



# *Kärnkraftens värde i framtiden*

*– en jämförelse med kraftvärmeteknologi från  
biobränsle*

*Mårten Bergman*

---

*SLU, Department of Economics  
Degree Thesis in Economics  
D-nivå, 30 ECTS credits*

*Thesis No 499  
Uppsala, 2007*

ISSN 1401-4084  
ISRN SLU-EKON-EX-No499--SE

---

# *The value of Nuclear Power in the future*

*-A comparison with biofuel fired combined heat and power technologyplant*

# *Kärnkraftens värde i framtiden*

*-En jämförelse med kraftvärmeteknologi från biobränsle*

*Mårten Bergman*

*Supervisor: Carl Johan Lagerkvist*

© Märten Bergman

Sveriges lantbruksuniversitet  
Institutionen för ekonomi  
Box 7013  
750 07 UPPSALA

ISSN 1401-4084  
ISRN SLU-EKON-EX-No.499 –SE

Tryck: SLU, Institutionen för ekonomi, Uppsala, 2007

# Förord

Jag vill tacka min handledare Carl Johan Lagerkvist, Institutionen för ekonomi, SLU för råd och kommentarer under arbetets gång. Jag vill också tacka Mats Nilsson, Vattenfall Research & Development för inspiration, hjälp med värdefulla synpunkter samt information.

Slutligen vill jag passa på att tacka min familj och mina vänner för att de stöttat mig under min utbildning.

Mårten Bergman  
Uppsala, 2007

# Abstract/Summary

The debate on the future of Nuclear power in Sweden has increased with the discussion on global warming. The uncertainty of fossil fuel- and carbonprices the latest years has aroused considerable interest in Nuclear from power companies, industry and politicians. Nuclear power plants have negligible CO<sub>2</sub> emissions and are not directly affected by increased price of emission rights and fossil fuels. The future power production needs to reduce its emissions of greenhouse gases to become sustainable.

The purpose of this study is to examine the value for power producers to have the option to invest in Nuclear power and how a Nuclear power venture would affect future electricity prices. The study uses two methods, a traditional cash flow model and real option analysis, to estimate the value of Nuclear power. Real option analysis is as a complement to traditional investment valuing methods and is considered to give a better foundation for decision-making because it captures the flexibility in an investment-decision. This study use a model where a power company should invest in either Nuclear Power or biofuel fired combined heat and power plant on two occasions, 2010 and 2015.

The result of the study shows that there is a value for the power companies to have the option to invest in Nuclear power. The value depends a lot of what requirement the investor have on the return of the project and taxes on Nuclear power in the future. A Nuclear Power venture would cause a smaller increase in the electricity price since it is the least costly alternative for new investments and it will not directly be affected by the trade in emission rights.

---

Key terms: Real options, nuclear power, biofuels, sustainable power production

# Sammanfattning

Kärnkraftens framtid i Sverige har blivit en alltmer aktuell fråga i takt med ökad diskussion om växthuseffekten. De senaste årens osäkerhet kring priset på fossila bränslen och utsläppsrätter har gjort att intresset för kärnkraft har ökat från kraftbolagen, basindustrin och politiker. Kärnkraften har försumbara nettoemissioner av CO<sub>2</sub> och påverkas inte direkt av prisökningar på utsläppsrätter och fossila bränslen. Framtidens energiproduktion måste minska sina utsläpp av växthusgaser för att vara hållbar på längre sikt.

Syftet med den här studien är att undersöka det ekonomiska värdet för kraftproducenter att ha möjlighet att investera i kärnkraft och hur en satsning på kärnkraft skulle påverka elpriset. Studien använder en traditionell kassaflödesmodell och real optionsanalys för att analysera kärnkraftens värde. Real optionsanalys kan ses som ett komplement till traditionella värderingsmetoder och anses ge ett bättre beslutsunderlag för en investerings värde eftersom den tar hänsyn till den flexibilitet företagsledningen har vid ett investeringsbeslut. I studien används en modell där ett kraftbolag ska välja mellan att investera i antingen kärnkraft eller kraftvärme från biobränsle vid två tillfällen, år 2010 och år 2015.

Resultatet från studien visar att det finns ett värde för kraftproducenter av att ha möjlighet att investera i kärnkraft. Värdet beror mycket av vilka avkastningskrav investeraren har och vilka ekonomiska styrmedel som kommer att finnas i framtiden. En satsning på kärnkraft skulle innebära att en mindre ökning av elpriset eftersom det är det minst kostsamma alternativet för nyinvesteringar och påverkas inte direkt av handeln med utsläppsrätter.

# Förkortningar

<b>DCF</b>	Discounted Cash Flow
<b>GWh</b>	Giga Wattimme, $10^9$ Wattimmar (Energienhet)
<b>IAEA</b>	International Atomic Energy Agency, ( <a href="http://www.iaea.org">www.iaea.org</a> )
<b>IEA</b>	International Energy Agency, ( <a href="http://www.iea.org">www.iea.org</a> )
<b>kWh</b>	Kilo Wattimme, $10^3$ Wattimmar (Energienhet)
<b>kWe</b>	Kilo Watt, Eleffektenhet
<b>MKB</b>	Miljökonsekvensbeskrivning
<b>MWh</b>	Mega Wattimme, $10^6$ Wattimmar
<b>MWe</b>	Mega Watt, Eleffektenhet
<b>NPV</b>	Net Present Value
<b>OECD</b>	Organization for economic co-operation and development, ( <a href="http://www.oecd.org">www.oecd.org</a> )
<b>SKB</b>	Svensk Kärnbränslehantering AB, ( <a href="http://www.skb.se">www.skb.se</a> )
<b>SKI</b>	Statens Kärnkraftsinspektion, ( <a href="http://www.ski.se">www.ski.se</a> )
<b>TVO</b>	Teollisuuden Voima Oy, Finländskt kärnkraftsföretag, ( <a href="http://www.tvofinland.fi">www.tvofinland.fi</a> )
<b>TWh</b>	Tera Wattimme, $10^{12}$ Wattimmar, (Energienhet)

# Innehållsförteckning

<b>ABSTRACT/SUMMARY .....</b>	<b>V</b>
<b>SAMMANFATTNING .....</b>	<b>VI</b>
<b>FÖRKORTNINGAR .....</b>	<b>VII</b>
<b>INTRODUKTION .....</b>	<b>1</b>
1.1 PROBLEM BAKGRUND .....	1
1.2 PROBLEMDISKUSSION .....	2
1.3 SYFTE .....	3
1.4 TIDIGARE STUDIER .....	4
1.5 AVGRÄNSNINGAR .....	4
1.6 DISPOSITION .....	5
<b>2. METOD .....</b>	<b>6</b>
2.1 KVALITATIV- OCH KVANTITATIVMETOD .....	6
2.2 ANSATSER .....	6
2.3 VALIDITET OCH RELIABILITET .....	6
2.4 TILLVÄGAGÅNGSSÄTT .....	7
2.4.1 Litteraturinsamling .....	8
2.4.2 Val av kraftslag .....	8
2.4.3 Val av data till investeringskalkyl .....	8
2.4.4 Värderingsmetod .....	8
2.4.5 Investeringskalkyl .....	9
2.4.6 Simulering i @Risk .....	9
2.4.7 Beräkning av värdet av kärnkraften .....	9
2.4.8 Slutsatser .....	10
<b>3 TEORI .....</b>	<b>10</b>
3.1 DISKONTERADE KASSAFLÖDESMODELLER .....	10
3.1.1 Dynamiska kassaflödesmodeller .....	11
3.2 REALA OPTIONER .....	11
3.2.1 Klassificering av optioner .....	12
3.2.2 Marketed Asset Disclaimer .....	13
3.2.3 Black-Scholes optionsmodell .....	13
3.2.4 Binomial värderingsmodell .....	14
3.3 STOKASTISK DOMINANS .....	17
3.3.1 Första ordningens stokastiska dominans .....	17
3.3.2 Andra ordningens stokastiska dominans .....	17
3.3.3 Tredje ordningens stokastiska dominans .....	18
3.4 SAMMANFATTNING TEORI .....	18
<b>4 BAKGRUND TILL EMPIRISK STUDIE .....</b>	<b>19</b>
4.1 ELMARKNADEN .....	19
4.2 ELANVÄNDNING .....	19
4.3 ELPRODUKTION .....	20
4.4 NORD POOL .....	20
4.5 ELNÄTET .....	21
<b>5 EMPIRISK STUDIE .....</b>	<b>21</b>
5.1 KÄRNKRAFTENS STATUS I VÄRLDEN .....	21
5.1.1 Kärnbränsle .....	23
5.1.2 Uranpriset .....	23
5.1.3 Slutförvar av kärnbränsle i Sverige .....	24
5.1.4 Säkerhet och ickespridning av klyvbart material .....	24
5.1.5 Energitillgängligheten .....	25



5.1.6 Fördelarna med kärnkraft.....	26
5.1.7 Kärnkraftsopinionen .....	27
5.2 BIOENERGI .....	28
5.2.1 Biobränsle .....	29
5.2.2 Biobränsle i elproduktion.....	29
5.2.3 Potential för trädbränsle.....	30
5.2.4 Biobränslepris.....	31
5.2.5 Kraftvärme i Sverige .....	32
5.2.6 Värmekreditering .....	33
5.3 STYRMEDEL .....	33
5.3.1 Elcertifikat.....	34
5.3.2 Handel med utsläppsätter .....	34
5.3.3 Effektskatt.....	35
5.3.4 Lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle (1992:1537).....	35
5.3.5 Studsvikslagen (1988:1597).....	35
5.4 INVESTERINGAR I NY ELPRODUKTIONSKAPACITET .....	36
5.4.1 Incitament för nyinvesteringar.....	36
5.4.2 Allmänhetens attityd till nya kraftprojekt.....	36
5.4.3 Tidsåtgång för tillståndsprocessen.....	37
5.4.4 Effektivisering av tillståndsprocessen .....	37
5.4.5 Byggtid för kärnkraft och kraftvärme.....	38
5.4.6 Jämförelse av produktionskostnad för kärnkraft och kraftvärme med biobränsle .....	39
5.4.7 Finansiering av kärnkraft och bioenergi.....	40
5.4.8 Sammanfattning av investeringars bestämningsfaktorer .....	41
<b>6. MODELL.....</b>	<b>41</b>
6.1 SCENARIO .....	41
6.2 MÖJLIGA UTFALL I MODELLEN .....	41
6.3 ANLÄGGNINGSDATA TILL INVESTERINGSKALKYL .....	42
6.3.1 Teknisk data .....	43
6.3.2 Kostnadsdata.....	43
6.3.3 Finansiella data .....	44
6.4 OSÄKERHETS Variabler .....	44
6.5 KORRELATION AV PRISERNA .....	45
6.6 SIMULERING.....	46
6.7 VÄRDERING AV INVESTERINGARNA MED STOKASTISK DOMINANS .....	47
6.8 REAL OPTIONSANALYS.....	47
6.8.1 Den underliggande tillgången.....	47
6.8.2 Optionens lösenpris.....	47
6.8.3 Optionens löptid.....	48
6.8.4 Volatiliteten hos den underliggande tillgången .....	48
6.8.5 Riskfria räntan .....	48
6.8.6 Användning av Excel för att skapa binomialt beslutsträd.....	48
<b>7. RESULTAT .....</b>	<b>48</b>
7.1 RESULTAT @RISK SIMULERING .....	48
7.2 RESULTAT FRÅN REAL OPTIONSANALYSEN .....	56
<b>8. SLUTSATS .....</b>	<b>59</b>
<b>9. REFERENSER.....</b>	<b>62</b>
LITTERATUR .....	62
INTERNET.....	64
PERSONLIGA MEDDELANDE .....	67
<b>APPENDIX 1: ANLÄGGNINGSDATA .....</b>	<b>68</b>
<b>APPENDIX 2: SANNOLIKHETS FÖRDELNINGAR .....</b>	<b>69</b>
<b>APPENDIX 3: STOKASTISK DOMINANS.....</b>	<b>71</b>

<b>APPENDIX 4: INPUT TILL REALA OPTIONER.....</b>	<b>75</b>
<b>APPENDIX 5: RESULTAT VID OLIKA KORRELATION .....</b>	<b>76</b>
<b>APPENDIX 6: DEFINITIONER PÅ OPTIONER.....</b>	<b>80</b>
<b>APPENDIX 7: SANNOLIKHETSFÖRDELNINGAR FÖR PRISERNA.....</b>	<b>81</b>

# Introduktion

”Vi ska vara försiktiga med att ge råd om vad Sverige bör satsa på, men användningen av biomassa som bränsle och drivmedel och vidareutvecklingen av kärnkraft framstår som möjliga teknikområden där Sverige kan ge betydande bidrag i den globala kraftsamling som krävs. [...] Lyckas vi med detta, kommer det att resultera i stora globala utsläppsminskningar. Detta kommer i så fall att vara ett viktigare bidrag till lösningen på klimatproblemet än satsningar på att minska de egna utsläppen ytterligare de närmsta tio femton åren.”

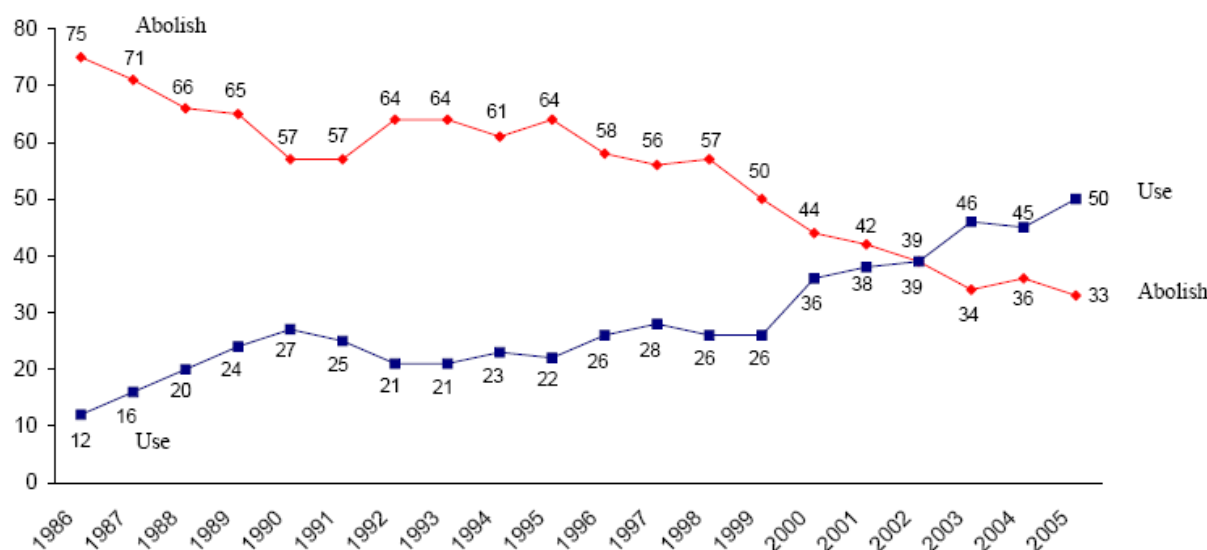
(www, DN debatt, 1)

## 1.1 Problem bakgrund

Debatten kring den ökande växthuseffekten har medfört ett växande intresse för kärnkraft i många länder (Elforsk, 2006, Elbranschen, 2007). I Europa finns det ett flertal kärnkraftsländer där Frankrike är det land som producerar mest kärnkraftsel i absoluta tal och Sverige det som har mest per förbrukare (IEA, 2006). Flera kärnkraftsländer i Europa, till exempel Frankrike och Finland, har beslutat om en fortsatt satsning på kärnkraften (Elforsk, 2006). Även länder utanför Europa planerar att bygga ut, till exempel kommer det att ske kraftiga expansioner av kärnkraftskapaciteten i Kina och Sydkorea. Europa står inför en stor utmaning då länderna måste klara av en ökande energiefterfrågan och samtidigt minska utsläppen av växthusgaser. Sveriges ambition är att minska sina utsläpp av växthusgaser till 96 % av 1990 års nivå under Kyotoprotokollets första period och därefter fortsätta reducera utsläppen efter periodens slut (Alfsen & Eskeland, 2007). Målsättningen är att utsläppen år 2020 ska vara 25 % lägre än 1990, vilket fastslogs i propositionen Nationell klimatpolitik i global samverkan (proposition 2005/06:172).

År 1980 togs i Sverige, efter en folkomröstning, ett riksdagsbeslut om att kärnkraften ska avvecklas i den takt som är möjlig utan att kompromissa med behovet av elektrisk kraft för att upprätthålla sysselsättning och välfärd (Energimyndigheten, 2005a). Två reaktorer i Barsebäck har redan avvecklats men det finns inga konkreta planer på när de resterande ska avvecklas. År 2002 hade opinionen svängt så det finns inte längre någon majoritet för en snabb avveckling av kärnkraften, se figur 1.

Figur 1: Svenskars attityd till användning av kärnkraften, den röda linjen visar andelen som anser att kärnkraften ska avvecklas och den blåa visar de som anser att kärnkraften ska fortsätta användas



Källa: Holmberg, S, 2006

I takt med ökad växthuseffektdiskussion, högre elpriser bland annat på grund av dyrare produktion med CO<sup>2</sup>-intensiva teknologier och kraftiga ökningar av kol, olje- och naturgaspriser höjs nu istället röster från politiker, kraftproducenter och elintensiv industri för en utbyggnad av kärnkraften (IEA, 2006; Elbranschen, 2007; www, SKGS, 1).

## 1.2 Problemdiskussion

Efter år 2010 kommer utvecklingen för den svenska kärnkraften att få betydelse för behovet av ytterligare produktionskapacitet i Norden. På längre sikt finns det ett ökat investeringsbehov som kommer att vara omkring 27 TWh år 2020 om livslängden för dagens befintliga kärnkraftverk förlängs till 60 år och de önskade effekthöjningarna i kärnkraftverken tillåts av regeringen, och 54 TWh år 2020 om de svenska kärnkraftverken har en livslängd på 40 år (Energimyndigheten, 2005a). Den svenska elanvändningen väntas öka till 152 TWh år 2015 och till 157 TWh år 2025 från dagens nivå på omkring 147 TWh (Energimyndigheten, 2007). Utvecklingen av den svenska kraftbalansen visas i tabell 1.

Tabell 1: Elbalans i Sverige år 2015 och 2025

Prognos för Sveriges kraftbalans (TWh)				
	2015			2025
	COWI <sup>1</sup>	Energimyndigheten	Vattenfall	Energimyndigheten
Total prod	165,4	173,4	173,4	173,5
Vattenkraft	75,3	68	67,7	68
Kärnkraft	68,8	72,4	77	72,4
Övr värmekraft	18,8	26	22,2	26,1
Vindkraft	2,5	6,9	6,5	6,9
Konsumtion	160,3	152,1	152	157
Balans (+/-)	5,1	21,3	21,4	16,5

Källa: Energimyndigheten (2007), Togeby et al (2007), www, Vattenfall, 4.

<sup>1</sup> COWI är ett danskt rådgivningsföretag inom ingenjörsteknik, miljö och samhällsekonomi.

Den viktigaste drivkraften för nyinvesteringar i elproduktion är långsiktig lönsamhet, sålunda är förväntningar om framtida elpris av stor betydelse. Norden har en integrerad elmarknad där elpriset beror av kostnaden för det produktionsslag som kommer in på marginalen. Företagens vilja att producera elkraft beror på kostnader av olika produktionsmetoder, men också i växande utsträckning på utformning av skatter, miljöpålagor som utsläppshandelssystemet och stödssystem för förnybart, till exempel gröna certifikat. En viktig faktor som rönt växande uppmärksamhet är tillståndsprocessen och de institutionella förhållandena för ny elproduktion. Sveriges tillståndsprocess har kritiserats för att vara onödigt omfattande (Energimyndigheten, 2005a). Fenomen som NIMBY (Not In My BackYard) kan till viss del anses ha förhindrat att den relativt tydliga marknadssignal som idag finns får det förväntade genomslaget.

Då utbyggnadsmöjligheterna för vattenkraft och kärnkraft är institutionellt begränsade i Sverige framstår bioeldad kraftvärme med dagens styrmedel som det mest konkurrenskraftiga förnyelsebara alternativet (www, Vattenfall, 1; Energimyndigheten, 2005a). Sverige har goda naturliga förutsättningar för att öka sin produktion av el med biobränslen. Det finns till synes god tillgång till biobränsle och ett befintligt fjärrvärmenät där endast en liten del av potentialen utnyttjas för elproduktion. Det förekommer dock en hårdnande konkurrens mellan energisektorn och träindustrin om industriella biprodukter (Lundmark & Söderholm, 2004). Ökad konkurrens om skogsråvara från energisektorn genom en utökad satsning på biobränslen i kraftvärme och från träindustrin kan leda till betydande prisökningar på bränsle i framtiden. Eftersom bränslet står för en stor del av kostnaden vid elproduktion med kraftvärme kan det i längden leda till ett högre elpris. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv finns emellertid flera alternativ till bioeldad kraftvärme. Kärnkraften har stora grundinvesteringar men relativt liten del av elproduktionskostnaden består av bränsle (www, Roques et al, 2005). Möjligheten finns därför för kärnkraften att förbättra sin konkurrenskraft gentemot kraftvärme med biobränslen.

### 1.3 Syfte

Syftet med uppsatsen är att undersöka om det finns något ekonomiskt värde för kraftproducenter av att kunna investera i kärnkraft, och hur stort det värdet är i förhållande till att investera i bioenergi vid stokastiska el-, bränsle- och elcertifikatpriser. Utgångspunkten är att ett framtida energisystem kan behöva fler beståndsdelar och att det finns en övergång till ett mer uthålligt energisystem som kräver hänsyn till nuvarande samhällsstruktur, klimat- och andra miljöproblem, såväl som de rådande ekonomiska villkoren. Uppsatsen förutsätter att nyinvesteringar i elproduktionen ska ha försumbara nettoemissioner av koldioxid för att förhindra klimatförändringarna i enlighet med Kyotoprotokollet. Av de förnybara alternativen tycks bioenergi vara det ekonomiskt mest konkurrenskraftiga alternativet (www, Vattenfall, 1).

För att fullgöra syftet besvaras huvudsakligen följande frågor i studien:

- Hur stort är värdet för kraftproducenter i Sverige av att ha möjlighet att investera i kärnkraft i förhållande till bioenergi?
- Vilken inverkan kan en utökad satsning på kärnkraften få på elpriset i Sverige?

Vid en nyinvestering i elproduktion måste hänsyn tas till vilka förutsättningar som finns för olika produktionsmetoder. För att få en bättre förståelse för vilka avvägningar som måste göras i investeringsbeslutet besvaras även frågan:

- Vilka faktorer är viktiga för att kraftbolag i Sverige ska få en ökad vilja att investera i ny elproduktionskapacitet?

Uppsatsen vänder sig främst till intressenter på den nordiska elmarknaden som står inför ett investeringsbeslut men även till läsare som är intresserade av reala optioner.

## 1.4 Tidigare studier

I tidigare studier av konkurrenskraften hos kärnkraft har ofta en diskonterad kassaflödesmodell använts som beräknat produktionskostnaden för varje producerad kWh (Tarjanne et al 2003; www, Deutch et al 2003; www, Tolley et al 2004, RAE 2004). De olika studierna av kärnkraften visar att på grund av den betydande kapitalinsatsen är kalkylräntan avgörande för frågan om kärnkraftens lönsamhet. Flera studier gör även antagandet att investerare kräver en högre riskpremie för kärnkraft än för andra produktionsslag eftersom kapitalinsatsen är mycket stor (www, Deutch et al 2003; www, Tolley et al 2004). Andra betydande faktorer som påverkat konkurrenskraften har varit hur omfattande tillståndsprocessen är och hur många drifttimmar kärnkraften beräknas ha varje år. Tarjanne et al (2003) visade i sin studie att kärnkraften var det mest konkurrenskraftiga produktionsslaget för nyinvesteringar i Finland.

Reala optioner har använts vid flera olika studier av elmarknaden för att analysera investeringsbeslut under osäkerhet. Genom att använda en real optionsanalys som tar hänsyn till volatiliteten hos elpriset visade Frayer & Uludere (2001) att ett naturgaskraftverk kan vara mer värdefullt än ett kolkraftverk, även om en traditionell diskonterad kassaflödesmodell skulle komma fram till att kolkraften var ett bättre alternativ. Ett naturgaskraftverk besitter stor flexibilitet eftersom det har relativt låg kapitalkostnad och har möjligheten att starta produktionen vid höga elpriser och stänga ner produktionen vid låga elpriser. Enligt Frayer & Uludere (2001) är det svårt att applicera real optionsanalys på kärnkraften på samma vis eftersom ett kärnkraftverk inte har samma typ av flexibilitet. Roques et al (2005) undersökte om kärnkraften kunde fungera som ett skydd mot höga priser på koldioxidutsläpp i en energiportfölj. I studien jämfördes kärnkraften med naturgaskraftverk. Vid hög ränta och hög korrelationen mellan el- och gaspriser och priset på utsläpp av växthusgaser var optionsvärdet nära noll för kärnkraften. Det innebär att det inte fanns något värde för ett kraftbolag av att behålla möjligheten att investera i kärnkraft. Reedman & Graham (2006) använde reala optioner för att analysera när investeringar i olika produktionsslag gjordes, med två olika antagande om koldioxidskatt. Resultatet blev att det berodde på investerarens syn på risk och hur känsligt produktionsslaget var för antaganden om koldioxidskatt vid ett eventuellt investeringstillfälle. Rothwell (2006) använde en real optionsanalys för att bedöma hur stor riskpremie som krävdes vid nyinvestering i ett kärnkraftverk i Texas, USA.

## 1.5 Avgränsningar

Den här studien begränsar sig till att undersöka det ekonomiska värdet av varje producerad MWh för kärnkraft i förhållande till kraftvärme från biobränsle för kraftbolag i Sverige. Vid två tillfällen ställs ett kraftbolag inför ett investeringsbeslut där ett val mellan de två kraftslagen ska göras. Beräkningarna grundar sig på kostnader för dagens befintliga teknik

och studien tar ingen hänsyn till teknikutvecklingen eller att kostnaderna kan förändras med undantag för bränslepriserna.

## 1.6 Disposition

Figur 2 ger en överblick av uppsatsens disposition och vad de olika kapitlen innehåller.

Figur 2: Uppsatsens disposition

Inledning	<b>Kapitel 1:</b> Beskriver studiens problembakgrund och problemformulering samt dess syfte.
Metod	<b>Kapitel 2:</b> Beskriver den metod som använts för att värdera kärnkraften i förhållande till kraftvärme från biobränsle och vilka avvägningar som gjorts.
Teori	<b>Kapitel 3:</b> Omfattar en redogörelse för diskonterade kassaflödesmodeller, reala optioner samt stokastisk dominans.
Bakgrund Empirisk studie	<b>Kapitel 4:</b> Ger en bakgrund till de empiriska studierna som innehåller en beskrivning av den nordiska elmarknaden med fokus på Sverige.
Empirisk studie	<b>Kapitel 5:</b> Innehåller kärnkraften respektive bioenergens förutsättningar för utbyggnad, ekonomiska styrmedel som påverkar investeringar, samt faktorer som påverkar investeringsviljan hos kraftbolag.
Modell	<b>Kapitel 6:</b> Beskriver modellen som används för att beräkna kärnkraftens värde.
Resultat	<b>Kapitel 7:</b> Visar resultatet från modellen.
Slutsats	<b>Kapitel 8:</b> Behandlar de slutsatser som kan dras av studiens resultat.

Källa: egen bearbetning

## 2. Metod

Metodavsnittet behandlar vilken undersökningsmetod och ansats studien använder samt studiens validitet och reliabilitet. Därefter följer en redogörelse för hur studien har genomförts och vilka avvägningar som gjorts.

### 2.1 Kvalitativ- och kvantitativmetod

Inom den samhällsvetenskapliga metodteorin har en studie antingen en kvalitativ eller kvantitativ undersökningsmetod eller en kombination av dessa. Med ett kvalitativt angreppssätt samlas en stor mängd information in från ett fåtal undersökningenheter för att få en djupare förståelse genom till exempel intervjuer. Vid ett kvantitativt angreppssätt däremot samlas en större mängd data in för att sedan analysera med statistiska metoder. Den här uppsatsen har ett kvantitativt angreppssätt. (Holme & Solvang, 1997)

### 2.2 Ansatser

När slutsatser ska dras inom forskningen finns det två olika angreppssätt, induktiv eller deduktiv ansats. Den induktiva ansatsen börjar med en empirisk undersökning då den har sin utgångspunkt i verkligheten. Observationerna som görs i undersökningen används sedan för en generalisering som utmynnar i en teori eller en modell. Den deduktiva ansatsen försöker förklara verkligheten utifrån en befintlig teori. Den här uppsatsen använder den hypotetisk-deduktiva metoden som innebär att en hypotes formuleras vars giltighet är möjlig att pröva. Genom empiriska studier kan hypotesen testas om den kan falsifieras eller om den saknar motsägelser. (Eriksson & Wiedersheim-Paul, 1997)

Den hypotes som ska undersökas är påståendet att det finns ett större ekonomiskt värde för kraftproducenter av att ha möjlighet att investera i kärnkraft än i kraftvärme från biobränsle. I studien används teori om diskonterade kassaflödesmodeller och reala optioner som sedan appliceras på verkligheten.

### 2.3 Validitet och reliabilitet

Definitionen av validitet är hur bra mätinstrumentet klarar av att mäta det som avses mätas i undersökningen (Eriksson & Wiedersheim-Paul, 1997). Den här uppsatsens primära syfte är att undersöka kärnkraftens ekonomiska värde i förhållande till kraftvärme från biobränsle för kraftproducenter i Sverige. För att en studie ska ha en hög validitet krävs att det finns en överensstämmelse mellan begrepp och mätbara definitioner. Kärnkraftens ekonomiska värde är variabeln som förklaras i den här studien och för att lyckas med det krävs att det finns tydliga empiriska kriterier av vad begreppet betyder. Det ekonomiska värdet för kärnkraft kan mätas på många olika sätt, men i den här studien innebär begreppet hur mycket större överskott en enhet kärnkraftsel ger i förhållande till en enhet kraftvärmeel. Att jämföra kraftslag för varje producerad enhet är en väl etablerad metod. För att få fram ett mätvärde på kärnkraftens värde används en modell där ett kraftbolag ställs inför investeringsbeslut vid två tillfällen och kärnkraftens värde beräknas med två metoder. Validiteten handlar även om hur det mätvärde som fås då en viss definition på begreppet används stämmer överens med



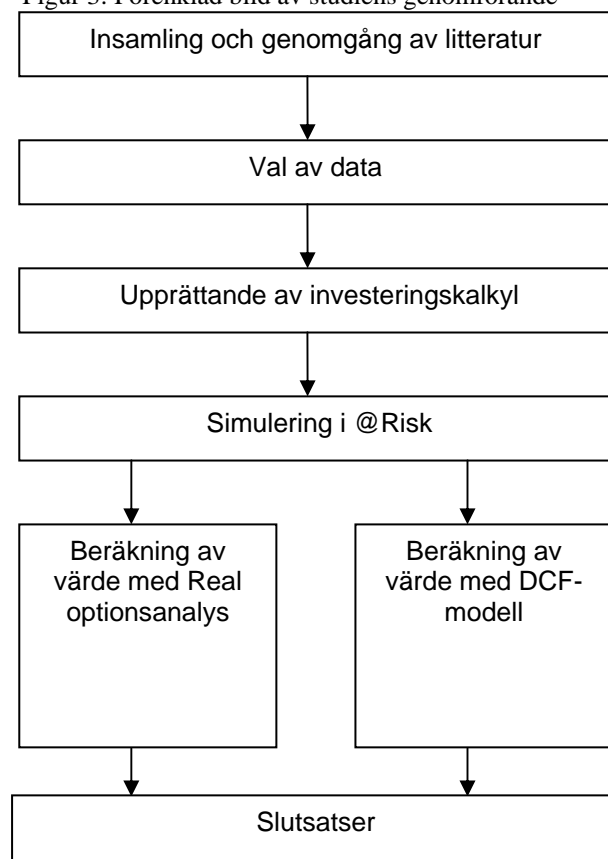
verkligheten och i vilken grad det resultatet kan användas för att generalisera. Den här studiens undersökningsområde omfattar endast Sverige och därför kan resultatet inte anses vara representativt för ett annat land med andra förutsättningar.

