligheten til å investere i prosjektet. Opsjonsverdien er som nåverdien avhengig av S_0 , og vil i videre arbeid benevnes som $F(S_0)$. Opsjonsverdien endrer seg med de stokastiske endringene gitt av S_0 , og kan uttrykkes som:

$$d[F(S_0)] = (r_f - c)_s \cdot S_0 \cdot dt + \sigma \cdot S_0 \cdot dz \quad (13-2)$$

I ligning (13-2) står $(r_f - c)_s$ for den skattejusterte driften. Årsaken til at det benyttes en skattejustert drift er at relevant endring vil reduseres som følge av skatt. Ved hjelp av en portefølje bestående av risikofrie verdipapirer, og n antall underliggende, er det mulig å "replikere" $F(S_0)$. Nærmere forklaring av dette finnes i Dixit & Pindyck. Ved å benytte Bellman's ligning gitt i (13-3) kommer en frem til samme resultat som Dixit & Pindyck.

$$\mathcal{E}[dF(S_0)] = r_{fs} \cdot F(S_0) \cdot dt \quad (13-3)$$

- r_{fs} - risikofri skattejustert rente

Bellman's ligning sier at forventningen til endringen av $F(S_0)$ skal tilsvare risikofri skattejustert rente på F over et lite tidsintervall dt . Ved å bruke Ito's Lemma på ligning (13-2) kan forventningsverdien til endringen uttrykkes som:

$$\mathcal{E}[dF(S_0)] = \frac{1}{2} \cdot \sigma^2 \cdot S_0^2 \cdot F''(S_0) \cdot dt + (r_f - c)_s \cdot S_0 \cdot F'(S_0) \cdot dt \quad (13-4)$$

Settes ligning (13-4) lik ligning (13-3) og det divideres med dt finnes differensialligningen gitt av ligning (13-5):

$$\frac{1}{2} \cdot \sigma^2 \cdot S_0^2 \cdot F''(S_0) \cdot dt + (r_f - c)_s \cdot S_0 \cdot F'(S_0) \cdot dt - r_{fs} \cdot F(S_0) = 0 \quad (13-5)$$

Dette er en homogen lineær annengradsligning, og løsningen er derfor gitt ved en kombinasjon av to lineært uavhengige løsninger:

$$F(S_0) = A_1 \cdot S_0^{\beta_1} + A_2 \cdot S_0^{\beta_2} \quad (13-6)$$

Dersom en løser differensialligningen over ved å substituere inn $F(S_0) = A \cdot S_0^\beta$ får en følgende kvadratiske ligning:

$$\frac{1}{2} \cdot \sigma^2 \cdot \beta \cdot (\beta - 1) + (r_f - c)_s \cdot \beta - r_{fs} = 0 \quad (13-7)$$

De to røttene i denne ligningen kan skrives som:

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - c)_s}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{(r_f - c)_s}{\sigma^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2 \cdot r_{fs}}{\sigma^2}} > 1 \quad (13-8)$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - c)_s}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{(r_f - c)_s}{\sigma^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2 \cdot r_{fs}}{\sigma^2}} < 0 \quad (13-9)$$

Ved hjelp av uttrykkene for nåverdien $V(S_0)$, opsjonsverdien $F(S_0)$ og grensebetingelse under kan de ukjente parameterne finnes:

-
1. S_0^* er den verdien S_0 må ha for at det skal være optimalt å investere i prosjektet. Dersom S_0 er svært liten er det lite sannsynlig at verdien til S_0 kommer til å overstige S_0^* i overskuelig fremtid. Opsjonen har da tilnærmet ingen verdi. For å sikre at $F(S_0)$ går mot null når S_0 går mot null, må $A_2 = 0$ siden $\beta_2 < 0$
 $\rightarrow F(S_0) = A_1 \cdot S_0^{\beta_1}$
 2. ”Value-matching”: Når det er optimalt å innløse opsjonen betales investeringskostnaden for å realisere et prosjekt. Til gjengjeld skal prosjektet generere inntekter flere år framover. En har altså at opsjonsverdien når $S_0 = S_0^*$ skal være lik nåverdien på prosjektet. Dette gir følgende grensebetingelse:
 $F(S_0^*) = V(S_0^*)$
 3. ”Smooth-pasting”: Når $S_0 = S_0^*$ skal ”adjusted present value”, $APV = V(S_0) - F(S_0)$ ha sin maksimale verdi. For å finne dette toppunktet finnes
 $\frac{d(APV(S_0^*))}{dS_0} = V'(S_0) - F'(S_0) = 0$. Siden $V(S_0)$ er lineært stigende og $F(S_0)$ er eksponentielt stigende, vet en at APV har et toppunkt når $F'(S_0^*) = V'(S_0^*)$.

Fra punktene over kan en sette opp følgende to ligninger:

$$A_1 \cdot S_0^{*\beta_1} = V(S_0^*) = a \cdot S_0^* + b \quad (13-10)$$

$$\beta_1 \cdot A_1 \cdot S_0^{*(\beta_1-1)} = V'(S_0^*) = a \quad (13-11)$$

Ligning (13-10) og (13-11) kan løses med tanke på S_0^* og A_1 , og gir følgende uttrykk:

$$S_0^* = \frac{-b}{a \cdot \left(1 - \frac{1}{\beta_1}\right)} \quad (13-12)$$

$$A_1 = \frac{a}{\beta_1 \left[\frac{-b}{a \cdot \left(1 - \frac{1}{\beta_1}\right)} \right]^{(\beta_1-1)}} \quad (13-13)$$

Ved hjelp av ligning (13-12) og (13-13) kan triggerprisen S_0^* for utbygging og opsjonsverdien $F(S_0)$ for ulike inputverdier beregnes. Resultatene fra dette finnes i kapittel 14.1.

13.2 Trefaktormodellen

Realopsjonsanalyse der fremtidig prisutvikling baserer seg på en trefaktormodell, er betraktelig mer komplisert enn ved bruk av den geometrisk Brownske bevegelsen. Årsaken til dette er at man i trefaktormodellen har flere stokastiske prosesser, noe som fører til at man får kompliserte differensialligninger som kun lar seg gjøre å løse numerisk. En måte for å komme fram til en analytisk løsning er å forenkle trefaktormodellen til en enfaktormodell. I utgangspunktet kan dette virke som en sterk forenkling av modellen. Ser man derimot nærmere på prisutviklingen til trefaktormodellen i Figur 6.2-a, ser en at de kortsiktige og langsiktige faktorene kun har betydning i en relativt kort periode. Etter hvert er forventet utvikling av prisen alene gitt av den konstante driften. Denne driften følger den stokastiske prosessen gitt av ligning (13-14).

$$d\varepsilon = \mu_\varepsilon^* \cdot dt + \sigma_\varepsilon \cdot dt \quad (13-14)$$

En slik aritmetisk Brownsk bevegelse har prisutvikling på formen:

$$\varepsilon(t) = \mu_\varepsilon^* \cdot t + \varepsilon_0 \quad (13-15)$$

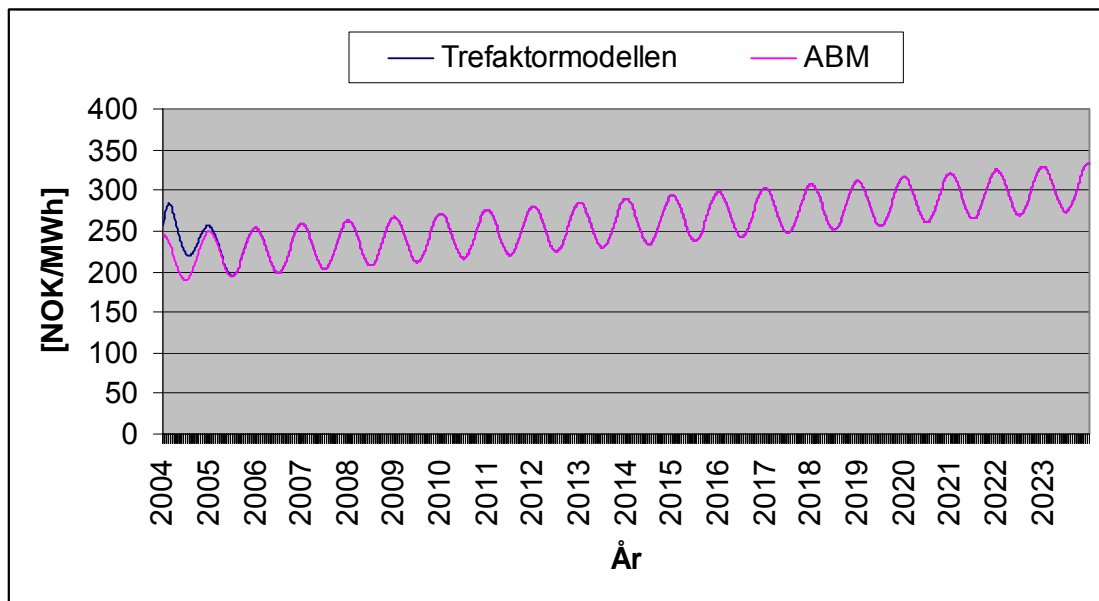
I ligning (13-15) uttrykker μ_ε^* den konstante driften, mens ε_0 er startprisen. Ser man matematisk på trefaktormodellen kan man se hva endringen av prisen er når $T \rightarrow \infty$. Dette uttrykkes i (13-16). En viktig forutsetning for dette er de positive verdiene for parameterne κ og ν .

$$\begin{aligned} \frac{dF_0(P_0, t_0, T)}{dT} &= -\kappa \cdot e^{-\kappa T} \cdot X_0 + -\nu \cdot e^{-\nu T} \cdot Y_0 + \mu_\varepsilon^* \\ \Rightarrow \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{\partial F_0(P_0, t_0, T)}{\partial T} &= \mu_\varepsilon^* \end{aligned} \quad (13-16)$$

En nærmere kikk på parameterverdiene til κ og ν viser at når $T > 2$ år er uttrykkene $e^{-\kappa T}$ og $e^{-\nu T}$ så små at de kortsiktige og langsiktige "mean-reverting" endringene bidrar minimalt til å påvirke forventet prisutvikling. Tar en hensyn til sesongvariasjonene kan trefaktormodellen forenkles til prisutviklingen gitt av ligning (13-17) uten særlig store feil.

$$F(\varepsilon_0, t_0, T) = \gamma \cdot \cos((t_0 + \tau) \cdot \frac{2\pi}{52}) + \mu_\varepsilon^* \cdot T + \varepsilon_0 \quad (13-17)$$

Prisutviklingen gitt av ligning (13-17) er basert på en forenkling av en trefaktormodell hvor parameterverdien allerede er estimert. I enfaktormodellen benyttes de samme parameterverdiene som ble beregnet for trefaktormodellen. Figur 13.2-a viser prisutviklingen til trefaktormodellen, og den forenklede enfaktormodellen.



Figur 13.2-a Prisutvikling for trefaktor- og enfaktormodellen

I kapittel 14.2 vises det at nåverdien av prosjektet i svært liten grad påvirkes av den kortsiktige og langsiktige ”mean-revertingen”, gitt de beregnede ”mean-reverting” hastighetene. Med bakgrunn i at nåverdien påvirkes svært lite av disse endringene er det også nærliggende å anta at også opsjonsverdien vil være lite påvirket av disse endringene. Forutsetningen om at trefaktormodellen kan tilnærmes til en aritmetisk Brownsk utvikling av prisen, medfører at en kan komme frem til en forholdsvis enkel differensialligning som lar seg løse analytisk.

13.3 Realopsjonsanalyse ABM

Realopsjonsanalysen baserer seg nå på at forventet fremtidig energipris er gitt av en aritmetisk Brownsk bevegelse. Prisprosessen er dermed gitt av ligning (13-15). I denne analysen ønsker man å finne en optimal ε_0^* . Nåverdien til prosjektet vil nå benevnes $V(\varepsilon_0)$. Prosjektverdien er fremdeles lineært voksende og er nå gitt som:

$$V(\varepsilon_0) = c \cdot \varepsilon_0 + d \quad (13-18)$$

Differensialligningen for opsjonsverdien, $F(\varepsilon_0)$, kan finnes ut fra samme argumentasjon som beskrevet i kapittel 13.1, og denne er nå gitt av ligning (13-19):

$$\frac{1}{2} \cdot \sigma_\varepsilon^2 \cdot F''(\varepsilon_0) + \mu_{\varepsilon_s}^* \cdot F'(\varepsilon_0) - r_{fs} \cdot F(\varepsilon_0) = 0 \quad (13-19)$$

Differensialligningen ovenfor er homogen, og løsningen er derfor gitt på formen:

$$F(\varepsilon_0) = K_1 \cdot e^{a_1 \cdot \varepsilon_0} + K_2 \cdot e^{a_2 \cdot \varepsilon_0} \quad (13-20)$$

Parameterverdiene for a_1 og a_2 finnes ved å løse den homogene 2.gradsligningen, (13-21). Uttrykkene for a_1 og a_2 er gitt av henholdsvis ligning (13-22) og (13-23):

$$\frac{1}{2} \cdot \sigma_\varepsilon^2 \cdot a^2 + \mu_{\varepsilon s}^* \cdot a - r_{fs} = 0 \quad (13-21)$$

$$a_1 = -\mu_{\varepsilon s}^* + \sqrt{\frac{(\mu_{\varepsilon s}^*)^2 - 2 \cdot \sigma_\varepsilon^2 \cdot r_{fs}}{\sigma_\varepsilon^2}} \quad (13-22)$$

$$a_2 = -\mu_{\varepsilon s}^* - \sqrt{\frac{(\mu_{\varepsilon s}^*)^2 - 2 \cdot \sigma_\varepsilon^2 \cdot r_{fs}}{\sigma_\varepsilon^2}} \quad (13-23)$$

Igjen kan de ukjente parameterne finnes ved å bruke uttrykkene for nåverdien, $V(\varepsilon_0)$, opsjonsverdien $F(\varepsilon_0)$ og de 3 grensebetingelsene under:

1. ε_0^* er den verdien ε_0 må ha for at det skal være optimalt å investere i prosjektet. Dersom ε_0 går mot minus uendelig vil opsjonen til å investere være lik null. Når $\varepsilon_0 = -\infty$ vil uttrykket som inneholder a_1 gå mot null, mens uttrykket med a_2 vil gå mot uendelig. For å sikre at $F(-\infty) = 0$ må derfor K_2 settes til null.
2. "Value-matching": Når det er optimalt å innløse opsjonen betales investeringskostnaden for å realisere et prosjekt. Til gjengjeld skal prosjektet generere inntekter flere år framover. Opsjonsverdien når $\varepsilon_0 = \varepsilon_0^*$ skal være lik nåverdien på prosjektet, og dette gir følgende grensebetingelse: $F(\varepsilon_0^*) = V(\varepsilon_0^*)$
3. "Smooth-pasting": Når $\varepsilon_0 = \varepsilon_0^*$ skal "adjusted present value", $APV = F(\varepsilon_0^*) = V(\varepsilon_0^*)$ ha sin høyeste verdi. For å finne dette toppunktet finnes $\frac{d(APV(\varepsilon_0^*))}{d\varepsilon_0} = V'(\varepsilon_0) - F'(\varepsilon_0) = 0$. Siden $V(\varepsilon_0)$ er lineært stigende og $F(\varepsilon_0)$ er eksponentielt stigende har derfor APV toppunkt når $F'(\varepsilon_0^*) = V'(\varepsilon_0^*)$.

