



Institutt for industriell økonomi
og teknologiledelse

Realopsjonsanalyse av fornybar energi

Prosjektoppgave høst 2003

Per - Christian Lysaker Torgersrud og Kim Krossøy

Forord

Denne prosjektoppgaven er utført av to sivilingeniørstudenter ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse høsten 2003. Rapporten er en del av fordypningsemnet TIØ 4700 Investering, finans og økonomistyring og utgjør 15 studiepoeng. Oppgaven er en innledning til diplomoppgaven som vil bli utført våren 2004.

I arbeidet med oppgaven er det brukt en rekke eksterne ressurser som har vært til nyttig hjelp ved mange problemstillinger. Spesielt ønskes det å rette en takk til Terje Gjengedal ved Statkraft for oppklarende informasjon vedrørende økonomiske og tekniske aspekt i forbindelse med planlegging av vindmølleparker. I tillegg takkes veileder Stein-Erik Fleten for tett oppfølging og mange interessante innspill.

Trondheim, 5. desember 2003

Per-Christian Lysaker Torgersrud

Kim Krossøy

Sammendrag

I denne prosjektoppgaven er det sett på miljømessige, tekniske og økonomiske aspekter knyttet til planlegging og utbygging av en vindpark i Norge. Innledningsvis forklares det hvilke utfordringer en står overfor dersom en planlegger utbygging av en vindmøllepark. Selv om en har kontroll over et større område med mye vind som ligger i nær tilknytning til vei og elektrisitetsnett er det mange offentlige godkjenninger som må innvilges før utbygging kan starte. Disse godkjenningene knytter seg i hovedsak til ulike miljøpåvirkninger samt stabilitet i elektrisitetsnettet. Myndighetene ønsker å sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging som verken skader miljøet unødig eller påvirker stabiliteten i elektrisitetsnettet i negativ retning.

I rapporten er det sett på ulike tekniske løsninger som må vurderes i forbindelse med valg av vindmøller. På grunn av svært liten offentlig informasjon knyttet til kostnader avhengig av de ulike tekniske løsningene er det ikke foretatt noen direkte ingeniørmessige valg i denne oppgaven. Verken når det gjelder hvilke tekniske komponenter som bør velges eller når det gjelder optimal vindmøllestørrelse. Dette skyldes i stor grad at de ulike vindmølleprodusentene anser denne informasjonen som bedriftshemmeligheter. Valgene vil dessuten være avhengig av hvilke områder som en vurderer å bygge ut.

De økonomiske støtteordningene er nødvendig for at utbygging av vindkraft skal være økonomisk forsvarlig. Ulike støtteordninger har eksistert, men disse er nå avvirket eller planlagt fjernet. Imidlertid tar myndighetene sikte på at grønne sertifikater innføres i 2005. I oppgaven antas det at den direkte støtten fra Enova ikke kommer til å gjenoppstå. Usikkerhet knyttet til det framtidig markedet for grønne sertifikater er stor, men beregninger i denne oppgaven baserer seg på at grønne sertifikater innføres med en minstepris på 100 NOK/MWh.

For å modellere fremtidig prisutvikling ses det i oppgaven på tre ulike stokastiske prosesser. Modellene er enkle slik at de kan benyttes i den videre lønnsomhetsanalysen samtidig som de fanger opp de viktigste egenskapene til kraftprisene. Først betraktes en enkel prosess der fremtidig prisendring antas å være relativ, noe som medfører at prisen i fremtiden forventes å utvikle seg eksponentielt. Deretter ses det på en noe mer realistisk tofaktormodell utviklet av Lucia & Schwartz (2002). Videre tilnærmes denne tofaktormodellen til en enfaktormodell der prisendringen er absolutt. Det argumenteres for at denne lineære prisutviklingen gir en god tilnærming til tofaktormodellen dersom en tar for seg prisutviklingen noen år frem i tid.

De økonomiske betraktningene i denne oppgaven utføres ved hjelp av en realopsjonsanalyse. Fordelen med denne analysemetoden er at usikkerhet knyttet til fremtidig energipris tas i betraktning. Analysen foregår ved at en først finner markedsverdien på en vindmøllepark i det øyeblikk det vedtas at prosjektet skal iverksettes. Dette er gjort ved en tradisjonell nåverdianalyse der det blir antatt at energiprisen følger prismodellene som beskrevet ovenfor. Det tas hensyn til at inntektene

ikke kommer før parken er ferdig installert etter cirka ett år. Driftskostnader, støtteordninger og prosjektets tekniske levetid er tatt med i beregningen.

Deretter er det sett på verdien av opsjonen en utbygger har dersom han har fått innvilget konsesjon til å bygge ut en vindmøllepark. Det antas at en konsesjon som er innvilget forholdsvis enkelt kan forlenges, og at utbygger dermed har en evigvarende amerikansk opsjon. Verdien på denne opsjonen sammenlignes med den tradisjonelle nåverdianalysen. Moderne finansteori sier at en investering ikke skal gjennomføres før verdien av å investere er større enn opsjonsverdien, det vil si $V(P) - I \geq F(P)$. Begrunnelsen for denne teorien er at en ikke skal bygge ut før forventet nåverdi til prosjektet, er høyere enn fremtidig forventet prosjektverdi dersom en venter på bedre informasjon. Som en del av beregningene er det estimert hvor høy kraftprisen bør være, før man initierer prosjektet. Denne triggerprisen avhenger i stor grad av hvilke prismodell beregningene baserer seg på.

Til slutt i rapporten er det foretatt sensitivitetsanalyser der det ses på hvilken innvirkning ulike driftskostnader, støtteordninger og investeringskostnader har på optimal triggerpris.

I rapporten argumenteres det for at den eksponentielle enfaktormodellen gir en for høy prisutvikling i fremtiden. Dette medfører at verdien av å vente med utbygging blir for høy. Videre antas det at tofaktormodellen og den lineære tilnærmingen til enfaktormodellen gir en mer realistisk prisutvikling. Basert på beregningene kan det konkluderes med at konsesjonsinnehaverne bør vente med utbygging inntil det foreligger mer sikker informasjon rundt når de grønne sertifikatene trer i kraft, og deres vilkår.

1	Innledning	1
2	Vindkraft i Norge	2
2.1	Hvorfor vindkraft.....	2
2.2	Utfordringer for vindkraft i Norge	3
2.2.1	Vind	3
2.2.2	Areal	6
2.2.3	Inngrep i naturen.....	6
2.2.4	Konsekvenser for miljø.....	6
2.2.5	Forsvaret	8
2.2.6	Tillatelsesprosesser	8
2.3	Økonomiske ramme vilkår	9
2.3.1	Grønne sertifikater	10
3	Tekniske valg	12
3.1	Generatortype	12
3.2	Kompensering	13
3.3	Pitch eller Aktiv Stall.....	14
3.4	Størrelse	15
4	Tilknytning til elektrisitetsnettet	16
4.1	Nettkapasitet	16
4.2	Stabilitet	16
5	Opsjoner og Realopsjoner	18
5.1	Opsjoner.....	18
5.2	Realopsjon	18
6	Kraftmarkedet	20
6.1	Utviklingen av markedet.....	20
6.2	Det fysiske markedet	20
6.2.1	Anmelding av kjøp og salg på Nord Pool.....	20
6.2.2	Systemprisberegning.....	20
6.2.3	Områdepriser	21
6.2.4	Regulerkraftmarkedet	22
6.3	Det finansielle markedet	23
6.3.1	Terminkontrakter	23
6.3.2	”Contract for Difference” - CfD	23
6.3.3	Opsjoner.....	24
6.3.4	OTC-markedet.....	24
6.4	Prising av forward og futurekontrakter.....	24
7	Spesielle egenskaper ved elektrisitet	26
7.1	Lagring.....	26
7.2	Convenience yield	26
7.3	Sesongvariasjoner	27
7.4	Uke og dagsvariasjoner.....	27
7.5	Sprang i priser	28
7.6	Mean Reversion.....	28
7.7	Volatilitet	29

8	Stokastiske prosesser.....	30
8.1	Markovprosesser	30
8.1.1	Wienerprosessen.....	30
8.1.2	Brownsk bevegelse med drift	30
8.2	Generalisert Brownsk bevegelse.....	31
8.2.1	Geometrisk Brownsk bevegelse (GBM).....	31
8.2.2	Mean-Reverting prosesser	32
8.3	Tofaktormodell	32
9	Realopsjonsanalyse.....	34
9.1	Enfaktormodell (GBM)	34
9.1.1	Verdien av prosjektet.....	34
9.1.2	Verdien på opsjonen til å investere.....	35
9.2	Tofaktormodell	37
9.2.1	Parameterestimering i tofaktormodellen.....	37
9.2.2	Verdien av prosjektet.....	39
9.2.3	Verdi av opsjonen til å investere	39
9.3	Enfaktormodell (ABM)	41
9.3.1	Prosjektverdi.....	42
9.3.2	Opsjonsverdi.....	42
10	Beregninger.....	45
10.1	Forutsetninger	45
10.2	GBM	47
10.2.1	Korrigerings	47
10.2.2	Beregning av driften μ	48
10.2.3	Resultater	49
10.3	Tofaktormodell	52
10.3.1	Vindproduksjon	52
10.3.2	Prosjektverdi.....	52
10.4	ABM	53
10.4.1	Beregninger.....	53
10.5	Sammenligning av tofaktormodellen og ABM	55
11	Diskusjon.....	57
12	Referanseliste	59
13	Vedlegg.....	i
13.1	Sammenheng mellom lydnivå og lydstyrke	i
13.2	Tabeller for GBM	ii
13.3	Cosinustilnærming av vindproduksjon.....	iii
13.4	VBA kode	iv
13.4.1	Makro for parameterestimering	iv
13.4.2	Funksjon for å beregne blokk, sesong og årspris.....	iv
13.4.3	Funksjon for diskontering av inntekter.....	v
13.4.4	Funksjon for beregning av inntekt (tofaktormodell)	vi
13.4.5	Funksjon for beregning av inntekt (tofaktormodell)	vii

1 Innledning

En investor i et prosjekt er interessert i at det prosjektet som det investeres i gir så god avkastning som mulig. Tradisjonelt har man investert i et prosjekt dersom nåverdien av prosjektet var positiv om diskonteringsrenten var lik avkastningskravet. I prosjekt der framtidige inntekter er usikre kan en nyere finansiell metode kalt realopsjonsanalyse være et alternativ til nåverdianalysen. Teorien bak realopsjonsanalyse er at det kan ha en verdi i å vente med å investere, selv om nåverdien i dag er positiv.

Utbygging av vindkraftverk i Norge er for tiden veldig aktuelt. Grunnen til dette er at en videre økning i energiprisene kan medføre at en slik utbygging blir bedriftsøkonomisk. Oppsetting av vindmølleparker krever konsesjon, og en utbygger som får innvilget konsesjon har en mulighet til å bygge ut så lenge konsesjonen varer. Framtidig energipris er imidlertid usikker, og en utbygger som har fått innvilget en konsesjon vil derfor være interessert i å bygge ut når utbyggingen gir størst verdi. Realopsjonsanalyse ser dermed ut til å være en god metode å bruke når en ser på utbygging av vindkraftverk. I denne prosjektoppgaven vil det bli sett på denne problemstillingen, og de overordnede problemene ved analysen vil bli diskutert.

Rapporten starter med en forklaring av hvordan vindkraftforholdene i Norge er. Det sees her på både de utfordringer og muligheter som finnes ved utbygging av vindmølleparker i Norge. Et viktig aspekt her er de økonomiske rammevilkårene, og det sees spesielt på en eventuell innføring av grønne sertifikater. Videre forklares de relevante tekniske valg som må gjøres ved oppsetting av vindmøller, og hvilke påvirkninger vindkraft har for stabiliteten i elektrisitetsnettet. Deretter foretas en enkel innføring i opsjoner og realopsjoner, før det forklares hvordan det nordiske kraftmarkedet i praksis fungerer. De spesielle egenskaper ved elektrisitet tas videre opp, for å vise hvorfor det er så vanskelig å forutsi den framtidige prisutviklingen på elektrisitet. Det finnes imidlertid ulike stokastiske prosesser som forsøker å modellere den framtidige elektrisitetsprisen, og disse prosessene forklares nærmere i et eget kapittel. I realopsjonstilnærmingen tas det utgangspunkt i en enkel enfaktormodell, og en litt mer avansert tofaktormodell utviklet av Lucia & Schwartz (2002). En generell modell for verdien av prosjektet, opsjonsverdi og optimal utbyggingskriterium blir utledet. Etter at de generelle modellene er forklart, tas det utgangspunkt i en tenkt vindmøllepark utbygging, og resultatene fra modellene presenteres. Tilslutt evalueres modellene sine svakheter og styrker, og det foreslås hvilke andre relevante faktorer som det kan være interessant å se på for andre analyser av denne typen.

2 Vindkraft i Norge

Så lenge vannkraften har dekket det norske behovet for elektrisk kraft har det ikke vært bedriftsøkonomisk å utnytte vindenergien i Norge. De siste årene har derimot energiprisene steget, og det er derfor blitt bedriftsøkonomisk interessant å se på utbygging av vindkraft.

2.1 Hvorfor vindkraft

Norge har gode vindforhold langs store deler av kysten og til dels i fjellområdene. 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 NVE viser at det fysiske potensialet i Norge er på ca 1100 TWh dersom det bygges ut vindturbiner med en tetthet på 15 MW/km² der middelvinden overstiger 6 m/s [NVE, 2003].

Regjeringen har gitt signal om økt satsing på utbygging av blant annet vindkraft. Myndighetenes mål er å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh elektrisitet innen 2010 [Stortingsmelding nr. 29. (1998-1999)]. Dersom en regner med en brukstid på 3000 timer i året [NVE, 2003], innebærer dette at det innen 2010 skal være installert vindmøller i Norge med en samlet effekt på ca 1000 MW. Ved utgangen av 2002 var den samlede vindkraftinstallasjonen på ca 100 MW. Dette tilsvarer en årlig produksjon på omtrent 260 GWh. Til sammenligning kan det nevnes at Danmark har en vindkraftinstallasjon på ca 2500 MW.

Myndighetenes mål kan være realistisk med tanke på planene som er meldt inn til NVE. Sammen med vindmøller som allerede er i drift eller under utbygging, utgjør disse planene 1800 MW. Av dette er det gitt konsesjon til utbygging av ca. 600 MW. Utbygging av vindmølleparker er ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt ut fra dagens teknologi og støtteordninger. Utbyggingstempoet avhenger derfor i stor grad av hva som skjer med støtteordninger i fremtiden, enten ved direkte subsidier, eller i form av et marked for grønne sertifikater. Fordelen for utbygger er at dersom regjeringen skal nå sitt mål, må de legge forholdene til rette for en eller annen form for støtteordninger.

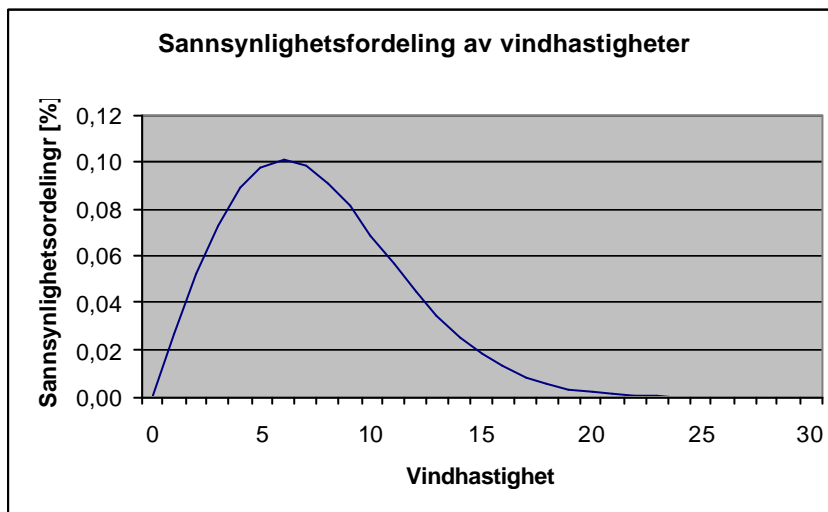
Vannkraften gjør at Norge er i en særstilling. I blant annet Danmark produseres en stor del av elektrisiteten av termiske energisystem. Disse kraftverkene har liten mulighet til å endre effektpådraget. Dette kan føre til en stor forskjell mellom produksjon og forbruk på vindfulle dager. I Norge derimot vil økt produksjon fra vindmøller føre til lavere produksjon fra vannkraftverk. Grunnen til dette er at vindmølleprodusentene ikke opererer med marginalkostnader. De vil derfor produsere så lenge det blåser tilstrekkelig til av vindmøllene kan kjøres. Vannkraftprodusentene har gode reguleringsmuligheter, og vil ikke produsere dersom de venter å få mer igjen for vannkraften ved en senere anledning. På denne måten er det indirekte mulig å lagre vindenergien i vannkraftmagasinene.

2.2 utfordringer for vindkraft i Norge

2.2.1 Vind

Når en utbygger skal vurdere om et område er velegnet for utbygging, foretas det først vindmålinger. Det er ønskelig at disse målingene foretas over flere år, men en utbredt praksis er at disse bare gjennomføres over ett år. 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 ses det ofte på målinger foretatt av metrologisk institutt på ulike steder rundt det aktuelle utbyggingsområdet.

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 når vind skal observeres.” [MET, 28.11.2003] Siden vindmøllene utnytter energien i vinden mellom 40 og 120 meter over bakken blir vindmålingene ofte gjort i denne høyden. Erfaringsmessig viser det seg at fordelingen av tidsseriene med vindhastighetene kan tilnærmes en Raileigh fordeling. For et område med en gjennomsnittlig vindhastighet på 8,5 m/s vil en typisk sannsynlighetsfordeling se slik ut:



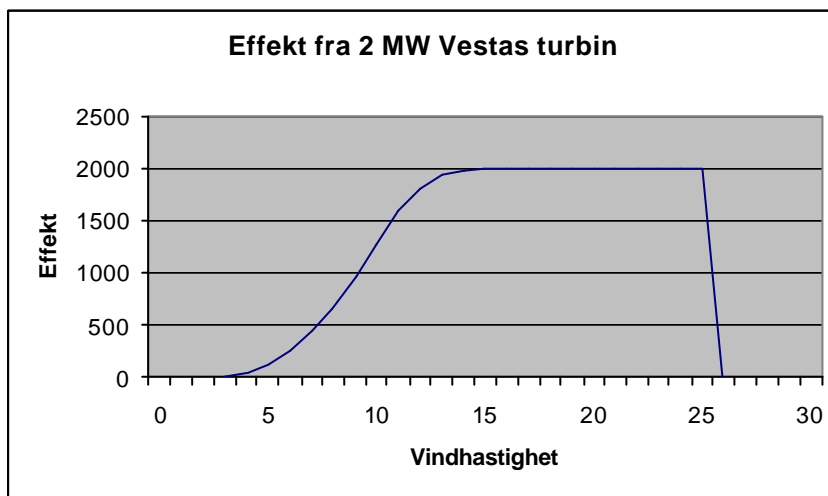
Figur 2.2-a Raileigh sannsynlighetsfordeling for vindhastigheter

Når utbygger tar kontakt med aktuelle vindmølleprodusenter er det en nødvendighet at en sannsynlighetsfordeling for ulike vindhastigheter foreligger. Grunnen til dette er at vindmølleprodusenten sammenligner denne fordelingen med ulike effektkurver for møllene de leverer. Ut fra dette beregnes årlig forventet produksjon og dermed også møllenes brukstid.

Dagens kommersielle vindmøller, med effekt over 1 MW, kan produsere elektrisitet ved vindhastigheter mellom 4 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 dersom det ikke velges uhensiktsmessig store

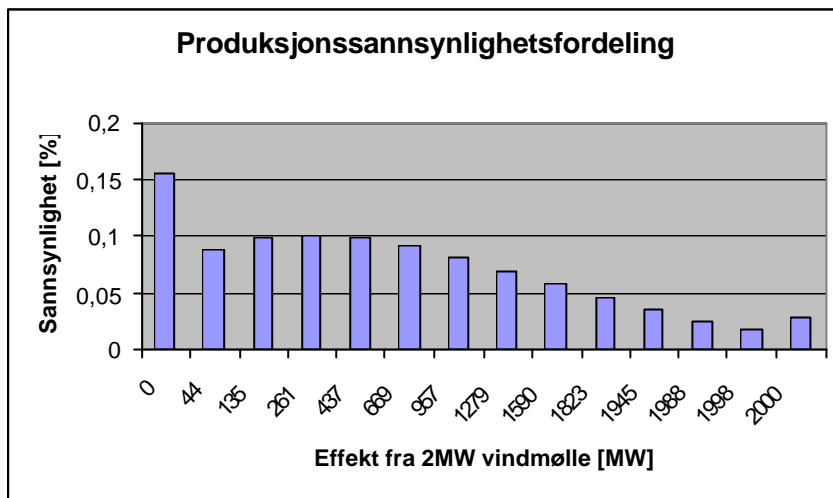
turbinblad. Velges større blader vil dessuten produksjonen måtte stanses ved lavere hastigheter enn 25 m/s. For vindhastigheter mellom 4 m/s og ca 15 m/s må en regulere vinklingen på bladene slik at en får utnyttet maksimalt av bevegelsesenergien i vinden. De fleste vindmøllene i markedet har en nominell 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. Det er ønskelig at vindmøllen når sin nominelle effekt ved en lav vindhastighet, men dette må eventuelt gjøres ved at bladene forlenges. Dette krever igjen videre forskning på om lettere og sterkere materialer kan benyttes til produksjon av vindmølleblader. For vindhastigheter over 15 m/s endres vinklingen på bladene slik at 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, men dette vurderes kontinuerlig av vindmølleprodusentene.

Effektkurvene varierer noe fra produsent til produsent og mellom ulike generatorstørrelser. I figur (2.2.1-b) ser en hvordan effektkurven for en 2 MW mølle levert av Vestas ser ut:



Figur 2.2-b Effektkurve for en 2 MW Vestas turbin

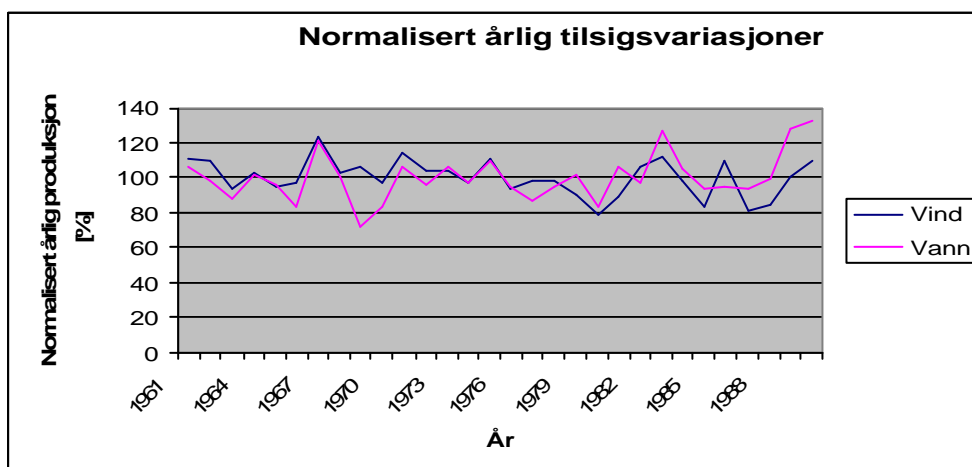
Ved å kombinere effektkurven over med sannsynlighetsfordelingen for ulike vindhastigheter, kan det settes opp en produksjonssannsynlighetsfordeling:



Figur 2.2-c Produksjonssannsynlighetsfordeling for en 2 MW Vestas mølle

Ut fra en slik produksjonssannsynlighetsfordeling kan årlig forventet produksjon fra vindmøllen enkelt beregnes, i dette tilfelle til 6135 MWh/år. Dette tilsvarer en brukstid på litt over 3000 timer i året.