Reliabilitet innebär att undersökningen ska ge tillförlitliga och stabila resultat (Eriksson & Wiedersheim-Paul, 1997). Om undersökning om kärnkraftens värde i förhållande till kraftvärme från biobränsle skulle göras om beror resultaten till stor del vilka data som används och antagande som görs om t.ex. kraftverkets prestanda och kostnader, priser, skatter samt från vilket land som beräkningarna är gjorda. För att få tillförlitliga resultat kan olika oberoende studier jämföras och se om de får samma resultat. Innan valet av data gjordes till den här studien jämfördes det valda datasetet med andra dataset för att kontrollera att det inte avvek kraftigt från andra studier. I den här studien tilldelas priserna olika intervall och en känslighetsanalys på räntan tillämpas för att se hur resultatet påverkas. Det höjer undersökningens pålitlighet.

## 2.4 Tillvägagångssätt

I det här avsnittet beskrivs hur studien genomförts och vilka avvägningar som gjorts. Figur 3 visar en förenklad bild hur studien genomförts.

Figur 3: Förenklad bild av studiens genomförande



Källa: egen bearbetning

### 2.4.1 Litteraturinsamling

Det första steget i uppsatsprocessen var att göra en grundläggande sökning efter relevant litteratur som behandlade ämnet. För insamling av litteratur till teoridelen användes främst bibliotekskatalogerna LUKAS och LIBRIS. I beskrivningen av reala optioner har tyngdpunkten legat på Copeland et al (2003). Roques et al (2005) har varit förebild för utformandet av modellen. Litteraturen för den empiriska studien av elmarknaden har främst hämtats från Internet främst från Energimyndigheten och International Energy Agency (IEA).

### 2.4.2 Val av kraftslag

Då uppdraget bestod i att undersöka det ekonomiska värdet av kärnkraft var det kraftslaget givet i uppsatsen. För att ha något att jämföra kärnkraftens ekonomiska värde med valdes kraftvärme från biobränsle. Kraftvärme från biobränsle är det förnyelsebara kraftproduktion som är det mest konkurrensförmåga starka (www, Vattenfall, 1). Det pågår även en utbyggnad av kraftvärme från biobränslen varför jämförelsen blir ännu mer relevant.

### 2.4.3 Val av data till investeringskalkyl

Det finns en mängd olika studier gjorda av kostnaden för nyinvesteringar i kärnkraftverk (Tarjanne et al 2003; www, Deutch et al 2003; www, Tolley et al 2004; RAE 2004). Efter avvägningar togs data från Tarjanne (2003) et al som behandlar kostnaden för nyinvesteringar i Finland. Anledningen till datavalet är att förutsättningarna för Finland och Sverige påminner om varandra, och dessutom agerar de på samma elmarknad.

För kraftvärme med biobränsle har Elforsk (2003) gjort en omfattande studie om nyinvesteringar i elproduktion. Rapporten har använts som underlag i flera studier av kraftvärme i Sverige (Energimyndigheten 2005c, SOU 2005:33). Därför används data från rapporten även i den här studien.

### 2.4.4 Värderingsmetod

Vid de flesta studier av konkurrenskraften hos ny elproduktion används en metod där produktionskostnaden per kWh jämförs genom att diskontera alla kassaflöden från kraftverket (Tarjanne et al 2003; www, Deutch et al 2003; www, Tolley et al 2004). Ofta görs en känslighetsanalys av de olika parametrarna för att se hur produktionskostnaden förändras vid olika scenarier. Metoden är tilltalande eftersom det på ett enkelt sätt går att jämföra olika produktionsslag. Problemet med att jämföra produktionskostnaden per kWh genom att diskontera alla kassaflöden är att metoden inte tar hänsyn till den möjlighet kraftproducenter har att reagera på förändringar i omgivningen. Ett sätt att ta hänsyn till den flexibiliteten en kraftproducent har vid ett investeringsbeslut är att använda en real optionsanalys. En real option ger investeraren möjlighet att utföra en viss handling till en förutbestämd kostnad. Kraftproducenten får därmed möjlighet att skjuta upp en investering till då mer information är känd.

För att beräkna värdet av att ha möjligheten kvar att investera i kärnkraft används i denna studie två metoder där kraftbolaget ställs inför ett investeringsbeslut vid två tillfällen år 2010 och 2015. Först beräknas ett värde med en dynamisk kassaflödesmodell och sedan tillämpas en realoptionsanalys. Tidpunkten för första investeringstillfället förskjuts fram till år 2010 eftersom det i dagsläget inte är tillåtet att bygga ny kärnkraft i Sverige. Huruvida det kommer att vara tillåtet med kärnkraft 2010 tas ingen hänsyn till i denna studie.

#### 2.4.5 Investeringskalkyl

För att jämföra de två kraftslagen upprättades en investeringskalkyl för respektive kraftslag med diskonterade kassaflöden. Den ekonomiska livslängden hos kärnkraft och kraftvärme från biobränsle skiljer sig åt. Därför används en annuitet i kalkylerna som visar kassaflödet uppdelat på lika stora kassaflöden varje år. En annan stor skillnad är produktionskapaciteten hos ett kraftverk av respektive kraftslag. Genom att dela annuiteten med antal producerade MWh kan de två kraftslagen jämföras. Investeringskalkylerna används sedan som indata för @Risk simulering. Mer info om @Risk kan hittas på Palisades hemsida ([www, Palisades, 1](http://www.Palisades.com)).

#### 2.4.6 Simulering i @Risk

I @Risk tilldelas investeringskalkylernas osäkerhetsdrivare, dvs. de stokastiska priserna, olika sannolikhetsfördelningar som representerar sannolikheten att priset får ett visst utfall. @Risk genererar genom simulering 10 000 st slumpvisa priser som dras ur de sannolikhetsfördelningarna som priserna fått. Efter simuleringen av priserna får varje investering en sannolikhetsfördelning för utfallet i @Risk.

#### 2.4.7 Beräkning av värdet av kärnkraften

Investeraren antas välja den investering som ger högst avkastning givet att hänsyn till risken tagits. För att bedöma vilken investering som är att föredra framför den andra jämförs de två investeringsalternativen med stokastisk dominans. Värdet för kärnkraften beräknas med den traditionella metoden genom att bestämma differensen mellan då kärnkraft är inkluderad i elproduktionen och fallet då investeraren inte kan välja kärnkraft och endast kan välja kraftvärme från biobränsle.

Även den reala optionsanalysen beräknar värdet av kärnkraften genom att bestämma differensen mellan då kärnkraft är inkluderad i den potentiella energiproduktionsportföljen och fallet då investeraren inte kan välja kärnkraft och endast kan välja kraftvärme från biobränsle. Skillnaden är att investeraren tillåts att vänta med sitt investeringsbeslut fram till bygget skall inledas och kan i de fall som kraftvärme är ett bättre alternativ välja bort kärnkraften. I Excel beräknas med hjälp av resultatet från @Risk ett händelsetråd som visar den möjliga värdeutvecklingen för kärnkraftverket fram till byggstart. Därefter konstrueras ett händelsetråd som visar värdet för investeraren att ha möjlighet att välja mellan de olika kraftslagen.

## 2.4.8 Slutsatser

När beräkningen är gjord presenteras resultaten och de slutsatser som kan dras av studien. Resultaten kommer att ställas mot hypotesen att det finns ett större ekonomisktvärde för kraftproducenter av att ha möjlighet att investera i kärnkraft än i kraftvärme från biobränsle. Slutsatsen kommer att ge svar på om hypotesen kan falsifieras eller om den saknar motsägelser.

# 3 Teori

Teoriavsnittet beskriver diskonterade kassaflödesmodeller och förklarar varför investeringsprojekt riskerar att undervärderas och varför reala optioner kan ge en mer rättvisande bild. Därefter följer en redogörelse för hur stokastisk dominans används för att rangordna investeringar.

## 3.1 Diskonterade kassaflödesmodeller

Diskonterade kassaflödesmodeller (Discounted Cash Flow, DCF) är det traditionella sättet att värdera investeringar (Copeland & Keenan, 1998). Metoden innebär att alla framtida kassaflöden diskonteras med en riskjusterad ränta och att investeringskostnaden sedan subtraheras från dessa kassaflöden. På så vis fås investeringens nettonuvärde (Net Present Value, NPV). Beslutsregeln är att acceptera investeringar med ett positivt nettonuvärde. Annuitetsmetoden är ett alternativt sätt att visa värdet av investeringen. Då delas nettonuvärdet upp i lika stora belopp varje år med hjälp av en annuitetsfaktor. När investeringar har olika lång livslängd skall annuiteter användas för att jämföra deras lönsamhet på ett rättvisande sätt.

I en diskonterad kassaflödesmodell väljs en diskonteringsränta som anses representera risken i projektet och företagets genomsnittliga kapitalkostnad. Analytikerns erfarenheter, uppfattning, partiskhet och subjektivitet spelar stor roll för vilka kassaflöden som antas uppstå i framtiden och vilken diskonteringsränta som väljs. (Oppenheimer, 2002)

Enligt Mun (2006) finns det följande fördelar med diskonterade kassaflödesmodeller:

- Tydlig och enkel beslutsregel för alla projekt
- Samma resultat oavsett investerarnas riskpreferenser
- Relativt enkel att förstå och lätt att förklara för företagsledningen
- Allmänt känd och accepterad metod

Copeland & Keenan (1998) menar att DCF- metoden bidrar till att projekt undervärderas därför att traditionella analysmetoder inte tar hänsyn till den flexibilitet som finns vid ett beslut om investeringar vilket i sin tur leder till för litet investeringar från företag. Mun (2006) menar att risken för undervärdering av projekt är stor eftersom alla besluten tas vid tidpunkten

noll och alla framtida kassaflöden är fastställda. DCF-metoden saknar vidare möjligheten för investerare att ändra sitt investeringsbeslut när ny information erhålls.

### 3.1.1 Dynamiska kassaflödesmodeller

Dynamiska kassaflödesmodeller har utvecklats för att förbättra DCF, och övervinna de svagheter som finns i statiska kassaflödesmodeller. De dynamiska modellerna tar hänsyn till både den förenade risken och avkastningen. Istället för att anta ett förbestämt scenario tillåter metoden fler beslutsvägar tillsammans med beräknade sannolikheter och utfall i ett hierarkiskt beslutsträd. Investeringens värde beräknas sedan genom att beräkna förväntat NPV för alla grenar i beslutsträdet. (Remer et al, 2001)

Sannolikheterna för varje utfall kan till exempel fås genom subjektiv uppskattning från företagsledningen eller från statistisk analys av liknande projekt. Precis som i den statiska diskonterade kassaflödesmodellen används alternativkostnaden för kapital som den riskjusterade diskonteringsräntan för att beräkna förväntat NPV. (Trigeorgis, 1995)

Ofta används Monte Carlo-simulering<sup>2</sup> och känslighetsanalys som hjälp för att undersöka effekterna av olika antagande och scenarier som finns i beslutsträdet. De dynamiska kassaflödesmodellerna ger genom möjligheten av att analysera fler möjliga scenarier i vissa fall ett mer realistiskt beslutsunderlag vid investeringar än de statiska. Vidare kan den dynamiska analysen på ett realistiskt sätt inkludera företagsledningens erfarenheter, och ta hänsyn till att det finns flera möjliga utfall. (Remer et al, 2001)

Problemet med modellen är att den ofta använder fel diskonteringsränta eftersom den antar att diskonteringsräntan är konstant (Copeland & Antikarov, 2003). För att använda rätt diskonteringsränta behöver hänsyn tas till var i beslutsträdet beslutet befinner sig och hur sannolikheten för olika kassaflöden ser ut.

## 3.2 Reala optioner

En real option är värdet av rättigheten, dock inte skyldigheten, att genomföra en handling för en förutbestämd kostnad, vid en förutbestämd tidpunkt (Copeland & Antikarov, 2003). Skillnaden mellan ovan nämnda metoder och reala optioner kretsar kring hur metoderna väljer diskonteringsränta, och hur osäkerhet hanteras.

Reedman (2006) menar att metoden med reala optioner är användbar för investeringar i elproduktion. Investeringarna är kapitalintensiva, har lång livslängd, och har specifika irreversibla användningsområden. Dessa egenskaper gör att det finns ett stort värde av möjligheten att förändra investeringsbeslut med tanke på de olika osäkerheterna, t.ex. marknadspris, teknisk utveckling, växelkurser, kolpris och tillgången på resurser, påverkar de framtida kostnaderna och intäkterna mycket. Om investeraren har möjlighet att vänta med sitt investeringsbeslut finns det en potentiell möjlighet för investeraren att hantera dessa osäkerheter. (Reedman, 2006)

---

<sup>2</sup> (www, palisade, 1)

Vid många investeringar minskar osäkerheten ju närmare genomförandet av ett projekt man kommer. Reala optioner är ett bra sätt att värdera en investering, och metoden ger investeraren flexibilitet i sitt agerande.

Värdet av den reala optionen beror av fem olika variabler:

- **Värdet på den underliggande tillgången**  
Den underliggande tillgången är för en real option en reell tillgång som ett projekt, en fysisk investering till skillnad mot finansiella optioner där den underliggande tillgången är finansiella tillgångar som aktier och obligationer (Copeland & Antikarov, 2003). En annan viktig skillnad är att ägaren till en finansiell option inte kan påverka värdet av den underliggande tillgången. De som äger en real tillgång kan öka dess värde och då även öka värdet på den reala optionen. Den reala optionens underliggande tillgång är ofta inte någon vara som det handlas med på en marknad. I den här uppsatsen är den underliggande tillgången ett kärnkraftverk.
- **Optionens lösenpris**  
Den förutbestämda kostnaden (intäkten) för beslutsalternativet.
- **Optionens löptid**  
Är den tiden optionsinnehavaren har rätt att utföra en viss handling mot en förutbestämd kostnad. En längre löptid på optionen ger ett högre värde.
- **Volatiliteten av värdet på den underliggande tillgången**  
Optionens värde ökar vid en större standardavvikelse på den underliggande tillgången (Copeland & Antikarov, 2003). En större standardavvikelse medför att spridningen eller värdeökningen eller minskningen i värdeträdet blir större. Värdet av optionen beror av att värdet på den underliggande tillgången ska överstiga lösenpriset. Sannolikheten att det inträffar ökar med volatiliteten på den underliggande tillgången. Den årliga standardavvikelsen för den underliggande tillgången, volatiliteten, kan beräknas genom att dela standardavvikelsen med medelvärdet (Novaes et al, 2005).
- **Den riskfria räntan**  
Vid real optionsanalys används en så kallad riskfri räntan som skall motsvara tidsvärdet på pengar. Den riskfria räntan fås genom en statsobligation som kan anses riskfri. När den riskfria räntan stiger ökar även optionens värde eftersom alternativet att vänta blir mer värt.

### 3.2.1 Klassificering av optioner

Det finns många olika benämningar och typer av reala optioner. Optioner som kan lösas endast den dag då optionens löptid går ut kallas för europeisk option. De optioner som kan lösas under hela löptiden är amerikanska optioner. Copeland & Antikarov (2003) beskriver definitioner och klassificering av reala optioner. Dessa grundar sig på den flexibilitet optionen erbjuder. Nedan följer de som är mest grundläggande och de som är lämpliga för den här studien, övriga finns beskrivna i Appendix 6.

- Option att köpa (Call Option)  
Ger innehavaren rätt att köpa den underliggande tillgången för ett förbestämt lösenpris.
- Option att sälja (Put Option)  
Är motsatsen till köptionen och ger innehavaren rätt att sälja den underliggande tillgången för ett förutbestämt pris.
- Option att skjuta upp en investering (Deferral option)  
En investerare kan skjuta upp en investering och se hur priset på den producerade varan utvecklas och om det då är lönsamt att investera. Optionen är användbar vid all utvinning av naturresurser (Trigeorgis, 1995).

### 3.2.2 Marketed Asset Disclaimer

En metod som kan användas för att värdera optioner är genom att skapa en replikerande portfölj. Portföljen består av en "tvilling säkerhet"  $m$  med kassaflöden som är exakt korrelerade med det projektet som ska utvärderas och statsobligationer  $B$ . Eftersom utbetalningarna från portföljen måste vara densamma som från optionen har de också samma nuvärde. På så vis kan optionen värderas.

Det kan vara svårt att hitta ett projekt med kassaflöden som är exakt korrelerade med projektet som ska utvärderas. Istället kan det egna projektet utan flexibilitet användas som värde på den underliggande tillgången. Det är den bästa uppskattningen av projektets marknadsvärde om det vore en tillgång som omsattes på en marknad. Antagandet om att nettonuvärdet av det egna projektet utan flexibilitet motsvarar värdet på den underliggande tillgången kallas *Market Asset Disclaimer*. (Copeland & Antikarov, 2003)

### 3.2.3 Black-Scholes optionsmodell

Black-Scholes modell utvecklades för över 30 år sedan för att kunna värdera finansiella optioner. Black och Scholes använde en replikerande portfölj, en portfölj som hade identiska kassaflöden som optionen som blev värderad, för att formulera sin teori (www, Damodaran 2003).

Black Scholes modellen bygger på följande antagande:

- Optionen kan endast lösas den dag löptiden för optionen går ut.
- Det finns bara en källa till osäkerhet.
- Optionen är beroende av en ensam underliggande riskfylld tillgång. Det medför att en option som ger investeraren möjlighet att investera stegvis inte kan användas.
- Den underliggande tillgången ger inte någon utdelning.
- Det nuvarande marknadspriset och den stokastiska processen för den underliggande tillgången är känd.
- Variansen för avkastningen för den underliggande tillgången är konstant.
- Lösenpriset för optionen är känd och konstant.

Modellens antagande är ofta alldeles för restriktivt för att vara användbar i en real optionsanalys. En förutsättning i Black-Scholes modell är att det endast kan finnas en källa till

osäkerhet, som är konstant, något som är ovanligt vid investeringsbeslut. Vid introducering av en ny produkt på en ny marknad är det vanligt med flera faktorer som kännetecknas av osäkerhet. Till exempel kan utvecklingen av produkten vara en källa till osäkerhet och hur marknaden för produkten utvecklas en annan källa. Två andra problem är att modellen antar ett konstant lösenpris för optionen samt att optionen är av europeisk typ och endast kan lösas vid optionens sista dag. Den begränsningen gör att investeraren endast kan agera på den sista dagen av optionens löptid och inte under hela perioden.(Copeland & Antikarov, 2003)

Enligt Remer et al (2001) används Black-Scholes modellen sällan för att värdera reala optioner på grund av sin komplexitet och restriktiva antagande. Istället är det den binomiala värderingsmetoden som bygger på liknande logik som är den mest använda.

### 3.2.4 Binomial värderingsmodell

Den Binomiala värderingsmodellen utvecklades av Cox, Ross och Rubenstein (1979) för att förenkla användningen av reala optioner (Copeland & Antikarov, 2003). I modellen kan värdet av den underliggande tillgången i varje tidsperiod antingen öka i värde eller minska i värde (Remer et al, 2001).

Vid användning av en binomial värderingsmodell kan lösningen fås på två sätt. Det första sättet är genom användning av riskneutrala sannolikheter och det andra sättet är genom användning av replikerande portfölj. Eftersom användningen av replikerande portfölj är svårare att tillämpa, (Mun, 2002) följer en beskrivning av riskneutrala sannolikheter och hur de används för att värdera reala optioner med den binomiala värderingsmodellen.

När riskneutrala sannolikheter tillämpas innebär det att sannolikheten för att ett visst kassaflöde ska uppstå riskjusteras, vilket medför att den riskfria räntan<sup>3</sup> kan användas. Storleken på de faktorer som justerar kassaflödena, de risk neutrala sannolikheterna  $p$ , beror i grunden på hur stor den riskfria räntan  $r^f$  och spridningen i värdeträdet är. Riskneutrala sannolikheter är inte samma som sannolikheten att en viss händelse ska inträffa utan endast lämpliga att använda för att justera kassaflöden så att de kan diskonteras med en riskfri ränta.

Den största skillnaden mellan att använda riskneutrala sannolikheter och en replikerande portfölj är att den sistnämnda använder den riskjusterade räntan för att diskontera förväntade kassaflöden istället för att använda den riskfria räntan för att diskontera riskjusterade sannolikheter. En fördel med riskneutrala sannolikheter är även att de är konstanta genom optionens hela löptid (Copeland & Antikarov, 2003). När en replikerande portfölj används ändras den riskjusterade räntan vid varje beslutsnod eftersom risken förändras.

Nedan följer ett exempel av den binomiala värderingsmetoden. Exemplet är hämtat från Copeland & Antikarov (2003) och beskriver en amerikansk köption  $C$  som löper över två

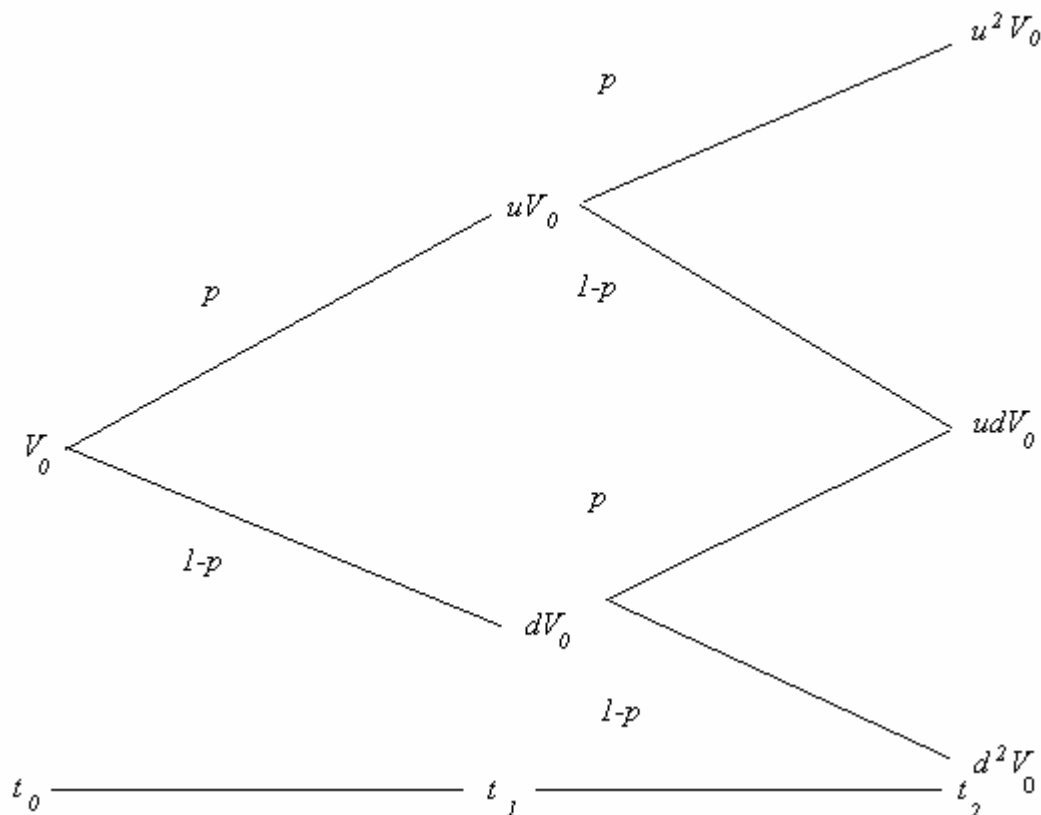
---

<sup>3</sup> Riskneutrala sannolikheter är ett angreppssätt som utgår ifrån en riskfri hedgeportfölj som är sammansatt av en del av den underliggande tillgången och en kort position i "m" delar av optionen som ska värderas. Portföljen är sammansatt så att oavsett om den underliggande tillgången ökar eller minskar i värde kommer portföljen vara värd lika mycket eftersom portföljen består av olika delar som gör att värdet är konstant. Eftersom värdet är konstant förekommer ingen risk och den riskfria räntan kan användas. Kort position eller "short position" innebär att en tillgång lånas/blankas för att sedan direkt säljas vidare. Om priset på tillgången sjunker kan tillgången köpas tillbaka till ett lägre pris och investeraren gör en vinst.



tidsperioder. Värdet på den underliggande tillgången  $V$  kan antingen gå upp ( $u$ ) eller ner ( $d$ ) vid varje tidsperiod. Värdeutvecklingen visas i figur 4.

Figur 4: Värdeutveckling av den underliggande tillgången



Källa: egen bearbetning av Copeland & Antikarov (2003)

Ökningen ( $u$ ) och minskningen ( $d$ ) antas vara multiplikativa, vilket innebär att värdet på den underliggande tillgången  $V$  multipliceras upp med faktor  $u$  eller ned med faktor  $d$ . Variabeln  $\sigma$  är den årliga standardavvikelsen för värdet på den underliggande tillgången  $V$ ,  $T$  är antal år och  $n$  är antalet intervall året är uppdelat på.

$$u = e^{\sigma\sqrt{T/n}}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{T/n}} = 1/u$$

Högre standardavvikelse leder till större upp och ned faktorer (Mun 2002). Vidare antas att tillgången inte ger någon utdelning och att den riskfria räntan  $r^f$  och lösenpriset  $X$  på köptionen är konstant. Genom att använda upp- och nedfaktorn och den riskfria räntan  $r^f$  kan den riskneutrala sannolikheten  $p$  för att ett kassaflöde ska uppstå beräknas:

$$p = \frac{(1+r^f) - d}{u - d}$$

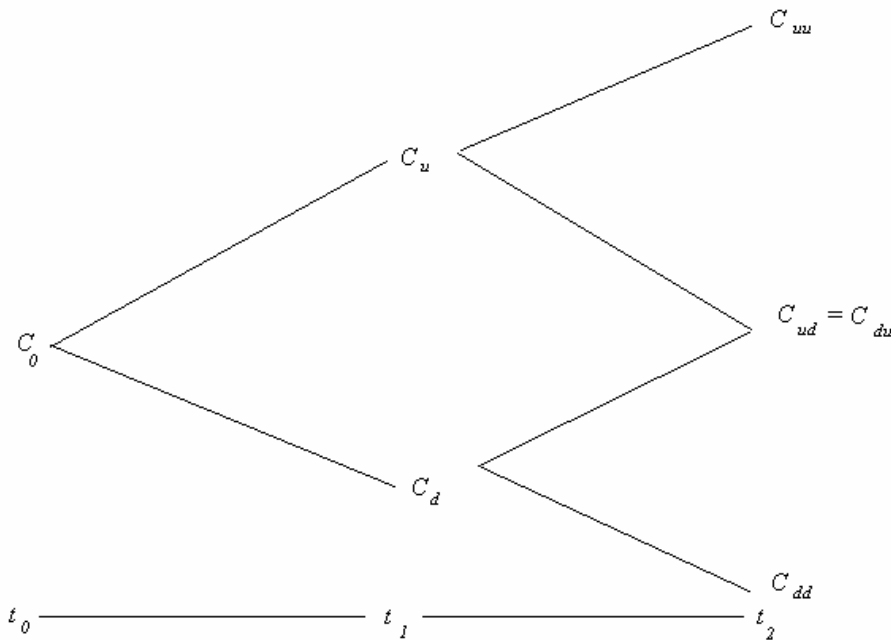
$$1 - p = \frac{u - (1+r^f)}{u - d}$$

Värdet av köptionen  $C$  vid tidpunkten noll kan sedan beräknas med följande ekvation:

$$C_0 = \left[ p^2 C_{uu} + p(1-p)C_{ud} + (1-p)pC_{du} + (1-p)^2 C_{dd} \right] / (1+r^f)^2$$

Värdeutvecklingen för optionen visas i figur 5. Om värdet på den underliggande tillgången ökar stiger även optionens värde.

Figur 5: Optionsvärdet i binomialmodellen



Källa: egen bearbetning av Copeland & Antikarov (2003)

Vid slutet av optionens löptid finns det tre olika möjliga utfall:

$$\begin{aligned} C_{uu} &= \text{MAX}[0, u^2 V_0 - X] \\ C_{du} &= C_{ud} = \text{MAX}[0, udV_0 - X] \\ C_{dd} &= \text{MAX}[0, d^2 V_0 - X] \end{aligned}$$

Investeraren kan oavsett utfall välja mellan att antingen använda sin rätt att köpa den underliggande tillgången  $V$  för lösenpriset  $X$  eller att inte göra någonting. Genom att välja det bästa utfallet av de två alternativen kan sedan köptionens värde  $C_0$  beräknas. I den här studien kommer två olika köptioner användas där investeraren har möjlighet att investera i ett kärnkraftverk vid två olika tillfällen. Optionen är inte av traditionell typ eftersom om investeraren väljer att inte utnyttja optionen att investera i kärnkraft för att kärnkraftsverkets värde inte överstiger lösenpriset kommer det istället att innebära en investering i kraftvärme.

### 3.3 Stokastisk dominans<sup>4</sup>

Stokastisk dominans kan användas för att utvärdera olika investeringsalternativ. Investeringarna jämförs parvis och genom att göra tre olika antaganden om investerarens beteende kan investeringarna rangordnas. Det leder till tre olika typer av stokastisk dominans: första, andra och tredje ordningens stokastiska dominans. Stokastisk dominans kommer att användas för att rangordna vilken av de investeringarna som är att föredra vid de två investeringstillfällena.

#### 3.3.1 Första ordningens stokastiska dominans

Första ordningens stokastiska dominans antar att en investerare föredrar mer avkastning framför mindre. Om en investerare ska välja mellan två olika projekt är det projektet vars kumulativa sannolikhet aldrig överstiger det projektet det jämförs med att föredra. I tabell 2 visas ett exempel på två investeringar med olika sannolikhet för utfallen.