Ut i fra disse grensebetingelsene kan en sette opp følgende to ligninger:

$$K_1 e^{a_1 \cdot \varepsilon_0^*} = V(\varepsilon_0^*) = c \cdot \varepsilon_0^* + d \quad (13-24)$$

$$K_1 \cdot a_1 \cdot e^{a_1 \cdot \varepsilon_0^*} = V'(\varepsilon_0^*) = c \quad (13-25)$$

Dersom ligningene over løses med tanke på ε_0^* og K_I får man uttrykkene for disse gitt av ligning (13-26) og (13-27):

$$\varepsilon_0^* = \frac{1}{a_1} - \frac{d}{c} \quad (13-26)$$

$$K_I = \frac{c}{a_1 \cdot e^{a_1 \cdot \varepsilon_0^*}} \quad (13-27)$$

Ved hjelp uttrykkene over kan en beregne en triggerpris for utbygging. Denne vil selvfølgelig avhenge av hvilke forutsetninger som legges til grunn. I kapittel 14.3.3 vises resultatene fra disse beregningene.

14 Resultater

I dette kapitlet vises resultatene fra beregningene av prosjektets nåverdi, opsjonsverdien og triggerprisen. Beregningene baserer seg på antagelsene som er beskrevet tidligere, og avhenger av hvilken prisutvikling som legges til grunn.

14.1 GBM

Parameterverdiene for den geometrisk Brownske prisutviklingen ble beregnet i kapittel 6.1. Videre beregninger baserer seg på en skyggepris på 200 NOK/MWh, og en driftrate i bevegelsen på 4,02 %.

14.1.1 Nåverdi

Ved beregningen av nåverdien til prosjektet er det interessant å se hvordan denne varierer med forskjellige verdier for skyggeprisen S_0 . Resultatene fra denne beregningen er vist i Tabell 14-1. I denne tabellen er også prosjektets nåverdi avhengig av forskjellige verdier på de grønne sertifikatene vist.

Grønne sertifikater S_0	0	50	100	150	200	250	300
0	-465	-393	-322	-250	-179	-108	-36
50	-381	-310	-239	-167	-96	-25	47
100	-298	-227	-156	-84	-13	59	130
150	-215	-144	-72	-1	70	142	213
200	-132	-61	11	82	154	225	296
250	-49	23	94	165	237	308	380
300	34	106	177	249	320	391	463
350	118	189	260	332	403	475	546
400	201	272	343	415	486	558	629
450	284	355	427	498	569	641	712
500	367	438	510	581	653	724	795

Tabell 14-1 Nåverdien til prosjektet avhengig av S_0 og verdien på grønne sertifikater [MNOK]

Tabell 14-1 viser at nåverdien av prosjektet er positiv for en skyggepris på omtrent 150 om verdien på de grønne sertifikatene settes lik den antatte prisen på 150 NOK/MWh, gitt avkastningskravet på 8 %. Ved tradisjonell nåverdianalyse ville man investert i vindmølleprosjektet dersom skyggeprisen er høyere enn den verdien som gir positiv nåverdi på prosjektet. En slik analyse ville derfor anbefalt utbygging i dag med de gitte forutsetninger. Tabellen over viser hvor stor betydning de grønne sertifikatene har for investering i prosjektet. Ser man eksempelvis på en skyggepris lik dagens nivå på 200 NOK/MWh, og ingen verdi på de grønne sertifikatene vil nåverdien av prosjektet ha en negativ verdi på 132 MNOK. En verdi på de grønne sertifikatene lik 200 NOK/MWh vil derimot føre til en nåverdi på 154 MNOK. Nærmere beregninger viser at per økte krone i sertifikatpris vil nåverdien av prosjektet øke med omtrent 1,43 MNOK. Dette illustrerer på en god måte hvor viktig verdien på de grønne sertifikatene er når man ser på muligheten til å investere i en vindmøllepark.

14.1.2 Opsjonsverdi

Opsjonsverdien $F(S_0)$ til å investere i prosjektet er veldig avhengig av volatiliteten til prosessen. Tabell 14-2 viser hvor stor betydning volatiliteten har på opsjonsverdien for ulike verdier av skyggeprisen S_0 :

S_0 [NOK/MWh]	$F(S_0) \sigma = 0,05$ [MNOK]	$F(S_0) \sigma = 0,1$ [MNOK]	$F(S_0) \sigma = 0,15$ [MNOK]	$F(S_0) \sigma = 0,2$ [MNOK]	$F(S_0) \sigma = 0,25$ [MNOK]
0	0	0	0	0	0
50	46	49	52	56	60
100	102	107	113	119	125
150	162	169	177	185	193
200	226	233	243	253	263
250	291	299	310	322	333
300	358	368	380	393	405
350	427	437	450	464	478
400	498	508	522	536	551
450	570	580	594	610	625
500	642	653	667	683	699

Tabell 14-2 Opsjonsverdien avhengig av forskjellige skyggepriser S_0 og volatiliteter σ

For en skyggepris på 200 NOK/MWh vil verdien av å kunne investere i prosjektet øke fra 226 MNOK om volatiliteten er 5 % til en verdi på 263 MNOK om volatiliteten er 25 %. Dette er en betydelig økning, og viser derfor klart at volatiliteten har stor innvirkning på en investeringsbeslutning basert på realopsjonsanalysen. Grunnen til at opsjonsverdien øker med økende volatilitet er at fremtidige inntekter blir mer usikre. Det vil derfor ha en større verdi å vente med utbygging. Tabellen viser også at opsjonsverdien er eksponentielt voksende ved gitt volatilitet. En økning av prisen har større innvirkning på opsjonsverdien når prisen er lav enn når den er høy.

14.1.3 Triggerpris

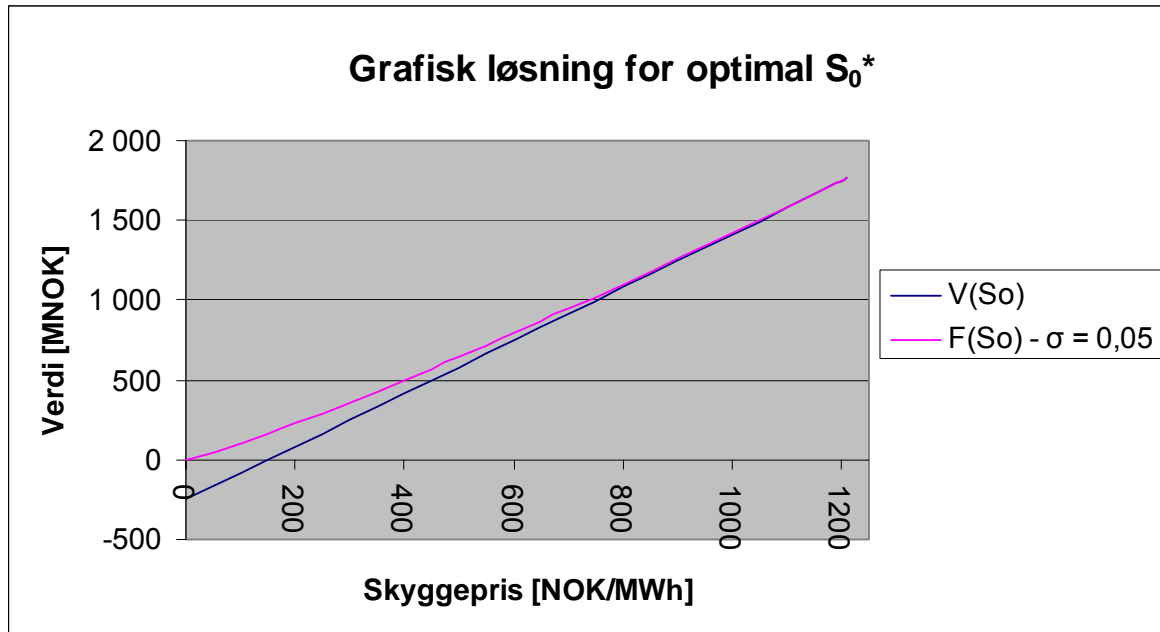
I kapitlet over er det vist at opsjonsverdien er sterkt avhengig av volatiliteten. Dette fører videre til at triggerprisen, altså optimal utbyggingspris S_0^* , også vil være avhengig av volatiliteten. I Tabell 14-3 er denne sammenhengen vist:

σ	S_0^*
5 %	1 211
10 %	1 358
15 %	1 595
20 %	1 919
25 %	2 327

Tabell 14-3 Optimal utbyggingspris S_0^* avhengig av volatiliteten σ

Av Tabell 14-3 ser en at opsjonsverdiøkningen som følge av større volatilitet fører til at triggerprisen S_0^* øker betraktelig. Forskjellen mellom optimal S_0^* for de ulike volatilitetene er så stor at bruk av riktig volatilitet er avgjørende. En vanlig tankegang er derfor at for å ikke overestimere opsjonsverdien bør en så lav realistisk volatilitet som

mulig benyttes. Dette er en bedre framgangsmåte enn å sette volatiliteten for høy, som kan hindre at gode investeringsprosjekt ikke blir utbygd. I kapittel 6.1.2 ble det funnet en relativ volatilitet på 5,66 %. I videre beregninger tas det utgangspunkt i en volatilitet på 5 %. Av Tabell 14-3 ser en at en volatilitet på 5 % fører til at optimal utbyggingspris S_0^* er på 1211 NOK/MWh. I Figur 14.1-a vises det hvordan S_0^* kan finnes grafisk:



Figur 14.1-a Grafisk løsning for optimal pris S_0^*

Sammenlignes optimal utbyggingspris S_0^* med dagens skyggepris på 200 NOK/MWh ser en at skyggeprisen må stige betraktelig før utbygging anbefales. Realopsjonsanalysen mener at det er større verdi i å vente med å investere, selv om prosjektet har en positiv nåverdi. Av Figur 14.1-a kan man se at forskjellen mellom opsjonsverdien og nåverdien er relativt liten etter at S_0 har passert 500. Som tidligere nevnt er det ved beregningene av S_0^* forutsatt en verdi lik 150 NOK/MWh på de grønne sertifikatene. Med den antatte årlige veksten i elektrisitetsprisen må verdien på de grønne sertifikatene være på omtrent 295 for at S_0^* skal være lik dagens skyggepris. Variasjonen til S_0^* avhengig av verdien på de grønne sertifikatene og årlig drift er vist i Tabell 14-4:

Grønne sertifikat \ Årlig drift	0	50	100	150	200	250	300
0,5 %	504	426	349	272	194	117	39
1,0 %	531	449	368	286	205	123	41
1,5 %	575	487	399	310	222	133	45
2,0 %	644	545	446	347	248	149	50
2,5 %	750	635	520	404	289	174	59
3,0 %	928	785	643	500	358	215	72
3,5 %	1 270	1 075	879	684	489	294	99
4,0 %	2 169	1 836	1 503	1 169	836	503	169

Tabell 14-4 S_0^* avhengig av grønne sertifikater og årlig drift

Tabell 14-4 viser at den årlige driften til elektrisitetsprisen har sterk innvirkning på optimal S_0^* . Med økende drift stiger S_0^* . Rundt driften som er beregnet i denne oppgave er S_0^* veldig sensitiv. En årlig drift på 3 % og en verdi på de grønne sertifikatene lik 150 senker eksempelvis S_0^* helt ned til 500, men dette er likevel langt unna at det anbefales å bygge ut i dag.

Ettersom et av kriteriene for fastsettelse av S_0^* er at opsjonsverdien $F(S_0)$ skal være lik nåverdien $V(S_0)$ så vil relevant avkastningskrav, r_t , være en viktig faktor ved bestemmelse av S_0^* . I Tabell 14-5 vises det hvordan S_0^* varierer med avkastningskravet:

Årlig avkastningskrav, r_t	Triggerpris, S_0^*
1 %	312
2 %	417
3 %	529
4 %	649
5 %	778
6 %	914
7 %	1059
8 %	1211
9 %	1371
10 %	1539
11 %	1715
12 %	1897
13 %	2087
14 %	2283
15 %	2485

Tabell 14-5 Triggerpris S_0^* avhengig av årlig avkastningskrav

Triggerprisen S_0^* stiger med økende avkastningskrav, slik at et redusert avkastningskrav vil gjøre det mer sannsynlig å investere i prosjektet. Avkastningskrav er en viktig parameter i realopsjonsanalysen. Av tabellen ser en imidlertid at for de gitte forutsetningene for geometrisk Brownsk bevegelse har valg av avkastningskrav lite å si i praksis, siden avkastningskravet må være lavere enn 1 % for at det skal anbefales utbygging i dag.

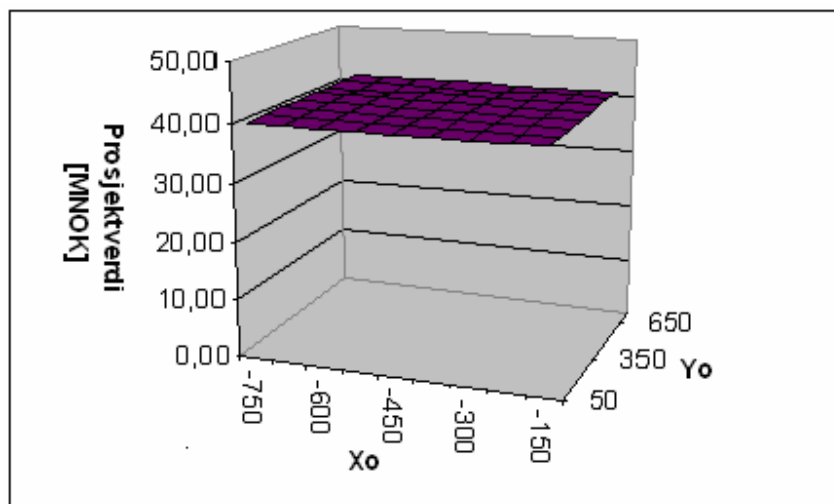
Ovenfor er det sett på de parameterne som påvirker triggerprisen S_0^* mest. Sensitivitetsanalyser for S_0^* avhengig av andre parameter som påvirker S_0^* er vist i vedlegg 19.7. Fastsettelse av verdien på grønne sertifikater, volatilitet, avkastningskrav og årlig drift er dette de parameterne det er viktigst å få klarhet i, når man ser på en realopsjonsanalyse av investeringen i vindmølleparken på Bessakerfjellet og antar en geometrisk Brownsk utvikling av prisen.