Figur 2.2-d sammenligner årlig vindvariasjoner med tilsiget til vannkraftverk. Årlig produksjon fra et vindkraftverk varierer med $\pm 20\%$. Til sammenligning ser en at årlig tilsig til vannkraftverk varierer med opp til $\pm 30\%$. Problemet med slike variasjoner i årlig produksjonen fra et kraftverk er at en ikke vet hvilke år det kommer til å blåse mye, og hvilke år produksjonen vil bli lav. Dette medfører en del usikkerhet knyttet til fremtidige inntekter. Videre kan dette medføre likviditetsproblemer i selskapet dersom et vindfattig år følges av flere år med lite vind. Dette vil spesielt være et problem for mindre aktører, eventuelt dersom utbygging av en vindmøllepark skjer ved et eget aksjeselskap. Ved en finansiell planlegging kan denne risikoen reduseres ved å selge hele eller deler av forventet årsproduksjonen til en annen markedsaktør.



Figur 2.2-d Tilsigsvariasjoner

2.2.2 Areal

Storskala utbygging av vindkraft stiller en del krav til egnede areal. I tillegg til at området må ha god tilgang på vind, er det essensielt at infrastruktur i form av bilveier og strømnnett er lett tilgjengelig. SFT har dessuten satt grensen for industristøy om natten til 40dB(A) for boliger. Dette medfører at vindparker ikke kan etableres i nær tilknytning til boligområder. Se kapittel 2.2.4.1.

2.2.3 Inngrep i naturen

Et vindkraftverk består oftest av mange vindmøller som beslaglegger et bestemt landareal. Dersom møllene plasseres for tett vil turbinene skygge for hverandre slik at produksjonen fra hver enkelt mølle reduseres. Bygges vindmøllene for langt fra hverandre vil den enkelte generator produsere optimalt i forhold til generator type og vindforhold. Ulempen er at tomteleien og infrastrukturkostnadene i forbindelse med utbygging av vei- og elektrisitetsnett øker. Beregninger foretatt av NVE viser at med en vei- og kabelkostnad på 1000 kr/m hver, blir optimal utbyggingstetthet anslagsvis 8 MW/km² [NVE, 2003]. Denne utbyggingstettheten vil avhenge av tilgjengelig teknologi, prisutvikling og utbyggingsområde. Økes utbyggingstettheten til 15 MW/km² øker energikostnadene med cirka ett øre per kWh. Med denne utbyggingstettheten vil storskala utbygging av vindkraft beslaglegge et område på minimum 3-5 km². En vindpark på 100 MW vil eksempelvis beslaglegge et område på i overkant av 6,5 km².

Utbyggeres incitament for å øke utbyggingstettheten er at det blir lettere å få innvilget de nødvendige konsesjoner. Grunnen til dette er at det ut fra miljømessige forhold er ønskelig å få samlet vindkraftutbyggingen i velegnede områder. På denne måten spares andre og mindre egnede områder for utbygging.

I en vindmøllepark må det være veier mellom alle møllene. Disse veiene må tåle kjøretøy på inntil 30 tonn. I tillegg må det planeres montasjeplass for mobilkran som trengs i forbindelse med montering av vindmøllene.

Kablene fra transformatoranlegget i vindmøllen legges oftest i grøfter frem til en felles transformatorstasjon sentralt i parken. Fra en slik felles transformatorstasjon ledes strømmen inn på hovednettet via en luftlinje.

2.2.4 Konsekvenser for miljø

Ingen energiformer i stor skala kan bygges helt uten konsekvenser for miljøet. Fordelen med vindkraft er at det ikke er noen utslipp til verken jord, vann eller luft i driftsfasen. Når konsesjonstiden er ute etter 20-25 år, vil de fleste spor etter anlegget kunne fjernes, siden utbygging av vindmølleparker i stor grad medfører reversible inngrep i naturen. Etter energilovens §3.4c plikter den tidligere konsesjonær å fjerne anlegget og så langt det er mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand. 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.

De største konsekvensene for miljøet i driftsfasen vil være knyttet til støy, landskap, fugleliv og andre truende arter. I tillegg er det ønskelig at ikke de inngrepsfrie naturområdene i Norge reduseres i minst mulig grad. Disse inngrepsfrie sonene kan deles inn i følgende kategorier [Direktoratet for naturforvaltning]:

- Sone 2, områder som ligger mellom 1-3 km fra tyngre tekniske inngrep.
- Sone 1, områder som ligger mellom 3-5 km fra tyngre tekniske inngrep.
- Villmarkspregede områder, ligger mer enn 5 km fra inngrep.

2.2.4.1 Støy

Vind og terrengforhold har stor betydning for i hvilken grad et boligområde sjeneres av støy fra en vindmøllepark. Normalt vil ikke støy være et problem i forbindelse med etablering av en møllepark.

Støy er definert som uønsket lyd, og måles ved hjelp av dB-skalaen, som er en logaritmisk skala. Denne skalaen deles inn i tre deler hvor A betegner svak lyd som kommer fra for eksempel vindmøller, mens B og C betegner kraftig støy. Statens Forurensningstilsyn setter grenser for støy fra vindmøller i faktaark TA-1738/2000. Her anbefales det at støy i boligområder og områder med undervisningslokaler ikke overstiger 40 dB(A). For en vindmølle på 1,5 MW i flatt terreng er typisk støynivå 260 meter unna på 45dB(A). Ut fra tabellen i vedlegg 13.1 ser en at dette tilsvarer en støystyrke på $3,162 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}$. For en vindmøllepark på 100 MW er det installert 67 vindmøller á 1,5 MW. Styrken i lydbølgene er da på: $67 \cdot 3,162 \cdot 10^{-8} \text{ W/m} = \underline{2,119 \cdot 10^{-6} \text{ W/m}}$. Dette tilsvarer igjen et lydnivå på 63 dB(A) [Vedlegg 13.1]. Når avstanden fra støykilden doubles, avtar lydintensiteten med ca. 6 dB(A). For at støy fra vindmøllene ikke skal overstige 40 dB(A) ser en at avstanden må firedobles fra 260 meter til 1040 meter. En vindpark på 100 MW må altså minimum plasseres 1 km fra nærmeste bolighus.

2.2.4.2 Landskap

Vindmølleparker plasseres oftest langt unna det meste av bebyggelse, enten på et fjell eller ved kysten. Ved utforming og avgrensning av vindparker er det viktig å ta hensyn til de visuelle virkningene en slik park medfører. En enkel vindmølle på 1,5 MW ruver ca. 110 meter opp i luften, og en park med mange slike møller vil skade naturbildet i større eller mindre grad, avhengig av blant annet årstid, vegetasjon og værforhold.

Inngrep i landskapet i forbindelse med planering av området rundt de enkelte vindmøllene og etablering av veinettet kan ikke unngås. Det er derfor viktig at det legges vekt på å forebygge og sette i stand slike terrengskader, og at det utarbeides et miljøoppfølgingsprogram som sikrer at slike hensyn blir tatt.

Ved realisering av et vindmølleprosjekt må det oftest etableres nye overføringsforbindelser til nærliggende høyspentnett. Dette vil selvfølgelig ha en negativ effekt på landskapet, og ved en slik etablering bør det søkes å skjule traséen i størst mulig grad. I enkelte tilfeller kan dette medføre at deler av et eksisterende nett kan saneres. Dette vil å så fall ha en positiv effekt på landskap og landskapsopplevelsen.

2.2.4.3 Fugl og annet dyreliv

Etablering av vindparker vil, i større eller mindre grad, påvirke fugle- og annet dyreliv i området. I anleggsfasen vil påvirkningene være størst på grunn av stor menneskelig aktivitet, og mye støy fra anleggsmaskiner.

I driftsfasen er det forstyrrelse fra møller, anleggsvirksomhet og fritidsbruk av veinettet som gir forstyrrelser for dyrelivet i området. Det antas at menneskelig aktivitet er det som gir størst innvirkning. Hvor mye de enkelte artene påvirkes avhenger av art og med sesong. Det er lite studert hvor mye dyrelivet påvirkes av støy, men det er kjent at dyr i kystområder er vant til mye støy fra vind og sjø.

I forbindelse med planleggingen av vindparker bør det fokuseres spesielt på reindrift dersom området er definert som reinbeiteland. Dersom en vindmøllepark ødelegger for næringslivsinteressene til reinsamene i uforsvarlig stor grad kan det være vanskelig å få konsesjon til utbygging. Undersøkelser gir ikke holdepunkter for at tamrein skyr installasjoner i forbindelse med vindmølleparker, men det motsatte kan heller ikke utelukkes. ”Reindriftssamer setter stor pris på det å være reineiere og på levemåten sin. Reinglede er synonymt med reinsamenes egen trivsel. Tiltak som påvirker dette negativt kan være uheldig” [Statkraft, april. 2003, side 75].

Fugler er i fare for å kolliderer med møllene og det tilhørende høyspentnettet i driftsfasen av anlegget. Utenlandske erfaringer viser at faren for å kolliderer med en vindmølle er liten, og mindre enn for kraftledninger. Kraftledningenes lengde og plassering i terrenget, i tillegg til fuglenes trekkmonster, vil ha størst innvirkning på fuglenes kollisjonsfare. Annet dyreliv antas ikke å påvirkes av nettilknytning.

2.2.5 Forsvaret

I følge NVE (17.11.2003) kan forsvaret komme til å stanse åtte planlagte vindparker i Norge. Ytterligere åtte planlagte prosjekt må justeres før de er akseptable for Forsvaret. Trolig må åtte av totalt ni planlagte utbygginger i Finnmark skrinlegges. Hensynet til elektronisk krigføring og radaranlegg oppgis som blant de formelle årsakene. De uoffisielle detaljene om hvorfor Forsvaret nekter utbyggere å reise vindmølleparker, er ikke kjent. Grunnen til dette er at mange av innvendingene Forsvaret har mot vindmølleparkene er gradert materiale. ”Det blir ei stor utfordring for vindkraftutbyggjarane å finne nye prosjekt som både er økonomisk interessante, har akseptable miljøverknader og i tillegg tek omsyn til Forsvarets interesser”, sier vassdrags- og energidirektør Agnar Aas [NVE, 17.11.2003].

2.2.6 Tillatelsesprosesser

I forbindelse med planlegging av utbygging og drift av en større møllepark er det en god del foreskrifter, krav, retningslinjer, vilkår og lover som må følges. Enkelte av disse prosessene er tunge og tidkrevende og må tidlig tas med i planleggingsprosessen. Spesielt ser en her på en av hovedprosessene:

- ”Anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning, kan ikke bygges eller drives uten konsesjon. Det samme

gjelder ombygging eller utvidelse av bestående anlegg. Departementet fastsetter hvor høy spenningen for et elektrisk anlegg skal være for at denne bestemmelse får anvendelse.” (Energiloven av 29. juni 1990, §3-1)

Denne loven krever at anlegg for produksjon av kraft med spenning over 1 kV ikke kan bygges uten konsesjon. Grunnen til dette er at myndighetene ønsker å ivareta miljø, økonomi, teknikk og produksjon for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging. Denne konsesjonen er obligatorisk for de som skal bygge og drive eksempelvis en vindpark.

En slik konsesjon som innvilges i dag, vil normalt kreve at anlegget er i normal drift innen 5 år. Videre kan anlegget normalt drives frem til 25 år etter at konsesjonen ble innvilget [Nils Dårflot, oktober 2003]. Deretter plikter utbygger i følge foreskrift til energilovens §3.4c å fjerne anlegget og så langt som mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand. Selv om Staten i praksis kan kreve at anlegget legges ned og området ryddes etter 25 år er det lite sannsynlig at de kommer til å gjøre dette. Dette sees mer på som en mulighet Staten har dersom det oppstår uønskede konsekvenser.

Vanlig praksis blant aktuelle utbyggere i dag er å få innvilget alle søknader og konsesjoner så snart som mulig. Selv om det er stor usikkerhet rundt hva som skjer med støtteordningene virker det som det er ønskelig å ha alle papirene klare. En av grunnene til dette er blant annet at planleggings- og søknadsprosessene er svært tidkrevende. Dessuten fører ofte integrasjon av større vindparker til problemer med overføringskapasitet i nettet. Dette medfører igjen at store prosjekter utelukker hverandre. Eksempelvis kan det nevnes at for utbygging på Smøla fikk kun én utbygger konsesjon til utbygging for å unngå overføringsproblemer i nettet. De konkurrerende utbyggerne fikk avslag på sine søknader.

Nils Dårflot (oktober, 2003) mener det sannsynligvis ikke vil være noe problemer å få forlenget en konsesjon etter 5 år. I følge Siv Sannem Inderberg ved NVE [28.11.2003] er det nærliggende å anta at en utbygger som har fått innvilget en konsesjon vil få forlenget denne. Begrunnelsen for dette er at det tar lang tid å behandle en konsesjonssøknad, og det er tross alt en grunn til at den aktuelle utbyggeren fikk innvilget sin konsesjon i utgangspunktet, mens konkurrentene ikke gjorde det. Det enkleste vil derfor være å forlenge den innvilgede konsesjonen. Siden utbygging av vindkraftanlegg i stor skala i Norge er forholdsvis nytt, foreligger det ingen eksempler på hva som skjer i praksis når konsesjonstiden er over.

2.3 Økonomiske rammevilkår

Ingen land har i dag vindkraft uten offentlige støtteordninger. I Norge er det i dag Enova som tar seg av vurdering og tildeling av disse støtteordningene. Investeringsstøtten er begrenset oppad til 7,5 % av totale investeringskostnader. Dette er en reduksjon fra tidligere da Enova dekket opp til 25 % av investeringskostnadene. Produksjonsstøtten tilsvarende i dag ½ elektrisitetsavgift, altså 47,5 NOK/MWh, men denne er foreslått fjernet i det fremlagte Statsbudsjettet for 2004. Enova har allerede godkjent støtte på 300 millioner frem til 2004. ”Enova har besluttet at det ikke vil bli utlyst nye søknadsfrister

for programmene "Teknologianvendelse vindkraft" eller "Investeringsstøtte vindkraft" før utgangen av 2004." [Enova, 21.11.2003]

Problemet med dagens rammevilkår er at det er knyttet stor usikkerhet til dem. Høsten 2003 uttalte Einar Steensnæs at ; *"Vi satser på at grønne sertifikater skal være innført innen utgangen av 2004"* [Steensnæs, 20. august 2003]. Problemet er at svært få aktører i markedet har tro på at disse sertifikatene blir innført før tidligst 2005. Det er også stor usikkerhet knyttet til hvilken pris det kommer til å være på sertifikatene.

2.3.1 Grønne sertifikater

Grønne sertifikater er et markedsbasert virkemiddel for å sikre utbygging av miljøvennlige kraftprosjekter som ikke er lønnsomme med dagens forventninger til fremtidig kraftpris. *"Stortinget ber Regjeringen 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."* [Stortingsmelding nr. 9 (2003-2004)]

2.3.1.1 Utvikling

Utviklingen av grønne sertifikater i Norge er foreløpig i startfasen. Hittil har syv 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. [Statkraft, 2002] I Norge vedtok Stortinget i mars 2003 enstemmig å innføre såkalte pliktige grønne sertifikater. Innen våren 2004 skal regjeringen utrede ordningen. Til tross for dette sier Statkraft at de grønne sertifikatene neppe vil innføres før 2005 eller 2006 [Torblaa, 2003]. I Norge er det ventet at en slik ordning vil omfatte nyutbygget fornybar energi, og sannsynligvis også opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk og småskalavannkraft. Målet er at innføringen av et slikt virkemiddel skal fremme ny miljøvennlig kraftproduksjon.

Vindkraftutbygging i Norge er ikke økonomisk forsvarlig uten offentlig støtte. Mange av prosjektene vil imidlertid være lønnsomme dersom utbygger/produsent får et tilskudd fra salg av grønne sertifikater.

2.3.1.2 Prinsipp

Prinsippet med de grønne sertifikatene er at produsenter av fornybar energi utsteder sertifikater tilsvarende den mengden elektrisk energi de produserer. Elektrisiteten handles som før i det vanlige kraftmarkedet som tidligere, mens sertifikatene handles finansielt. Forbrukerne plikter å dekke deler av forbruket med såkalt grønn energi. Det er sluttbrukerleverandøren som sørger for å dekke den lovpålagte andelen grønn energi, og forbrukerne betaler 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.

I Sverige er det satt et krav til at 7,4 % av sluttbrukernes energikonsum i 2003 skal dekkes av grønn energi. Denne andelen skal økes jevnt til 16,9 % i 2010. Noe av kritikken som rettes mot sertifikatordningen i Sverige er at kvoteplikten ikke er planlagt lengre frem enn til 2010. For at en slik ordning skal ha noe hensikt må det være fordi den gir utbygger en viss grad av sikkerhet, og kvoteplikten må da settes lengre frem enn til 2010.

2.3.1.3 Pris

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 våre naboland vil det også innføres en maksimalpris på sertifikatene. I Sverige er disse grenseverdiene i dag henholdsvis 60 og 175 SEK/MWh [Elkontakt, 21.11.2003], men de i Danmark er satt til 100 og 270 DKK/MWh [Torblaa, 2003]. Hensikten er at "gulvprisen" skal sikre produsentene, mens "takprisen" skal sikre sluttbrukeren. Etter hvert som det skapes et tilbud og en etterspørsel etter sertifikatene antas det at markedet selv vil prise sertifikatene. Dette vil gi produsentene en forutsigbar merinntekt, og dermed ønskelig stimulere utbygging av fornybar energi.

2.3.1.4 Usikkerhet

Foreløpig er det altså stor usikkerhet knyttet til når grønne sertifikater vil bli innført i Norge og hvilken pris de kommer til å ha. Det er i tillegg usikkert hvor stor andel av forbruket som må dekkes av denne ordningen. Samlet fører dette til at det er en stor usikkerhet knyttet til utbygging av nye vindmølleparker i Norge. Det er dessuten ikke bestemt om vindparker som bygges ut i dag skal komme inn under ordningen for grønne sertifikater. Grunnen til dette er at det ikke er ønskelig med utbyggere som får investeringsstøtte nå, og mulighet til å utstede grønne sertifikater i fremtiden.

3 Tekniske valg

I forbindelse med planlegging av en vindmøllepark må det tas stilling til en rekke tekniske valg. Hvilken løsning som velges avhenger av en rekke faktorer. En av de viktigste faktorene er hvordan det aktuelle utbyggingsområdet ser ut. De enkelte vindmølleprodusentene legger dessuten frem et tilbud som i stor grad avhenger av hvilken aktør som spør, tidspunkt for utbygging og produsentens ordreliste i det aktuelle tidsrom. [Henriksen, november 2003] 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 inntektene. De fleste produsentene anser all informasjon knyttet til kostnader som forretningshemmeligheter [Gaarn-Larsen, 05.11.2003].

3.1 Generatortype

Turbinakslingen i nyere vindmøller har normalt et omdreiningstall på 15 til 20 omdreininger i minuttet, mens generatorakslingens turtall er mellom 1200 og 1800 avhengig av poltallet i generatoren. Enkelte generatorer er bygget opp med to viklinger. Dette gjør at generatoren kan bruke den ene viklingen dersom det blåser lite, og en annen vikling dersom det blåser mye. Dersom vindhastigheten stort sett er konstant er det mest økonomisk å velge en generatortype med kun én vikling. Valget av antall viklinger avhenger altså av lokale vindforhold. Dersom sannsynlighetsfordelingen for vindhastighetene kan beskrives ut fra en Raileigh fordeling som beskrevet i kapittel 2.2.1 blir det normalt planlagt med to viklinger.

Den mest brukte generatortypen i dag er en asynkron generator. Denne er pålitelig, trenger lite vedlikehold og er billigere i innkjøp enn en synkron generator. En asynkron generator har liten hastighetsvariasjon ved varierende drivende moment. Dette medfører at belastningen på girboksen er mindre enn det som er tilfellet ved en synkron generator. I følge Terje Gjengedal (2003) er dette en av de avgjørende grunnene til hvorfor en asynkron generator velges i stedet for en synkron generator. Ulempen er at maskinen forbruker reaktiv effekt. Dette skyldes at en asynkron generator ikke har egen magnetiseringsutrustning, men magnetiseres via luftgapet og nettet.

Reaktivt uttak fra nettet er lite ønskelig, spesielt dersom generatoren er tilknyttet et svakt nett og det i tillegg er langt til nærmeste maskin som produserer reaktiv effekt. En av grunnene til dette er at overføring av reaktiv effekt fører til en større strøm i kablene. For å unngå varmgang i kablene, og store overføringstap, må kabeldimensjonene økes. En annen grunn til at uttak av reaktiv effekt er lite ønskelig er at det i fremtiden mest sannsynlig kommer til å knytte seg en kostnad til et slikt uttak (Gjengedal, 28.11.2003). Det reaktive uttaket avhenger av lastbalansen på generatoren, og en har derfor i prinsippet både aktive og reaktive effektvariasjoner.

I stedet for en asynkron generator kan det benyttes en synkron generator. En slik generator er direkte knyttet til nettet, og har en synkron hastighet som bestemmes ut fra frekvensen i nettet. Eneste måten å regulere effekten fra generatoren er derfor å endre momentet inn på generatorakslingen. Dette kan enten gjøres ved å endre vridningen på bladene, eller ved å endre på magnetiseringsstrømmen i rotorviklingen. Fordelen med

denne type generator er at den både kan mate og trekke reaktiv effekt fra nettet avhengig av forholdene ved tilknytningspunktet til nettet, og indusert spenning i generatoren.

3.2 Kompensering

For å unngå å kompensere for reaktiv effekt er det mulig å benytte både synkrone og asynkrone generatorer i parken. Dette gjør det mulig å produsere reaktiv effekt i de synkrone maskinene og forbruke denne effekten i de asynkrone maskinene. Ulempen med dette er at drift og vedlikeholdskostnadene øker blant annet som følge av øket reservedelslager. Vedlikeholdspersonalet må dessuten forholde seg til to ulike generatortyper.

Forbruket av reaktiv effekt kan også kompenseres ved hjelp av trinnbare kondensatorbatterier eller kraftelektronikk baserte løsninger, såkalte SVC anlegg. SVC anlegg er dyrere enn kondensatorbatterier, og vurderes derfor sjeldent av utbygger.

Den mest vanlige kompenseringemetoden er å benytte kondensatorbatterier. Dersom denne kompenseringstrategien velges, må det vurderes om disse bør plasseres i vindmøllen, sentralt i transformatorstasjonen eller både i vindmøllen og transformatorstasjonen. For å kunne avgjøre hvilken av disse løsningene som er mest lønnsomme, må de interne forholdene i parken tas i betraktning.