Tabell 2: Kumulativ sannolikhetsdistribution för två investeringar *A* och *B*

Sannolikhet att utfallet $\leq$ avkastningen		
Avkastning	A	B
7	0	0,33
8	0,33	0,33
9	0,33	0,67
10	0,67	0,67
11	0,67	1
12	1	1

Projekt *A* är att föredra framför projekt *B* eftersom projekt *A* aldrig har större kumulativ sannolikhet än projekt *B*. Om projekt *A* först har en kumulativ sannolikhet som är större än *B* och sedan en som är mindre än *B* kan inte den första ordningens stokastiska dominans användas. Däremot kan det vara möjligt att rangordna projekten med andra ordningens stokastiska dominans.

#### 3.3.2 Andra ordningens stokastiska dominans

Andra ordningens stokastiska dominans förutsätter liksom första ordningens stokastiska dominans att investeraren föredrar mer framför mindre, men även att investeraren är riskaversiv. Det innebär att investeraren måste kompenseras för sitt risktagande och att varje ökning av avkastningen är mindre värd än den föregående ökningen, dvs. marginalnyttan avtar. Beslutsregeln är att välja det projekt som har en summerad kumulativ sannolikhet som aldrig överstiger det projektet det jämförs med.

Tabell 3 visar två investeringar *A* och *B* och deras sannolikhet för att få olika avkastning. Ingen av investeringarna är att föredra enligt första ordningens stokastiska dominans då projekt *B*:s kumulativa sannolikhet är störst vid 5 % men projekt *A*:s är större vid 7 %. Däremot är *A* att föredra framför *B* enligt den andra ordningens stokastiska dominans därför

<sup>4</sup> Avsnittet kommer från Elton, Gruber, Brown & Goetzmann, (2003)

att projekt *A*:s summa av kumulativa sannolikhet aldrig överstiger projekt *B*:s summa av kumulativa sannolikhet. Det innebär att investeraren föredrar *A* framför *B*.

Tabell 3: Summan av Kumulativ sannolikhetsdistribution för två investeringar *A* och *B*

Avkastning (%)	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativa sannolikheter		Summan av summan av kumulativa sannolikheter	
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0,25	0	0,25	0	0,25
6	0,25	0,25	0,25	0,5	0,25	0,75
7	0,25	0,25	0,5	0,75	0,75	1,5
8	0,5	0,25	1	1	1,75	2,5
9	0,5	0,5	1,5	1,5	3,25	4
10	0,75	0,75	2,25	2,25	5,5	6,25
11	0,75	0,75	3	3	8,5	9,25
12	1	1	4	4	12,5	13,25

### 3.3.3 Tredje ordningens stokastiska dominans

Den tredje ordningens stokastiska dominans antar förutom de tidigare antagandena från första och andra ordningen även att investeraren har avtagande absolut riskaversion. En av egenskaperna hos en funktion med avtagande absolut riskaversion är en positiv tredje derivata<sup>5</sup>. Medelvärde hos det projektet som dominerar det andra måste vara högre. Slutligen får inte summan av summan av den kumulativa sannolikheten överstiga det projektet det jämförs med. Tabellen ovan visar summan av summan av den kumulativa sannolikheten för projekt *A* och *B* och att *A* aldrig är större än *B*. Eftersom *A* var att föredra före *B* enligt andra ordningens stokastiska dominans är det förväntat att *A* även är att föredra framför *B* enligt tredje ordningens stokastiska dominans.

## 3.4 Sammanfattning teori

Diskonterade kassaflödesmodeller tar inte hänsyn till den flexibilitet en investerare har vid ett investeringsbeslut och risken för att underskatta är stor då hela risken ska representeras av räntan. Reala optioner däremot lyckas ta till vara den flexibilitet som finns i ett investeringsbeslut och kan diskontera kassaflödena med den riskfria räntan eftersom de använder riskfria sannolikheter. Det finns många olika reala optioner som erbjuder olika typer av flexibilitet. Två värderingsmodeller är Black-Scholes optionsmodell och den binomiala värderingsmodellen. Den binomiala värderingsmodellen är enklare att förstå och använda och används därför oftare än Black-Scholes. I den binomiala värderingsmodellen finns det bara två möjliga utfall för värdet på den underliggande tillgången, den kan antingen öka eller minska. Stokastisk dominans är användbart då en investerare ska utvärdera olika

<sup>5</sup> Hos en nyttofunktion med avtagande absolut riskaversion gäller  $U'''(W) > 0$

investeringsalternativ. Beroende på vilka antagande som görs kan det leda till olika typer av stokastisk dominans.

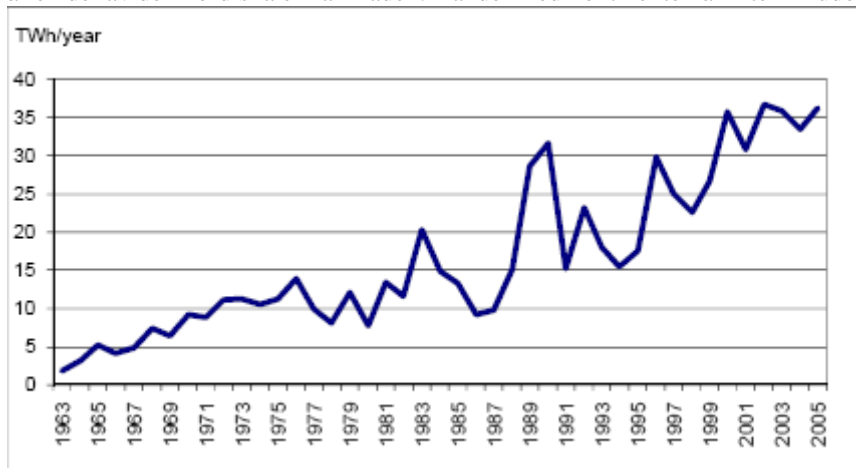
## 4 Bakgrund till empirisk studie

Avsnittet beskriver elmarknadens produktion och konsumtion i dagsläget. Elmarknaden definieras i den här uppsatsen som den grossistmarknad där det handlas med råkraft. Marknaden där el säljs till slutkund ingår således inte i begreppet. De länder som ingår i elmarknaden är samtliga nordiska länder förutom Island.

### 4.1 Elmarknaden

Elmarknaderna i Norden har genomgått stora förändringar de senaste åren. Tidigare var de nordiska elmarknaderna regionala eller nationella monopol. Idag är alla de nordiska marknaderna förutom Islands integrerade i en konkurrensutsatt marknad. Figur 6 visar utvecklingen av handeln med kraft mellan länderna på den nordiska elmarknaden.

Figur 6: Handel med kraft i det nordiska systemet. Kurvan visar summan av flöden mellan de fyra länderna som är en del av den nordiska elmarknaden. Handel med kontinenten är inte inkluderad.



Källa: Nordel (2006) i Togeby et al (2007)

Sedan 1960-talet har handeln mellan deltagarländerna på den nordiska marknaden ökat markant. Den nordiska elmarknaden integreras också alltmer med andra elmarknader kring Östersjön, exempelvis Tyskland, Polen, Baltikum och Ryssland (Energimyndigheten, 2006a). Den ökade integrationen med andra elmarknader har möjliggjort en ökad handel och ett mer effektivt utnyttjande av produktionskapaciteten i ett nordiskt perspektiv (Energimyndigheten, 2005a).

### 4.2 Elanvändning

Elanvändningen i Sverige beräknas att öka från 147 TWh 2005 till 157 TWh 2025 (Energimyndigheten, 2007). Den genomsnittliga ökningen under perioden är 0,3 % årligen. Ökningen av elkonsumtionen innebär ett ökat behov av nyinvesteringar. Investeringsbehoven beräknas ligga i intervallet 27-54 TWh för hela Norden, mycket beroende på vad som händer med den svenska kärnkraften. (Energimyndigheten, 2005a)

Alla nordiska länder utom Danmark har ur ett internationellt perspektiv en hög elanvändning per invånare. Elanvändningen i Sverige uppgår årligen till knappt 17 000 kWh per person. De enda länder i världen som har en större användning per invånare är Norge, Finland, Island, Kanada och Luxemburg. Den höga elanvändningen i Sverige beror på en stor elintensiv industri, historiskt sett låga elpriser, ett kallt klimat och hög andel elvärme. (Energimyndigheten, 2006a)

### 4.3 Elproduktion

I början av 1970-talet var vattenkraft och oljekondenskraft det dominerande kraftslaget i den svenska elproduktionen. Under oljekriserna på 1970-talet blev oljekondenskraften mindre konkurrenskraftig och Sverige ökade sin utbyggnadstakt av kärnkraften. Kärnkraften stod under år 2005 för 45 % av de 154,6 TWh el som producerades i Sverige, vattenkraften producerade 47 %. De återstående 8 % producerades av fossil- och biobränslebaserad produktion samt vindkraft (Energimyndigheten, 2006a).

Norges elproduktion baseras till 99 % på vattenkraft. I Danmark är värmekraft det dominerande kraftslaget men en betydande del av deras elproduktion är vindkraft. Finland producerar drygt hälften av elen med värmekraftverk medan kärnkraften står för 26 % och vattenkraften för 18 %. I en internationell jämförelse är Sverige ett av de länder som har störst andel vattenkraft och kärnkraft i elproduktionen. De enda länder som hade större andel vattenkraft under år 2004 var Island, Norge, Kanada, Nya Zeeland, Österrike och Schweiz. Frankrike, Belgien och Slovakien hör till de länder som har större andel kärnkraftsproduktion än Sverige. Sverige har dock störst andel kärnkraft per invånare. (Ibid, 2006)

### 4.4 Nord Pool

Efter avregleringen av de nordiska elmarknaderna bildades det en gemensam nordisk elbör, Nord Pool. På Nord Pool handlas det med fysisk el men även med finansiella instrument. Under år 2005 köptes och såldes 45 % av den el som användes i Norden på Nord Pool. Den återstående delen av elhandeln skedde internt inom kraftföretagen eller via bilaterala avtal. På Nord Pool handlas även med svenska elcertifikat och EU:s utsläppsrätter. (Energimyndigheten, 2006a)

På spotmarknaden sätts elpriset per timme. Producenter och konsumenter lägger dagligen köp- och säljbud, och priset bestäms av marginalkostnaden för den dyraste antagna elproduktionen. Den nordiska elmarknadens utbudskurva kan visas med en kostnadstrappa med de rörliga kostnaderna för de olika produktionsslagen. De billigaste produktionsslagen används först och när efterfrågan på el ökar tas dyrare produktion i drift. Kärnkraften har lägre marginalkostnad än kraftvärme i fjärrvärmenäten och har därför fler drifttimmar årligen. (Energimyndigheten, 2005a)

Elanvändningen i Norden ökade med i genomsnitt 1,1 % årligen under perioden 1990-2005. En högre elanvändning innebär att topplasten, dvs. fossil kondenskraft, måste användas under en större del av året. Då handel med utsläppsrätter infördes ökade marginalkostnaden för de elproducenter som använder sig av fossila bränslen. Det kommer *ceteris paribus* att leda till ett högre elpris. Hur utsläppsrätterna kommer att påverka elpriset beror på hur lång tid av året som den fossila produktionen är prissättande. (Energimyndigheten, 2007)

## 4.5 Elnätet

Elsystemet måste alltid vara balanserat mellan produktion och användning eftersom el inte kan lagras. Det svenska elnätet består av stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet är ett högspänningsnät som transporterar el över långa distanser och till grannländer. El transporteras från stamnätet till lokalnäten och till större energiförbrukare genom regionnätet. Lokalnäten transporterar sedan elen till konsumenterna. I Sverige är Svenska Kraftnät systemansvarig och har även ansvar för stamnätet och större delen av utlandsförbindelserna. (Energimyndigheten, 2006a)

Sverige har idag överföringsförbindelser till Norge, Finland, Danmark, Tyskland och Polen. De systemansvariga har inom samarbetet för Nordel presenterat fem prioriterade investeringar som ska genomföras för att höja driftsäkerheten och minska flaskhalsarna i systemet. Sveriges totala överföringskapacitet till utlandet är ungefär 9000 MW, vilket motsvarar en tredjedel av Sveriges maxeffektbehov. Den totala installerade effekten i det svenska elproduktionssystemet uppgick i december år 2005 till 33212 MW. (Ibid, 2006)

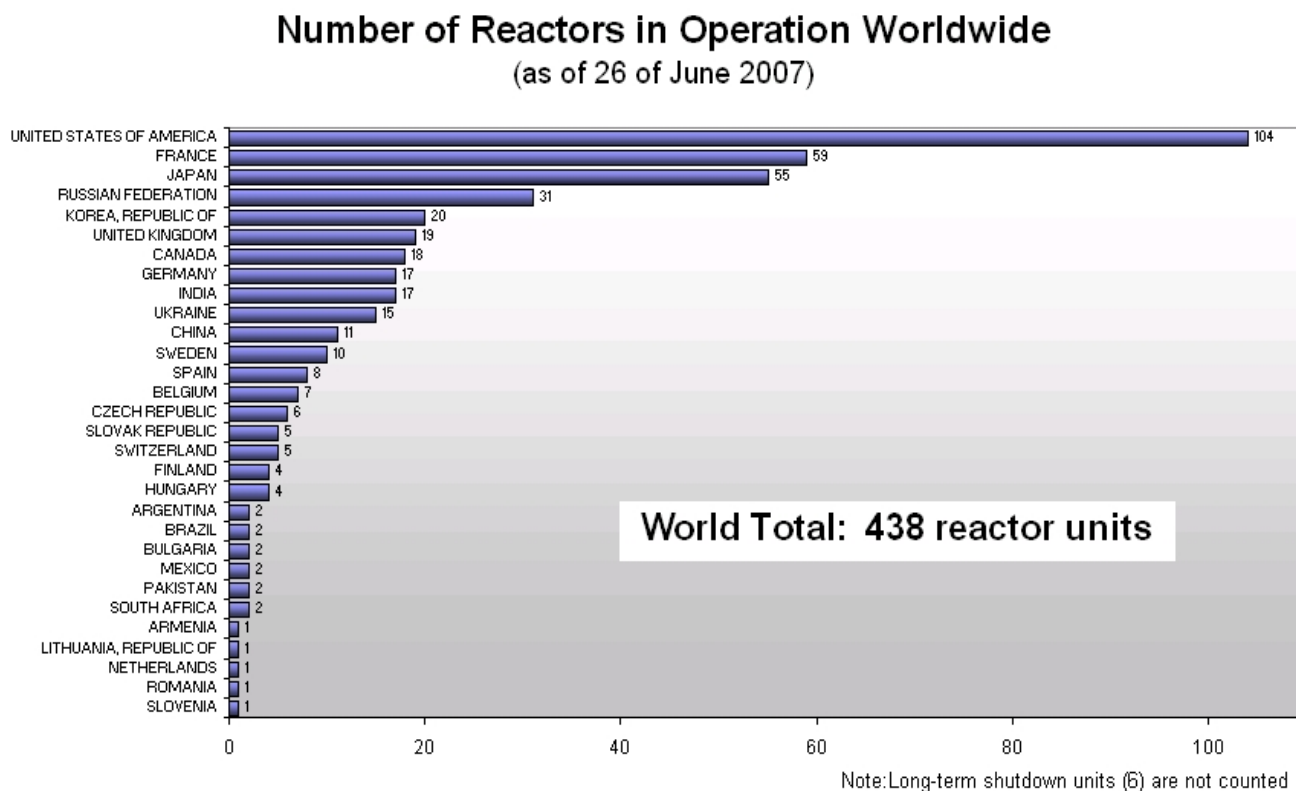
## 5 Empirisk studie

Den empiriska studien omfattar en genomgång av kärnkraftens status i Sverige och världen samt olika faktorer som det måste tas hänsyn till vid nyinvesteringar i kärnkraft. Vidare beskrivs förutsättningar för kraftvärme produktion med biobränsle i Sverige. Därefter beskrivs de ekonomiska styrmedel som direkt eller indirekt påverkar investeringar i kärnkraft och kraftvärme med biobränsle. Slutligen följer ett avsnitt med vilka faktorer som påverkar investeringsviljan hos kraftbolagen och vad som kan hämma den.

### 5.1 Kärnkraftens status i världen

Det finns 438 kärnkraftsreaktorer i världen varav tio är belägna i Sverige, se figur 7 (www, IAEA, 1). Flera länder håller på att avveckla sin kärnkraft medan andra länder planerar att bygga ut den. I dagsläget byggs det omkring 30 reaktorer i världen (www, IAEA, 1). Finland håller på att bygga sin femte reaktor och diskussioner kring tillståndsbiljande för en sjätte reaktor har inletts.

Figur 7: Antalet kärnkraftsreaktorer i världen fördelat på land



Källa: www, IAEA, 1

I Sverige har två reaktorer i Barsebäck stängts under åren 1999 och 2005. Den borgerliga regeringen som tillträdde vid makten i september år 2006 kommer varken att avveckla någon mer kärnkraftsreaktor, eller ta beslut om någon ny reaktor under innevarande mandatperiod. I tabell 4 visas status för Sveriges kärnkraftverk.



Tabell 4: Teknisk data för svenska kärnkraftverk

Kärnkraftverk	Reaktortyp	Elektrisk effekt		Termisk effekt	Kommersiell drift	Avställd	Effekthöjning
		Netto	Brutto	MW <sub>t</sub>	År	År	Totalt
		MW <sub>e</sub>					MW <sub>e</sub>
Ågesta	PHWR		12	80	1964	1974	
Barsebäck 1	BWR	600	615	1800	1975	1999	
Barsebäck 2	BWR	600	615	1800	1977	2005	
Forsmark 1	BWR	961	999	2928	1980		170
Forsmark 2	BWR	959	997	2928	1981		170
Forsmark 3	BWR	1185	1227	3300	1985		200
Oskarshamn 1	BWR	467	487	1375	1972		22
Oskarshamn 2	BWR	602	627	1800	1975		30
Oskarshamn 3	BWR	1160	1194	3300	1985		250
Ringhals 1	BWR	830	870	2500	1976		38
Ringhals 2	PWR	870	910	2652	1975		
Ringhals 3	PWR	920	960	2775	1981		208
Ringhals 4	PWR	915	970	2775	1983		208
<b>Totalt</b>		<b>8869</b>	<b>9241</b>				<b>1296</b>

Källa: Elforsk (2007)

Sveriges kärnkraftverk producerade under år 2006 ungefär 65 TWh vilket utgör hälften av Sveriges totala energiproduktion. I dagsläget finns det planer på att höja effekten i Sveriges samtliga kärnkraftverk med totalt 1296 MW el. Kostnaden per MW el för effekthöjningen är mycket lägre än alla kända alternativ till nyproduktion. Samtidigt som effekten höjs uppgraderas säkerhetsnivån hos de äldre kärnkraftverken till en nivå som är jämförbar med de senast byggda reaktorerna. Kraftföretagen byter även ut delar av kärnkraftverken för att ha möjlighet att förlänga livstiden till 60 år. Det äldsta kärnkraftverket som idag är i drift i Sverige är Oskarshamn 1 som togs i kommersiell drift 1972. Det kärnkraftverk som senast togs i bruk var Forsmark 3 som startades år 1985. (Elforsk, 2006)

### 5.1.1 Kärnbränsle

Bränslet som används i svenska kärnreaktorer tillverkas av uran. De största uranproducenterna är Kanada och Australien som tillsammans står för mer än hälften av världens totala uranproduktion. I Sverige finns det uranfyndigheter men ingen brytning sker idag. Dock har ett kanadensiskt företag försäkrat sig om rättigheterna till uranfyndigheter i Jämtland och Västerbotten (Elforsk, 2006). Innan uranet kan användas som bränsle måste det anrikas. Med anrikning menas att den naturliga halten av uran 235 höjs. Efter anrikningen tillverkas det bränsleelement av uranet som sedan kan användas i reaktorerna. (www, SKI, 1)

### 5.1.2 Uranpriset

Den globala efterfrågan på uran väntas stiga från 68 000 ton 2005 till mellan 80 000-100 000 ton år 2030 (IEA, 2006). Med dagens förbrukningstakt och priser kommer uranet att räcka i ca 100 år. Uranpriset har stigit kraftigt under de fem senaste åren (WEC, 2007). Ett stigande uranpris medför att prospekteringsarbetet ökar och att tidigare olönsamma gruvor kan återuppta driften. För de reaktorer som finns idag och för de som byggs fram till år 2030

beräknas uranpriset att ligga under 80 \$ per kg (IEA, 2006). En annan faktor som kommer att påverka uranpriset är att det rysk-amerikanska nedrustningsavtalet löper ut efter år 2013. Skrotade kärnvapen står idag för ungefär 13 % av urananvändningen i världens reaktorer. När avtalet löpt ut kommer den källan behöva ersättas av uran från gruvdrift.

För att tillgodose den prognostiserade ökningen av kärnkraftsproduktionen krävs det att den primära uranproduktionen minst fördubblas. Samtidigt behövs det tillförsel från sekundära källor som lager och militärt material om efterfrågan ska kunna tillfredställas. Kostnaden för kärnbränsle inklusive brytning, anrikning och bränsletillverkning förväntas ligga i intervallet 3,5 till 4,5 €/MWh. (WEC, 2007)

Kärnkraftens bränslekostnader är relativt liten jämfört med andra elproduktionstekniker och utgör mellan 5-10 % av den totala produktionskostnaden (Ibid, 2007). En fördubbling av uranpriset leder endast till en 5 % ökning av elproduktionskostnaden. För biobränsle är bränsle kostnaden större och utgör omkring 25 % vilket medför att en prisökning får större effekt på den totala elproduktionskostnaden. Om priset på biobränsle ökar kan en kärnkraftsinvestering vara ett sätt att skydda sig mot prisökningen. Givetvis gäller skyddet även mot annan bränsleintensiv teknik som produktion med fossila bränslen.

### 5.1.3 Slutförvar av kärnbränsle i Sverige

En svensk kärnreaktor producerar varje år drygt 15 till 25 ton högaktivt avfall i form av kärnbränsle. Om dagens svenska reaktorer har en livslängd på 40 år behöver totalt sett ungefär 9300 ton kärnavfall tas om hand. En del av det använda kärnbränslet är skadligt för människor och miljö i upp till 100 000 år. (www, SKB, 1)

I Sverige förvaras använt kärnbränsle ungefär ett år på kärnkraftverket och sedan 30-40 år i CLAB (Central Lager för använt bränsle) i Oskarshamn. När reaktorn tas ur bruk återstår kostnaderna för slutförvar av kärnbränslet. I Sverige har kärnkraftsföretagen sedan 1980-talet betalat en avgift till statligt förvaltade fonder som ska täcka framtida hantering och förvaring av kärnbränsle, samt för att riva reaktorerna och ta hand om rivningsavfallet. (www, SKI, 2)

Svensk Kärnbränslehantering AB, (SKB) bildades av kärnkraftsföretagen på 1970-talet. Det är SKB som har ansvaret för att ta hand om och slutförvara det använda kärnbränslet. Kärnbränslet ska slutförvaras med KBS-3 metoden som innebär att bränslet kapslas in i koppar och deponeras i urberget 500 meter under markytan. Slutförvaret ska byggas i Forsmark eller Oskarshamn, där det idag finns befintliga kärnkraftverk, och beräknas vara klart att tas i drift under år 2018. (www, SKB, 2)

### 5.1.4 Säkerhet och ickespridning av klyvbart material

Säkerheten hos ett kärnkraftverk handlar främst om att skydda människor i omgivningen från radioaktiva utsläpp (IEA, 2006). Ett reaktorhaveri kan, om det medför utsläpp av radioaktiva ämnen, leda till att människor utsätts för joniserande strålning som kan ge upphov till cancer. Områden som drabbas av radioaktivt nedfall kan behöva utrymmas under längre perioder och de drabbade områdena kan vid ogynnsamt väder vara flera tusentals kvadratkilometer stora och finnas tiotals mil från reaktorn. Livsmedelsproduktionen kan behöva begränsas över ännu större områden. (www, IVA, 1)

För att skydda omgivningen mot radioaktivstrålning har en reaktor barriärer och djupförsvär. Syftet med djupförsväret är att alla säkerhetsåtgärder ska ha flera överlappande åtgärder eller anordningar så att det om ett fel inträffar ska kunna åtgärdas utan att någon kommer till skada. Ett exempel på de överlappande säkerhetsåtgärderna är att det finns flera olika sätt att snabbstoppa en reaktor. Reaktorn har också flera fysiska barriärer som finns mellan det radioaktiva bränslet och omgivningen, i kapslingen kring bränslekutsarna, reaktortanken samt reaktorinneslutning. (www, Ibid)

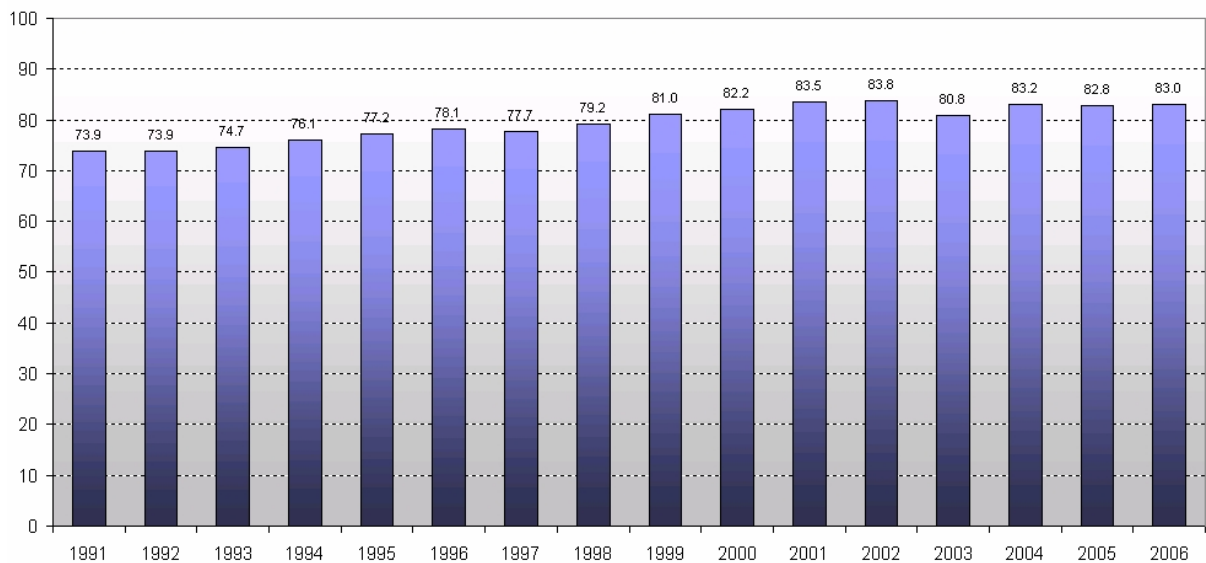
Statens kärnkraftsinspektion, SKI har givit ut säkerhetskrav och riktlinjer om konstruktion, drift och fysiskt skydd av svenska reaktorer. De kontrollerar att de uppsatta säkerhetskraven efterföljs av reaktorinnehavarna genom olika typer av granskningar och inspektioner. Risken för terroristattacker, som ökat de senaste åren, har gjort att kraven på säkerhet blivit ännu hårdare från myndigheternas sida. (Elforsk, 2006)

### 5.1.5 Energitillgängligheten

Kärnkraften har låg marginalkostnad och används som baslast, vilket innebär att anläggningarna utnyttjas större delen av året (IEA, 2006). En reaktors tillgänglighet anger hur stor del av året som reaktorn varit i drift. En kärnkraftsreaktor har till skillnad från till exempel naturgaskraftverk inte möjlighet att snabbt startas upp och stängas av vid behov. De enda planerade produktionsstoppen i svenska reaktorer är under den årliga revisionen som sker under sommaren då elefterfrågan är som lägst. Under revisionen genomförs bränslebyte samt underhålls- och reparationsarbeten.

Tillgängligheten i de svenska reaktorerna har i genomsnitt varit 82 % under perioden 1995-2005 (Energimyndigheten, 2007). Det har skett en successiv ökning av tillgängligheten i många svenska reaktorer under perioden, från 70 % till omkring 90 % de senaste åren (Elforsk, 2006). En tillgänglighet på 90 % är vid en internationell jämförelse mycket bra. Figur 8 visar den genomsnittliga tillgängligheten i världen mellan 1991 och 2006.

Figur 8: Genomsnittliga tillgängligheten hos reaktorer i världen.  
[%]



Källa: (www, IAEA, 2)

Ökningen beror på att underhållningsåtgärderna effektiviserats, planeringen förbättrats och revisionerna förkortats (Elforsk, 2006). De incidenter som Forsmark Kärnkraftverk haft under 2006 och 2007 på grund av kortslutning i ett ställverk, läckage och brister i säkerhetsrutinerna har medfört driftstopp och minskad tillgänglighet (www, Vattenfall, 1).

I Tarjanne et al:s (2003) studie om konkurrenskraften hos ny kraftproduktion i Finland antas en tillgänglighet på 91 % för nybyggda kärnkraftverk. Energittillgängligheten motsvarar den genomsnittliga tillgängligheten hos Finlands befintliga kärnkraftverk. I två amerikanska studier antas en tillgänglighet på 85 % vid byggandet av en ny reaktor. För att ett kärnkraftverk ska vara konkurrenskraftigt krävs en hög tillgänglighet och kostnaden för kärnkraftselen är känslig för en förändring av tillgängligheten (IEA, 2006). Ett kärnkraftverk har mycket fasta kostnader och för att få en låg produktionskostnad krävs det att det produceras en stor mängd kWh. I Sverige har Forsmark 3 en genomsnittlig tillgänglighet på 91,8 % (www, Vattenfall, 2).

### 5.1.6 Fördelarna med kärnkraft

Kärnkraften producerar el med försumbara emissioner av växthusgaser och försurande gaser i jämförelse med elproduktion med fossila bränslen (Elforsk, 2006; www, Vattenfall, 3). Utsläppen sker främst vid tillverkning av kärnbränsle och beror på hur mycket fossila bränslen som används i processerna. Enligt Vattenfalls livscykelanalyser ligger utsläppen av växthusgaser och försurande gaser från kärnkraften på samma nivå som vindkraften. Handeln med utsläppsätter gör att kärnkraften får en konkurrensfördel mot kol- och gaseldade kraftverk.

De senaste åren har olje- och gaspriserna varit på en historiskt sett hög nivå. Länder som har mycket fossil elproduktion får snabbt stigande elpriser när priserna på fossilt bränsle ökar.

Därför har det blivit mer fördelaktigt att minska sitt olje- och gasberoende ur ett ekonomiskt perspektiv.

Ytterligare argument för kärnkraft och i Sverige även biobränsle är energiförsörjningsperspektivet. Den medvetenhet om försörjningssäkerheten som följde på gaskrisen mellan Ryssland och Ukraina medvetandegjorde sårbarheten i det europeiska energiförsörjningssystemet (www, Europaparlamentet, 1). Uranet kan importeras från ett flertal länder, och i vissa fall kan även brytning ske lokalt.