14.1.4 Internrente ved optimal S_0^*

Den optimale utbyggingsprisen S_0^* fører til at det er mulig å beregne internrenten for prosjektet gitt denne prisen. I praksis vil dette si at man finner den renten for prosjektet som gjør nåverdien lik null gitt verdien på S_0^* . Beregningen av internrenten for $S_0^* = 1211$ ga en årlig internrente på 45 %. Tilsvarende internrente for dagens skyggepris $S_0 = 200$ er omtrent 11 %. Dette viser igjen at i følge realopsjonsanalysen vil det være fornuftig å vente, forutsatt at prisen virkelig følger den geometrisk Brownske prosessen.

14.2 Trefaktormodellen

Som forklart i kapittel 13.2 antas det at nåverdien til prosjektet er lite påvirket av de kortsiktige og langsiktige "mean-reverting" faktorene. Figur 14.2-a viser hvordan prosjektets nåverdi avhenger av de kortsiktige endringene og de langsiktige endringene, gitt den beregnede verdien for ε_0 . De kortsiktige og langsiktige endringene er tegnet med verdier i området ett standardavvik fra dagens verdier.



Figur 14.2-a Nåverdi til prosjektet avhengig av X_0 og Y_0 [MNOK]

Figur 14.2-a viser med tydelighet at X_0 og Y_0 har veldig lite å si for nåverdien til prosjektet. Prosjektverdien varierer mellom 40,27 MNOK og 40,80 MNOK. Det antas derfor at nåverdien til prosjektet kan, uten særlig stor feil, finnes ved å benytte en aritmetisk Brownsk utvikling av prisen. Prosjektverdien, gitt de beregnede parametrene for de tilstandsvariable ε_0 , X_0 og Y_0 , ble beregnet til 40,57 MNOK.

14.3 ABM

Beregningene i dette kapittelet forventes å gi tilnærmet samme svar som det en ville fått dersom forventet fremtidig prisutvikling ble beskrevet ved trefaktormodellen. Det antas altså at trefaktormodellen kan forenkles til en aritmetisk Brownsk bevegelse uten at dette medfører betydelige feil. Det er tatt som utgangspunkt at skyggeprisen, ε_0 , er på 216 NOK/MWh, og at den langsiktige ukentlige driften, μ_ε^* , er på 0,085 NOK/MWh. Dette er verdier som ble beregnet i kapittel 6.2.

14.3.1 Nåverdi

Nåverdien til prosjektet avhenger i stor grad av ε_0 og verdien på de grønne sertifikatene. Tabell 14-6 viser resultatene for nåverdien av prosjektet avhengig av forskjellige verdier på de grønne sertifikatene og ε_0 .

Grønne sertifikater ε_0	0	50	100	150	200	250
0	-413	-342	-270	-199	-128	-56
20	-391	-320	-248	-177	-105	-34
40	-369	-298	-226	-155	-83	-12
60	-347	-275	-204	-133	-61	10
80	-325	-253	-182	-110	-39	32
100	-303	-231	-160	-88	-17	54
120	-280	-209	-138	-66	5	77
140	-258	-187	-116	-44	27	99
160	-236	-165	-93	-22	49	121
180	-214	-143	-71	0	72	143
200	-192	-121	-49	22	94	165
220	-170	-98	-27	44	116	187
240	-148	-76	-5	66	138	209
260	-126	-54	17	89	160	231
280	-103	-32	39	111	182	254
300	-81	-10	61	133	204	276

Tabell 14-6 Nåverdien til prosjektet avhengig av ε_0 og verdien på grønne sertifikater [MNOK]

På samme måte som for den geometrisk Brownske bevegelsen ser en at økte verdier på de grønne sertifikatene medfører at prosjektets nåverdi, gitt ε_0 lik dagens skyggepris, går fra å være negativ til å bli positiv. En verdi på de grønne sertifikatene på 122 NOK/MWh medfører at prosjektets nåverdi er tilnærmet lik null, mens en ε_0 på 180 medfører at nåverdien av prosjektet er lik null med 150 som grønn sertifikatverdi.

Dagens ε_0 og en verdi på de grønne sertifikatene på 150 NOK/MWh gir investeringsprosjektet en nåverdi lik 40 MNOK. Sammenlignes dette med tilsvarende nåverdi for trefaktormodellen er avviket mellom de to nåverdiene kun på 0,57 MNOK. I

slike beregninger er dette et så lite avvik at beregning av nåverdien ved bruk av ABM kan brukes som en god tilnærming til trefaktormodellen.

14.3.2 Opsjonsverdi

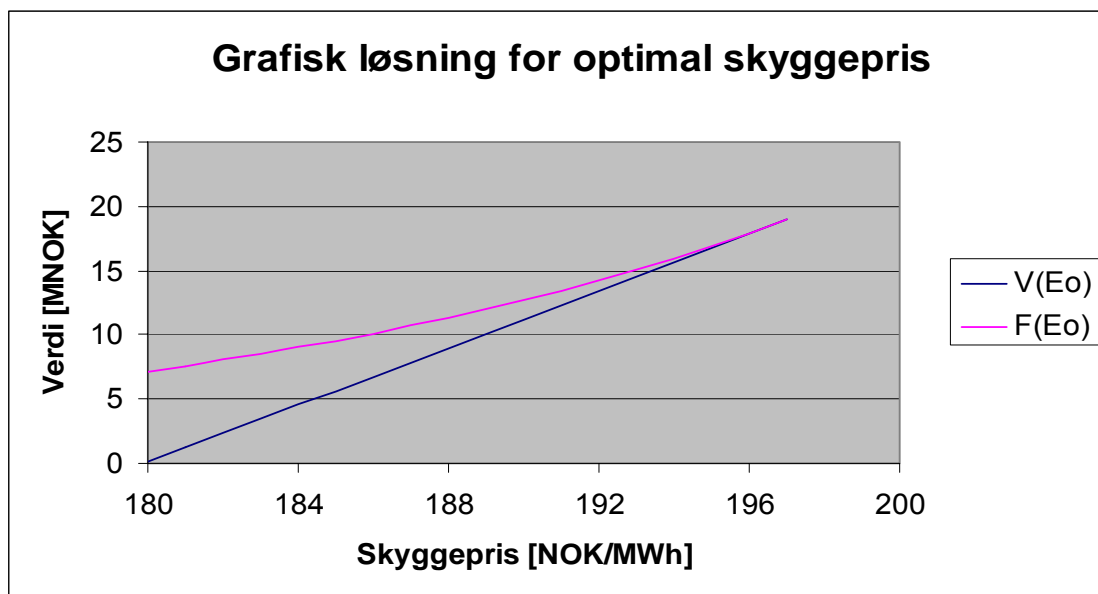
Verdien av å vente med å investere i prosjektet $F(\varepsilon_0)$ er vist i Tabell 14-7. Årsaken til at opsjonsverdien $F(\varepsilon_0)$ kun er vist fram til $\varepsilon_0 = 195$ er at triggerprisen ε_0^* er omtrent på dette nivået. Opsjonsverdien $F(\varepsilon_0)$ har, etter at optimal utbyggingspris ε_0^* er nådd, en verdi lik nåverdien til prosjektet. Dette skyldes at når triggerprisen ε_0^* er nådd vil det ikke være noen ekstra verdi i å vente. Opsjonsverdien $F(\varepsilon_0^*)$ er lik 19,36 MNOK.

ε_0	$F(\varepsilon_0)$
100	0
105	0
110	0
115	0
120	0
125	0
130	0
135	1
140	1
145	1
150	1
155	2
160	2
165	3
170	4
175	5
180	7
185	10
190	13
195	17

Tabell 14-7 Opsjonsverdien $F(\varepsilon_0)$

14.3.3 Triggerpris

Som antydnet i kapitlet over er optimal utbyggingspris lavere enn dagens skyggepris. Beregning av triggerprisen gir en verdi på ε_0^* lik 197. Dette betyr altså at realopsjonen til å bygge ut vindparken på Bessakerfjellet bør innløses i dag. Grafisk løsning av hvordan ε_0^* finnes kan sees i Figur 14.3-a. Som en kan se anbefales det i dette tilfellet å gå inn i prosjektet for en relativt lav opsjonsverdi. Nåverdien til prosjektet er positiv når ε_0 overstiger 184, og allerede når ε_0 overstiger 197 anbefaler realopsjonsanalysen utbygging. I dette tilfellet er det altså ikke stor forskjell mellom realopsjonsanalysen og tradisjonell nåverdiberegning.



Figur 14.3-a Grafisk løsning for optimal skyggepris, ε_0^*

Den optimale utbyggingsprisen på 197 baserer seg på en grønn sertifikatverdi lik 150 NOK/MWh. Variasjonen til ε_0^* avhengig av verdien på sertifikatene og avkastningskrav kan sees i Tabell 14-8. I denne tabellen ser en at ved det gitte avkastningskravet på 8 % og med en verdi på de grønne sertifikatene lik 100 NOK/MWh vil triggerprisen være høyere enn dagens skyggepris. Realopsjonsanalysen vil anbefale utbygging dersom verdien på de grønne sertifikatene overstiger 135 NOK/MWh.

Grønne sertifikat	0	50	100	150	200	250
r_t						
1 %	230	162	93	25	-43	-112
2 %	250	182	115	47	-21	-89
3 %	271	204	137	70	2	-65
4 %	293	226	160	93	27	-40
5 %	316	250	184	118	52	-14
6 %	340	275	209	144	78	12
7 %	365	300	235	170	105	40
8 %	391	326	262	197	133	68
9 %	418	354	290	226	161	97
10 %	445	382	318	255	191	127
11 %	474	411	347	284	221	158
12 %	503	440	377	315	252	189
13 %	533	470	408	346	283	221
14 %	563	501	439	377	315	253
15 %	595	533	471	410	348	286

Tabell 14-8 Triggerpris ε_0^* avhengig av verdi på grønne sertifikater

Tabell 14-8 viser at avkastningskravet r_f har relativt stor innvirkning på beslutningen om å investere. Et avkastningskrav på 9 % vil eksempelvis ikke anbefale utbygging i dag, ettersom dette gir $\varepsilon_0^* = 226$. Viser det seg imidlertid at verdien på de grønne sertifikatene kun blir på 100 kan ikke avkastningskravet være høyere enn 6 % for at analysen skal anbefale utbygging i dag.

En økende ukentlig drift μ_ε^* fører til at viljen til å investere i prosjektet stiger, og dette vises i Tabell 14-9. Av dette kan en konkludere at økningen i nåverdien er større enn økningen av opsjonsverdien som følge av økt μ_ε^* , og derfor synker ε_0^* med stigende ukentlig drift. En synkende drift vil tilsvarende øke triggerprisen ε_0^* .

Ukentlig drift, μ_ε^*	ε_0^*
0,00	234
0,02	226
0,04	217
0,06	208
0,08	200
0,10	191
0,12	183
0,14	174
0,16	165
0,18	157
0,20	148

Tabell 14-9 Triggerprisen ε_0^* avhengig av ukentlig drift μ_ε^*

I dette kapitlet er det fokusert på de parametrene som vil være mest avgjørende for ε_0^* . Sensitivitetsanalyser med hensyn på ε_0^* for andre parametere er vist i vedlegg 19.7. Resultatene beregnet for ε_0^* i dette kapitlet viser det at det er verdien på de grønne sertifikatene og avkastningskravet som er de parameterne som i størst grad påvirker investeringsbeslutningen.

14.3.4 Internrente ved optimal ε_0^*

Internrenten, gitt triggerprisen og antagelsen om at prisutviklingen følger en aritmetisk Brownsk bevegelse, kan beregnes til 8,6 %. Dette avhenger dessuten av at prisen på grønne sertifikat settes lik 150 NOK/MWh. Tilsvarende internrente for prosjektet med dagens ε_0 er på 9,3 %. Ettersom internrenten er høyere for dagens ε_0 enn for ε_0^* viser dette igjen at realopsjonsanalysen mener at det mest fornuftig er å investere i dag og ikke vente på mer informasjon.

15 Risikostyring

Risiko er et sentralt begrep ved investeringer, og det er ønskelig å finne måter som kan redusere risikoen knyttet til fremtidige inntekter. I dette kapitlet vil det sees på hvordan en kan sikre realopsjonen til å bygge ut vindmølleparken på Bessakerfjellet, og hvordan risikoen etter at en vindmøllepark er satt i drift kan styres.

15.1 Delta-hedging

Ved bruk av opsjoner for eksempel i aksjemarkedet kan det være aktuelt å sikre opsjonen. Dette kan gjøres ved å benytte seg av delta-hedging. Videre vil det sees på hvordan dette kan gjøres for realopsjonen til å bygge ut en vindmøllepark på Bessakerfjellet.

15.1.1 Opsjoner i aksjemarkedet

Opsjonspremien til en opsjon i aksjemarkedet er lik den forventede gevinsten på opsjonen. Det er mulig å replikere den forventede gevinsten til en kjøpsopsjon ved å konstruere en replikerende portefølje. En slik portefølje gjenskaper opsjonen ved å kjøpe/selge aksjer og låne/spare penger i kapitalmarkedet til risikofri rente. Antall aksjer man skal kjøpe eller selge blir ofte angitt ved den greske bokstaven delta. Definisjonen av Δ er gitt som:

$$\Delta = \frac{\partial F}{\partial S} \quad (15-1)$$

- F - opsjonsverdien
- S - underliggende, aksjeprisen

Av ligning (15-1) ser en at Δ kan finnes ved å partiell derivere opsjonsverdien med hensyn på underliggende. Δ sier derfor hvor mye opsjonsverdien endrer seg med underliggende. I de videre forklaringer er det tatt utgangspunkt i en kjøpsopsjon. For en utsteder av en slik opsjon vil Δ være positiv, noe som betyr at det kjøpes en viss andel aksjer. Låne-/sparebeløpet benevnes ofte B , og for en kjøpsopsjon betyr dette at penger lånes. Ligning (15-2) viser matematisk hvordan B kan finnes:

$$B = F - \Delta \cdot S \quad (15-2)$$

Den replikerende porteføljen er gitt av ligning (15-3):

$$\text{Replikerende portefølje} = \Delta \cdot S + B \quad (15-3)$$

”Delta-hedgingen” medfører at dersom prisen på underliggende går ned, vil man tjene på de aksjene man har solgt, mens verdien på opsjonen vil synke. Tilsvarende vil man tape på de aksjene som man har solgt dersom prisen går opp. Prisoppgangen vil imidlertid føre til en økt verdi på opsjonen.