Dersom det kun kompenseres lokalt i møllen, får en ikke tap i forbindelse med overføring av den reaktive effekten. Dette avhenger av at det installeres kondensatorbatterier som er store nok til å kompensere for all den reaktive effekten som forbrukes ved fullast. Ulempen med lokal kompensering er at kondensatorbatteriene som benyttes ved spenninger rundt 690V er dyrere per installert kVAr enn kondensatorbatterier som benyttes ved et spenningsnivå på 22 kV. Fordelen er at den faste installasjonskostnaden (NOK/installasjon) er lavere. I SefAS håndbok finner en følgende tabell:

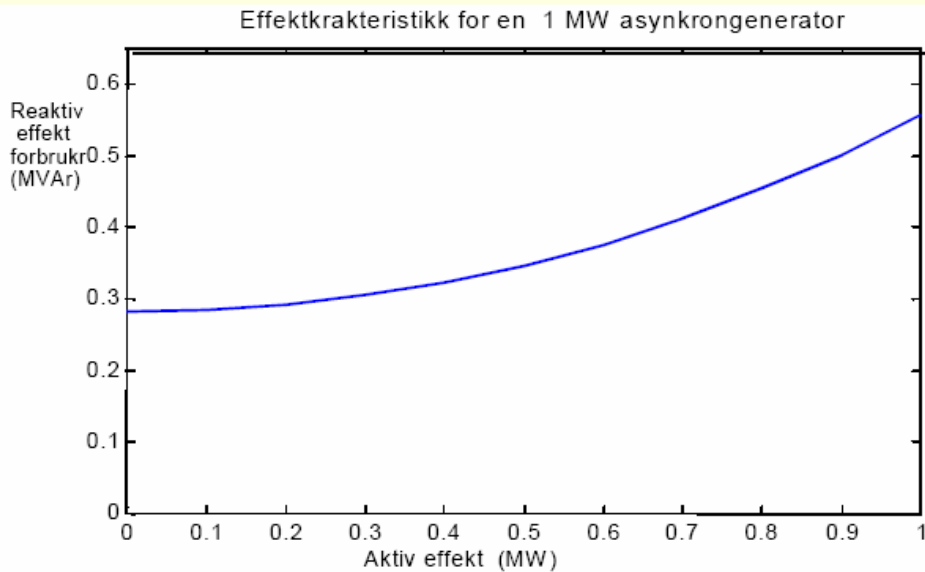
Spenningsnivå [kV]	Ytelse [kVAr]	Ytelsesavhengig kostnad [NOK/kVAr]	Fast kostnad [KNOK/installasjon]
1	2-20	134	3
1	20-70	100	3
1	70-500	77	4
24	200-1400	28	200
24	2000->	28	250

Tabell 3.2-a Kompenseringskostnader [Gjengedal, 2003, tabell 4.1]

Avhengig av den interne kablingen i parken vil sentral kompensering medføre større eller mindre overføringstap. Velges det store dimensjoner på kablene vil tapet i forbindelse med overføring av reaktiv effekt reduseres noe i forhold til dersom det velges mindre tverrsnitt på kablene. Ulempen er selvfølgelig at investeringskostnaden øker dersom det velges store dimensjoner på kablene.

Det må altså tas hensyn både til tapsforhold og investeringskostnader når kompenseringstrategi velges. Hvilken kompenseringsløsning som er mest fleksibel

avhenger som tidligere nevnt av de interne forholdene i parken. I de fleste tilfeller er det mest aktuelt med en kombinasjonsløsning. Det installeres da kondensatorbatterier i vindmøllene som er store nok til å kunne kompensere for den reaktive effekten som forbrukes ved tomgang. Når generatorene kjøres ved fullast, får de den resterende reaktive effekten fra kondensatorbatteriene som plasseres sentralt i transformatorstasjonen. Fra Figur 3.2-a ser en at for den valgte vindmøllen vil en velge 0,29 MVar kondensatorbatteri lokalt i møllen og (0,55-0,29) MVar sentralt dersom en hadde valgt en kombinasjonsløsning.



Figur 3.2-a Effekt karakteristikk [Gjengedal, 2003, figur 4.2]

3.3 Pitch eller Aktiv Stall

Pitch regulerte vindmøller produseres blant andre av Vestas i Danmark. Denne reguleringstypen kjennetegnes ved at bladene vrir langs sin lengderetning i forhold til vinden. Bladene reguleres automatisk og kontinuerlig under drift slik at bladene alltid har en optimal vinkel i forhold til vinden. Dersom generatoren er fullastet reguleres bladene mot vinden slik at løftet avtar og generatoren ikke overbelastes. Dersom det blåser for mye kan bladene justeres helt opp mot vinden slik at løftet uteblir, og vindmøllen stanser. Pitch reguleringen innebærer en betydelig vinkelendring på vingene, noe som medfører et egetforbruk på ca 1 %. Fordelen med denne typen regulering er at dersom dette kombineres med en dobbelt-matet asynkron generator, eventuelt med turtallsregulering, vil påkjenningene på giret reduseres. Elekrisiteten som leveres vil dessuten være glatt mot nettet.

Aktiv stall innebærer at bladvinkelen justeres sjeldnere enn ved pitchregulering. Ved lave vindhastigheter vil aktiv stall vinkle bladene på samme måte som ved pitch, men det varieres kun mellom noen få, bestemte vinklinger. Det er helst ved store vindhastigheter forskjellen mellom de to reguleringsmetodene blir tydelig. Når maskinen når sin merkeeffekt og generatoren er i ferd med å bli overbelastet, vil maskinen dreie bladene i motsatt retning av en pitchregulert maskin. Med andre ord vil den vinkle vingene vekk fra vinden. Dette medfører at vingene går inn i et dypere stall, og belastningen avtar.

Slike vindmøller leveres blant annet av Bonus i Danmark. Fordelen med aktiv stall er at egetforbruket er lavt, siden langsom regulering er tilstrekkelig. Ulempene er at reguleringsmetoden medfører store belastninger på giret. Det vil dessuten forekomme pendlinger mot nettet, typisk på 1-2 Hz.

3.4 Størrelse

Mølleparker med små vindmøller bygges ut i USA. Grunnen til dette er at små vindmøller er billigere per installert MW, og slike møller kan derfor med fordel settes opp på steder der det ikke er noen arealbeskrankninger. Små vindmøller egner seg dessuten bra i områder der midlere vindhastighet er lav. Dette skyldes at små vindmøller kan starte produksjonen tidligere enn det større møller er i stand til. Ulempen er at små møller må stanses tidligere enn store vindmøller på grunn av fare for overbelastning.

I Tyskland ser en den motsatte tendensen. Her er det kun et fåtall mulige områder hvor vindmølleparker kan bygges ut, og det blir derfor viktig å få så stor produksjon som mulig ut av et område. Dette medfører at størst mulig vindmøller velges [Gaarn-Larsen, 05.11.2003].

I Norge er det vanlig at det søkes om konsesjon for utbygging av vindmøller med en spesifisert total effekt. Det legges gjerne med manipulerte bilder som viser hvordan installasjonene preger naturbildet avhengig av hvilken størrelse som velges på vindmøllene. Når Statkraft søkte om konsesjon for utbygging av Kjøllefjord vindpark i Nord-Norge, søkte de om å installere møller innenfor intervallet 2 til 5 MW. Dersom konsesjonen innvilges er det opp til utbygger å hente inn tilbud fra ulike produsenter.

Disse tilbudene kan variere med tanke på garantert produksjon avhengig av vindforhold, investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader. I noen tilfeller dekker produsenten drifts- og vedlikeholdskostnader i et gitt antall år, mens i andre tilfeller overlates disse kostnadene i sin helhet til byggherren. Dette medfører at det ikke er mulig å få tak i den informasjonen som behøves for å finne optimal størrelse på vindmøller i Norge. Generelt sett kan det nevnes at møllene som bygges ut i Norge stadig blir større. En av hovedgrunnene til dette er at det er lettere å få innvilget de nødvendige konsesjonene dersom utbyggingstettheten er høy.

Størrelsen på vindmøllene øker stadig. I 1981 var de vanligste vindmøllene på 75 kW, mens en nå får vindmøller til kommersielt bruk opp i størrelser på 3,6 MW. Det er allerede satt i gang pilotprosjekt der vindmøller på 5 MW testes ut. [Henriksen, november 2003]. Om få år er det nærliggende å tenke seg vindmølleparker der vindmøller i denne størrelsen benyttes [Gaarn-Larsen, 18.09.2003].

Fordelen med å velge store vindmøller er at møllebladene sveiper over et større areal. Dobles arealet som sveipes, vil energiproduksjonen øke med kvadratet av 2. Større vindmøller vil dessuten føre til at utbyggingstettheten øker. Ulempen er at større generatorer behøver mer effekt for i det hele tatt å kunne dreie rundt.

4 Tilknytning til elektrisitetsnettet

I Norge er det ikke meldt om driftsforstyrrelser eller driftsproblemer direkte knyttet til vindkraft i Norge. I Sverige er det rapportert om spenningsproblemer i nett med lave kortslutningsytelser, mens det i Danmark er meldt om pendlinger mellom vindkraftparker og andre maskiner i nettet over en svak forbindelse. Svenske, danske og nederlandske miljø har satt fokus på mulige konsekvenser av storskala integrasjon av vindkraft.

Større vindparker vil i større eller mindre grad medføre at det eksisterende elektrisitetsnettet må forsterkes eller endres. Følgende merkostnader må det derfor tas hensyn til [NVE, 2003]:

1. Bygging av avgreining til nærmeste nett.
2. Eventuell forsterkning av eksisterende nett for å sikre nødvendig kapasitet i nettet.
3. Eventuell forsterkning av nettet på høyere nivå.

4.1 Nettkapasitet

I områder hvor det er mest aktuelt å bygge ut vindkraft, i kyst-distriktene eller på toppen av store fjell, er det lokale nettet oftest svakt med lav overføringskapasitet. Når vindparker integreres i slike områder vil det påvirke lastflyten både i det lokale nettet, og gjerne også i det overordnede nettnivået. Innmatning i underskuddsområder vil som oftest medføre positive ringvirkninger. Grunnen til dette er at transportveien for effekten til lokal forsyning reduseres.

I de tilfeller der større vindparker etableres for eksempel i Nordland eller Finnmark, får en innmatning av effekt i et overskuddsområde. Dette er lite ønskelig sett fra en utbygger sitt synspunkt da dette medfører lavere priser. [Se kapittel 6.2.3] Dersom ikke annen produksjon i området reduseres, vil dette forsterke flaskehalsproblematikken. En slik integrasjon vil derfor i større eller mindre grad kreve forsterkninger av det overordnede nettet i området. I de fleste tilfeller vil det ikke være aktuelt for utbygger å bygge en vindpark dersom utbygger også må finansiere nødvendig oppgradering av regional- og sentralnettet. Grunnen til dette er selvfølgelig at utbyggingen av vindkraft i så tilfelle vil bli for dyrt. Hvem som skal stå for utbedring av disse nettene vil derfor bli en forhandlingssak mellom Statnett og utbygger.

4.2 Stabilitet

Frekvensen i det norske strømmettet har en nominell verdi på 50 Hz. Dersom produksjonen er større enn forbruket ved stasjonær drift vil frekvensen øke over den nominelle verdien. Tilsvarende vil frekvensen avta dersom det er effektunderskudd i nettet. For å opprettholde en stabil frekvens i strømmettet er det viktig å ha en tilstrekkelig effektreserve tilgjengelig til å dekke både de langsiktige og de kortsiktige endringene i effektpådraget i nettet. Siden vindmøllene er avhengige av vinden som til enhver tid er i mølleparken, er vindenergien lite egnet som effektreserve. Vindmøllene produserer strøm så lenge det er tilstrekkelig vind i parken.

Det er regulerkraftmarkedet som sørger for at det opprettholdes en stabil frekvens i strømmettet. [Se kapittel 6.2.4] Dersom produksjonen i nettet er for lav, vil det i Norge typisk være en vannkraftprodusent som må øke produksjonen avhengig av hvilken pris og mengde de har meldt inn.

Som tidligere nevnt benyttes det stort sett asynkrone generatorer i dagens vindmøller. Problemet med disse er at dersom det oppstår en nettfeil slik at spenningen ved møllen forsvinner, må produksjonen fra møllen kobles fra. Grunnen til dette er at dersom spenningen faller fra vil den reaktive effektproduksjonen bli svært høy. Dette fører til at magnetiseringen i generatoren ikke kan opprettholdes, og motmomentet vil forsvinne. Dette vil igjen føre til en hurtig akselerasjon på rotorbladene, noe som kan føre til at vindmøllen havarerer. For at ikke en slik utkobling skal føre til kollaps i strømmettet er en avhengig av at regulerkraftmarkedet fungerer som det skal.

5 Opsjoner og Realopsjoner

En realopsjon er nært knyttet til den finansielle kontrakten opsjon. I dette kapitlet skal disse begrepene forklares nærmere.

5.1 Opsjoner

Generelt kan man si at en opsjon er en finansiell kontrakt som gir innehaveren en rett, men ikke en plikt, til å selge/kjøre et underliggende innen eller på et bestemt tidspunkt i framtiden. Ettersom en opsjon er en kontrakt mellom to parter er det alltid en innehaver og en utsteder. Utstederen er uten valgfrihet i denne kontrakten fordi han må tilpasse seg det innehaveren av kontrakten gjør. Innløser innehaveren opsjonen må utstederen forholde seg til det, og oppfylle kontrakten. Innehaveren som en har valgfrihet må betale en premie for dette til utstederen. Om en opsjon ikke blir innløst vil utstederen av opsjonen tjene opsjonspremien, mens innehaveren vil tape tilsvarende beløp. Premien til en opsjon blir beregnet ut fra innløsningstidspunkt, innløsningspris, pris på underliggende ved kjøpstidspunktet og volatiliteten til underliggende. Innløsningstidspunkt er det framtidige tidspunktet som opsjonen må innløses innen eller på, mens innløsningsprisen er den prisen som innehaveren kan kjøpe eller selge underliggende for om opsjonen innløses. En måte å beregne opsjonspremien på, er å benytte Black & Scholes sin formel for opsjonsprising.

Det finnes flere typer opsjoner, og de viktigste forskjeller er om det er en kjøps- eller salgsoptjon og om det er en europeisk eller amerikansk opsjon. En kjøpsopptjon er en opsjon hvor innehaveren har en rettighet til å kjøpe underliggende, mens for en salgsoptjon har innehaveren rett til å selge. Forskjellen mellom en amerikansk og en europeisk opsjon er at for en amerikansk opsjon kan innehaveren innløse opsjonen i hele perioden fram til innløsningstidspunktet. En europeisk opsjon kan kun innløses på innløsningstidspunktet. Disse typene opsjoner kan kombineres om hverandre til en rekke typer opsjoner. En spesiell type opsjon er en evigvarende amerikansk opsjon. Som navnet tilsier vil en slik opsjon gi innehaveren en evigvarende rettighet som han kan benytte seg av når han selv ønsker det.

Innløsning av en opsjon skjer dersom innehaveren av opsjonen vil ha en fordel av at den innløses. For en europeisk kjøpsopptjon vil dette skje dersom prisen på underliggende ved innløsning er høyere enn innløsningsprisen. Innehaveren kjøper da underliggende til innløsningsprisen, og har en mulighet til å selge den til markedspris på underliggende. "Payoff" for en slik kontrakt blir dermed forskjellen mellom underliggende prisen og innløsningsprisen. For å finne netto "payoff" trekkes premien på opsjonen i fra. En innløsning av en salgsoptjon innebærer at prisen på underliggende er lavere enn innløsningsprisen, siden man da kan selge det finansielle instrumentet til en høyere pris enn det man kan kjøpe det for.

5.2 Realopsjon

Opsjoner er, som forklart ovenfor, kontrakter som gir eieren en mulighet til å ta noen valg når framtiden er usikker. En tilnærming som dette er interessant også for reelle aktiva og ikke bare finansielle. Områder som dette gjelder for kan være utbygging av nye

prosjekter, avvikling av prosjekter, sekvensielle utbygginger og for å finne optimalt utbyggingstidspunkt. Tradisjonelt har man brukt nåverdimetoden til slike beregninger. Ulempen med en slik betraktning er at den kun konkluderer med om man skal investere i nåtidspunktet eller ikke, eventuelt om man skal avslutte eller videreføre et prosjekt. Et eksempel kan være om man ser på et prosjekt som gir en negativ kontantstrøm de første årene, mens det etter hvert gir store positive kontantstrømmer. Et slikt prosjekt kan ved nåverdimetoden gi en positiv nåverdi, og dermed anbefale start av prosjektet i dag. En utsetting av prosjektet kunne imidlertid ha ført til at man ikke fikk de negative kontantstrømmene i starten av prosjektet, og dermed en høyere nettoverdi. Realopsjonsanalysen skal ta både hensyn til at prosjektet skal være lønnsomt, og når det er optimalt å investere. For et prosjekt som er avhengig av for eksempel en råvarepris som er usikker kan man ikke finne et spesifikt optimalt utbyggingstidspunkt. På bakgrunn av sannsynligheter og forventninger om utviklingen av råvareprisen, kan man derimot finne en triggerpris. En triggerpris er en pris som fører til gjennomføring av prosjekt dersom råvareprisen når det nivået.

6 Kraftmarkedet

De nordiske landene med unntak av Island har i dag et felles kraftmarked. Markedet blir organisert av kraftbørsen Nord Pool og det bilaterale markedet, bedre kjent som OTC ("Over The Counter") – markedet. Handel foregår i form av fysiske og finansielle kontrakter.

6.1 Utviklingen av markedet

Norge var det første av de nordiske landene som deregulerte sin handel av kraft. Den nye energiloven som ble vedtatt i 1991, og som trådte i kraft den 1. januar 1991 førte til at handel av kraft ble utsatt for fri konkurranse. I 1996 åpnet Sverige også opp for fri konkurranse på krafthandel, og Norge og Sverige dannet etter dette et felles marked for handel av kraft. Finland ble innlemmet i dette markedet i 1998, mens Jylland/Fyn kom med i 1999. Resten av Danmark ble tilsluttet i 2000.

6.2 Det fysiske markedet

6.2.1 Anmelding av kjøp og salg på Nord Pool

Kjøp og salg av fysisk kraft, for dagen etter, på Nord Pool kalles for spothandel. For å kunne delta på dette markedet må en aktør inngå en avtale med Nord Pool. Utenom det har alle som ønsker det tilgang til dette markedet. Typiske aktører er produksjons- og sluttbrukerselskaper, men også kraftmeglerfirmaer og kraftintensiv industri er deltakere i dette markedet.

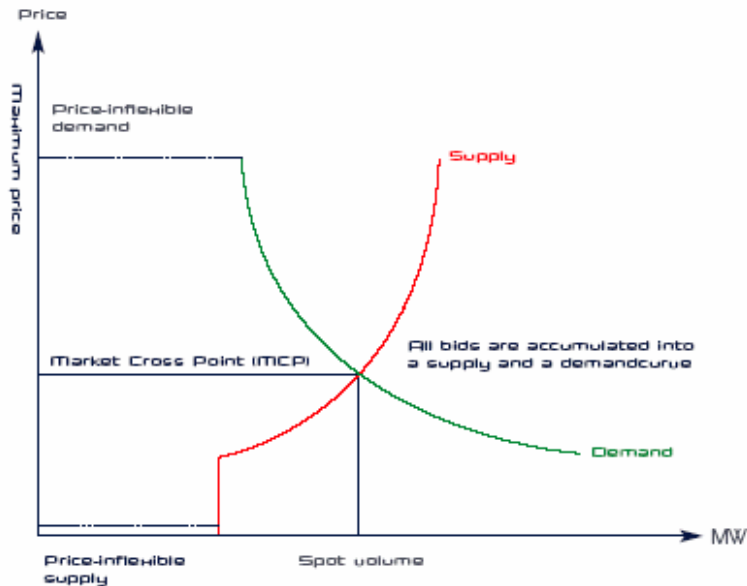
Spotmarkedet er organisert på den måten at hver eneste dag i løpet av året settes det en pris på kraft for hver eneste time det påfølgende døgnet. De enkelte aktører sender hver eneste dag innen klokken 12.00 inn sine bud på hvor mye de ønsker å kjøpe/selge for de enkelte timer i det påfølgende døgnet. Etter klokken 12.00, når Nord Pool har mottatt budene, beregner de skjæringen mellom tilbuds- og etterspørselskurva for hver time, og finner elspot systempris for det nordiske utvekslingsområdet. Så fort disse beregningene er ferdige blir disse timeprisene frigitt. Om det ikke er uforutsette problemer skjer dette rundt klokka 13.00. Fram til klokka 14.00 har de ulike aktørene mulighet til å klage på spotpris beregningene.

En vindkraftprodusent har som tidligere nevnt liten eller tilnærmet ingen marginal produksjonskostnad, og produksjon skjer om vindforholdene tilsier det. Anmelding til Nord Pool for en vindkraftprodusent skjer på bakgrunn av prognoser for morgendagens vind, og for å sikre salg av kraft i spotmarkedet vil en vindkraftprodusent velge en lav pris på sin spotanmelding.

6.2.2 Systemprisberegning

For å finne systemprisen i den enkelte time blir det satt opp en aggregert tilbuds- og etterspørselskurve på bakgrunn av alle budene som er innsendt. En aggregert tilbudskurve finnes ved å summere opp hvor mye alle aktørene ønsker å selge ved en spesifikk pris. Tilsvarende finnes den aggregerte etterspørselskurva. Kurvene starter på 0 NOK/MWh,

og fortsetter helt opp til en fastsatt høyest pris som Nord Pool Spot AS har bestemt. Høyest pris er ikke en fast parameter, men endres avhengig av hvilken tid det er på året og om det er spesielle forhold i markedet. Høyeste pris er viktig på den måten det er den maksimale verdien som systemprisen kan få, men den settes imidlertid stort sett så høy at den aldri har noen praktisk betydning.



Figur 6.2-a Dannelsen av markedskrysset i spotmarkedet [Nordpool, 2003]

Systemprisen for en time finnes der hvor de aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene skjærer hverandre. I økonomisk terminologi kalles dette skjæringspunktet for markedskrysset. I markedskrysset finnes pris i NOK/MWh, og volumet i MW. Figur 6.2-a viser grafisk hvordan dannelsen av markedskrysset skjer. Prisen angis med to desimaler. Systemprisen for det neste døgnet finnes ved å ta det aritmetiske gjennomsnittet av alle de 24 timeprisene, og det er denne prisen som går under navnet spotprisen. På bakgrunn av markedskrysset vil en selger/kjøper pådra seg en forpliktelse på hvor mye den henholdsvis skal produsere eller forbruke.

Stadig økende produksjon av vindkraft i Norge kan påvirke systemprisen på den måten at på dager med mye vind vil tilbudet av kraft til lav pris øke betraktelig, og tilbudskurva vil forskyve seg mot høyre. På vindfylte dager i framtiden er det derfor mulig at systemprisen kan bli relativt lav. Dette er naturligvis avhengig av hvor stor vindkraftutbyggingen vil bli.

