

Hans Petter Wenngren

Timing av investeringer i småkraftverk – en realopsjonstilnærming

Masteroppgave i samfunnsøkonomi
Veileder: Stein-Erik Fleten

Trondheim, juni 2009

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en obligatorisk del av mitt avsluttende mastergradstudie i finansiell økonomi ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, og tilsvarer 30 studiepoeng.

Jeg vil takke min veileder Stein-Erik Fleten for forslag til tema. Han har vært en god diskusjonspartner gjennom arbeidet med oppgaven, og har inspirert meg til å ønske å lære mer om temaet. Jeg vil også takke Seming Haakon Skau hos Norges vassdrags- og energidirektorat for tilgang til data og svar på spørsmål som har dukket opp underveis. Sist, men ikke minst, vil jeg takke en av mine beste venner, Richard Severinsen Jensen, for en kjempegod innsats med korrekturlesing og tilbakemelding, og for at han alltid stiller opp for sine venner når det måtte trenge.

Innholdet i denne oppgaven står for forfatterens regning.

Trondheim, juni 2009

Hans Petter Wenngren

1. Innledning	1
2. Fakta om vannkraft.....	4
2.1 Beskrivelse av vannkraftverk.....	4
2.2 Potensialet for vannkraft.....	4
3. Datagrunnlag for investeringsopsjonene - konsesjoner fra NVE.....	6
3.1 Årlig produksjon og utbyggingskostnad	6
3.2 Driftskostnad	8
3.3 Levetid for kraftverk.....	8
4. Datagrunnlag for strømprisen - elektrisitetsmarkedet.....	10
4.1 Teori om elektrisitetsmarkedet – egenskaper ved strømprisen	10
4.2 Nord Pool – den nordiske kraftbørsen	14
4.3 Beskrivelse av datasett	16
4.3.1 Spotpris.....	16
4.3.2 Terminkontrakt og forwardkontrakt	17
4.4 Deskriptiv statistikk av datasett	20
4.4.1 Gjennomsnitt, min, maks, endring, volatilitet.....	20
4.4.2 Fordelingen til prosentvis endring.....	22
4.4.3 Seriekorrelasjon.....	23
4.5 Valg av prisbevegelse	25
4.5.1 Prisbevegelsen til spotprisen.....	25
4.5.2 Prisbevegelsen til 3års forwardkontrakt	26
5. Modellen.....	28
5.1 Utledning av modellen	28
5.2 Estimering av parametre	34
5.2.1 Volatilitet	34
5.2.2 Convenience yield	38
5.2.3 Risikofri rente	39
6. Resultater fra modellen	41
6.1 Barrieren til 3års forwardkontrakt	42
6.2 Verdien til investeringsopsjonene.....	44
6.3 Sensitivetsanalyse	46
6.3.1 Levetid for småkraftverkene	47
6.3.2 Volatilitet	49
6.3.3 Convenience yield	51
6.3.4 Risikofri rente	53
6.3.5 Utbyggingskostnad	54
7. Konklusjon	56
Referanser	58

Figurliste

Figur 1: Vannkraftverk under utbygging i Norge (1993-2008)	2
Figur 2: Antall mottatte konsesjonssøknader, gitte konsesjoner, og avslag i perioden 2000 – 2009.....	5
Figur 3: Årlig produksjon for 225 konsesjoner gitt i perioden 2001 – 2009.....	6
Figur 4: Fordelingen av årlig produksjon og utbyggingskostnad for 225 konsesjoner gitt i perioden 2001 – 2009	7
Figur 5: Gjennomsnittlige timespriser for arbeidsdager, helg og helligdager (1993-1999)	12
Figur 6: Vannmagasinenes ukentlige fyllingsgrad i prosent (1992-2009)	13
Figur 7: Forwardkurve 140 uker frem i tid for handledager i 2000.....	13
Figur 8: Historisk utvikling av spotpris.....	16
Figur 9: Illustrasjon av terminkontrakter og forwardkontrakter.....	17
Figur 10: Historiske priser for terminkontrakter med årlig levering	19
Figur 11: EURNOK spotkurs og største terminkurs	19
Figur 12: Historiske priser for forwardkontrakter med levering om 1-5 år	20
Figur 13: Annualisert volatilitet for spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5 år.....	21
Figur 14: Fordelingen til prosentvis endring for spotprisen og 3års forwardkontrakt.	23
Figur 15: Seriekorrelasjon i prosentvis endring til spotprisen og 3års forwardkontrakt	24
Figur 16: Simulering av 3års forwardkontrakt sammen med realisert tidsserie og 66% konfidensintervall.....	27
Figur 17: Verdi av investeringsopsjon og netto nåverdi av investering.	32
Figur 18: Historisk annualisert volatilitet i 3års forwardkontrakt regnet ut fra daglige historiske data	36
Figur 19: Oversikt over årlig realisert volatilitet i spotprisen og forwardkontrakter	37
Figur 20: Historisk utvikling av 12mnd effektiv NIBOR og 3års, 5års og 10års statsobligasjon	40
Figur 21: Convenience yield og historisk gjennomsnitt.....	40
Figur 22: Utvikling av 3års forwardkontrakt P sammen med barrierenivået P^* for de 225 investeringsopsjonene.	43
Figur 23: Fordelingen til barrierenivået P^* for de 225 investeringsopsjonene.....	43
Figur 24: Merverdi av investeringsopsjon $F(P)$ i forhold til $NNV(P)$	45
Figur 25: Verdien av investeringsopsjonene $F(P)$ og utviklingen til 3 års forwardkontrakt P	45
Figur 26: Investeringsopsjonen $F(P)$ og $NNV(P)$ som en funksjon av strømprisen P	47
Figur 27: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av strømprisen P og levetiden til kraftverket	48
Figur 28: Barrierenivået P^* som en funksjon av levetiden til kraftverket.....	48
Figur 29: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av volatiliteten σ	50
Figur 30: Barrierenivået P^* som en funksjon av volatiliteten σ	50
Figur 31: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av convenience yield δ	52
Figur 32: Barrierenivået P^* som en funksjon av convenience yield δ	52
Figur 33: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av risikofri rente r	53
Figur 34: Barrierenivået P^* som en funksjon av risikofri rente r	54
Figur 35: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av utbyggingskostnaden I	55
Figur 36: Barrierenivået P^* som en funksjon av utbyggingskostnaden I	55
Figur 37: Historisk utvikling for 2års og 3års forwardkontrakt sammen med gjennomsnittlig barrierenivå P^* for 3 års forwardkontrakt.	57

1. Innledning

Vannkraft har mange fordeler; den er fornybar, ren, pålitelig, fleksibel og produserer billig energi i generasjon etter generasjon. Vannkraft er en viktig kilde for fornybar energi, og sto i 2006 for 16,6% av verdens elektrisitetsproduksjon (EIA, 2009). I 2007 ble 98,4% av all elektrisitetsproduksjonen i Norge produsert av vannkraft (EIA, 2009), og med en produksjonskapasitet på 121,8 TWh i et normalår, var vi ved inngangen til 2008 den største vannkraftprodusenten i Europa, og den sjetteste største i verden (OED, 2008).

Fra figur 1 ser vi at det har vært lite investeringer i vannkraftverk i slutten av forrige århundre, men at investeringene har tatt seg opp etter år 2000. Dette gjelder for alle størrelser vannkraftverk, men de største vannressursene i Norge har allerede blitt utnyttet eller ikke blitt akseptert på grunn av miljømessige hensyn. Små vannkraftverk er i mange tilfeller en av de mest kostnadseffektive og miljøvennlige kildene for fornybar energi, og det er relevant å spørre seg selv hvorfor ikke flere av disse investeringene har startet tidligere.

Energisektoren er ofte forbundet med stor usikkerhet på grunn av veldig volatile strømpriser, og usikkerheten i fremtidige strømpriser gjør det vanskelig å bestemme seg for om man burde investere, og i så fall, når man burde investere.

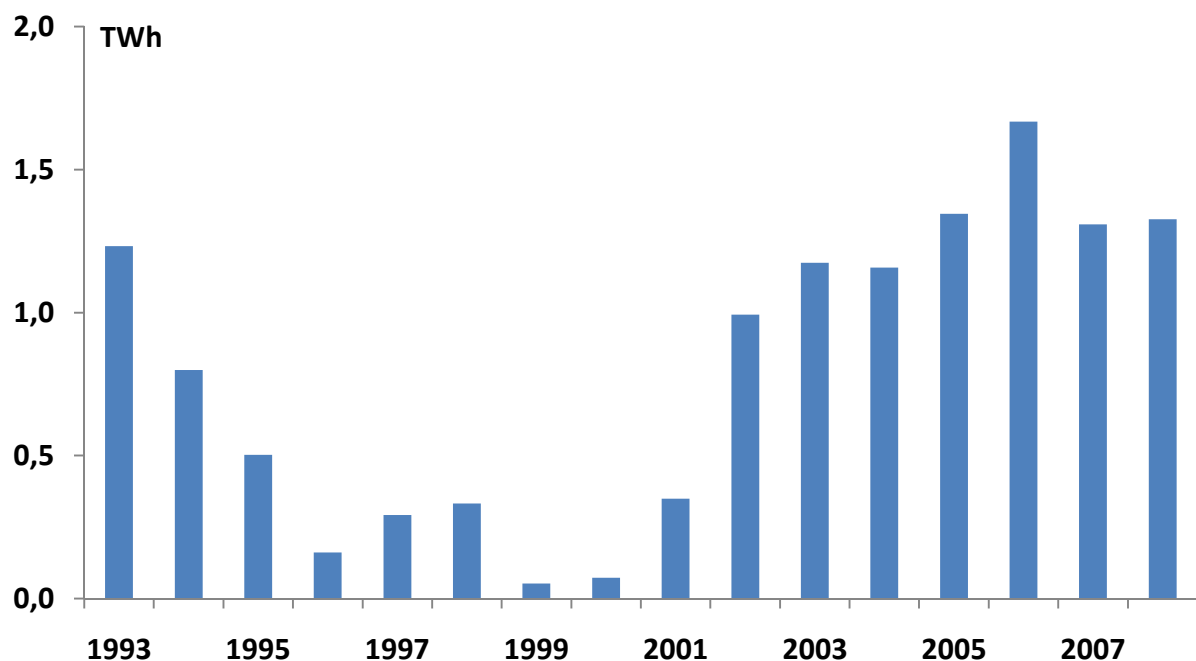
Den tradisjonelle måten å verdsette en investering på, er å se på verdien av prosjektet som differansen mellom nåverdien av forventede inntekter og kostnader. Investeringsbeslutningen er da at man burde investere med en gang så lenge inntektene er større enn kostnadene, og ofte brukes et høyere neddiskonteringskrav for å kompensere for risikoen i prosjektet. Slike nå eller aldri beslutninger tar ikke hensyn til at man har muligheten til å utsette en irreversibel investering, og at denne muligheten kan gi stort utslag i beslutningen om når man skal investere.

Ved å se på en investeringsmulighet som en realopsjon (heretter kalt investeringsopsjon), tar man hensyn til verdien av å utsette investeringen, og hvordan usikkerheten i strømprisen påvirker investeringsbeslutningen. Selv etter flere tiår med utvikling av realopsjonsteorier er det fortsatt veldig få som faktisk bruker metoden i sine analyser. En av grunnene kan være at denne verdsettelsesteorien er matematisk kompleks, og at den krever estimering av flere ukjente parametre, som volatilitet og convenience yield, og at disse kan være vanskelige å estimere korrekt.

Denne oppgaven anvender en modell basert på realopsjonsmodellen til McDonald og Siegel (1986) til å verdsette 225 investeringsopsjoner i perioden 2001 – 2009, der hver investeringsopsjon er en tillatelse til å bygge ut et småkraftverk, og man har en mulighet til å utsette denne investeringen til evig tid. Verdien av investeringsopsjonen er avhengig av den stokastiske utviklingen til strømprisen, og jeg vil derfor analysere historiske strømprisdata for å finne rett prisbevegelse for denne. Realopsjonsmodellen er også et verktøy som kan brukes til å finne sammenhengen mellom strømprisen og optimal investeringsbeslutning, og beslutningen om å investere nå eller senere vil være et spørsmål om å veie disse fordelene og ulempene opp mot hverandre:

- Å investere nå betyr at man starter å motta kontantstrømmer fra prosjektet.
- Å investere nå betyr at man mister muligheten til å unngå tap hvis strømprisen faller.
- Å utsette investeringen sparer renter av investeringskostnaden.

Modellen gir et barrierenivå for strømprisen der det er optimalt å investere. Hvis strømprisen er under dette barrierenivået burde man vente med å investere, og hvis strømprisen er over dette barrierenivået burde man investere umiddelbart. Oppgaven ser på sammenhengen mellom barrierenivået for investeringsopsjonene og utviklingen til strømprisen, og om denne sammenhengen kan gi en forklaring på investeringsatferden til opsjonsholderne.



Figur 1: Vannkraftverk under utbygging i Norge (1993-2008). Kilde: SSB.

Strukturen på oppgaven er som følger:

Kapittel 2 gir en kort beskrivelse av prinsippet bak vannkraftverk og potensialet for videre utbygging i Norge.

Kapittel 3 beskriver datagrunnlaget for investeringsopsjonene, som består av 225 konsesjoner for småkraftverk som er gitt i perioden 2001 – 2009. For hver konsesjon er det oppgitt årlig produksjon i GWh, utbyggingskostnad i kr/kWh, og dato for når konsesjonen er gitt. Tilslutt estimeres verdier for årlige driftskostnader og forventet levetid for småkraftverk.

Kapittel 4 starter med å gi en teoretisk innføring i elektrisitetsmarkedet og dets spesielle egenskaper, og hvilken betydning disse har for sammenhengen mellom kortsiktige og langsiktige priser. Videre gis det en introduksjon av den nordiske kraftbørsen Nord Pool og deres produkter, før det vises deskriptiv statistikk for både kortsiktige og langsiktige strømpriser, og til slutt ender opp i en diskusjon rundt hvilken prisbevegelse kortsiktig og langsiktig strømpris følger.

Kapittel 5 utleder modellen som brukes til å verdsette investeringsopsjonene, der det forutsettes at langsiktig strømpris er stokastisk underliggende variabel, og at denne følger en geometrisk brownsk bevegelse. Modellen gir en verdi for investeringsopsjonen og et nivå for strømprisen, der det er optimalt å investere kun hvis strømprisen er over dette nivået. Til slutt vises det hvordan parametre som volatilitet, convenience yield og rente er estimert.

Kapittel 6 presenterer først resultatene av modellen for de ulike investeringsopsjonene, før en sensitivitetsanalyse for de ulike parametrene i modellen viser hvordan betydning endringer i disse vil ha for resultatene.

Kapittel 7 gir en avsluttende konklusjon på oppgaven.

2. Fakta om vannkraft

2.1 Beskrivelse av vannkraftverk

Prinsippet bak vannkraftverk er å utnytte energien i rennende vann. Den potensielle energien som er grunnet tyngdekraften til vann, oppstår ved at vannet blir transformert til vanntrykk, når det ledes gjennom rør fra et inntak til en kraftstasjon. I kraftstasjonen blir vanntrykket transformert til mekanisk energi i en turbin, for så å omdannes til elektrisk energi ved hjelp av en generator, før den transporteres videre til sluttbrukerne gjennom kraftnettet. Mengden energi er bestemt av mengden vann og høydeforskjellen mellom inntaket og kraftverket. Dette er basisen for alle typer vannkraftverk.

Større vannkraftverk bygges ofte med store demninger eller vannmagasin, noe som gir en pålitelig og regulerbar krafttilgang. I noen vassdrag ligger flere kraftstasjoner etter hverandre slik at energien i vannet utnyttes flere ganger før vannet renner ut i havet. Mindre kraftverk er i de fleste tilfeller plassert direkte i fossefall eller elver med stor fallhøyde, uten bruk av demninger eller vannmagasin. Dette gjør at små kraftverk er mer miljøvennlige, innebærer mindre risiko, og har lavere bygings- og vedlikeholdskostnader, men det betyr også at vannet må ledes gjennom vannturbinen umiddelbart hvis det skal utnyttes. Kraftproduksjonen vil derfor være høyere i flomperioder ved snøsmelting eller ved svært store nedbørsmengder, og være lavere i perioder med lav vanntilførsel.

2.2 Potensialet for vannkraft

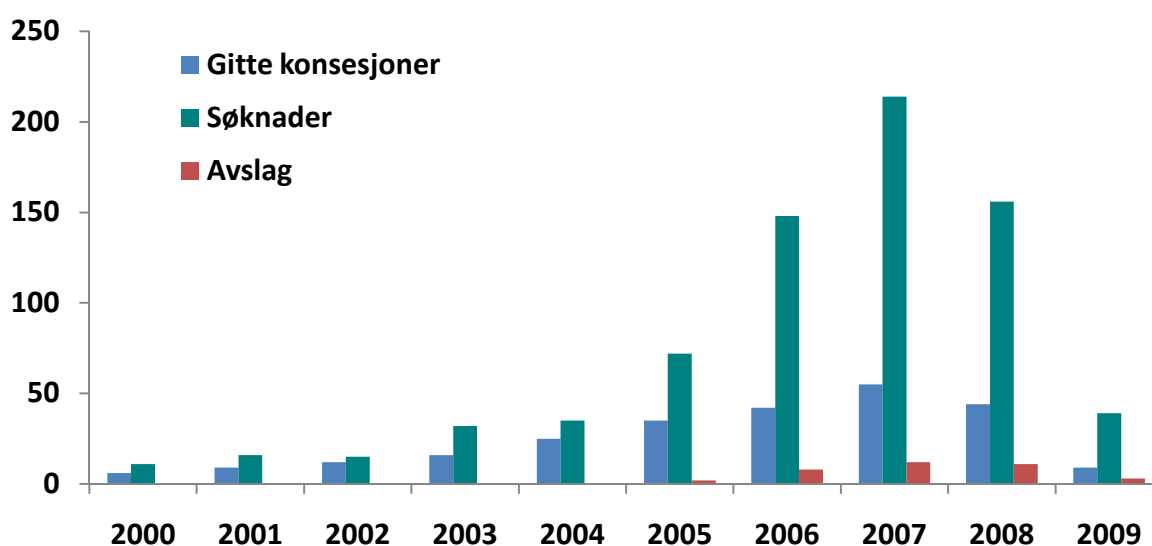
Kraftverk med installert effekt opp til 10 MW betegnes som små vannkraftverk og deles inn i følgende underkategorier:

- Mikrokraftverk: Installert effekt under 0,1 MW
- Minikraftverk: Installert effekt fra 0,1MW til 1MW
- Småkraftverk: Installert effekt fra 1MW til 10MW

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) utviklet i 2004 en metode for digital landsomfattende ressurskartlegging av små vannkraftverk med installert effekt mellom 0,05 MW og 10 MW (NVE, rapport nr19/2004). Det samlede potensialet, basert på

forutsetningene for analysemetoden, ble da beregnet til 25 TWh med utbyggingskostnad under 3 kr/kWh, og ytterligere 7 TWh med utbyggingskostnad mellom 3-5 kr/kWh. NVE anslo at opptil 5 TWh av dette kunne realiseres i løpet av en ti års periode.

I løpet av perioden 2005 – mars 2009 har NVE innvilget 183 konsesjoner på totalt 2,12 TWh for småkraftverk. I tillegg har de per mars 2009 199 søknader på totalt 2,3 TWh til behandling, 126 søknader på totalt 1,1 TWh til kvalitetssikring, og 200 søknader på totalt 2 TWh som ikke er behandlet enda. Totalt sett er det altså 5,4 TWh med søknader som venter på godkjenning. Siden 2005 har ca 85% av søknadene innenfor småkraft blitt godkjente, så hvis vi antar at dette er representativt for søknadene til behandling, vil det bli gitt konsesjoner for ytterligere 4,6 TWh. Det kan dermed se ut som at en større del av det beregnede potensialet blir realisert tidligere enn det NVE først antok. Grunnen til dette er at antall konsesjonssøknader har økt betraktelig siden 2004. Figur 2 viser antall søknader i perioden 2000 – 2009, samt antall gitte konsesjoner og avslag. En av grunnene til den økte mengden søknader kan være at strømprisen har vært veldig høy i denne perioden, slik at flere prosjekt som tidligere har vært ulønnsomme nå har blitt lønnsomme. En annen grunn kan være bedre støtteordninger fra regjeringen, der de i 2003 lagde en strategi for økt satsning på småkraftverk. Andre grunner kan for eksempel være at en nedgang i landbruket fører til at grunneierne har behov for å finne seg alternative inntektskilder, eller at grunneierne blir påvirket av en bekjent eller nabo som allerede er i gang med sin søknad.



Figur 2: Antall mottatte konsesjonssøknader for småkraftverk, gitte konsesjoner, og avslag i perioden 2000 – 2009. Kilde: NVE.

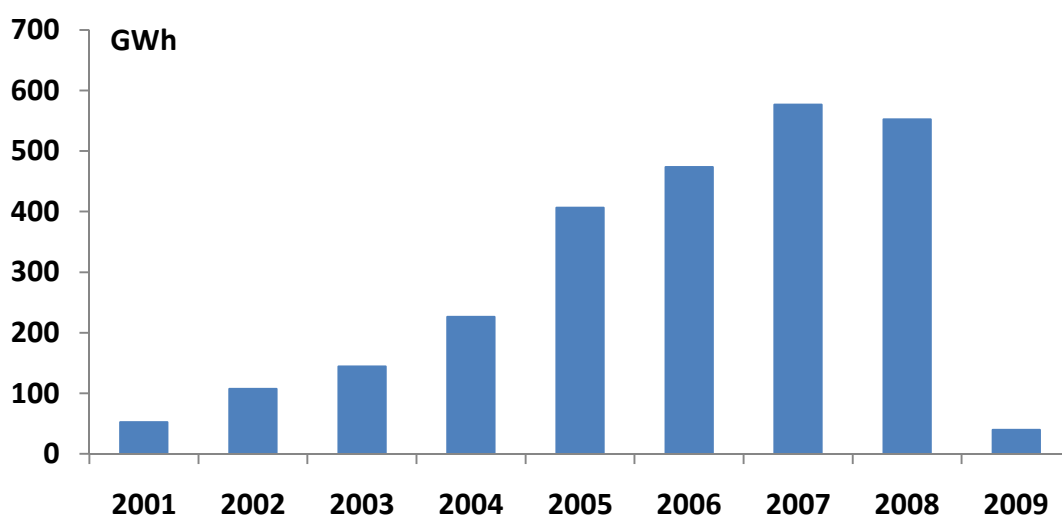
3. Datagrunnlag for investeringsopsjonene - konsesjoner fra NVE

Fra NVE har jeg fått tilgjengelig informasjon fra 225 konsesjoner for småkraftverk som er gitt i perioden 2001 – 2009, der hver enkel konsesjon gir en utbygger tillatelse til å bygge ut et småkraftverk. Når det er gitt tillatelse til en utbygging er det en frist på 5 år for å begynne utbyggingen, men man kan etter disse 5 årene søke om en fornyelse på ytterlige 5 år. Småkraftverk bygges ofte ut av private grunneiere for produksjon til eget bruk og leveranse av eventuell overskuddskraft til et kraftselskap. Siden konsesjonen gjelder privat grunn kan det antas at ingen andre kan søke om samme konsesjonen, og utbygger kan derfor i realiteten søke om ny konsesjon på samme området etter at fristen er gått ut. Det vil dermed si at når man først har fått tillatelse til å bygge et småkraftverk, kan dette ses på som en investeringsopsjon, der man har muligheten til å utsette investeringen på ubestemt tid.

For hver konsesjon er det oppgitt årlig produksjon i GWh, utbyggingskostnad i kr/kWh, og dato for når konsesjonen er gitt. I dette kapittelet vil jeg presentere fordelingen til årlig produksjon og utbyggingskostnadene, i tillegg til å estimere årlige driftskostnader og forventet levetid for småkraftverk.