15.1.2 Opsjonen til å bygge ut

I dette kapitlet er det kun sett på ”delta-hedging” gitt den aritmetisk Brownske bevegelsen. Tankegangen vil være tilsvarende for en geometrisk Brownske bevegelse. Denne opsjonen er imidlertid veldig langt fra å bli innløst, og det vil derfor sikres lite, etter som sannsynligheten for at opsjonen innløses er liten. Beregningene i dette kapitlet er gjort med de samme forutsetninger som tidligere med unntak av verdien på de grønne sertifikatene nå er satt lik 130 NOK/MWh. Årsaken til det er at med denne forutsetningen er realopsjonen i dag i nærheten av å bli innløst ettersom ε_0^* da er 223. Opsjonsverdien, gitt den aritmetisk Brownske bevegelsen, er gitt av ligning (15-4):

$$F(\varepsilon_0) = K_1 \cdot e^{(a_1 \cdot \varepsilon_0)} \quad (15-4)$$

Ut fra definisjonen kan nå Δ finnes som:

$$\Delta = F'(\varepsilon_0) = a_1 \cdot K_1 \cdot e^{(a_1 \cdot \varepsilon_0)} \quad (15-5)$$

Av definisjonen til delta vil beregningen i ligning (15-5) fortelle hvor mye opsjonsverdien endrer seg ved en gitt ε_0 . Som forklart tidligere var Δ , ved ”delta-hedging” i aksjemarkedet, aksjeekvivalenten som anga antall aksjer som skulle kjøpes eller selges for hver opsjon. Δ for realopsjonen viser endringen av verdien på realopsjonen når ε_0 endrer seg.

Det antas at det er mulig å inngå kontrakter som endrer seg i takt med endringen av verdien til realopsjonen. En forutsetning for dette er at endringen av ε_0 , som endrer verdien på opsjonen, også på samme måte vil virke inn på verdien til kontrakten som handles. En økning av ε_0 skal også øke forventet prisen på kontrakten. Det velges å se bort fra muligheten til å handle bilaterale 20-årskontrakter, siden dette er uvanlige kontrakter. En aktuell kontraktstype som kan benyttes for å sikre opsjonen, er en 10-årskontrakt.

I aksjemarkedet er det vanlig å beregne såkalte betaverdier for sammenhengen mellom aksjeprisens utvikling, og utviklingen på hovedindeksen. På samme måte er det i denne oppgaven beregnet en ”betaverdi” for sammenhengen mellom endringen på 10-årskontrakten og de langsiktige endringene gitt av ε_0 . Denne beregningen, basert på prisdata fra og med uke 49 i 2000 og frem til og med uke 33 i 2002, gir en betaverdi på 0,78. Dette innebærer at det er en klar sammenheng mellom de langsiktige endringene, og prisendringene på 10-åringen. Dersom den langsiktige tilstandsvariabelen endres med 1 %, forventes det av prisen på 10-åringen endres tilsvarende med 0,78 %. I vedlegg 19.8 vises det hvordan ε_0 følger prisen til henholdsvis 2-, 3- og 10-årskontrakter.

10-åringer er kontrakter som har løpende betaling over hele perioden. Endringen av verdien til en slik kontrakt vil derfor være nåverdien av endringen. Nåverdien av endringen til en 10-årskontrakt på 1 MW er gitt av ligning (15-6):

$$E_{10} = \sum_{T=1}^{520} \frac{8760 \cdot dK}{52 \cdot (1+r_t)^T} = 0,78 \cdot \sum_{T=1}^{520} \frac{8760 \cdot d\varepsilon_0}{52 \cdot (1+r_t)^T} \quad (15-6)$$

- E_{10} - nåverdi av endringen til en 10-årskontrakt [NOK]
- dK - endring av pris på 10-årskontrakt [NOK/MWh]

”Delta-hedging” av realopsjonen betyr at det selges et visst antall 10-årskontrakter á 1 MW. Øker den langsiktige tilstandsvariabelen vil prisen på 10-årskontrakten stige, og aktøren vil tape på de 10-årskontraktene som er solgt. Opsjonsverdien $F(\varepsilon_0)$ vil imidlertid stige som følge av økningen i ε_0 . En reduksjon av ε_0 fører til at de solgte 10-årskontraktene medfører en gevinst, mens opsjonsverdien i et slikt tilfelle vil synke. Om opsjonen sikres på denne måten innebærer det at hedgingen må justeres kontinuerlig. Det er en såkalt dynamisk ”hedging”. En endring av ε_0 fører til en ny Δ som videre fører til at antall solgte 10-åringer vil variere avhengig av verdien på ε_0 . Antall kontrakter, A , som skal ”hedges” ved en gitt ε_0 er gitt av ligning (15-7). Realopsjonen vil bli innløst dersom $\varepsilon_0 \geq \varepsilon_0^*$, slik at det vil kun være aktuelt å ”delta-hedge” opsjonen så lenge $\varepsilon_0 \leq \varepsilon_0^*$.

$$A = \frac{\Delta_{\varepsilon_0}}{E_{10}} \quad (15-7)$$

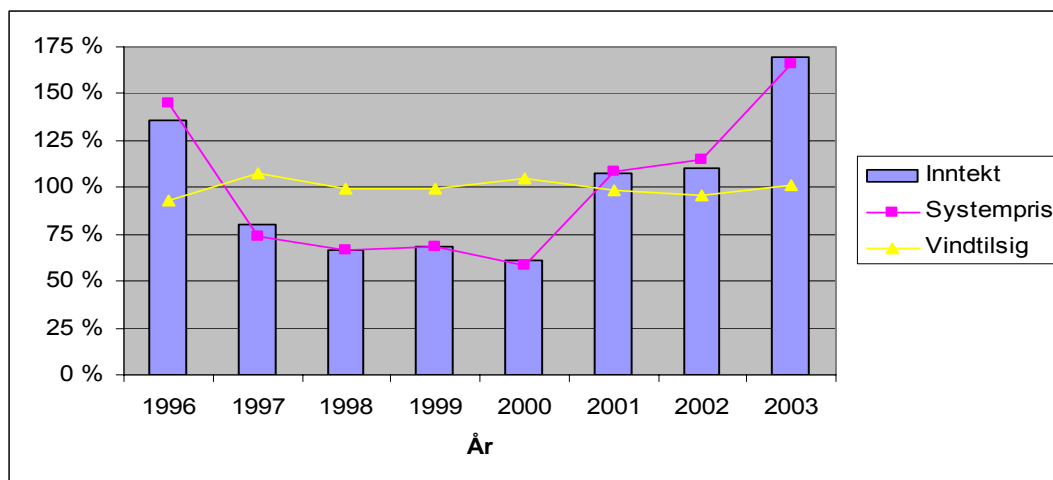
I Tabell 15-1 vises det hvor mange 10-årskontrakter á 1 MW som må selges for å sikre opsjonen for en gitt ε_0 . Tabellen viser verdier for ε_0 litt under dagens nivå og opp til ε_0^* , gitt en sertifikatpris på 130 NOK/MWh. Når ε_0 nærmer seg ε_0^* vil det sikres mer og mer.

ε_0	Delta	Antall 10-årskontrakter, A
195	220 780	4,657
200	293 791	6,197
205	390 948	8,246
210	520 233	10,973
211	550 825	11,618
212	583 217	12,301
213	617 513	13,025
214	653 825	13,791
215	692 273	14,602
216	732 982	15,460
217	776 085	16,370
218	821 723	17,332
219	870 044	18,351
220	921 207	19,431
221	975 378	20,573
222	1 032 735	21,783
223	1 093 465	23,064

Tabell 15-1 Δ og antall kontrakter A som "delta-hedges" avhengig av ulike ε_0

15.2 Risiko knyttet til vind og pris

Ved en eventuell oppsettelse av en vindmøllepark på Bessakerfjellet er det først og fremst risikoen knyttet til vindtilsig og kraftpris som det er enklest å sikre seg mot. En måte å vurdere denne risikoen på er å se på hvordan den sannsynlige produksjonen for hvert år på Bessakerfjellet ville gitt av inntekter om produksjonen hadde blitt solgt til historisk spotpris. Med bakgrunn i at elektrisitetsmarkedet først ble deregulert i 1992 er det kun sett på årene tilbake til 1996. Forventet historiske inntekter fra en vindmøllepark med 50 MW installert effekt på Bessakerfjellet, og variasjonen av spotprisen og produksjonen er vist i Figur 15.2-a:



Figur 15.2-a Inntekt fra vindmøllepark på Bessakerfjellet avhengig av spotpris og produksjon

Figuren over indikerer at det er variasjonen i kraftprisen som er den mest avgjørende for inntektene til vindmølleparken på Bessakerfjellet. En kan se at selv om produksjonen synker fra et år til et annet behøver det ikke å bety en reduksjon av inntektene. Eksempelvis reduseres produksjonen fra år 2000 til år 2002, mens i samme periode øker inntektene fra salg av kraft. Tilsvarende trenger ikke en økende produksjon hense på en større inntekt, slik som fra år 1996 til 1997 hvor inntektene synker betraktelig til tross for en relativt stor økning i produksjonen. I disse tilfellene kompenserer den reduserte eller økte prisen inntektene mer enn det den stigende eller synkende produksjonen gjør. I lys av dette bør prissikring være det som størst fokus bør rettes mot ved en eventuell sikring av inntektene fra vindkraftproduksjon på Bessakerfjellet.

15.3 Strategier for risikostyring

I dette kapitlet vil de mest aktuelle strategier for risikostyring for en vindkraftprodusent forklares nærmere. I praksis kan de forskjellige strategiene i en gitt situasjon være avhengig av om vindkraftproduksjonen skjer i sammenheng med vannkraft eller ikke. Vindkraft sammen med vannkraft kan gjøre at man i en gitt situasjon vil sikre produksjonen annerledes enn om man kun har vindkraft. Dette er imidlertid helt avhengig av den gitte situasjonen.

15.3.1 Salg av forventet produksjonsvolum til fastsatt pris

Et alternativ er å selge forventet produksjonsvolum. Her selger produsenten den forventede produksjonen sin til en fast pris i en gitt periode. Den gitte perioden kan variere alt fra en sesong og opptil flere år. Alt avhengig av hva man ønsker å sikre seg mot. Prisen man får for den sikrede produksjonen vil være svært avhengig av lengden på perioden. Normalt sett er maksimal lengde på slike kontrakter 10 år. Slike langtidskontrakter handles for tiden for omkring 240- 243 NOK/MWh.

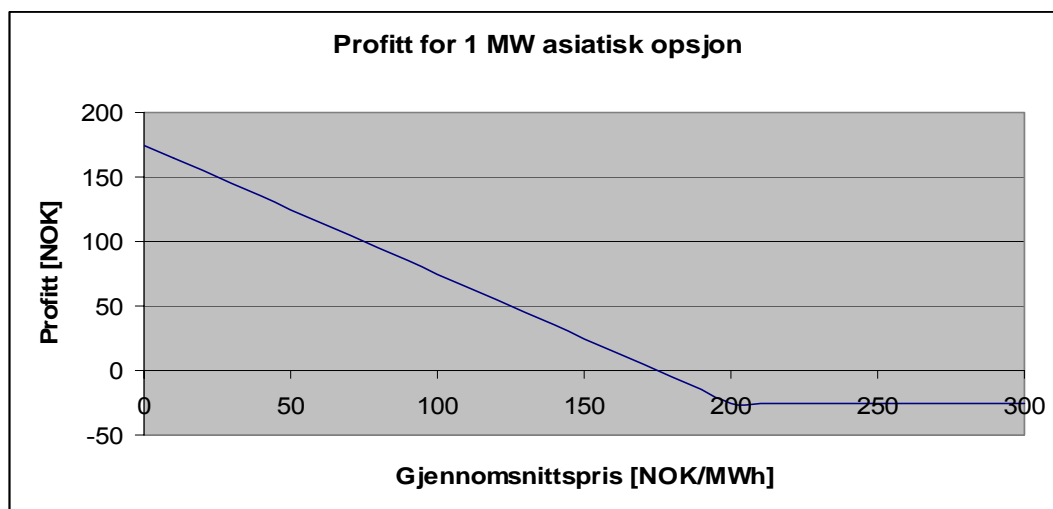
Fordelen med å sikre produksjonen på en slik måte er at produsenten vet hvilken pris han får for den produksjon som er mindre eller lik den forventede produksjonen. Imidlertid gir produsenten fra seg en stor fortjeneste om det skulle vise seg at prisen av en eller annen grunn blir høy. Produksjon som er høyere enn forventet produksjon må vindkraftprodusenten selge eksempelvis i spotmarkedet. En prissikringsstrategi som dette vil derimot ikke føre til at produksjonsvolum sikres og risikoen rundt vindtilsig er derfor fortsatt til stede. En stor ulempe med dette er at om det blåser lite i løpet av den sikrede perioden vil ikke produsenten få nyttiggjort seg at prisene sannsynligvis vil være ganske høye grunnet at det er påvist en korrelasjon mellom vindtilsig og nedbør over året på 0,45 [Tande og Vogstad, (1999)]. Produsenten vil i et slikt tilfelle få relativt lite for kraften sin samtidig som produksjonen også er forholdsvis liten. I motsatt situasjon vil derimot vindkraftprodusent få en fordel, siden han får relativt mye betalt for mesteparten av kraften sin samtidig som produksjonen er høy.

En annen ulempe med inngåelse av en kontrakt med lik pris i hele perioden er at som påpekt tidligere er det større produksjon i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Ved en flat pris hele perioden vil vindkraftprodusenten ikke få noe ekstra betalt for at det er størst produksjon når prisene stort sett er høyest. Produsenten vil derfor ikke få godtgjort

merverdien av den høye produksjonen om vinteren. Det finnes imidlertid såkalte profilerte volumkontrakter hvor dette tas hensyn til. Prisen i en profilert volumkontrakt er altså høyere enn prisen i en vanlig volumkontrakt om produksjonen er høyere om vinteren enn om sommeren. Motsatt ville vært tilfelle om produksjonen hadde vært høyere om sommeren.