6.2.3 Områdepriser

Som forklart i kapittel 6.2.2 finnes systemprisen ved å ta skjæringspunktet mellom den aggregerte tilbuds- og etterspørselskurva. Ved denne beregningen tas det ikke hensyn til at det kan finnes overføringsbegrensninger i systemet. Slike overføringsbegrensninger kalles ofte for flaskehals, og dannes fordi overføringsnettene ikke klarer å transportere nok kraft fra der kraften tilbys til der den etterspørres. I det nordiske systemet er det på forhånd spesifisert områder hvor det kan oppstå flaskehals, og det nordiske systemet

blir derfor delt opp i flere områder. De faste områdene er Finland, Sverige, Danmark Øst og Danmark Vest (Jylland/Fyn). I Norge varierer antall prisområder. Stort sett er det to, men det er muligheter for at det kan være både tre og fire slike områder i Norge avhengig av hvordan de fundamentale forholdene er. Antall prisområder i Norge blir bestemt av Statnett.

Om det er en overføringsbegrensning mellom to forskjellige områder vil det bli en prisforskjell mellom de to områdene. Der hvor det er et overskudd av kraft vil det bli et lavprisområde, mens et område med underskudd vil bli et høyprisområde. I området med produksjonsoverskudd må produksjonen av kraft reduseres inntil kapasiteten på linja mellom de to områdene overholdes. Tilsvarende må forbruket reduseres i underskuddsområdet. Plassering av en vindmøllepark i et overskuddsområde av kraft vil føre til at tilbudet av kraft heves ytterligere, og områdeprisen kan bli enda lavere om overføringskapasiteten ut i fra området ikke økes. En utbygger av en vindmøllepark i et overskuddsområde er derfor interessert i at overføringskapasiteten ut fra overskuddsområde økes, siden dette vil øke inntektene fra kraftproduksjonen. Motsatt gjelder selvsagt om planlagt vindmøllepark ligger i et underskuddsområde. Flesteparten av vindmølleparkene i Norge i fremtiden er planlagte nord i Norge hvor tilgangen på kraft er god i forhold til etterspørselen. Det er derfor ønskelig med utbedring av kraftnettet fra nord til sør i Norge. En utbedring i sentralnettet vil Statnett stå for så lenge de finner det samfunnsøkonomisk optimalt å bygge det ut.

6.2.4 Regulerkraftmarkedet

For at elektrisitetsnettet skal fungere tilfredsstillende må det være balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. I tillegg er det fastlagte krav for hvilke verdier frekvensen i nettet skal ligge innenfor. Systemansvarlig som i Norge er Statnett, er ansvarlig for dette. Dette er justeringer som skjer løpende fra minutt til minutt, og for å kunne ha en systematisk måte å håndtere dette på har man regulerkraftmarkedet. Etter priser og kvantum er fastsatt i elspot leverer aktørene i det norske markedet inn bud på opp- og nedregulering. Statnett samarbeider med de systemansvarlige i de andre nordiske landene, for å kunne sette opp en regulerkraftliste de skal plukke etter ved henholdsvis opp- eller nedregulering. Årsaken til en opp- eller nedregulering kan skyldes større eller mindre etterspørsel enn forventet, eller at linjer eller produksjonsanlegg har falt ut.

En opp- eller nedregulering skyldes at en eller flere aktører ikke har opprettholdt de forpliktelsene som ble inngått ved dannelsen av systemprisen. I Norge er det slik at de aktørene som medvirker til ubalansen i det totale systemet blir straffet ved at de må betale for det. Aktører med en ubalanse som motvirker ubalansen i det totale systemet straffes derimot ikke. En vindkraftprodusent er en produsent som ofte vil ha et avvik i forhold til de forpliktelser som han har pådratt seg. Dette skyldes at forpliktelsene til en vindprodusent er basert på vindprognoser, og denne vil sjeldent stemme nøyaktig overens med hvor mye det i virkeligheten vil blåse. I løpet av et år vil en vindkraftprodusent derfor pådra seg store regulerkraftkostnader.

6.3 Det finansielle markedet

Spotpris i framtiden er forbundet med risiko avhengig av de fundamentale forholdene. Dette kan føre til store forskjeller i inntekter/utgifter for aktørene i markedet. En måte å sikre seg mot slike svingninger er å benytte seg av finansielle instrumenter. En finansiell kontrakt har ingen fysisk levering, men kun et finansielt oppgjør. Underliggende for de finansielle instrumentene er systemprisen, og det er i forhold til den oppgjøret skjer. De viktigste finansielle instrumentene som blir handlet i det nordiske kraftmarkedet er terminkontrakter, CfD og opsjoner. Hvor mye en aktør vil sikre seg er avhengig av hvilken risiko han er villig til å ta. En energiprodusent som kun produserer energi av vind, kan være mer interessert i å sikre inntektene sine enn én produsent med produksjon i fra flere energikilder, siden inntektene til vindprodusenten fullt og helt er avhengig av vindproduksjonen og prisen på denne produksjonen.

6.3.1 Terminkontrakter

En terminkontrakt er en avtale mellom to parter om levering av en bestemt mengde kraft i fremtiden til en fastsatt pris. Forwards og futures er to forskjellige typer terminkontrakter. Forskjellen mellom de to er at for en future skjer oppgjøret daglig i både handels- og leveringsperioden. For en forward skjer det daglige oppgjøret kun i leveringsperioden. Det handles terminkontrakter med forskjellig tidshorisont. Alt fra kontrakter med 1 dag til levering til kontrakter med inntil 3 års tidshorisont. Kontrakter med kort tid til levering er stort sett futures, men kontrakter med lengre leveringstid er forwards.

Forwards handles i elektrisitetmarkedet av ulike grunner. En produsent kan selge en forward for å sikre inntektene av kraftproduksjonen, mens en større forbruker kan handle forwards for å sikre at kraften kan handles til en bestemt pris. I tillegg finnes det en rekke tradere i markedet som handler på ren spekulasjon. De tar da posisjoner avhengig av hvordan de forventer markedet vil bevege seg. Markedsprisen på en forwardkontrakt i elektrisitetmarkedet dannes med bakgrunn i hvordan markedet for en bestemt type forwardkontrakt er. Om det er stor etterspørsel etter en kontrakt på en pris, og få selgere ved den samme prisen fører det til at prisen stiger. En prisstigning kan imidlertid føre til at noen av kjøperne går over til å bli selgere, og om antall selgere øker kan prisen synke. Markedsprisen for forwardkontrakten er derfor i kontinuerlig endring.

6.3.2 "Contract for Difference" - CfD

"Contract for Difference" eller CfD er en kontrakttype som er oppstått på grunn av at områdeprisen kan være høyere eller lavere enn systemprisen. En sikring av fysisk levering med en standard terminkontrakt vil derfor ha minimumsrisiko lik differansen mellom system- og områdeprisen. En CfD er imidlertid en forwardkontrakt der markedet forsøker å predikere prisforskjellen mellom systemprisen og de ulike prisområdene. Denne kontrakten skal gjøre det mulig å få en perfekt hedge for fysisk levering i et område. En positiv pris på en CfD kontrakt innebærer at prisen i det gitte området vil ligge over systemprisen, mens en negativ pris innebærer det motsatte.

6.3.3 Opsjoner

Underliggende medium for opsjoner handlet i Elterminmarkedet er forwardkontrakter. Det handles på europeiske standardiserte opsjoner som betyr at spesifikasjon, mengde, løpetid og innløsningspris er fastsatt. På bakgrunn av disse parametrene, og hvilken volatilitet man forventer i markedet, kan premien på en opsjon beregnes. Desto høyere volatiliteten er jo større premie har en opsjon, fordi det da er større mulighet for at opsjonen kan gå til innløsning. Premien på en opsjon blir istedenfor å bli beregnet ofte gitt en markedspris. Ut i fra markedsprisen er det mulig ved hjelp av en iterativ prosess å beregne seg tilbake å finne hvilken volatilitet markedet forventer seg på underliggende til opsjonen. Denne volatiliteten blir i finansiellitteraturen ofte kalt for implisitt volatilitet. Opsjoner med en positiv verdi, for eksempel hvis innløsningsprisen er høyere/lavere enn markedsprisen til underliggende, vil bli innløst. En opsjon blir innløst den tredje torsdagen i måneden før start av levering av den underliggende forwardkontrakten. Kontraktstørrelsen på en opsjon er en 1 MW forwardkontrakt, og det kan handles opsjoner på de to nærmeste sesongene og årskontraktene. Om en opsjon blir innløst får man en åpen posisjon i den underliggende forward kontrakten.

6.3.4 OTC-markedet

OTC- eller "Over The Counter"-markedet er et marked for omsetning av finansielle og fysiske kontrakter utenfor børsen til Nord Pool. Kontraktene som inngås i dette markedet kalles for bilaterale kontrakter og det skyldes at de blir inngått mellom to avtalepartnere. I tillegg til aktørene som handler disse kontraktene er kraftmeglernes viktige i dette markedet. En kraftmegler er en aktør som samler inn bud på kjøp og salg av en kontrakt, og videre forsøker å megle fram en kontraktspris.

I OTC-markedet omsettes de samme terminkontraktene og opsjonene som på Eltermin. I tillegg er det mulig å handle mer egenutviklede kontrakter. Den eneste begrensningen er at det må være en motpart til den kontrakten som en aktør ønsker å kjøpe/selge. Volummessig handles det betydelig mer i OTC-markedet enn på børsen hos Nord Pool.

6.4 Prising av forward og futurekontrakter

Den eneste forskjellen mellom en forward- og en futurekontrakt er som forklart tidligere kun det finansielle oppgjøret, og finansiell prising av de to kontraktstypene er dermed lik. En standard forwardkontrakt er slik at man avtaler pris og overtakelsestidspunkt, T , ved kontraktsinngåelse. Betaling og overtakelse av aksjen skjer ved tidspunkt T . Forwardpriser i aksjemarkedet er funnet ut fra argumentet om at det ikke skal være noen arbitrasjemulighet mellom forwarden og underliggende. Om man tar en posisjon på forwarden eller en motsatt posisjon på underliggende og låner/sparer til risikofri rente skal gi det samme resultatet ved forfallet til forwarden. For prising av en forwardkontrakt basert på en spotpris gjelder tilsvarende argumentasjon.

Framtidig spotpris på tidspunkt T for elektrisitet er ikke mulig å vite. Det er kun mulig å ha en forventning på verdien til spotprisen. En forventet verdi for denne spotprisen

$E_t(S_T)$ kan uttrykkes på følgende måte:

$$E_t(S_T) = S_t \cdot e^{a \cdot (T-t)} \quad (6-1)$$

S_t er her spotprisen ved tidspunkt t , mens a er forventet endring til spotprisen.

Verdien ved tidspunkt t av den framtidige spotprisen S_T må neddiskonteres med risikojustert avkastning μ , og denne verdien får følgende uttrykk:

$$V_t(S_T) = E_t(S_T) \cdot e^{-\mu(T-t)} \quad (6-2)$$

En forward kontrakt representerer en risikonøytral forventning til spotprisen, og verdien av en forward ved tidspunkt t kan derfor neddiskonteres med risikofrirente.

$$V_t(S_T) = F_{t,T} \cdot e^{-r(T-t)} \quad (6-3)$$

Ligning (6-2) og (6-3) settes lik hverandre og forwardprisen kan nå uttrykkes slik:

$$F_{t,T} = E_t(S_T) \cdot e^{(r-\mu)(T-t)} \quad (6-4)$$

Markedsprisen på risiko er en faktor som er interessant ved prising av forwardkontrakter og en måte å definere den er som følger [Pilipovic, 1998]:

$$I = \frac{\mu - r}{s} \quad (6-5)$$

Settes (6-5) inn i (6-4) finnes et uttrykk for forwardprisen som inneholder markedsprisen på risiko, I :

$$F_{t,T} = E_t(S_T) \cdot e^{-s \cdot I \cdot (T-t)} \quad (6-6)$$

Uttrykket, $s \cdot I = \mu - r$, blir kalt risikopremie. Risikopremien er forskjellen mellom forventet spotpris på tidspunkt T , og forwarden med levering på samme T . I elektrisitetsmarkedet kan risikopremien være både positiv og negativ, og det har den konsekvensen at forventet spotpris kan være både høyere og lavere enn forwardprisen.

7 Spesielle egenskaper ved elektrisitet

Investeringer i prosjekter der kraftprisen er relevant, skiller seg vesentlig fra andre prosjekter. Grunnen til dette er at elektrisitet påvirkes av forholdet mellom tilbud og etterspørsel, i tillegg til at den ikke kan lagres. Dette fører til at energiprisen har spesielle egenskaper sammenlignet med andre spotpriser. I dette kapitlet skal disse særegenhetene ved elektrisitetspriser bli forklart nærmere, siden de har betydning for hvordan en vindkraftprodusent vil agere.

7.1 Lagring

Kraft eller elektrisitet er av den karakter at så fort den er produsert må den forbrukes. Teknisk sett er det mulig å lagre elektrisitet, for eksempel ved bruk av brenselceller, men økonomisk sett kan imidlertid ikke slik lagring forsvares. Konsekvensen av at elektrisitet ikke kan lagres er at det hele tiden må være en balanse mellom produksjon og forbruk. Noen energikilder er mulig å lagre før man produserer elektrisitet, slik som naturgass, kull og olje, mens andre er det bare delvis mulig å lagre slik som vann i demninger. Tilslutt er det de minst fleksible energikildene som må produsere når naturforholdene ligger til rette, og vindkraft er et godt eksempel på dette. En vindkraftprodusent vil produsere så lenge han har mulighet til det, fordi produksjon ikke innebærer noen marginal kostnad og ubrukt vind vil være en tapt inntektskilde.

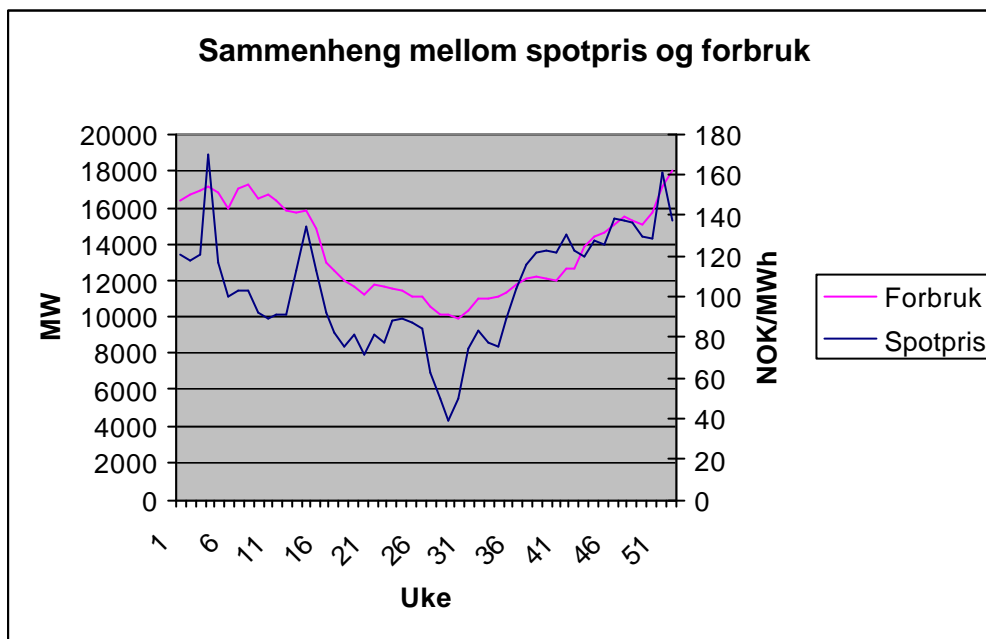
7.2 Convenience yield

Convenience yield representerer fordelene fratrukket kostnadene en holder av en råvare har ved å eie råvaren. Kostnadene er i denne formelen eksklusiv finansielle kostnader. Fordelen ved å eie en råvare kan være større eller mindre enn kostnadene, og det fører til at convenience yield kan være både positiv og negativ. Convenience yield kan hjelpe til å forstå forskjellen mellom den kortsiktige og langsiktige prisen i et energimarked. Den kortsiktige og langsiktige prisen på energi er avhengige av forskjellige fundamentale forhold. Kortsiktig fundamentale forhold som er viktig på tilbudssiden er for eksempel stormer, nedbør eller andre forhold som har betydning for den kortsiktige leveringen av energi. En vindfull dag i et system med et stort vindkraftpotensial kan føre til lave kraftpriser. På etterspørselssida kan derimot en rask stigning av sommertemperaturen eller et raskt fall i temperaturen om vinteren føre til en kortsiktig ubalanse mellom etterspørselen og tilbudet av energi. Convenience yield skal forsøke å binde sammen denne kortsiktige ubalansen ved at brukerne er villige til å betale en ekstra premie for å unngå manglende levering av energi [Pilipovic, 1998].

For langsiktig levering av energi er det forventninger til framtidige levering og kostnader på levering av energien som er relevant. Viktige faktorer er her oppdagelsen av nye energikilder og forskning på bedre utnyttelse av energien. I tillegg er det viktig med hvordan man tror etterspørselen etter energi vil bli i framtiden, og hvor stor utbyggingen av ny kraft vil bli. Økt satsing på vindkraft vil derfor være med på å bestemme forventningen til framtidig energipris. De langsiktige faktorene er stort sett mer stabile og mindre følsomme enn de kortsiktige endringene [Pilipovic, 1998].

7.3 Sesongvariasjoner

Prisen i det nordiske systemet på kraft, er på grunn av det deregulerte markedet, styrt av tilbud og etterspørsel. I det nordiske kraftsystemet er behovet for energi størst om høsten/vinteren, blant annet på grunn av at en stor andel elektrisitet blir brukt til oppvarming. Elektrisitetsprisen er dermed høyere på slutten og starten av året enn resten av året. Disse sesongvariasjonene blir ytterligere framtrædende i det nordiske markedet ved at forbruk og tilsig til vannkraft magasinene er i motfase. En oversikt over pris og forbruk kan sees i Figur 7.3-a.

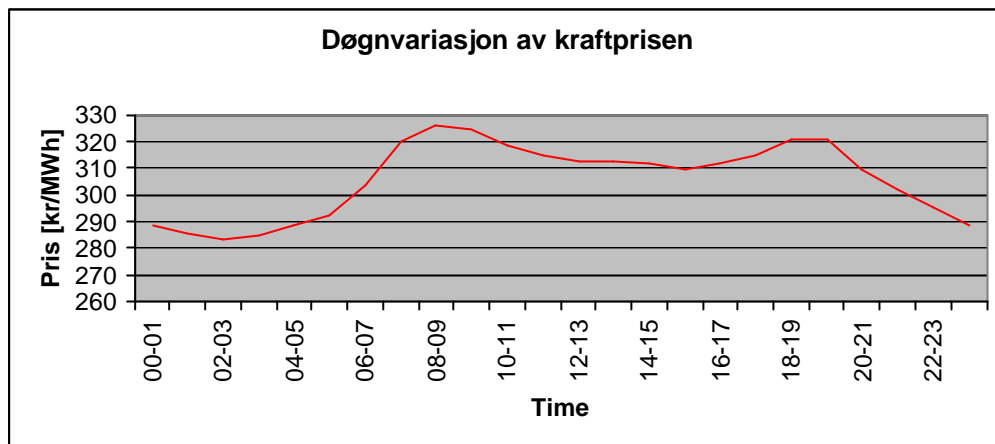


Figur 7.3-a Sammenheng mellom spotpris og forbruk

Et interessant perspektiv rundt dette er at produksjonen av vind korrelerer med sesongvariasjonene til spotprisen. Dette kan sees i vedlegg 13.3 hvor det tydelig vises at produksjonen fra et vindkraftverk er større om vinteren og høsten enn om sommeren. Konsekvensen dette har for en vindkraftprodusent er at sesongvariasjonene til prisen fører til enn høyere inntekt enn om det ikke hadde vært slike sesongvariasjoner.

7.4 Uke og dagsvariasjoner

På samme måte som prisen på elektrisk kraft varierer i løpet av året er det også prisvariasjoner i løpet av både en uke og et døgn. Disse variasjonene skyldes den sterkt varierende etterspørselen etter kraft i løpet av et døgn og en uke. Om natten er etterspørselen relativt sett lav i forhold til resten av døgnet, og dette gjenspeiler den lave nattprisen. Om dagen derimot når etterspørselen er større er prisene høyere. Dagsprisene har to naturlige topper og det er tidlig formiddag og sen ettermiddag når forbruket av kraft er størst. Ukeprisen varierer ved at hverdagene stort sett har samme pris, mens helgene som oftest prisen er en god del lavere.



Figur 7.4-a Døgnvariasjon av kraftprisen

7.5 Sprang i priser

Et sprang i energiprisen kan defineres som en stor endring av prisen i løpet av et kort tidsrom. I elektrisitetsmarkedet opptrer slik sprang forholdsvis hyppig. Det særegne er imidlertid at prisen som oftest ikke blir værende på det prisnivået som prisen sprang opp til, men går tilbake til omtrent samme nivået som før spranget. Slike sprang blir derfor ofte kalt ”spikes”, siden de går raskt opp og raskt ned. I følge Lucia og Schwartz (2002) er slike spikre mer hyppig enn det en normalfordeling med samme varians skulle tilsi. Dette argumenteres med bakgrunn i at kurtosen for en normalfordeling er 3, mens kurtosen for spotprisen i fra 1993 til 1999 ble beregnet til 3,5. Dette er så forskjellig at det er større sannsynlighet for at det inntreffer ekstremt høye og lave priser enn for en normalfordeling med samme varians. Lucia og Schwartz (2002) viser også at skjevheten er positiv, og dette medfører at høye ekstrempriser er mer sannsynlige enn lave ekstrempriser. Innføring av store mengder vindkraft i det nordiske systemet kan føre til at sannsynligheten for at de lave ekstremprisene øker. Argumentasjonen for det er at vindfulle dager med lite forbruk kan trekke prisen veldig ned. En varm sommerdag med mye vind er et godt eksempel på det.

7.6 Mean Reversion

Med ”mean reversion” menes at elektrisitetsprisene har en sterk tendens til å gå tilbake mot en likevektspris igjen. Dette behøver ikke å bety at om prisen for eksempel ligger over den likevektsprisen vil den gå tilbake mot likevektsprisen med en gang. Over et visst tidsrom vil prisen derimot tendere til å gå mot likevektsprisen. Mean reversion for energi ser ut til å være en funksjon av enten hvor raskt tilbudssida til markedet klarer å respondere på en ”hendelse” i markedet eller hvor raskt hendelsen vil forsvinne [Pilipovic, 1998]. Det er vanlig å anta at likevektsprisen er lik den langsiktig marginalkostnad.

7.7 Volatilitet

Volatiliteten eller usikkerheten til spotprisen er en viktig parameter å se på når det gjelder elektrisitetspriser. Spotprisen er underliggende for det finansielle markedet, og av den grunn vil endringer i spotprisen virke inn også på forwardprisene. I Lucia & Schwartz (2002) argumenteres det for at volatiliteten til spotprisen i det nordiske kraftmarkedet er veldig høy, om man måler det i standard volatilitetsmål. Nevnte artikkel antyder et standardavvik til daglige endringer på logaritmen til prisen på 0,099. Dette tilsvarer et årlig annualisert standardavvik på 178 %. Denne høye volatiliteten på spotprisen fører til at inntektene for en produsent av energi vil variere betydelig i fra dag til dag selv om produsert volum skulle være det samme. En produsent som selv kan velge når produksjon skal skje vil forsøke å bruke den høye volatiliteten til å produsere mest mulig når prisene er forventet høye, og minst mulig når de er forventet lave. En vindkraftprodusent har som tidligere nevnt ikke mulighet til å velge når produksjon skal skje, og det må da velges om produksjonen skal gå til spot eller om hele eller deler av forventet produksjon skal prissikres.