Kostnaden för kärnkraftselen är oberoende av olje- och gaspriser och är som tidigare nämnts relativt okänslig för en ökning av uranpriset. Det leder till en relativt stabil produktionskostnad av el före skatter och andra pålagor. (IEA, 2006)

### 5.1.7 Kärnkraftsopinionen

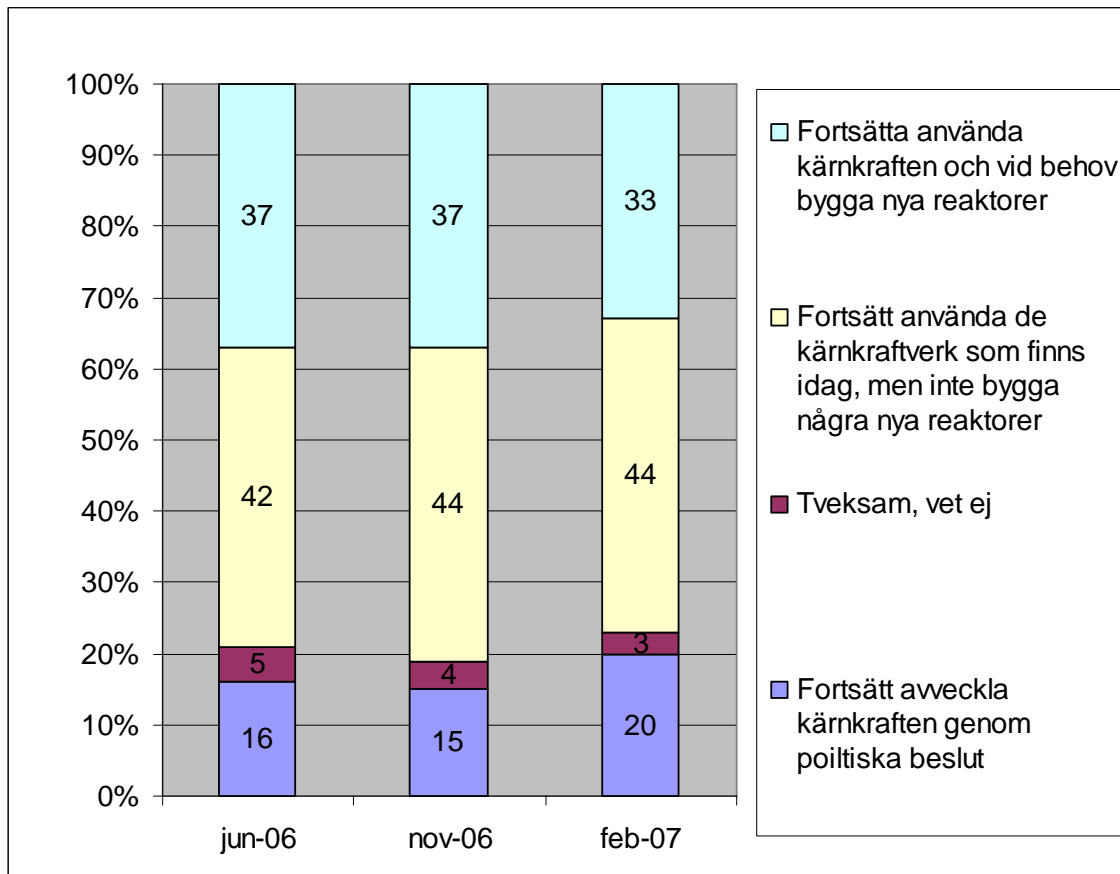
I Sverige hölls en folkomröstning om kärnkraftens vara eller icke vara i mars 1980. Det fanns tre olika förslag för väljarna att ta ställning till. Kärnkraftsomröstning var endast rådgivande, men riksdagspartierna hade kommit överens innan omröstningen att resultatet skulle respekteras. De hade också i förväg enats om hur resultatet från omröstningen skulle tolkas. Resultatet av omröstningen blev att kärnkraften ska avvecklas i den takt som är möjlig utan att kompromissa med behovet av elektrisk kraft för att upprätthålla sysselsättning och välfärd (Energimyndigheten, 2005a).

Enligt undersökningen *Eurobarometer: Radioactive waste* gjord på uppdrag av Europeiska kommissionen under 2005 är 64 % av svenskarna positiva till användning av kärnkraften (www, Europeiska kommissionen, 1). Efter incidenterna i Forsmark gjorde Synovate temo en undersökning av kärnkraftsopinionen i Sverige och om den hade förändrats på grund av incidenterna. Resultatet från undersökningen presenteras i figur 9 och visar att 20 % av svenskarna var emot kärnkraften och ville avveckla den. Det var en ökning med några procentenheter om man jämför med mätningen innan. Det fanns dock en majoritet för att fortsätta använda kärnkraften. (www, Analysgruppen vid KSU<sup>6</sup>, 1)

---

<sup>6</sup> Analysgruppen är en fristående grupp som deltar i samhällsdebatten om kärnkraft och strålning. Genom KSU är gruppen knuten till kraftindustrin. Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB, KSU, bildades 1972 av de svenska kärnkraftsföretagen och ingår sedan år 2000 i Vattenfallkoncernen.

Figur 9 Kärnkraftsopinionen i Sverige februari 2007. Undersökning hos den svenska befolkningen 16 år och äldre efter Forsmark incidenterna.



Källa: egen bearbetning av, www, Analysgruppen vid KSU, 1

Basindustrins branschsamarbetsorganisation SKGS (Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet) som arbetar med den svenska basindustrins energifrågor är en stark kärnkraftsförespråkare (www, SKGS, 1). För företag i basindustrin är elkostnaderna en stor kostnadspost och utgör en betydande del av förädlingsvärdet, 10 – 40 % (www, SKGS, 2). Ett avvecklande av kärnkraften skulle enligt SKGS leda till höga elpriser och vara ett hot mot basindustrin. Basindustrin står för 27 % av Sveriges totala elanvändning. Deras andel av BNP är 27 % och andelen av nettoexporten uppgår till 51 % (www, SKGS, 3).

## 5.2 Bioenergi

Bioenergi är energi framställt av biobränsle. Den förbränningsbaserade elproduktionen producerade under år 2005 12,1 TWh. Av dessa 12,1 TWh stod biobränslen för knappt 60 %. Andelen biobränslen i elproduktionen har ökat under flera år. (Energimyndigheten, 2006a)

### 5.2.1 Biobränsle

Biobränslen kommer från biologiskt material. Det kan delas in i olika grupper beroende på ursprung, tillverkningsmetod och fraktionsstorlek. I Sverige finns följande grupper: trädbränsle, returlutar, agrara bränslen, avfall och torv. I trädbränslen ingår alla biobränslen som kommer från träd men som inte genomgått en kemisk omvandling. Till gruppen hör grenar och toppar (grot), barr och stubbar men även bränsle från skogsindustrins avfall och biprodukter som bark, spån och flis. Återvunnet trädbränsle från emballage- eller rivningsvirke ingår också i gruppen. (Energimyndigheten, 2005c)

Returlutar är en biprodukt vid kemisk framställning av massa. Massaföretagen återvinner kemikalier genom att förbränna returlutarna. Energin från returlutarna används internt inom massaindustrin och uppgick år 2005 till 38 TWh, exklusive elproduktion. Den totala användningen av biobränslen var under 2005 112 TWh. (Energimyndigheten 2006a)

Det går även att odla åkerbränslen för användning i värme-, el- och drivmedelsproduktion. Åkerbränslen kan delas in i energiskog, stråbränslen, spannmål, vallgrödor och oljeväxter. Energiskog består av salix som är en term för snabbväxande pilarter. Salix är det mest utbredda åkerbränslet i Sverige och bedöms ha störst potential. Fördelen med salix gentemot andra åkergrödor är att den ger det största utbytet av energi per ytenhet. (Energimyndigheten, 2005c)

### 5.2.2 Biobränsle i elproduktion

El från biobränslen produceras antingen med ett kondenskraftverk eller i ett kraftvärmeverk. Ett kondenskraftverk producerar endast el medan ett kraftvärmeverk producerar el men även värme som kan användas i till exempel ett fjärrvärmenät. Då värmen från kraftverket används inom industrin kallas kraftvärmen för industriellt mottryck. Industriellt mottryck är främst förekommande inom massa- och pappersindustrin. Det är mer energieffektivt att producera el och värme i kraftvärmeverk och industriellt mottryck än i kondenskraftverk. (Energimyndigheten, 2005d)

Ett fjärrvärmesystem har många olika produktionsanläggningar. De anläggningar som har lägst rörlig kostnad är de som används i första hand och när behovet ökar tas fler anläggningar med högre rörlig kostnad i drift. (Energimyndigheten, 2005d) Kraftvärme producerar både värme till ett fjärrvärmenät och el. Konkurrenskraften hos kraftvärme beror på priset på bränsle, priset på el, priset på värme, utformningen av styrmedel samt utvecklingen av investeringskostnader för olika tekniker. På den svenska elmarknaden har flera förändringar förbättrat kraftvärmens konkurrenskraft, t.ex. införandet av elcertifikat, högre elpriser och en ökad efterfrågan på el.

Sverige har inte byggt ut sin kraftvärmeproduktion då det tidigare varit olönsamt. Innan elmarknaden avreglerades var elproduktionen en nationell angelägenhet och Sverige hade ett begränsat elbehov utöver vattenkraften och kärnkraften. Idag har Sverige stora begränsningar vad gäller utbyggnad av vattenkraften och ett riksdagsbeslut om att kärnkraften ska avvecklas. Den ökade efterfrågan och möjligheten att ersätta elproduktion i kondensanläggningar utomlands ger goda incitament för kraftvärmeutbyggnad (Energimyndigheten, 2005d). Nedläggningen av två kärnkraftsreaktorer i Barsebäck har också medfört ett ökat behov av ny produktionskapacitet. En faktor som kan påverka utbyggnadstakten av kraftvärmen negativt är risken för förändringar i dagens styrmedel. Regeringen lovade i sin budgetproposition från

2006 att kraftvärmeutbyggnaden ska stimuleras (Energimyndigheten, 2006). Många elproduktionsföretag ser ett behov i att öka fjärrvärmeproduktionen. Det ger även ett utrymme för ökad elproduktion genom kraftvärme.

### 5.2.3 Potential för trädbränsle

Sverige har genom sina stora skogs- och åkerareal god potential för att producera biobränslen. Det mest förekommande biobränslet var under 2005 rest- och biprodukter från skogsbruket och skogsindustrin (Energimyndigheten, 2007). Enligt Elforsk (2005) finns det ekonomisk potential att fördubbla elproduktionen i kraftvärmeverk fram till år 2015. Det bränsle som har bäst ekonomiska förutsättningar är biobränsle. (Elforsk, 2005) Biobränsleanvändningen beräknas öka med 1,6 % årligen mellan 2004 och 2015, och med 1,2 % årligen mellan 2015 och 2025 (Energimyndigheten, 2007).

De olika biobränslena har olika potential vad gäller tillgång och expansionsmöjligheter. Returlutar, spån och bark är biprodukter från massa- och sågindustrin och påverkas inte av efterfrågan på bränslet utan av efterfrågan på massa, papper och sågtimmer. (Energimyndigheten, 2005c)

Tillväxten i virkesförrådet<sup>7</sup> låg årligen på ungefär 114 miljoner skogskubikmeter mellan åren 2001-2005. Under samma period avverkades i genomsnitt 90 (netto) miljoner kubikmeter<sup>8</sup> (Skogsstatistik, 2006). Skogsbränslet som används i energisektorn kommer främst från flisning eller krossning av avverkningsrester, flisning eller krossning av biprodukter från skogsindustrin eller genom produktion av förädlade trädbränslen som pellets, briketter och träpulver. Biobränslen förädlas för att höja energitätheten och på så vis förenkla hanteringen och minska kostnader vid transport (Energimyndigheten, 2006a).

Tillgång av skogsbränsle skiljer sig mycket mellan regioner i Sverige. Transportmöjligheterna och avståndet till köpare har också stor påverkan på utbud och efterfrågan. Kostnaden för transporter är avgörande för om det är lönsamt att transportera skogsbränsle mellan regioner (Energimyndigheten, 2005c). Enligt Svebio (2004) finns det potential att ta ut 135 TWh från den svenska skogen. Dagens uttag är ungefär 50 TWh. Det råder dock skilda meningar om hur stor potential det finns för uttag av skogsråvara för energiutvinning. Lundmark et al (2004) visar i sin studie av råvarukonkurrensen inom svensk skog att det råder hård konkurrens om råvara mellan träskiveindustrin och energisektorn vid införskaffandet av industriella biprodukter som sågspån. Konkurrens definieras i studien som en sektors möjlighet att signifikant påverka prisnivån genom förändrat agerande och därmed förändra förhållandena för andra aktörer som även de nyttjar skogsråvara. Den potential för uttag av skogsvara som Lundmark et al anger är 78 TWh vilket är betydligt lägre än Svebios uppskattning.

---

<sup>7</sup> Virkesförråd är en term som avser det volyminnehåll av ved ett skogsbestånd har.

<sup>8</sup> För att få ett långsiktigt hållbart skogsbruk kan inte avverkningen genomsnittligt vara större än tillväxten av biomassa. När biomassa avlägsnas från en avverkningsplats förs många näringsämnen bort från ekosystemet. Det kan leda till en sämre produktionsförmåga hos marken. Genom att sprida askan från det förbrända bränslet kan man återföra en del av näringsämnena. Askåterföring beräknas kosta ungefär 5 kronor per MWh och kan ses som att internalisera en externalitet. Kostnaden för deponering av askan kan vara lika stor som askåterföringen eftersom askan måste behandlas vid deponi. (Energimyndigheten, 2005c)

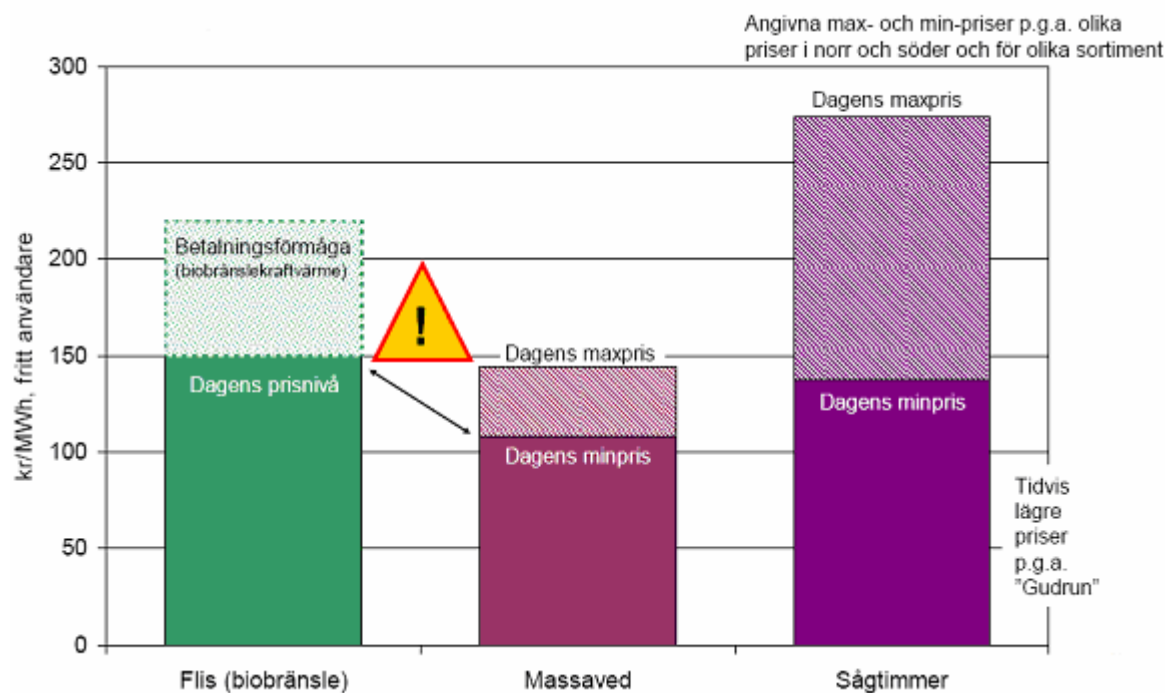


## 5.2.4 Biobränslepris

Biobränslen är obeskattade vad gäller energi- och koldioxidskatt och gynnas av ökande skatter på fossila bränslen. Eftersom biobränslen är substitut för olja, kol och naturgas på längre sikt innebär ett ökat pris på fossila bränslen även ett ökat pris på biobränslen. Dagens klimat- och energipolitik i Sverige och inom EU stimulerar efterfrågan på biobränsle och en liknande politik i framtiden kommer att leda till att priserna på biobränsle ökar. (Energimyndigheten, 2007)

Lundmark et al (2004) menar att de tidigare studier av den fysiska och ekonomiska tillgängligheten på trädbränslen i Sverige som visar att produktionen av trädbränsle kan öka betydligt utan större prisseffekter är missvisande. Utbudskurvan är troligtvis mindre flack än tidigare studier, t.ex. Skogsstyrelsen (1996), Biobränslekommissionen (SOU 1992:90), Hektor et al (1995) visat och uttagskostnaderna för bränslet kan därmed förväntas stiga snabbare vid ökat uttag. Det beror främst på förekomsten av regionala marknader och transportkostnader. Kostnaderna för biobränsle skiljer sig åt beroende på vilken region eftersom det finns olika förutsättningar som finns för uttag. Transportkostnaderna är relativt höga och begränsar därför importen. För att skogsråvaran ska vara ett ekonomiskt gångbart bränsle måste två villkor vara uppfyllda. Priset på biobränslen måste vara tillräckligt lågt för att kunna konkurrera med fossilbaserad elproduktion men samtidigt måste priset vara tillräckligt högt för att det inte ska vara mer lönsamt för skogsägaren att sälja det till skogssektorn. (Lundmark & Söderholm, 2004) Den hårdnande konkurrensen om skogsråvaran i Sverige kan leda till högre priser i framtiden, se figur 10.

Figur 10: Konkurrens om skogsråvara i Sverige, våren 2006



Källa: www,Elforsk, 1

Elcertifikatsystemet och de höjda skatterna på fossila bränslen har gjort att betalningsviljan för biobränsle har ökat inom energisektorn. Det har lett till att råvara som traditionellt brukar användas inom massaindustrin istället oftare används inom energisektorn (www, NEP, 1). Några indikationer på detta är att:

- När det är lång transport sträcka till närmsta massaindustri och avståndet till kraftvärmeverk är kort går timret oftare till energisektorn.
- Topparna på träden sågas av längre ned på stammen vilket leder till att större del används till energisektorn.
- Sågspån från sågverk nyttjas många gånger i energisektorn istället för i massa- och pappersindustrin.

Enligt Energimyndigheten (2007) kommer priset på skogsbränsle stiga med nästan 60 % i reala termer. Tabell 5 visar den prognostiserade utvecklingen av priset på biobränsle.

Tabell 5: Prognostiserad potential för elproduktion med biobränslen samt biobränslepriser

Källa långtidsprognos s34	Potential (TWh) 2015	Potential (TWh) 2025	Pris (kr/MWh) 2004	Pris (kr/MWh) 2015	Pris (kr/MWh) 2025
Skogsbränsle, låg	10	15	94	122	143
Skogsbränsle, medel	14	22	136	177	216
Skogsbränsle, hög	12	17	208	270	329

Källa: Energimyndigheten (2007)

En ökad efterfrågan på biobränsle kommer troligtvis leda till ökad import. Priserna i prognosen förutsätter dock att det kommer att finnas begränsade möjligheter att importera stora kvantiteter biobränsle till ett lågt pris. (Energimyndigheten, 2007)

### 5.2.5 Kraftvärme i Sverige<sup>9</sup>

En förutsättning för en utbyggnad av biobränsleeldade kraftvärmeverk är att det finns ett värmeunderlag. När fler abonnenter ansluts till fjärrvärmenätet ökar värmeunderlaget. I dagsläget står fjärrvärmen för ca 50 % av värmemarknaden i bostäder och lokaler i Sverige. Tillväxten förutspås av branschorganisationen Svensk fjärrvärme att ligga kring 2-3 % per år medan Energimyndigheten förutspår en långsammare tillväxt på 1,5 % årligen.

Fjärrvärmen producerar årligen omkring 50 TWh värme. Svensk fjärrvärme bedömer att fjärrvärmen kan öka sin marknadsandel från 50 % till 75 %. Det skulle innebära ett framtida värmeunderlag på 80 TWh. Om fjärrvärmeanvändningen ökar i samma takt som Svensk fjärrvärmes prognos kommer värmeunderlaget att vara 68 TWh år 2015 och 80 TWh år 2025.

Alfavärdet är ett mått på andelen el i förhållande till andelen värme i samma kraftvärmeprocess. Ett alfavärde på 0,5 skulle ge 40 TWh el år 2025 med ett värmeunderlag på 80 TWh. I Elforsk (2005) beräknas elproduktionen i kraftvärmeförbrukning öka till 18,7 TWh under år 2015. Av dessa beräknas 12,1 TWh komma från bioenergi. Efter år 2015 beräknas

<sup>9</sup> Avsnittet kommer från Energimyndigheten (2005c) om inte annat anges

ökningen av kraftvärmeproduktion avta och i princip ligga på en konstant nivå (Energimyndigheten, 2007).

Fjärrvärmerna väntas växa genom en förtätning och utbyggnad av befintliga nät samt etablering på nya orter. En faktor som kan öka värmeunderlaget är om industrier och fler småhus övergår till fjärrvärme. Idag har 570 av Sveriges 1900 tätorter fjärrvärme. Alla stora tätorter har redan fjärrvärme. Vid en utbyggnad är det alltså endast mindre orter som tillkommer.

Det finns ofta flera olika produktionsanläggningar i ett fjärrvärmesystem. Kraftvärmepannan utgör bara en del av systemet. De anläggningar som används främst och får utgöra baslast är de med lägst marginalkostnad. Ofta kan kraftvärmepannan bli utkonkurrerad av avfallsförbränning och spillvärme. Kraftvärmepannan används då mindre och dimensioneras för en mindre eleffekt. Det innebär att man inte utnyttjar hela värmeunderlaget för elproduktion. I ett väldimensionerat fjärrvärmesystem med god ekonomi där ingen ny produktionskapacitet behövs är incitamenten små att byta ut befintliga pannor mot en kraftvärmepanna. I systemen finns ofta stora värmepumpar som historiskt sett varit mycket billigare än kraftvärmeproduktion. En nyinvestering blir aktuell när värmeunderlaget växt och spetslasten används ofta vilket medför ökade kostnader. När en nyinvestering ska göras kan kraftvärmerna vara ett bra alternativ.

Tekniken inom kraftvärmepannor är väl utvecklad och står av allt att döma inte inför några större förändringar. En teknik som däremot är på stark frammarsch är förgasning av biobränslen. Genom att förgasa biobränslen kan man öka elutbytet. Det blir då möjligt att få ett alfavärde på drygt 1,0 istället för 0,5 som är ett vanligt värde idag.

Den ekonomiska livslängden hos en produktionsanläggning beror inte endast på teknisk kvalitet utan även faktorer som till exempel teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader. Avskrivningstiden påverkar produktionskostnaden varför det kan vara viktigt att prova olika livslängd vid beräkningarna. En längre avskrivningstid gör att investeringskostnaden läggs ut över fler år och då behöver varje kWh ta en mindre del av den.

### 5.2.6 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning produceras som tidigare nämnts både värme och el. För att få en rättvisande bild av elproduktionskostnaderna i en kraftvärmeanläggning behöver man därför ge den producerade värmen ett värde. Beroende på hur den befintliga parken ser ut bör olika värden sättas på värmen. Faktorer som påverkar är om det finns en befintlig hetvattenpanna och fjärrvärmenät och om värmeunderlag finns eller ej. Om behovet för en utbyggnad av värmeproduktion ändå finns och att en hetvattenpanna måste byggas om kraftvärmeverket inte byggs kan kostnaden för kraftvärmeverket reduceras. (Elforsk, 2003)

## 5.3 Styrmedel

Ekonomiska styrmedel används bland annat för att uppnå miljömål genom att stimulera produktionen av hållbar elproduktion. Det svenska skattesystemet har ett fiskalt syfte men det styr även till stor del kraftföretagens val av produktionsslag och hur stor kvantitet de producerar. Elcertifikat, utsläppsrättshandel och produktionstillstånd är exempel på andra styrmedel som påverkar val av produktionsslag. (Energimyndigheten, 2005a)

### 5.3.1 Elcertifikat

För att stödja förnybara energikällor infördes elcertifikatsystemet i maj 2003 (Energimyndigheten, 2007). Elcertifikat tilldelas den elproducent som producerat en MWh el med förnyelsebara bränslen eller torv i en godkänd anläggning. Varje elleverantör måste köpa elcertifikat motsvarande en viss andel av den el de säljer. Hur stor andel de måste köpa ändras från år till år. Elleverantörerna redovisar för energimyndigheten hur mycket el de sålt till sina kunder och lämnar in elcertifikat motsvarande en bestämd del av försäljningen. Kostnaden för elcertifikaten ingår i elpriset som elleverantörerna tar ut av sina kunder. Tre fjärdedelar av elcertifikaten kommer från anläggningar som producerar el med biobränsle. (Energimyndigheten, 2006b)

När en ny anläggning ska byggas tas elcertifikatsystemet med i kalkylen. Systemet har ökat konkurrenskraften för kraftvärme i förhållande till hetvattenpannor som bara producerar värme. Elproduktionen i kraftvärmesektorn svarar inte direkt på prissignaler. Om el- och elcertifikatpriserna blir höga behöver inte det betyda att kraftvärmens byggs ut snabbt. Anledningen är att kraftvärmeverkens primära syfte är att tillgodose värmebehovet. Elproduktionen kan ses mer som en biprodukt som kan bidra till en bättre lönsamhet och flexibilitet. Värmeunderlaget och konditionen i anläggningen är en mer betydelsefull faktor att ta hänsyn till än elcertifikatsystemet då en nyinvestering ska göras. (Energimyndigheten, 2005c)

Tidigare har osäkerheten kring elcertifikatsystemets varaktighet påverkat investerarens vilja att satsa på förnyelsebar elproduktion (Elforsk, 2005). Efter beslut i riksdagen 2006 kommer systemet nu att förlängas och ska gälla fram till och med 2030. Detta för att gynna investeringar i förnybar elproduktion (Energimyndigheten, 2007). Anläggningar tagna i drift efter den 1 maj 2003 är berättigade elcertifikat i 15 år, dock längst till år 2030 då systemet upphör.

Osäkerheten kring elcertifikatsystemet påverkar olika kraftslag olika mycket. Den största kostnaden för elproduktion med bioenergi är bränslekostnaden medan kapitalkostnaden står för en mindre del. Det finns möjlighet för bioenergianläggningarna att stoppa produktionen om elcertifikatpriserna skulle sjunka till låga nivåer. En bioenergianläggning kan även konverteras till fossila bränslen om det skulle vara mer lönsamt. Kraftproduktion med stora investeringskostnader som kärn-, vind-, vatten- och solkraft har inte samma möjlighet till sådan flexibilitet. (Energimyndigheten, 2005c)

Investeringar i elproduktion finansieras ofta genom lån vilket påverkar företagets soliditet. För att hålla soliditeten på en viss nivå är det därför inte möjligt att genomföra alla investeringar på samma gång. Elcertifikatberättigad produktion kan genom systemet komma före i prioritet i jämförelse med produktion som inte ger rätt till certifikat. (Ibid, 2005c)

### 5.3.2 Handel med utsläppsrätter<sup>10</sup>

Utsläppsrättshandeln inom EU infördes den 1 januari 2005. Målet med utsläppsrättshandeln är att på ett kostnadseffektivt sätt minska koldioxidutsläppen. Varje medlemsland lämnar ett förslag på hur mycket de får släppa ut varje handelsperiod till EU-kommissionen.

---

<sup>10</sup> Om inte annat anges är källan Energimyndigheten (2007)

Kommissionen gör därefter en bedömning om förslaget kan godkännas eller om utsläppen måste reduceras mer än i förslaget (pers., med., Normand 2007). Mängden utsläpp ska vara i linje med landets åtagande i Kyotoprotokollet. Därefter delas motsvarande mängd utsläppsrätter ut till de företag som deltar. Företagen får sedan handla med varandra inom och mellan medlemsländerna. Företag med låg marginalkostnad för att minska sina koldioxidutsläpp gör det och säljer sina utsläppsrätter till företag med högre marginalkostnad för utsläppsminskning. Utsläppsrättshandeln kommer att styra om elproduktionen från fossila bränslen till förnyelsebara. (Energimyndigheten, 2006a)

Den första handelsperioden pågår mellan 2005 och 2007. I Sverige delades utsläppsrätterna ut till företagen gratis. Under försöksperioden har priset på en utsläppsrätt under 2005 och 2006 varierat mellan 10 – 30 euro/ton. I dag säljs en utsläppsrätt för december 2007 för under 1 euro/ton. Nästa fas i utsläppsrättshandeln äger rum mellan år 2008 och 2012 då Kyotoprotokollets första åtagandeperiod börjar. Nuvarande pris på utsläppsrätter för perioden är omkring 20 euro/ton (Nordpools hemsida). De prognoser som presenterats för priset under perioden har varierat från 18 euro/ton till 36 euro/ton (Energi & Miljö, 2007).

### 5.3.3 Effektskatt

Alla kärnkraftverk betalar en effektskatt som grundar sig på högsta tillåtna termiska effekt. Med termisk effekt menas den värme som krävs för att producera elektricitet. Ett kärnkraftverk har en verkningsgrad på omkring 35 % vilket innebär att det krävs tre enheter värme för producera en enhet elektricitet. Effektskatten höjdes under år 2006 till 10200 kr/MW per kalendermånad (Energimyndigheten, 2006a). Budgetpropositionen för 2008 innehåller ett förslag om ytterligare höjning till 12 648 kronor per megawatt och månad, vilket motsvarar en ökning av elproduktionskostnaden med ca 1,1 öre/kWh (Prop 2007/08:1). Skatten motsvarar innan höjningen i budgetpropositionen för 2008 knappt 5 öre/kWh. Enligt industrin påverkar skatten investeringsviljan hos företagen negativt eftersom skatten ska betalas även då kärnkraftverket är avställt (www, SKGS, 1).

### 5.3.4 Lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle (1992:1537)

Det är kärnkraftsanvändarna som står för kostnaderna för omhändertagandet och slutförvaret av det använda kärnbränslet och för rivning av reaktorerna (www, SKI, 1). Kostnaderna täcks genom att reaktorinnehavaren gör avsättning per producerad kWh till kärnavfallsfonden enligt lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle. Avgiften varierar över åren och är olika för olika kraftföretag. Det är SKI, Statens Kärnkraftsinspektion, som beräknar avgiftens storlek (www, SKI, 2). Beslut om avgiftens storlek tas sedan av regeringen. Storleken på avgiften beror av de beräknade framtida kostnaderna, kärnavfallsfondens avkastning och hur många år som resterar på betalningen till fonden. I genomsnitt har avgiften varit 1 öre/kWh (Energimyndigheten, 2006a).