15.3.2 Salg av produksjon til en garantert minstepris

Et salg av produksjonen til en fastsatt pris eller til profilerte priskontrakter gjør at produsenten kan miste inntekter om prisen på kraften egentlig kunne ha vært solgt til en høyere pris. En mulighet til å sikre seg som samtidig som man fortsatt er sikret en nedre grense på prisen kan være å bruke salgsopsjoner. En slik opsjon gir produsenten en rettighet til å selge kraften til en gitt pris, men ikke en forpliktelse til å selge til den prisen. Dersom produsenten har mulighet til å selge vindkraften til en høyere pris eksempelvis i spotmarkedet vil han gjøre det. I de tilfeller strike- eller innløsningsprisen til opsjonen er det beste produsenten kan få betalt for kraften sin vil han nyttiggjøre seg av opsjonen. En salgsopsjon gjør på denne måten at produsenten kan få med seg hele oppsiden samtidig som nedsiden er sikret. Som en kompensasjon for dette må produsenten betale en opsjonspremie til motparten av opsjonen. Opsjonspremien er avhengig av blant annet på innløsningsprisen og volatiliteten til kraftprisen. Det typiske for slike kontrakter er at premien betales i løpet av hele perioden for opsjonen [Vartdal, (15.04.2004)]. Vartdal mener også at det vanlige er at man kjøper asiatiske opsjoner for en mengde som er noe lavere enn det den forventede produksjonen. Årsaken til at man kjøper lavere enn forventet produksjon er at man i de årene hvor produksjonen eventuelt er lavere enn forventet produksjonen vil man bli sittende med opsjoner på for mye produksjon, og disse opsjonene vil sannsynligvis være verdiløse ettersom prisen vil være relativt høy i et slikt scenario. En asiatisk opsjon er en opsjon der innløsningsprisen sammenlignes med snittprisen på for eksempel måneds- eller årsbasis. I Figur 15.3-a vises det hvordan profitten til en slik kontrakt er med en innløsningspris på 200 NOK/MWh og en opsjonspremie på 25 NOK/MWh. Av figuren ser en at det blir et tap på opsjonen om gjennomsnittsprisen i perioden er over 175 NOK/MWh.



Figur 15.3-a Profittfunksjon for 1 MW asiatisk opsjon

15.3.3 Salg av hele produksjonen

En strategi som gjør vindkraftprodusenten helt fri for risiko er når han selger hele produksjonen sin til en annen motpart. Selgeren vil da få en fast årlig pris for produksjonen sin og få en sikker inntekt. Motparten tar i dette tilfellet all risikoen knyttet til både produksjonsvolum og pris. Ofte er det store energiselskaper som er kjøpere av slike kontrakter, siden slike kontrakter kan passe godt inn i en eller flere av porteføljene deres. Hydro er en aktør som er kjøper av slike kontrakter både når det gjelder vind- og vannkraft [Vartdal, (15.04.2004)]. Ved verdsettelse av slike kontrakter vil kjøper se på utfallsrommet til produksjonen avhengig av både pris og produksjon, og se hvilken risiko dette fører til. Vindkraftprodusenten, som i dette tilfellet er selger, vil også ha en formening om både forventningsverdien til vindkraftproduksjonen og risikoen knyttet til prosjektet. På bakgrunn av dette vil de to aktørene forsøke å forhandle fram en pris begge parter er fornøyde med. Avtalt pris vil imidlertid være lavere enn forventningsverdien til produksjonen. Årsaken til det er at ettersom kjøper pådrar seg en risiko ved å kjøpe hele produksjon skal han ha betalt for dette i form av det som ofte betegnes som en risikopremie. I denne sammenheng skyldes risikopremien at kjøperen pådrar seg en risiko forbundet med at inntektene kan være både høyere og lavere enn forventningsverdien. Størrelsen på risikopremien er naturlig nok avhengig av risikoen. Om inntektene kan forventes å være både høyt over og langt under forventningsverdien vil dette innebære en høyere risikopremie enn om inntektene ligger nærmere forventningsverdien.

Å selge hele produksjonen er en mest aktuell strategi for en produsent som ikke har mulighet til å ta risikoen knyttet til varierende inntekter. Dersom inntektene for et selskap har produksjon fra både vind- og vannkraft, vil det derfor ikke særlig aktuelt å selge hele produksjonen. Dette fordi at man ved kombinasjon av vind- og vannkraft kan eliminere noe av risikoen i utgangspunktet, og salg av hele vindkraftproduksjonen vil i de fleste tilfeller ikke være det beste alternativet.

16 Diskusjon

En av de viktigste forutsetningene for å kunne bygge en vindmøllepark er gode vindforhold, og en god kartlegging av disse forholdene er derfor svært viktig. I denne oppgaven er det sett på historiske målinger av vindforholdene på Bessakerfjellet fra én målemast. Dersom man kommer i en utbyggingssituasjon bør det foretas flere vindmålinger på ulike steder i utbyggingsområdet. Disse målingene bør som nevnt i kapittel 2.8 kartlegge i hvilken høyde det blåser mest, og hvordan vindmøllene bør plasseres i terrenget.

Vinden er viktig med tanke på at det er den som fører til at turbinene kan produsere elektrisitet. Dette medfører igjen at inntekter genereres fra henholdsvis både kraftsalg og grønne sertifikater. Det er ønskelig å få størst mulig produksjon ut av det vindtilsaget en har til en hver tid, og dette gjør det ytterst viktig å velge vindmøller med høy tilgjengelighet. Ved valg av utstyr kan det derfor være fornuftig å se på erfaringene fra utstyr og komponenter som er valgt på vindmøller som allerede eksisterer i Norge. Tidligere erfaringer fra vindmøllene stammer stort sett fra Danmark og Tyskland, men disse landene har såpass forskjellig klima fra det i Norge at det er mulig at noen av erfaringene fra disse landene ikke er veldig relevante for vindmøller som bygges ut i Norge. Ising og tøffere vindforhold i Norge kan blant annet medføre høyere drift- og vedlikeholdskostnader samt lavere tilgjengelighet.

Ved antagelsen om at forventet prisutvikling følger en geometrisk Brownsk bevegelse, viser realopsjonsanalysen at prisen skal øke, til et per i dag utenkelig nivå, før utbygging kan anbefales. Dette tiltross for at nåverdien er positiv allerede ved en skyggepris på omtrent 105 NOK/MWh, gitt at grønne sertifikat handles for 150 NOK/MWh. Den sene utbyggingen skyldes, som tidligere forklart, at opsjonsverdien og nåverdien kryper sakte mot hverandre etter at skyggeprisen overstiger 500 NOK/MWh. Til tross for at det er en verdi i å vente er denne opsjonsverdien ikke veldig mye høyere enn nåverdien for skyggepriser over 500. Som en forutsetning for analysen er det antatt at i løpet av hele perioden vil den årlige veksten være tilnærmet lik 4 %. Stiger prisen langt utover dagens prisnivå er det ikke sikkert at dette vil gjelde. Dette skyldes at om kraftprisen stiger til et betraktelig høyere nivå enn det man ser i dag vil det være interessant å bygge ut andre former for kraftproduksjon, som eksempelvis gasskraft. Dette vil øke tilbudet av kraft betraktelig, og det er derfor ikke veldig sannsynlig at kraftprisen da vil øke med samme rate som estimert i denne oppgaven. Opsjonsverdien kan derfor være noe lavere enn det som er beregnet i denne oppgaven, og dersom dette er tilfelle vil utbygging anbefales tidligere. Forutsetningen om at prisen følger en geometrisk Brownsk bevegelse antas altså å gi en for høy opsjonsverdi, noe som igjen medfører at en vil vente for lenge med utbygging. Fordelen med modellen er at volatiliteten øker med økende energipris. Dette tilsvarer det en ser i energimarkedet.

Dersom elektrisitetsprisen antas å følge en aritmetisk Brownsk bevegelse, anbefaler realopsjonsanalysen utbygging i dag, gitt antagelsene vedrørende grønne sertifikat og avkastningskrav. Konklusjonen er derimot svært følsom overfor disse antagelsene. Som diskutert tidligere er det vanskelig å anslå avkastningskravet for utbygging av vindkraft. I

denne oppgaven er det argumentert for et slikt krav på 8 %. Mer erfaring knyttet til vindkraft i Norge vil medføre bedre kunnskap om den reelle risikoen for en vindkraftprodusent. Dette vil gjøre det lettere å finne alternativkostnaden, og dermed et relevant avkastningskrav.

Verdien på de grønne sertifikatene er i beregningene antatt å være 150 NOK/MWh. Dette er en god del lavere enn det de svenske sertifikatene har blitt handlet til. I Norge er situasjonen slik at det er en god del vannkraftprosjekt som blir lønnsomme dersom det innføres grønne sertifikater. Dette gjelder spesielt små- og mikrokraftverk. Mange av disse prosjektene er lønnsomme selv med små inntekter fra grønne sertifikater. Dersom en sertifikatordning innføres vil derfor små vannkraftverk kunne presse prisen på grønne sertifikater ned. Dette vil igjen redusere inntektene for en vindkraftprodusent, og dermed avtar lønnsomheten i prosjektet. Lavere sertifikatpris medfører at både prosjektets nåverdi og opsjonsverdien avtar. Ettersom nåverdien vil avta mer enn opsjonsverdien, vil triggerprisen øke, og utbygging anbefales derfor senere.

Ved antagelsen om at prisutviklingen fulgte en aritmetisk Brownsk bevegelse ble den nødvendige grønne sertifikatprisen beregnet til 135 NOK/MWh for at utbygging skulle anbefales. Dette innebærer at dersom investering skal anbefales, må enten kvoteandelen settes slik at det er sannsynlig at verdien på sertifikatene overstiger 135 NOK/MWh, eller så må staten garantere for en gulvverdi på sertifikatene lik denne verdien. For at sertifikatprisen skal overstige 135 NOK/MWh må kvoteandelen settes forholdsvis høyt i lang tid fremover. Grunnen til at kvoteandelen må settes forholdsvis høy, er at mange vannkraftprosjekt vil bygges ut dersom disse får støtte fra grønne sertifikater. Kvoteandelen må altså settes såpass høyt at selv om disse kraftverkene bygges ut, er ikke dette alene nok til å dekke etterspørselen etter grønne sertifikater.

Den aritmetisk Brownske bevegelsen tar utgangspunkt i at den forventede veksten i kraftprisen er konstant. Dette kan sies å være en svakhet med modellen. Ved priser langt over dagens nivå vil den konstante absolutte driften medføre en lav prosentvis årlig vekst. Ettersom det anbefales å bygge ut ved en skyggepris rundt dagens nivå, vurderes det slik at antagelsen om konstant vekst ikke medføre alt for store feil. Prisen antas ikke å øke vesentlig i de nærmeste tjue årene, og prosentvis vekst vil derfor ikke avta veldig i denne perioden. Aritmetisk Brownsk prisutvikling antas derfor å gi det beste beslutningsgrunnlaget for bygging av vindmøllepark.

En av forutsetningene i realopsjonsanalysen er at konsesjonen er evigvarende. Evigvarende opsjoner har større verdi enn endelige opsjoner. Dersom konsesjonen ikke er evigvarende, vil opsjonsverdien være mindre, og utbygging vil dermed anbefales tidligere. Dersom utbygging anbefales i dag, vil derfor ikke utbyggingsanbefalingen endres som følge av denne antagelsen. Den beregnede driften i kraftprisen var lavere enn forventet inflasjon, slik at den reelle prisøkningen egentlig er negativ. Dersom beregnet drift hadde vært høyere ville nåverdien og opsjonsverdien til prosjektet øket. Triggerprisen ville derimot avtatt. Grunnen til dette er at nåverdien ville øket mer enn opsjonsverdien. Økende drift i prisprosessen ville dermed heller ikke endre investeringsbeslutningen.

Investeringskostnaden er blant annet avhengig av generatortype, og disse kostnadene er det som nevnt vært ytterst vanskelig å få tak i. Får man imidlertid konkrete tilbud fra ulike produsenter, vil det være spennende å arbeide videre med å optimalisere produksjonen med hensyn på turbintype, investeringskostnad og vindmøllenes plassering i parken. Hadde en i tillegg hatt god oversikt over hva som påvirker drift- og vedlikeholdskostnadene, ville dette gjort en slik optimalisering enda mer spennende og viktig.

Med mer erfaring knyttet til vann- og vindkraft i samproduksjon vil det også være et arbeid knyttet til å tallfeste verdien på denne samproduksjonen. Rimelige nøyaktige og pålitelige tall på dette kan være med på å øke verdien av vindkraften i analyser av denne typen. Dette kan gjøre vindkraftutbygginger mindre avhengig av verdien på de grønne sertifikatene. Noe som er klar fordel sett fra en vindkraftutbygger sitt ståsted, siden det lettere kan føre til utbygging.

17 Konklusjon

Utbygging av en vindmøllepark er helt avhengig av støtteordninger. Det antas at omstendighetene rundt ordningen med grønne sertifikater klargjøres vesentlig ved en Stortingsmelding som skal offentliggjøres i juni 2004. Før disse betingelsene offentliggjøres kan ikke utbyggingsstart anbefales. Dersom det viser seg at grønne sertifikater skal innføres, og at kvoteplikten settes såpass høyt at prisen på sertifikatene vil overstige 135 NOK/MWh reelt, vil utbygging anbefales. Kvoteplikten må i så fall være definert i lang tid fremover, slik at utbygger med rimelig stor sikkerhet kan anta at prisen vil holde seg på et slikt akseptabelt nivå gjennom hele parkens levetid.