8 Stokastiske prosesser

I dette kapitlet vil ulike stokastiske prosesser introduseres, slik at de i senere kapitler kan benyttes til å se på prosjekt- og opsjonsverdi for en investering i en vindmøllepark.

En stokastisk prosess varierer med tiden og er derfor ikke fullstendig forutsigbar. En slik prosess inneholder minst ett ledd som i større eller mindre grad er tilfeldig. Det er vanlig å dele stokastiske prosesser inn etter hvor mange stokastiske variable modellen inneholder. En enfaktormodell har eksempelvis kun en stokastisk variabel, mens en trefaktormodell har tre slike variable. Stokastiske prosesser kan være både diskret og kontinuerlig i tid.

8.1 Markovprosesser

En Markovprosess er en stokastisk prosess der fremtidig forventet verdi kun avhenger av verdien i det øyeblikket en ser på modellen. Dette innebærer at prosessen ikke avhenger av tidligere utvikling og at en kun trenger dagens verdi for å predikere fremtidig utvikling.

8.1.1 Wienerprosessen

Wienerprosessen er en Markov prosess. Den kalles også en Brownsk bevegelse, og er kontinuerlig i tid. Videre har prosessen uavhengige endringer. Det vil si at sannsynlighetsfordelingen for endringer i prosessen over et tilfeldig tidsintervall er uavhengig av ethvert annet tidsintervall. Prosessens endring over et gitt tidsintervall er normalfordelt med en varians som øker lineært med tidsintervallet.

Wienerprosessen er en enkel modell, og det er få "real-life" variabler som på en realistisk måte lar seg modellere med en slik prosess. Fordelen med prosessen er at den forholdsvis enkelt kan brukes som byggeklosser for å modellere et bredt spekter av variabler som varierer over tid.

For at en variabel skal følge en Wienerprosess må følgende to betingelser være oppfylt:

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

8.1.2 Brownsk bevegelse med drift

Den enkleste formen til Wienerprosessen har ingen forventet drift. Det vil si at forventningsverdien ved et gitt tidspunkt er lik startverdien. Dersom Wienerprosessen utvides med drift får vi en aritmetisk Brownsk bevegelse (ABM). Denne prosessen tar formen:

$$dx = \mathbf{a} \cdot dt + \mathbf{s} \cdot dz \quad (8-1)$$

Her er dz lik som for den enkleste formen til Wienerprosessen. Driftparameteren er gitt av a , og s er prosessens variansparameter. Gitt et tidsintervall Δt , er endringene i x normalfordelt med en forventningsverdi $e(\Delta x) = a \cdot \Delta t$ og varians $n(\Delta x) = s^2 \cdot \Delta t$.

Prisen etter hvert som tiden går vil i denne bevegelsen øke med en absolutt verdi. Desto høyere verdien på denne driften er desto tidligere vil en realopsjon innløses og vise versa. Riktig verdi på driften a er derfor viktig, for at realopsjonsanalysen skal kunne gi en riktig beslutning.

8.2 Generalisert Brownsk bevegelse

Som tidligere nevnt er Wienerprosessen enkel, men den kan utvides til langt mer komplekse stokastiske variabler. En generalisering av den Brownske bevegelsen kan uttrykkes på formen:

$$dx = a(x,t) \cdot dt + b(x,t) \cdot dz \quad (8-2)$$

Generaliseringen innebærer at driften $a(x,t)$ og volatiliteten $b(x,t)$ er gitt som funksjoner som avhenger av dagens tilstand og tid.

8.2.1 Geometrisk Brownsk bevegelse (GBM)

En av de mest kjente enfaktormodellene er geometrisk Brownsk bevegelse. Her er driften og volatiliteten uavhengig av tiden, og ligning (8-2) tar formen:

$$dx = a \cdot x \cdot dt + s \cdot x \cdot dz \quad (8-3)$$

Her er den prosentvise endringen i x , $\Delta x / x$, normalfordelt, mens den absolutte endringen i x , Δx , er lognormalfordelt. Dette innebærer at en får en konstant relativ drift i stedet for en konstant drift som i den aritmetisk Brownske bevegelsen.

Dersom en antar at startverdien til x er gitt av x_0 , kan forventningsverdien og variansen til $x(t)$ uttrykkes ved henholdsvis:

$$e[x(t)] = x_0 e^{a \cdot t} \quad \text{og} \quad n[x(t)] = x_0^2 e^{2a \cdot t} (e^{s^2 t} - 1) \quad (8-4)$$

Parameteren a og utgangsverdien x_0 har stor betydning for denne prisutviklingen. Dette skyldes at endringen fra et tidspunkt til et annet er relativ. En høy a vil føre til at prisen økes hurtig, mens en lavere verdi på a vil føre til en lavere stigning på prisen. Hvor mye prisen beveger seg fra utgangsverdien x_0 , øker desto høyere denne verdien er. Prosjekt- og opsjonsverdien er derfor veldig avhengig av verdiene på x_0 og a .

8.2.2 Mean-Reverting prosesser

En Brownsk bevegelse vil etter hvert som tiden går bevege seg stadig lengre unna starttilstanden. For en del råvarer gir dette en forholdsvis urealistisk prisutvikling. Prisen på råvarer har en sterk tendens til å være relatert til langsiktig marginalkostnad. Det kan derfor argumenteres for at prisutviklingen til slike råvarer bør følge en "mean-reverting" prosess. Den enkleste "mean-reverting" prosessen, bedre kjent som Ornstein Uhlenbeck prosessen, er gitt som:

$$dx = h \cdot (\bar{x} - x) \cdot dt + s \cdot dz \quad (8-5)$$

h uttrykker hvor raskt prosessen reverseres, mens \bar{x} er det nivået som x tenderer til å returnere mot. \bar{x} er her den langsiktige marginalkostnaden, om det er prisutviklingen til en råvare man ser på. Ligning (8-5) viser at forventet endring er avhengig av differansen mellom x og \bar{x} . Om x er lavere enn \bar{x} vil det være mer sannsynlig at den faller i det neste tidsintervallet dt . Motsatt gjelder om x er høyere enn \bar{x} . Forventet framtidig verdi for en future med utgangsverdi x_0 , som følger "mean-reverting" prosessen i (8-5) er:

$$e[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x}) \cdot e^{-ht} \quad (8-6)$$

En "mean reverting" prosess som ikke har en forventet økning av \bar{x} vil det ikke være nødvendig å utføre en realopsjonsanalyse på. Dette skyldes at forventet verdi i fremtiden vil være lik \bar{x} , og det er kun nødvendig å utføre en standard nåverdianalyse. Utbygging ville kun skjedd om nåverdien var positiv, fordi det ikke har noen verdi i å vente.

8.3 Tofaktormodell

Geometrisk Brownsk bevegelse er en enkel tilnærming til hvordan elektrisitetsprisen kommer til å utvikle seg. Modellen tar lite hensyn til de karakteristiske egenskapene ved elektrisitetspriser. Lucia og Schwartz (2002) har utviklet en tofaktormodell basert på spotprisen som skal forsøke å beskrive utviklingen av prisen på en bedre måte. Denne modellen har et kortsiktig "mean-reverting" ledd og et langsiktig ledd hvor prisen går mot et likevektsnivå. I tillegg inneholder den et deterministisk ledd som tar for seg sesongvariasjoner. I kort form kan modellen skrives slik:

$$P_t = f(t) + X_T + e_T \quad (8-7)$$

Faktorene i modellen risikostjustert er gitt på følgende måte:

$$dX_T = k(a^* - X_T)dT + s_X dZ_X^* \quad (8-8)$$

$$de_T = m_e^* dT + s_e dZ_e^* \quad (8-9)$$

$$dZ_X^* dZ_e^* = r dT \quad (8-10)$$

I den opprinnelige modellen er sesongvariasjonene, $f(t)$, basert på svingningene fra dag til dag, mens det i denne oppgaven kun er sett på variasjonen fra en uke til en annen. Dette medfører følgende uttrykk for sesongvariasjonene:

$$f(t) = a + g \cos((t + t) \frac{2p}{52}) \quad (8-11)$$

Ut i fra tofaktormodellen finner Lucia og Schwartz (2002) at den framtidige forwardprisen kan skrives som:

$$F_0(P_0, T, t) = E_0^*(P_t) = f(t) + e^{-kT} \cdot X_0 + e_0 + (1 - e^{-kT}) a^* + m_e^* \cdot T \quad (8-12)$$

der:

- t - Uke en skal finne forventet pris for.
- T - Uker frem til den uken en skal finne forventet pris for.

X_0 og e_0 er her kortsiktige og langsiktige endringer som er beregnet for en bestemt uke. De er konstanter i formelen, men vil ha forskjellig verdi avhengig av hvilken dag man tar utgangspunkt i. Utregningen av X_0 og e_0 vil bli nærmere forklart i kapittel 9.2.1.

Utbygging av vindmøller er et langsiktig prosjekt, og det er derfor rimelig å tro at det er de langsiktige endringene som er betydningsfulle for et slikt prosjekt. Prisutviklingen i modellen til Lucia og Schwartz er veldig avhengig av verdiene på parameterne. Spesielt viktig er verdien på m_e^* ettersom dette er den verdien som beskriver den langsiktige prisutvikling. Parameteren k i denne modellen må være positiv, for at den skal gi en fornuftig beslutning i en realopsjonsanalyse. Grunnen til det er at om k er negativ vil leddene med $e^{-k \cdot T}$ gå mot uendelig ettersom tiden går, og de kortsiktige endringene vil få større og større verdi.

9 Realopsjonsanalyse

En antar her at firmaet har en monopolistisk rett til å bygge en vindmøllepark. Videre antas det at vindmølleparken ikke har noen marginale produksjonskostnader. Usikkerheten rundt lønnsomheten til prosjektet knytter seg derfor til energiprisens utvikling, de lokale vindforholdene og de ulike støtteordningene. Det fokuseres her på hvordan energiprisen kan utvikle seg, og til dette benyttes de ulike prisprosessene som er forklart i kapittel 8. Disse modellene gir grunnlag for å beregne prosjektets verdi, og den tilhørende opsjonsverdien.

9.1 Enfaktormodell (GBM)

I første omgang antas det at energiprisen følger den geometriske Brownske bevegelse som vist i kapittel 8.2.1:

$$dP = a \cdot P \cdot dt + s \cdot P \cdot dz \quad (9-1)$$

9.1.1 Verdien av prosjektet

Forventet verdi av prosjektet eksklusiv investeringskostnader blir da den neddiskonterte verdien av inntekter – driftskostnader + produksjonsstøtte. Følgende uttrykk for de ulike verdiene kan settes opp:

$$\text{Inntekter:} \quad I(P) = P \cdot \text{Korr} \cdot \text{prod} \cdot \sum_{t=\text{Byggetid}}^{\text{Byggetid}+\text{Levetid}} \frac{(1 + (r_f - c))^t}{(1 + r_f)^t} \quad (9-2)$$

Der:

- P - Dagens skyggepris¹ [NOK/MWh].
- Korr - Korrigering på grunn av større produksjon om vinteren når prisene stort sett er høyere.
- prod - Midlere ukeproduksjon [MWh].
- (r_f-c) - Risikojustert kontinuerlig ukentlig drift til energiprisene.
- r_f - Kontinuerlig ukentlig risikofrirente.
- Levetid - Vindmølleparkens økonomiske levetid [uker].
- Byggetid - Tid fra kontrakten med vindmølleleverandør undertegnes til parken er i normal drift [uker].

¹ Skyggepris vil si hvilken pris modellen for den framtidige prisutviklingen tilsvarer i dag, altså for $t = 0$. Dagens skyggepris er ikke mulig å observere direkte, men kan beregnes ut fra prisen på forwardkontrakter.

$$\text{Driftskostnader: } D = \text{Drift} \cdot \text{prod} \cdot \sum_{t=\text{Byggetid}}^{\text{Byggetid}+\text{Levetid}} \frac{(1 + \text{infl})^t}{(1 + r_f)^t} \quad (9-3)$$

Der:

- Drift - Oppgis i [NOK/MWh], men er ikke en marginalkostnad.
- infl - Kontinuerlig ukentlig inflasjonsrente.

$$\text{Produksjonsstøtte: } S = \text{Støtte} \cdot \text{prod} \cdot \sum_{t=\text{Byggetid}}^{\text{Byggetid}+\text{Levetid}} \frac{(1 + \text{infl})^t}{(1 + r_f)^t} \quad (9-4)$$

Der:

- Støtte - Oppgis i [NOK/MWh]. (Subsidier eller grønne sertifikater.)

$$\text{Verdien på prosjektet kan nå settes til: } V(P) = I(P) - D + S \quad (9-5)$$

9.1.2 Verdien på opsjonen til å investere

Videre finnes verdien på opsjonen til å investere som en funksjon av fremtidig energipris, $F(P)$. Dette gjøres ved å konstruere en tenkt risikofri portefølje og deretter sette denne porteføljens avkastning lik risikofri rente.

Anta først at en konstruerer en portefølje ved tid t bestående av én enhet av opsjonen, og shorter n enheter av forwarden på fremtidig produsert energi. Porteføljen har da verdien $F(P) - nP$. Holder en porteføljen over et kort tidsintervall dt , vil en få følgende avkastning dersom en benytter Ito's Lemma til å uttrykke $d[F(P)]$ som en funksjon av prisprosessen:

$$d[F(P)] - ndP = \{a(P)P[F'(P) - n] + \frac{1}{2}s(P)^2 P^2 F''(P)\}dt + P[F'(P) - n]s(P)dz \quad (9-6)$$

Siden det ikke er ønskelig å ha med det stokastiske leddet velger en å sette $n = F'(P)$, slik at det stokastiske leddet faller bort.

De enhetene en har shortet krever en betaling tilsvarende $c \cdot n \cdot P$. Dette medfører at samlet avkastning på porteføljen nå kan skrives som:

$$\left[\frac{1}{2}s^2 \cdot P^2 \cdot F''(P) - c \cdot F'(P) \cdot P \right] dt \quad (9-7)$$

Dersom denne avkastningen settes lik den risikofri avkastningen $r [F(P) - n \cdot P] dt$ kommer en frem til følgende differensialligning:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 P^2 \cdot F''(P) + (r_f - c)P \cdot F'(P) - r_f \cdot F(P) = 0 \quad (9-8)$$

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

$$F(P) = A_1 \cdot P^{b_1} + A_2 \cdot P^{b_2} \quad (9-9)$$

Dersom vi prøver å løse differensialligningen over ved å substituere inn $F(P) = A \cdot P^b$ får en følgende kvadratiske ligning:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 b(b-1) + (r_f - c)b - r_f = 0 \quad (9-10)$$

De to røttene i denne ligningen kan skrives som:

$$b_2 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - c)}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{(r_f - c)}{\sigma^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2r_f}{\sigma^2}} > 1 \quad (9-11)$$

$$b_1 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - c)}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{(r_f - c)}{\sigma^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2r_f}{\sigma^2}} < 0 \quad (9-12)$$

For å kunne bestemme de ukjente parametrene, kan en benytte følgende grensebetingelser:

1. P^* er den verdien P må ha for at det skal være optimalt å investere i prosjektet. Dersom P er svært liten er det lite sannsynlig at verdien av P kommer til å overstige P^* i overskuelig fremtid. Opsjonen har da ingen verdi. For å sikre at $F(P)$ går mot null når P går mot null, må $A_2 = 0$ siden $b_2 < 0$
2. "Value-matching": Når det er optimalt å innløse opsjonen betales investeringskostnaden for å realisere et prosjekt. Til gjengjeld skal prosjektet generere en inntekt i en del år framover. En har altså at opsjonsverdien når $P=P^*$

skal være lik verdien på prosjektet. Dette gir følgende grensebetingelse:

$$F(P^*) = V(P^*) - \text{Investering}$$

3. "Smooth-pasting": Når $P = P^*$ skal "adjusted present value", $APV = V(P) - I - F(P)$, ha en maksimal verdi. For å finne dette toppunktet finnes

$$\frac{d(APV(P^*))}{dP} = V'(P) - F'(P) = 0. \text{ Siden } V(P) - I \text{ er kontinuerlig stigende og } F(P) \text{ er eksponentielt stigende, vet en at APV har et toppunkt når } F'(P^*) = V'(P^*).$$

Fra punktene over kan en sette opp følgende to ligninger:

$$AP^{*b_1} = I(P^*) + S - D - \text{Investering} = aP^* + b - \text{Investering} \quad (9-13)$$

$$b_1 AP^{*(b_1-1)} = I'(P) = a \quad (9-14)$$

Ligning (9-13) og (9-14) kan løses med tanke på P^* og A :

$$P^* = \frac{\text{Investering} - \text{Støtte} + \text{Drift}}{\text{Korr} \cdot \text{prod} \cdot \sum_{t=\text{Byggetid}}^{\text{Byggetid} + \text{levetid}} \frac{(1 + (r_f - c))^t}{(1 + r_f)^t} \cdot (1 - \frac{1}{b_1})} = \frac{\text{Investering} - b}{a(1 - \frac{1}{b_1})} \quad (9-15)$$

$$A = \frac{a}{b_1 \left[\frac{\text{Investering} - b}{a(1 - \frac{1}{b_1})} \right]^{(b_1-1)}} \quad (9-16)$$

9.2 Tofaktormodell

Det tas her utgangspunkt i tofaktormodellen til Lucia og Schwartz (2002) som er beskrevet i kapittel 8.3.

9.2.1 Parameterestimering i tofaktormodellen

Tofaktormodellen til Lucia og Schwartz (2002) inneholder en rekke parametere som må beregnes før modellen kan implementeres. For å finne disse parameterne tar Lucia og Schwartz utgangspunkt i en metode som står beskrevet i Cortazar og Schwartz (2003). Samme metodikken vil bli benyttet her. I denne rapporten tas det utgangspunkt i de tilgjengelige markedsprisene i kraftmarkedet fra 1996-2002, og det er valgt å se på første handledag i hver uke.

Metoden går ut på at man i første omgang velger noen startverdier for parametrene a^* , σ , μ_e^* , a , σ og t . Det settes også noen startverdier for tilstandsvariablene X_0 og e_0 for hver uke. Ut fra disse startverdiene beregnes forwardprisene for de kontraktene det er markedspriser tilgjengelige for ut i fra ligning (8-12). Videre finnes summen av det kvadrerte avviket mellom de beregnede forwardprisene og tilhørende markedspriser for hver uke. Alle disse avvikene summeres, slik at et totalt kvadrert avvik finnes. For å finne optimale verdier til parametrene, benyttes det en makro i Excel. Denne makroen benytter den innebygde "Problemløser"-funksjonen i Excel. Først minimeres det kvadrerte avviket for hver uke ved å endre på parametrene X_0 og e_0 . Når dette er gjort minimeres det totale kvadrerte avviket med tanke på a^* , σ , μ_e^* , a , σ og t . Videre ble de beregnede verdiene benyttet som nye startverdier, og beregningene ble foretatt på ny. Denne loopen ble kjørt inntil endringen av det totale kvadrerte avviket var mindre enn 0,1. En delvis oversikt over hvordan metoden i praksis er satt opp finnes i tabell 9.2-b.

Resultatene til Lucia og Schwartz (2001) ble satt som utgangspunkt:

a^*	σ	μ_e^*	σ	G	σ
-53,74	0,0077	-0,029	151,08	30,27	3,96

Tabell 9.2-a Startverdier på parametrene

Som utgangspunkt ble verdiene til X_0 og e_0 satt lik 1 for alle ukene.

Uke	År	Spot	Ukekontrakt	...	X_0	e_0	Beregnet Spot	Beregnet ukekontrakt	...	Kvadrert ukeavvik
1	96									
2	96									
...
...
...
51	02									
52	02									
Sum totalt kvadrert avvik:										

Tabell 9.2-b Skissert metode for parameterestimering

Etter 80 iterasjoner kom makroen frem til følgende parametre:

a^*	σ	μ_e^*	σ	G	σ
-73,48	0,0281	0,0737	151,9966	27,22964	-0,94715

Tabell 9.2-c Tofaktormodellens beregnede parameterverdier

Som en kan se ut fra tabell 9.2-a og 9.2-c er parameterverdiene beregnet av Lucia og Schwartz (2002) noe forskjellig fra verdiene som er beregnet i dette prosjektet. Hovedgrunnen til dette er at førstnevnte baserer sine beregninger på daglige data i perioden 1. januar 1993 til 14. desember 1998, mens denne oppgaven baserer

beregningene ut fra ukepriser hentet fra uke 1 i 1996 til uke 52 i 2002. Modellen til Lucia og Schwartz har dessuten ett ekstra ledd i sesongvariasjonsleddet for å ta med at prisene i helger og helligdager er noe ulik prisene i hverdagene.

Den vesentligste forskjellen mellom de to beregningene er at Lucia og Schwartz finner den langsiktige driften, μ_e^* , til å være negativ. Dette ville ført til at opsjonsverdien ville vært lavere enn prosjektverdien, og en ville derfor investert nå eller aldri. Grunnen til den negative driften er at vinter 1993-1994 og store deler av 1996 var preget av høye priser mens det i 1997 og 1998 var lavere priser i det nordiske energimarkedet. I denne oppgaven er driften beregningene til å være positiv. Dette skyldes at prisene har vært stigende fra utgangen av 1996 og frem til slutten av 2002.

Parametrene som benyttes i sesongvariasjonsleddet, a , θ og t , er forholdsvis like. Den største forskjellen her er at Lucia og Schwartz finner at energiprisene er forventet å være høyest i uke 4 og ikke i uke 51 som beregnet i denne oppgaven. Dette har liten innvirkning både på opsjons- og prosjektverdien. Verdiene til a^* og θ er også noe ulike. Spesielt kan det nevnes at den middelreturnerende parameteren, θ , her er beregnet til å være en del større enn det Lucia og Schwartz fant. Siden denne parameteren forteller hvor fort de kortsiktige endringene returnerer mot $a^* - X_0$, antas det at disse endringene har lite å si i et langsiktig perspektiv.

9.2.2 Verdien av prosjektet

Som tidligere er verdien av et prosjekt i gang den neddiskonterte verdien av inntekter – driftskostnader + produksjonsstøtte. Driftskostnadene og produksjonsstøtten er lik de uttrykkene funnet i kapittel 9.1.1. Inntektene er imidlertid nå gitt av dette uttrykket:

$$I = prod \cdot \sum_{T=Byggetid}^{Byggetid+Levetid} Vindprod(t) \cdot \frac{L(X_0, e_0, T, t)}{(1+r_f)^T} \quad (9-17)$$

Der:

- Prod - Midlere årsproduksjon [MWh].
- Vindprod(t) - Funksjon som tar for seg vindproduksjonsprofilen i % over året. Parameteren, t, gir uken i året som betraktes.
- $L(X_0, e_0, T, t)$ - Fremtidig forwardprisutvikling.