### 5.3.5 Studsvikslagen (1988:1597)

Studsvikslagen innebär att alla kärnkraftsproducenter betalar en avgift per producerad kilowatt för att täcka kostnader för dekontaminering och nedläggning av forskningsanläggningar (SFS 1988:1597). Avgiften ligger från och med 1 juli, 2007 på 0,3

öre/kWh. År 2010 anses kostnaderna för omhändertagandet av avfallet vara finansierat och kärnkraftsföretagen behöver inte längre betala avgiften.

## 5.4 Investeringar i ny elproduktionskapacitet

När efterfrågan på el ökar måste de dyrare produktionsslagen tas i drift. Det innebär en högre marginalkostnad för elproduktionen och ett högre elpris. Efterfrågan på el är på kort sikt relativt oelastisk och det finns få direkta substitut till el (Konkurrensverket, 2005). På längre sikt är kunderna mer priskänsliga något som visat sig då många konverterat från elvärme till andra alternativ.

Om det högre elpriset långsiktigt håller i sig stimuleras marknaden till att investera i ny produktionskapacitet. I tidigare reglerade marknader fanns det en tendens till att överinvestera i ny produktionskapacitet och på så vis låta konsumenterna ta all risk, och alla kostnader. På en avreglerad marknad minskar risken för överinvestering eftersom det inte är ekonomiskt optimalt. I en första fas leder avregleringen till en effektivare användning av den befintliga produktionskapaciteten. Den installerade effekten i Sverige minskade åren efter avreglering av elmarknaden (Energimyndigheten, 2005a). I en andra fas måste den avreglerade marknaden skapa incitament för nyinvesteringar.

Idag är det lönsamt att investera i ny produktionskapacitet och det har medfört flera nyinvesteringar i elproduktion. På flera håll i landet byggs kraftvärmen ut och det finns planer på att utöka vindkraftsproduktionen. Som tidigare nämnts finns det en vilja från kärnkraftsföretagen att höja effekten i samtliga befintliga kärnkraftverk.

### 5.4.1 Incitament för nyinvesteringar

En förutsättning för nyinvesteringar är att det ska finnas en efterfrågan på el. Elpriset påverkar nyinvesteringstakten. Det är viktigt att låta elpriset stiga till nivåer som motsvarar den verkliga kostnaden för att nyinvesteringar ska ske. Ett högt elpris är inte en garanti för nyinvesteringar utan det är möjligheten för företagen att göra en vinst som leder till investeringar. (Energimyndigheten 2005a)

Teknikutvecklingen kan vara betydelsefull för val av teknik vid investeringar. En ny teknik kan göra det lönsamt att investera i ett produktionsslag som inte varit konkurrensmässigt tidigare (Ibid, 2005a). Ofta kan kostnader för elproduktion minska när man drar lärdom av tidigare erfarenheter. En annan faktor som påverkar nyinvesteringar är vilka rutiner företagen har när de hanterar investeringsförslag. Vanligt förekommande är femåriga investeringsplaner som sträcker sig fem år och som uppdateras och revideras varje år vid budgetarbetet (Energimyndigheten, 2005c).

### 5.4.2 Allmänhetens attityd till nya kraftprojekt

Uppförandet och driften av kraftverk kan ha en stor påverkan på omgivningen. Hur mycket omgivningen påverkas beror mycket på storleken på kraftverket och val av teknologi. Det allmänna intresset för kraftverkets miljöpåverkan, säkerhet och markanvändning har ökat och fått betydande inflytande över tillståndsprocessen. En del av motståndet mot nyinvesteringar i

elproduktion kan förklaras genom NIMBY-syndromet (Not-in-my-backyard). Det innebär att allmänheten är motståndare till att ett kraftverk byggs och tas i drift i deras omgivning. Anledningen kan vara allt från hälsa och miljö till estetiska och äganderätts frågor. NIMBY-rörelsen behöver inte automatiskt vara negativa till projektet, det viktiga är att det inte byggs i deras omgivning. Ibland är motståndet mer extremt med attityder mot projektet som BANANA (Build-absolutely-nothing-anywhere-near-anybody) och NOPE (Not-on-planet-earth). När tillståndsprocessen för kraftverksbyggandet utarbetas måste hänsyn till den lokala opinionen tas. Den lokala opinionen kan göra att tillståndsprocessen för ny elproduktion tar längre tid och blir mer kostsam. (IEA, 2007)

#### 5.4.3 Tidsåtgång för tillståndsprocessen

Enligt en undersökning gjord av WSP Environmental på uppdrag av Energimyndigheten kan biobränsleeldade kraftverk uppföras på 3,5 år. De kan finnas stora variationer från fall till fall hur lång tillståndsprocessen tar, särskilt om omprövning av hela verksamheten krävs även fast den nya pannan placeras bredvid en befintlig. I samma studie beräknades tidsåtgången från förstudie till drifttagande för land- och havsbaserad vindkraft vara 5-7 år och för småskalig vattenkraft ungefär 6 år. (Energimyndigheten, 2005a)

Eftersom det inte finns några planer på att bygga ut kärnkraften i Sverige finns det inte enligt författarens kännedom någon motsvarande beräkning för tillståndsprocessen för kärnkraft i Sverige. I IEA (2006) anges tiden mellan investeringsbeslut och kommersiellt idrifttagande vara mellan 7 och 15 år för länder som redan har den infrastruktur som krävs. För länder utan tidigare erfarenhet av kärnkraft kan processen bli mer utdragen.

Vid tidigare kärnkraftsbyggen har tillgången på kylvatten, dispyter om licenser och placering av reaktorer med den lokala oppositionen orsakat förseningar i reaktorbygget. Förseningar i konstruktionen av kärnkraftverk har framförallt drabbat projekt i USA och Storbritannien. Kina och Sydkorea har lyckats färdigställt kärnkraftsprojekt snabbare än tidsplanen. (IEA, 2006)

#### 5.4.4 Effektivisering av tillståndsprocessen

I Sverige krävs det tillstånd enligt både Miljöbalken och Plan- och Bygglagen för att få uppföra en anläggning för elproduktion. Det administrativa arbetet vid miljöprövning har blivit omfattande i jämförelse med andra europeiska länder. Därför tillsattes 1999 miljöbalkskommittén som skulle försöka effektivisera och underlätta miljöprövningen. Kommittén kom med ändringsförslag gällande tillvägagångssättet för genomförandet av miljökonsekvensbeskrivningar (MKB), prövningar vid ändringar och utbyggnader av miljöfarliga verksamheter, anmälningsplikt istället för tillståndsplikt för vissa vattenverksamheter, prövningen av täkter och regeringens tillåtlighetsprövning av vissa verksamheter. Riksdagen tog under år 2005 beslut om att godkänna regeringens proposition som i huvudsak var identiskt med kommitténs förslag på ändringar (Energimyndigheten, 2005a). Under år 2008 ska regeringen undersöka om det går att utvärdera om förändringarna lett till en effektivisering av tillståndsprocessen eller om reglerna behöver gälla några år till innan en utvärdering kan göras (Prop. 2004/05:129).

Förslaget innebär bland annat att Sveriges kravnivå på miljökonsekvensbeskrivningar harmoniseras med andra EU-länders kravnivå. Fortfarande krävs det tillstånd från flera olika instanser för att få uppföra en anläggning. De instanser som beviljar tillstånd för nyproduktion måste ta hänsyn till grundläggande äganderettsfrågor, demokratiska rättigheter och behovet av infrastruktur och ta sitt beslut i allmänhetens intresse för att maximera välfärden (IEA, 2006).

Ett sätt att underlätta och förbättra tillståndsprocessen är att ge investerarna tillgång till "one-stop-shop". Det innebär att en myndighet kan ge de tillstånd som behövs för nyinvesteringar i kraftproduktion. Ytterligare sätt att underlätta processen är standardisering av anläggningar och att låta allmänheten yttra sig om projektet i ett tidigt stadium. På så vis kan allmänhetens förståelse för projektet öka och möjligheten blir större att lösa konflikter tidigare i processen. För att underlätta och skapa mer stabila förutsättningar för investeringar bör en förutbestämd tidsplan för granskningar och godkännande skapas. (Ibid, 2006)

I USA skapade regeringen under år 2002 ett program, "Nuclear Power 2010 Program", med målet att rationalisera tillståndsprocessen för konstruktion och drift för nya kärnkraftverk. Tillståndsprocessen förbättras genom att tre olika faser inrättas: tidigt godkännande av platsen för reaktorbygget, certifiering av reaktordesign samt kombinerad bygg- och driftslicens. Det tidiga godkännandet av lokaliseringsplats för bygget ger investeraren möjlighet att få projektet godkänt innan det avgörande beslutet om investeringen tas. Investeraren har även möjlighet att vänta med byggstarten upp till 20 år. (IEA 2007)

Certifiering av reaktorer gör det möjligt för investeraren att försäkra sig om att få tillståndsbeviljaren godkännande genom att välja en reaktor som redan är godkänd. När företaget har valt plats och reaktor ansöker det om en kombinerad bygg- och driftslicens. Vid licensansökan tas hänsyn till drift- och platspecifika förutsättningar. Alla diskussioner och beslut angående plats- och reaktorval är då avslutade och kan inte tas upp senare i processen. (Ibid, 2007)

Frankrikes reaktorbyggen är ett bra exempel på fördelarna med standardisering. Under tjugo år byggdes över 50 reaktorer i Frankrike, den första tog ungefär sju år att bygga medan den sista endast tog fem år. I Italien har ansträngningarna för att förenkla tillståndsprocessen och koncentrera tillståndsprövningen till en myndighet varit mycket framgångsrik och resulterat i ökade investeringar i elproduktion. (Ibid, 2007)

#### 5.4.5 Byggtid för kärnkraft och kraftvärme

Byggtiden för kärnkraftverk är längre än för kraftvärmeverk men även längre i jämförelse med vind-, kol- och gaskraftverk. I OECD-länderna är den beräknade byggtiden för ett kärnkraftverk i dag 5 år. De flesta reaktorerna i OECD-länderna förväntas bli byggda vid befintliga kärnkraftverk, antingen för att de platserna är avsedda för flera reaktorer eller för att ersätta gamla uttjänta enheter. Det minskar kostnaderna för reaktorbygget men minskar även risken för protester från lokalbefolkningen. (IEA 2006)

I Finland påbörjades bygget av den femte reaktorn i augusti 2005. Reaktorbygget har blivit försenat och beräknas i dagsläget tas i drift i slutet av år 2010. Frankrike ska i slutet av år 2007 påbörja ett reaktorbygge som förväntas vara klart under 2012. (Ibid 2006)

Fortum bygger ett kraftvärmeverk i Värtahamnen i Stockholm med en produktionskapacitet på ca 300 MW värme och 140 MW el. Den planerade byggtiden är ca 3 år och beräknas starta



hösten 2007 (pers., med., Alsparr 2007). Även Söderenergis kraftvärmeprojekt vid Igelstaverken, Södertälje har en beräknad byggtid som är ca 3 år (www, Söderenergi, 1). Den nya kraftvärmepannan har en produktionskapacitet på 200 MW värme och 85 MW el.

#### 5.4.6 Jämförelse av produktionskostnad för kärnkraft och kraftvärme med biobränsle

Ett vanligt sätt att jämföra kostnaden för ny elproduktionen är att jämföra den genomsnittliga produktionskostnaden per kr/MWh som innefattar de kostnader investeraren har för produktionen samt deras avkastningskrav på kapitalet. Den beräknas genom att diskontera alla kostnader över kraftverkets ekonomiska livslängd med den räntan som motsvarar investerarens avkastningskrav. I tabell 6 visas produktionskostnaden i kronor för en MWh el producerat med kraftvärme från biobränsle.

Tabell 6: Jämförelse av produktionskostnad per MWh för bioeldad kraftvärme

<b>Kraftvärme (2003 års priser)</b>			
	Elforsk (2003)	Elforsk (2003)	Vattenfall
År	2003	2003	2007
Eleffekt MW	80	30	30
Ränta	6 %	6 %	8-9 %
Tillgänglighet	51,30 %	51,30 %	51,30 %
Total kostnad kr/MWh	401	500	524-583

Källa: Elforsk (2003); www, Vattenfall, 1

Produktionskostnaden per MWh beror mycket på hur stor den installerade effekten på kraftvärmens är. De större kraftvärmearläggningarna producerar mer el för varje enhet värme och får därför en lägre kostnad per MWh el.

Tabell 7: Jämförelse av produktionskostnad per MWh för kärnkraft

<b>Kärnkraft (2003 års priser)</b>				
	Finland (Tarjanne 2003)	USA (Deutch et al 2003)	USA (Tolley et al)	Sverige (Vattenfall)
År	2003	2003	2004	2007
Eleffekt MW	1250	1000	1000	1600
Ränta	5 %	11,50 %	12,5 %	8-9 %
Tillgänglighet	91,0 %	85 %	85 %	85,6 %
Total kostnad kr/MWh	218 kr/MWh	670 kr/MWh	390,1-589,3 kr/MWh	330-390 kr/MWh
		USD 10,2 (2002 års \$)	USD 8,3 (2003 års \$)	

Källa: Tarjanne et al (2003); www, Deutch et al (2003); www, Tolley et al (2004); www, Vattenfall, 1.

Produktionskostnaden per MWh för kärnkraft skiljer sig mycket mellan olika studier och olika länder. I tabell 7 visas data för produktionskostnad Finland, USA och Sverige. Kostnaden visar ett mycket varierat resultat beroende på olika antagande om kalkylränta, driftkostnader och tillgänglighet.

#### 5.4.7 Finansiering av kärnkraft och bioenergi

Kapitalkostnaden utgör den största kostnaden för ett kärnkraftverk. Kostnaden för kärnkraftsel är därför starkt beroende av vilken kalkylränta som används. Studier gjorda på kärnkraftverk innehåller som tidigare visats kalkylräntor som varierar över ett stort intervall. Europas största elproducent EDF använder en kalkylränta på 8-9 % (WEC, 2007). Tarjanne et al (2003) använde sig av en real diskonteringsränta på 5 % i sin studie av ny finsk kärnkraftsproduktion. Den låga kalkylräntan motiveras med marknadsräntan vid studiens tidpunkt (2003). Den finska elproducenten TVO som nu bygger Finlands femte reaktor ägs av energiintensiva företag, mestadels pappersproducenter. Finansieringen av reaktorbygget har genomförts i utbyte mot långa försäljningskontrakt. Varje delägare i företaget kommer att få tillgång till el till produktionskostnad under reaktorns livstid. De långa kontrakten gör att osäkerheten blir mindre och att finansieringskostnaden för reaktorn blir låg (www, Roques 2005). En annan faktor som minskar risken är att reaktorförsäljaren, Areva, står för alla oförutsedda kostnader över en viss nivå (IEA, 2006).

I USA har man försökt ge incitament för ökad utbyggnad av kärnkraften genom lagstiftning. *The Energy Policy Act* från 2005 ger skattelättnader för drift av en reaktor under de första åtta åren. Den ger också garantier till investerare att få låna upp till 80 % av investeringskostnaden. En högre skuldsättningsgrad medför att den genomsnittliga kapitalkostnaden blir lägre eftersom räntan på lånat kapital är lägre än de avkastningskrav som finns på det egna kapitalet. Om i drifttagandet skulle bli försenat på grund av regleringar får de sex första nya kärnkraftverken ersättning. (Ibid, 2006)

Osäkerheten kring slutförvaret av kärnbränsle, den stora kapitalinsatsen, risken för reaktorhaveri, omfattande licens- och tillståndsprocess som kan förlänga byggtiden gör att avkastningskravet på en kärnkraftsinvestering är större än på annan kraftproduktion (WEC 2007; www, Deutch et al 2003; www, Tolley et al 2004). Privata investerare väljer ofta andra mindre kapitalintensiva alternativ som har kortare byggnads- och avskrivningstid vilket innebär ett mindre risktagande (www, Deutch et al 2003).

I två amerikanska studier uppskattas att riskpremien för en investering i kärnkraft är ungefär tre procentenheter högre för kärnkraft än för en investering i ett kol- eller gaskraftverk. Deutch et al (2003) antar att aktieägarna kräver en avkastning på 15 % i nominella termer efter skatt för kärnkraft jämfört med 12 % för kol- och gaskraft. Kostnaden för lånat kapital antas vara 8 % i nominella termer för samtliga kraftslag. Studien förutsätter även en kapitalstruktur där kärnkraften har en jämlig fördelning mellan eget kapital och skulder medan ett gas- eller kolkraftverk har fördelningen 40 % eget kapital och 60 % skulder. Även Tolley et al (2004) förutsätter en avkastning på 15 % i nominella termer efter skatt jämfört med 12 % för gas- eller kolkraft. Skillnaden är att Tolley et al (2004) har en högre lånekostnad för kärnkraft, 10 % i nominella termer i jämförelse med 7 % för annan produktion. Dessutom är kapitalstrukturen i studien jämligt fördelad för all kraftproduktion.

I beräkningar för produktionskostnader för kraftvärme i Elforsk (2003) som visas i tabell 6 och i IVA Energiframsyn (2002) har kalkylräntan varit 6 %. I en senare beräkning i rapporten Elforsk (2005) används en betydligt högre ränta, 10 %. Eftersom biobränsleeldad kraftproduktion inte är lika kapitalintensiv får inte räntan samma genomslagkraft på elproduktionskostnaden som den får för kärnkraftsproduktion.

Under de senaste tio åren har kapitalkostnaden ändrats. Två faktorer har påverkat kostnaden av kapital i motsatt riktning. Avregleringen av elmarknader har ökat kravet på avkastning på eget kapital något som medfört ökade kapitalkostnader. De historiskt sett låga räntorna har däremot minskat kostnaden.

#### 5.4.8 Sammanfattning av investeringars bestämningsfaktorer

Det finns många olika faktorer som påverkar investeringsviljan hos kraftbolagen. Den viktigaste är att det finns konsumenter som efterfrågar el och att elpriset får vara på en nivå där det är möjligt att göra en vinst. Teknikutvecklingen kan bidra till både ökad lönsamhet och vilja att investera. Tillståndprocessen har visat sig kunna dra ut på tiden och det kan innebära stora kostnader för investeraren, inte minst osäkerhet om hur marknadsläget är när tillståndet till slut erhålls. Slutligen har avkastningskravet för ett projekt visat sig vara av avgörande betydelse för om ett projekt är lönsamt och genomförs.

## 6. Modell

I modellavsnittet beskrivs hur en diskonterad kassafloödesmodell och en real optionsanalys använts för att beräkna kärnkraftens ekonomiska värde i förhållande till kraftvärme från biobränsle.

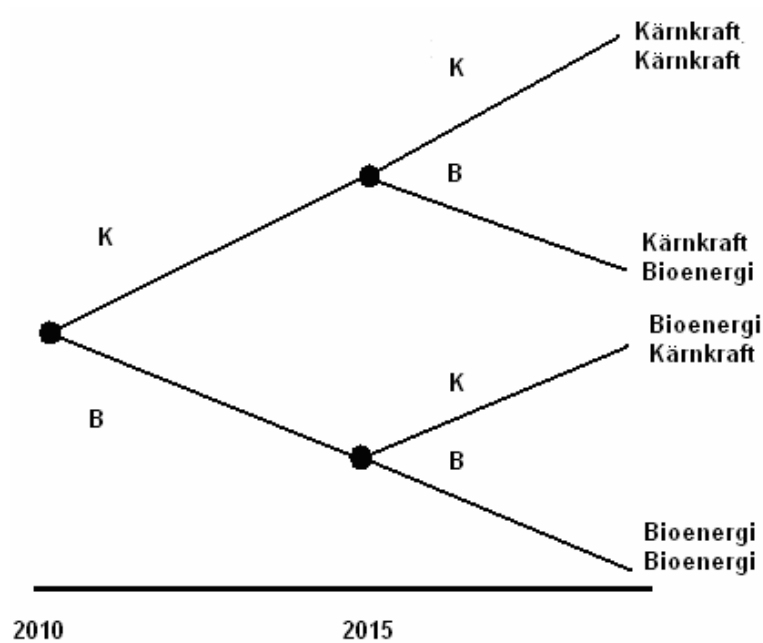
### 6.1 Scenario

Ett kraftbolag har upprättat en investeringsplan för ny elproduktionskapacitet. Investeringar i ny elproduktionskapacitet ska ske år 2010 och 2015. Vid de två investeringstillfällena kan investeraren välja att antingen investera i bioeldad kraftvärme eller kärnkraft. Modellen ger kraftbolaget en uppskattning om kärnkraftens värde i förhållande till kraftvärme från biobränsle vid stokastiska el-, elcertifikat- och bränslepriser. Investeringarna kan ses som ett sätt för en befintlig aktör på elmarknaden att bibehålla befintlig produktionskapacitet och att man genom investeringarna ersätter produktionsanläggningar då de nått slutet på sin livslängd. De kan även ses som en investeringsplan för en ny aktör.

### 6.2 Möjliga utfall i modellen

Modellen har fyra möjliga utfall som visas i figur 11. I figur 11 står  $K$  för kärnkraft och  $B$  för kraftvärme från biobränsle. Investeraren ska vid två tidpunkter, år 2010 och år 2015, välja mellan att investera i kärnkraft eller kraftvärme från biobränsle. En gren i figur 11 där det står  $K$  innebär att investeraren valt att investera i kärnkraft. Eftersom investeraren ska välja produktionsslag vid två tillfällen finns det fyra möjliga utfall. I tre av de fyra utfallen ingår kärnkraften i produktionsmixen och då innebär det att kärnkraften vid åtminstone ett investeringstillfälle var ett bättre alternativ än kraftvärmens. Vid de utfall där kärnkraften ingår i produktionsmixen finns det ett ekonomiskt värde av att ha möjlighet att investera i kärnkraft.

Figur 11: Modellens möjliga utfall



### 6.3 Anläggningsdata till investeringskalkyl

För att kunna jämföra de båda kraftslagen används två investeringskalkyler, en för varje kraftslag, där alla framtida kassaflöden diskonteras till nuvärde. Kostnaderna i modellen är reala och är angivna i 2003<sup>11</sup> års priser, se tabell 8. Data avser uppförandet av ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk. För mer information om vilka antagande som ligger till grund om kostnaderna i modellen se appendix 1.

I modellen jämförs överskottet för varje producerad enhet el med respektive kraftslag. Därför visar tabell 8 data för en anläggning av varje kraftslag och inte kostnaderna för om kraftbolaget skulle installera lika stor effekt av varje kraftslag.

<sup>11</sup> Kostnaderna är angivna i 2003 års priser eftersom både Tarjanne et al (2003) och Elforsk (2003) använder 2003 års priser. För att minimera bearbetningen av siffrorna används därför 2003 års priser.

Tabell 8: Anläggningsdata för en kärnkraftsreaktor och en biobränsleeldad kraftvärmepanna

	Kärnkraft	Kraftvärme med biobränsle
<b>Teknisk data</b>		
Installerad eleffekt MW	1 250	80
Drifttimmar/år	8 000	4 500
Kvantitet el producerad MWh	10 000 000	360 000
Kvantitet värmeproducerad för försäljning	-	782 608 696
Ekonomisk livslängd år	40	20
Byggtid	5	3
<b>Kostnadsdata (2003 års priser)</b>		
Investeringskostnad kr/kWe	17 437	12000
Total investeringskostnad kr	21 796 800 000	960 000 000
Fast drift & underhåll % av investeringskostnaden/år	1,50 %	2 %
Rörlig Drift & underhåll kr/MWh	31,4	23 <sup>12</sup>
<b>Finansiella data</b>		
Kalkylränta %	5-10 %	
Skatt	28 %	

Källa: Data för kärnkraft har hämtats från Tarjanne et al (2003) och avser ett kärnkraftverk som byggs på bredvid en befintlig reaktor och data för kraftvärme med biobränsle har hämtats från Elforsk (2003).

### 6.3.1 Teknisk data

Skillnaden i produktionskapacitet och drifttimmar mellan anläggningarna är stor. Kärnkraften har flera drifttimmar årligen eftersom den används större delen av året. Kraftvärmens används endast under den kallare delen av året när det finns ett större värmeunderlag. Ett kärnkraftverk producerar 10 000 000 MWh i jämförelse med kraftvärmens 360 000 MWh. Den ekonomiska livslängden för kärnkraft är även den betydligt längre än för kraftvärmeverket. För att kunna jämföra de två kraftslagen kommer investeringskalkylen att beräkna en årlig genomsnittlig annuitet<sup>13</sup> per MWh.

### 6.3.2 Kostnadsdata

Kärnkraft kräver betydligt större kapitalinsats än kraftvärme. Anläggningarna skrivs i denna studie av enligt en linjär avskrivningsplan med lika stora avskrivningar varje år fördelat på 40 år för kärnkraftsreaktorn och 20 år för kraftvärmens. I modellen används reala värden medan avskrivningarna görs i nominella termer. Därför måste de årliga avskrivningarna räknas ner med en inflationstakt. Inflationen antas vara 2 % årligen, vilket motsvarar Sveriges Riksbanks inflationsmål (www, Sveriges Riksbank, 1). Kraftvärmens producerar även värme vilket den kompenseras för med värmekreditering. Eftersom det är produktionskostnaden för el som

<sup>12</sup> För kraftvärmens är den rörliga kostnaden för drift och underhåll uttryckt i kr/MWh bränsle eftersom kraftvärmens även producerar värme.

<sup>13</sup> En annuitet är ett belopp som är uppdelat i lika stora delar varje år. I modellen räknas först NPV för investeringen fram och sedan används en annuitetsfaktor för att dela upp NPV i lika stora delar. Därefter delas annuiteten med antalet producerade MWh för att göra resultatet jämförbart.

jämförs dras de kostnader som är förknippade med värmeproduktionen bort då dessa kostnader täcks av värmekrediteringen. I modellen är värmekrediteringen motsvarande de kostnader som kraftverket har för rörlig drift- och underhåll och bränsle för den värmen som produceras.

### 6.3.3 Finansiella data

I investeringskalkylen används flera olika reala räntor<sup>14</sup>, 5 %, 6 %, 8 %, 9 % och 10 %. Den låga räntan, 5 % kan representera ett fall som påminner om Teollisuuden Voima Oys (TVO) sätt att finansiera den femte reaktorn i Finland. Tarjanne et al (2003) använde sig av den räntan vid beräkningen av kostnaden för ny finsk kärnkraft. De högre räntorna representerar marknadsförhållanden med högre avkastningskrav. På samtliga kassaflöden betalar kraftbolagen en bolagsskatt på 28 %, vilket motsvarar dagens svenska nivå.

Kärnkraften betalar effektskatt motsvarande 10 200 kr per kalendermånad grundat på den termiska effekten.<sup>15</sup> Skatten antas vara i nominella termer och räknas därför ner med inflationen precis som avskrivningarna. Dessutom gör kärnkraften en avsättning med 1 öre/kWh för omhändertagande av använt kärnbränsle. Kraftvärme från biobränsle är berättigade till certifikatberättigade som längst i 15 år eller fram till år 2030 (Energimyndigheten, 2006b).

## 6.4 Osäkerhetsvariabler

De variabler som antas vara mest osäkra i investeringskalkylen är el-, elcertifikat-, kärnbränsle- och biobränslepriserna. För att ta hänsyn till ovan nämnda osäkerheter tilldelas de en sannolikhetsfördelning anpassad efter mest troliga utfall. Priserna i modellen grundar sig på historisk data och prognoser (Energimyndighetens 2007; www Vattenfall, 1; WEC 2007, Energimyndigheten 2005c, Elforsk 2005). I tabellerna 9 och 10 visas priserna vid år 2010 och 2015. Priserna för då investeringsbeslutet ska tas, år 2010 och 2015, är identiska förutom vad gäller biobränsle priset som antas öka.<sup>16</sup>

---

<sup>14</sup> Vattenfall har en soliditet på ungefär 33 % och avkastningskrav på 15 % på eget kapital (www, Vattenfall, 1). En beräkning av den genomsnittliga kapitalkostnaden (WACC) om räntekostnaden antas vara 5 % och bolagsskatten är 28 % ger:  $0,33*15+0,67*5*(1-0,28)=7,4\%$  Därför är 8 % en rimlig avkastningsnivå på det genomsnittliga kapitalet och kommer användas som referensränta.

<sup>15</sup> I budgetpropositionen (Prop 2007/08:1) för 2008 höjs skatten med 24 procent till 12 648 kronor per megawatt och månad, vilket motsvarar en ökning av elproduktionskostnaden med ca 1,1 öre/kWh. Beräkningen till den här studien gjordes innan information var känd och därför används den gamla nivån på skatten, 10 200 kr per megawatt och månad grundad på termisk effekt.

<sup>16</sup> Biobränslepriset ökar i det låga prisscenarioet under perioden 2010-2015 med 2,4 % årligen och under perioden 2015-2025 med 1,6 % årligen. I medelscenarioet ökar biobränslepriset med 2,42 % årligen under perioden 2010-2015 och med 2,01 % under perioden 2015-2025. Vid det höga prisscenarioet ökar biobränslepriset med 2,4 % årligen under perioden 2010-2015 och med 2 % årligen under perioden 2015-2025. Från och med 2025 är biobränslepriset konstant i reala termer.

Tabell 9: Intervall för el-, elcertifikat-, kärnbränsle- och biobränslepriser år 2010

<b>2010 års priser (2003 års prisnivå<sup>17</sup>)</b>				
	Sannolikhets- Fördelning	Nedre gräns	Typvärde	Övre gräns
Biobränsle kr/MWh	Log logistisk	108	156	239
Elcertifikatpriser kr/MWh	Log logistisk	100	200	400
Elpris kr/MWh	Log logistisk	360	500	650
Kärnbränsle kr/MWh	Log logistisk	31,4	35,9	40,4

Källa: Energimyndigheten (2007); Elforsk (2005); www, Vattenfall, 1; WEC (2007)

Samtliga priser tilldelades en log logistisk fördelning eftersom den fördelningen bäst passade den förväntade utvecklingen av priserna. I appendix 7 visas värdena i sannolikhetsfördelningarna. Typvärdet är det värde som förekommer mest frekvent i sannolikhetsfördelningen.

Tabell 10: Intervall för el-, elcertifikat-, kärnbränsle- och biobränslepriser år 2015

<b>2015 års priser (2003 års prisnivå)</b>				
	Sannolikhets- Fördelning	Nedre gräns	Typvärde	Övre gräns
Biobränsle kr/MWh	Log logistisk	122	176	269
Elcertifikatpriser kr/MWh	Log logistisk	100	200	400
Elpris kr/MWh	Log logistisk	360	500	650
Kärnbränsle kr/MWh	Log logistisk	31,4	35,9	40,4

Källa: Energimyndigheten (2007); Elforsk (2005); www, Vattenfall, 1; WEC (2007)

I Energimyndighetens (2007) prognos för biobränslepriset anges tre olika scenarier för prisutvecklingen. Det låga prisscenariot får utgöra nedre gräns i fördelningen, medelscenariot utgör typvärdet och det höga scenariot är den övre gränsen i sannolikhetsfördelningen. Det mest förekommande priset på elcertifikat antas vara 200 kr/MWh som är det pris som certifikat handlats för på Nordpool (www, Nordpool, 2) och som även används som referensvärde i Elforsk (2005). Det mest förekommande elpriset är 500 kr/MWh. Data för det prognostiserade elpriset hämtas från Energimyndigheten (2007) och Vattenfall (www, Vattenfall, 1). Kostnaden för el från nya anläggningar beror bland annat på val av produktionsteknik och osäkerheten kring det framtida elpriset är stor. Kärnbränslepriset bygger på WEC (2007) prognos av det framtida priset.