18 Referanser

Aronsen, Gunnar, (03.05.2004), kraftanalytiker Trønder Energi, møte

Brealey, Richard A. and Myers, Stewart C., (2003), "Principles of corporate finance", seventh edition, McGraw – Hill

Bedin Bedriftsinformasjon, (23.05.2004),
http://www.bedin.no/php/d_emneside/cf/hPKey_1969/hParent_10/hDKey_1

Dalsbø, Gudmund Anders, (16.01.2004), Klimaavdelingen ved Meteorologisk Institutt, mail

Dixit, Avinash K. and Pindyck, Robert S., (1994), "Investment under uncertainty", Princeton University Press

EBL, (30.03.2004), www.energifakta.no

ECON, (28.05.2004),
[http://www.econ.no/oslo/econreports.nsf/Attachments/2D26755F1E8723C941256C0F00342DDA/\\$FILE/Sammendrag+R20-02.pdf](http://www.econ.no/oslo/econreports.nsf/Attachments/2D26755F1E8723C941256C0F00342DDA/$FILE/Sammendrag+R20-02.pdf)

Elkontakt (17.11.2003), "www.elkontakt.nu/Elcertifikat.ppt"

energi, (februar 2004), Energi nr. 2, februar 2004, 16. årgang

energi, (mars 2004), Energi nr. 3, mars 2004, 16. årgang

Enova (2003), "Utleddning av overgangsordninger til et grønt sertifikatmarked", Utgitt 28/11-2003

Escribano, Alvaro, Pena, Juan Ignacio and Villaplana, Pablo, (juni 2002), "Modelling electricity prices: International evidence", Economics Series 08

Finansdepartementet, (06.05.2004),
<http://odin.dep.no/fin/norsk/Korrespondanse/bud2004/parti/sv/006041-991061/index-dok000-b-n-a.html>

Finansdepartementet, (28.05.2004),
<http://odin.dep.no/fin/norsk/publ/utredninger/NOU/006005-020006/hov004-bu.html>

Gaarn-Larsen, Lars Christian (05.11.2003), Vestas i Danmark, mail

Gjesdal, Frøystein og Johnsen, Thore, (1999) "Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering", Cappelen Akademisk Forlag

Greenpeace, (05.05.2004), <http://www.greenpeace.se/np/s/epr/page1.asp>

Hafslund, (18.05.2004),
<http://www.hafslund.no/konsern/index.asp?startID=&topExpand=1000094&lastmenuitem=1000362&strUrl=1006272i&qVchReferrer=konsern&topimage>

Hedblom, Örjan, (29.04.2004), Svensk Vindkraftförening i Sverige, mail

Henriksen, Morten (november 2003), Statkraft, telefonsamtale

Inst. S. nr. 167 (2002-2003)

Internettportalen til EU, (06.05.2004),
http://europa.eu.int/eur-lex/pri/en/oj/dat/2001/l_283/l_28320011027en00330040.pdf

Kvaal, Bernhard, (03.05.2005), senioranalytiker TrønderEnergi, samtale

Kvaal, Bernhard, (05.05.2004), senioranalytiker TrønderEnergi, møte

Legran, Erling, (05.05.2004), TrønderEnergi, møte

Lombnes, Heidi, (08.03.2004) Utbyggingsdivisjonen i Statkraft, mail

Löow, Annika, (29.04.2004), Svenska Kraftnät, telefonsamtale

Lucia, J. J. & Schwartz, E. S. (2002), "Electricity Prices and Power Derivatives. Evidence from the Nordic Power Exchange", Review of Derivatives Research 5 (1), p.5-115

MET, (28.11.2003), http://met.no/met/met_lex/v_a/vind.html

McDonald, Robert L, (2003), "Derivatives Markets", Addison Wesley

Nielsen, P., (1997), "Small Analysis for Wind Turbines", Aalborg: Energy and Environmental Data – EMD

NVE, (2003), "Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge", Knut Hofstad m.fl

Olje- og energidepartementet, (19.12.2003),
<http://odin.dep.no/oed/norsk/aktuelt/pressem/026021-070107/index-dok000-b-n-a.html>

Olsen, Harald S., (1993), "Norske skatteregler, optimal kapitalstruktur og beregning av avkastningskrav", Arbeidsnotatserie nr 20/93, Høgskolesenteret i Nordland, Institutt for økonomisk/administrative fag

Pilipovic, Dragana (1998), "Energy risk, Valuing and Managing Energy Derivatives", McGraw-Hill

Redlinger R. Y., Andersen P. D. og Morthorst P. E. (2002), "Wind Energy in the 21st Century; Economics, Policy, Technology and the Changing Electricity Industry", Antony Rowe Ltd.

Skatteetaten, (20.05.2004),
<http://www.skatteetaten.no/Templates/Brosjyre.aspx?id=7232&chapter=7225#kapitteltekst>

Skytte, Klaus, (1999), "The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: an econometric analysis", Energy Economics 21 (1999) s.295-308

SSB (28.05.2004), "<http://www.ssb.no/maanedshefte/sm11411n.shtml>"

Statkraft, (april 2003), "Lebesby kommune, Kjøllefjord vindpark, Konesjonssøknad april 2003"

Statkraft, (28.05.2004), http://www.statkraft.no/archive/inter_nor_pdf/01/03/Press066.pdf

Statkraft SF og EBL, (20.12.2004), "Samordning av konesjonsprosesser og et mulig sertifikatmarked for fornybar energi i Norge"

Statnett, (06.05.2004), <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1252>

Steensnæs, Einar, (20.08.2003), First Securities energitoppmøte i Oslo

Stortingsmelding nr 9, (2002-2003), "Om innenlands bruk av naturgass mv."

Stortingsmelding nr. 29. (1998-1999)

Svenska Kraftnät, (23.04.2004), <https://elcertifikat.svk.se/>

Tande, John Olav Giæver og Vogstad, Klaus-Ole, (1999), "Operational implications of wind power in a hydro based power system", EWEC 1999

Tande, John Olav Giæver, (05.02. 2004), Sintef Energiforskning, samtale

TEK Årsrapport 2002,
<http://www.tronderenergi.no/tren/PdfFeed.aspx?%2ffileshare%2ffilArkivRoot%2fkonsern%2farsrappoter%2faarsrapport-TEK2002.pdf>

Teknisk Ukeblad, (30.01.2004), "Store eller små vindturbiner",
http://www.tu.no/fagartikler_/article.jhtml?articleID=26221

Tennbakk, Berit og Torgersen, Lasse, (01.10.2003), Forskningsrapport 2003-055 ”10-årsperspektiv på kraftbalanse og CO₂-utslipp i Nord-Europa”, ECON-analyse

TrønderEnergi, (14.05.2004),
<http://www.tronderenergi.no/tren/PdfFeed.aspx?%2ffileshare%2ffilArkivRoot%2fkonsern%2farsrappoter%2fhalvaarsrapport2003-screen.pdf>

Vartdal, Birgitte, (15.04.2004), Norsk Hydro, mail

Windpower (21.02.2004), <http://www.windpower.org>

Windpower (01.04.2004), <http://www.windpower.org/da/tour/econ/oandm.htm>

Windpower (16.04.2004), <http://www.windpower.org/da/pictures/mega.htm>

Windpower, (28.05.2004),
<http://www.windpower.org/en/tour/econ/basic.htm#anchor1200842>

19 Vedlegg

19.1 Vinddata

Målinger av vindstyrke og retning viser at dette kan variere mye i løpet av kort tid. ”Skal vi si noe meningsfullt om vindforholdene, må vi benytte gjennomsnittsverdier.

Gjennomsnittlig vindstyrke og -retning i løpet av 10 minutter benyttes ofte når vind skal observeres.” [MET, (28.11.2003)] Siden vindmøllene utnytter energien i vinden mellom 40 og 120 meter over bakken blir vindmålingene gjerne foretatt i denne høyden. I de tilfeller det var hull i datamålingene, ble det beregnet en gjennomsnittlig verdi basert på målinger for perioden før og etter.

19.1.1 Bessakerfjellet

Vindmålinger er foretatt av Kjeller Vindteknikk etter oppdrag fra Trønder Energi. Målingene på Bessakerfjellet startet i juni 2002. Denne rapporten baserer seg på målinger frem til og med desember 2003.

Målingene er foretatt 50, 30 og 10 meter over bakken. Målepunktet ligger 385 moh. Vindhastighet oppgis som 10 minutters middelvind.

For perioden fra og med 13. desember 2003 og ut året, er det problemer med målingene foretatt i 50 meters høyde. Dette er ”lappet” ved å benytte målinger fra 30 m høyde, og legge til 0,52 m/s. Denne verdien ble benyttet etter som målingene for november og første 13 dagene i desember i snitt var 0,52 m/s høyere i 50 m høyde enn det de var i 30 m høyde.

19.1.2 Ørlandet

Målingene er foretatt ved Ørlandet flystasjon, som ligger ca 8 mil syd/sydvest for Bessakerfjellet. I perioden fra 1980 til og med 1995 er det foretatt manuelle målinger i 10 meters høyde over bakkenivå. Målingene er foretatt kl 1, 7, 13 og 19, og verdiene representerer middelvind siste 6 timer. Det er også registrert høyeste middelvei over 10 minutter i denne perioden.

Fra 1996 og ut 2003 er målingene foretatt kl 1, 4, 7, 10, 13, 19, 22. Verdiene representerer middelvind siste 3 timer. Det er også registrert høyeste middelvei over 10 minutter i denne perioden.

19.1.3 Sula i Frøya kommune

Målepunktets geografiske plassering er cirka 10 mil sydvest for Bessakerfjellet. Fra 11/05-1980 og ut 1995 er det foretatt manuelle målinger i 5 meters høyde over bakkenivå. Målingene er foretatt kl 1, 7, 13, 19, og representerer middelvind siste 6 timer. Høyeste middelvei over 10 min er også registrert.

I perioden 1996 til og med 30/11-1997 er målingene foretatt manuelt kl 1, 4, 7, 10, 13, 19, 22. Verdiene som oppgis er middelvindhastighet siste 3 timer. Også her er høyeste middelvind over 10 min registrert.

Fra 1998 og ut 2003 er målingene foretatt automatisk, med registrering hver time. Det oppgis da middelvind siste time samt maxmiddel over 10 min.

19.1.4 Buholmråsa

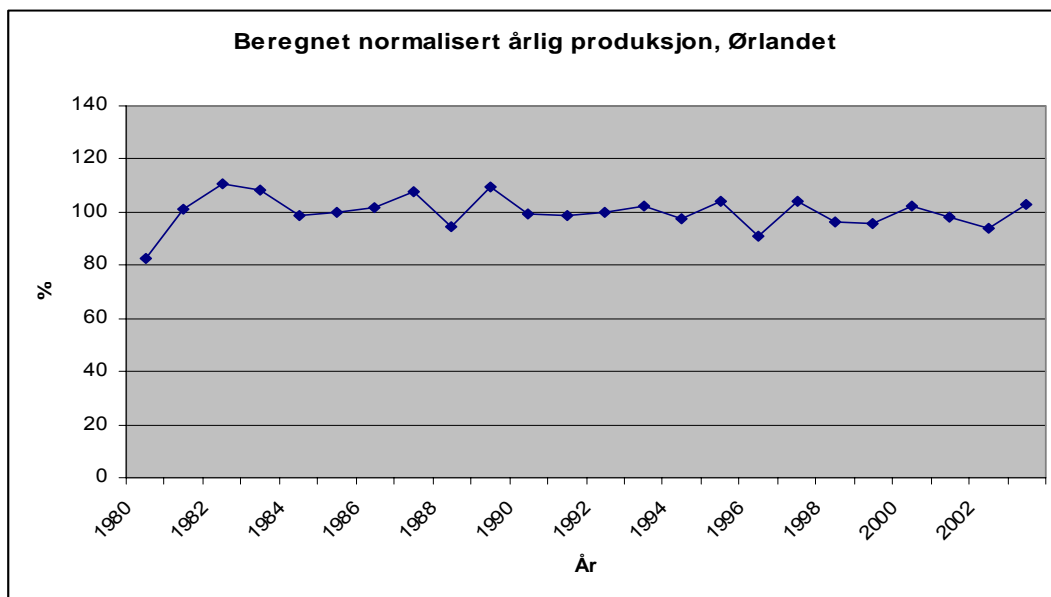
Målingene er foretatt ved Buholmråsa fyr. Dette målepunktet ligger omtrent 2,5 mil nord for Bessakerfjellet. Her er målingene fra 1980 tom1994 foretatt 18 meter over bakkenivå. Registreringene er gjort manuelt kl 7, 13, 19. Middelvind siden forrige avlesning og maxmiddel over10 min er registrert.

I perioden fra 1994 og ut 2003 er målingene foretatt automatisk i 18 meters høyde. Middelvind siste time samt maxmiddel over 10 min er registrert.

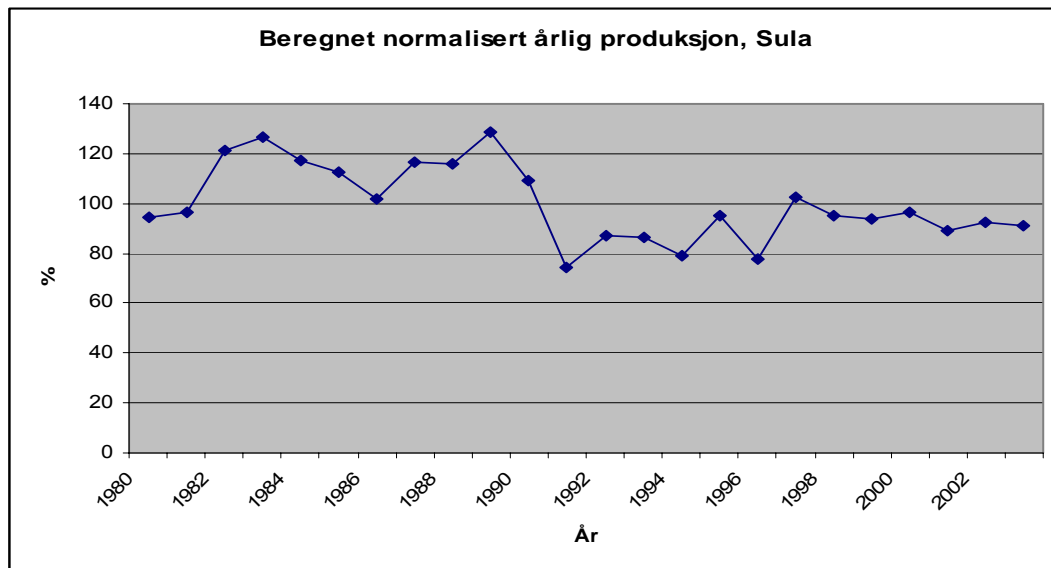
19.2 Variasjon i årlig produksjon

År	Årlig snittvind	Skalafaktor, A	Årsprod [%]
1980	7,45	8,36	84
1981	8,29	9,31	98
1982	9,21	10,34	111
1983	9,18	10,31	111
1984	8,38	9,40	99
1985	8,38	9,40	99
1986	8,47	9,50	101
1987	8,82	9,90	106
1988	8,25	9,26	97
1989	9,63	10,81	117
1990	8,92	10,02	107
1991	8,35	9,37	99
1992	8,46	9,50	101
1993	8,41	9,44	100
1994	7,96	8,94	93
1995	8,70	9,77	104
1996	7,79	8,74	90
1997	8,70	9,76	104
1998	8,18	9,18	96
1999	8,17	9,17	96
2000	8,51	9,55	101
2001	8,13	9,12	95
2002	7,95	8,92	92
2003	8,26	9,27	98
Snitt:	8,44	9,47	100
Stdev.:	0,48	0,54	7,24