9.2.3 Verdi av opsjonen til å investere

På samme måte som for den GBM-bevegelsen vil det her også konstrueres en dynamisk risikofri portefølje. Denne porteføljen vil ved tidspunkt t bestå av én enhet av opsjonen, m enheter av det kortsiktige leddet og n enheter av det langsiktige leddet som er "shortet". Rent praktisk vil det ikke være mulig å shorte det kortsiktige og det langsiktige leddet, men det antas det er mulig å finne "assets" som perfekt korrelerer med de kortsiktige og de langsiktige endringene. Slike "assets" vil det naturligvis være mulig å shorte. Verdien av porteføljen vil bli: $F(P) - mX_t - ne_t$. Avkastning fra porteføljen over et lite tidsintervall dt ved bruk av Ito's Lemma blir da:

$$d[F(P)] - mdX_t - nde_t = \left(\frac{1}{2}F_{xx}\mathbf{s}_x + \frac{1}{2}F_{ee}\mathbf{s}_e + F_{xe}\mathbf{s}_x\mathbf{s}_e\mathbf{r}\right)dt + (F_x - m)dX_t + (F_e - n)de_t \quad (9-18)$$

For å bli kvitt de stokastiske leddene i dette uttrykket settes $m = F_x$ og $n = F_e$. Som tidligere fører de "shortede" enhetene til en utbetaling, og i dette tilfellet blir den lik $r_x m X_t + r_e n e_t$ eller $r_x F_x X_t + r_e F_e e_t$. Parametrene r_x og r_e gir avkastningen på henholdsvis X_t og e_t . Totalavkastning på porteføljen kan nå skrives slik:

$$\left(\frac{1}{2}F_{xx}\mathbf{s}_x + \frac{1}{2}F_{ee}\mathbf{s}_e + F_{xe}\mathbf{s}_x\mathbf{s}_e\mathbf{r} - r_x F_x X_t + r_e F_e e_t\right)dt \quad (9-19)$$

Settes dette uttrykket lik den risikofri avkastningen $r_f [F - F_x X_t - F_e e_t]$ over et lite tidsrom dt blir differensialligningen for opsjonsverdien på følgende form:

$$\frac{1}{2}F_{xx}\mathbf{s}_x + \frac{1}{2}F_{ee}\mathbf{s}_e + F_{xe}\mathbf{s}_x\mathbf{s}_e\mathbf{r} + (r_f - r_x)X_t F_x + (r_f - r_e)e_t F_e - r_f F = 0 \quad (9-20)$$

Endelig differensialligning som må løses for å finne opsjonsverdien til tofaktormodellen ser derfor slik ut:

$$\frac{1}{2}F_{xx}\mathbf{s}_x + \frac{1}{2}F_{ee}\mathbf{s}_e + F_{xe}\mathbf{s}_x\mathbf{s}_e\mathbf{r} + \mathbf{k}(\mathbf{a}^* - X_t)F_x + \mathbf{m}^*F_e - r_f F = 0 \quad (9-21)$$

9.2.3.1 Løsning av differensialligning for tofaktormodellen

Differensialligningen som ble funnet for opsjonsverdien for tofaktormodellen er en utfordring å løse. Istedenfor å løse denne analytisk ble det sett på hvordan denne kunne løses på en numerisk måte. En aktuell numerisk metode er den eksplisitte differansemetoden. I denne metoden tar man utgangspunkt i et grid eller et rutenettverk. Ved hjelp av dette rutenettverket kan man tilnærme de forskjellige deriverte ved hjelp av differanser mellom det aktuelle punktet og nabopunktene. For hvert punkt i rutenettverket blir dette gjort, og man sitter tilslutt igjen med et stort lineært ligningssett som må løses. En nødvendighet for at ligningssettet skal kunne løses er at det er noen kjente verdier i gridet, og for at differensialligningen skal kunne løses må alle kantene på nettverket være kjente. Kantene på nettverket kalles for randbetingelser. X og e varierer i fra sine minimale til maksimale verdier, slik at de randbetingelsene som må finnes for differensialligningen for tofaktormodellen er $F(X_{\min}, e)$, $F(X_{\max}, e)$, $F(X, e_{\min})$ og $F(X, e_{\max})$. En må vite hvor mye opsjonen er verdt langs alle disse fire kantene. X og e er langsiktige og kortsiktige endringer i energiprisene, og det er derfor vanskelig å finne de randbetingelsene som er nødvendig for å kunne løse differensialligningen numerisk. I

stedet for å bruke mye tid på å løse denne differensialligningen er det videre i denne oppgaven sett på muligheten til å tilnærme tofaktormodellen til en enklere enfaktormodell.

9.3 Enfaktormodell (ABM)

Tofaktormodellen baserer seg på både kortsiktige og langsiktige endringer. Ut fra dette er det nærliggende å anta at når en ser på prisen noen år frem i tid vil prisen kun være avhengig av de langsiktige endringene. De langsiktige endringene i tofaktormodellen følger en aritmetisk Brownsk bevegelse. Forventningsverdien til prisutviklingen etter en slik bevegelse kan uttrykkes på formen $P = ax + b$. For å finne stigningstallet, a , i dette uttrykket sees det på hvilken drift prisutviklingen til tofaktormodellen har når $t \rightarrow \infty$. Matematisk kan dette uttrykkes slik:

$$\frac{\partial F}{\partial T} = [\mathbf{m}_e^* e^{kT} - \mathbf{k}(X_0 - \mathbf{a}^*)] \cdot e^{-kT} \quad \Rightarrow \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{\partial F}{\partial T} = \mathbf{m}_e^* \quad (9-22)$$

Når $T > 2$ år, blir e^{-kT} svært liten ($\approx 0,028$), og forwardprisen gitt av tofaktormodellen kan uttrykkes på følgende måte:

$$F(\mathbf{e}_0, T, t) = \mathbf{a} + \mathbf{g} \cdot \cos((t + T) \cdot \frac{2p}{52}) + \mathbf{e}_0 + \mathbf{a}^* + \mathbf{m}_e^* \cdot T \quad (9-23)$$

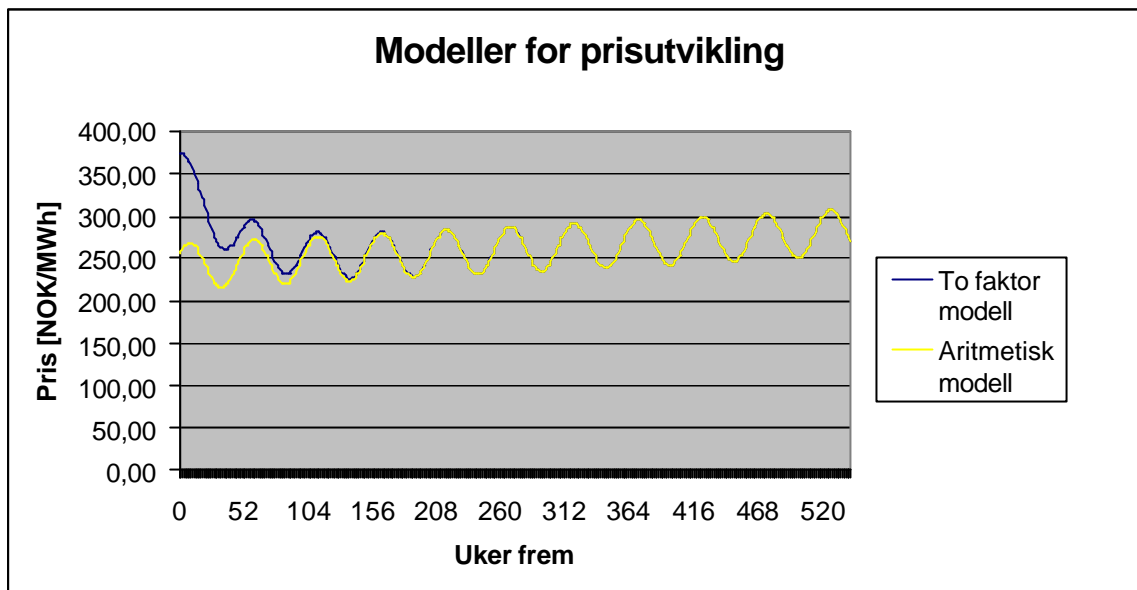
Her er \mathbf{a} , \mathbf{e}_0 , og \mathbf{a}^* konstanter, og forwardprisen er nå på formen:

$$F(\mathbf{e}_0, T) = konst. + \mathbf{g} \cdot \cos((t + T) \cdot \frac{2p}{52}) + \mathbf{m}_e^* \cdot T \quad (9-24)$$

Dette er nøyaktig lik form som en prisutvikling kun basert på de langsiktige endringer. Driften, eller stigningstallet, er i tillegg likt og en enfaktormodell basert på tofaktormodellen blir slik:

$$P(t) = \mathbf{a} + \mathbf{g} \cdot \cos((t + T) \cdot \frac{2p}{52}) + \mathbf{e}_0 + \mathbf{a}^* + \mathbf{m}_e^* \cdot T \quad (9-25)$$

I dette uttrykket kan $\mathbf{a} + \mathbf{g} \cdot \cos((t + T) \cdot \frac{2p}{52}) + \mathbf{e}_0 + \mathbf{a}^*$ sees på som skyggeprisen til prisutviklingen. En figur over hvordan prisen utvikler seg i den opprinnelige modellen, og den forenklete enfaktormodellen kan sees i figur 9.2.3-a:



Figur 9.3-a Prisutvikling

9.3.1 Prosjektverdi

Inntektene til prosjektet er nå gitt slik:

$$I(P) = \text{Prod} \cdot \sum_{t=\text{Byggetid}}^{\text{Byggetid}+\text{Levetid}} \text{Vindprod}(t) \cdot \frac{P(t)}{(1+r_f)^t} \quad (9-26)$$

Driftskostnader og produksjonstøtte er som tidligere gitt av ligning (9-3) og (9-4).

9.3.2 Opsjonsverdi

For å finne verdien av opsjonen tas det utgangspunkt i den aritmetisk Brownske bevegelsen til de langsiktige endringene.

$$de_t = \mathbf{m}_e dt + \mathbf{s}_e dZ_e \quad (9-27)$$

På samme måte som beskrevet i kapittel 4.6 kan differensialligningen for opsjonsverdien finnes. Dette fører til at differensialligningen for den aritmetisk Brownske bevegelsen blir:

$$\frac{1}{2} \mathbf{s}_e^2 \cdot F''(\mathbf{e}) + \mathbf{m}_e^* \cdot F'(\mathbf{e}) - r_f \cdot F(\mathbf{e}) = 0 \quad (9-28)$$

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

$$F(\mathbf{e}) = K_1 \cdot e^{a_1 \cdot \mathbf{e}} + K_2 \cdot e^{a_2 \cdot \mathbf{e}} \quad (9-29)$$

a_1 og a_2 finnes ved å løse den homogene 2.gradsligningen:

$$\frac{1}{2} \mathbf{s}_e^2 \cdot a^2 + \mathbf{m}_e^* \cdot a - r = 0 \quad \text{som gir følgende løsninger for } a_1 \text{ og } a_2:$$

$$a_1 = -\mathbf{m}_e^* + \sqrt{\frac{(\mathbf{m}_e^*)^2 - 2 \cdot \mathbf{s}_e^2 \cdot r_f}{\mathbf{s}_e^2}}$$

$$a_2 = -\mathbf{m}_e^* - \sqrt{\frac{(\mathbf{m}_e^*)^2 - 2 \cdot \mathbf{s}_e^2 \cdot r_f}{\mathbf{s}_e^2}}$$

For å finne en løsning for de ukjente parametrene brukes følgende grensebetingelser:

1. \mathbf{e}_0^* er den verdien \mathbf{e}_0 må ha for at det skal være optimalt å investere i prosjektet. Dersom \mathbf{e}_0 går mot minus uendelig vil opsjonen til å investere være lik null. Når $\mathbf{e}_0 = -8$ vil uttrykket som inneholder a_1 gå mot null, mens uttrykket med a_2 vil gå mot uendelig. For å sikre at $F(-8) = 0$ 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 en inntekt i en del år framover. En har altså at opsjonsverdien når $\mathbf{e}_0 = \mathbf{e}_0^*$ skal være lik verdien på prosjektet. Dette gir følgende grensebetingelse:
 $F(\mathbf{e}_0^*) = V(\mathbf{e}_0^*) - \text{Investering}$
3. "Smooth-pasting": Når $\mathbf{e}_0 = \mathbf{e}_0^*$ vet en at grafene til $F(\mathbf{e}_0)$ og $V(\mathbf{e}_0) - \text{Investering}$ skal møtes tangentielt. [Se kapittel 9.1.1] En vet da at : $F'(\mathbf{e}_0^*) = V'(\mathbf{e}_0^*)$

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

$$K_1 e^{a_1 \mathbf{e}_0^*} = I(\mathbf{e}_0^*) + S - D - \text{Investering} = d \cdot \mathbf{e}_0^* + c - \text{Investering} \quad (9-30)$$

$$K_1 \cdot a_1 \cdot e^{a_1 \mathbf{e}_0^*} = I'(\mathbf{e}_0^*) = d \quad (9-31)$$

Disse ligningene kan løses med tanke på \mathbf{e}_0^* og K_1 :

$$\mathbf{e}_0^* = \frac{1}{a_1} - \frac{c - \textit{Investering}}{d} \quad (9-32)$$

$$K_1 = \frac{d}{a_1 \cdot e^{a_1 \cdot \mathbf{e}}} \quad (9-33)$$

10 Beregninger

Modellene som er beskrevet i de overforstående kapitlene vil her testes ut på et eksemplifisert tilfelle. Ut fra de antagelser og kostnader som bestemmes i kapittel 10.1, vil optimale utbyggingskriterier beregnes.

10.1 Forutsetninger

I dette kapitlet er det gjort beregninger i forbindelse med en utbygging av en 100 MW vindmøllepark. En slik storskala utbygging av vindkraft medfører at det installeres mellom 20 og 65 vindmøller avhengig av valgte generatorstørrelser. Geografisk plassering er ikke bestemt, men det antas at brukstiden er 3000 timer i året. Til sammenligning kan det nevnes at Statkraft's vindpark på Smøla, når den er ferdig ved årsskiftet 2004/2005, vil ha en samlet effekt på 150 MW, og en forventet årlig produksjon på 450 GWh

Dagens støtteordninger som tildeles av Enova er allerede tildelt frem til og med 2004. I og med at grønne sertifikater planlegges å tre i kraft i 2005, er det nærliggende å tro at de statlige støtteordningene til vindkraft i sin helhet vil forsvinne. Videre beregninger baseres derfor på at grønne sertifikater innføres, og at de har en minstepris på 100 NOK/MWh. Dette kan medføre at prosjekter som ikke er lønnsomme ut fra dagens støtteordning blir beregnet til å være lønnsomme. Dersom videre beregninger viser at det er optimalt å bygge ut i dag eller i nærmeste fremtid, vil denne minsteprisen drøftes ytterligere.

Som tidligere forklart vil årlig produksjon fra vindmøller variere med ca. $\pm 20\%$. I Norge i dag er det stort sett store aktører som vurderer utbygging. En slik usikkerhet i produksjonsporteføljen antas derfor ikke å være et problem. I beregningene som følger er det antatt at årlig produksjon fra mølleparken er lik den gjennomsnittlige årsproduksjonen.

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. Disse betraktningene utelates i dette prosjektet da slike beregninger vil kreve en betydelig ressursinnsats, og derfor ville gått på bekostning av prosjektets opprinnelige mål

På grunn av oppgavens belastning er det ikke sett på skatt av inntekter eller skattefordeler på grunn av avskrivninger av parken. Modellen skal likevel relativt enkelt kunne utbedres til å ta hensyn til dette.

Alle beregninger er gjennomført for priser i energimarkedet mandag den 3. november 2003, som var første handledag i uke 45.

Etter som kompenseringstrategien i stor grad avhenger av lokale forhold er det ikke sett nærmere på dette i denne oppgaven. Det antas at disse kostnadene grovt sett er inkludert i

den samlede investeringskostnaden for vindmøllene. Disse samlede investeringskostnadene er satt til 8 MNOK/MW [Henriksen, november 2003], og fordeler seg grovt sett som tabellen under viser:

	Kostnader eks tilknytning til elnett og bilvei
Investeringskostnader:	8 - 8,5 MNOK/MW
Turbiner:	70 - 85 %
Anleggskostnader:	5 - 10 %
Trafo og jordkabler:	5 - 10 %
Grunnverv:	2 - 5 %
Byggherrekostnader:	3 - 5 %

Tabell 10.1-a

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 en vindmøllepark på 100 MW vil ta ca. ett år. Den tekniske levetiden på en slik park antas å være 20-25 år, og for ikke å overdrive lønnsomheten i prosjektet er levetiden satt til 20 år.

De fleste vedlikeholdskostnader går til normalt serviceettersyn, og er derfor et fast beløp om året. På grunn av etablerte rutiner blant de som planlegger utbygging av vindmøller oppgis disse kostnadene i NOK/MWh, men disse må ikke forveksles med marginalkostnader i forbindelse med energiproduksjonen. Morten Henriksen (november 2003) anslår disse kostnadene til å være ca. 50 NOK/MWh. Videre forventes det at disse kostnadene vil reduseres til 20-30 NOK/MWh etter hvert som teknologien utvikles.

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, 4,9 % [SSB, 21.11.2003].

Utgangspunktet for beregninger foretatt i de neste kapitlene kan dermed summeres opp i følgende tabell:

Vindmølledata:		
Investeringskostnader:	8 000 000	kr/MW
Installert effekt i parken:	100	MW
Brukstid:	3000	h/år
Drift- og vedlikeholdskostnader:	50	kr/MWh
Produksjonsstøtte:	100	kr/MWh
Investeringsstøtte:	0 %	
Inflasjon:	1,6 %	årlig
Risikofri rente:	5,98 %	årlig
Levetid:	20	år
Byggetid:	1,00	år

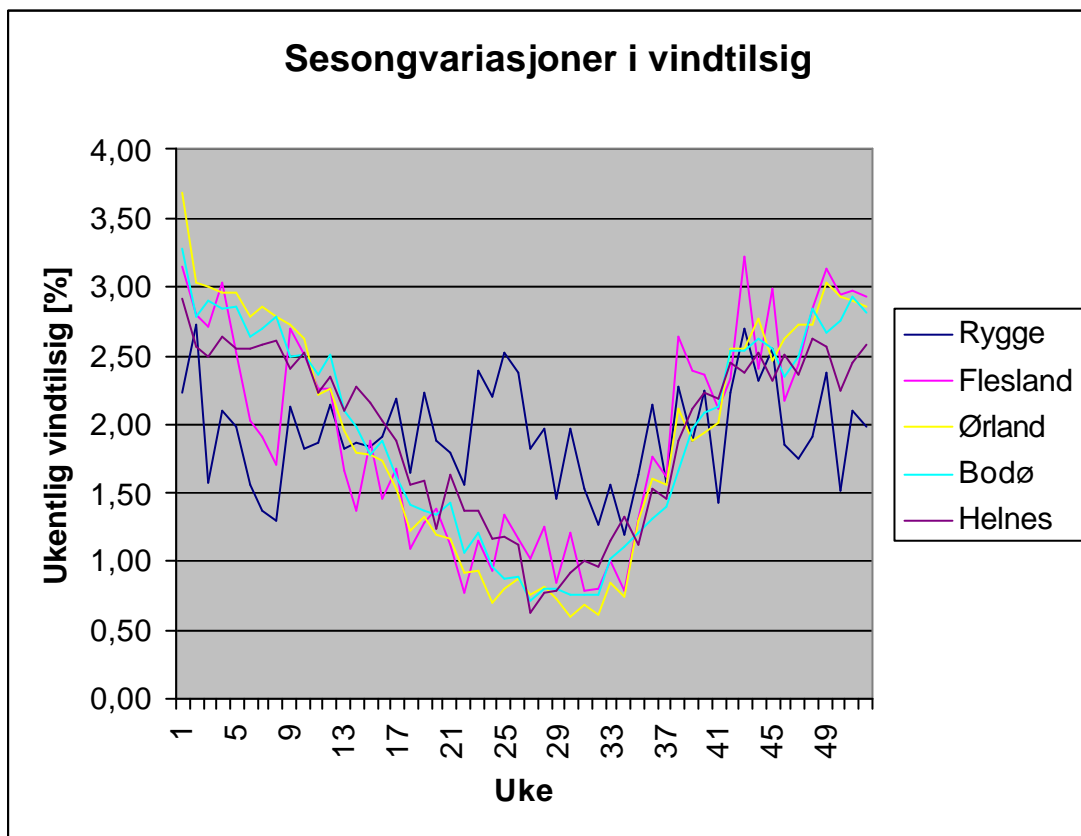
Tabell 10.1-b

10.2 GBM

Lønnsomheten i forbindelse med utbygging av en vindmøllepark vurderes her under forutsetning av at prisutviklingen følger en geometrisk Brownsk bevegelse.

10.2.1 Korrigering

På grunn av sesongvariasjoner i vindforholdene produserer en vindmølle mest energi om vinteren når forbruket er størst. For å se hvordan disse variasjonene påvirker energiproduksjonen over året, ser en her på vinddata fra fem ulike geografiske plasseringer i Norge; Rygge, Flesland, Ørland, Bodø og Helnes. Vindmålingene som ligger til grunn er foretatt i ti meters høyde, og samlet inn som ti minutters gjennomsnitt [Se kapittel 2.2.1]. Resultatet fra målingene er benyttet til å beregne tids serier av normalisert vind energi produksjon. Tidsseriene gir kun et estimat over relative endringer i produksjonen. Grafen under tar utgangspunkt i vinddata fra 1961 til 1990, og viser hvordan produksjonen er beregnet å fordele seg utover året [Tande & Vogstad, 1999].



Figur 10.2-a Ukentlig vindtilsig i forhold til midlere årstilsig

For alle stedene utenom Rygge ser en tydelig at størstedelen av produksjonen skjer i vinterhalvåret. Siden energiprisen også er høyest i disse månedene, må vi korrigere energiprisen dersom vi benytter en stokastisk prosess (GBM) for energiprisen. Grunnen til dette er at en slik prosess ikke tar hensyn til sesongvariasjoner.

Vindmålingene viser tydelig at det blåser mest i Nord-Norge. Beregnet årlig gjennomsnittlig vind vises i tabellen under:

Beliggenhet	Rygge	Flesland	Ørland	Bodø	Helnes
Avg. (m/s)	3,5	3,7	5,8	6,3	6,7

Tabell 10.2-a

Ettersom utbygging av vindmølleparker i Norge stort sett vil skje nord for Hordaland, er beregningen av korrigeringsfaktoren basert på vindmålingene fra Ørland, Bodø og Helnes. Vindmålingene fra disse tre stedene er vektet i lik grad.

Ut fra formelen under er det beregnet en ”årlig møllepris”:

$$\sum_{t=1}^{52} Ukeprod(t) \cdot Ukepris(t) \quad (10-1)$$

Der:

- Ukeprod(t) - Andel av årsproduksjon som produseres den gitte uken.
- Ukepris(t) - Aritmetisk gjennomsnitt av spotprisen i uke t.