3.1 Årlig produksjon og utbyggingskostnad

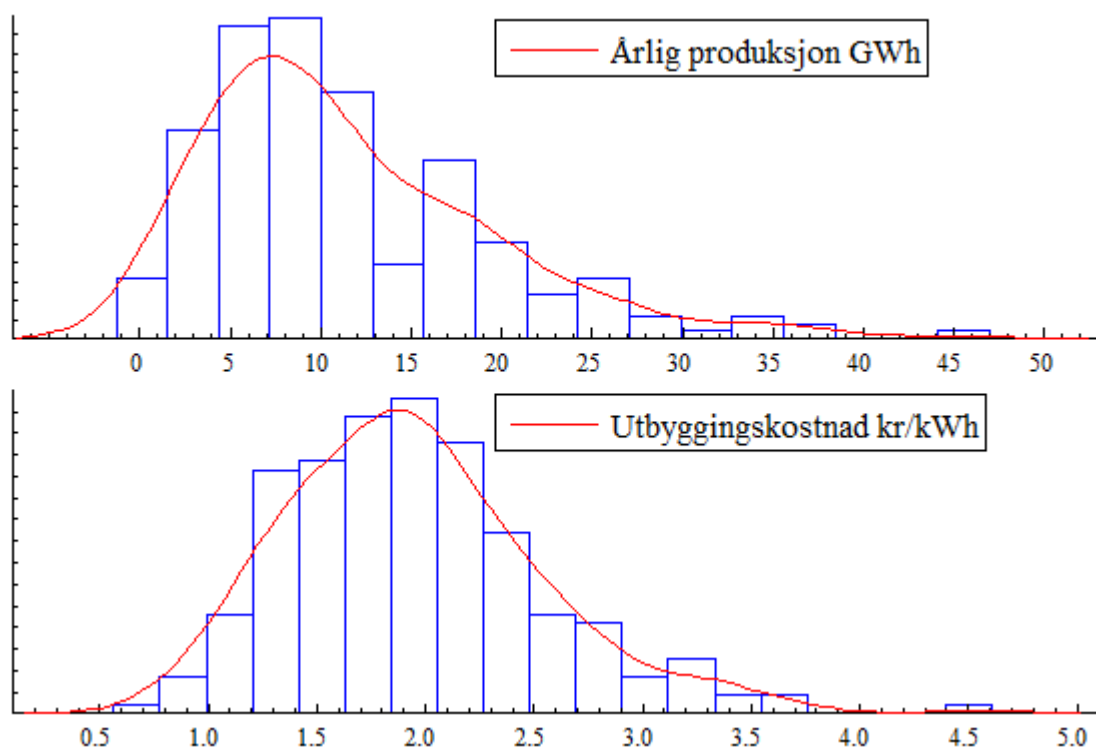
For de 225 konsesjonene som er gitt i perioden 2001 – 2009, er total årlig produksjon på 2,58 TWh, og produksjonskapasiteten fordeler seg slik for de forskjellige årene:



Figur 3: Årlig produksjon for 225 konsesjoner gitt i perioden 2001 – 2009. Kilde: NVE.

Figur 4 viser fordelingen av årlig produksjon og utbyggingskostnad for kraftverkene, der gjennomsnittlig årlig produksjon er 11,47 GWh, og gjennomsnittlig utbyggingskostnad er 1,95 kr/kWh.

Årlig produksjon og utbyggingskostnad er de tallene som oppgis av utbygger i søknadene til NVE, og utbyggingskostnad er dermed forventet kostnad ved søknadstidspunktet og ikke når konsesjonen faktisk er gitt. Spesielt i de siste årene har NVE mottatt store mengder søknader, slik at det ikke er unormalt om en søknad er godkjent opp til 2 år etter at den ble sendt inn. Utbyggingskostnaden kan variere veldig, spesielt for inntak og rørgater, noe som gjør dette til en potensiell feilkilde ved innhenting av dataene. For enkelthetskyld antar jeg at usikkerheten ved et småkraftverk ene og alene kommer fra utviklingen til strømprisen, slik at utbyggingskostnadene forblir konstante gjennom opsjonsperioden.



Figur 4: Fordelingen av årlig produksjon og utbyggingskostnad for 225 konsesjoner gitt i perioden 2001 – 2009. Kilde: NVE.

3.2 Driftskostnad

Kostnadene ved et småkraftverk vil, i tillegg til utbyggingskostnaden, bestå av årlige driftskostnader som vedlikehold, kontroll og inspeksjon. Småkraftverk selger vanligvis strømmen som produseres videre til større energiselskap og må derfor også betale en avgift i form av nettleie og salgskostnader for denne tjenesten. Fra NVE (veileder nr2/2003) opplyses det at vedlikeholdskostnader av erfaring fra småkraftverk normalt er på 1-2 øre/kWh. Dette vil være nok til å dekke rutinemessig drift og vedlikehold, men eventuelle kostnader til rehabilitering av anlegget vil komme i tillegg etter 20-30 år. En annen metode som blant annet er lagt til grunn i revidert nasjonalbudsjett for 2008, er å anta at årlige driftskostnader er 1% av utbyggingskostnaden. Jeg synes den førstnevnte metode er mer realistisk, siden sistnevnte metode straffer prosjektene med høye utbyggingskostnader med at de får høyere driftskostnader enn prosjekt med lave utbyggingskostnader. Jeg velger derfor å anta at årlige driftskostnader, inkludert nettleie og salgskostnader, vil utgjøre 2 øre/kWh. På denne måten vil driftskostnadene være avhengig av årlig produksjon, og ikke utbyggingskostnaden. For kraftverkene med utbyggingskostnad på 2 kr/kWh vil årlig driftskostnad utgjøre 1% av utbyggingskostnad, mens for kraftverkene med utbyggingskostnad over 2 kr/kWh vil årlig driftskostnad utgjøre under 1%, og for kraftverkene med utbyggingskostnad under 2 kr/kWh vil årlig driftskostnad utgjøre over 1%.

3.3 Levetid for kraftverk

Det kan være vanskelig å avgjøre om kostnadene ved et kraftverk er normalt vedlikehold eller reinvesteringer. Dersom man antar høyere kostnader i form av reinvesteringer kan man regne med en lengre levetid for kraftverket, og dette er noe som vanligvis skjer i praksis siden enkelte deler av kraftverket har lengre levetid enn andre. Det er problematisk å bestemme en gjennomsnittlig levetid for småkraftverk siden den ofte varierer fra prosjekt til prosjekt, og kan være alt fra 15 år til evigheten, avhengig av utstyr, vedlikehold, og reinvesteringer. For å forenkle kostnadsfunksjonen har jeg ikke tatt hensyn til reinvesteringer, og dette er noe som må tas hensyn til ved valg av effektiv levetid.

NVE opplyser i veileder nr2/2003 at man normalt sett kan bruke inntekter fra 40 års drift i nåverdiberegninger for vannkraftanlegg, selv om den økonomiske levetiden vil være

vesentlig lengre. For de minste småkraftverkene er imidlertid erfaringen at den økonomiske levetiden kanskje ikke er like lang. Andelen bygg og fjellarbeid med meget lang levetid vil være vesentlig mindre enn for store kraftverk, slik at det er riktigere å regne med en kortere levetid for småkraftverk. NVE foreslår 30 års levetid for småkraftverk siden en god del av det elektromekaniske utstyret må skiftes ut da. TrønderEnergi AS opplyser at de som regel regner med 40 års levetid med vanlig vedlikehold for småkraftverk, men at denne kan være betydelig lengre dersom man tar hensyn til reinvesteringer i kontantstrømmene. Bøckman, Fleten, Juliussen, Langhammer og Revdal (2008) oppgir i deres artikkel at levetiden normalt sett vil være minst 25 år for småkraftverk, og ofte over 50 år for større kraftverk. Paish (2002) mener at levetiden for småkraftverk kan være over 50 år selv med lite vedlikehold, og i revidert nasjonalbudsjett for 2008 er det lagt til grunn 40 års levetid.

Det er altså mange forhold å ta hensyn til, men det kan være enighet rundt en levetid på 30 – 40 år. I praksis vil kraftverkene ha en restverdi i slutten av perioden, der man kan betale en reinvesteringskostnad for å sette de i drift igjen og motta nye kontantstrømmer. Sett i lys av de ellers lave kostnadene for småkraftverk, og dagens strømpriser, vil dette mest sannsynlig være mer lønnsomt enn å avslutte driften. Jeg antar likevel at kraftverkene er verdiløse i slutten av perioden, og jeg mener derfor at jeg kan ta hensyn til en lengre levetid.

Jeg antar at levetiden vil være 40 år for småkraftverkene, men vil også vise hvordan endringer i levetiden vil påvirke resultatene i oppgaven.

4. Datagrunnlag for strømprisen - elektrisitetsmarkedet

Strømprisen er den viktigste usikkerhetskilden når man skal verdsette utbyggingen av et småkraftverk, og jeg vil derfor i dette kapittelet starte med å gi en teoretisk innføring i elektrisitetsmarkedet og dets spesielle egenskaper, og hvilken betydning disse har for sammenhengen mellom kortsiktige og langsiktige priser. Videre gir jeg en introduksjon av den nordiske kraftbørsen Nord Pool og deres produkter, før jeg gir en grundigere beskrivelse av tilgjengelige data for spotprisen og terminkontrakter med årlig levering, og hvordan jeg simulerer forwardkontrakter med årlig levering. Til slutt viser jeg deskriptiv statistikk for spot- og forwardpris, og gir en begrunnelse for hvordan prisbevegelse jeg antar spotprisen og 3års forwardkontrakt følger.

4.1 Teori om elektrisitetsmarkedet – egenskaper ved strømprisen

Elektrisitetsmarkedet har mange spesielle egenskaper i forhold til andre marked. For eksempel er elektrisitet karakterisert av dens veldig begrensede muligheter for lagring og transport, noe som har vist seg å være kritisk for å forklare atferden til elektrisitetens spot og terminpriser sammenlignet med andre varer.

I følge økonomisk teori er det en sammenheng mellom spotkursen på en vare og terminprisen, der terminprisen representerer samme varen bare levert på et senere tidspunkt. Forskjellen mellom de to prisene er bestemt av alternativkostnaden, som er definert som differansen mellom rentekostnaden ved å kjøpe varen i dag istedenfor på et fremtidig tidspunkt, og fordelen ved å eie varen i samme tidsrommet. Fordelen ved å eie varen kalles ofte for convenience yield, og denne kan også være negativ, hvis det for eksempel er store kostnader forbundet med å oppbevare varen. Forholdet mellom spot og terminpris er dermed basert på et arbitrasjeargument, og er definert som

$$F_t = S_0 e^{(r-\delta)t},$$

hvor F_t er dagens pris på terminkontrakten med forfall på tid t , S_0 er dagens spotkurs, r er kontinuerlig risikofri rente og δ er kontinuerlig convenience yield, altså fordelen ved å eie eiendelen.

Selv om denne teorien vanligvis holder, påpeker Eydeland og Geman (1998) at denne sammenhengen ikke gjelder i elektrisitetmarkedet, siden strøm ikke kan lagres, og at det derfor er umulig å kjøpe strøm til spotpris og oppbevare den til terminkontrakten forfaller. Dette betyr at arbitrasjeargumentet som teorien baserer seg på ikke holder i elektrisitetmarkedet. Når dette bryter sammen vil sammenhengen mellom spot og terminpris opphøre, og dermed vil de teoretiske terminprisene ofte ikke stemme overens med terminprisene som observeres i markedet (Koekebakker og Sødal, 2001).

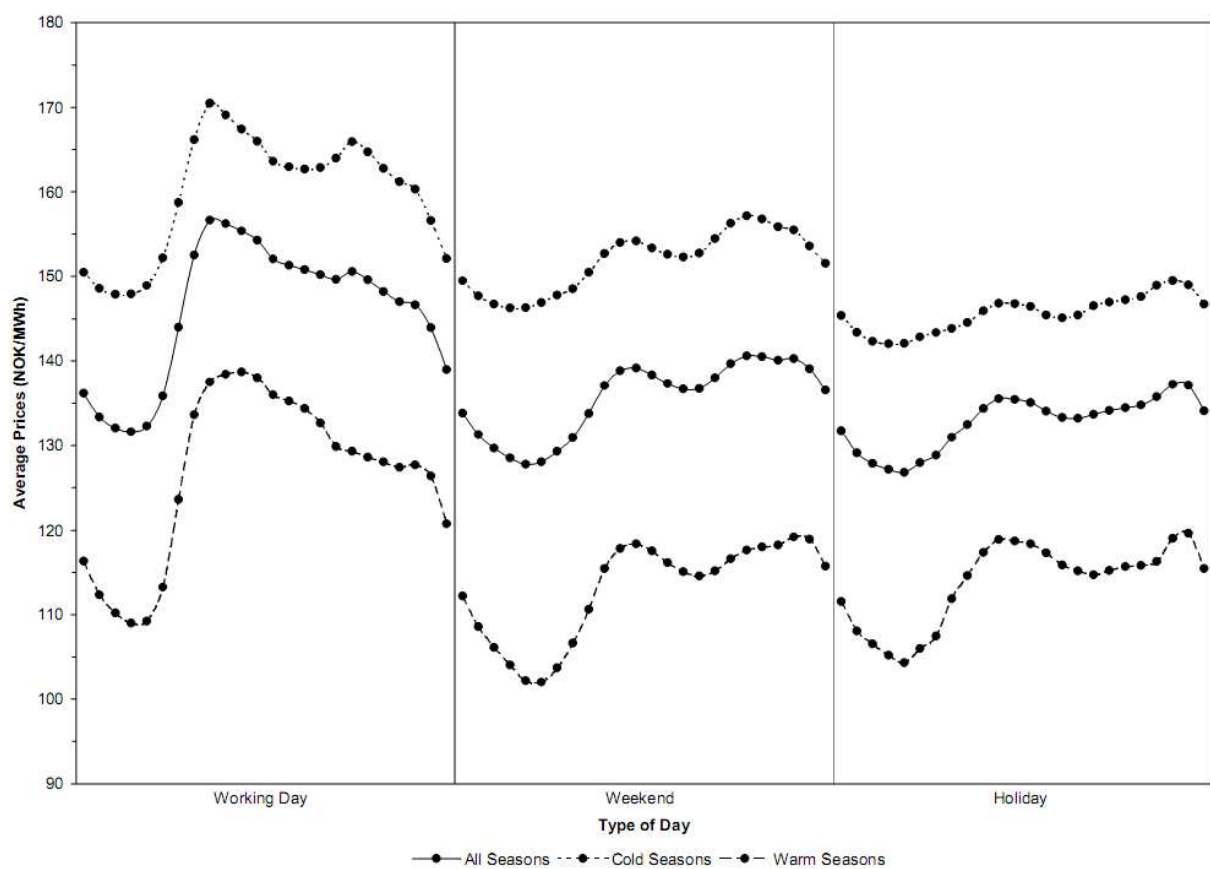
På grunn av dette er det vanlig å skille mellom kortsiktig og langsiktig utvikling i strømprisen. Faktorer som påvirker den kortsiktige prisen er for eksempel værforhold, kortsiktig tilgang til produksjonskapasitet, og flaskehals i strømnettet. Faktorer som påvirker den langsiktige prisen er for eksempel usikkerhet i etterspørselsveksten, myndighetenes reguleringer og lovgivning, og pris på alternative energikilder som olje.

Plutselige og uventede temperaturforandringer kan føre til sjokk i den kortsiktige etterspørselen og dermed påvirke den kortsiktige strømprisen. Slike temperaturendringer er ofte midlertidige, og prisene vil dermed returnere til tidligere nivå. Dette fører til hopp i den kortsiktige spotprisen, men vil som oftest ikke gi utslag i de lengre terminprisene. Slike usikkerhetskilder gjør at vi kan forvente at volatiliteten er høyere i den korte enden av forwardkurven og avtakende ut mot den lange enden, slik at det til tider kan være store forskjeller mellom spotprisen og de lengre terminprisene.

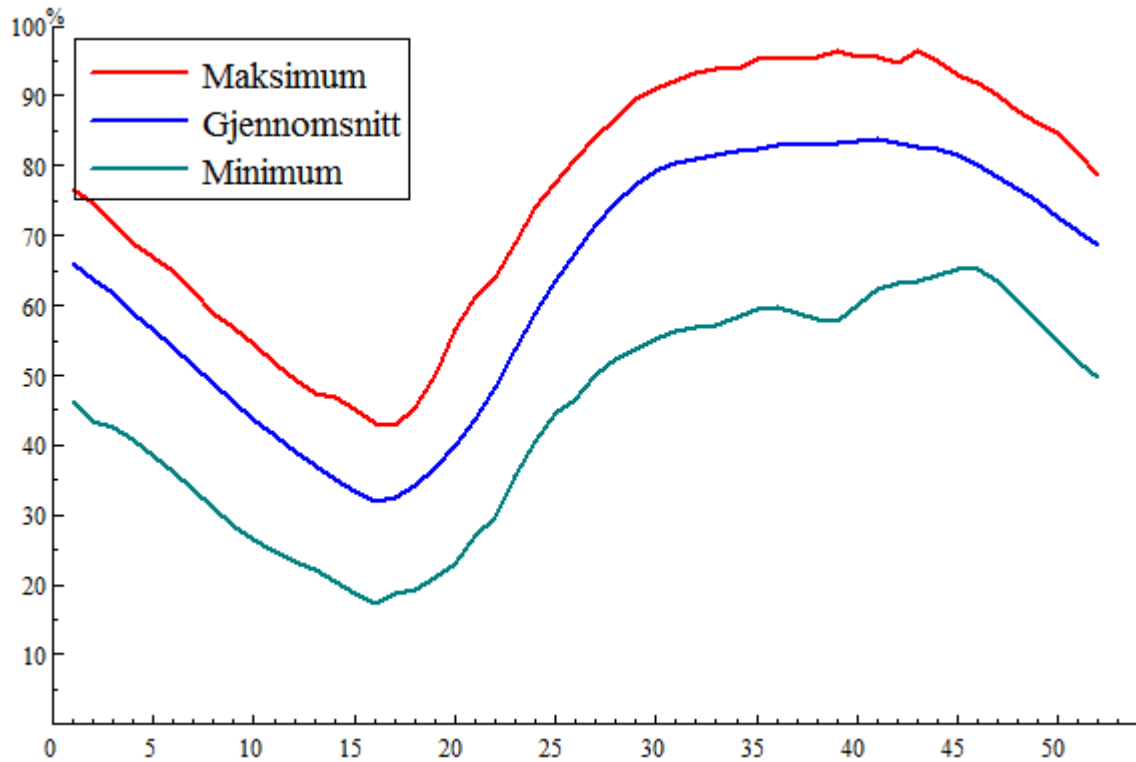
En annen unik egenskap med strømprisen som kommer av at elektrisitet ikke kan lagres, er at etterspørerne kan se på strøm levert på forskjellige tidspunkt som separate varer. Strømprisen vil dermed følge delvis regelmessige mønstre som er bestemt av etterspørselen i den enkelte periode. For eksempel viser figur 5 hvordan prisene har variert innenfor døgnetts 24 timer, der etterspørselen er lavere om natten for så å øke igjen om dagen. Strømprisen vil også inneholde sesongeffekter som er forårsaket av endringer i tilbud og etterspørsel på de forskjellige årstidene. På vinteren er det typisk lite vann i magasinene som reduserer tilbudet, samtidig som etterspørselen er større på grunn av kalde vintre, noe som presser prisene opp. Motsatt er det ofte mye vann i magasinene om sommeren på grunn av mye regn og snøsmelting om våren, samtidig som etterspørselen er mindre på varme sommere, og dette fører til at prisene som regel er lavere om sommeren. Figur 6 viser

historisk oversikt over vannstanden i vannmagasinene siden 1992, og figur 7 viser utviklingen av forwardkurven i 2000. Figur 7 viser tydelig at terminprisene følger en slags sesongjustert bølge, der terminkontraktene med levering på vinteren er høyere priset enn terminkontrakter med levering på sommeren.

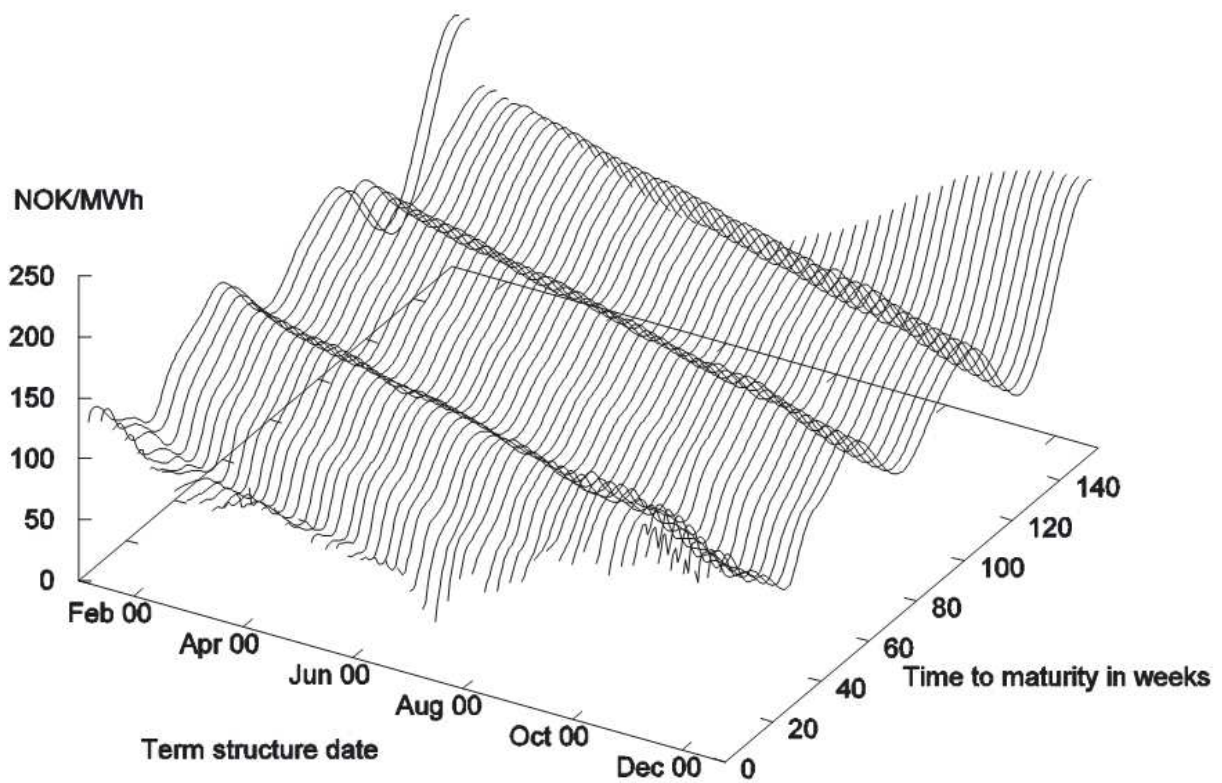
Begrensningene for transport av elektrisitet kommer av kapasitetsbegrensninger i kraftlinjene, noe som kan gjøre det umulig eller uøkonomisk å transportere strøm til enkelte regioner. Dette gjør at strømprisen blir mer avhengig av lokal tilbud og etterspørsel, slik at strømprisen kan variere mellom ulike regioner.



Figur 5: Gjennomsnittlige timespriser for arbeidsdager, helg og helligdager (1993-1999). Kilde: Nord Pool. Graf av Lucia og Schwartz (2000).



Figur 6: Vannmagasinenes ukentlige fyllingsgrad i prosent (1992-2009). Kilde: SSB.



Figur 7: Forwardkurve 140 uker frem i tid for handledager i 2000. Kilde: Nord Pool. Graf av Koekebakker og Ollmar (2005).

4.2 Nord Pool – den nordiske kraftbørsen

Den nordiske kraftbørsen Nord Pool ble etablert i januar 1993, og skal tilby en markedsplass for handling i fysiske og finansielle kontrakter i de nordiske landene (Finland, Sverige, Danmark og Norge), samt deler av Tyskland. Det fysiske markedet står nå for nesten 70% av det totale strømforbruket i den nordiske regionen, noe som gjør Nord Pool's fysiske og finansielle marked til det største og mest likvide elektrisitetsmarkedet i Europa (OED, 2008).¹

Nord Pool består av Nord Pool Spot AS (Elspot) som håndterer det fysiske spotmarkedet, og Nord Pool ASA (Eltermin og Eloption) som håndterer det finansielle markedet.²

Det fysiske spotmarkedet er grunnlaget for all elektrisitetshandel i det nordiske markedet, der man hver dag kan handle elektrisitetskontrakter med fysisk levering for hver enkelt av de 24 timene neste døgn. Alle kontraktene i Elspot referer til en levert mengde megawatt timer (MWh) gjennom en gitt time, og en pris per MWh. En pris som er kalt systemprisen blir satt for hver time neste dag på bakgrunn av tilbudet og etterspørselen i markedet, uten å ta hensyn til kapasitetsbegrensingen i kraftlinjene mellom de ulike regionene. Systemprisen kan dermed ses på som en referansepris som markedsaktørene forholder seg til, og flaskehalsen som oppstår mellom land og regioner på grunn av kapasitetsbegrensninger blir behandlet ved å justere systemprisen for de påvirkede områdene.