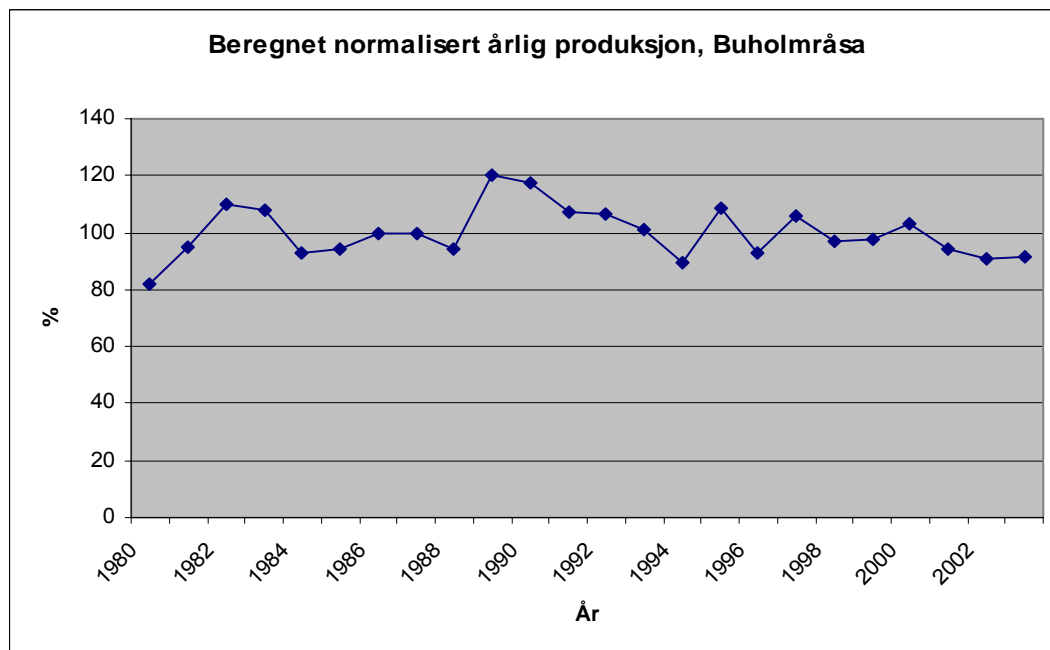
Tabell 19-1 Data på bakgrunn av vindportefølje dannet av målinger fra tre ulike lokaliseringer; Buholmråsa, Sula og Ørlandet



Figur 19.2-a Normalisert årlig produksjon, beregnet på bakgrunn av en vindportefølje dannet av målinger fra Ørlandet



Figur 19.2-b Normalisert årlig produksjon, beregnet på bakgrunn av en vindportefølje dannet av målinger fra Sula



Figur 19.2-c Normalisert årlig produksjon, beregnet på bakgrunn av en vindportefølje dannet av målinger fra Buholmråsa

19.3 Beskrivelse av prisdata

Til parameterestimering av trefaktormodellen er det benyttet tilgjengelige markedspriser fra Nord Pool. Dataene er hentet fra den første handelsdagen hver uke i perioden 1996-2003. Dette tilsvarer at det er 416 observasjonsdager for de ulike prisene. For hver observasjonsdag er det brukt alt fra spotprisen og future- og forwardkontrakter med opp til 3 år til innløsning. Under følger en nærmere forklaring av hver enkelt pris som er blitt brukt:

- Spotpris:
Spotprisen tilsvarer systemprisen på kraft på observasjonsdagen eller handelsdagen.
- Ukekontrakt, 2 uker, 3 uker og 4 uker:
Dette er future kontrakter som angir prisen på kraft for en uke henholdsvis 1, 2, 3 og 4 uker fram.
- Blokk 1, blokk 2, blokk 3 og blokk 4:
En blokk er en periode på 4 uker. Et år er delt inn i 13 forskjellige blokker. Blokk 1 er prisen på nærmeste blokk som man ikke er i, og hvor lang tid det er til denne blokken vil derfor variere mellom 5 og 8 uker. Blokk 2 vil tilsvarende være prisen på nest nærmeste blokk, og fram til den blokken vil det være mellom 9 og 12 uker. Tilsvarende gjelder for prisene på blokk 3 og 4.

- Sesong 1-8:

Hos Nord Pool er hvert år delt inn i 3 ulike sesonger. Disse sesongene kalles FWV1, FWS0 og FWV2. FWV1 løper fra 1.januar til 30.april, FWS0 fra 1. mai til 30.september og FWV2 fra 1.oktober til 31.januar. Sesong 1 tilsvarer prisen på nærmeste sesong, mens sesong 2 er prisen på 2 sesonger fram osv. Av dette ser en at sesong 4 vil være samme periode på året som sesong 1, men sesong 4 vil være et år senere. Hva som er nærmeste sesong vil være avhengig av hvilken dato observasjonsdagen er. Eksempelvis vil nærmeste sesong for 1. februar være FWS0, mens 1.juli vil nærmeste sesong være FWV2. Av tilsvarende grunn vil også tiden fram til de ulike sesongene være avhengig av hvilken dato observasjonsdagen er på.

- 1, 2 og 3 år:

Dette er prisen på forwardkontrakter for henholdsvis 1, 2 og 3 år fram. Som for de andre kontraktene hvor perioden er fast vil tiden fram være avhengig av observasjonsdatoen. Prisene for 3 års-kontrakten i 2003 er oppgitt i euro. Ettersom alle andre priser i datasettet er oppgitt i NOK ble også disse prisene omregnet til NOK. En slik omregning for hver uke ble gjort ved hjelp av formelen gitt i ligning (19-1):

$$F_{2006,NOK} = F_{2006,EUR} \cdot f_{EUR} \quad (19-1)$$

- $F_{2006,NOK}$ - beregnet forwardpris for 2006 gitt i NOK
- $F_{2006,EUR}$ - forwardpris for 2006 gitt i Euro
- f_{EUR} - forwardpris på euro for 2006

Forwardprisen på Euro for 2006 f_{EUR} var det ikke mulig å finne data for. I stedet for ble denne forwardprisen beregnet ved hjelp av følgende formel:

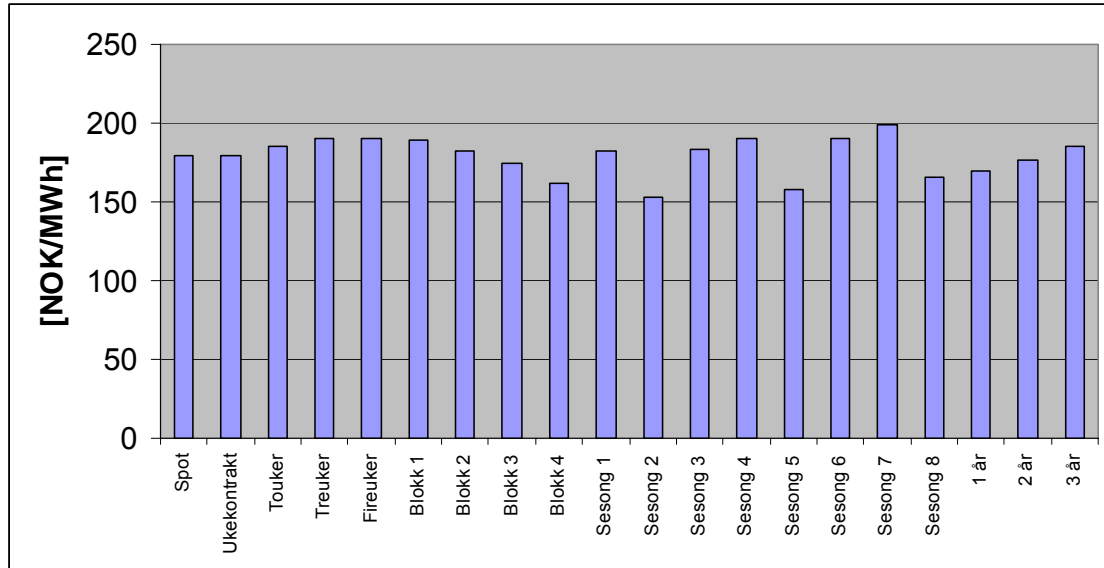
$$f_{EUR} = X_0 \cdot e^{(r_{NOK} - r_{EUR})T} \quad (19-2)$$

- X_0 - valutakurs NOK/euro
- r_{NOK} - norsk forwardrente
- r_{EUR} - Euro forwardrente
- T - tid til levering

Forwardrentene som ble benyttet var gjennomsnittet av 2 og 3 års swap-renter. En forwardkontrakt på kraft for et år har levering hele året, og for å forenkle ble det satt at levering var i midten av året. T angir derfor tiden fram til midten av år 2006 fra den uken som man står i.

Informasjonen over viser at det maksimale antallet priser per observasjonsdag er 20. Imidlertid er det ikke alle observasjonsdager som har prisene på alle kontraktene. Antallet tilgjengelige priser varierer derfor litt, men stort sett har det imidlertid vært minst 18

priser per observasjonsdag. I Figur 19.3-a vises det hvordan prisene på kontraktene kan variere for en observasjonsdag:



Figur 19.3-a Priser for observasjonsdag i uke 50 1997

19.4 Prising av kontrakter med levering over flere uker

På Nord Pool er det, som tidligere nevnt, mulig å kjøpe elektrisitet for levering over flere uker. Eksempler på dette er blokk, sesong og årskontrakter. Prisen for en slik kontrakt tilsvarende forventet gjennomsnittlig systempris over hele perioden. Siden ligning (5-8) priser ukekontrakter, finnes forventet pris for kontrakter, der levering skjer over flere uker, ved å ta gjennomsnittlig forventet ukepris i perioden for levering:

$$\text{Beregnet kontraktpris} = F_0(P_0, t, T_1, T_2) = \frac{\sum_{T=T_1}^{T_2} E_0^*(P_T)}{T_2 - T_1 + 1}$$

(19-3)

- T_1 - Antall uker til levering starter
- T_2 - Antall uker til siste uke hvor levering forekommer

En kan nå benytte ligning (19-3), både når ukekontrakter og når kontrakter med levering over flere uker skal prises. Dette gjøres ved at dersom en skal prise ukeprisen for en uke frem i tid settes $T_1 = T_2 = 1$. På tilsvarende måte vil årsprisen for 2005, dersom en står i uke 1 i 2004, prises ved å sette $T_1 = 52$, og $T_2 = 103$.

I kapittel 6.2 benyttes betegnelsen $F_t(P_t, t_t, T_1, T_2)$ i stedet for $F_0(P_0, t_0, T_1, T_2)$. Grunnen til dette er at i parameterestimeringen ble det beregnet nye tilstandsvariabler for hver uke i perioden fra uke 1 i 1996 til og med uke 52 i 2003.

19.5 Usikkerhet omkring framtidig pris

I denne oppgaven har vi forsøkt å modellere to ulike modeller for framtidig utvikling av prisen. Disse modellene skal på så god som mulig måte modellere ut i fra kjent informasjon i dag hvordan framtidig pris blir. Framtidig kraftpris er imidlertid veldig usikker, og nedenfor er noen punkter i korthet diskutert som kan være med å påvirke den framtidige prisen:

- Utfasing av kraftintensiv industri fra Norge
Industrien i Norge som baserer seg på bruk av elektrisk kraft har hatt veldig gunstige langtidsavtaler på kraften de benytter seg av. Dette har gjort det mulig å drive denne industrien i Norge. I løpet av få år vil mange av disse langtidsavtalene måtte reforhandles [Kvaal, (05.05.2004)]. Det er knyttet stor usikkerhet til hvor gode disse avtalene vil bli for industrien, siden situasjonen nå er betraktelig annerledes nå enn da inneværende langtidsavtaler ble forhandlet fram. Norge hadde på den tiden et kraftoverskudd, og produsentene var da interessert i å få solgt kraften sin. I tillegg var også markedet på den tiden regulert, slik at det var en begrensning på prisen som produsentene kunne få for produksjonen sin. Om de nye kraftavtalene blir slik at det ikke er grunnlag for deler av den kraftintensive industrien i Norge, kan deler av denne industrien bli nedlagt eller utfaset fra Norge. Kraftintensiv industri bruker i dag omtrent 35 TWh kraft, og om noe av denne mengden kraft blir frigjort vil dette naturlig nok påvirke prisen siden økt tilbud vil presse prisen ned.
- Kvotehandling på CO₂
EU innfører i 2005-2006 et pilotmarked for kvoter på CO₂. Først i 2007 skal det innføres et pliktig kvotemarked for CO₂. Hvor stor påvirkning dette vil ha for kraftprisene i det nordiske markedet er usikkert. Dette avhenger naturlig nok av hvilke regler et slikt marked må forholde seg til.
- Innførsel av kraft fra Russland til det nordiske markedet
Russland har per dags dato et overskudd av kraft, og dette overskuddet sendes over til det nordiske markedet. Det bygges i tillegg en ny kabelforbindelse mellom Russland og Finland som gjør at overføringskapasiteten til det nordiske markedet øker. Med den nye kabelen i drift er det antatt at den årlige overføringskapasiteten fra Russland til Finland vil bli på 11 TWh [Tennbakk og Torgersen, (01.10.2003)].
- Nytt atomkraftverk i Finland
Finland er det eneste landet i den vestlige verden som har konkrete planer om å bygge et nytt atomkraftverk [Greenpeace, (05.05.2004)]. Planen er at Olkiluoto 3, som er navnet på atomkraftverket, skal ha en effekt på 1600 MW og en årlig produksjon på omtrent 12 TWh. Dette representerer en betydelig mengde

elektrisitet inn i det nordiske kraftsystemet, og vil av naturlige årsaker være med å påvirke den framtidige kraftprisen.