## 6.5 Korrelation av priserna

Korrelationen visar sambandet mellan de olika variablerna i modellen. En stark positiv korrelation innebär att om den ena variabeln ökar i en riktning ökar även den andra variabeln i samma riktning. En negativ korrelation innebär att variablerna går åt motsatt riktning. Korrelationskoefficienten avslöjar dock inget om kausaliteten mellan variablerna, det vill säga om den ena variabeln bestämmer den andra. Förklaringen till en stark samvariation, d.v.s. en hög korrelation mellan variablerna, kan vara att båda är starkt beroende av en tredje okänd variabel. Priserna i modellen är inte helt oberoende av varandra utan det finns en korrelation mellan vissa av dem. I modellen antas följande förhållande gälla mellan priserna:

<sup>17</sup> Priserna har räknats om till 2003 års prisnivå (www, SCB, 1)

- Elcertifikatpriset och elpriset samvarierar negativt.  
Ett högt elpris leder till ett lågt elcertifikatpris eftersom det då krävs ett litet stöd från elcertifikatsystemet för nyinvesteringar i förnybar produktion (Elforsk, 2005). På samma sätt innebär ett lågt elpris att elcertifikatpriserna måste vara höga eftersom ett större stöd behövs.
- Elcertifikatpriset och biobränslepriset samvarierar positivt.  
När Biobränslepriset ökar leder det även till en ökning av elcertifikatpriserna eftersom produktionen nu blir dyrare och ett större stöd behövs. Dock finns det annan elproduktion som får större utrymme när biobränslepriserna ökar. En ökning av biobränslepriset leder till att det kan bli mer lönsamt för kraftproducenter att satsa på annan certifikatberättigad produktion som till exempel vindkraft. (Elforsk, 2005)
- Elpriset samvarierar inte med biobränslepriset.  
När efterfrågan på elmarknaden är som störst bestäms elpriset av marginalkostnaden för elproduktion med gasturbiner. Biobränsle är på längre sikt substitut för fossila bränslen och efterfrågan på biobränsle ökar när kostnader, styrmedel och skatter på fossila bränslen förändras. Idag bestäms inte elpriset av kraftvärme från biobränsle och därför antas biobränslepriset vara okorrelerat med elpriset.
- Elpriset samvarierar inte med kärnbränslepriset.  
Kärnkraftens bränslekostnader utgör en mindre del av produktionskostnaden. En ökning av kärnbränslepriset skulle inte påverka elpriset nämnvärt. Vidare är kärnkraftens marginalkostnad låg och bestämmer inte elpriset.

Styrkan på korrelationen är svårbedömd. För att se hur resultatet påverkas av olika stark samvariation mellan variablerna kommer en känslighetsanalys att genomföras med tre olika fall där korrelationen varierar. I det första fallet kommer alla variablerna vara okorrelerade med varandra. Därefter kommer ett fall med svag samvariation att testas följt av ett fall då variablerna samvarierar starkt. De variabler som samvarieras är de som nämnts ovan. Ett antagande som görs för att förenkla är att det inte förekommer någon samvariation mellan åren. Biobränslepriset följer den genomsnittliga prisökning som tidigare angivits. Om en prisstörning uppkommer som avviker kraftigt från det mest förväntade värdet antas den vara temporär. De övriga priserna ligger inom samma intervall hela tiden men även där antas en prisstörning vara temporär.

## 6.6 Simulering

Modellen simulerar med hjälp av programmet @Risk<sup>18</sup> 10 000 stycken stokastiska el-, elcertifikat-, biobränsle- och kärnbränslepriser ur deras respektive sannolikhetsfördelning. Programmet ger sedan en sannolikhetsfördelning för utfallet för de två olika investeringarnas annuiteter angiven i kronor för varje producerad MWh. Resultatet från simuleringen används för att beräkna värdet av kärnkraften genom att jämföra annuiteterna för varje producerad MWh för respektive kraftslag. Först måste dock investeringarna jämföras med stokastisk dominans för att avgöra i vilket kraftslag som investeringarna ska ske. Resultatet från simuleringen används även som indata för den reala optionsanalysen.

<sup>18</sup> För mer information om @Risk se <http://www.palisade.com>



## 6.7 Värdering av investeringarna med stokastisk dominans

När investeraren ska besluta i vilket kraftslag investeringarna ska ske måste hänsyn tas till både förväntad avkastning och risk. Med stokastisk dominans kan ett investeringsbeslut tas som tar hänsyn till både avkastning och risk. Det ger ett svar på vilken investering som dominerar den andra, det vill säga vilken av investeringarna som är att föredra.

Investeringarna jämförs med stokastisk dominans genom att jämföra sannolikheten för olika utfall. När en investering har valts kan värdet för kärnkraften i förhållande till kraftvärme från biobränsle beräknas.

## 6.8 Real optionsanalys

Genom att använda real optionsanalys får investeraren möjlighet att vänta på ny information innan investeringsbeslutet tas. Det innebär att investeringens värde kan antingen öka eller minska och investeraren kan värdera om projektet när ny information blir känd. Investeraren får detta genom att ha möjlighet att investera i ett kärnkraftverk år 2010 och 2015 om det är mer lönsamt än kraftvärme från biobränsle. Om det visar sig att kärnkraften är ett mindre lönsamt investeringsalternativ kan alternativet väljas bort.

I den diskonterade kassaflödesmodellen värderades de två kraftslagen med statiska värden och hänsyn togs inte till att ny information kunde bli känd fram till investeringsbeslutet. Tiden från idag fram till investeringsbeslutet och start av byggprocessen kan ses som den tiden det tar för tillståndsprocessen. Med real optionsanalys får investeraren möjlighet att vänta med att välja kraftslag till tillståndsprocessen är klar och byggandet ska inledas. För att genomföra en real optionsanalys måste de fem olika variablerna som presenterades i teoriavsnittet definieras.

### 6.8.1 Den underliggande tillgången

Den underliggande tillgången  $V$  är ett kärnkraftverk som investeraren har möjlighet att köpa för ett förutbestämt värde. Värdet på kärnkraftverket vid tidpunkten noll är annuiteten kr/MWh som räknats fram med den diskonterade kassaflödesmodellen.

### 6.8.2 Optionens lösenpris

För att beräkna om det finns något värde i att kunna investera i kärnkraft antas lösenpriset  $X$  för optionen vara samma värde som den annuitet kr/MWh som kraftvärmeinvesteringen ger. Lösenpriset  $X$ , kraftvärmens annuitet kr/MWh, är konstant över optionens löptid. Investeraren kommer att välja det kraftslag som ger den högsta annuiteten för varje producerad MWh. Det innebär att om det finns något ekonomiskt värde av kärnkraften i förhållande till kraftvärme med biobränsle kommer det värdet att vara differensen mellan värdet av den underliggande tillgången det vill säga kärnkraftverket och värdet av kraftvärme från biobränsle. Den differensen är också värdet på köptionen. Om det visar sig att kärnkraften ger en lägre annuitet kr/MWh kommer investeraren att välja bort kärnkraften och istället välja kraftvärme.

### 6.8.3 Optionens löptid

Eftersom det är två investeringstillfällen innefattar analysen två optioner. Den första optionen har en löptid på tre år fram till 2010 och den andra har en löptid på 8 år fram till 2015.

### 6.8.4 Volatiliteten hos den underliggande tillgången

Standardavvikelsen hos den underliggande tillgången fås genom simuleringen i @Risk där investeringen får en sannolikhetsfördelning över sin annuitet kr/MWh. I @Risk kombineras de osäkra variablerna samman till en ensam osäkerhet. Standardavvikelsen i sannolikhetsfördelningen visar hur stor osäkerhet projektet innehåller. Genom att dela standardavvikelsen med det förväntade medelvärdet för projektet fås projektets volatilitet som används för att beräkna hur stora upp- och nedflyttningarna i beslutsträdet blir.

### 6.8.5 Riskfria räntan

Den riskfria räntan som används motsvarar den ränta som kan fås genom att placera pengarna i statsobligationer med samma löptid. Eftersom det inte finns några 3- och 8-åriga statsobligationer används de statsobligationer med löptid som ligger närmast. För den treåriga optionen används räntan från en tvåårig obligation som är 4,1 %, vilket baseras på den genomsnittliga dagsnoteringen den senaste månaden (www, Sveriges Riksbank, 2). Den 8-åriga optionen använder räntan från en 7-årig statsobligation som är 4,2 % (Ibid). Då värdet på den underliggande tillgången anges i reala termer måste den reala räntan användas. Tidigare i studien har en inflation på 2 % antagits och därför reduceras de olika räntorna med den antagna inflationen (www, Sveriges Riksbank, 1).

### 6.8.6 Användning av Excel för att skapa binomialt beslutsträd

Ett binomialt beslutsträd byggdes i Excel. Beslutsträdet visade värdeutvecklingen hos den underliggande tillgången som finns beskrivet i teoriavsnittet. Standardavvikelsen för kärnkraftsinvesteringen hämtades från resultatet av simuleringen i @Risk. Med hjälp av den beräknades sannolikheten och storleken på värdeutvecklingen i det binomiala trädet. Även ett träd för optionens värde konstruerades där optionens värde visas. För att visa värdet vid båda investeringstillfällena skapas två olika köpoptioner, en med löptid fram till 2010 och en med löptid fram till 2015.

## 7. Resultat

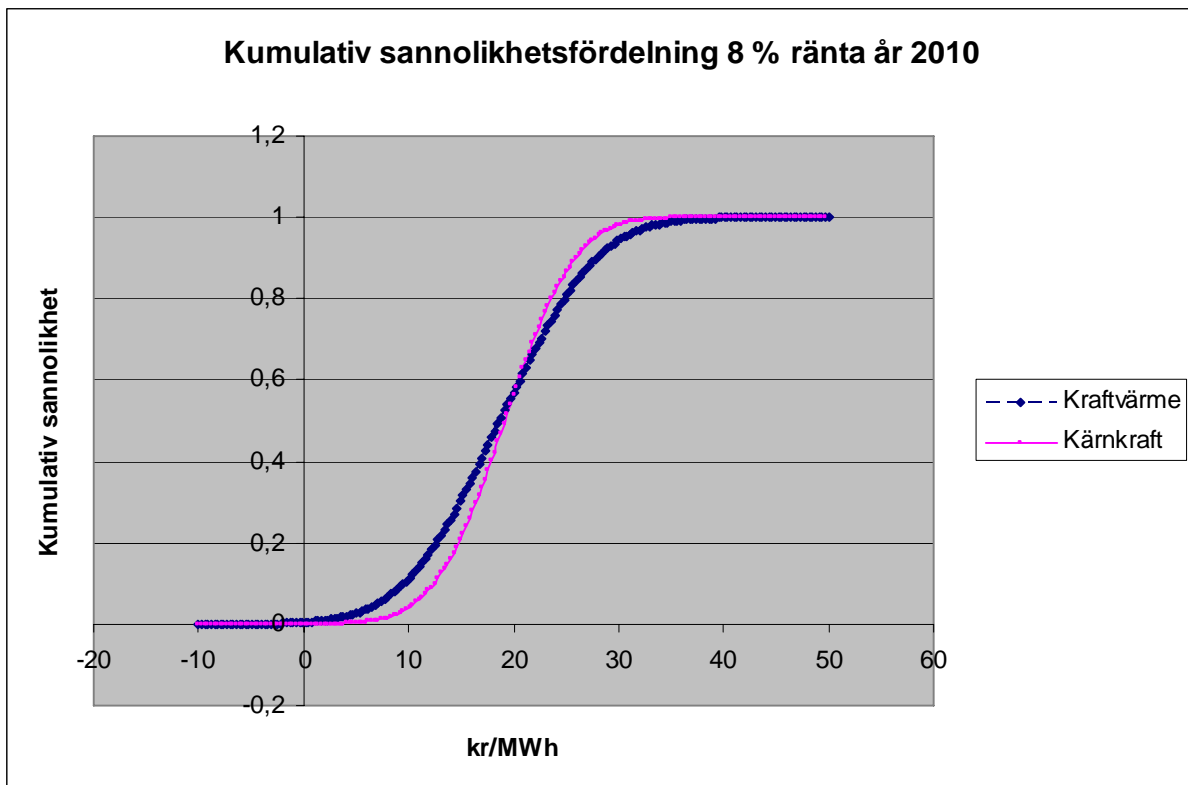
I det här kapitlet presenteras resultatet från simuleringarna i @Risk och de beräkningar som gjorts av värdet av kärnkraften med en diskonterad kassaflödesmodell och med en real options analys. För att bedöma vilken investering som är att föredra har stokastisk dominans använts.

### 7.1 Resultat @Risk simulering

Den kumulativa sannolikheten för en investering i kärnkraft och kraftvärme med 8 % ränta år 2010 presenteras i figur 12. Medelvärdet är 19,2 kr/MWh för kärnkraftsinvesteringen och

18,7 kr/MWh för kraftvärmeinvesteringen. Kurvorna för de kumulativa sannolikheterna korsar varandra och därför kan inte investeraren välja investering enligt första ordningens stokastiska dominans. Det är större sannolikhet för kraftvärmens att få ett negativt utfall men det är också större sannolikhet att utfallet blir mer positivt. Det visas i figur 12 genom att kraftvärmens kurva i den nedre delen ligger till vänster om kärnkraften men i den övre delen ligger till höger.

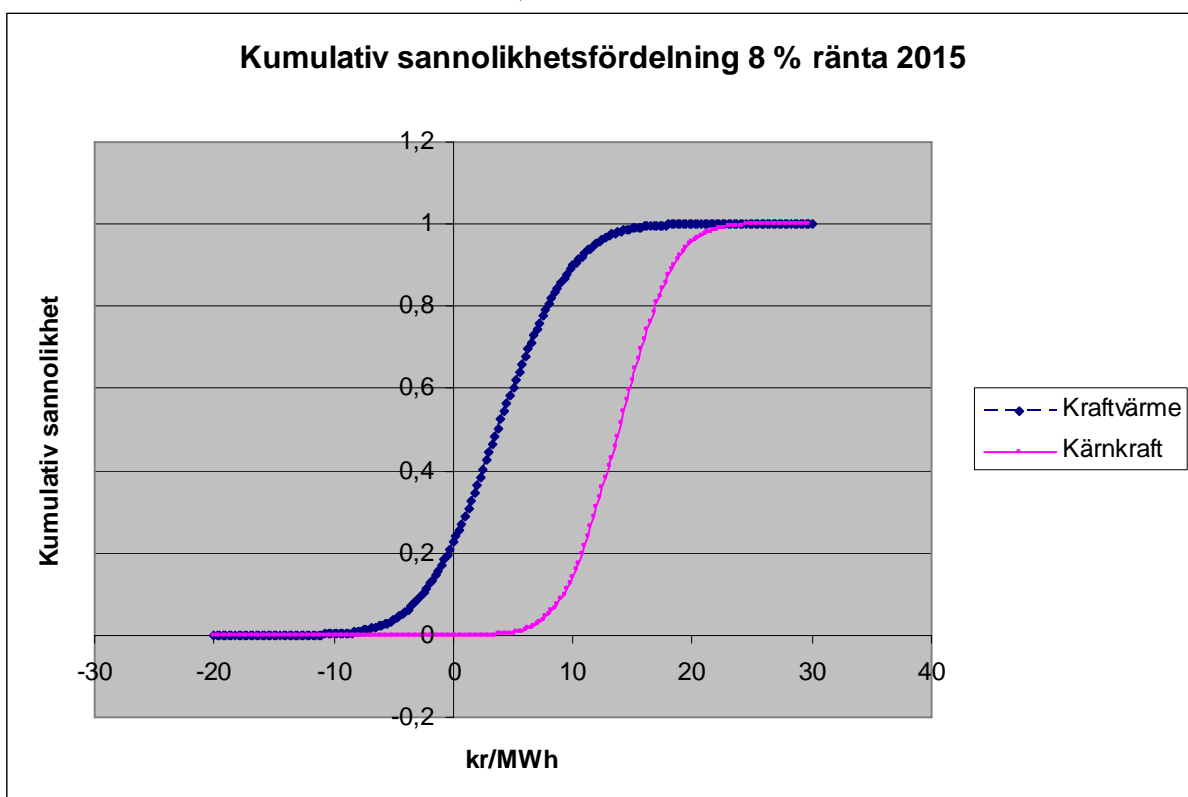
Figur 12: Kumulativ sannolikhetsfördelning för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med bibränsle år 2010 kr/MWh, ränta 8 %.



Den andra ordningens stokastiska dominans antar att investeraren är riskaversiv och därför är möjligheten för investeraren att undvika det negativa utfallet värt mer än möjligheten att få ett mer positivt utfall. Summan av den kumulativa sannolikheten för kärnkraften överstiger aldrig kraftvärmens och därför är kärnkraften att föredra framför kraftvärme enligt den andra ordningens stokastiska dominans, se appendix 2 för sannolikhetsfördelning för investeringarna och appendix 3 för beräkning av stokastisk dominans. Resultatet för när variablerna samvarierar starkt och då det ej samvarierar presenteras i appendix 5.

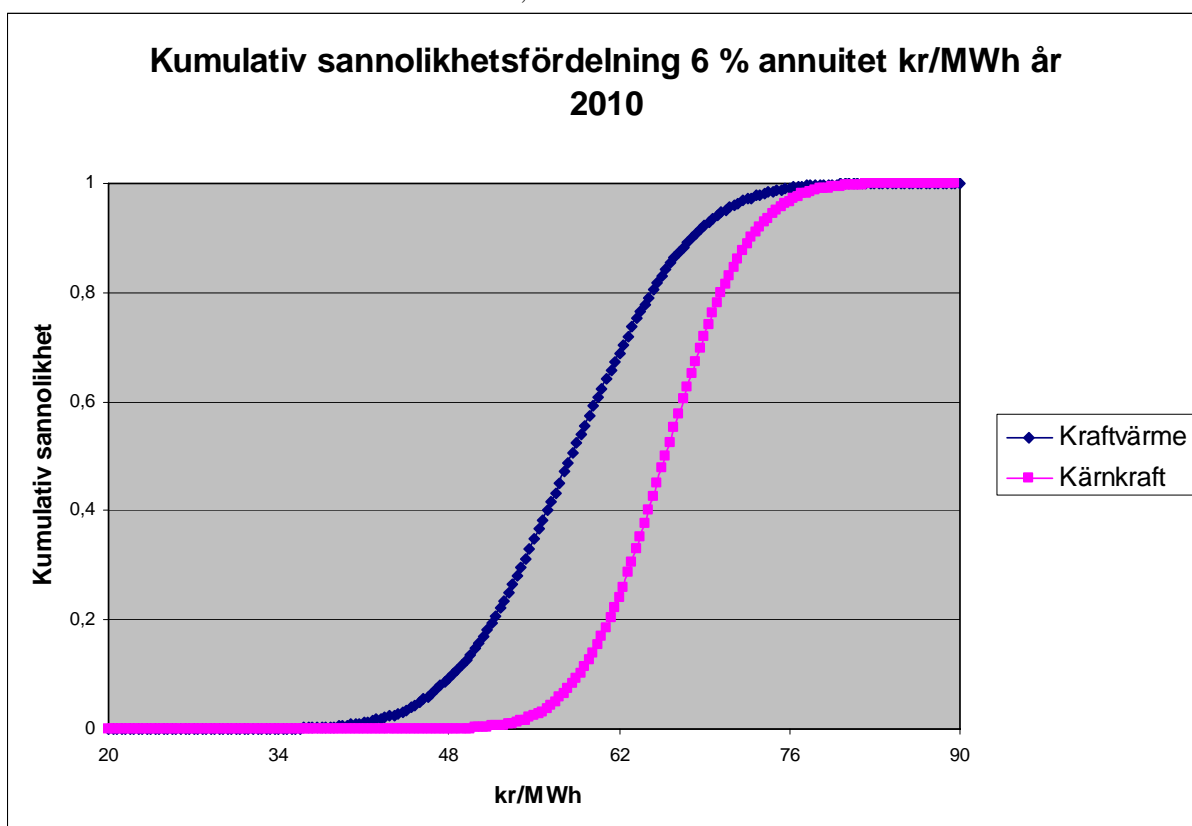
Vid investeringstillfället år 2015 är medelvärdet för kärnkraftsinvesteringen 13,8 kr/MWh och för bioeldad kraftvärme 3,7 kr/MWh. Figur 13 visar att den kumulativa sannolikheten för utfallet i kärnkraftsinvesteringen alltid är mindre än kraftvärmens. Det innebär att kärnkraften är att föredra enligt den stokastiska dominansens första ordning, se appendix 2. Skillnaden mellan investeringarna är större jämfört med år 2010 främst beroende på det ökade priset på biobränsle. Bioeldad kraftvärme har precis som vid investeringstillfället år 2010 ett bredare spann för utfallet. Sannolikhetsfördelningarna för investeringarna visas i appendix 2.

Figur 13: Kumulativ sannolikhetsfördelning för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med biobränsle år 2015 kr/MWh, ränta 8 %.



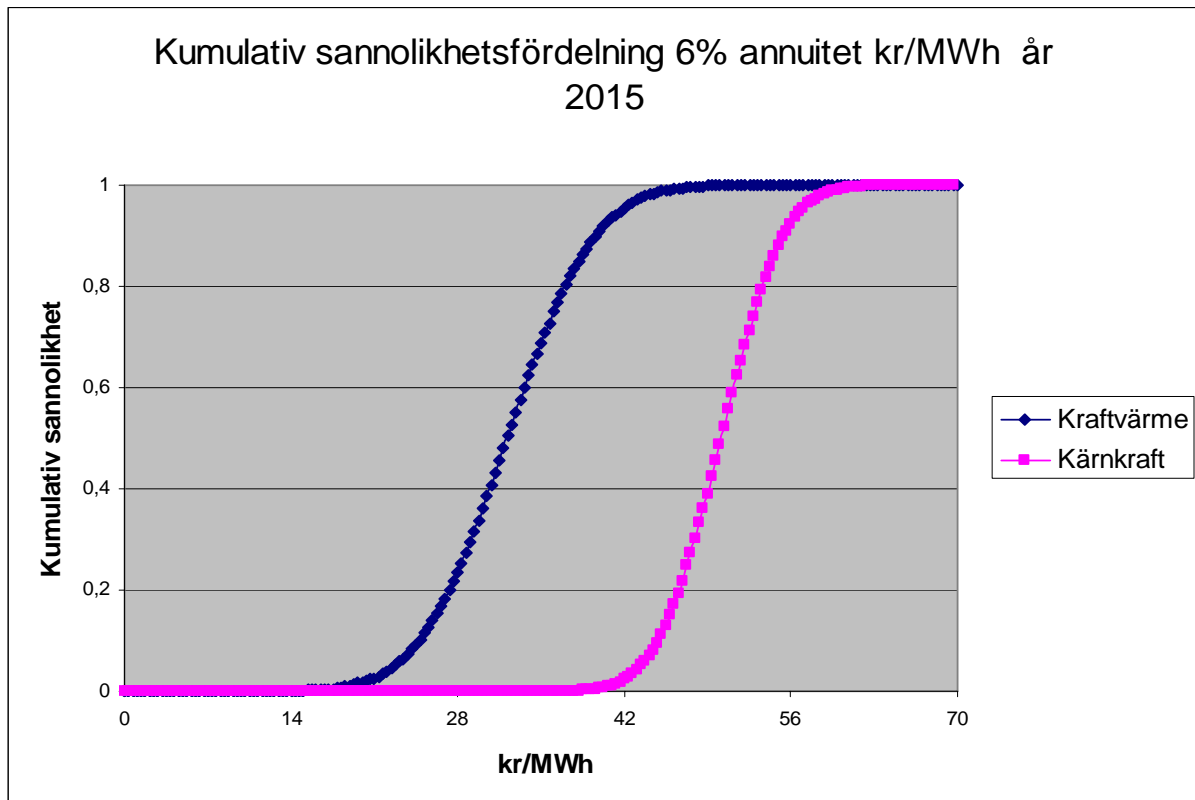
Om avkastningskravet är 6 % är medelvärdet för kärnkraftsinvesteringen 65,8 kr/MWh och för kraftvärme 58,1 kr/MWh vid investering år 2010. Kurvan för kärnkraftens kumulativa sannolikhet har förskjutits till höger vid en jämförelse med när avkastningskravet var 8 %, se figur 14. Kärnkraft är att föredra framför kraftvärme enligt första ordningens stokastiska dominans eftersom kärnkraftens kurva för den kumulativa sannolikheten hela tiden ligger till höger om kraftvärmens. I Appendix 3 visas beräkningarna som gjorts för att rangordna investeringarna med stokastisk dominans.

Figur 14: Kumulativ sannolikhetsfördelning för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med bibränsle år 2010 kr/MWh, ränta 6 %.



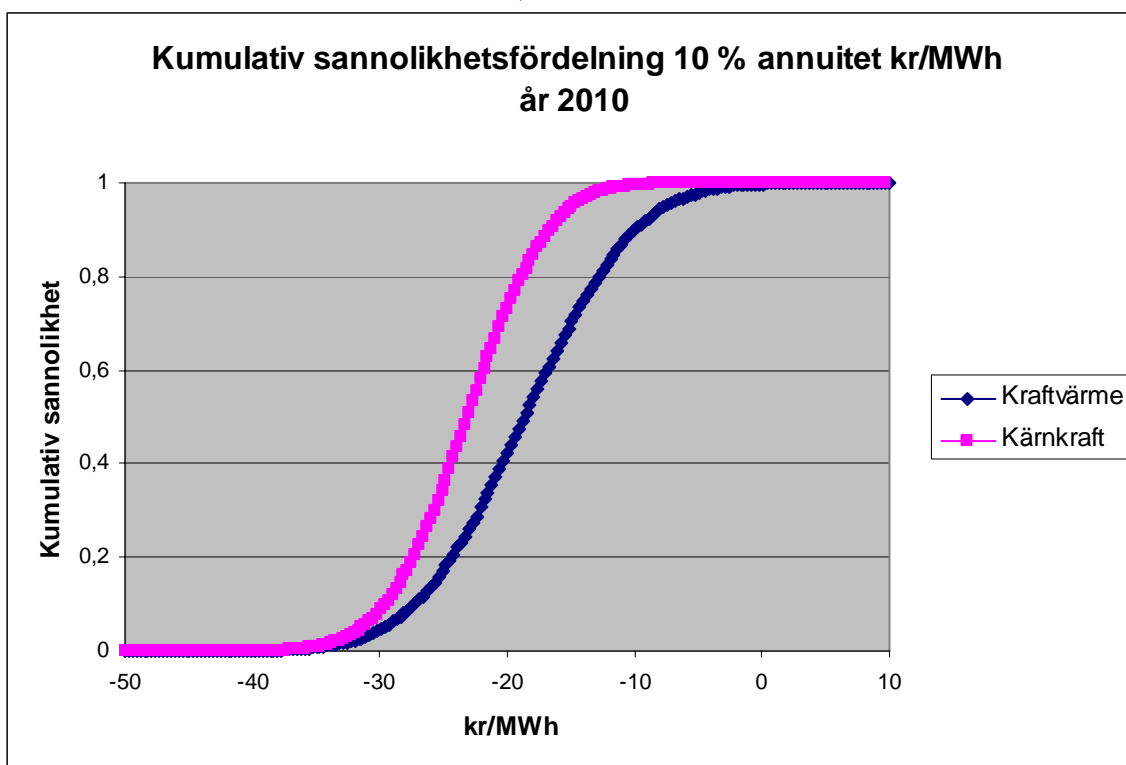
Även vid år 2015 är kärnkraften att föredra när avkastningskravet är 6 % enligt första ordningens stokastiska dominans, se figur 15. Avståndet mellan kurvorna i har ökat, framförallt på grund av att kraftvärmeinvesteringen blivit mindre lönsam. Medelvärdet för kärnkraften är 50,1 kr/MWh och 32,2 kr/MWh för kraftvärme från biobränsle.

Figur 15: Kumulativ sannolikhetsdistribution för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med biobränsle år 2015 kr/MWh, ränta 6 %.



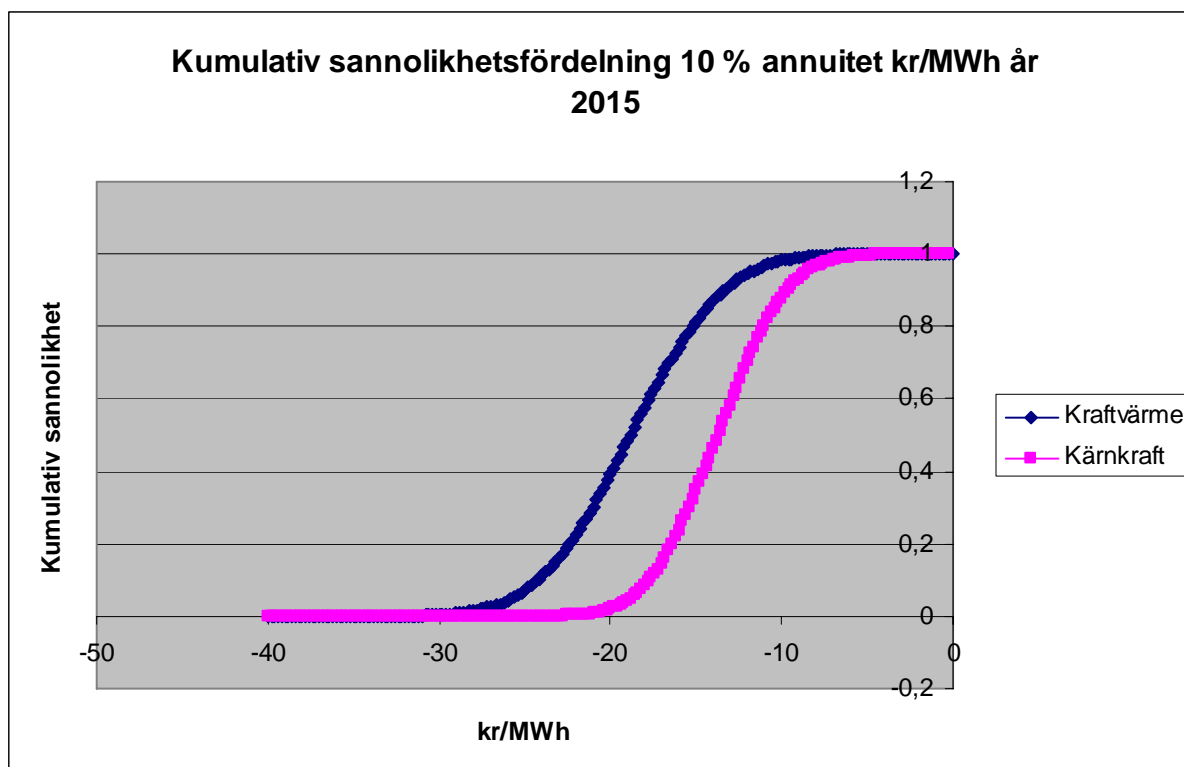
Figur 16 visar att när avkastningskravet är 10 % vid investeringstillfället år 2010 har båda kraftslagen ett negativt medelvärde. Kärnkraftens medelvärde är -23,1 kr/MWh och kraftvärmens medelvärde är -18,6 kr/MWh. Det går inte att rangordna investeringarna med hjälp av stokastisk dominans, se Appendix 3. Kärnkraftens kurva har förskjutits åt vänster och kurvorna korsar inte varandra i mitten av figuren som vid 8 % ränta. Anledningen till att kärnkraftens konkurrenskraft har försämrats mer än kraftvärme beror som tidigare nämnts på att kärnkraften är betydligt mer kapitalintensiv och därför påverkas mer av en förändring av räntan. När avkastningskravet var 6 % ökade kärnkraftens medelvärde mer än kraftvärmens vid en jämförelse med när avkastningskravet var 8 %.