Siden vindmøllene som regel produserer mest når energiprisen er høyest, er denne ”mølleprisen” høyere enn gjennomsnittlig årspris. Basert på prisdata fra 1997 til 2002 og vinddata fra de tre nordligste målepunktene kan en sette opp følgende fordeling av korrelasjonsfaktoren:

År:	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Gjennomsnitt
Årspris:	135,00	116,35	112,11	103,35	186,51	201,03	142,39
"Møllepris":	146,18	126,86	118,86	111,61	186,48	223,93	152,32
%-vis differanse:	1,08	1,09	1,06	1,08	1,00	1,11	1,07

Tabell 10.2-b

Ut fra tabellen over ser en at forventet spotpris for elektrisiteten som vindmøllene produserer er ca 7 % høyere enn årlig forventet spotpris. Korrelasjonsfaktoren settes derfor til 1,07.

10.2.2 Beregning av driften μ

For å finne driften μ i den geometriske Brownske Bevegelsen er det tatt utgangspunkt i formelen for en future:

$$F_t(S,T) = S_t e^{(r_f - c)(T-t)} \quad (10-2)$$

Dette uttrykket kan skrives om til :

$$\ln F_t = \ln S_t + (r_f - c)(T - t) \quad (10-3)$$

I dette uttrykket kan S_t sees på som skyggeprisen til forwardprisen, mens $(r-c)$ er driften μ . Uttrykket ovenfor er av samme form som det lineære uttrykket $y = a \cdot x + b$. Har man to verdier av y kan man finne stigningstallet a , og skjæringspunktet b med y -aksen. Den langsiktige driften er den som er relevant å finne. En måte å gjøre det på er å se på forwardpriser for 2 og 3 år fremover.

Forwardprisen på 2 og 3 års kontrakter kan være påvirket av hvordan de fundamentale forholdene er når kontraktene inngås. I denne oppgaven er det 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 i særlig grad. Den hydrologiske balansen i en uke er nært knyttet til balansen i den foregående uken. Om det var flere uker i en måned hvor den hydrologiske balansen lå innenfor ± 4 TWh ble kun én av ukene valgt. Uker nærmest i fortid ble vektet opp for at de skulle telle mer enn uker lengre tilbake. Driften for den geometrisk Brownske bevegelsen er beregnet til 0,0402 med et standardavvik på 0,012.

10.2.3 Resultater

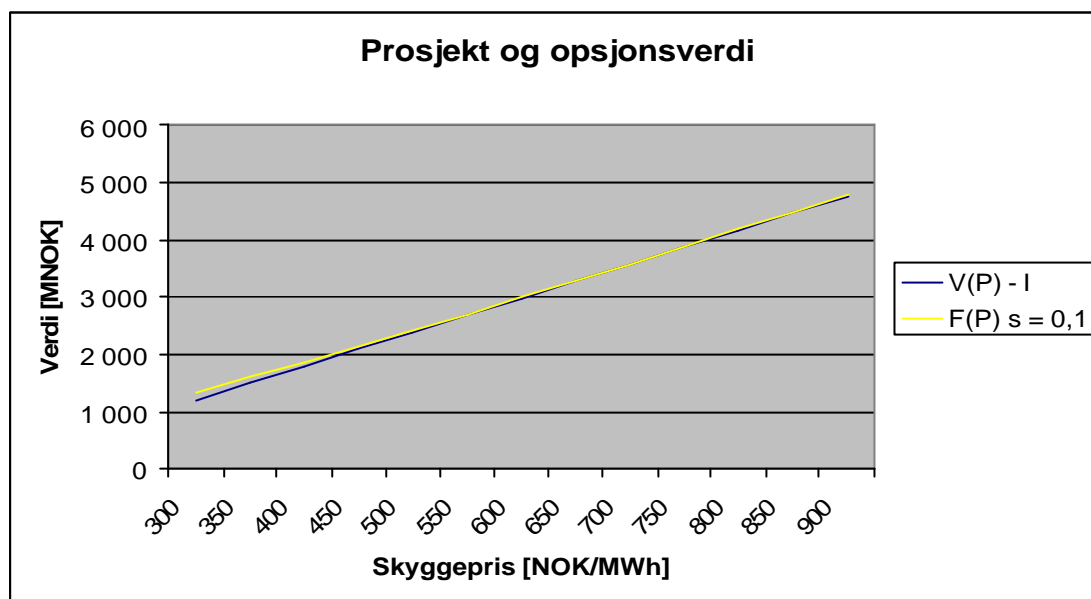
Verdien av et prosjekt er avhengig av dagens skyggepris. For beregning av denne ble det sett på forwardprisen til en 3-årskontrakt den 3. november. Ligning (10-3) ble benyttet, og dagens skyggepris, P , ble beregnet til verdien 212. P^* er nært knyttet til skyggeprisen, fordi den angir hvilken verdi skyggeprisen må ha for at prosjektet skal bli startet. Optimal pris P^* er gitt fra (9-15). Avhengig av forskjellige volatiliteter ble følgende verdier for P^* funnet:

s	P^*
0,05	619
0,1	674
0,15	762
0,2	882
0,25	1033

Tabell 10.2-c

Tabellen over viser at økende volatilitet fører til en økning av optimal pris P^* . Grunnen til dette er at usikkerheten knyttet til fremtidige inntekter øker, og dermed øker opsjonsverdien. Dermed ventes det lenger før man starter prosjektet. Verdien på volatiliteten som det taes utgangspunkt, er derfor avgjørende for om prosjektet startes eller ikke. Et konservativt anslag på volatiliteten kan derfor være fornuftig. Resultater vist

i dette kapitlet har derfor tatt utgangspunkt i en volatilitet på 10 %. I vedlegg 13.2 finnes en tabell over hvordan prosjektverdien og opsjonsverdien avhenger av verdien på skyggeprisen og volatiliteten. Verdien på prosjektet om det besluttes bygd i dag med gitte forutsetninger er omtrent 688 millioner NOK, og i følge tradisjonell nåverdianalyse ville man valgt å starte prosjektet. Realopsjonsanalysen råder derimot utbyggeren til å vente til skyggeprisen når verdien 674 NOK/MWh, altså langt over dagens skyggepris. Figur 10.2-b viser hvordan optimale P^* finnes grafisk.



Figur 10.2-b Grafisk løsning for optimal pris P^*

Videre sees det på hvordan optimal P^* varierer med hensyn på investeringskostnad og produksjonsstøtte. Resultatet av denne sensitivitetsanalysen er gjengitt i Tabell 10.2-d.

Investeringskostnad [NOK/MWh]	Produksjonsstøtte [NOK/MWh]						
	0	50	100	150	200	250	300
5 000 000	876	596	316	36	-244	-524	-804
5 500 000	936	656	376	96	-185	-465	-745
6 000 000	996	715	435	155	-125	-405	-685
6 500 000	1 055	775	495	215	-65	-345	-626
7 000 000	1 115	835	555	274	-6	-286	-566
7 500 000	1 174	894	614	334	54	-226	-506
8 000 000	1 234	954	674	394	114	-167	-447
8 500 000	1 294	1 014	733	453	173	-107	-387
9 000 000	1 353	1 073	793	513	233	-47	-327
9 500 000	1 413	1 133	853	573	292	12	-268
10 000 000	1 473	1 192	912	632	352	72	-208

Tabell 10.2-d Optimal P^* som funksjon av investeringskostnader og produksjonsstøtte

Av denne tabellen ser en at om investeringskostnaden reduseres vil optimal pris, P^* , også synke. Ut fra resultatene over ser en at dersom inntekter fra grønne sertifikater/produksjonsstøtte er 150 NOK/MWh og investeringskostnadene er på 6,5 MNOK/MW ville utbygging i dag blitt anbefalt. En reduksjon av investeringskostnaden av en slik størrelse er foreløpig lite sannsynlig.

P^* varierer avhengig av produksjonsstøtte. Siden innføring av grønne sertifikater er en indirekte produksjonsstøtte, er interessant å se hvordan investeringsbeslutningen avhenger av produksjonsstøtten. Produksjonsstøtten vil ha samme innvirkning på investeringsbeslutningen som på grønne sertifikater. Naturlig nok fører stigende verdier på produksjonsstøtten til at optimal skyggepris avtar. Sannsynligheten for at utbygging skjer i dag øker desto høyere den forventede verdien på produksjonsstøtten er. Av Tabell 10.2-d. ser en den forventede verdien på produksjonsstøtten må være et sted mellom 150 og 200 NOK/MWh for at investering i prosjektet skal skje i dag. Tabellen viser i tillegg at en økning av produksjonsstøtten på 50 NOK/MWh fører til en vesentlig sterkere reduksjon av P^* enn at investeringskostnaden senkes med 500 000 NOK/MW. Investeringskostnaden må senkes med ca 2 millioner NOK/MW, for at reduksjonen av optimal skyggepris skal være tilnærmet lik som for en økning av produksjonsstøtten på 50 NOK/MWh.

På samme måte som for produksjonsstøtten og investeringskostnadene fører en reduksjon av driftskostnadene til at optimal utbyggingspris synker. Tabell 10.2-e viser dette. Om Tabell 10.2-e og Tabell 10.2-d sammenlignes ser en at det er vilkårlig for optimal skyggepris om produksjonsstøtten økes eller om driftskostnadene reduseres. En lik verdi på reduksjonen eller økningen fører til samme endring for P^* .

Investeringskostnad [NOK/MW]	Driftskostnader:					
	25	30	35	40	45	50
5 000 000	176	204	232	260	288	316
5 500 000	236	264	292	320	348	376
6 000 000	295	323	351	379	407	435
6 500 000	355	383	411	439	467	495
7 000 000	415	443	471	499	527	555
7 500 000	474	502	530	558	586	614
8 000 000	534	562	590	618	646	674
8 500 000	593	621	649	677	705	733
9 000 000	653	681	709	737	765	793
9 500 000	713	741	769	797	825	853
10 000 000	772	800	828	856	884	912

Tabell 10.2-e Optimal skyggepris som funksjon av investeringskostnad og driftskostnader

Forventet verdi på grønne sertifikater er mer usikker enn verdien på driftskostnadene, slik at den parameteren er i utgangspunktet mer interessant enn driftskostnadene. En vindkraftutbygger har imidlertid større mulighet til å påvirke driftskostnadene enn

verdien på grønne sertifikater, slik at en utbygger bør derfor sette fokus på å være med å utvikle teknologier som reduserer de kostnadene.

10.3 Tofaktormodell

Gitt verdiene som er beregnet for a^* , μ_e^* , a , μ_e og t i kapittel 9.2.1, kan verdien til X_0 og e_0 beregnes for 3. november 2003. Disse verdiene er henholdsvis 46 og 162.

10.3.1 Vindproduksjon

For å få med at produksjonen av vind er forskjellig i ulike perioder av året er historiske vinddata fra 1961 til 1990 benyttet for å finne en cosinustilnærming som beskriver vindproduksjonen utover året. Det ble antatt at vindproduksjonen fordelt over året kunne beskrives ut fra formelen:

$$a_{\text{prod}} + \mu_{\text{prod}} \cdot \cos\left[(t - t_{\text{prod}}) \cdot \frac{2\pi}{52}\right] \quad (10-4)$$

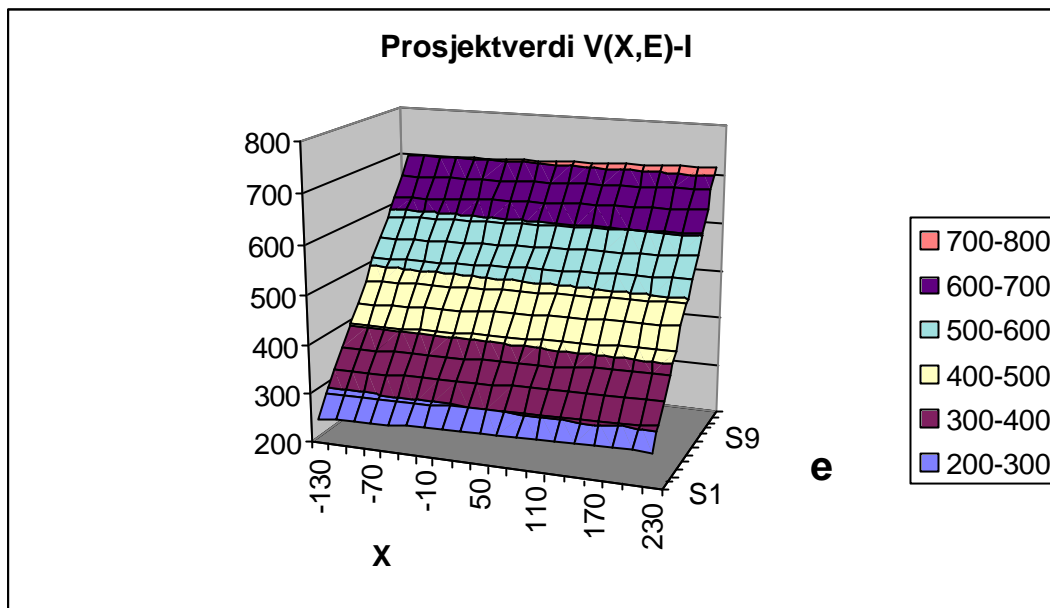
Ved å minimere det kvadrerte avviket mellom gjennomsnittlig vindfordeling over året, og formel (9-4) kan en sette opp følgende uttrykk for hvor stor andel av årsproduksjonen som produseres i den gitte uken t :

$$Vindprod(t) = 1,923 + 1,035 \cos\left[(t - 1,3) \cdot \frac{2\pi}{52}\right] \quad (10-5)$$

Nøyaktigheten av denne tilnærmingen er visualisert i vedlegg 13.3.

10.3.2 Prosjektverdi

Verdien til en vindmøllepark i det øyeblikk en bestemmer seg for å bygge ut er gitt av den neddiskonterte summen av inntekter – driftskostnader + produksjonsstøtte der inntektene er gitt av formel (9-17). Ut fra gitte antagelser er prosjektverdien som funksjon av kortsiktige og langsiktige endringer vist i Figur 10.3-a:



Figur 10.3-a Prosjektverdi som funksjon av kortsiktige og langsiktige endringer i energiprisene

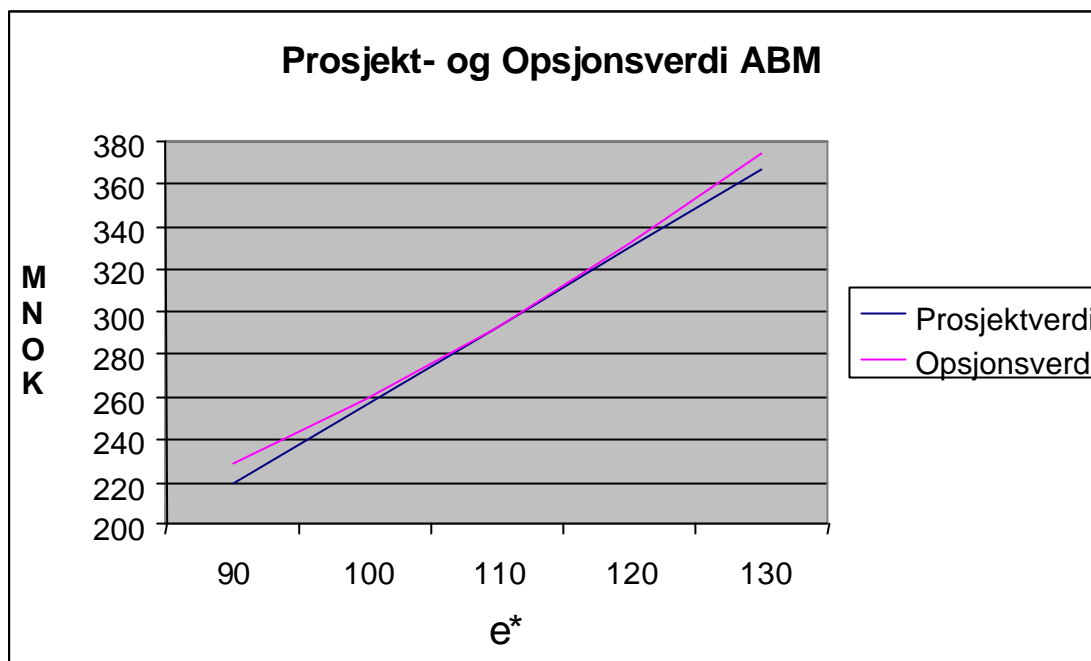
Som antydnet i starten av kapittel 9.3 ser en tydelig av Figur 10.3-a at prosjektverdien er lite avhengig av de kortsiktige endringene X . Dagens verdier for X_0 og e_0 gir en beregnet prosjektverdi på 491 MNOK.

10.4 ABM

Denne modellen tar utgangspunkt i parametrene a^* , τ , a , μ_e^* og e_0 . Disse er funnet i kapittel 9.2.1 og 10.3 til henholdsvis -73,48; 27,23; -0,95; 152; 0,0737 og 162. Skyggeprisen gitt av (9-25) er da 256 NOK/MWh.

10.4.1 Beregninger

Figuren under viser hvordan prosjekt- og opsjonsverdien avhenger av de langsiktige endringene i energimarkedet. Ut fra denne grafen ser en at for de gitte antagelsene er det optimalt å innløse opsjonen og starte utbygging når e_0 overstiger 112. Dette tilsvarer en skyggepris på ca. 206 NOK/MWh. Sammenlignes dette med dagens skyggepris på 256 NOK/MWh innebærer dette at utbygging anbefales umiddelbart.



Figur 10.4-a Grafisk løsning for optimal E^*

Grunnen til at modellen anbefaler en utbygging i dag er at støtteordningene er satt til 100 NOK/MWh. Det er stor usikkerhet i markedet knyttet til hva som skjer med støtteordningene i fremtiden. Tabellen under viser hvordan optimal e_0 avhenger av investeringskostnader og produksjonsstøtte:

Investeringskostnad [NOK/MWh]:	Produksjonsstøtte:						
	0	50	100	150	200	250	300
5000000	158	94	31	-33	-96	-160	-223
5500000	171	108	44	-19	-83	-146	-210
6000000	185	121	58	-6	-69	-133	-196
6500000	198	135	71	8	-56	-119	-183
7000000	212	148	85	21	-42	-106	-169
7500000	225	162	98	35	-29	-92	-156
8000000	239	175	112	48	-15	-79	-142
8500000	252	189	125	62	-2	-65	-129
9000000	266	202	139	75	12	-52	-115
9500000	279	216	152	89	25	-38	-102
10000000	293	229	166	102	39	-25	-88

Tabell 10.4-a Optimal e_0^* som funksjon av investeringskostnader og produksjonsstøtte

Som en ser av Tabell 10.4-a anbefales ikke utbygging i dag dersom produksjonsstøtten uteblir. Med dagens investeringskostnader må e_0 øke til 239 før utbygging kan anbefales.

Det antas som nevnt tidligere at driftskostnadene vil avta etter hvert som teknologien forbedres. Tabell 10.4-b viser hvordan optimal e_0 endres etter som driftskostnadene endres, gitt at produksjonsstøtten er på 100 NOK/MWh.

Investeringskostnad [MNOK/MWh]:	Driftskostnader:					
	25	30	35	40	45	50
5 000 000	-1	5	12	18	24	31
5 500 000	13	19	25	32	38	44
6 000 000	26	32	39	45	52	58
6 500 000	40	46	52	59	65	71
7 000 000	53	59	66	72	79	85
7 500 000	67	73	79	86	92	98
8 000 000	80	87	93	99	106	112
8 500 000	94	100	106	113	119	125

Tabell 10.4-b Optimal e_0^* som funksjon av investeringskostnader og driftskostnader

10.5 Sammenligning av tofaktormodellen og ABM

I kapittel 9.3 ble det antatt at de kortsiktige endringene i energiprisen hadde lite å si for prosjektverdien, og at det derfor ville være mulig å tilnærme tofaktormodellen til en aritmetisk Brownsk bevegelse. Tabellene under viser hvordan prosjektverdien avhengig av de to modellene avhenger av X_0 og e_0 . X_0 og e_0 varierer innen et konfidensintervall på 99 % :

$X \backslash E_0$	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220
-130	253	290	327	364	401	438	475	512	549	586	623	660	697
-110	254	291	328	365	402	439	476	513	550	587	624	661	698
-90	255	292	329	366	403	440	477	514	551	588	625	662	699
-70	256	293	330	367	404	441	478	515	552	589	626	663	700
-50	257	294	331	368	405	442	479	516	553	590	627	664	701
-30	258	295	332	369	406	443	480	517	554	591	628	665	702
-10	259	296	333	370	407	444	481	518	555	592	629	666	703
10	260	297	334	371	408	445	482	519	556	593	630	667	704
30	261	298	335	372	409	446	483	520	557	594	631	668	705
50	262	299	336	373	410	447	484	521	558	595	632	669	706
70	263	300	337	374	411	448	485	522	559	596	633	670	707
90	264	301	338	375	412	449	486	523	560	597	634	671	708
110	265	302	339	376	413	450	487	524	561	598	635	672	709
130	266	303	340	377	414	451	488	525	562	599	636	673	710
150	267	304	341	378	415	452	489	526	563	600	637	674	711
170	268	305	342	379	416	453	490	527	564	601	638	675	712
190	269	306	343	380	417	454	491	528	565	602	639	676	713
210	270	307	344	381	418	455	492	529	566	603	640	677	714
230	271	308	345	382	419	456	493	530	567	604	641	678	715
V(E)-I:	256	293	330	367	404	441	478	515	552	589	626	663	700

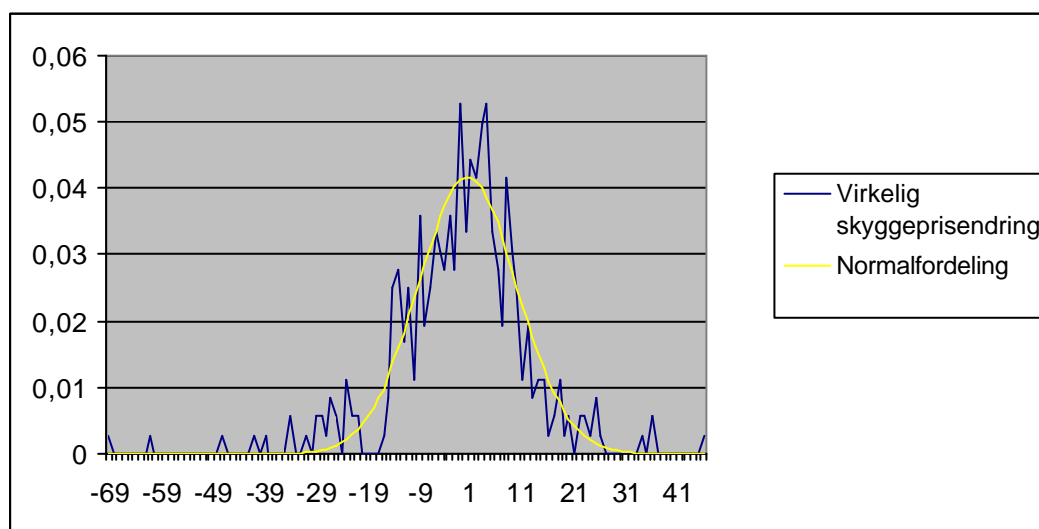
Tabell 10.5-a Prosjektverdi avhengig av prismodell, langsiktige og kortsiktige endringer

Ut fra Tabell 10.5-a kan det tydelig sees at de kortsiktige endringene egentlig har liten betydning for verdien av prosjektet. For en gitt e_0 medfører en endring i X_0 at prosjektverdien kun endrer seg med noen få millioner kroner. Det planlagte prosjektet innebærer en investering opp mot 1 milliard kroner, og en så liten variasjon i prosjektverdien tyder på at det kun gir en marginal feil ved å se bort i fra de kortsiktige endringene X_0 .