19.6 Eiere i TrønderEnergi AS

Kommune	Eierandel %
Agdenes	2,32
Bjugn	5,69
Frøya	5,40
Hemne	4,74
Hitra	4,99
Holtålen	2,91
Malvik	5,32
Meldal	4,94
Melhus	13,99
Midtre Gauldal	6,87
Oppdal	3,25
Orkdal	11,70
Osen	1,02
Rissa	8,87
Roan	1,00
Selbu	1,39
Skaun	4,76
Snillfjord	1,34
Ørland	5,48
Åfjord	4,04
Sum	100

Tabell 19-2 Eierstruktur i TrønderEnergi

19.7 Resultater

$Y_0 \backslash X_0$	50	150	250	350	450	550	650	750
-750	40,27	40,34	40,40	40,47	40,53	40,60	40,66	40,73
-675	40,28	40,34	40,41	40,48	40,54	40,61	40,67	40,74
-600	40,29	40,35	40,42	40,48	40,55	40,62	40,68	40,75
-525	40,30	40,36	40,43	40,49	40,56	40,62	40,69	40,76
-450	40,31	40,37	40,44	40,50	40,57	40,63	40,70	40,76
-375	40,32	40,38	40,45	40,51	40,58	40,64	40,71	40,77
-300	40,32	40,39	40,46	40,52	40,59	40,65	40,72	40,78
-225	40,33	40,40	40,46	40,53	40,60	40,66	40,73	40,79
-150	40,34	40,41	40,47	40,54	40,60	40,67	40,74	40,80

Tabell 19-3 Nåverdi gitt trefaktormodell avhengig av X_0 og Y_0

Brukstid \ Avkast.krav r_t	2750	3000	3250	3500	3750	4000
3 %	216	269	322	375	428	481
4 %	157	204	252	299	347	395
5 %	105	148	191	234	277	320
6 %	61	100	139	178	217	256
7 %	23	58	93	129	164	200
8 %	-11	21	54	86	118	151
9 %	-40	-11	19	48	78	108
10 %	-66	-39	-12	15	42	70
11 %	-89	-64	-39	-14	11	36
12 %	-110	-86	-63	-40	-17	6
13 %	-128	-106	-85	-63	-42	-20
14 %	-144	-124	-104	-84	-64	-44
15 %	-158	-140	-121	-102	-83	-65

Tabell 19-4 Nåverdi GBM avhengig av brukstid og avkastningskrav r_t gitt i MNOK

Brukstid \ Avkast.krav r_t	2750	3000	3250	3500	3750	4000
4 %	162	182	201	221	240	260
5 %	113	131	149	166	184	202
6 %	71	87	103	119	135	151
7 %	34	48	63	78	93	107
8 %	1	15	28	42	55	69
9 %	-28	-15	-3	10	22	34
10 %	-53	-41	-30	-19	-7	4
11 %	-75	-65	-54	-44	-33	-23
12 %	-95	-86	-76	-66	-56	-46
13 %	-113	-104	-95	-86	-77	-68
14 %	-129	-121	-112	-104	-95	-87
15 %	-144	-136	-128	-120	-112	-104

Tabell 19-5 Nåverdi ABM avhengig av brukstid og avkastningskrav r_t gitt i MNOK

Brukstid \ Energiledd	2 750	3 000	3 250	3 750	4 000
-5 %	1 532	1 362	1 217	1 094	987
-4 %	1 547	1 375	1 229	1 104	996
-3 %	1 562	1 388	1 241	1 115	1 006
-2 %	1 577	1 402	1 253	1 126	1 016
-1 %	1 593	1 415	1 266	1 137	1 026
0 %	1 608	1 430	1 278	1 149	1 036
1 %	1 625	1 444	1 291	1 160	1 047
2 %	1 641	1 459	1 304	1 172	1 057
3 %	1 658	1 474	1 318	1 184	1 068
4 %	1 675	1 489	1 332	1 196	1 079
5 %	1 693	1 505	1 346	1 209	1 091

Tabell 19-6 Triggerprisen S_0^* avhengig av brukstid og tapssatsen til energileddet

Korr.faktor \ Drift- og vedl.	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08
30	1197	1185	1173	1162	1151	1140	1129	1118	1108
35	1214	1202	1191	1179	1168	1156	1146	1135	1124
40	1232	1220	1208	1196	1185	1173	1162	1151	1141
45	1249	1237	1225	1213	1201	1190	1179	1168	1157
50	1267	1254	1242	1230	1218	1207	1195	1184	1173
55	1285	1272	1259	1247	1235	1223	1212	1201	1189
60	1302	1289	1277	1264	1252	1240	1228	1217	1206
65	1320	1307	1294	1281	1269	1257	1245	1233	1222
70	1337	1324	1311	1298	1286	1274	1262	1250	1238
75	1355	1342	1328	1315	1303	1290	1278	1266	1255
80	1373	1359	1346	1333	1320	1307	1295	1283	1271

Tabell 19-7 Triggerprisen S_0^* avhengig av korrelasjonsfaktor og drift- vedlikeholdskostnader

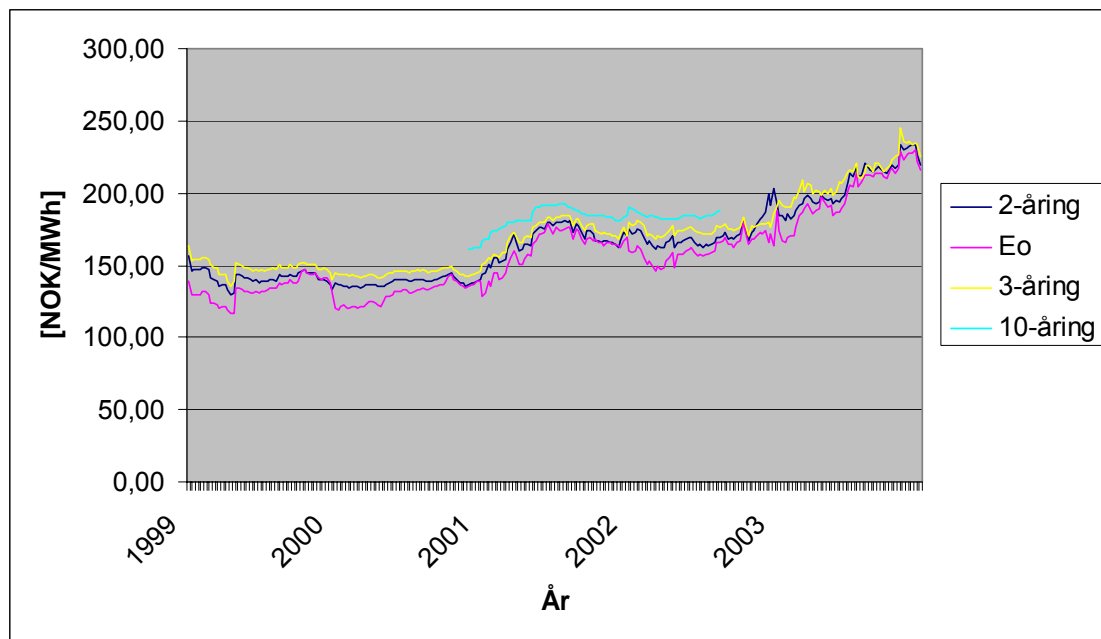
Brukstid \ Energiledd	2500	2750	3000	3250	3500	3750	4000
-5 %	222	210	199	188	177	166	155
-4 %	224	213	201	190	179	168	156
-3 %	226	215	204	192	181	170	158
0 %	229	217	206	194	183	171	160
1 %	231	220	208	197	185	173	162
2 %	234	222	210	199	187	175	164
3 %	237	225	213	201	189	177	166
4 %	239	227	215	203	191	180	168
5 %	242	230	218	206	194	182	170
6 %	245	233	220	208	196	184	172
7 %	248	235	223	211	198	186	174

Tabell 19-8 Triggerpris ε_0^* avhengig av brukstid og energileddet sin tapssats

Regulerkraft \ Drift og vedl.	0	5	10	15	20	25	30
30	162	168	175	181	188	194	201
35	168	175	181	188	194	201	207
40	175	181	188	194	201	207	213
45	181	188	194	201	207	213	220
50	188	194	201	207	213	220	226
55	194	201	207	213	220	226	233
60	201	207	213	220	226	233	239
65	207	213	220	226	233	239	246
70	213	220	226	233	239	246	252
75	220	226	233	239	246	252	259
80	226	233	239	246	252	259	265

Tabell 19-9 Triggerpris ε_0^* avhengig av regulerkraft-, drift- og vedlikeholdskostnader

19.8 Sammenligning av ε_0 med 2-, 3- og 10-åring



Figur 19.8-a Sammenligning av de langsiktige endringene i elektrisitetsprisen med prisen på 2-, 3- og 10-åringer, gitt en aritmetisk Brownsk prisutvikling.

19.9 VBA – kode

Diverse VBA-koder som er blitt benyttet i løpet av arbeidet med oppgaven.

19.9.1 Beregning av nåverdier av kostnader og inntekter GBM

```
' Funksjon laget 14.03.2004 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud  
' Denne funksjonen benyttes i "Analyse_ABM" og "Analyse_GBM" for å beregne den  
' diskonterte verdien av kostnader som kommer inn hver uke. I "Analyse_GBM" brukes  
' den også til å beregne den diskonterte verdien av inntektene fra den geometrisk  
' Brownske bevegelsen, hvor veksten i bevegelsen tilsvarer inflasjonen.  
' Funksjonen tar inn årlig kontinuerlig inflasjon, årlig kontinuerlig risikofri rente  
' byggetid og levetid i år.
```

Public Function summering (inflasjon As Double, byggetid As Double, levetid As Double, diskrente As Double) As Double

Dim i As Integer

summering = 0

*byggetid = byggetid * 52 + 1*

*levetid = levetid * 52*

' Byggetid gjøres om til ukebasis.

' Byggetid forteller når inntektsstrømmen

' starter

' levetid gjøres om til ukebasis

```

    prosjektslutt = levetid + byggetid ' Prosjektslutt forteller når innteksstrømmen
    ' slutter
For i = byggetid To prosjektslutt

' I det følgende gjøres årlig kontinuerlig rente om til ukentlig kontinuerlig rente. Videre
' beregnes den faktoren som inputverdiene må multipliseres med for å finne nåverdien.

    summing = summing + ((1 + inflasjon / 52) ^ i) / ((1 + diskrente / 52) ^ i

Next i

End Function

```

19.9.2 Beregning av nåverdi inntekt ABM

```

' Funksjon laget 14.03.2004 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud
' Denne funksjonen benyttes i "Analyse_ABM" for å beregne den diskonterte verdien av
' inntekter for aritmetisk Brownsk bevegelse som kommer inn hver uke.
' Funksjonen tar inn parametrene som må til for å beskrive både produksjonsprofil
' og forventet prisutvikling. Kontinuerlig årlig risikofri rente tas også inn i
' tillegg til byggetid og levetid i år.

```

```

Public Function inntektaritmetisk(naa As Double, avk As Double, aprod As Double,
gprod As Double, tprod As Double, eff As Double, brukstid As Double, gpris As Double,
tpris As Double, E As Double, myestjerne As Double, byggetid As Double, levetid As
Double)
As Double

```

```

    Dim i As Integer

    inntektaritmetisk = 0

    l = levetid * 52 ' Levetid gjøres om til ukebasis
    b = byggetid * 52 ' Byggetid gjøres om til ukebasis. Forteller når de ukentlige
    ' inntektene starter.
    prosjektslutt = l + b ' Prosjektslutt forteller når de ukentlige inntektene stanser.

For i = b To prosjektslutt

```

```

    inntektaritmetisk = inntektaritmetisk + (((aprod + gprod * Cos((i + naa + tprod)
* 2 * Application.WorksheetFunction.Pi() / 52)) * 25
* (apris + gpris * Cos((i + naa + tpris) * 2
* Application.WorksheetFunction.Pi() / 52) + E
+ myestjerne * i)) / (1 + avk / 52) ^ i

Next i

```

End Function

19.9.3 Beregning av nåverdi inntekt trefaktormodell

' Funksjon laget 14.03.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud
' Denne funksjonen benyttes i "Analyse_ABM" for å beregne den diskonterte verdien av
' inntekter ved bruk av trefaktormodellen som kommer inn hver uke. Funksjonen tar inn
' parametrene som må til for å beskrive både produksjonsprofil og forventet prisutvikling.
' Kontinuerlig årlig risikofri rente tas også inn i tillegg til byggetid og levetid i år.

*Public Function inntekttrefaktor(naa As Double, avk As Double, aprod As Double,
gprod As Double, tprod As Double, eff As Double, brukstid As Double, gpris As Double,
tpris As Double, E As Double, myestjerne As Double, byggetid As Double, levetid As
Double, k As Double, v As Double, x As Double, y As Double) As Double*

Dim i As Integer

inntekttrefaktor = 0

*l = levetid * 52 + 1 ' Levetid gjøres om til ukebasis
b = byggetid * 52 ' Byggetid gjøres om til ukebasis. Forteller når de
' ukentlige inntektene starter.
prosjektslutt = l + b ' Prosjektslutt forteller når de ukentlige
' inntektene stanser.*

For i = b To prosjektslutt

*inntekttrefaktor = inntekttrefaktor + (((aprod + gprod * Cos((i + naa + tprod) *
2
Application.WorksheetFunction.Pi() / 52)) * 25 * (apris + gpris *
Cos((i + naa + tpris) * 2 * Application.WorksheetFunction.Pi() / 52) + E +
myestjerne * i + x * Exp(- k * i) + y * Exp(-v * i)))) / (1 + avk / 52) ^ i*

Next i

End Function

19.9.4 Makro for parameterestimeringen

' Makro laget 15.02.2004 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud for
' lettere å kunne kjøre parameterestimeringen.

Sub Løser()

Dim selle, s1, s2 As String

Dim i As Integer 'Antall rader som optimeres i hver simulering

```

    Dim j As Integer                'Antall totale simuleringer

For j = 1 To 2                      '1 iterasjon tar ca 20 minutter

For i = 25 To 440                  ' Optimerer først mhp på alle kontraktene og finner
    ' tilstandsvariablene

    selle = "AT" & i
    s1 = "w" & i
    s2 = "y" & i

    SolverReset
    SolverOptions MaxTime: = 3600, Iterations: = 300, Convergence: = 0.1
    SolverOk SetCell: =selle, MaxMinVal:=2, ValueOf: = "0",
    ByChange: = s1 & ":" & s2
    SolverSolve UserFinish: = True

Next i                              ' Optimerer mhp summen av alle avvikene,
    ' og finner de ulike parameterverdiene.

    SolverReset
    SolverOptions MaxTime: = 3600, Iterations: = 300, Convergence: = 0.1

    SolverOk SetCell: ="$AT$23",MaxMinVal: =2, ValueOf: = "0",
    ByChange: = "$f$4:$m$4"
    SolverSolve UserFinish: =True

Next j

End Sub

```

19.9.5 Funksjon for å beregne uke, blokk, sesong og årspris

```

' Funksjon laget 15.02.2004 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud
' Denne funksjonen benyttes i "Parameterestimering" for å beregne uke, blokk, sesong
' og årspriser. Funksjonen tar inn parametrene som behøves for å beregne
' forwardpris etter trefaktormodellen

```

```

Public Function beregnet(start As Double, g As Double, tau As Double, naa As Double,
x As Double, e As Double, y As Double, k As Double, a As Double, my As Double,
v As Double, b As Double, fra As Double, til As Double)

```

```

    Dim Sum As Double
    Dim T As Integer
    Dim summen As Double
    Sum = 0

```

For T = fra To til ' Summerer verdien av ukeprisene gjennom hele
' uken, blokken, sesongen eller årets varighet

*summen = (start + g * Cos((T + naa + tau) * 2*
** Application.WorksheetFunction.Pi() / 52)) + x * Exp(-k * T) + e + (1 - Exp(-k **
*T)) * a + my * T + y * Exp(-v * T) + (1 - Exp(-v * T)) * b*

Sum = summen + Sum

Next T

beregnet = Sum / (til - fra + 1) ' Beregner snitt ukepris for perioden

End Function