Nord Pool ASA tilbyr en markedsplass hvor aktører kan handle finansielle kontrakter med opp til seks års levetid. Kontraktene simulerer levering av 1MW for hver time gjennom en bestemt leveringsperiode, denne kan for eksempel være en dag, en uke, en blokk (fire uker), en måned, ett kvartal, eller ett år. Kontraktene med lange leveringsperioder kan som regel handles lengre tid i forveien enn kontraktene med korte leveringsperioder. For eksempel kan kontraktene med levering i en spesifikk uke handles 6 uker i forveien, og helt frem til siste handledag før uken starter. Kontraktene med levering over ett helt kalenderår kan handles fra første handledag 5 år i forveien, og helt frem til 2 handledager før leveringsåret starter.

¹ Med fysisk kontrakt menes kontrakter som har oppgjør som innebærer fysisk levering av strøm, mens finansielle kontrakter har finansielt oppgjør der man får utbetalt forskjellen mellom prisen i det fysiske markedet og avtalt pris. Det fysiske markedet er åpent for handel 7 dager i uken, mens det finansielle markedet kun er åpent på arbeidsdager, det vil si 5 dager i uken minus helligdager.

² Nord Pool tilbyr mange komplekse produkter, fra mer sammensatte terminkontrakter gjennom Eltermin, til forskjellige type opsjoner gjennom Eloption. Oppgaven min begrenses til kun å se på spotmarkedet og de langsiktige årlige terminkontraktene fra Eltermin, og jeg velger derfor ikke å gå i detalj om de andre produktene.

Kontraktene innebærer ikke fysisk levering av strøm, men har et finansielt oppgjør mot systemprisen i spotmarkedet, og det er derfor ingen kapasitetsbegrensninger for handling i disse kontraktene. Dette medfører at det er enkelt å bruke disse kontraktene som en forsikring eller spekulering, uten at det trenger å innebære fysisk levering.

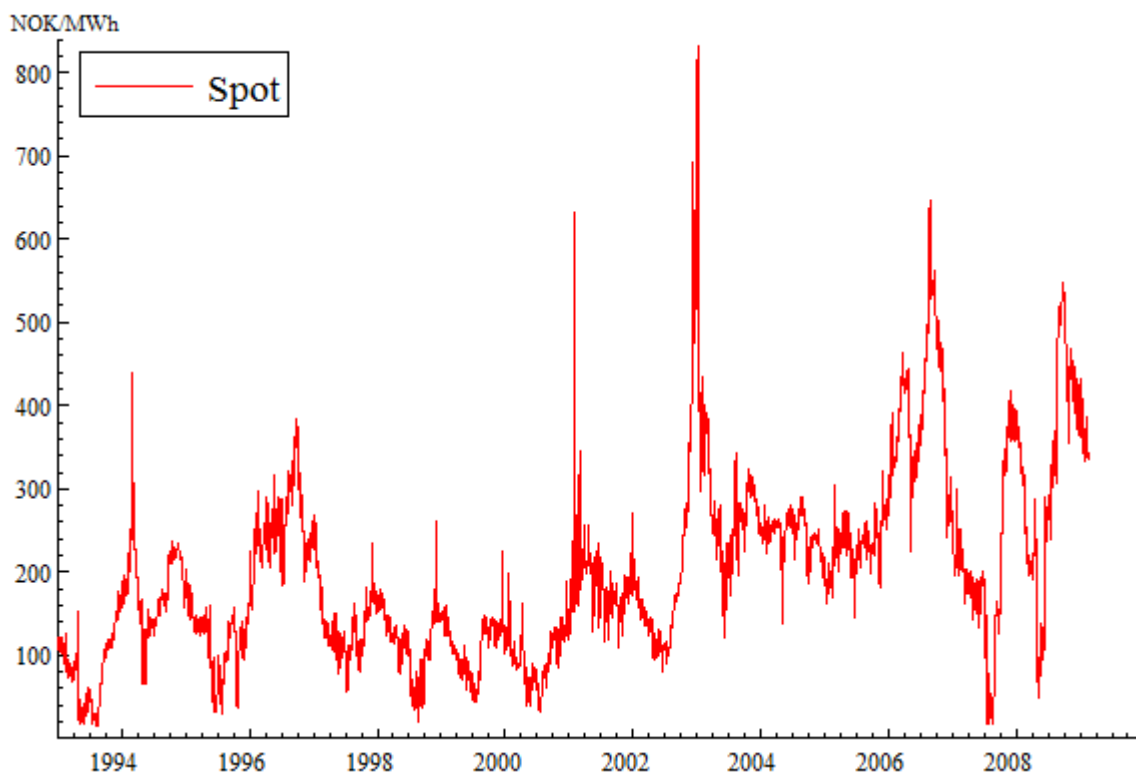
Nord Pool skal bistå aktørene i det finansielle markedet med pålitelige og sikre finansielle kontrakter. Nord Pool har derfor en egen tjeneste kalt Nord Pool Clearing ASA, som ved å gå inn i kontraktene som den gyldige motpart for både kjøper og selger, garanterer for oppgjør og levering av all handel gjort i markedet. Dette betyr at Nord Pool tar på seg risikoen for mislighold og bidrar til en trygg og pålitelig handleplass for aktørene.

4.3 Beskrivelse av datasett

Jeg skal nå gi en beskrivelse av tilgjengelige data for spotprisen og terminkontrakter med årlig levering som handles hos Nord Pool. Alle data er hentet fra Nord Pool's FTP server.

4.3.1 Spotpris

Fra spotmarkedet, Elspot, er det tilgjengelig 24 tidsserier for systemprisen, en for hver time i døgnet. Ved å regne ut det aritmetiske snittet av disse timesprisene beregner jeg daglige priser, heretter kalt spotprisen. Tidsserien strekker seg fra 01.01.1993 til 17.02.09, og alle observasjonene er daglige priser i NOK/MWh. Figur 8 viser utviklingen av denne tidsserien.



Figur 8: Historisk utvikling av spotpris. Kilde: Nord Pool.

4.3.2 Terminkontrakt og forwardkontrakt

Fra det finansielle markedet, Eltermin, er det tilgjengelig en tidsserie for hver terminkontrakt med levering av strøm over et spesifikt år. Totalt er det tilgjengelig 18 tidsserier, den første med levering i 1997 og den siste med levering i 2014. Kontraktene forfaller ved utløpet av desember året før levering, og hver januar introduseres en ny kontrakt.

		Handelsdato																			
Forfall		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1997		1	X																		
1998		2	1	X																	
1999			2	1	X																
2000				2	1	X															
2001					2	1	X														
2002						3	2	1	X												
2003							3	2	1	X											
2004								3	2	1	X										
2005									3	2	1	X									
2006										3	2	1	X								
2007											3	2	1	X							
2008												3	2	1	X						
2009													3	2	1	X					
2010														4	3	2	1	X			
2011															5	4	3	2	1	X	
2012																5	4	3	2	1	X
2013																	5	4	3	2	1
2014																		5	4	3	2
2015																				5	4

Handlingsperioder

1	1års forwardkontrakt
2	2års forwardkontrakt
3	3års forwardkontrakt
4	4års forwardkontrakt
5	5års forwardkontrakt
X	Leveringsår

første handledag 02.01.1996

siste handledag 16.02.09

Figur 9: Illustrasjon av terminkontrakter og forwardkontrakter.

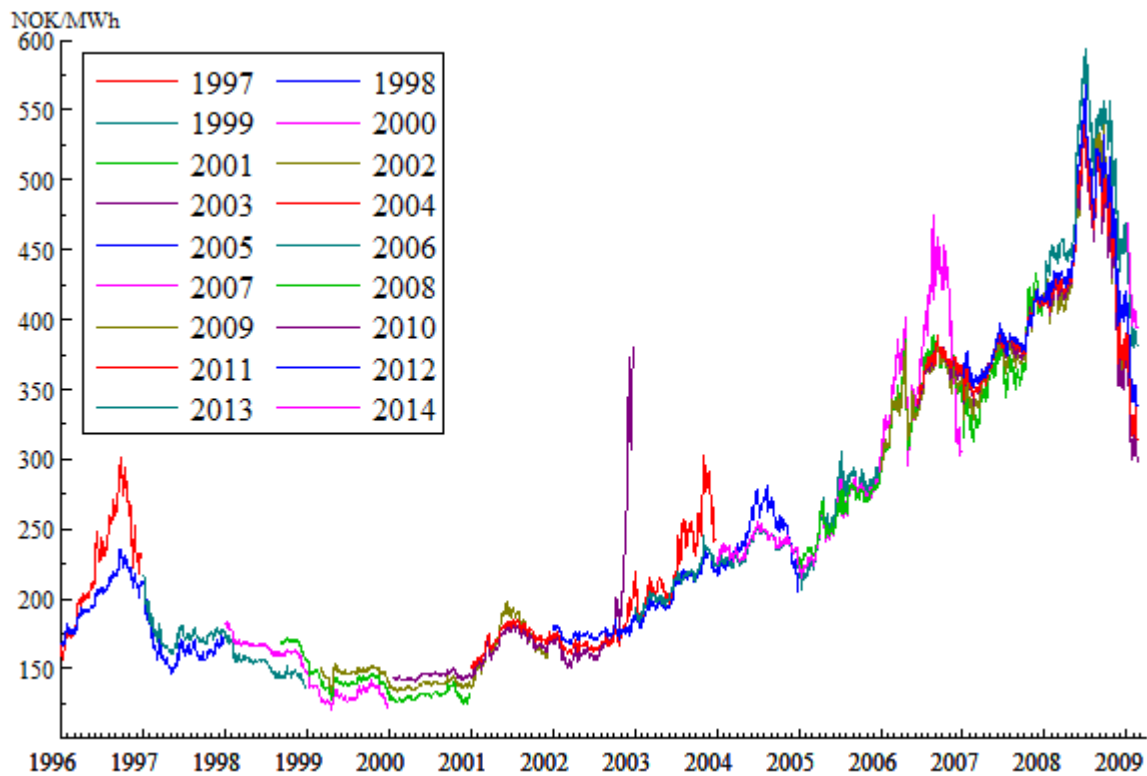
Den første terminkontrakten med levering i 1997 hadde første observerte handledag 02.01.1996 og siste 27.12.1996. Den andre terminkontrakten med levering i 1998 kunne handles fra 02.01.1996 til 23.12.1997, altså to år i forveien. De neste terminkontraktene var også tilgjengelige for handel 2 år i forveien, helt frem til 07.09.1998, da ble det lansert en ny kontrakt med levering i 2001, slik at kontraktene nå kunne handles 3 år i forveien. Kontraktene var så tilgjengelig for handel 3 år i forveien helt frem til 15.06.2006. Da lanserte Nord Pool to nye kontrakter med levering i 2010 og 2011 slik at kontraktene nå kunne handles opp til 5 år før forfall, og dette gjelder enda i dag. Siste observerte handledag er 16.02.2009 og det er da tilgjengelig pris for de 5 terminkontraktene med levering i 2010, 2011, 2012, 2013 og 2014. Figur 10 viser historiske verdier for disse 18 terminkontraktene.

Kontraktene med levering før 2006 er omsatt i NOK/MWh, mens kontraktene med levering fra og med 2006 er omsatt i EUR/MWh. Kontraktene i EUR er regnet om til NOK etter EURNOK terminkurser for de forskjellige leveranseårene.³ Siden kontraktene har levering over hele året har jeg brukt terminkurser med forfall 1.juli hvert år. Disse terminkursene endres etter hvert som tid til forfall reduseres, samtidig som rentedifferansen mellom EUR og NOK endres over tid. På grunn av lange tidsserier er EURNOK terminkursene for alle kontraktene hentet ut den første handledagen i hver måned, for så å interpoleres for de resterende handledagene. Figur 11 viser forskjellen mellom spotkursen og den største terminkursen for EURNOK i den relevante perioden. Ved å gjøre forenklingen med å bruke spotkursen direkte uten å korrigere for termintillegget ser vi at man vil oppnå feilaktig lave priser for terminkontraktene i NOK.

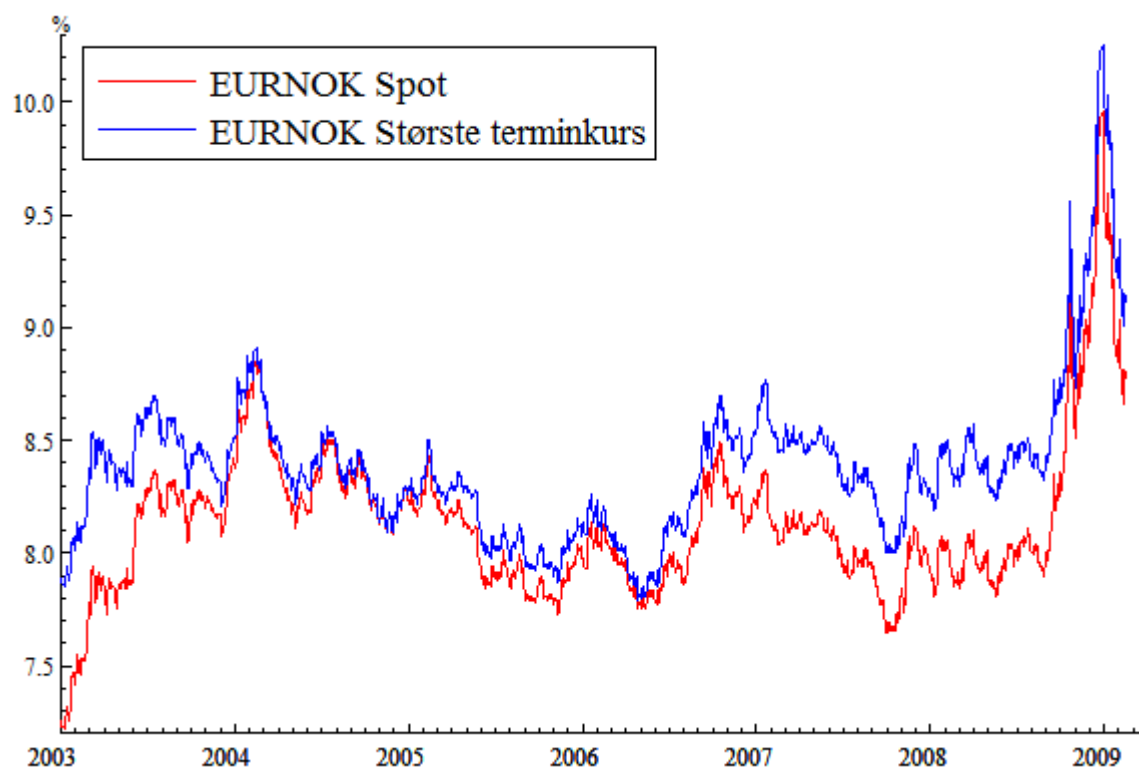
Ved å kombinere disse 18 terminkontraktene har jeg simulert forwardkontrakter med levering 1-5 år frem i tid. Jeg ender da opp med 5 tidsserier. 1års og 2års forward strekker seg fra 02.01.1996 til 16.02.2009, 3års forward strekker seg fra 07.09.1998 til 06.02.2009, og 4års og 5års forward strekker seg fra 15.06.2006 til 06.02.2009. Figur 12 viser utviklingen av forwardkontraktene. Disse forwardkontraktene handles ikke i markedet, men er satt sammen av deler av flere terminkontrakter med forskjellige leveringstidspunkt. Se figur 9 for illustrasjon. Siden disse forwardkontraktene er basert på terminkontrakter med årlige leveringer vil tiden til forfall variere innenfor 1 år ut ifra når på året de handles. For eksempel vil 3årig forward ha 3 år til forfall om den kjøpes tidlig i januar, men nærmere 2 år til forfall hvis den kjøpes sent i desember, for så å gjøre et hopp opp til 3 års forfall igjen når man passerer nyåret. Konsekvensen av disse sprangene er veldig liten, spesielt på de lengste forwardkontraktene, og vil derfor bli ignorert.

Videre i oppgaven velger jeg å bruke tidsserien for 3års forwardkontrakt som grunnlag for den langsiktige strømprisen i elektrisitetsmarkedet. Dette fordi at 3års forward har tilstrekkelig lang tid til forfall, slik at den ikke blir påvirket av kortsiktige usikkerhetsfaktorer som har lite å si på lang sikt, i tillegg til at den har vært omsatt lenge nok til å gi gode historiske data.

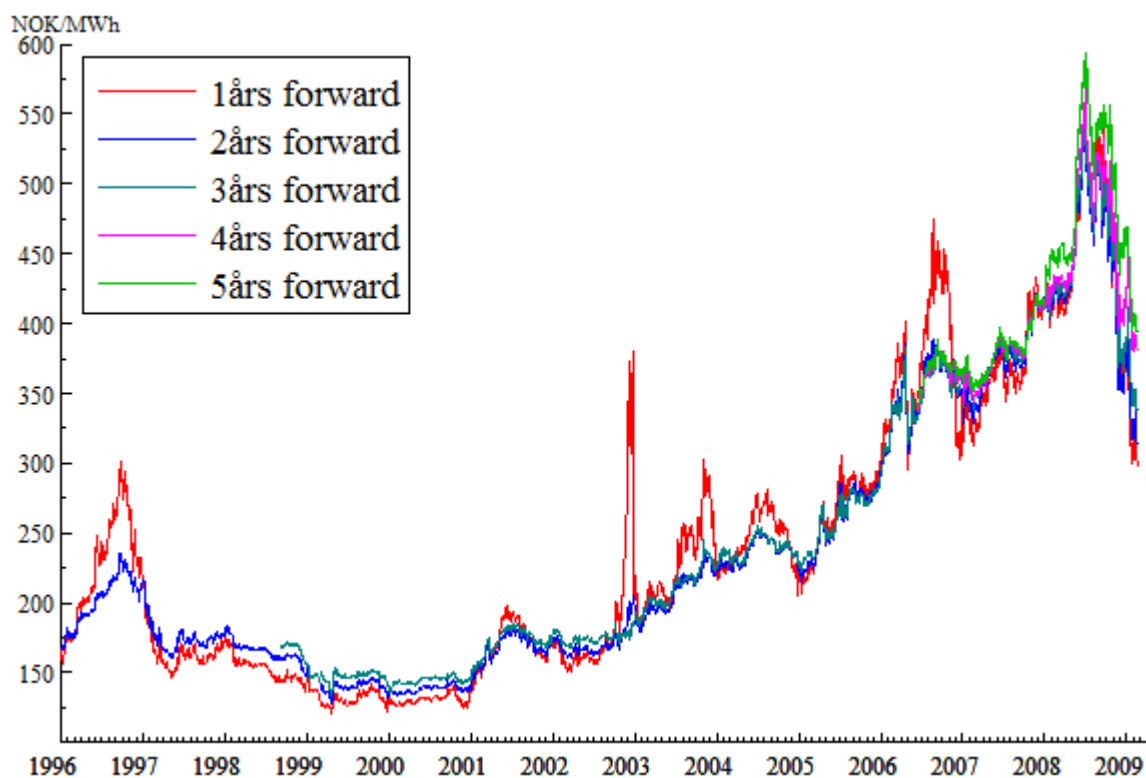
³ EURNOK terminkurs består av EURNOK spotkurs hentet fra Reuters EcoWin, og et termintillegg som er hentet fra Nordea Markets database. Termintillegget er en kompensasjon for rentedifferansen mellom EUR og NOK.



Figur 10: Historiske priser for terminkontrakter med årlig levering. Kilde: Nord Pool.



Figur 11: EURNOK spotkurs og største terminkurs. Kilde: Reuters Ecowin og Nordea Markets Database.



Figur 12: Historiske priser for forwardkontrakter med levering om 1-5 år. Kilde: Nord Pool.

4.4 Deskriptiv statistikk av datasett

4.4.1 Gjennomsnitt, min, maks, endring, volatilitet

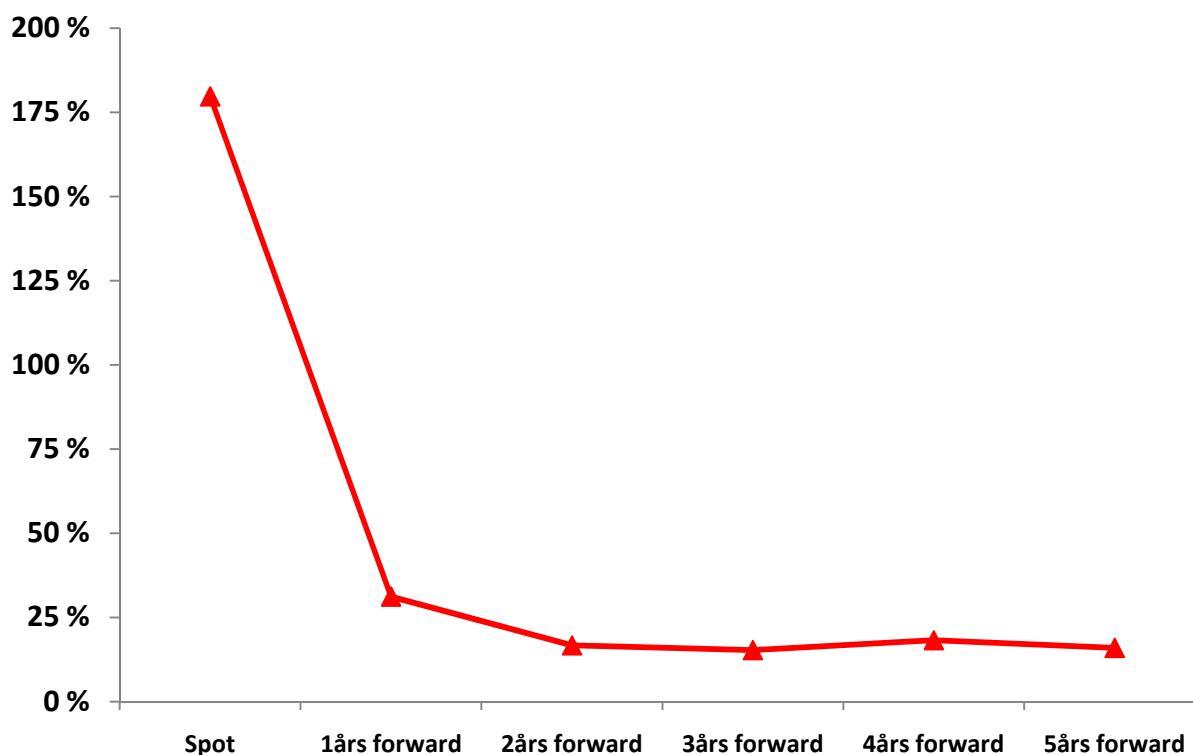
Tabell 1 viser deskriptiv statistikk for spotprisen og de 5 forwardkontraktene. Det første vi kan legge merke til er at spotprisen har ekstreme minimum og maksimumsnivåer. Med et gjennomsnitt på 200 har den minimumsverdi på 15 og maksimumsverdi på 831, mens de samme verdiene for 3års forward er henholdsvis 252, 134 og 560. Legg også merke til at spotprisen har hatt så store daglige endringer som -119,3% og 125,2%, mens hos 3års forward har disse kun vært -8% og 5,9%. Vi ser at minimum og maksimumsverdiene trekker inn mot gjennomsnittet jo lengre tid kontraktene har til forfall, noe som reflekterer den fallende volatilitetskurven vist i figur 13.⁴

⁴ Volatilitet regnes som standardavviket til prosentvise endringer. Annualisert standardavvik er basert på 365 årlige observasjoner i spotprisen og 250 årlige observasjoner i forwardprisene.