Videre ser en at den aritmetisk Brownske modellen gir et bra anslag over prosjektverdien i forhold til tofaktormodellen, gitt en verdi for e_0 . Det antas derfor at enfaktormodellen gir en god tilnærming til prosjektverdien om de samme parameterverdiene som estimert i tofaktormodellen benyttes i enfaktormodellen.

Siden prosjektverdiene beregnet ut fra de to modellene blir så like, antas det at opsjonsverdien for enfaktormodellen gir en bra indikasjon på tofaktormodellens opsjonsverdi.

Fordelingen av skyggeprisendringen gitt av tofaktormodellen kan sees i Figur 10.5-a. En enkel tilnærming antyder at denne skyggeprisendringen er normalfordelt med en forventningsverdi på 0,32 og et standardavvik på 9,6. Dette gir en ytterligere indikasjon på at en aritmetisk Brownsk bevegelse kan gi en god tilnærming til tofaktormodellen. Som beskrevet i kapittel 8.1.2 er de absolutte endringene i en slik bevegelse normalfordelt.



Figur 10.5-a Skyggeprisfordeling

11 Diskusjon

De to modellene som ble benyttet for å finne optimalt utbyggingskriterium tar utgangspunkt i to relativt enkle modeller for fremtidig utvikling av kraftprisen. Dette er en klar fordel ettersom det lettere gjør det mulig å foreta realopsjonsanalysen. Om mer kompliserte modeller benyttes fører det til at analysen kompliseres betraktelig, og det blir vanskeligere å utføre analysen. Dette synliggjøres i denne rapporten ved at bruk av tofaktormodellen kom fram til en differensialligning som man ikke hadde tidsressurser til å løse. Spørsmålet er imidlertid om resultatene på bakgrunn av de enkle prosessene er holdbare eller ikke. Geometrisk Brownsk bevegelse er en modell som baserer seg på en relativ endring av prisen. En høy pris fører til en større endring av prisen enn en lav pris. Prisen vil derfor øke eksponentielt, og verdien av å vente med å investere i prosjektet vil være større en verdien ved å investere i dag. Et krav for innløsning av opsjonen er at verdien av å vente med å bygge prosjektet skal være lik prosjektverdien. Dette innebærer at triggernivået for utbygging blir høyt, og som vist i kapittel 10.2.3 er dagens nivå langt unna dette.

Tofaktormodellen til Lucia og Schwartz (2002) er i denne oppgaven blitt forenklet til en aritmetisk Brownsk bevegelse. I et langsiktig perspektiv kan denne forenklingen forsvares, spesielt om parameterne i ABM velges lik de som estimert for tofaktormodellen. En aritmetisk Brownsk bevegelse fører til at den forventede prisen øker med en konstant absolutt verdi. Det viktige i forbindelse med en vurdering av en realopsjon dersom prisendringen følger en aritmetisk Brownsk bevegelse, er om den forventede endringen av prisen er positiv eller negativ. Om forventet endring av prisen er negativ vil det ikke ha noen verdi å vente med å investere i prosjektet, og utbygging vil kun skje i dag om prosjektets nåverdier positiv.

I forbindelse med innføring av grønne sertifikater er det stor usikkerhet rundt hvilke vilkår som vil bli satt for dem. Et spørsmål er hvilken kraft som vil bli godkjent til å utstede grønne sertifikat, mens et annet er hvor stor andel av totalt levert kraft sluttbrukerselskapene må handle grønne sertifikater for. Prisen de grønne sertifikatene får vil være veldig avhengig av hvilke bestemmelser som myndighetene fatter i disse spørsmålene. Sensitivitetsanalysen for verdien på de grønne sertifikatene viser at desto høyere verdien på sertifikatene er desto lavere skyggepris skal til for utbygging skal skje.

Resultatene i denne rapporten, hvor den aritmetisk Brownsk bevegelse har en forventet positiv drift, viser at med en antatt verdi på de grønne sertifikatene lik 100 NOK/MWh vil utbygging anbefales i dag. Verdien på de grønne sertifikatene som akkurat trigger utbygging er 60 NOK/MWh. Det antas at gulfvprisen i Norge ikke kommer til å være lavere enn gulfvprisen i Sverige og Danmark. Som nevnt har disse sertifikatene gulfvpriser på henholdsvis 60 SEK/MWh og 100 DKK/MWh. En endelig beslutning rundt innføring av grønne sertifikater vil trolig være nok til å kunne anbefale utbygging slik at parken står ferdig når de grønne sertifikatene treer i kraft.

Prosjektverdien for henholdsvis den aritmetisk Brownske og geometrisk Brownske bevegelsen er vidt forskjellige. Dette skyldes, som diskutert over, at prisen i den

geometrisk Brownske bevegelsen blir veldig høy etter hvert som tiden går. Forskjellen i forventet pris mellom de to bevegelsene avviker stort etter hvert som tiden går, og naturlig nok vil det føre til et stort gap mellom prosjektverdiene.

På bakgrunn av faktorer nevnt ovenfor er det lite trolig at framtidig kraftpris vil følge den geometriske Brownske bevegelsen. En aritmetisk Brownsk bevegelse, som i et langsiktig tidsperspektiv er lik en mer avansert tofaktormodell, vil trolig gi en mer sannsynlig prisutvikling av kraftprisen. Å bruke resultatene som realopsjonsanalyse med denne prisutviklingen gir, kan derfor i stor grad forsvares.

Realopsjonsanalysen er en analyse som tar for seg at ved en investering kan det ha en verdi å vente kontra å investere i dag. I denne analysen synliggjøres det ved at om forventet framtidig kraftpris følger den geometriske Brownske bevegelsene har prosjekt en positiv nåverdi, men realopsjonen har en større verdi og det vil derfor ha en verdi å vente med å investere. Bruk av realopsjoner skal forsøke å være et hjelpemiddel for å fatte en så god beslutning som mulig. En beslutning vil være avhengig av hvor god prisutviklingsmodellen er, og for å bedre analysen i denne oppgaven kan det være aktuelt å se på andre prisutviklingsmodeller. Det kan imidlertid være fornuftig å ikke bruke altfor avanserte modeller, siden de kan bli vanskelige å løse. Det viktige med disse modellene er hvordan de klarer å fastslå prisen i et langsiktig perspektiv. Grunnen til dette er at en investering i et vindkraftverk genererer inntekter i mange år fremover.

I denne rapporten er det ikke tatt hensyn til skatt og avskrivninger, og siden det fører til at inntektene reduseres samtidig som man får grunnlag for at investeringen kan avskrives er dette ting som kan sees nærmere på i en videreutvikling av modellen. For et reelt prosjekt må det naturlig nok også sees på virkelige kostnader forbundet med tilknytning til elektrisitetsnettet. Ved et reelt prosjekt er det i tillegg slik at man kan innhente tilbud i fra flere leverandører i forbindelse med de tekniske valgene, og det kan da være aktuelt å optimalisere med hensyn på de valgene, slik at best mulig økonomiske løsninger velges.

Andre aktuelle problemstillinger å se på er hvilken eierform det kan være fornuftig å ha for et selskap som bygger ut kraft. Om et aksjeselskap etableres vil deler av investeringskostnaden betraktes som "sunk cost", siden det kun er mulig å tape egenkapitalen. Dette må naturligvis sees opp mot at utlåner vil kreve en høyere rente og større sikkerhet på lånet.

12 Referanseliste

Cortazar, Gonzalo & Schwartz, Eduardo S. (2003), "Implementing a Stochastic Model for Oil Futures Prices", *Energy Economics*, 25 (3), pp 215-238

Direktoratet for naturforvaltning (01.11.2003),
"<http://www.naturforvaltning.no/wbch3.exe?d=1327>"

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

Dårflot, Nils (oktober 2003), avdelingsleder for utbygging ved Statkraft, samtale

Elkontakt (17.11.2003), "www.elkontakt.no/Elcertifikat.ppt"

Energiloven av 29.juni 1990, § 3-1 og § 3-4c

Enova (21.11.2003), "<http://www.enova.no/default.aspx?itemid=1717>"

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

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

Gjengedal, Terje (10.10.2003), Foredrag

Gjengedal, Terje (28.11.2003), Foredrag

Gjengedal, Terje (2003), Kompendium i emnemodulen vindkraft (TET 15)

Henriksen, Morten (november 2003), Statkraft, telefonsamtale

Inderberg, Siv Sannem (28.11.2003) Seksjon for Energikonsesjon ved NVE,
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

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

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

Nordpool (18.11.2003), "Bidding in the spotmarket",
"<http://www.nordpool.no/courses/index.html>"

-
- NVE (17.11.2003),
“http://www.nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iResponse=3&iNewsId=3962&iCategoryId=283”
- NVE (2003), ”Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge”, Knut Hofstad m.fl
- Pilipovic, Dragana (1998), ”Energy risk, Valuing and Managing Energy Derivatives”, McGraw-Hill
- SSB (21.11.2003), ”<http://www.ssb.no/maanedshefte/sm11411n.shtml>”
- Statens Forurensingstilsyn, ”faktaark TA-1738/2000”,
”<http://www.sft.no/publikasjoner/luft/1738/ta1738.pdf>”
- Statkraft (2002), ”Perspektiver på bærekraft”
- Statkraft (april 2003), ”Lebesby kommune, Kjøllefjord vindpark, Konesjonssøknad april 2003”
- Steensnæs, Einar (20. august 2003), First Securitiesenergitoppmøte i Oslo
- Stortingsmelding nr. 9 (2003-2004), sitat fra Stortingsbehandlingen
- Stortingsmelding nr. 29. (1998-1999)
- Tande, John Olav Giæver & Vogstad, Klaus-Ole (1999), “Operational implications of wind power in a hydro based power system”
- Torblaa, Eivind (2003), produksjonsdivisjonen i Statkraft, samtale

13 Vedlegg

13.1 Sammenheng mellom lydnivå og lydstyrke

Nivå dB(A)	Styrke W/m	Nivå dB(A)	Styrke W/m	Nivå dB(A)	Styrke W/m ²
0	1,000*10 ⁻¹²	55	3,162*10 ⁻⁷	83	1,995*10 ⁻⁴
10	1,000*10 ⁻¹¹	56	3,981*10 ⁻⁷	84	2,512*10 ⁻⁴
20	1,000*10 ⁻¹⁰	57	5,012*10 ⁻⁷	85	3,162*10 ⁻⁴
30	1,000*10 ⁻⁹	58	6,310*10 ⁻⁷	86	3,981*10 ⁻⁴
31	1,259*10 ⁻⁹	59	7,943*10 ⁻⁷	87	5,012*10 ⁻⁴
32	1,585*10 ⁻⁹	60	1,000*10 ⁻⁶	88	6,310*10 ⁻⁴
33	1,995*10 ⁻⁹	61	1,259*10 ⁻⁶	89	7,943*10 ⁻⁴
34	2,512*10 ⁻⁹	62	1,585*10 ⁻⁶	90	1,000*10 ⁻⁴
35	3,162*10 ⁻⁹	63	1,995*10 ⁻⁶	91	1,259*10 ⁻³
36	3,981*10 ⁻⁹	64	2,512*10 ⁻⁶	92	1,585*10 ⁻³
37	5,012*10 ⁻⁹	65	3,162*10 ⁻⁶	93	1,995*10 ⁻³
38	6,310*10 ⁻⁹	66	3,981*10 ⁻⁶	94	2,512*10 ⁻³
39	7,943*10 ⁻⁹	67	5,012*10 ⁻⁶	95	3,162*10 ⁻³
40	1,000*10 ⁻⁸	68	6,310*10 ⁻⁶	96	3,981*10 ⁻³
41	1,259*10 ⁻⁸	69	7,943*10 ⁻⁶	97	5,012*10 ⁻³
42	1,585*10 ⁻⁸	70	1,000*10 ⁻⁵	98	6,310*10 ⁻³
43	1,995*10 ⁻⁸	71	1,259*10 ⁻⁵	99	7,943*10 ⁻³
44	2,512*10 ⁻⁸	72	1,585*10 ⁻⁵	100	1,000*10 ⁻²
45	3,162*10 ⁻⁸	73	1,995*10 ⁻⁵	101	1,259*10 ⁻²
46	3,981*10 ⁻⁸	74	2,512*10 ⁻⁵	102	1,585*10 ⁻²
47	5,012*10 ⁻⁸	75	3,162*10 ⁻⁵	103	1,995*10 ⁻²
48	6,310*10 ⁻⁸	76	3,981*10 ⁻⁵	104	2,512*10 ⁻²
49	7,943*10 ⁻⁸	77	5,012*10 ⁻⁵	105	3,162*10 ⁻²
50	1,000*10 ⁻⁷	78	6,310*10 ⁻⁵	106	3,981*10 ⁻²
51	1,259*10 ⁻⁷	79	7,943*10 ⁻⁵	107	5,012*10 ⁻²
52	1,585*10 ⁻⁷	80	1,000*10 ⁻⁴	108	6,310*10 ⁻²
53	1,995*10 ⁻⁷	81	1,259*10 ⁻⁴	109	7,943*10 ⁻²
54	2,512*10 ⁻⁷	82	1,585*10 ⁻⁴	110	1,000*10 ⁻¹

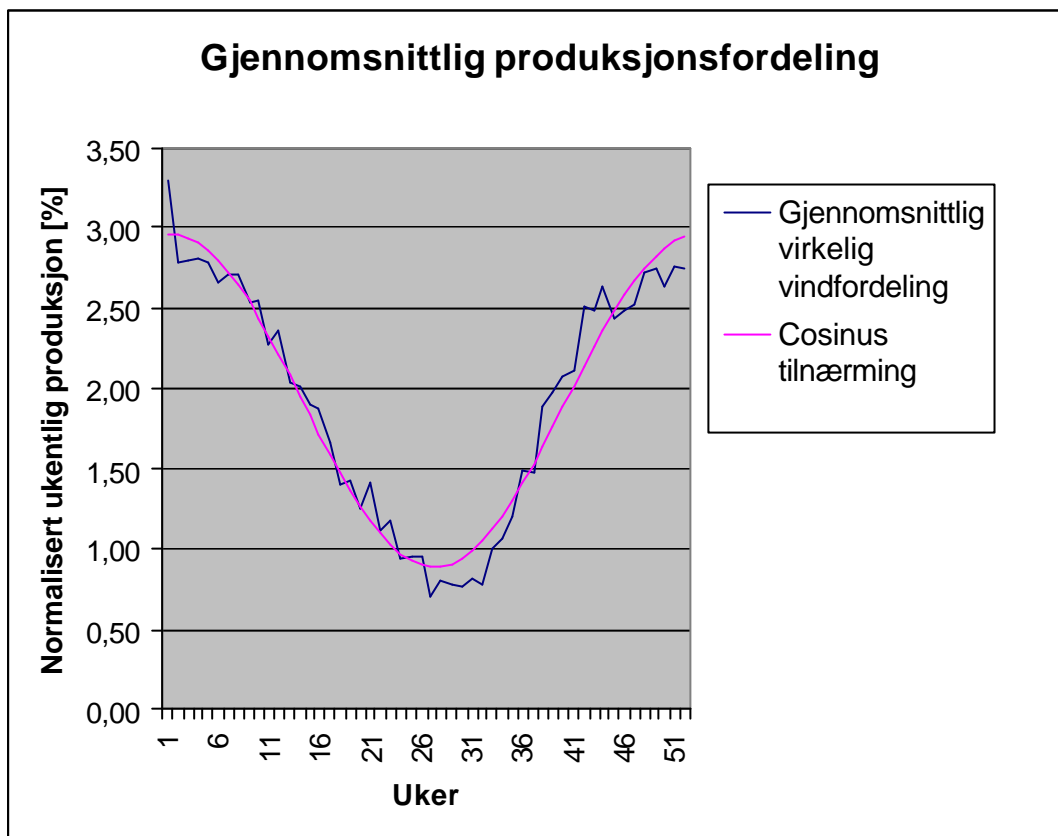
Tabell 13.1-a [Gjengedal (10.10.2003)]

13.2 Tabeller for GBM

P	V(P) - I	F(P) s = 0,05	F(P) s = 0,1	F(P) s = 0,15	F(P) s = 0,2	F(P) s = 0,25
0	-565	0	0	0	0	0
50	-269	158	165	175	186	197
100	26	359	370	387	405	423
150	322	579	594	615	638	661
200	618	814	831	854	881	908
250	914	1 060	1 077	1 102	1 131	1 161
300	1 209	1 315	1 332	1 358	1 388	1 420
350	1 505	1 578	1 594	1 620	1 650	1 683
400	1 801	1 848	1 863	1 887	1 917	1 949
450	2 097	2 124	2 137	2 159	2 187	2 219
500	2 392	2 405	2 416	2 435	2 461	2 493
550	2 688	2 692	2 700	2 715	2 739	2 769
600	2 984	2 984	2 988	2 999	3 020	3 047
650	3 280	3 280	3 280	3 287	3 303	3 328
700	3 575	3 581	3 576	3 578	3 590	3 611
750	3 871	3 885	3 875	3 871	3 879	3 897
800	4 167	4 193	4 178	4 168	4 170	4 184
850	4 463	4 505	4 484	4 467	4 463	4 473
900	4 758	4 820	4 792	4 768	4 758	4 764
950	5 054	5 138	5 104	5 072	5 056	5 056
1000	5 350	5 459	5 418	5 379	5 355	5 350
1050	5 645	5 784	5 735	5 687	5 656	5 646
1100	5 941	6 111	6 055	5 998	5 959	5 943
1150	6 237	6 440	6 377	6 311	6 264	6 241
1200	6 533	6 773	6 701	6 625	6 570	6 540

Tabell 13.2-a Prosjekt og opsjonsverdi avhengig av skyggepris og volatilitet

13.3 Cosinustilnærming av vindproduksjon



13.4 VBA kode

13.4.1 Makro for parameterestimering

```
Sub Løser()  
,  
' Makro for parameterestimering  
' Makro laget 29.10.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian L. Torgersrud  
,  
  
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 1               '1 iterasjoner tar ca 20 minutter  
  For i = 15 To 378  
    selle = "As" & i  
    s1 = "w" & i  
    s2 = "x" & i  
    SolverOk SetCell:=selle, MaxMinVal:=2, ValueOf:="0", ByChange:=s1 & ":" & s2_  
    SolverSolve UserFinish:=True  
  
  Next i  
  
    SolverOk SetCell:="$As$13", MaxMinVal:=2, ValueOf:="0",_  
  ByChange:="$A$4:$F$4"  
  SolverSolve UserFinish:=True  
  
Next j  
End Sub
```

13.4.2 Funksjon for å beregne blokk, sesong og årspris

```
' Funksjon laget 29.10.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud  
,  
' Denne funksjonen benyttes i "Parameterestimering" for beregne blokk, sesong  
' og årspriser. Funksjonen tar inn parametrene som behøves for å beregne  
' forwardpris etter tofaktormodellen til Lucia og Schwartz.  
  
Public Function beregnet(naa As Double, astjerne As Double, k As Double, my As_  
Double, a As Double, g As Double, tau As Double, X As Double, e As Double, fra As_  
Double, til As Double)
```

```

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

For i = fra To til      ' Summerer verdien av ukeprisene gjennom hele blokkens eller
                        ' sesongens varighet

summen = a + g * Cos((i + naa + tau) * 2 * Application.WorksheetFunction.Pi() / 52) +
Exp(-k * i) * X + e + (1 - Exp(-k * i)) * astjerne + my * i

Sum = summen + Sum

Next i

beregnet = Sum / (til - fra + 1)  'Beregner snitt ukepris for hver uke i perioden
End Function

```

13.4.3 Funksjon for diskontering av inntekter

```

' Funksjon laget 29.10.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud
'
' Denne funksjonen benyttes i "ROA_GBM" for beregne den diskonterte verdien av
' inntekter som kommer inn hver uke.

' Funksjo nen tar inn årlig kontinuerlig inflasjon/drift, årlig risikofri rente
' byggetid og levetid i år.

Public Function summering(infl As Double, rf As Double, byggetid As Double, levetid_
As Double) As Double

    Dim i As Integer

    summering = 0
    byggetid = byggetid * 52      ' Byggetid gjøres om til ukebasis.
                                ' Byggetid forteller når
                                ' inntektsstrømmen starter

    levetid = levetid * 52      ' levetid gjøres om til ukebasis
    prosjektslutt = levetid + byggetid  ' Prosjektslutt forteller når
                                ' inntektsstrømmen slutter

    For i = byggetid To prosjektslutt

```

```
' I det følgende gjøres årlig kontinuerlig rente om til ukentlig
' kontinuerlig rente. Videre beregnes faktoren den ukentlige
' inntekten må multipliseres med:
```

```
summering = summering + ((1 + infl / 52) ^ i) / ((1 + rf / 52) ^ i
```

```
Next i
```

```
End Function
```

13.4.4 Funksjon for beregning av inntekt (tofaktormodell)

```
' Funksjon laget 29.10.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud
```

```
' Denne funksjonen benyttes i "Tofaktormodellen" for beregne den diskonterte verdien av
' inntekter 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 inntekttofaktor(naa As Double, rf As Double, aprod As Double, gprod_
As Double, tprod As Double, eff As Double, brukstid As Double, apris As Double, gpris_
As Double, tpris As Double, K As Double, X As Double, E As Double, astjerne As_
Double, myestjerne As Double, byggetid As Double, levetid As Double) As Double_
```

```
Dim i As Integer
```

```
inntekttofaktor = 0
```

```
l = levetid * 52 ' Levetid gjøres om til ukebasis.
```

```
b = byggetid * 52 ' Byggetid gjøres om til ukebasis. Forteller når de
' ukentlige inntektene starter.
```

```
prosjektsslutt = 1 + b ' Prosjektsslutt forteller når de ukentlige
' inntektene stanser
```

```
For i = b To prosjektsslutt
```

```
inntekttofaktor = inntekttofaktor + (((aprod + gprod * Cos((i + naa + tprod) * 2 * _
Application.WorksheetFunction.Pi() / 52)) * eff * brukstid / 100 * (apris + gpris * _
Cos((i + naa + tpris) * 2 * Application.WorksheetFunction.Pi() / 52) + Exp(-K * i) * X_
+ E + (1 - Exp(-K * i)) * astjerne + myestjerne * i))) / (1 + rf / 52) ^ i
```

```
Next i
```

```
End Function
```

13.4.5 Funksjon for beregning av inntekt (tofaktormodell)

' Funksjon laget 29.10.2003 av Kim Krossøy og Per-Christian Lysaker Torgersrud

' Denne funksjonen benyttes i "ROA_GBM" for beregne den diskonterte verdien av inntekter 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, rf As Double, aprod As Double, gprod As Double, tprod As Double, eff As Double, brukstid As Double, apris As Double, gpris As Double, tpris As Double, E As Double, astjerne 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)) * eff * brukstid / 100 * (apris + gpris * Cos((i + naa + tpris) * 2 * Application.WorksheetFunction.Pi() / 52) + E + astjerne + myestjerne * i)) / (1 + rf / 52) ^ i

Next i

End Function