Figur 16: Kumulativ sannolikhetsfördelning för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med biobränsle år 2010 kr/MWh, ränta 10 %.



Figur 17 visar att vid år 2015 och avkastningskravet är 10 % har investeringarna precis som vid år 2010 ett negativt medelvärde. Medelvärdet är för kärnkraften är -13,7 kr/MWh och -18,8 kr/MWh för kraftvärmens. Skillnaden mot år 2010 är att kärnkraftens kurva år 2015 ligger till höger om kraftvärmens kurva. Då investeringen flyttas framåt i tiden påverkar inte den höga räntan lika mycket som om investeringen skulle ske år 2010.

Figur 17: Kumulativ sannolikhetsdistribution för utfallet för en investering i ett kärnkraftverk och ett kraftvärmeverk med bibränsle år 2015 kr/MWh, ränta 10 %.





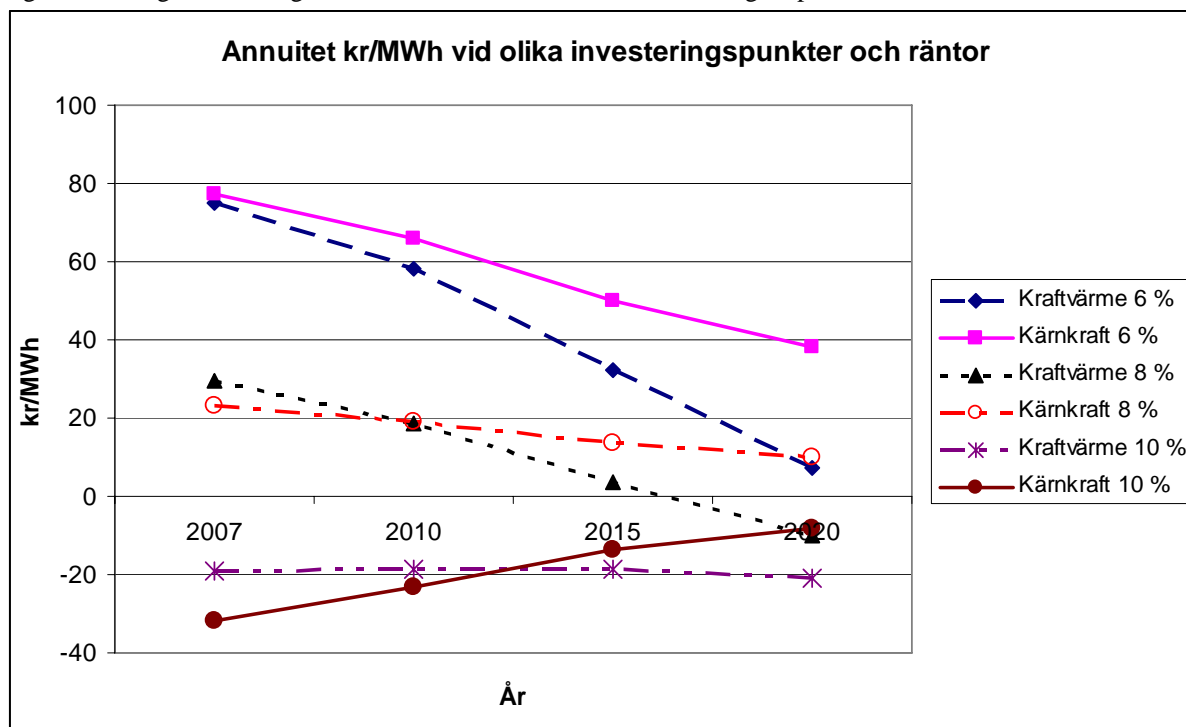
Resultaten från simuleringen visar att kärnkraften är att föredra vid båda investeringstillfällena när räntan är 8 %. Vid en jämförelse av investeringarnas medelvärde för en investeringsplan då investeraren väljer att investera i kärnkraft 2010 och 2015 och om investeraren väljer kraftvärme med biobränsle vid båda tillfällena visar modellens resultat att det finns ett ekonomiskt värde i att ha möjlighet att investera i kärnkraft, se tabell 11. Då investeraren väljer att investera i kärnkraft är vid 8 % ränta är värdet 0,5 kr/MWh år 2010 och 10,1 kr/MWh år 2015. När räntan är 9 % blir annuiteten negativ för båda investeringsmöjligheterna och det finns inget värde av att investera i kärnkraft.

Tabell 11: Kärnkraftens värde kr/MWh i förhållande till kraftvärme från biobränsle. När investeringen ger en negativ annuitet anges kärnkraftens värde inom parentes.

År	Annuitet kr/MWh					
	Kärnkraft		Kraftvärme från biobränsle		Kärnkraftens värde	
	2010	2015	2010	2015	2010	2015
5 %	90,7	72,1	78,5	48,9	12,2	23,2
6 %	65,8	50,1	58,1	32,2	7,7	17,9
8 %	19,2	13,8	18,7	3,7	0,5	10,1
9 %	-2,5	-0,9	-0,2	-8,2	0 (-2,3)	0 (7,3)
10 %	-23,1	-13,7	-18,6	-18,8	0 (-4,5)	0 (5,1)

Tabellen visar att värdet av investeringarna beror till stor del vid vilken tidpunkt de genomförs. I figur 18 visas de olika annuiteterna vid olika tidpunkt och ränta.

Figur 18: Den genomsnittliga annuiteten kr/MWh vid olika investeringstidpunkter och räntor.



När investeringen finansieras med en ränta på 6 % ger kärnkraften alltid en högre genomsnittlig annuitet för varje producerad MWh oavsett vilken tidpunkt investeringen sker. Om räntan är 8 % är kraftvärme med biobränsle det bästa alternativet om investeringen i

dagsläget men från år 2010 är kärnkraft det bästa alternativet. En anledning till att kraftvärmens blir mindre lönsam är att priset på biobränsle ökar. Vid 10 % ränta är ingen av investeringarna lönsam och ger en negativ annuitet.

## 7.2 Resultat från real optionsanalysen

I den reala optionsanalysen används annuiteten kr/MWh vid 8 % ränta för kärnkraftverket utan flexibilitet som kärnkraftens värde år 0 i det binomiala trädet. Det innebär att i optionen som avser investeringstillfället år 2010 används medelvärdet för investering i kärnkraften år 2010 från @Risk simuleringen. Medelvärdet för kärnkraftsinvesteringen år 2010 är 19,2 kr/MWh och standardavvikelsen är 5,3 kr/MWh. Standardavvikelsen ligger till grund för hur stora upp- och nedflyttningarna blir för värdet av kärnkraften. För att se vilka värden som användes i det binomiala trädet se appendix 4. Den möjliga värdeutvecklingen för kärnkraft fram till år 2010 visas i figur 19.

Värdeträdet har skapats genom att multiplicera värdet på kärnkraftverket varje år med de upp- och nedfaktorerna  $u$  och  $d$ . Investeringens  $u$  beräknades till 1,31 och  $d$  till 0,76.

$$u = e^{0,27\sqrt{1}} = 1,31$$

$$d = 1/u = 1/1,31 = 0,76$$

Det ursprungliga värdet 19,2 kr/MWh multipliceras med  $u$  och ger 25,2 kr/MWh och  $d$  och ger 14,7 kr/MWh. Investeringens framtida värde varierar hela tiden kring det ursprungliga värdet på investeringen. En nedgång följt av en uppgång leder tillbaka till 19,2 kr/MWh. Om ingen osäkerhet fanns skulle både  $u$  och  $d$  vara 1,0 och projektet skulle vara värt 19,2 kr/MWh hela tiden. Då projektet får bästa möjliga utveckling och projektet ökar i värde samtliga år är kärnkraften värd 43,2 kr/MWh när investeringsbeslutet ska tas.

Lösenpriset för optionen är konstant över hela optionens 3-åriga löptid och är 18,7 kr/MWh vilket motsvarar värdet av en kraftvärmeinvestering år 2010.

Figur 19: Värdeutveckling för ett kärnkraftverk från 2007 fram till byggstart 2010 genomsnittlig annuitet kr/MWh.

0	1	2	3
19,2	25,2	32,9	43,2
	14,7	19,2	25,2
		11,2	14,7
			8,5

Värdet att ha möjlighet att investera i kärnkraft år 2010 är värt 4,5 kr/MWh i förhållande till kraftvärme med biobränsle. Investeraren har möjlighet att antingen köpa kärnkraftverket för lösenpriset  $X$  som är 18,7 kr/MWh eller inte göra någonting. När värdet är 0 i figur 20 är inte optionen värd något eftersom det inte är möjligt för kärnkraften att få ett värde som överstiger värdet av en investering i kraftvärme med biobränsle. Kraftbolaget kommer då att välja att investera i kraftvärme från biobränsle. Värdet av optionen representerar värdet av att under de

år fram till investeringsbeslutet hämta in mer information om värdeutvecklingen hos kärnkraftverket.

Figur 20: Värdeutveckling för en köption på ett kärnkraftverk.

0	1	2	3
4,5	8,3	14,6	24,5
	1,4	3,0	6,5
		0,0	0,0
			0,0

I figur 21 visas hur kraftbolaget agerar på värdeutvecklingen av kärnkraftverket och om de väljer att behålla optionen eller bestämmer sig för att investera i kärnkraft eller kraftvärme. Om värdeutvecklingen går ner två år i rad från utgångsvärdet kommer kraftbolaget att välja bort kärnkraften redan innan löptiden har gått ut för optionen. Anledningen är att värdet av investeringen då är 11,2 kr/MWh vilket oavsett värdeutveckling kommer att vara mindre än kraftvärmens värde 18,7 kr/MWh.

Figur 21: Beslutsträd 3-årig option

0	1	2	3
Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
	Öppen	Öppen	Kärnkraft
		Kraftvärme	Kraftvärme
			Kraftvärme

Vid det andra investeringstillfället år 2015 är medelvärdet och standardavvikelsen som fås från simuleringen i @Risk 13,8 kr/MWh respektive 3,59 kr/MWh. Värdeträdet som kan ses i figur 22 är konstruerat på samma vis som tidigare, förutom att optionen har en längre löptid. Upp- och nedfaktorerna  $u$  och  $d$  är 1,30 respektive 0,77. Lösenpriset för optionen, annuiteten kr/MWh för kraftvärmeinvesteringen är 3,7 kr/MWh.

Figur 22: Värdeutveckling för ett kärnkraftverk från 2007 fram till byggstart 2015 genomsnittlig annuitet kr/MWh

0	1	2	3	4	5	6	7	8
13,8	17,9	23,2	30,1	39,0	50,6	65,7	85,2	110,5
	10,6	13,8	17,9	23,2	30,1	39,0	50,6	65,7
		8,2	10,6	13,8	17,9	23,2	30,1	39,0
			6,3	8,2	10,6	13,8	17,9	23,2
				4,9	6,3	8,2	10,6	13,8
					3,8	4,9	6,3	8,2
						2,9	3,8	4,9
							2,2	2,9
								1,7

Värdet av köptionen visas i figur 23 och är 14,7 kr/MWh. Optionsträdet visar att kärnkraften är ett bättre alternativ i de flesta utfall för kraftbolaget.

Figur 23: Värdeutveckling för en köption på ett kärnkraftverk

0	1	2	3	4	5	6	7	8
14,7	20,0	26,8	35,7	47,2	62,1	81,6	81,5	106,8
	10,6	14,6	19,8	26,6	35,5	47,0	46,9	62,0
		7,3	10,4	14,4	19,7	26,5	26,4	35,3
			4,9	7,2	10,3	14,3	14,2	19,5
				3,0	4,7	7,0	6,9	10,1
					1,5	2,7	2,6	4,5
						0,5	0,1	1,2
							0,0	0,0
								0,0

I figur 24 presenteras kraftbolagets agerande. Eftersom investeringen sker senare i tiden i jämförelse med investeringen år 2010 kommer kraftvärme från biobränsle få högre bränslekostnader och sämre lönsamhet då biobränslepriset antas öka. Anledningen till att kraftbolaget inte bestämmer sig för kärnkraft innan optionens löptid är över trots att det i vissa fall är givet att det kommer få ett utfall som är bättre än kraftvärmens har med modellens antagande att göra. Investeringsstidpunkten är 2015 och eftersom det inte går att påbörja projektet tidigare har kraftbolaget inget att förlora på att vänta med beslutet.

Figur 24: Beslutsträd 8-årig option

0	1	2	3	4	5	6	7	8
Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
		Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
			Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
				Öppen	Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
					Öppen	Öppen	Öppen	Kärnkraft
						Öppen	Öppen	Kärnkraft
							Kraftvärme	Kraftvärme
								Kraftvärme

Tabell 12 visar kärnkraftens värde i förhållande till kraftvärme från biobränsle med diskonterade kassaflödesmodell och real optionsanalys. Resultatet från den diskonterade kassaflödesmodellen vid 8 % ränta visar att differensen mellan kärnkraft och kraftvärme är 0,5 kr/MWh år 2010 och 10,1 kr/MWh år 2015. Med real optionsanalysen blir värdet av kärnkraften högre där optionsvärdet är 4,5 kr/MWh år 2010 och 14,7 kr/MWh år 2015.

Tabell 12: Kärnkraftens värde vid 8 % ränta

År	Diskonterad kassaflödesmodell	Real Optionsanalys
	Kärnkraftens värde Annuitet kr/MWh	
2010	0,5	4,5
2015	10,1	14,7

Det innebär att möjligheten att vänta med investeringsbeslutet har ett värde för kraftbolagen. Värdet av optionen ökar mer procentuellt sett i jämförelse med den traditionella värderingsmetoden om investeringarnas avkastning är likvärdig som vid investeringstillfället år 2010.

## 8. Slutsats

Syftet med uppsatsen har varit att undersöka det ekonomiska värdet för kraftproducenter av att ha kvar möjligheten att investera i kärnkraft samt vilken inverkan en utökad satsning i Sverige skulle få på elpriset. Uppsatsen har även behandlat vad som driver kraftproducenter att investera och vad som kan hämma nyinvesteringar.

- Resultatet från studien visar att det finns ett ekonomiskt värde av att ha kvar kärnkraften som investeringsmöjlighet för kraftbolag. Värdet är 0,5 kr/MWh med kassaflödesmodellen och 4,5 kr/MWh med real optionsanalysen vid investering år 2010 och 10,1 kr/MWh respektive 14,7 kr/MWh vid investering år 2015 när räntan är 8 %. Det innebär också att hypotesen att det finns ett större ekonomiskvärde för kraftproducenter av att ha möjlighet att investera i kärnkraft än i kraftvärme från biobränsle inte kan falsifieras.

Real optionsanalysen visar att det finns ett värde för kraftbolagen att ha flexibilitet att vänta med investeringsbeslutet. Med tanke på att det är stora kvantiteter el som produceras i ett kärnkraftverk blir värdeökningen då kraftbolaget har möjlighet att vänta med investeringsbeslutet värdefull.

- Avkastningskravet på kapitalet har väldigt stor betydelse för kärnkraftens värde. En låg ränta ger ett kapitalintensivt produktionsslag som kärnkraften ett stort värde i jämförelse med kraftvärme från biobränsle. En högre ränta minskar kärnkraftens värde i jämförelse med kraftvärmens.

Kärnkraften är det bästa alternativet om avkastningskravet är 8 % och lägre. När avkastningskravet är 9 % och 10 % är inget av alternativen lönsamma. Vid ett scenario där investeraren kräver en extra riskpremie för att investera i kärnkraft kan kraftvärme från biobränsle vara ett mer lönsamt investeringsalternativ.

- En fortsatt ökning av produktionsskatterna på kärnkraftsel kan leda till att det blir mer lönsamt att investera i någon annan teknologi.

Under de senaste åren har produktionsskatterna på kärnkraftsel ökat kraftigt. I budgetpropositionen för 2008 höjdes produktionsskatten med 24 % vilket motsvarar ungefär 1,1 öre/kWh. Om den ökningen skulle tas med i investeringskalkylen skulle kärnkraftens värde minska betydligt.

- Kärnkraftens konkurrenskraft kommer att öka i förhållande till kraftvärme givet ökande biobränslepriser men även till kraftslag som påverkas direkt av utsläppsrättshandeln. Priset på biobränsle väntas att öka och gör därför produktionsslaget mindre konkurrenskraftigt.

Eftersom tillgången på trädbränsle inte svarar direkt på prissignaler utan styrs av efterfrågan på massa- och sågtimmer beror priset på kraftvärme från biobränsle mycket av vad som händer på de marknaderna. Om det inte finns någon stor efterfrågan på trädbränsle och kraftbolagen kan få tag i bränsle billigt kan produktionen ske till en låg kostnad. I dagsläget tyder dock inget på att priserna kommer att sjunka utan mycket pekar på det motsatta. Kraftvärmeproduktionen byggs ut och genom elcertifikatsystemet blir det mer lönsamt att satsa på användning av biobränslen något som ökar efterfrågan på bränsle och även priset.

- En utökad satsning på kärnkraft kommer leda till en lägre ökning av elpriset i framtiden.

Elpriset kommer att öka de kommande åren eftersom produktionskostnaden för el från nya anläggningar är högre än många av dagens befintliga anläggningar. De befintliga kärnkraftsreaktorerna i Sverige och deras planerade livslängd betyder mycket för utvecklingen av elpriset. Handeln med utsläppsrätter kommer att medföra att elpriset ökar. Kärnkraften påverkas inte direkt av handeln med utsläppsrätter och en satsning på kärnkraften kan ha en lindrande effekt på elprisökningen. Kraftslag som inte påverkas av utsläppshandeln kommer inte ha en marginalkostnad som ökar i takt med stigande priser på CO<sup>2</sup>. En utökad satsning på kärnkraft skulle innebära att Sverige inte blir lika påverkade och beroende av vad som händer med den koldioxidintensiva elproduktionen nere på kontinenten. Den här studien har visat att kärnkraften har lägre produktionskostnad och inte är lika känslig för prisökningar på bränsle som kraftvärme från biobränsle. Det innebär att en utbyggnad av kärnkraften leder till att en större del kraft kan bjudas in till elmarknaden till ett lägre pris än om investeringarna gjordes i kraftvärme. Det framtida elpriset kommer dock att bestämmas av marginalkostnaden för den dyraste produktionen men en satsning på en koldioxidneutral teknologi som kärnkraft kan leda till ett lägre och mer stabilt elpris.

Det finns många olika faktorer som påverkar investeringsviljan hos kraftbolag. Den mest grundläggande förutsättningen för nyinvesteringar i elproduktion är att det finns efterfrågan på el. Andra viktiga faktorer som påverkar investeringsviljan hos kraftbolag är:

- Att elpriset får stiga till nivåer där det blir lönsamt för kraftproducenterna att investera i ny produktionskapacitet. Ett reglerat elpris genom t.ex. pristak kan hämma marknadens signal om behov av nyinvesteringar. Elpriset är marknadens signal till kraftproducenterna om när utbudet av el börjar bli knappt.
- Att det finns en förutsägbarhet på marknaden. Vid stor osäkerhet finns det mycket att vinna på att vänta och då kommer inga investeringar ske. Det är av stor betydelse för kraftproducenter att det finns en långsiktig energipolitik för att veta vilka kraftslag

som kommer att vara tillåtna i framtiden för att minska osäkerheten kring en investering.

- Det finns även ett behov av en mer effektiv tillståndsprocess. Många tillståndsprocesser tar onödigt lång tid dels för att kraftproducenterna måste ha tillstånd i flera olika instanser dels för att den lokala opinionen är negativt inställd. Genom att samordna tillståndsprocessen till en myndighet kan beslutsfattandet gå snabbare och kraftproducenterna få ett snabbare besked. Den lokala opinionen kan bli mer vänligt inställda till om kraftproducenter i ett tidigt skede informerar och tar emot allmänhetens åsikter.
- Avkastningskravet på investeringen kan som visats tidigare i den här studien vara avgörande för om det är lönsamt för en investerare att investera i en ny anläggning.

Om kraftproducenterna har möjlighet att använda en stor andel skulder blir kalkylräntan lägre. En stor andel skuld innebär en ökad risk och då kan långa försäljningskontrakt vara ett sätt att undvika att investeraren vill kompensera den ökade risken med en riskpremie.

Ett intressant ämne för fortsatta studier är att undersöka intresset för att investera i kärnkraft hos den svenska elintensiva industrin och se hur en satsning skulle påverka elpriset och elmarknaden. Det vore även intressant att undersöka hur pappers- och massaindustrin skulle påverkas av en omfattande expansion av kraftvärme från biobränsle.

## 9. Referenser

### Litteratur

- Alfsen, K.H. & G. S. Eskeland, (2007), *A Broader Palette: The role of technology in climate policy*, ISBN 978-91-38-22717-6, ISSN 1653-8838, Edita Norstedts tryckeri, Stockholm.
- Copeland, T, & Antikarov, V, (2003), *Real Options: a practitioners guide*, Thomson Texere.
- Copeland, T, & Keenan, P. T, (1998), "Making real options real", *The McKinsey Quarterly*, No 3, pp. 128-141.
- Elbranschen* (2007) nr 1, "Kd kan tänka sig ny kärnkraft", ISSN: 0013-4007, Tryckfolket AB Malmö
- Elforsk (2006), *Kärnkraftens globala status och fortsatta utveckling*, Elforsk rapport nr 06:24.
- Elforsk (2005), *Kraftvärme i framtiden*, Elforsk rapport 05:37.
- Elforsk (2003), *El från nya anläggningar-2003*, Elforsk rapport nr 03:14.
- Elton E., J., Gruber M., J., Brown S., J., Goetzmann, W., N. (2003), *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*, Wiley & Sons Inc.
- Energimyndigheten (2007), *Långsiktsprogno 2006 – enligt det nationella systemet för klimatrapporering*, ER 2007:02, ISSN 1403-1892, Energimyndigheten publikationsservice.
- Energimyndigheten (2006a), *Energiläget 2006*, ID-nr ET2006:43, Energimyndighetens förlag.
- Energimyndigheten (2006b), *Elcertifikatsystemet 2006*, ET2006:48, Energimyndighetens förlag
- Energimyndigheten (2005a), *Investeringar i elproduktion*, Elmarknadsrapport 2005:1, ID-nr ER2005:34, ISSN 1403-1892, Energimyndighetens förlag.
- Energimyndigheten (2005b), *Energimarknad 2005*, ID-nr ET 2005:21, Energimyndighetens förlag.
- Energimyndigheten (2005c), *Översyn av elcertifikatsystemet etapp 2*, ID-nr ER2005:09, ISSN 1403-1892, Energimyndighetens förlag.
- Energimyndigheten (2005d), *Utvecklingen på kraftvärmeområdet*, ER2005:21, ISSN 1403-1892, Energimyndighetens förlag.



- Energi & Miljö*, månadsbrev 06/2007, "Utvecklingen på CO2 marknaden under juni 07",  
EME analys Stockholm.
- Eriksson, L T., & Wiedersheim-Paul, F. (1997), *Att utreda, forska och rapportera*, Malmö:  
Liber Ekonomi.
- Fraye, J, Uludere, N, Z, (2001). "What Is It Worth? Application of Real Options Theory to  
the Valuation of Generation Assets", *The Electricity Journal*, 14(8): 40-51.
- Hektor, B, Lönner G, Parikka, M, (1995), *Trädbränslepotentialen i Sverige på 2000-talet*,  
Rapport 17, institutionen för Skog-Marknad Studier, Sveriges Lantbruksuniversitet,  
Uppsala
- Holmberg, S., (2006), *Swedish and European opinions on Energy production*, Department of  
Political Science Göteborgs University.
- Holme, I., M., Solvang, B., K. (1997), *Forskningsmetodik*, Studentlitteratur, Lund
- International Energy Agency (2007), *Tackling Investment Challenges in Power Generation*,  
ISBN: 978-92-64-03007-7, OECD/IEA.
- International Energy Agency IEA (2006), *World Energy Outlook 2006*, ISBN 92-64-10989-7,  
OECD/IEA.
- Konkurrensverket (2005), *Konkurrensen i Sverige 2005*, Konkurrensverkets rapportserie  
2005:1, ISSN-nr 14018438, Konkurrensverket.
- Lundmark, R. Söderholm, P (2004), *Brännhett om svensk skog – En studie om  
råvarukonkurrensens ekonomi*. SNS, Stockholm 2004.
- Mun, J., (2002), *Real Options Analysis: tools and techniques for valuing strategic investments  
and decisions*, Wiley finance series.
- Novaes, Antonio, G. N., Souza, João Carlos, (2005), "A Real Options approach to a classical  
capacity expansion problem", *Pesquisa Operacional*, v. 25, n.2, p. 159-181, Maio a Agosto  
de 2005.
- Oppenheimer, P. H, (2002), "A critique of using real options pricing models in valuing real  
estate projects and contracts", *Briefings in Real Estate Finance*, Vol. 2, No. 3, pp. 221-  
233.
- Prop 2007/08:1, *Budgetpropositionen för 2008 -Förslag till statsbudget för 2008, finansplan,  
skattefrågor och tilläggsbudget m.m.*
- Prop. 2005/06:172, *Nationell klimatpolitik i global samverkan*
- Prop 2004/05:129, *En effektivare miljöprövning*

- Reedman, L., Graham, P., "Using a Real-Options Approach to Model Technology Adoption Under Carbon Price Uncertainty: An Application to the Australian Electricity Generation Sector", *The Economic Record*, Vol. 82 Special issue, September 2006, s 64-73.
- Remer, S; Ang, S. H, & Baden-Fuller, C, (2001), "Dealing with uncertainties in the biotechnology industry: The use of real option reasoning", *Journal of Commercial Biotechnology*, Vol. 8, pp 95-105.
- Rothwell, G. (2006). "A Real Options Approach to Evaluating New Nuclear Plants." *The Energy Journal* 27 (1): 37-54.
- Royal Academy of Engineering RAE (2004). *The Cost of Generating Electricity*. Power for the Royal Academy of Engineering, London.
- Skogstyrelsen (1996), *Tillgång till trädbränslen*, Skogstyrelsen, Skogsakta
- Skogstyrelsen (2007), *Skogsstatistik årsbok 2007*, ISSN 0491-7847 ISBN 91-88462-74-9, Skogstyrelsen
- SOU 2005:33, Statens offentliga utredningar (2005), *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*, , ISBN 91-38-22343-0 ISSN 0375-250X, Edita Norstedts tryckeri, Stockholm
- SOU 1992:90, Statens offentliga utredningar (1992), *Biobränsle för framtiden: slutbetänkande av biobränslekommissionen*, Fritzes förlag, Stockholm
- Svebio (2004), "Trädbränslen", *Fokus Bioenergi Nr.2 2004*, Stockholm
- Tarjanne R, Luostarinen K., *Competitiveness of the Electricity Production Alternatives* (Price Level of March 2003), Lappeenranta University of Technology, 2003.
- Togebly, M., Lindboe H., H., Engberg Pedersen, T., (2007), *Steps for improved congestion management and cost allocation for transit*, TemaNord 2007:537, ISBN 978-92-893-1501-2 , Eक्सpressen Tryk & Kopicenter, Nordic Council of Ministers, Köpenhamn 2007
- Trigeorgis, L (1995) *Real Options in Capital Investments: Models, Strategies, and Applications*, Praeger Publishers
- World Energy Council (WEC) (2007), *The Role of Nuclear Power in Europe*, ISBN 0 946121 23 0, London

## Internet

Analysgruppens vid KSU, <http://www.analys.se>

1. *Kärnkraftsopinionen våren 2007*, 2007-06-30, <http://www.analys.se/lankar/opinion/K%E4rnkraftsopinionen%20febr%202007.pdf>

Dagens Nyheter, DN, <http://www.dn.se>

1. *Investera i kärnkraft för att rädda miljön*, K., H Alfsen, G., S Eskeland Dagens Nyheter (2007), 2007-09-06,  
<http://www.dn.se/DNet/jsp/polopoly.jsp?a=628930>

Damadoran A (2003), <http://pages.stern.nyu.edu>

1. *The Promise and Peril of Real Options*, 2007-08-16,  
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdf/papers/realopt.pdf>

Deutch J., E. Moniz, S. Ansolabehere, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, and N. Todreas (2003). <http://web.mit.edu/>

1. *The Future of Nuclear Power. An MIT Interdisciplinary Study*, 2007-03-20,  
<http://web.mit.edu/nuclearpower>

Elforsk, <http://www.elforsk.se>

1. *Ökad konkurrens om skogsråvara*, Bo Rydén (2006) Profu  
[http://www.elforsk.se/nyhet/seminarie/elforskdagen\\_06/dokum\\_elf06/anvand/b\\_ryden.pdf](http://www.elforsk.se/nyhet/seminarie/elforskdagen_06/dokum_elf06/anvand/b_ryden.pdf)

Europaparlamentet, <http://www.europarl.europa.eu>

1. *Rysk-ukrainska gaskrisen "väckarklocka" för EU:s energisektor*, 2007-04-03,  
[http://www.europarl.europa.eu/news/public/story\\_page/051-4119-002-01-01-909-20060109STO04118-2006-02-01-2006/default\\_sv.htm](http://www.europarl.europa.eu/news/public/story_page/051-4119-002-01-01-909-20060109STO04118-2006-02-01-2006/default_sv.htm)

Europeiska kommissionen, <http://ec.europa.eu>

1. *Eurobarometer 2005*, 2007-03-20,  
[http://ec.europa.eu/energy/nuclear/waste/doc/2005\\_06\\_nuclear\\_waste\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/nuclear/waste/doc/2005_06_nuclear_waste_en.pdf)

IAEA, <http://www.iaea.org>

1. *Number of reactors in operation worldwide*, 2007-06-30,  
<http://www.iaea.org/programmes/a2/>
2. *Energy availability factor 2007-09-24*  
<http://www.iaea.org/programmes/a2/>

Kungliga ingenjörsvetenskapsakademiens (IVA) (2002), <http://www.iva.se>

1. *Kärnkraft idag och imorgon*, 2007-04-10,  
<http://www.iva.se/upload/Verksamhet/Projekt/Energiframsyn/karnkraft%20lowres%20V1.pdf>