Serie	Ant.Obs.	Gj.snitt	Min	Maks	Std.Avvik	Ann.Std.Avvik
Spot	5892	200	15	831	111	2123
1års forward	3273	239	121	567	103	1621
2års forward	3273	235	127	557	97	1527
3års forward	2609	252	134	560	103	1627
4års forward	674	410	338	569	54	855
5års forward	674	423	340	593	65	1033

Prosentvis endring	Ant.Obs.	Gj.snitt	Min	Maks	Std.Avvik	Ann.Std.Avvik
Spot	5891	0,0192 %	-119,3 %	125,2 %	0,0941	179,75 %
1års forward	3272	0,0193 %	-62,7 %	16,4 %	0,0197	31,15 %
2års forward	3272	0,0191 %	-8,7 %	7,2 %	0,0105	16,65 %
3års forward	2608	0,0266 %	-8,0 %	5,9 %	0,0096	15,25 %
4års forward	673	0,0179 %	-6,9 %	6,8 %	0,0115	18,16 %
5års forward	673	0,0216 %	-6,0 %	4,5 %	0,0101	15,89 %

Tabell 1: Deskriptiv statistikk for spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5 år.



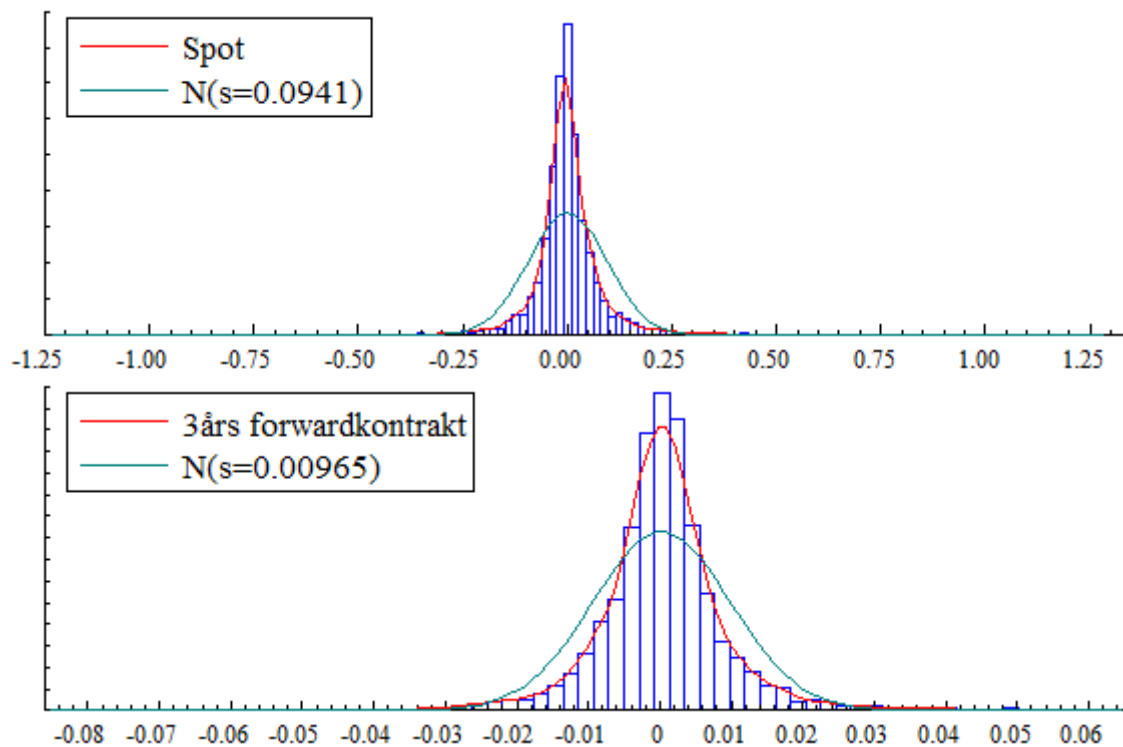
Figur 13: Annualisert volatilitet for spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5 år.

4.4.2 Fordelingen til prosentvis endring

Figur 14 viser fordelingen til prosentvis endring for spotprisen og 3års forwardkontrakt. Grafene viser leptokurtiske egenskaper ved begge tidsseriene, det vil si at de har høyere topper og lengre haler enn det normalfordelingen følger. De høye toppene viser at tidsseriene har majoriteten av endringene rundt gjennomsnittet, og de lange halene viser at prisene har tendenser til å oppnå ekstremt store daglige endringer. Kurtosis er et mål på hvor lange disse halene er, der verdien for en normalfordeling er 3. Skewness er et mål på om fordelingen er skjevfordelt, det vil i dette tilfellet si at positive endringer er vanligere enn negative endringer, eller motsatt. En normalfordeling er symmetrisk, slik at verdien for skewness er 0. En måte å teste om endringene er normalfordelte på er å bruke Jarque-Bera (JB) testen, som sammenligner observerte verdiene for kurtosis og skewness med verdiene til normalfordelingen, der nullhypotesen er at fordelingen er normalfordelt. Vi kan lese verdiene for kurtosis, skewness og Jarque-Bera testen fra tabell 2, og med verdier for JB-testen for spotprisen på 16651 og 3års forward på 2169 med kritisk verdi på 9,21 med 1% signifikansnivå, har ingen av disse tidsseriene signifikant normalfordelte endringer. Men selv om begge verdiene drastisk overskrider kritisk verdi, er testverdien vesentlig høyere for spotprisen enn for 3års forward.

Prosentvis endring	Kurtosis	Skewness	JB Normality test
Spot	27,59	0,0940	16651 [0.0000]**
1års forward	320,83	-9,6442	5869 [0.0000]**
2års forward	11,63	-0,5041	2414 [0.0000]**
3års forward	11,82	-0,3041	2169 [0.0000]**
4års forward	10,10	-0,5904	377 [0.0000]**
5års forward	7,91	-0,8252	163 [0.0000]**

Tabell 2: Kurtosis, skewness, og Jarque-Bera test for normalfordeling i prosentvis endring for spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5 år.



Figur 14: Fordelingen til prosentvis endring for spotprisen og 3års forwardkontrakt.

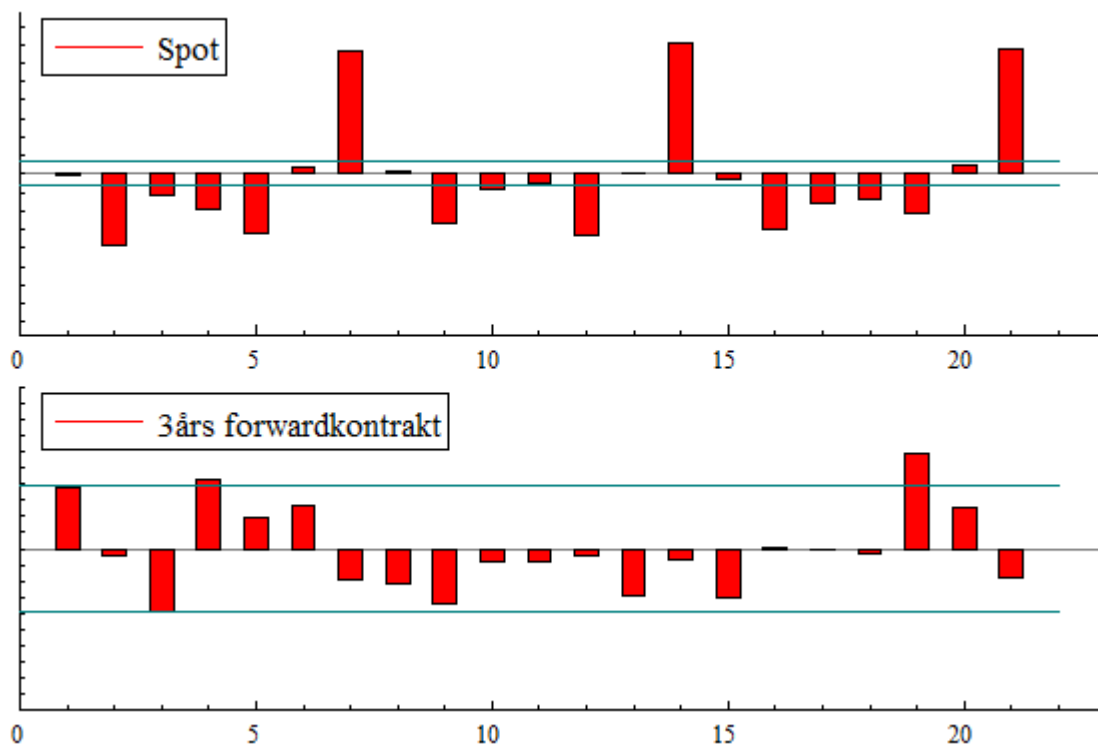
4.4.3 Seriekorrelasjon

Selv om det er stor usikkerhet i spotprisen viser den fortsatt noen tegn til forutsigbarhet. Figur 15 viser seriekorrelasjon i prosentvis endring til spotprisen og 3års forwardkontrakt med opp til 21 lag. Portmanteau testen for seriekorrelasjon har nullhypotese om at ingen av endringene opp til et visst antall lag er korrelerte. Med 21 lag gir testen en verdi på 1961,2 for spotprisen og 37,2 for 3års forward, der kritisk verdi med 1% signifikansnivå er 38,9. Vi kan dermed konkludere med at minst ett av de første 21 lag i spotprisen er seriekorrelert med 1% signifikansnivå, men vi kan ikke påvise seriekorrelasjon i de første 21 lag for 3års forward med 1% signifikansnivå.

Merk at fra figur 15 ser vi at endringen i spotprisen er signifikant seriekorrelert på flere lag av syv dager. Det vil si at endringen fra en dag til en annen kan gi signaler om endringen mellom de samme dagene opptil flere uker senere. Dette følger av at etterspørselen for strøm følger regelmessige mønstre innad i uken. Forwardkontraktene angir levering av strøm over et helt år. På denne måten blir ikke forwardprisen påvirket av kortsiktige

endringer i etterspørselen, og heller ikke av sesongeffekter, og den vil derfor reflektere det langsiktige prisnivået i elektrisitetsmarkedet bedre enn den volatile spotprisen.

Av tidligere analyser har Koekebakker og Ollmar (2005) analysert forwardkurven i det nordiske elektrisitetsmarkedet i perioden 1995-2001. Han finner empirisk støtte for at volatiliteten er høyere i den korte enden av forwardkurven, og at korrelasjon mellom kortsiktig og langsiktig pris er lavere enn i andre markeder, noe som støtter teorien presentert i kapittel 4.1 og mine konklusjoner i dette kapittelet. Han konkluderer videre med at de viktigste faktorene som forklarer endringene i den lange enden, har liten påvirkning på prisen i den korte enden. Borovkova og Geman (2006) oppgir at korrelasjon mellom spot og terminpris på historiske Nord Pool data har vært fra 0,65 til -0,15.



Figur 15: Seriekorrelasjon i prosentvis endring til spotprisen og 3 års forwardkontrakt med opp til 21 lag.

4.5 Valg av prisbevegelse

Verdien av investeringsopsjonen er avhengig av den stokastiske utviklingen til strømprisen. Valg av hvilken stokastisk prisbevegelse strømprisen følger vil derfor påvirke verdien av investeringsopsjonen og dermed investeringsbeslutningen. En investeringsbeslutning basert på at strømprisen følger en mean-reverting prosess kan derfor bli ganske forskjellig fra om man antar at den følger en random walk prosess.⁵

4.5.1 Prisbevegelsen til spotprisen

Først skal jeg prøve å finne en stokastisk prosess som forklarer prisbevegelsen til spotprisen. Ved å analysere historiske data for tidsserien kan jeg benytte en Augmented Dickey-Fuller (ADF) test for å sjekke om tidsserien er stasjonær eller ikke. Dersom serien er stasjonær kan strømprisen antas å følge en mean-reverting prosess, det vil si at den kan avvike fra gjennomsnittet på kort sikt, men at den alltid vil returnere tilbake til gjennomsnittet. Fra tabell 3 ser vi at ADF-testen avviser nullhypotesen om ikke-stasjonærhet for både spotprisen og logaritmen til spotprisen med 1% signifikansnivå, og jeg konkluderer med at spotprisen er stasjonær og at den følger en mean-reverting prosess.

<u>Serie</u>	<u>ADF-test</u>
Spot	-3.461**
ln(Spot)	-4.081**
3års forward	-0.802
ln(3års forward)	-0.535

Tabell 3: Augmented Dickey-Fuller test for ikke-stasjonærhet.

⁵ Dixit og Pindyck (1994), Baker, Mayfield og Parsons (1998), Dias, Rocha og Carlos (1999) og Pelet (2003).

4.5.2 Prisbevegelsen til 3års forwardkontrakt

Jeg gjør så samme prosedyren for den langsiktige prisen, 3års forwardkontrakt. ADF-testen fra tabell 3 aksepterer her nullhypotesen om ikke-stasjonæritet for 3års forward og logaritmen til 3års forward, slik at vi ikke kan konkludere med at forwardprisen følger en mean-reverting prosess. Når ADF-testen avviser stasjonæritet kan man anta at strømprisen følger en random walk prosess.

Jeg antar at 3års forwardkontrakt P_t følger en geometrisk brownsk bevegelse (GBM),⁶

$$dP_t = \alpha P_t dt + \sigma P_t dz,$$

hvor α er kontinuerlig prosentvis endring i P og σ er volatiliteten til P , der begge antas å være konstante i perioden. $dz = \epsilon_t \sqrt{dt}$ er en wiener prosess der ϵ_t er en ikke seriekorrelet normaldistribuert tilfeldig variabel med forventning lik null og standardavvik lik 1.

Merk at vi kan skrive denne ligningen som

$$\frac{dP_t}{P_t} = \alpha dt + \sigma dz.$$

En geometrisk brownsk bevegelse antar dermed at prosentvis endring i forwardprisen over en periode er gitt som en konstant endring α , pluss et tilfeldig element gitt som wiener prosessen ganget med den konstante volatiliteten. Vi ser ut ifra ligningen at prosentvis endring må være normalfordelt med forventning αdt og varians $\sigma^2 dt$. Det er sjeldent at normalfordelte endringer observeres i praksis, og jeg har allerede konkludert med at det heller ikke er tilfellet for forwardprisen. Det antas også at prisbevegelsen kun er avhengig av dagens pris, det vil si at historisk utvikling ikke har noen ting å si for fremtidig utvikling. Jeg har også konkludert med at det ikke kan påvises seriekorrelasjon i 3års forward med 1% signifikansnivå, slik at denne antagelsen er oppfylt.

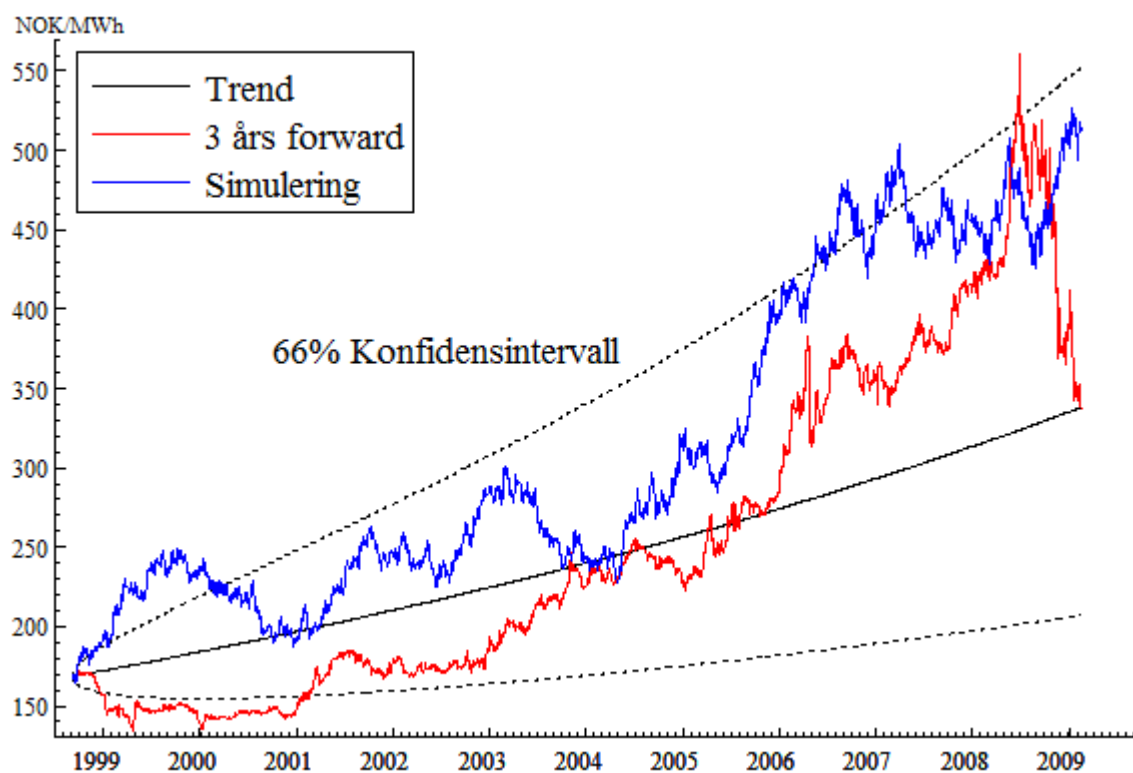
Ved å simulere denne prisbevegelsen og sammenligne den med historisk utvikling for forwardkontrakten, kan jeg se om denne antagelsen om prisbevegelsen kan være god nok. For å simulere prisbevegelsen trenger jeg verdier for α, σ og startverdien for prisen, P_0 . Gjennomsnittlig endring for perioden og standardavvik finner vi av tabell 1, og jeg setter

⁶ Dette er påstanden Black-Scholes (1973) antar for aksjepriser, og Black (1976) antar for terminpriser.

$\alpha = 0,00026648$ og $\sigma = 0,009647$.⁷ P_0 er startverdien for serien, og denne er 168,62. P_t kan så kalkuleres ved følgende ligning

$$P_t = 1,00026648P_{t-1} + 0,009647P_{t-1}\epsilon_t.$$

Figur 16 viser utviklingen av en simulering sammen med den realiserte tidsserien. Den svarte linjen viser trenden til utviklingen og denne finnes ved å sette $\epsilon_t=0$. Den prikkete svarte linjen viser et 66% konfidensintervall for utviklingen av forwarden, det vil si at det er 66% sannsynlighet for at den vil holde seg innenfor dette intervallet. Vi ser at utviklingen til forwardkontrakten har holdt seg mer eller mindre innenfor dette konfidensintervallet, og den simulerte tidsserien viser en ikke alt for ulik utvikling. Så selv om antagelsen om normalfordelte endringer ikke er oppfylt, fortsetter jeg å anta at 3års forwardkontrakt følger en geometrisk brownsk bevegelse. Dette støttes av Ronn (2002), som mener forwardpriser aldri burde modelleres som en mean-reverting prosess.



Figur 16: Simulering av 3års forwardkontrakt sammen med realisert tidsserie og 66% konfidensintervall.

⁷ Merk at dette ikke er estimerte verdier, men faktisk realiserte verdier for tidsserien. Jeg bruker disse kun for å simulere utviklingen innenfor den gitte perioden, og de er ikke et estimat for videre utvikling.

5. Modellen

5.1 Utledning av modellen

Jeg skal nå utlede en modell som kan brukes til å verdsette investeringsopsjonene på småkraftverk, som beskrevet i kapittel 3. Som også nevnt i kapittel 3 forutsettes det at man har mulighet til å utsette investeringen til evig tid. Utbyggingskostnaden antas også å være konstant gjennom opsjonsperioden, og investeringen antas å være irreversibel.

Når man skal verdsette en langsiktig investering som småkraftverk, vil det ikke være riktig å basere beregningene på spotprisen, siden denne er veldig volatil og påvirket av kortsiktige usikkerhetsfaktorer som har lite å si for utviklingen på lang sikt. Det som er relevant er usikkerheten rundt gjennomsnittsprisen over prosjektets levetid. Det vil dermed være bedre å bruke en langsiktig pris, siden denne reflekterer de langsiktige forventningene i markedet bedre enn det spotprisen gjør. Jeg velger derfor å bruke den 3årige forwardkontrakten som stokastisk underliggende variabel.

En av de grunnleggende modellene for irreversible investeringer er utviklet av McDonald og Siegel (1986). De vurderer følgende problem: På hvilket tidspunkt er det optimalt å betale en irreversibel kostnad K for et prosjekt som har verdien V , gitt at V følger en geometrisk brownsk bevegelse,

$$dV = \alpha V dt + \sigma V dz.$$

McDonald og Siegel mente at en investeringsmulighet kan ses på som en evigvarende amerikansk kjøpsopsjon, og beslutningen om når man burde investere er ekvivalent med å bestemme optimal utøvelse av en slik opsjon. Vi kan dermed verdsette denne investeringsopsjonen og bestemme optimalt investeringstidspunkt ved å bruke samme metode som brukes til å verdsette finansielle opsjoner.

Denne metoden krever en viktig forutsetning. Den stokastiske verdien av prosjektet V må ha en replikerende portefølje som er perfekt korrelert. Det vil si at markedet må være effisient nok til at investeringsbeslutningen ikke påvirker markedet. I følge Pindyck (1991) burde denne antagelsen holde for de fleste varer som handles både i spot og terminmarkedet. Nord Pool regnes som et likvid marked, slik at utbygginger av småkraftverk ikke har noen påvirkning på markedet. Med denne antagelsen kan vi bestemme den optimale

investeringsregelen som maksimerer prosjektets verdi, uten å gjøre noen videre antagelser om risikopreferanser eller neddiskonteringskrav.

Jeg skal basere modellen min på metoden til McDonald og Siegel, men istedenfor å anta at prosjektets verdi følger en geometrisk brownsk bevegelse, antar jeg at prosjektets verdi er en funksjon av 3års forwardkontrakt. Videre antar jeg at forwardprisen P følger en geometrisk brownsk bevegelse,

$$(1) \quad dP_t = \alpha P_t dt + \sigma P_t dz,$$

der α er forventet prosentvis endring i forwardkontrakten og σ er forventet volatilitet. Begge antas å være konstante.

La prosjektet V være utbyggelsen av et småkraftverk, der verdien av kraftverket er gitt som den neddiskonterte verdien av strøm over kraftverkets levetid. Jeg antar for enkelhetsskyld at utbyggingen skjer momentant, slik at strømproduksjon starter med en gang utbyggingen iverksettes. Siden forwardkontrakten har forfall med levering av strøm om 3 år må denne neddiskonteres over 3 år for å simulere levering av strøm i dag. La verdien til kraftverket være en funksjon av forwardprisen P ,

$$V(P) = bMA_I P,$$

der b er neddiskonteringen av forwardkontrakten over 3 år, M er årlig produksjon i MWh, og A_I er en annuitetsfaktor for neddiskontering av strømmen over levetiden til kraftverket på T år. Disse er definert som

$$b = e^{-(r-\delta)3}$$

og

$$A_I = \frac{1}{e^\delta - 1} (1 - e^{-\delta T}),$$

hvor r er kontinuerlig risikofri rente og $\delta = r - \alpha$ er kontinuerlig convenience yield, som er neddiskonteringskravet for strømmen når risikonøytral forventet vekst i P er α .

For vanlige varer representerer convenience yield fordelene ved å eie varen istedenfor en forwardkontrakt på den. For elektrisitet, som ikke kan lagres, kan denne tolkes som fordelene ved å motta strøm på et tidligere av flere tidspunkt. For eksempel hvis levetiden til prosjektet er T år, vil man ved å utsette investeringen ett år tape den første kontantstrømmen, for å få den igjen etter $T+1$ år, noe som gir en lavere nåverdi enn den første kontantstrømmen. Dersom det forutsettes at denne tapte kontantstrømmen kan uttrykkes som en andel av kraftverkets verdi, vil kostnaden som følge av tapt kontantstrøm ved utsatt investering være gitt ved δV .

Kostnadene ved kraftverket består av en utbyggingskostnad I , og en årlig driftskostnad C . Driftskostnadene ved et vannkraftverk er lave, så det antas at det aldri vil lønne seg å stoppe produksjonen når utbyggingen først er gjort, slik at driftskostnadene vil løpe over hele kraftverkets levetid på T år. Utøvelseskursen K for investeringsopsjonen vil dermed være gitt som nåverdien av kostnadene, som er utbyggingskostnaden I pluss neddiskontert verdi for driftskostnaden C over perioden T ,

$$K = I + A_K C.$$

A_K er en neddiskonteringsfaktor for kostnadene over levetiden til prosjektet over T år, og er definert som

$$A_K = \frac{1}{e^r - 1} (1 - e^{-rT}),$$

der r er kontinuerlig risikofri rente, som er det rette neddiskonteringskravet for kostnadene, når de antas konstante gjennom opsjonsperioden.

I denne modellen vil netto nåverdi (NNV) av kraftverket være avhengig av forwardprisen, og er uttrykt som forskjellen mellom verdien av kraftverket og kostnaden ved å utvikle det,

$$NNV(P) = V(P) - K.$$

La nå $F = F(P)$ være verdien av investeringsopsjonen. For å finne $F(P)$ antar vi en portefølje der vi eier denne investeringsopsjonen med verdi $F(P)$, samtidig som vi har en kort posisjon i $\frac{\partial F}{\partial P}$ enheter av forwardkontrakten P .⁸ Verdien av denne porteføljen er

$$X = F - F_P P.$$

En kort posisjon i denne porteføljen vil kreve en betaling av $\delta F_P P$ per tidsperiode. Grunnen til dette er at enhver rasjonell investor som går lang i denne porteføljen vil kreve δ i avkastning på F_P andeler av forwardkontrakten P .

Den totale avkastningen på denne porteføljen over et kort tidsintervall dt må dermed bli

$$dF - F_P dP - \delta F_P P dt.$$

Denne porteføljen er risikofri, og for å unngå arbitrasjemuligheter må dermed avkastningen på porteføljen være risikofri rente,

$$(2) \quad dF - F_P dP - \delta F_P P dt = r(F - F_P P) dt.$$

For å finne et uttrykk for prisbevegelsen til investeringsopsjonen dF kan vi bruke Ito's Lemma,⁹

$$dF = F_P dP + \frac{1}{2} F_{PP} (dP)^2.$$

Ved å sette inn prisbevegelsen til forwardkontrakten (1) for dP får vi

$$dF = F_P (\alpha P dt + \sigma P dz) + \frac{1}{2} F_{PP} (\alpha P dt + \sigma P dz)^2$$

$$(3) \quad dF = \left(\alpha P F_P + \frac{1}{2} \sigma^2 P^2 F_{PP} \right) dt + \sigma P F_P dz.$$

Ved å sette inn uttrykket for prisbevegelsene dF (3) og dP (1) i (2) får vi

$$\left(\alpha P F_P + \frac{1}{2} \sigma^2 P^2 F_{PP} \right) dt + \sigma P F_P dz - F_P (\alpha P dt + \sigma P dz) - \delta F_P P dt = r(F - F_P P) dt$$

⁸ $\frac{\partial F}{\partial P}$ er den deriverte av F med hensyn på P , og forkortes heretter F_P .

⁹ Se for eksempel appendiks i Pindyck (1991) for en beskrivelse av Ito's Lemma.

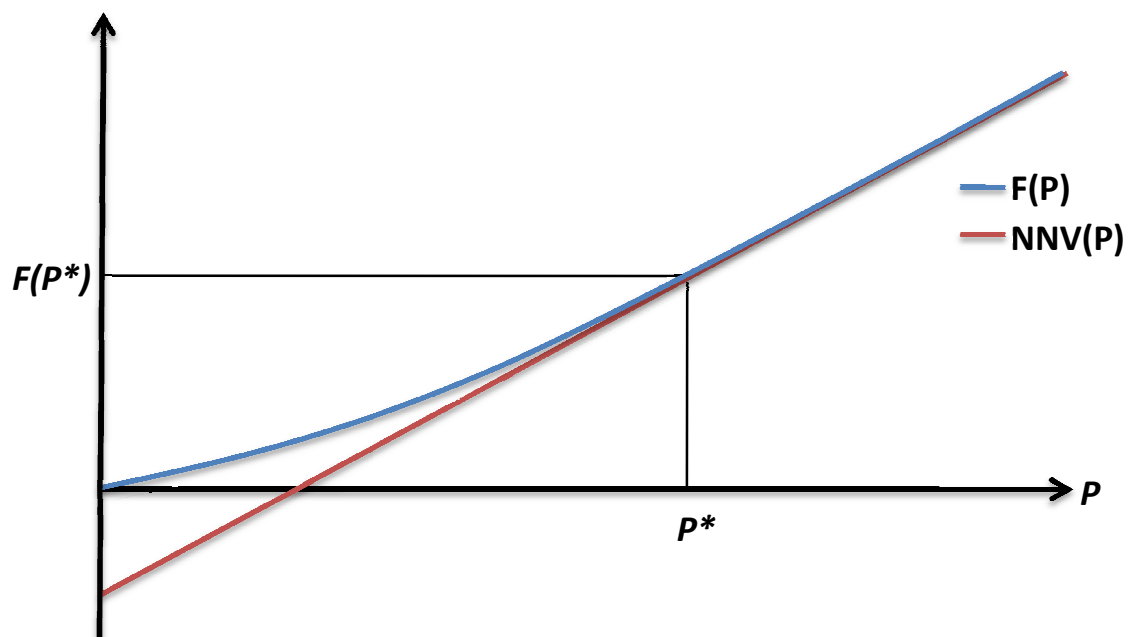
$$(4) \quad \frac{1}{2} \sigma^2 P^2 F_{PP} + (r - \delta) P F_P - r F = 0.$$

Legg merke til at alle dz leddene er borte, slik at porteføljen er risikofri. Dette er en differensial ligningen som $F(P)$ må tilfredsstille, i tillegg til disse grensebetingelsene:

$$(5a) \quad F(0) = 0$$

$$(5b) \quad F(P^*) = NNV(P^*)$$

$$(5c) \quad F_P(P^*) = NNV_P(P^*)$$



Figur 17: Verdi av investeringsopsjon og netto nåverdi av investering.

Betingelse (5a) sier at hvis P er lik null så vil investeringsopsjonen være verdiløs, en tyding av ligning (1). P^* kan ses på som et barrierenivå for 3års forwardkontrakt, og betingelse (5b) sier at hvis man investerer på dette nivået, vil verdien av investeringsopsjonen $F(P^*)$ være lik $NNV(P^*)$. Betingelse (5c) sier at på dette nivået må også verdien til investeringsopsjonen $F(P^*)$ tangere $NNV(P^*)$, slik at stigningstallet for begge verdiene er lik. Hvis $P < P^*$ vil investeringsopsjonen $F(P)$ være mer verdt enn $NNV(P)$, og man vil derfor vente med å investere. Hvis $P > P^*$ vil verdien av investeringsopsjonen $F(P)$ være lik $NNV(P)$, og man vil derfor investere med en gang.

For å finne verdien av investeringsopsjonen $F(P)$ må vi løse ligning (4) for grensebetingelsene.

Løsningen til ligning (4) som tilfredsstillere grensebetingelse (5a) er

$$(6) F(P) = \begin{cases} a[V(P)]^\beta, & P \leq P^* \\ V(P) - K, & P > P^*, \end{cases}$$

hvor a er en konstant og

$$\beta = \frac{1}{2} - \frac{r - \delta}{\sigma^2} + \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{r - \delta}{\sigma^2}\right)^2 + \frac{2r}{\sigma^2}}.$$

De to siste grensebetingelsene, (5b) og (5c), kan brukes til å løse de to siste ukjente, konstanten a og barrierenivået for forwardkontrakten P^* . Ved å sette $F(P) = a[V(P)]^\beta$ fra (6) inn i de to siste grensebetingelsene (5b) og (5c), kan vi se at

$$V(P^*) = \frac{K\beta}{\beta - 1}$$

og

$$a = \frac{V(P^*) - K}{[V(P^*)]^\beta}.$$

Vi husker at $V(P^*) = bMA_1P^*$, slik at optimalt investeringstidspunkt er når prisen til 3års forwardkontrakt, P , er over barrierenivået

$$P^* = \frac{K\beta}{bMA_1(\beta - 1)}.$$

Ved å sette inn for a og $V(P)$ i (6) kan verdien av investeringsopsjonen skrives som

$$F(P) = \begin{cases} (V(P^*) - K) \left(\frac{P}{P^*}\right)^\beta, & P \leq P^* \\ V(P) - K, & P > P^*. \end{cases}$$

Legg merke til at dersom $P \leq P^*$ vil verdien av investeringsopsjonen $F(P)$ være bestemt av to deler. $V(P^*) - K$ er lik netto nåverdi av investeringen når $P = P^*$, og $\left(\frac{P}{P^*}\right)^\beta$ er risikonøytral sannsynligheten for at P når P^* .

5.2 Estimering av parametre

Det er tre parametre i modellen som må estimeres. Dette er volatilitet, convenience yield og risikofri rente. Andre variabler som årlig produksjon, utbyggingskostnad, driftskostnad og levetid er eksogent gitt, og allerede diskutert i kapittel 3. Siden jeg skal anvende modellen på 225 investeringsopsjoner for utbygging av småkraftverk i Norge, der datoen for disse opsjonene er spredt fra 2001 – 2009, må jeg estimere disse tre parametrene på alle historiske tidspunkt i perioden. På hvert tidspunkt vil jeg kun ta hensyn til data som var tilgjengelig på det tidspunktet, slik at resultatene fra modellen gjenspeiler en beregning som er gjort på det tidspunktet konsesjonene er innvilget.

5.2.1 Volatilitet

Volatilitet kan enten estimeres fra historiske data, eller hvis det finnes et likvid marked for handling av opsjoner, ved å bruke observerte opsjonspriser og en opsjonspringsmodell som Black and Scholes.¹⁰ Man må da vite de andre variablene i opsjonsformelen, som rente, convenience yield, tid til forfall, utøvelseskurs og dagens kurs for underliggende aktiva.

Ved å benytte historiske data får man et estimat på volatiliteten basert på historikk, men dette er ingen garanti for hvor høy volatiliteten vil være fremover. Det er dog vanlig å benytte historisk volatilitet, siden det har vist seg å gi nøyaktige prognoser både på kort og lang sikt (Figurowski, 1994).

Volatiliteten til strømprisen er definert som det årlige standardavviket til prosentvis endring, og kan regnes ut med formelen

$$\sigma = \sqrt{\frac{\pi}{n-1} \sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})^2},$$

¹⁰ Dette omtales som implied volatility, se for eksempel Hull (2008) for mer angående dette.

hvor

$n + 1$ = antall historiske observasjoner av P

$$x_t = \ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right), t = 1, 2, \dots, n$$

\bar{x} = gjennomsnittet av x_t

π = antall årlige observasjoner

Et problem er ofte at volatiliteten endrer seg over tid, noe som bryter med antagelsen om konstant volatilitet i modellen. Figur 18 viser historisk annualisert volatilitet i 3 års forwardkontrakt regnet ut fra daglige historiske data. Dette er volatilitetsprognosene som ville vært gjort på hvert tidspunkt i tid, basert på historiske data. Vi ser at prognosene basert på 1 års historiske data varierer ganske mye over tid, mens prognosene basert på 4 års historiske data varierer mindre, og prognosene basert på all historisk data ligger ganske konstant mellom 10 og 15%. Til sammenligning ligger historisk volatilitet for spotprisen på rundt 180%. Tabell 4 og figur 19 viser oversikt over årlig realisert volatilitet i spotprisen og terminkontrakter med levering om 1-5 år.

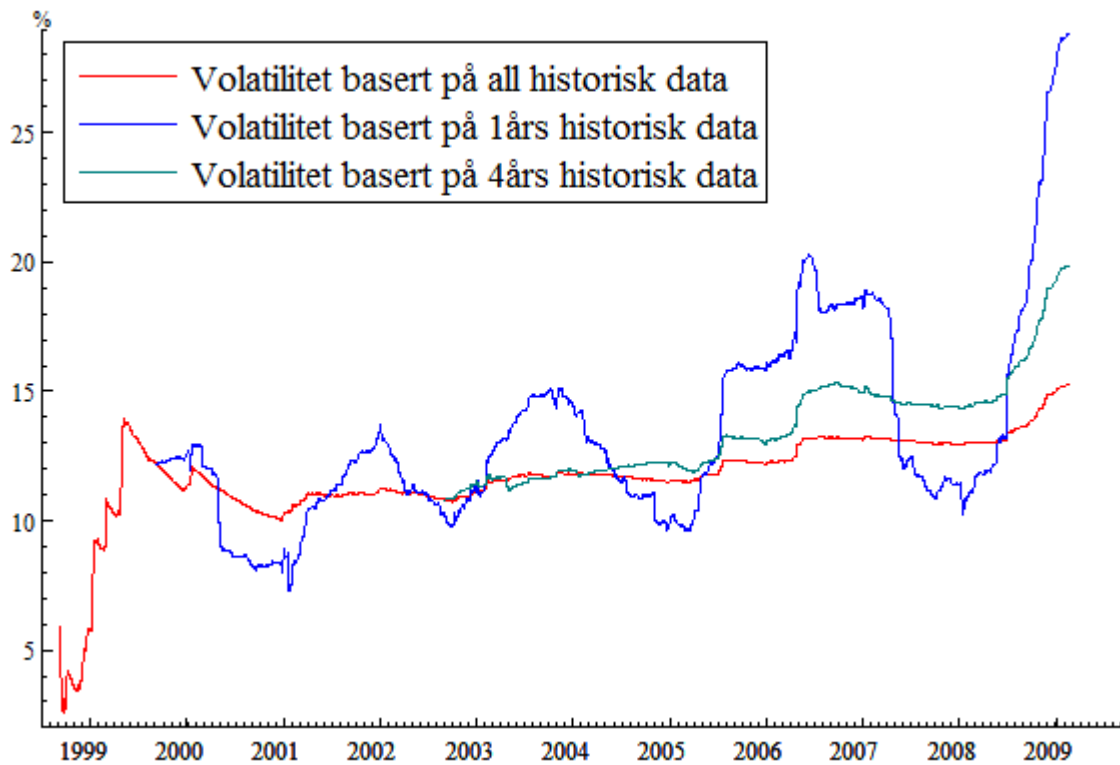
En måte å takle problemet med varierende volatilitet på, er å kun bruke de nyeste observasjonene og se bort ifra gamle data. Det blir da et spørsmål om hvor lang historikk man skal bruke, og man må velge mellom å undersøke et stort utvalg, og å prøve å luke ut data som er så gammel at det ikke reflekterer fremtiden. Figlewski (1994) har gjort en rekke analyser på området, og kom frem til at med en historikk fra 6 mnd til 5 år, så ville alltid 5 år gi de beste estimatene.¹¹ Han konkluderte også med at enda lengre historikk ville gi enda bedre estimater, og at prognosene var mer nøyaktige jo lengre tidshorisont man hadde. Basert på dette antyder han at volatiliteten kan sies å følge en mean-reverting prosess på lang sikt, slik at ekstreme nivåer som kan forekomme på kort sikt har en tendens til å jevne seg ut over tid.

En annen metode som tar hensyn til tidsvarierende volatilitet er ARCH modellen av Engle (1982). Denne er videreutviklet i mange former, mest kjent er kanskje den generaliserte ARCH modellen, GARCH, av Bollerslev (1986). Figlewski (1994) har også her brukt de samme datautvalgene til å teste GARCH modellen. Han konkluderer med at modellen er

¹¹ Figlewski (1994) gjorde analyser med historiske data fra S&P 500 index, 3 month Treasury bill rates, 20 year Treasury bond yields, og Deutschemark/dollar exchange rate

vanskeligere å estimere, og at den ikke ser ut til å gi noen mer nøyaktige prognoser enn den mye lettere måten med å beregne volatilitet ut ifra en lang serie av historiske data.

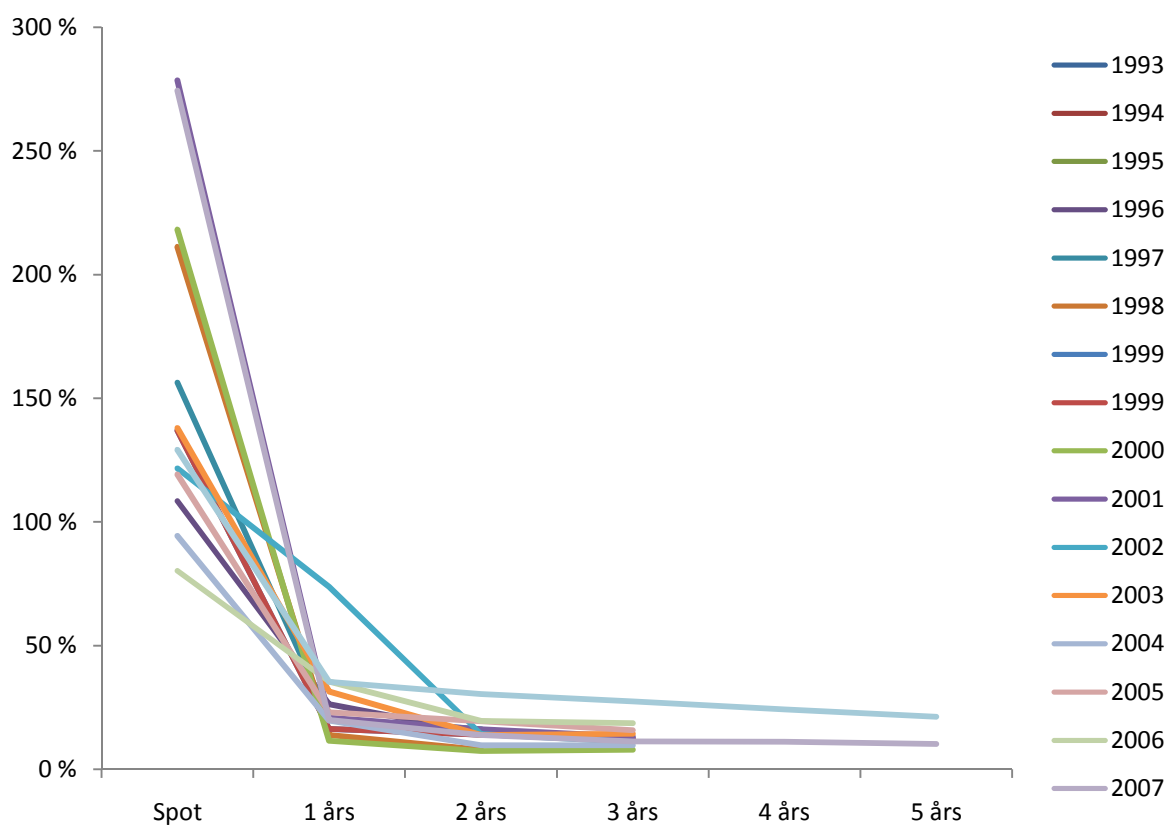
Ved å anta at volatiliteten følger en mean-reverting prosess, der den langsiktige verdien vil gå mot gjennomsnittet, velger jeg å bruke alle historiske data for 3års forwardkontrakt til å regne ut volatilitetsprognosene på alle historiske tidspunkt.



Figur 18: Historisk annualisert volatilitet i 3års forwardkontrakt regnet ut fra daglige historiske data. (250 årlige observasjoner).

År	Spot	1 års	2 års	3 års	4 års	5 års
1993	269,7 %					
1994	126,4 %					
1995	231,0 %					
1996	108,5 %	26,3 %	14,6 %			
1997	156,4 %	20,4 %	16,2 %			
1998	211,2 %	13,9 %	7,9 %			
1999	136,9 %	16,4 %	14,1 %	12,5 %		
2000	218,2 %	11,7 %	7,5 %	8,0 %		
2001	278,4 %	20,8 %	16,3 %	13,2 %		
2002	121,6 %	73,7 %	14,3 %	11,1 %		
2003	138,0 %	31,5 %	13,9 %	14,4 %		
2004	94,4 %	19,7 %	9,8 %	9,7 %		
2005	119,3 %	23,1 %	19,5 %	15,9 %		
2006	80,2 %	35,5 %	19,7 %	18,7 %		
2007	274,3 %	19,9 %	13,9 %	11,3 %	11,2 %	10,3 %
2008	129,2 %	35,4 %	30,4 %	27,5 %	24,3 %	21,3 %

Tabell 4: Oversikt over årlig realisert volatilitet i spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5år.



Figur 19: Oversikt over årlig realisert volatilitet i spotprisen og forwardkontrakter med levering om 1-5år.

5.2.2 Convenience yield

Det er ofte problematisk å estimere en konstant convenience yield, siden heller ikke denne i praksis er konstant over tid, og generelt sett er uobserverbar i markedet. Convenience yield har i likhet med rente stor påvirkning på opsjonsverdien, slik at unøyaktige beregninger kan gi grunnlag for store feil.

Vanligvis bruker man et forhold mellom spot og forwardpris til å regne ut convenience yield, men siden elektrisitet ikke kan lagres, påpeker Eydeland og Geman (1998) og Koekebakker og Ollmar (2005) at det ikke eksisterer en direkte sammenheng mellom spot og forwardpris. I motsetning til spotprisen er forwardkontraktene omsatt i et finansielt marked, der de både kan kjøpes og selges. Jeg kan dermed regne ut convenience yield ved å anta følgende forhold mellom flere forwardkontrakter med forskjellig forfall¹²

$$F_T = F_t e^{[r(t,T) - \delta](T-t)}$$

$$\delta = \frac{[r(t,T)(T-t) - \ln\left(\frac{F_T}{F_t}\right)]}{(T-t)}$$

hvor F_T er forwardprisen med levering på tid T , F_t er forwardprisen med levering på tid t , og $r(t,T)$ er den kontinuerlige risikofrie renten fra periode t til T .

For å regne seg frem til korrekte renter mellom de forskjellige periodene tar jeg utgangspunkt i statsobligasjoner og 12mnd effektiv NIBOR, der historisk utvikling av disse er vist i figur 20. Jeg antar følgende forhold mellom diskrete renter,

$$[1 + r(t, T)]^{(T-t)} = \frac{[1 + r(0, T)]^T}{[1 + r(0, t)]^t}.$$

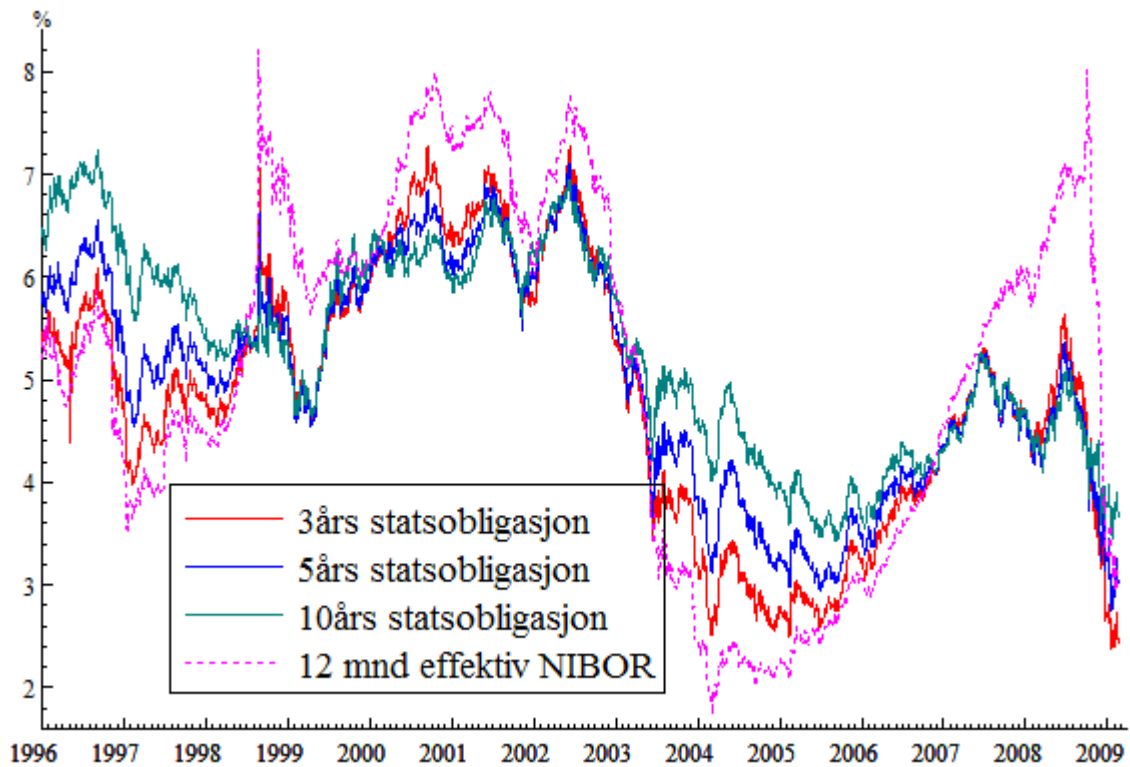
Før 15.06.2006 har jeg regnet ut convenience yield ved å bruke forholdet mellom 2års og 3års forward. Etter 15.06.2006 har jeg regnet ut convenience yield både ved å bruke forholdet mellom 2års og 3års forward, og 3års og 5års forward, for så å bruke snittet av disse to. Figur 21 viser utviklingen og historisk gjennomsnitt av beregnet convenience yield. Vi ser ganske tydelig at convenience yield har variert over tid, men ved å utføre en ADF-test med 1% signifikansnivå kan jeg konkludere med at serien er stasjonær. Jeg kan dermed anta

¹² Forwardkontraktene er egentlig ikke omsatt i markedet, men de er bygd opp av flere terminkontrakter som er omsatt i markedet. Se kapittel 4.3.2 og figur 9 for mer om dette.

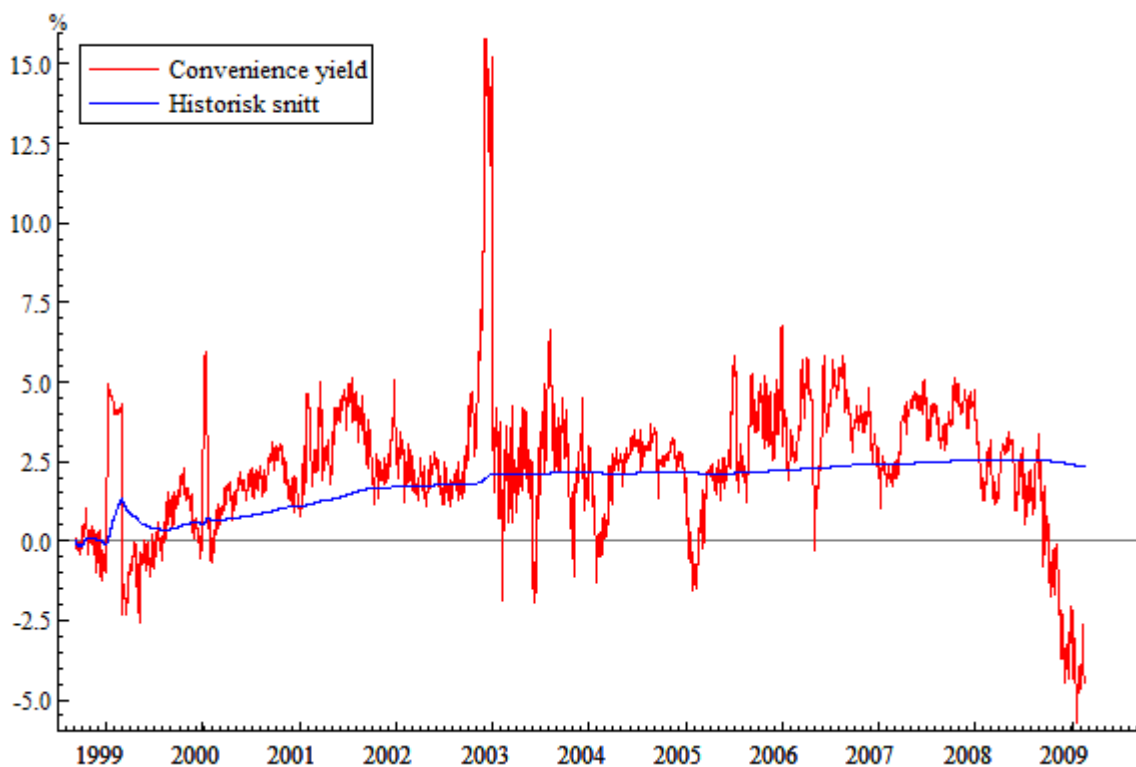
at convenience yield følger en mean-reverting prosess, der den alltid vil returnere til gjennomsnittet på lang sikt. Siden småkraftverk anses som langsiktige investeringer bruker jeg historisk gjennomsnitt som verdi for convenience yield i modellen.

5.2.3 Risikofri rente

I modellen er det tatt hensyn til risikoen i strømprisen ved å anta en stokastisk prisbevegelse, og ved å benytte risikofri rente i modellen antar vi at dette er den eneste risikoen ved prosjektet. I praksis er det flere typer risiko som det burde tas hensyn til. Dette kan for eksempel være risikoen for at vanntilførselen blir mindre enn forventet, at tekniske deler blir ødelagt, eller at politiske forhold forandrer seg. Slike risikoelementer anses som minimale i forhold til prisrisikoen, og jeg vil dermed bruke 10års statsobligasjon som langsiktig risikofri rente i modellen. Historiske verdier for renten i den aktuelle perioden er vist i figur 20.



Figur 20: Historisk utvikling av 12mnd effektiv NIBOR og 3års, 5års og 10års statsobligasjon
Kilde: Norges Bank.



Figur 21: Convenience yield og historisk gjennomsnitt beregnet av forskjellene mellom 2års, 3års, og 5års forwardkontrakt.

6. Resultater fra modellen

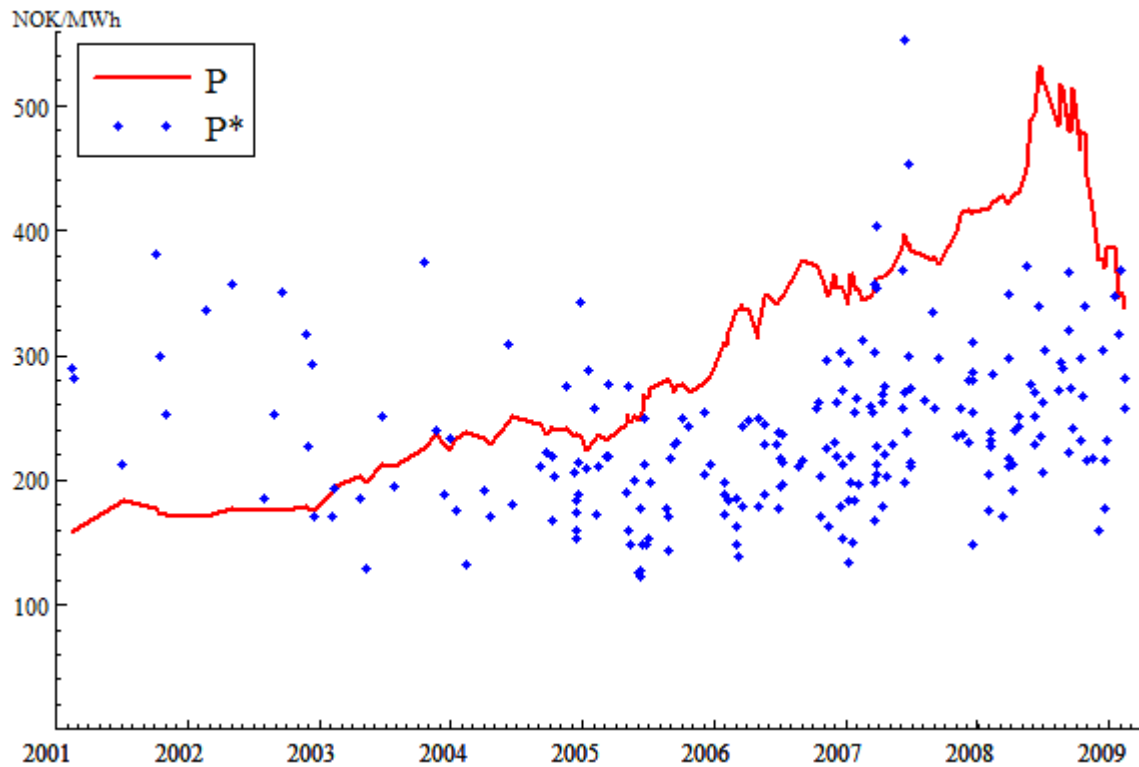
Fra kapittel 3 har jeg et datagrunnlag for 225 investeringsopsjoner i perioden 2001 – 2009. Ved å benytte parameterverdiene fra kapittel 3 og kapittel 5.2, vil jeg i dette kapitlet bruke modellen fra kapittel 5.1 til å regne ut barrierenivået P^* og verdien $F(P)$ for alle investeringsopsjonene, på de tidspunktene konsesjonene ble gitt. Jeg vil først presentere disse resultatene, før jeg utfører en sensitivitetsanalyse, der jeg viser hvordan betydning endringer i parametrene vil ha for resultatene.

6.1 Barrieren til 3års forwardkontrakt

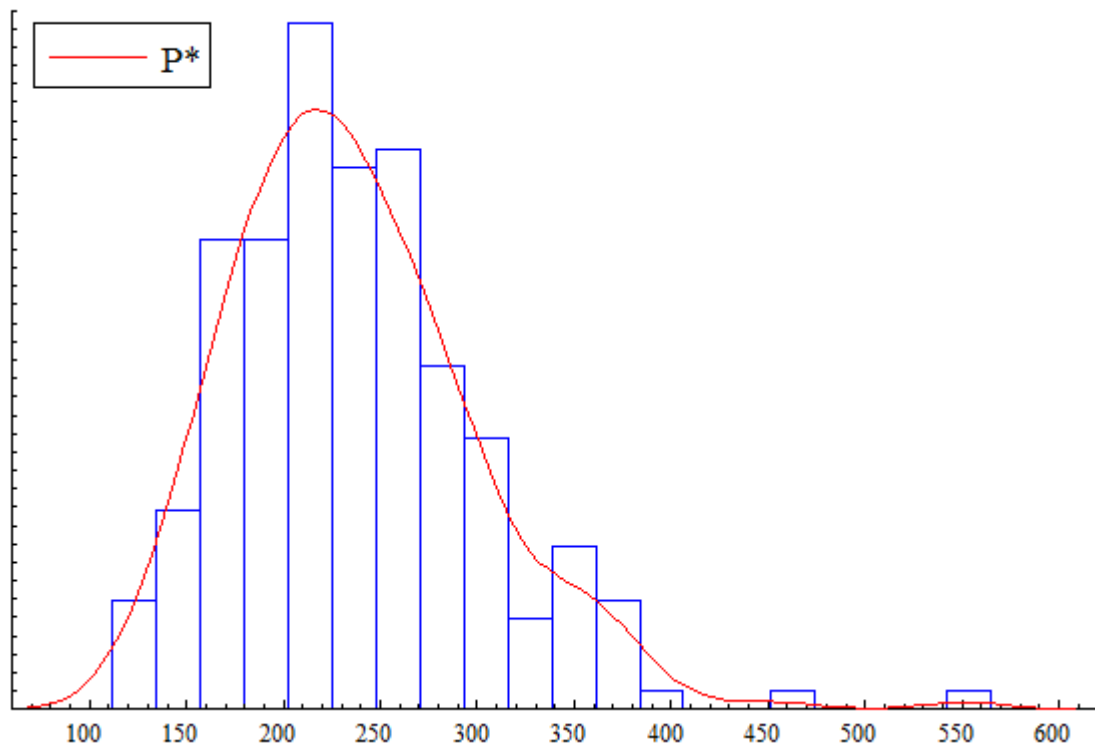
For hver av disse investeringsopsjonene må utbygger ta et valg mellom å starte utbyggingen av kraftverket med en gang, eller å utsette investeringen for å se hvordan strømprisen utvikler seg. Kostnadene med å utsette investeringen vil være at kontantstrømmene kommer på et senere tidspunkt, noe som isolert sett gir en lavere nåverdi enn ved å investere nå. Fordelene ved å utsette investeringen er for det første at man sparer renter av utbyggingskostnaden, og for det andre at man kan velge å ikke bygge ut kraftverket dersom strømprisen skulle falle nok til at utbyggingen ikke er lønnsom. Som jeg viste i utledningen av modellen i kapittel 5.1 finnes det et barrierenivå P^* for 3års forwardkontrakt. Så lenge prisen til 3års forwardkontrakt P er under dette nivået, vil fordelene ved å utsette investeringen ha en høyere verdi enn kostnaden med å utsette investeringen, slik at utbygger alltid burde vente til P når P^* før han investerer.

Figur 22 viser barriereverdien P^* for alle investeringsopsjonene sammen med utviklingen til 3års forwardkontrakt P , og figur 23 viser fordelingen til P^* . Fra figur 23 ser vi at verdiene til P^* har variert en del, men at de fleste investeringsopsjonene har et barrierenivå mellom 175 og 275 kr/MWh. Grunnen til at P^* har vært så ulik for de forskjellige investeringsopsjonene kommer av at kraftverkene har ulike utbyggingskostnader, noe som spiller stor rolle for verdien til P^* . Se kapittel 6.3.5 for mer om dette.

Fra figur 22 ser vi at P^* har vært over 3års forward for en del av investeringsopsjonene i starten av perioden. Det vil i disse tilfellene være optimalt for utbygger å vente med å bygge ut til strømprisen når et høyere nivå. Vi ser også at strømprisen har økt betraktelig i perioden, og fra og med midten av 2005 er så å si alle investeringsopsjonene *in-the-money*, det vil si at $P > P^*$, slik at utbyggingen burde starte umiddelbart. Den økte strømprisen fører også til at kraftverkene som tidligere var satt på vent burde bygges i løpet av perioden, så snart P når P^* .



Figur 22: Utvikling av 3års forwardkontrakt P sammen med barrierenivået P^* for de 225 investeringsopsjonene.



Figur 23: Fordelingen til barrierenivået P^* for de 225 investeringsopsjonene. (NOK/MWh).

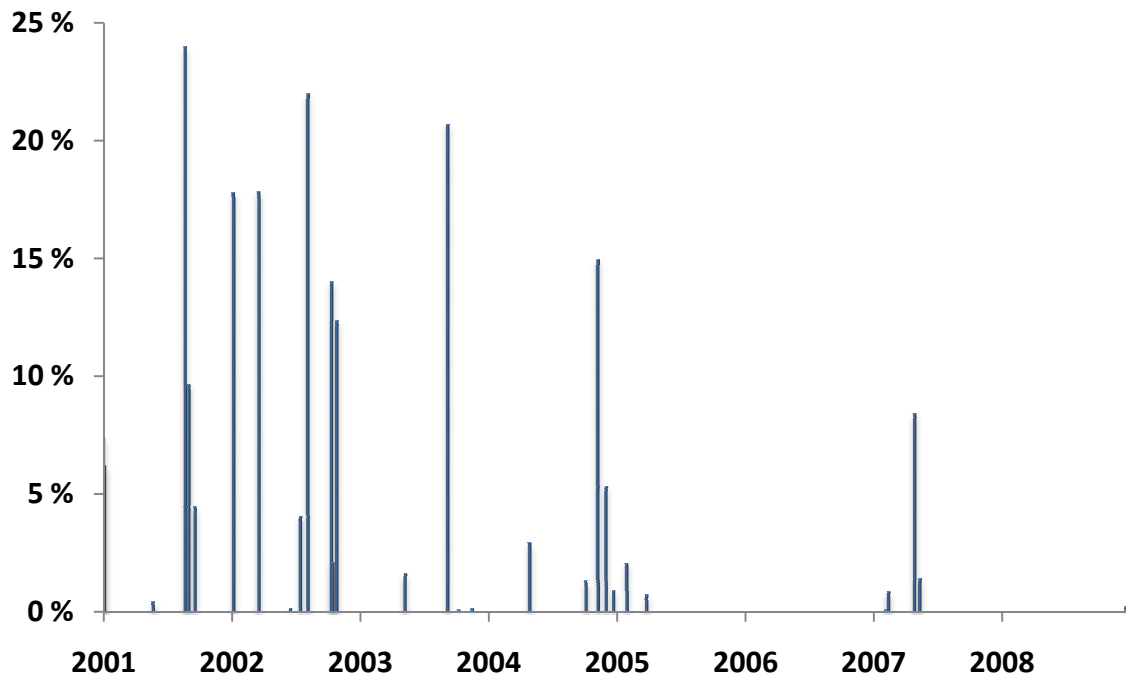
6.2 Verdien til investeringsopsjonene

Alle de 225 investeringsopsjonene vil på bakgrunn av tidligere oppgitte parametre ha en verdi $F(P)$, som er avhengig av prisen på 3års forwardkontrakt. Denne verdien består av verdien ved å investere med en gang, $NNV(P)$, i tillegg til en venteopsjon $W(P)$, som representerer muligheten til å utsette investeringen.

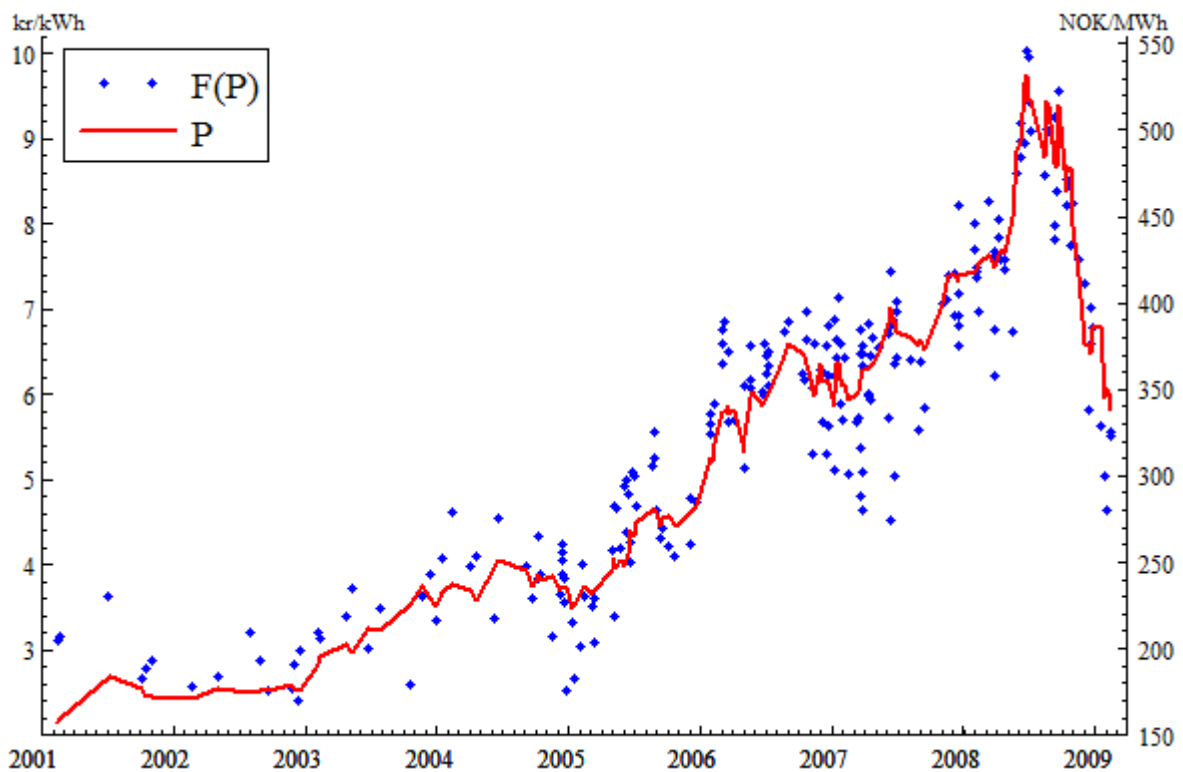
$$F(P) = NNV(P) + W(P).$$

Denne muligheten gir utbyggeren større fleksibilitet, siden man kan velge om man vil investere i dag eller på et fremtidig tidspunkt. Verdien oppstår fordi man kan vente og se hvordan strømprisen utvikler seg, og man kan da velge å ikke bygge ut kraftverket dersom strømprisen skulle falle nok til at $NNV(P)$ blir negativ. Merk at $W(P)$ bare har verdi dersom $P < P^*$, siden kraftverket alltid vil bygges ut med en gang dersom $P > P^*$. Jo lengre unna barrieren strømprisen er, desto større sannsynlighet er det for at prosjektet kan bli ulønnsomt, og desto større verdi har $W(P)$. Figur 24 viser verdien av $W(P)$ i forhold til $NNV(P)$, eller med andre ord merverdien av investeringsopsjonen $F(P)$ i forhold til $NNV(P)$. Ved å studere figur 24 sammen med figur 22 ser vi at en del av investeringsopsjonene har merverdi i forhold til $NNV(P)$ i begynnelsen av perioden når strømprisen er under barrierenivået, men etter 2005 når de fleste investeringsopsjonene er in-the-money, er det ingen merverdi i $F(P)$.

Når det gjelder verdien av investeringsopsjonen $F(P)$ er verdiene veldig spredte siden de forskjellige kraftverkene har ulik produksjonskapasitet. For å gjøre verdiene sammenlignbare vil jeg derfor fremstille alle resultatene uttrykt i kr/kWh. Figur 25 viser verdien til alle investeringsopsjonene sammen med utviklingen til 3års forwardkontrakt i perioden. Vi ser tydelig at det er en sammenheng mellom verdien til investeringsopsjonene og utviklingen av strømprisen, noe som er helt naturlig siden verdien av kraftverket er en funksjon av strømprisen.



Figur 24: Merverdi av investeringsopsjon $F(P)$ i forhold til $NN(P)$.



Figur 25: Venstre akse viser verdien av investeringsopsjonene $F(P)$ og høyre akse viser utviklingen til 3 års forwardkontrakt P .

6.3 Sensitivitetsanalyse

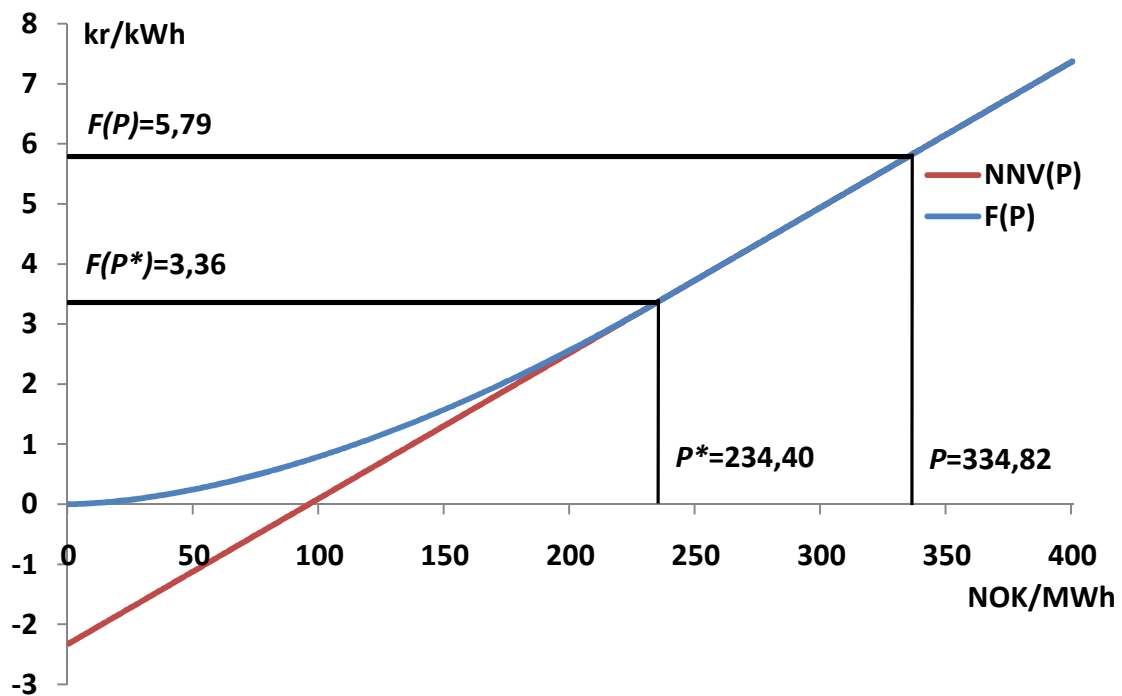
Ved å utføre en sensitivitetsanalyse skal jeg nå prøve å vise hvilken betydning endringer i de forskjellige parametrene vil ha for resultatene av modellen, det vil si barrierenivået P^* og verdien av investeringsopsjonen $F(P)$. Det er vanskelig å vise dette for alle de 225 investeringsopsjonene, og jeg velger derfor å bruke gjennomsnittet av parametrene for de 225 opsjonene, for så å gjennomføre sensitivitetsanalysen på resultatet av modellen. Selv om dette ikke gjelder for alle prosjektene, gir det en pekepinn på intuisjon.

De gjennomsnittlige parametrene er:

Produksjon (GWh/år)	11,47	M
Utbyggingskostnad (kr/kWh)	1,95	I
Levetid for kraftverk (år)	40	T
Volatilitet	12,68 %	σ
Convenience Yield	2,33 %	δ
Risikofri rente	4,44 %	r
3års forwardkontrakt (NOK/MWh)	334,82	P

Disse parametrene vil ligge til grunn for alle analysene vist heretter, med mindre annet er oppgitt. Sensitivitetsanalysen viser effekten av isolerte endringer i levetid, volatilitet, convenience yield, risikofri rente og utbyggingskostnad. Dette viser hvordan de forskjellige parametrene påvirker resultatene, men må tolkes med forsiktighet. I virkeligheten vil ikke alle de forskjellige parametrene være uavhengige av hverandre, og en økning i renten kan for eksempel føre til en økning i convenience yield.

Resultatet av modellen er fremstilt i figur 26, der det vises hvordan verdien til $F(P)$ og $NNV(P)$ blir påvirket av endringer i strømprisen P . Barrierenivået P^* er på 234,4 kr/MWh mens strømprisen P er 334,82 kr/MWh, og investeringsopsjonen er dermed in-the-money med en verdi på 5,79 kr/kWh. Dette tilsvarer en verdi på 66,38 millioner kr for gjennomsnittskraftverket med en produksjon på 11,47 GWh/år.



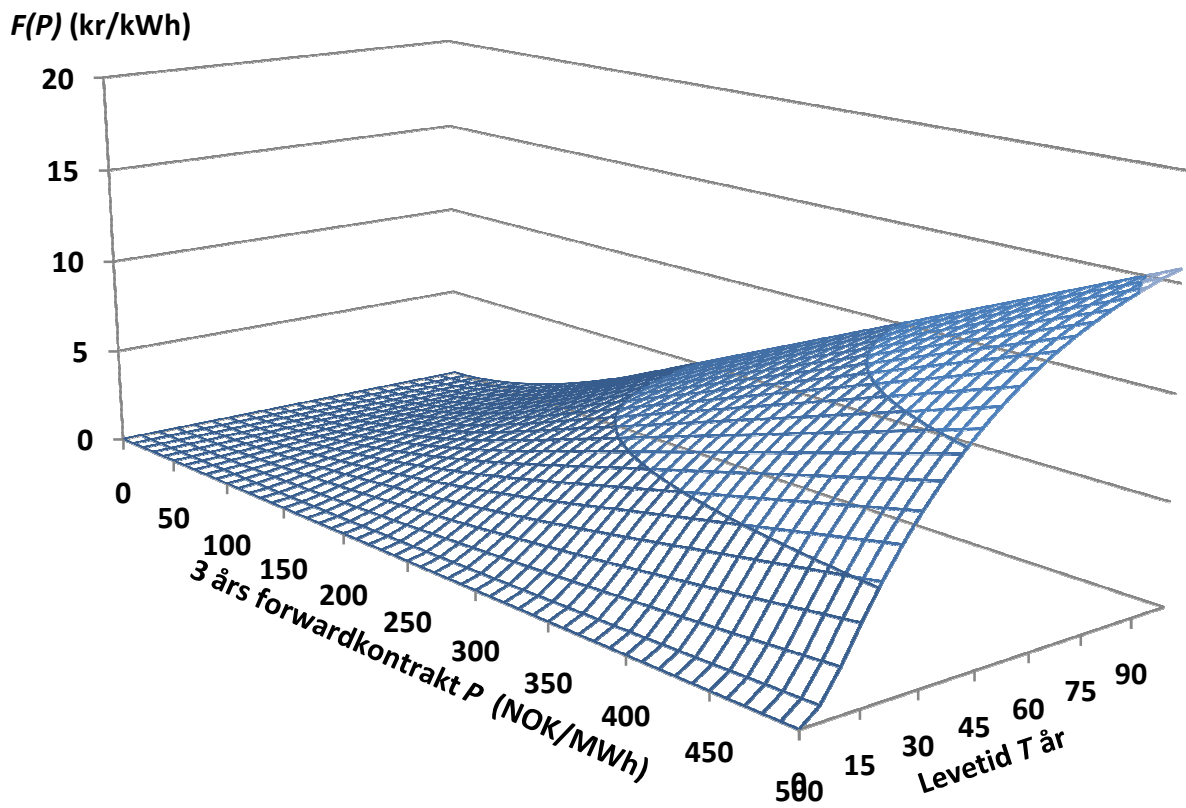
Figur 26: Investeringsopsjonen $F(P)$ og $NNV(P)$ som en funksjon av strømprisen P .

6.3.1 Levetid for småkraftverkene

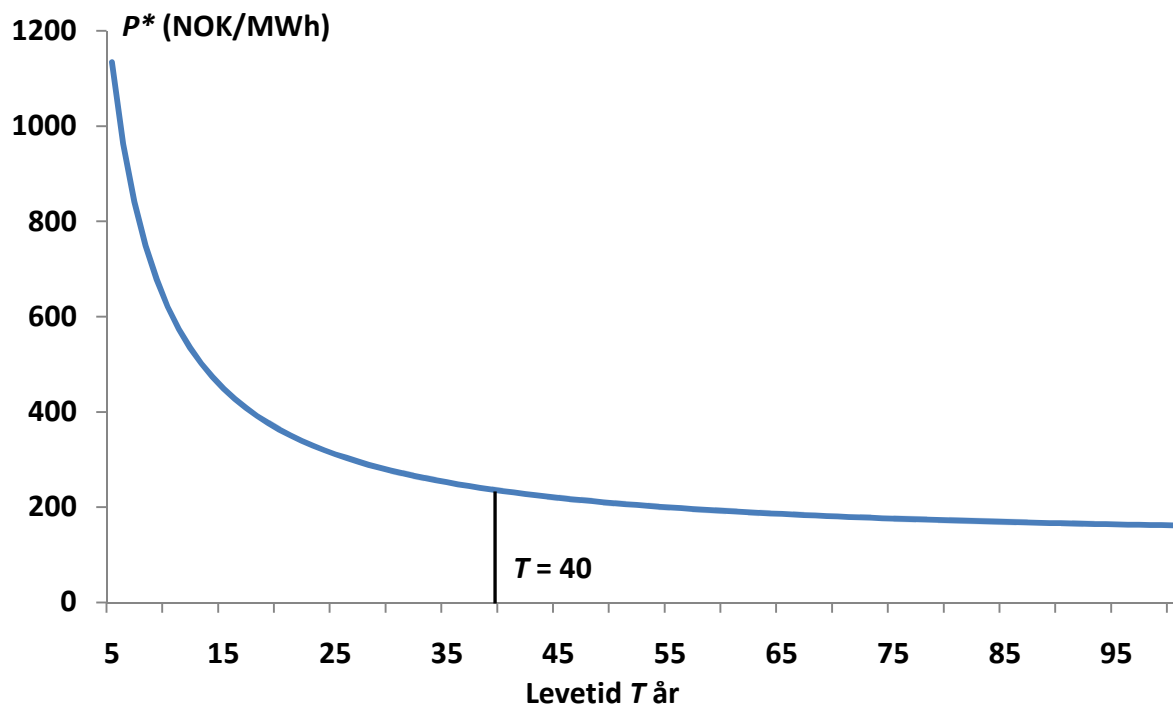
Som jeg diskuterte i kapittel 3.3 er det usikkerhet rundt hvor lang levetid man kan regne med for et småkraftverk, uten å ta hensyn til reinvesteringer. I resultatene mine har jeg lagt til grunn 40 års levetid for et gjennomsnittlig småkraftverk, men vil nå vise hvordan en endring i levetiden vil påvirke verdien til investeringsopsjonen og barrierenivået for denne.

Figur 27 viser hvordan verdien til $F(P)$ påvirkes av endringer i strømprisen og levetiden til kraftverket, og vi ser at en økning i levetiden til kraftverket vil ha større påvirkning på verdien til $F(P)$ jo høyere strømprisen er. Vi ser også at effekten av en økning er mindre jo lengre levetiden er, slik at en økning fra 40 til 55 år har større påvirkning på $F(P)$ enn en økning fra 55 til 70 år, noe som kommer av at kontantstrømmene i fremtiden må neddiskonteres og dermed har lavere verdi. Ved å endre levetiden fra 40 år til henholdsvis 30 og 50 år, vil verdien av $F(P)$ endres fra 5,79 kr/kWh til 4,45 kr/kWh og 6,86 kr/kWh.

Figur 28 viser hvordan barrierenivået P^* påvirkes av endringer i levetiden til kraftverket. Vi ser at P^* er en fallende funksjon av levetiden, og at denne effekten er ganske stor ved kort levetid, men at effekten blir mindre betydelig ved lengre levetid. Ved å endre levetiden fra 40 år til henholdsvis 30 og 50 år, vil P^* endres fra 234,4 til 277,3 og 209,0.



Figur 27: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av strømprisen P og levetiden til kraftverket T .



Figur 28: Barrierenivået P^* som en funksjon av levetiden til kraftverket T .

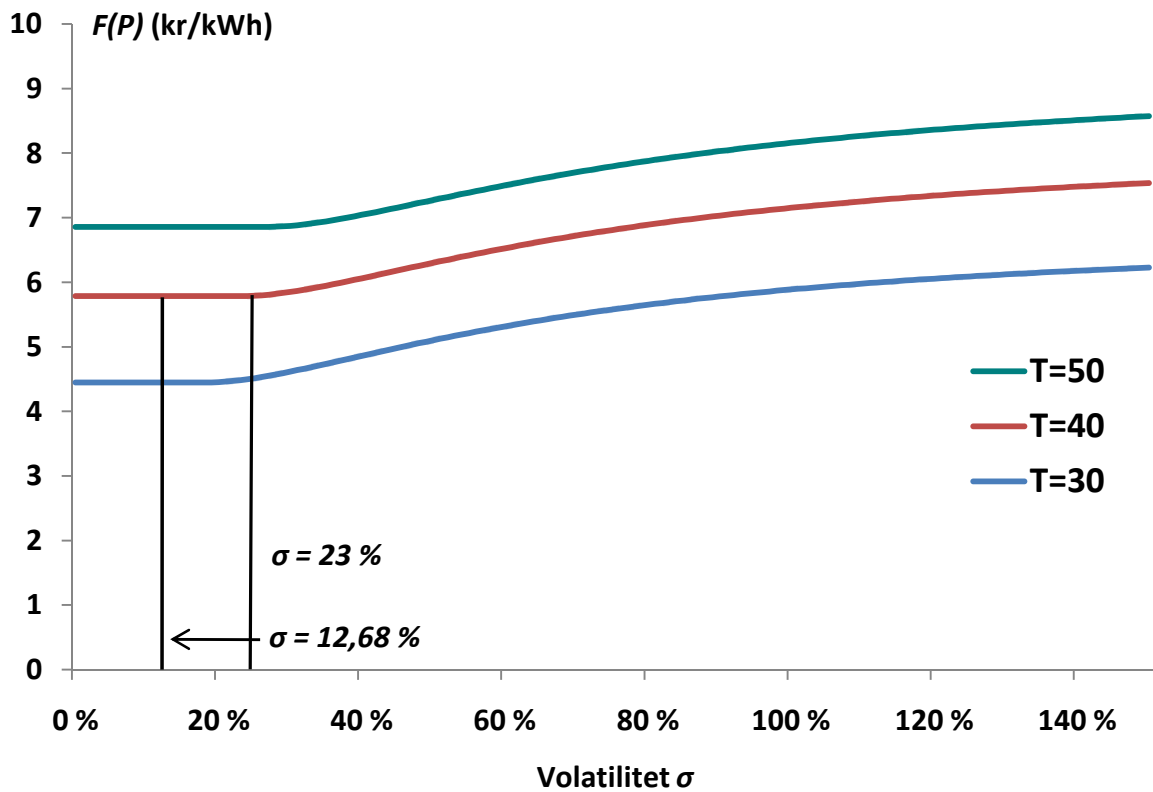
6.3.2 Volatilitet

Volatilitet og convenience yield er de mest interessante parametrene i en sensitivitetsanalyse, siden det er disse som bestemmer utviklingen av strømprisen i modellen, og strømprisen er den viktigste usikkerhetskilden når man skal verdsette utbyggingen av et småkraftverk.

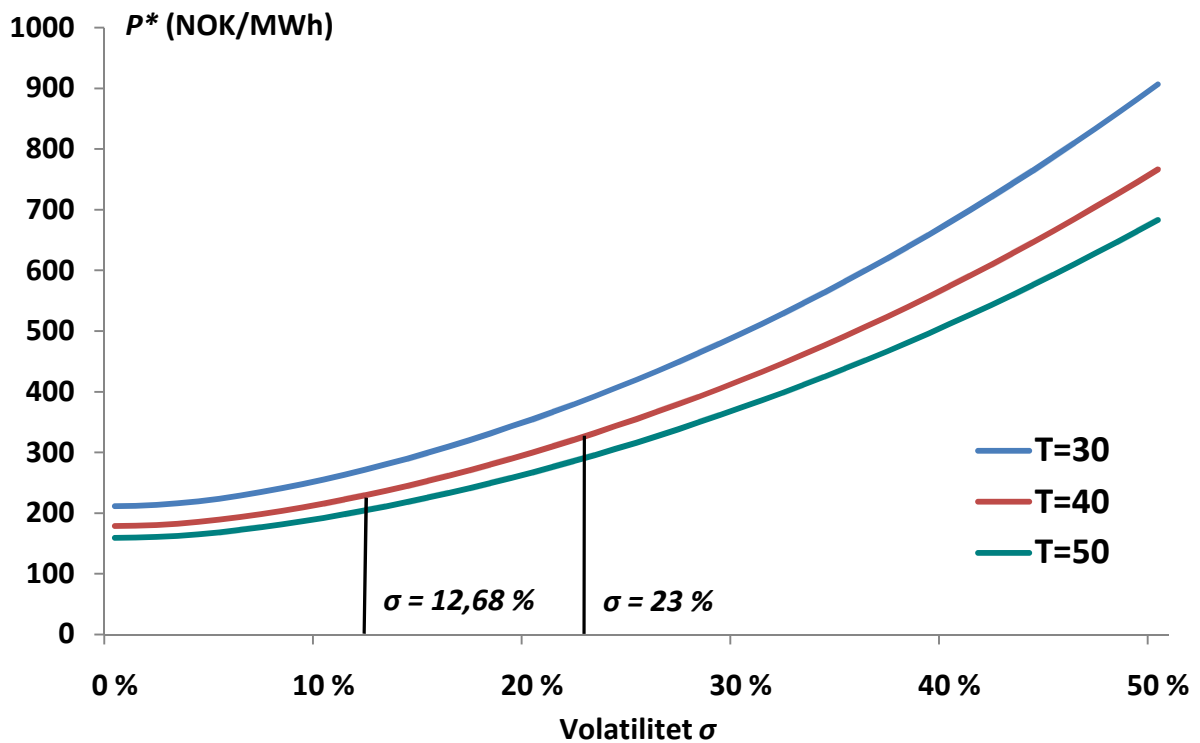
Vi vet fra figur 26 at P er 334,82 kr/MWh, og at så lenge $P > P^*$ så vil man investere med en gang, noe som betyr at volatiliteten ikke vil ha noen påvirkning på verdien til $F(P)$ eller investeringsbeslutningen. For at P^* skal overstige P med resten av parametrene konstant, må volatiliteten være over 23%. Figur 29 viser hvordan verdien til $F(P)$ påvirkes av volatiliteten, og vi ser at $F(P)$ er konstant så lenge volatiliteten er under 23%, men at verdien vil øke sakte dersom volatiliteten blir høyere. Fra figur 30 som viser hvordan barrierenivået P^* påvirkes av volatiliteten, ser vi at P^* er veldig følsom for endringer i volatiliteten, og at P^* øker mer og mer jo høyere volatiliteten er. Med en volatilitet på 50% har P^* økt fra 234,4 til hele 766 kr/MWh, mens $F(P)$ har økt fra 5,79 til bare 6,3 kr/kWh.

Volatiliteten har dermed stor betydning for resultatene av modellen. Økt volatilitet fører til både høyere verdi av investeringsopsjonen $F(P)$ og til et høyere barrierenivå P^* . P^* øker fordi et usikkert marked øker sannsynligheten for at utbyggingen kan bli ulønnsom, og man vil derfor kreve en høyere pris før man investerer. Men når usikkerheten øker, så vil også verdien av å ha muligheten til å utsette utbyggingen øke, og dette er grunnen til at verdien til $F(P)$ øker. Det var denne verdien jeg kalte for venteopsjonen $W(P)$ i kapittel 6.2, og som er forskjellen mellom $F(P)$ og $NNV(P)$.

Totalt sett vil en høyere volatilitet føre til mer verdifulle investeringsopsjoner, men lavere investeringsaktivitet, siden barrierenivået øker og en større del av utbyggerne vil velge å vente med å investere til strømprisen når et høyere nivå.



Figur 29: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av volatiliteten σ .



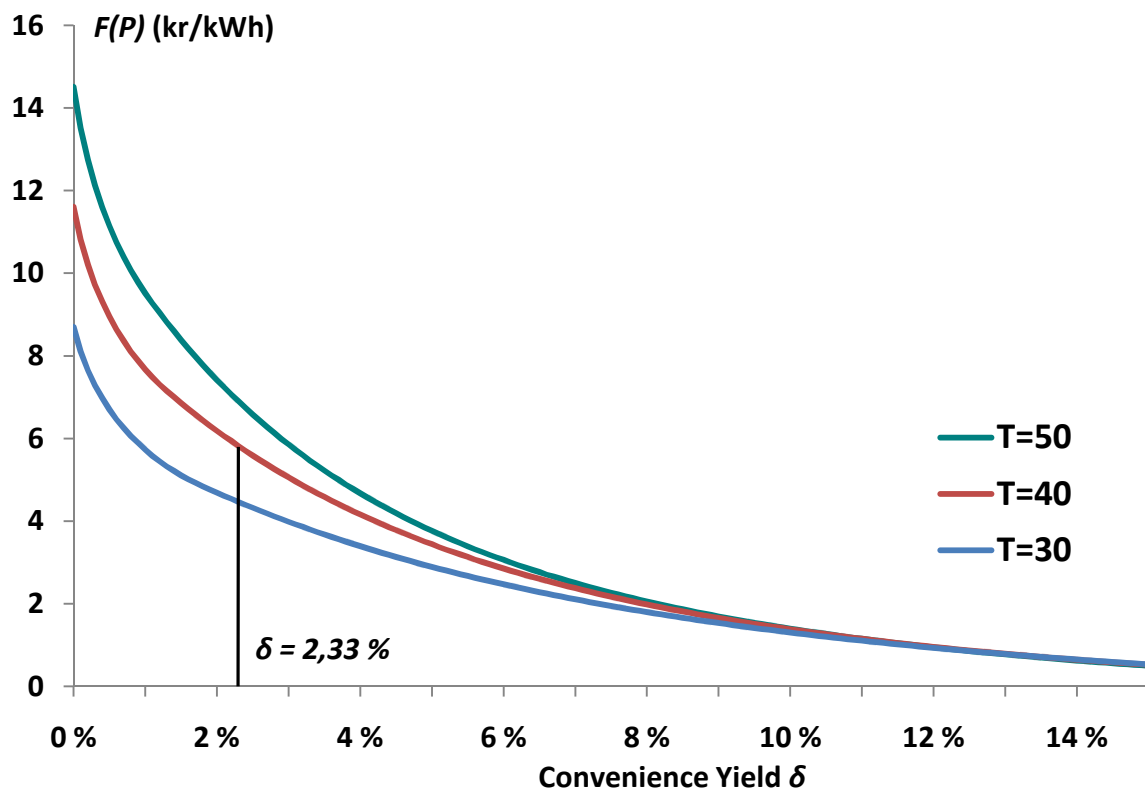
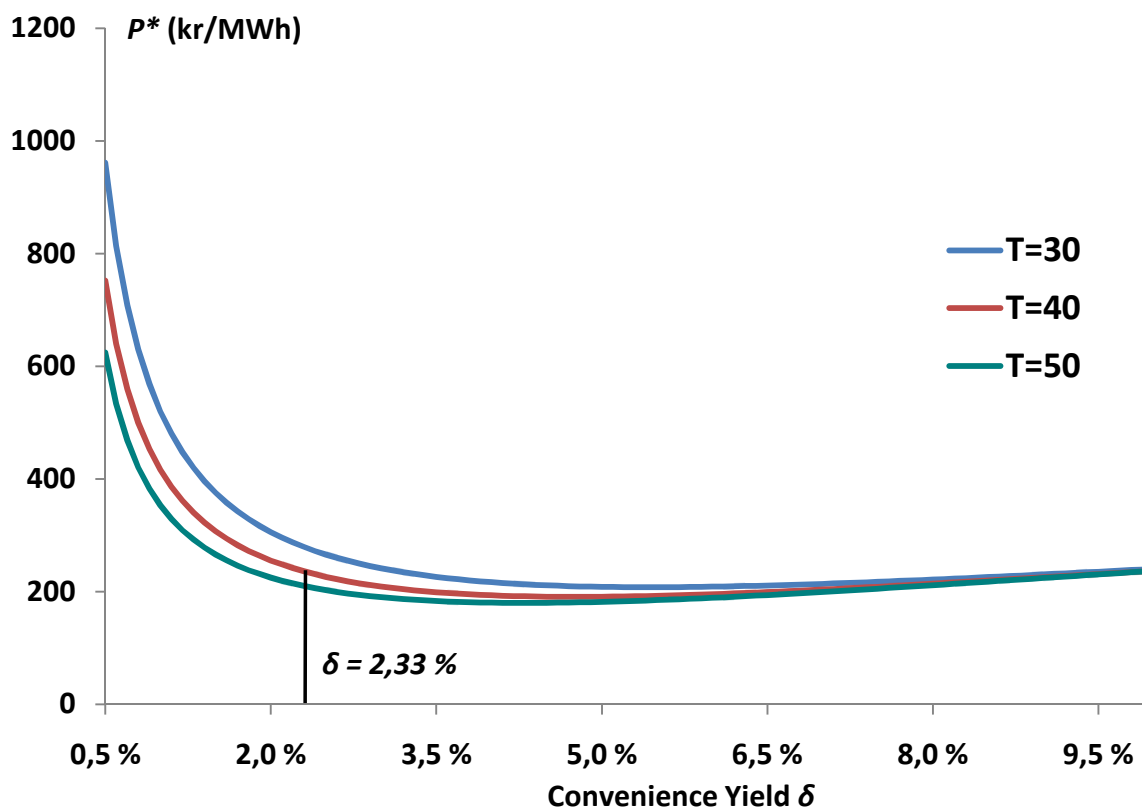
Figur 30: Barrierenivået P^* som en funksjon av volatiliteten σ .

6.3.3 Convenience yield

Vi husker at δ kan tolkes som fordelene ved å motta strøm på et tidligere av flere tidspunkt, eller med andre ord kostnaden som følge av tapte kontantstrømmer ved å utsette investeringen.

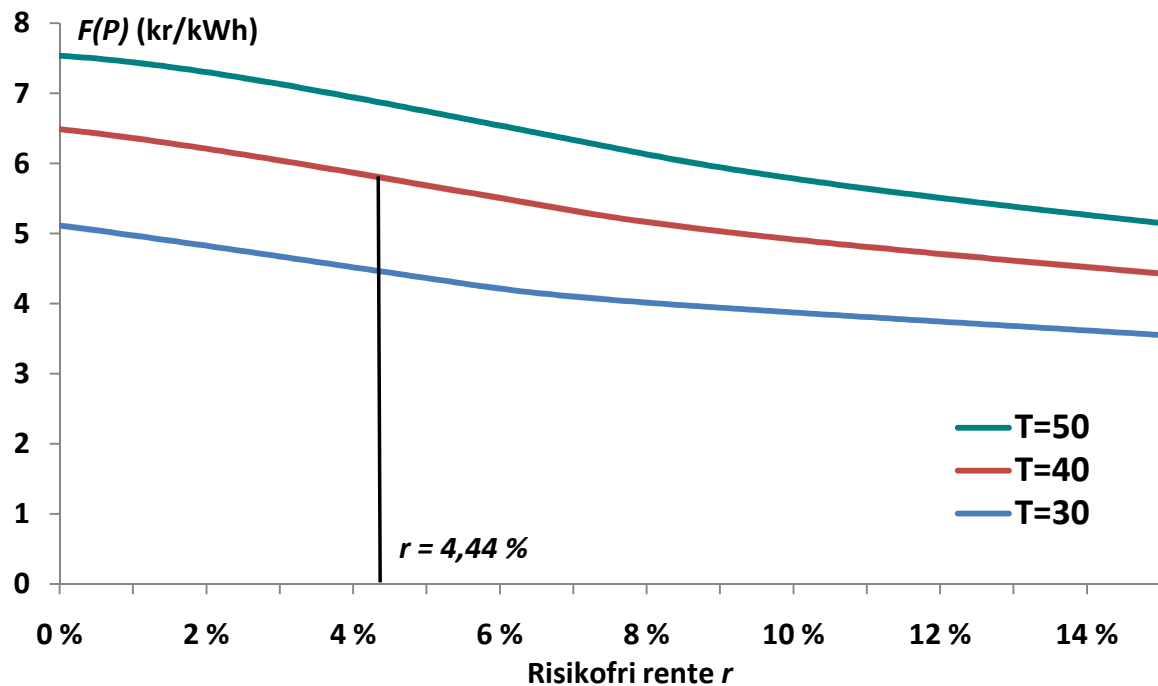
Hvis δ er null er det ingen kostnad ved å utsette investeringen, og siden man fortsatt har fordelene av å motta rente av utbyggingskostnaden, vil man derfor aldri investere, uansett hvor stor $NNV(P)$ er. På grunn av dette er det naturlig å forutsette at $\delta > 0$. Fra figur 32 ser vi hvordan barrierenivået P^* påvirkes av δ . Dersom $\delta \rightarrow 0$, ser vi at $P^* \rightarrow \infty$, og fra figur 31 ser vi at $F(P)$ går fra 5,79 til 11,75 kr/kWh. Husk at $\alpha = r - \delta$, der α var forventet vekst i P . Dersom $\delta \rightarrow 0$, vil derfor $\alpha = r$, og selv om det er usikkerhet i strømprisen vil den forventes å øke på lang sikt. Siden det ikke er noen kostnader forbundet med å utsette investeringen er det dermed ingen grunn til å investere nå, og man vil utsette investeringen til evig tid.

På den annen side ser vi fra figur 31 at dersom δ er veldig høy, vil verdien av investeringsopsjonen $F(P)$ være lav. Når $\delta \rightarrow \infty$ vil kostnadene ved å utsette investeringen være så store at man vil investere med en gang så lenge $NNV(P) > 0$. Siden δ også representerer neddiskonteringskravet for strøminntektene, vil en høy δ føre til at investeringen blir mindre lønnsom, og dette er grunnen til $F(P)$ går mot null.

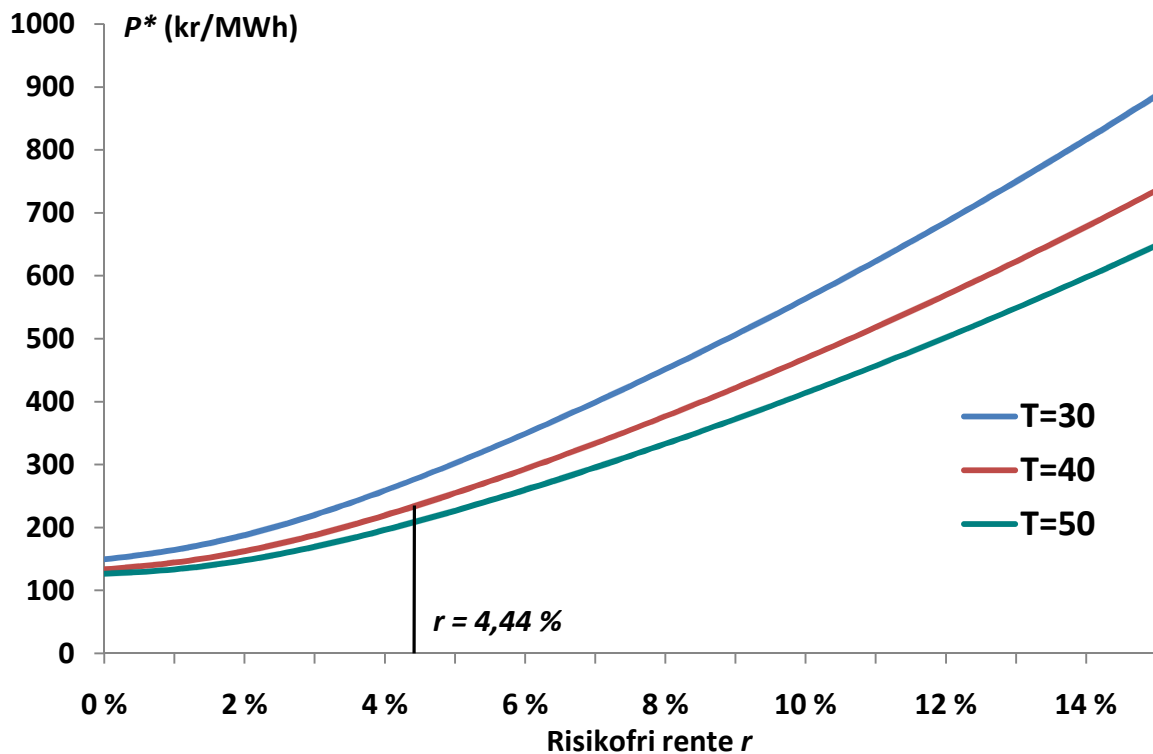
Figur 31: Investeringsoptionsjonen $F(P)$ som en funksjon av convenience yield δ .Figur 32: Barrierenivået P^* som en funksjon av convenience yield δ .

6.3.4 Risikofri rente

Figur 33 og figur 34 viser hvordan en endring i risikofri rente påvirker investeringsopsjonen $F(P)$ og barrierenivået P^* . Vi ser fra figur 34 at barrierenivået er en økende funksjon av risikofri rente. Dette kan forklares med at en høyere rente vil gi større rentebesparelser av å utsette investeringen, og denne fordelen gjør at man vil vente til strømprisen når et høyere nivå før man investerer.



Figur 33: Investeringsopsjonen $F(P)$ som en funksjon av risikofri rente r .

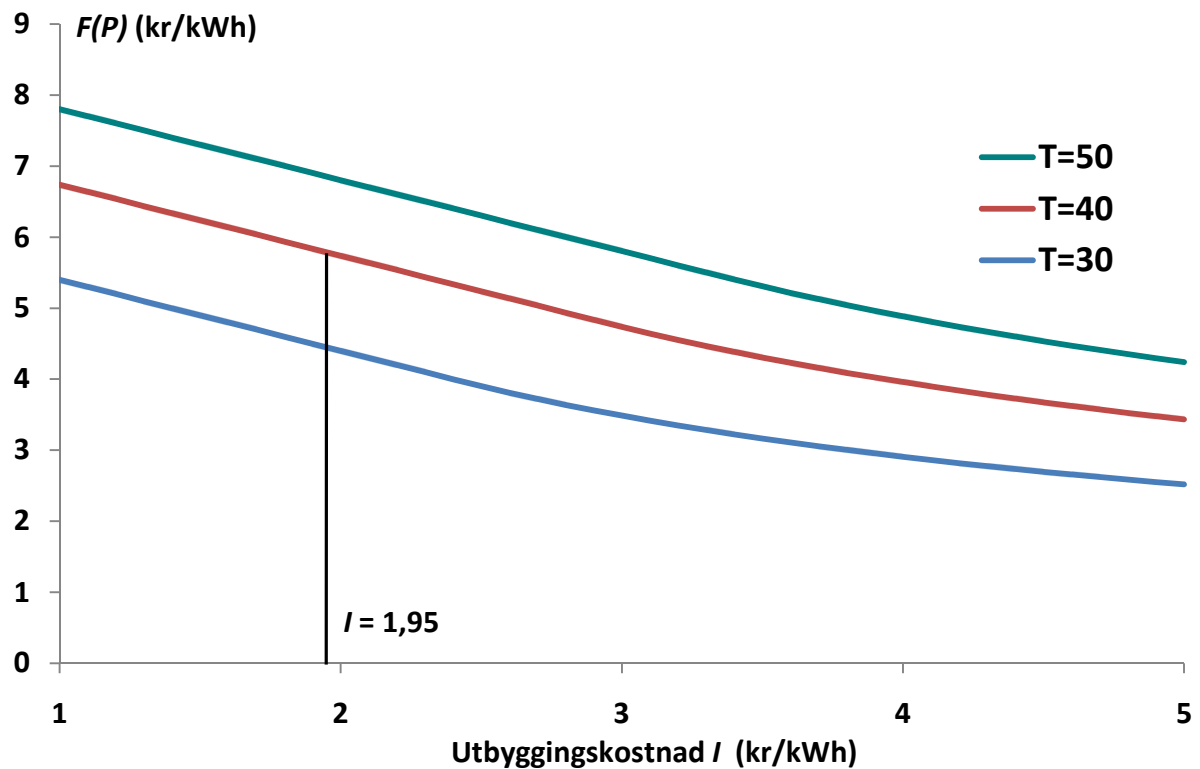
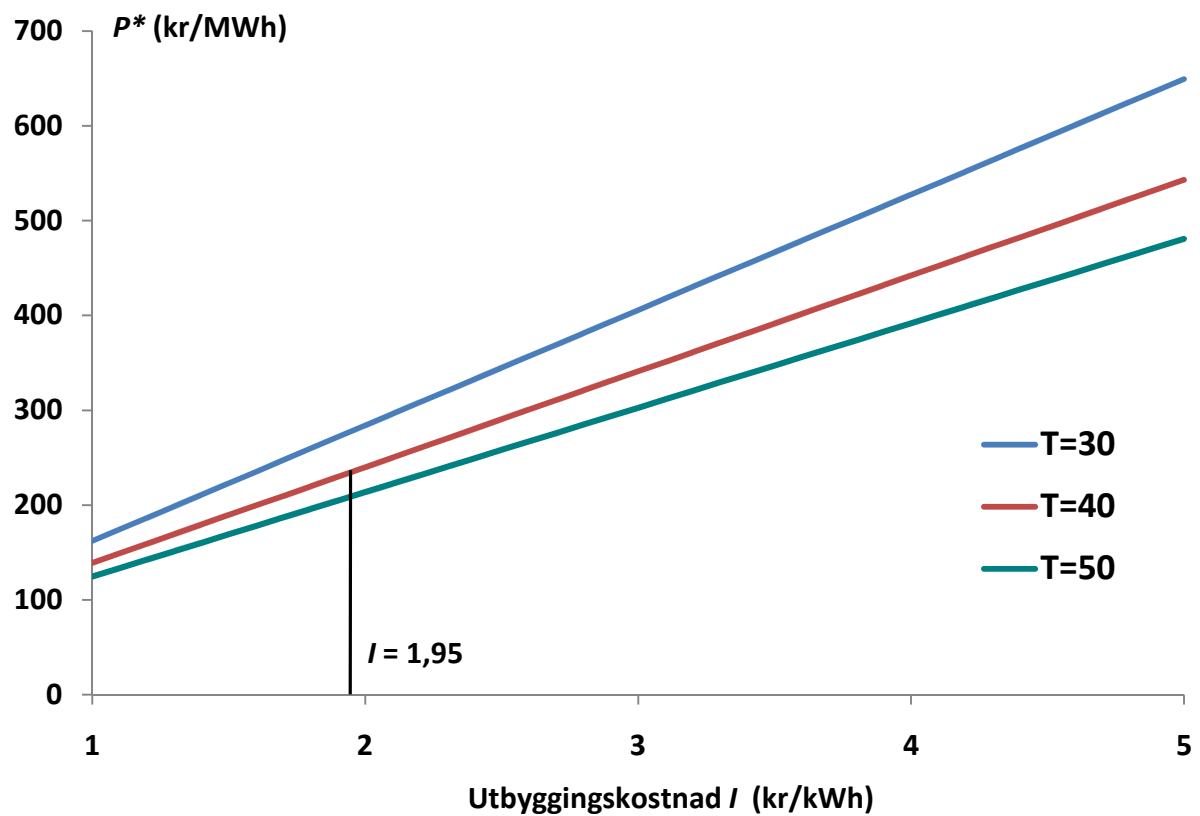


Figur 34: Barrierenivået P^* som en funksjon av risikofri rente r .

6.3.5 Utbyggingskostnad

Som jeg nevnte i kapittel 6.1 er variasjoner i utbyggingskostnadene grunnen til at barrierenivåene for investeringsopsjonene har vært så spredt.

Figur 35 viser at investeringsopsjonen $F(P)$ er en fallende funksjon av utbyggingskostnaden, noe som er naturlig, siden høyere kostnader fører til lavere verdi av investeringen. Det som er litt mer interessant er hvordan utbyggingskostnaden påvirker barrierenivået P^* . Figur 36 viser at barrierenivået P^* øker med utbyggingskostnaden. Hvis utbyggingskostnaden er høy skal det mindre til for at kraftverket blir ulønnsomt, slik at fordelen ved at man kan utsette investeringen for å se hvordan strømprisen utvikler seg er større. Dette kombinert med at verdien av sparte renter på utbyggingskostnaden er høyere, gjør det mer fordelaktig å utsette investeringen til strømprisen når et høyere nivå, slik at barrierenivået P^* blir høyere.

Figur 35: Investeringsoptionsen $F(P)$ som en funksjon av utbyggingskostnaden I .Figur 36: Barrierenivået P^* som en funksjon av utbyggingskostnaden I .

7. Konklusjon

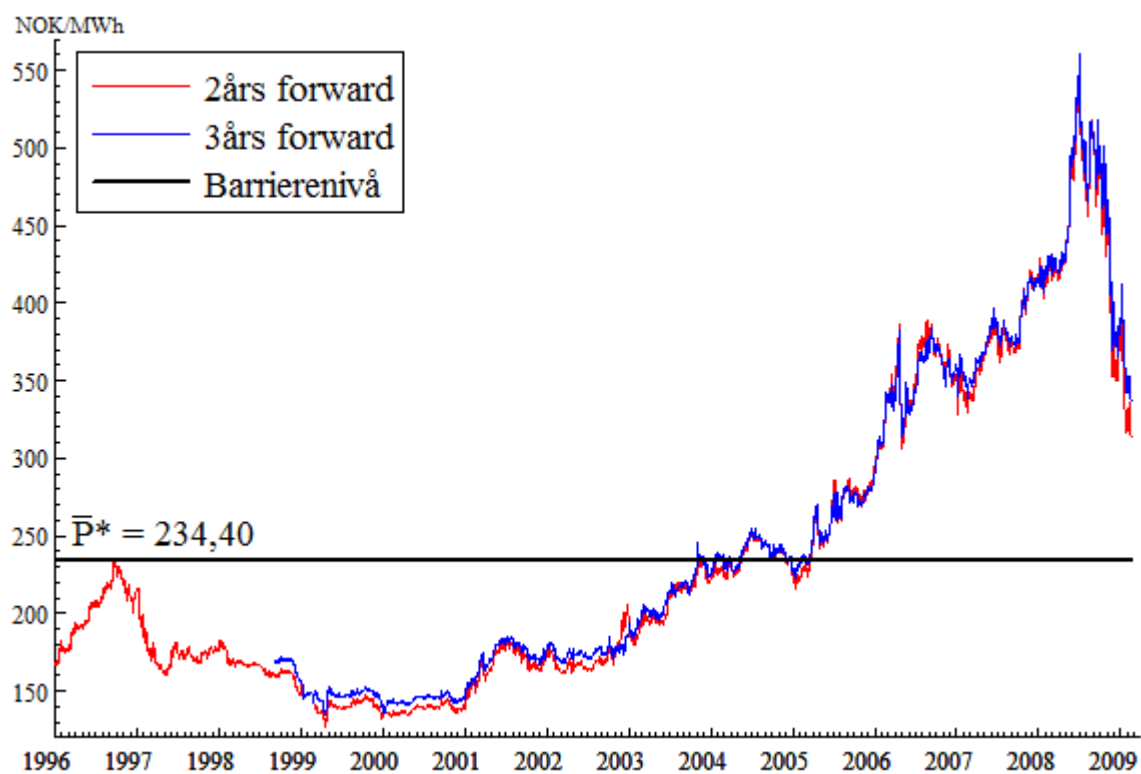
Som nevnt i innledningen var det lite investeringsaktivitet i vannkraftverk i slutten av forrige århundre. En stor del av grunnen til dette er at den lave strømprisen i denne perioden førte til færre lønnsomme prosjekt, men dette forklarer ikke alene hele grunnen.

Ved å bruke en realopsjonstilnærming har jeg vist at selv om at et prosjekt er lønnsomt, kan det være optimalt å utsette investeringen i et usikkert marked (se figur 26). En av forklaringene til den lave investeringsaktiviteten, kan derfor være at lønnsomme prosjekt ble satt på vent, i frykt for at strømprisen skulle falle. I starten av 2001 begynte strømprisen å stige, og har siden da hatt en kraftig økning helt frem til midten av 2008 (se figur 37). En naturlig konsekvens av økt strømpris, er at det blir flere lønnsomme prosjekt, og dermed høyere investeringsaktivitet. Men ifølge realopsjonsteorien vil også de prosjektene som tidligere var satt på vent bygges ut når strømprisen når et barrierenivå, i tillegg til at det investeres i nye lønnsomme prosjekt.

Ved å bruke data fra 225 reelle utbyggingsprosjekt for småkraftverk i Norge i perioden 2001 – 2009, har jeg funnet ut at gjennomsnittlig barrierenivå \bar{P}^* for å investere har vært 234,40 kr/MWh.¹³ Dette nivået er avhengig av verdiene på underliggende parametre som rente, convenience yield, volatilitet og utbyggingskostnader (se kapittel 6.3), men det er ikke avhengig av strømprisen. Siden de fleste underliggende parametre er beregnet som gjennomsnittlige langsiktige verdier, er dette barrierenivået til en viss grad generaliserbart til perioden før 2001. Figur 37 viser den historiske utviklingen til strømprisen sammen med det gjennomsnittlige barrierenivået, og vi ser at strømprisen har vært lavere enn barrierenivået frem til slutten av 2003. Dette betyr ifølge realopsjonsteorien at prosjektene i denne perioden burde ha blitt utsatt til strømprisen nådde barrierenivået i slutten av 2003.

I praksis kan det diskuteres hvor naturlig det er å anta at investeringsbeslutningen skjer momentant når strømprisen når barrierenivået, og kanskje er det mer logisk å se på investeringsbeslutningen som en gradvis prosess. Dette overlater jeg til videre forskning, men implikasjonen er den samme. Etter en lengre periode med lav strømpris er det naturlig at investeringsaktiviteten skyter fart når strømprisen øker, siden alle prosjektene som har blitt satt på vent nå skal bygges ut, samtidig som det investeres i nye lønnsomme prosjekt.

¹³ Som verdi for strømprisen bruker jeg 3års forwardkontrakt med årlig levering.



Figur 37: Historisk utvikling for 2-års og 3-års forwardkontrakt sammen med gjennomsnittlig barrierenivå \bar{P}^* for 3 års forwardkontrakt.

Referanser

Baker, M.P. og Mayfield, E.S. og Parsons, J.E. (1998): "Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing methods", *Energy Journal*, Volum 19, Nr. 1, Side 115-148.

Black, F. (1976): "The pricing of commodity contracts", *The Journal of Financial Economics*.

Black, F. og Scholes, M. (1973): "The Pricing of Options and Corporate Liabilities", *Journal of Political Economy*, Volum 81, Nr. 3, Side 637.

Bollerslev, T. (1986): "Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity".

Borovkova, S. og H. Geman (2006): "Analysis and Modelling of Electricity Futures Prices", *Nonlinear Analyses of Electricity Prices*, Volum 10, Nr. 3, Artikkel 6.

Bøckman, T. og Fleten, S.E. og Juliussen, E. og Langhammer, H.J. og Revdal, I. (2008): "Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects", *European Journal of Operational Research*, Volum 190, Nr. 1, Side 255-267.

Dias, M.A.G. og Rocha, K. og Carlos, A.P.A. (1999): "Petroleum concessions with extendible options: investment timing and value using mean reversion and jump processes for oil prices", *Institute for Applied Economic Research Working Paper No. 620*.

Dixit, A.K. og Pindyck, R.S. (1994): "Investment under Uncertainty", *Princeton University Press Princeton, NJ*.

Energi Information Administration (EIA): Official Energy Statistics from the U.S. Government: <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html> (siste besøkt 31.05.09)

Engle, R.F. (1982): "Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation", *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, Side 987-1007.

Eydeland, A. og Geman, H. (1998): "Pricing power derivatives", *Risk*, Volum 11, Nr. 10, Side 71-73.

Figlewski, F. (1994): "Forecasting Volatility Using Historical Data", *Working Paper Series*.

- Finansdepartementet (2008): "Revidert nasjonalbudsjett 2008", *Stortingsmelding. nr. 2 (2007–2008)*, <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2007-2008/stmeld-nr-2-2007-2008-.html?id=511426> (sist besøkt 31.05.09)
- Hull, J. (2008): "Options, futures, and other derivatives", 7th edition, *Pearson Prentice Hall*
- Koekebakker, S. og Ollmar, F. (2005): "Forward curve dynamics in the Nordic electricity market", *Managerial Finance*, Volum 31, Nr. 6, Side 73-94.
- Koekebakker, S. og Sødal, S. (2001): "The value of an operating electricity production unit", *Working Paper 14*.
- Lucia, J.J. og Schwartz, E.S. (2000): "Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange", *Review of Derivatives Research*, Volum 5, Nr. 1, Side 5-50.
- McDonald, R. og Siegel, D. (1986): "The value of waiting to invest", *The Quarterly Journal of Economics*, Side 707-728.
- Nordea e-Markets: <http://www.nordea.com/Bedrifter%20bog%20binstitusjoner/e-Markets/54912.html> (sist besøkt 31.05.09)
- Norges Bank: http://www.norges-bank.no/templates/article_____41607.aspx (sist besøkt 31.05.09)
- Norges vassdrags- og energidirektorat (2003): "Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk", *veileder nr2/2003*.
- Norges vassdrags- og energidirektorat (2004): "Beregning av potensial for små kraftverk i Norge: Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater", *rapport nr 19/2004*.
- Olje- og energidepartementet (2008): "Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge", http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger_brosjyrer/2008/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i-.html?id=536186 (sist besøkt 31.05.09)
- Paish, O. (2002): "Small hydro power: technology and current status", *Renewable and sustainable energy reviews*, Volum 6, Nr. 6, Side 537-556.

PELET, M. (2003): "Real Options in Petroleum: Geometric Brownian Motion and Mean-Reversion with Jumps", *MSc. In Mathematical Modeling and Scientific Computing*.

Pindyck, R.S. (1991): "Irreversibility, uncertainty, and investment", *Journal of Economic Literature*, Volum 29, Nr. 3, Side 1110-1148.

Reuters Ecwin: http://thomsonreuters.com/products_services/financial/EcoWin_Pro (sist besøkt 31.05.09)

Ronn, E.I. (2002): "Real Options: The Valuation of Flexibility in the Energy Sector", *Real options and energy management*, Risk Books London

Statistisk sentralbyrå (SSB) (2009): "Nyttbar, utbygd og ikkje utbygd vasskraft, etter fylke. 2007 og 2008", <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2009-05-28-02.html> (sist besøkt 31.05.09)

Statistisk sentralbyrå (SSB) (2009): "Vannmagasinenes fyllingsgrad, etter områdeinndeling", http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selectvarval/define.asp&Tabellid=03511