Mun, J, (2006), <http://www.realoptionsvaluation.com>

1. *Real Options Analysis versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms*, 2007-08-16,  
<http://www.realoptionsvaluation.com/pdf/whitepaperlaymansterm.pdf>

Nordic Energy Perspectives (NEP) hemsida, <http://www.nordicenergyperspectives.org>

1. *Development of the biofuel market - competition regarding the forest resources 2007-09-27*,  
[http://www.nordicenergyperspectives.org/Ten%20perspectives%20kap%206\\_8.pdf](http://www.nordicenergyperspectives.org/Ten%20perspectives%20kap%206_8.pdf)

Nordpool, <http://www.nordpool.com>

1. *Elspot monthly prices*, 2007-06-30,  
<http://www.nordpool.com>
2. *Elcertificate Contract Sweden*, 2007-06.30,  
<http://www.nordpool.com>

Palisade, <http://www.palisade.com>

1. *The decision tools suite 2007-10-05*  
[http://www.palisade-europe.com/decisiontools\\_suite/](http://www.palisade-europe.com/decisiontools_suite/)

Roques, F, A.; Nuttall, W, J; Newbury, D, M, & de Neufville (2005), <http://ardent.mit.edu/>

1. *Nuclear Power: A Hedge Against Uncertain Gas and Carbon Prices*, 2007-03-12,  
[http://ardent.mit.edu/real\\_options/Real\\_opts\\_papers/Roques%20Energy%20Journal%20final.pdf](http://ardent.mit.edu/real_options/Real_opts_papers/Roques%20Energy%20Journal%20final.pdf)

SKGS, <http://www.skgs.org>

1. *Hotet mot elproduktionen*, 2007-05-15,  
[http://www.skgs.org/media/Hoten\\_mot\\_elproduktionen.pdf](http://www.skgs.org/media/Hoten_mot_elproduktionen.pdf)
2. *Om basindustrin*, 2007-05-15,  
<http://www.skgs.org/Default.asp?path=12085&pageid=16566>
3. *7 myter om svensk basindustri*, 2007-05-15,  
<http://www.skgs.org/media/Mytrapport-webb.pdf>

Statistiska centralbyråns (SCB), <http://www.scb.se>

1. *Konsumentprisindex (1980=100), fastställda tal*, 2007-08-25,  
[http://www.scb.se/templates/tableOrChart\\_33847.asp](http://www.scb.se/templates/tableOrChart_33847.asp)

Svensk Kärnbränslehantering (SKB), <http://www.skb.se>

1. *Mängd, egenskaper*, 2007-05-15,  
[http://www.skb.se/default2\\_14881.aspx](http://www.skb.se/default2_14881.aspx)
2. *Slutförvar för använt kärnbränsle*, 2007-05-15,  
[http://www.skb.se/default2\\_14870.aspx](http://www.skb.se/default2_14870.aspx)

Statens kärnkraftinspektions (SKI), <http://www.ski.se>

1. *Om kärnkraft > Kärnkraft > Kärnbränsle, Uran som bränsle i reaktorn*, 2007-05-15,  
<http://www.ski.se/extra/tools/parser/index.cgi?url=/html/parse/index.html&selected=3&mainurl=/page/1/52.html%3F19620>
2. *Om kärnkraft > Kärnavfall > Finansiering > Faktablad om finansiering av kärnavfallet*, 2007-05-15,  
<http://www.ski.se/extra/tools/parser/index.cgi?url=/html/parse/index.html&selected=3&mainurl=/page/1/45.html%3F24128>

Sveriges Riksbank, <http://www.riksbanken.se>

1. *Prisstabilitet*, 2007-08-25,  
<http://www.riksbank.se/templates/Page.aspx?id=8844>
2. *Statsobligationer*, 2007-09-07  
<http://www.riksbank.se/templates/stat.aspx?id=16740>

Söderenergi, <http://www.soderenergi.se>

1. *Kraftvärme vid Igelstaverket*, 2007-05-25,  
[http://www.soderenergi.se/UPLOADED\\_FILES/documents/65.pdf](http://www.soderenergi.se/UPLOADED_FILES/documents/65.pdf)

Tolley G.; D. Jones (2004), <http://www.anl.gov>

1. *The Economic Future Of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago*, 2007-05-30,  
[http://www.anl.gov/Special\\_Reports/NuclEconAug04.pdf](http://www.anl.gov/Special_Reports/NuclEconAug04.pdf)

Vattenfall, <http://www.vattenfall.se>

1. *Årsredovisning 2006*, 2007-05-30,  
[http://www.vattenfall.se/annual-reports/vf\\_se/2006/web-content/pdf/vattenfall\\_arsredovisning\\_2006.pdf](http://www.vattenfall.se/annual-reports/vf_se/2006/web-content/pdf/vattenfall_arsredovisning_2006.pdf)
2. *Produktion*, 2007-05-30,  
[http://www.vattenfall.se/www/vf\\_se/vf\\_se/518304omxva/518334vxrxv/518814vxrxv/519534forism/519804produ/index.jsp](http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/518304omxva/518334vxrxv/518814vxrxv/519534forism/519804produ/index.jsp)
3. *Livscykelanalys – Vattenfalls produktion i Sverige*, 2007-05-30,  
[http://www.vattenfall.se/www/vf\\_se/vf\\_se/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819778milj/P0282331.pdf](http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819778milj/P0282331.pdf)
4. *Vattenfall's views on the electricity market 2006*, 2007-10-04  
[http://www.vattenfall.com/www/vf\\_com/vf\\_com/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/397946elec/P02.pdf](http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/397946elec/P02.pdf)

## Personliga meddelande

Alsparr, J., Projektledare, Fortum ([Kraftvarme.Vartan@fortum.com](mailto:Kraftvarme.Vartan@fortum.com)) 2007-07-10, *Byggtid för kraftvärmeverk*, E-post till Mårten Bergman [e03mabel@stud.slu.se](mailto:e03mabel@stud.slu.se)

Normand, Mattias, Handläggare Avdelningen för systemanalys - Enheten för policyanalys, Energimyndigheten, Telefonintervju 2007-10-04

# Appendix 1: Anläggningsdata

## **Anläggningsdata Kärnkraft**

Vid beräkningarna av kostnaden för kärnkraft har data hämtats från Tarjanne et al studie ”Competitiveness Comparison of the Electricity Production”. Kärnkraftverket har en Eleffekt om 1250 MW och en verkningsgrad på 37 %. Investeringskostnad uppgår till 1900 Euro/kW och i den kostnaden ingår ränta under byggtiden. Kärnkraftverket antas bli byggt bredvid en idag existerande reaktor.

## **Anläggningsdata Kraftvärme**

För beräkningar av bioenergi har data från Elforskrapporten ”El från nya anläggningar” från 2003 använts. Data avser en 80 MW el kraftvärmepanna.

## **Investering**

I investeringskostnaden för kraftvärmepannan ingår alla delar som behövs för en komplett anläggning och kan delas upp i:

- Processutrustning
- Platsbunden utrustning och servicesystem
- Markarbeten och byggnader
- Projektering och administration
- Drifttagning
- Ränta under byggtid

Anläggningen antas uppföras i ett standardläge, det har alltså inte tagits någon hänsyn till speciella lokaliseringssanknutna kostnader. Exempel på kostnader som ej är inkluderade är:

- Anslutning till kraftnätet
- Långa kylvattenkanaler
- Nya anslutningsvägar
- Tomt/markarrende

Dessutom inkluderas inte avvecklingskostnader i investeringskostnaderna.

## **Drift och underhåll**

Drift- och underhållskostnader har en fast och en rörlig del. Den fasta delen är en procentsats av anläggningskostnaden och består till exempel av:

- Personalkostnader
- Försäkring
- Reparationer

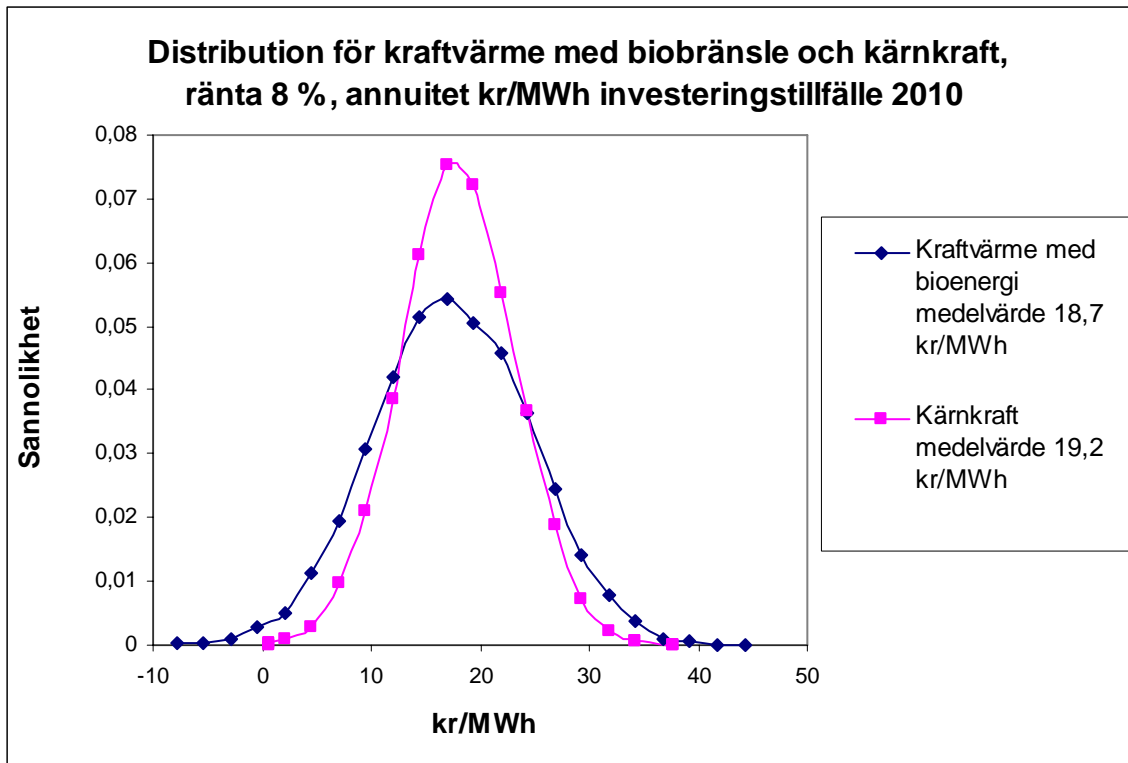
Den rörliga delen beror av hur mycket bränsle som används och uttrycks som en kostnad per MWh bränsle och kan till exempel bestå av kostnader som:

- Förbrukningsmaterial
- Tillsatsmedel, kemikalier
- Vatten, el
- Kostnad för restprodukthantering inklusive skatt.

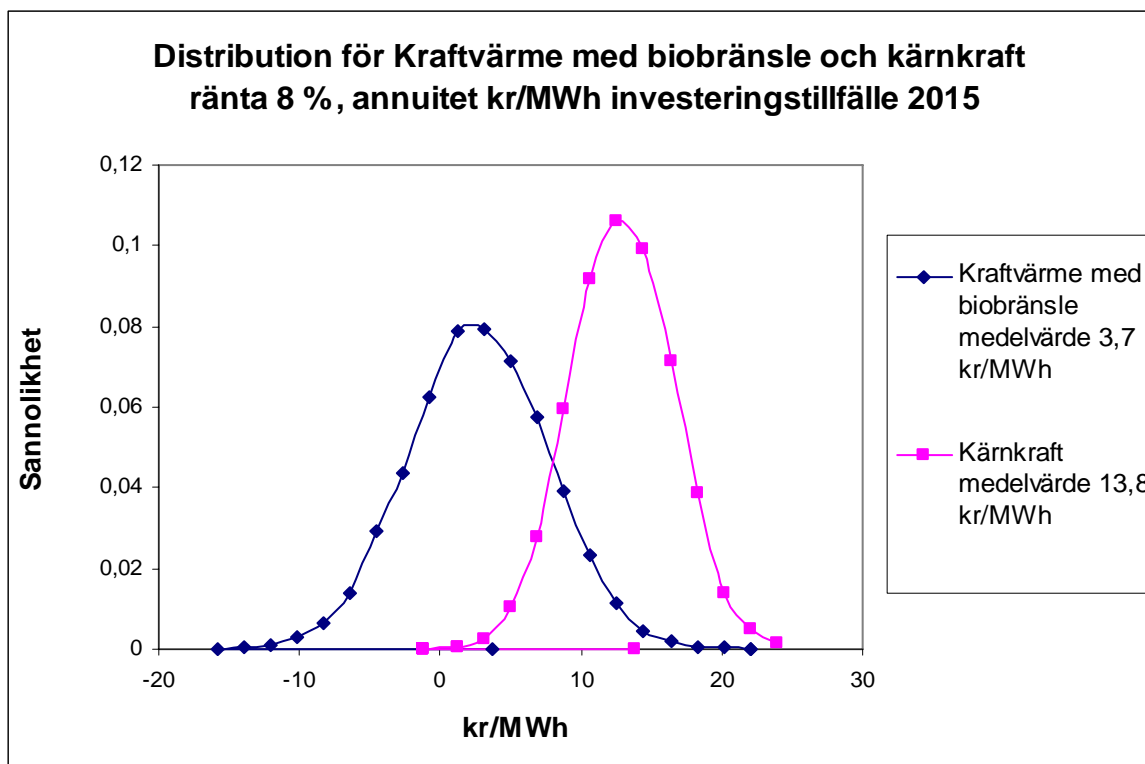
Kostnaden för drift och underhåll baseras på schablonvärden, som stämts av mot verklig tillgänglig statistik.

## Appendix 2: Sannolikhetsfördelningar

Figur 25: Sannolikhetsfördelning för investering år 2010 i ett kraftvärmeverk med biobränsle och ett kärnkraftverk, genomsnittlig annuitet kr/MWh vid 8 % real ränta.



Figur 26: Sannolikhetsfördelning för investering år 2015 i ett kraftvärmeverk med bibränsle och ett kärnkraftverk, genomsnittlig annuitet kr/MW vid 8 % real ränta.





## Appendix 3: Stokastisk dominans

Tabell 13 visar sannolikheten för olika utfall år 2010. Den kumulativa sannolikheten för en investering i kärnkraft är mindre än kraftvärmens i intervallet -10 till 20 kr/MWh. Från och med avkastningen 23 kr/MWh är den kumulativa sannolikheten dock större eller lika stor. Därför går det inte rangordna investeringarna enligt den första ordningens stokastiska dominans. Om summan av den kumulativa sannolikheten jämförs är kärnkraftens summa hela tiden mindre och är att föredra enligt andra ordningens stokastiska dominans.

Tabell 13: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2010 vid 8 % ränta med hjälp av andra ordningens stokastiska dominans.

Investeringstillfälle 2010				
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-10	0	0	0	0
-7	0	0,0002	0	0,0002
-4	0	0,0005	0	0,0007
-1	0	0,0026	0	0,0033
2	0,0005	0,0096	0,0005	0,0129
5	0,0035	0,0267	0,004	0,0396
8	0,0156	0,0678	0,0196	0,1074
11	0,0602	0,14	0,0798	0,2474
14	0,1604	0,2566	0,2402	0,504
17	0,3365	0,4097	0,5767	0,9137
20	0,562	0,5709	1,1387	1,4846
23	0,7667	0,72	1,9054	2,2046
26	0,9013	0,8437	2,8067	3,0483
29	0,9693	0,9251	3,776	3,9734
32	0,9922	0,9688	4,7682	4,9422
35	0,9986	0,9904	5,7668	5,9326
38	1	0,9973	6,7668	6,9299
41	1	0,9994	7,7668	7,9293
44	1	0,9998	8,7668	8,9291
47	1	1	9,7668	9,9291

Vid investeringstillfället år 2015 är den kumulativa sannolikheten för kärnkraften hela tiden mindre än kraftvärmens, se tabell 14. Kärnkraften är av den orsaken att föredra framför kraftvärmens.

Tabell 14: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2015 vid 8 % ränta med hjälp av första ordningens stokastiska dominans.

<b>Investeringstillfälle 2015</b>		
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet	
	Kärnkraft	Kraftvärme
-16	0	0
-13	0	0,0003
-10	0	0,0028
-7	0	0,0154
-4	0	0,0566
-1	0,0002	0,169
2	0,0004	0,3649
5	0,0057	0,6038
8	0,0517	0,8056
11	0,2189	0,9298
14	0,5164	0,9822
17	0,8091	0,9969
20	0,9586	0,9992
23	0,9942	0,9999
26	1	1

När räntan är 6 % är kärnkraft att föredra enligt den första ordningens stokastiska dominans vid både år 2010 och år 2015. I både tabell 15 och tabell 16 är kraftvärmens kumulativa sannolikhet större än kärnkraftens och därför är kärnkraften att föredra för kraftbolaget.

Tabell 15: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2010 vid 6 % ränta med hjälp av andra ordningens stokastiska dominans.

<b>Investeringstillfälle 2010</b>		
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme
34	0	0,0006
41	0	0,0117
48	0,0006	0,0936
55	0,0234	0,3481
62	0,2401	0,6898
69	0,7203	0,9226
76	0,9671	0,9913
83	0,9991	0,9996
85,1	1	0,9998
88,6	1	1

Tabell 16: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2010 vid 6 % ränta med hjälp av första ordningens stokastiska dominans.

<b>Investeringsstillfälle 2015</b>		
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme
14	0	0,001
21	0	0,0258
28	0	0,2358
35	0,0002	0,6887
42	0,023	0,956
49	0,3906	0,9985
56	0,9231	1
63	0,9995	1
64,4	1	1

Vid 10 % ränta är medelvärdet för investeringarna negativa vid både år 2010 och år 2015. Tabell 17 visar att det inte går att rangordna investeringarna år 2010 med stokastisk dominans då kärnkraftens summa av summa av den kumulativa sannolikheten först är mindre än kraftvärmens men vid högre avkastning är större.

Tabell 17: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2010 vid 10 % ränta med hjälp av stokastisk dominans. Tabellen visar att det inte går att rangordna investeringarna

<b>Investeringsstillfälle 2010</b>						
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativ sannolikheten		Summan av summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-41	0	0,0004	0	0,0004	0	0,0004
-35	0,0085	0,0075	0,0085	0,0079	0,0085	0,0083
-29	0,1211	0,0631	0,1296	0,071	0,1381	0,0793
-23	0,5097	0,2594	0,6393	0,3304	0,7774	0,4097
-17	0,8846	0,592	1,5239	0,9224	2,3013	1,3321
-11	0,9923	0,8683	2,5162	1,7907	4,8175	3,1228
-5	0,9999	0,9798	3,5161	2,7705	8,3336	5,8933
-2	1	0,9948	4,5161	3,7653	12,8497	9,6586
4	1	0,9996	5,5161	4,7649	18,3658	14,4235
7,3	1	1	6,5161	5,7649	24,8819	20,1884

År 2015 är dock kärnkraften att föredra enligt den andra ordningens stokastiska dominans. Tabell 18 visar att summan av den kumulativa sannolikheten för kärnkraften aldrig överstiger kraftvärmens vilket medför att kärnkraften är ett bättre alternativ.

Tabell 18: Rangordning av kärnkrafts och kraftvärmeinvestering år 2010 vid 10 % ränta med hjälp av andra ordningens stokastiska dominans. Tabellen visar att båda investeringarna ger ett negativt utfall. Kärnkraften är dock att föredra enligt andra ordningens stokastiska.

<b>Investeringsstillfälle 2015</b>				
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikheten		Summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-36	0	0,0001	0	0,0001
-27	0	0,0253	0	0,0254
-21	0,0087	0,3021	0,0087	0,3275
-18	0,0876	0,578	0,0963	0,9055
-15	0,3473	0,8135	0,4436	1,719
-12	0,7032	0,9445	1,1468	2,6635
-9	0,932	0,9897	2,0788	3,6532
-6	0,9926	0,9986	3,0714	4,6518
-3	0,9999	0,9997	4,0713	5,6515
-1	1	1	5,0713	6,6515

## Appendix 4: Input till Reala optioner

Tabell 19: Visar de olika variablerna i den 3-åriga optionen

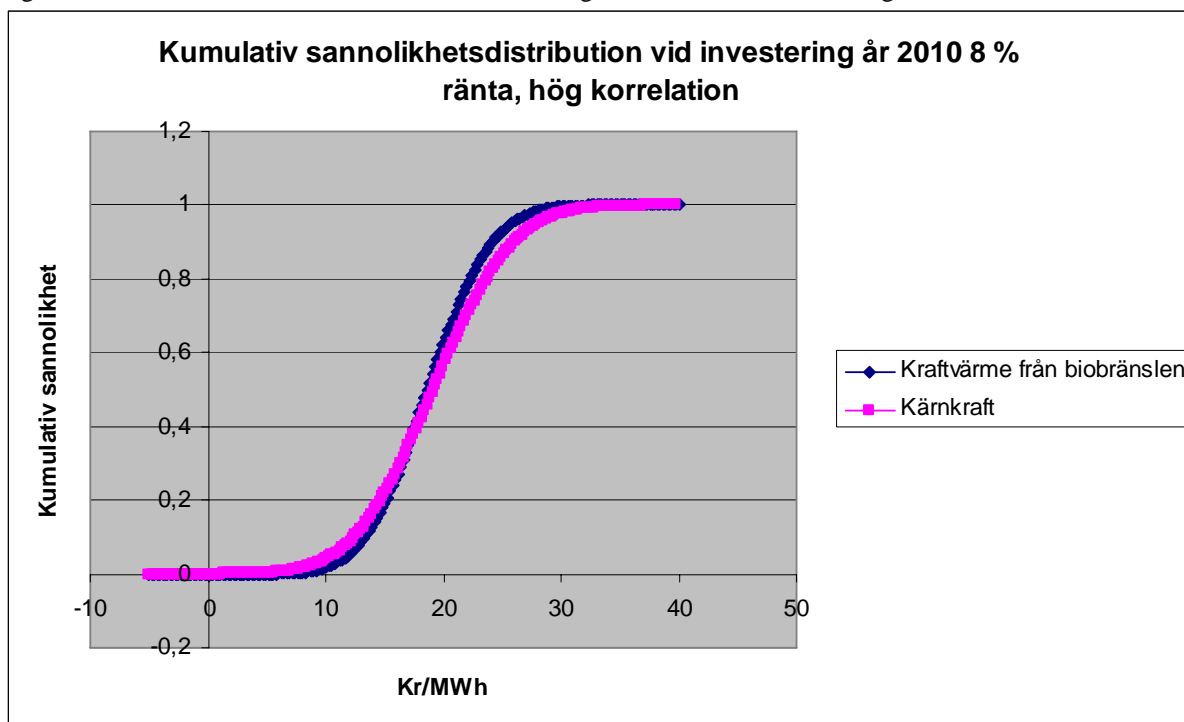
<b>3-årig option investeringstillfälle 2010</b>	
<b>Input parameters</b>	
Annual risk-free rate	0,021
Current value of underlying	19,2
Exercise price	18,7
Life of options in years	3
Annual standard deviation	0,27
Number of steps per year	1
<b>Calculated parameters</b>	
Up movement per step	1,309964
Down movement per step	0,763379
One plus nominal risk-free rate	1,021
Risk-neutral probability (up)	0,432907
Risk-neutral probability (down)	0,567093

Tabell 20: Visar de olika variablerna i den 8-åriga optionen

<b>8-årig option investeringstillfälle 2015</b>	
<b>Input parameters</b>	
Annual risk-free rate	0,022
Current value of underlying	13,8
Exercise price	3,7
Life of options in years	8
Annual standard deviation	0,26
Number of steps per year	1
<b>Calculated parameters</b>	
Up movement per step	1,29693
Down movement per step	0,771052
One plus nominal risk-free rate	1,022
Risk-neutral probability (up)	0,435364
Risk-neutral probability (down)	0,564636

## Appendix 5: Resultat vid olika korrelation

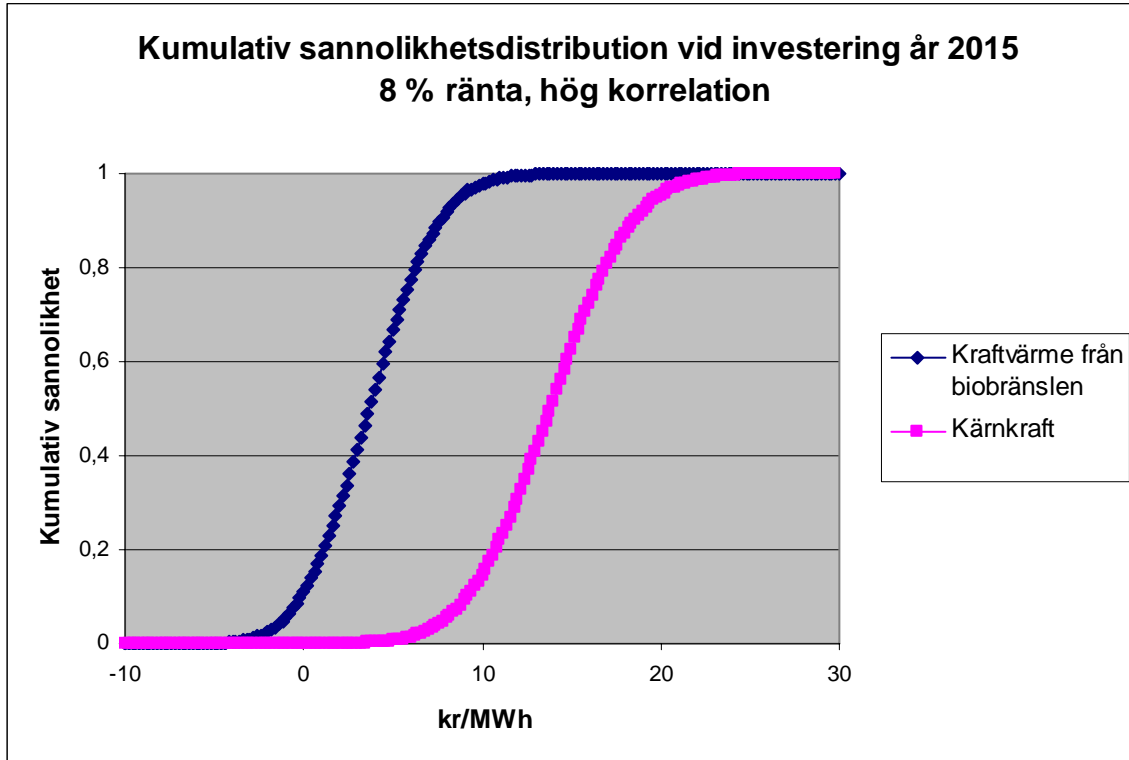
Figur 27: Den kumulativa sannolikheten för investering 2010 vid 8 % ränta och hög korrelation



Tabell 21: Visar sannolikheten för olika utfall för investering 2010 med 8 % ränta och hög korrelation. Investeringarna går inte att rangordna med stokastisk dominans.

Investeringstillfälle 2010 (Hög korrelation)						
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativa sannolikheten		Summan av Summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-5	0	0	0	0	0	0
-0,5	0,0001	0	0,0001	0	0,0001	0
4	0,0021	0	0,0022	0	0,0023	0
9,4	0,0318	0,012	0,034	0,012	0,0363	0,012
13	0,1208	0,088	0,1548	0,1	0,1911	0,112
17,5	0,3768	0,3928	0,5316	0,4928	0,7227	0,6048
19,3	0,5107	0,5608	1,0423	1,0536	1,765	1,6584
22	0,7007	0,7795	1,743	1,8331	3,508	3,4915
26,5	0,9129	0,9639	2,6559	2,797	6,1639	6,2885
29,2	0,9689	0,993	3,6248	3,79	9,7887	10,0785
32,8	0,9946	0,9998	4,6194	4,7898	14,4081	14,8683
34,6	0,9984	0,9999	5,6178	5,7897	20,0259	20,658
37,3	0,9998	1	6,6176	6,7897	26,6435	27,4477
39,55	1	1	7,6176	7,7897	34,2611	35,2374

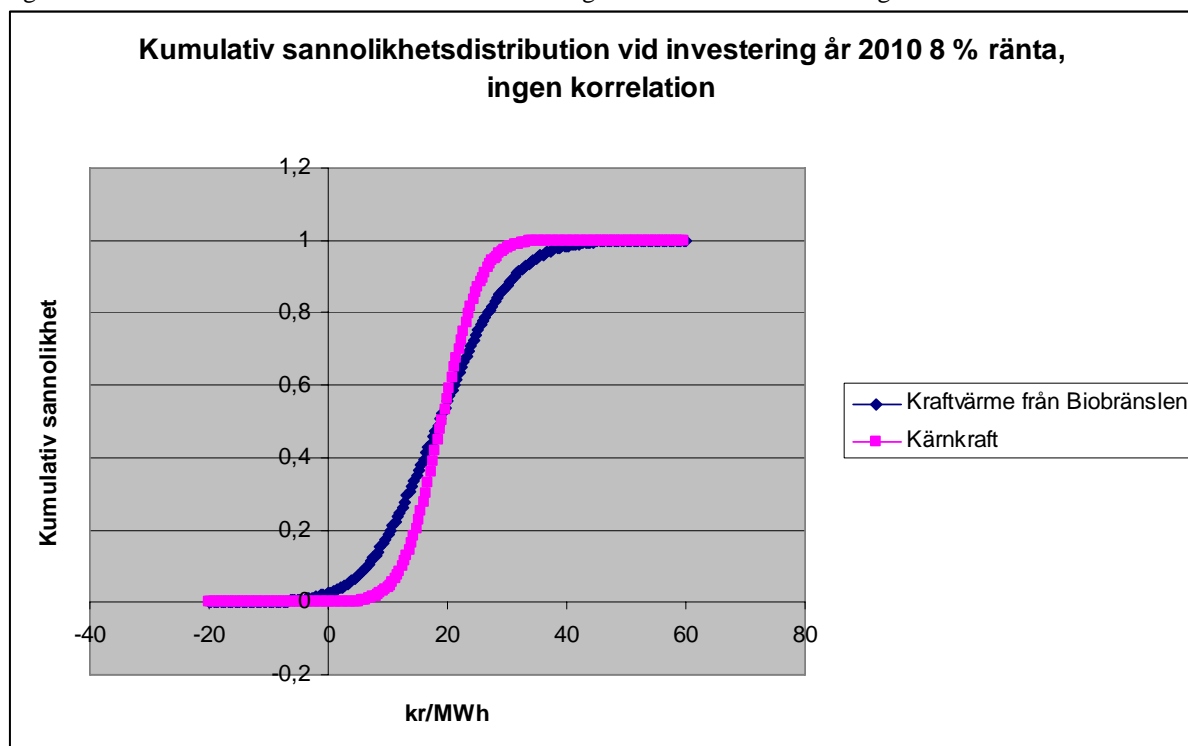
Figur 28: Den kumulativa sannolikheten för investering 2015 vid 8 % ränta och hög korrelation.



Tabell 22: Den kumulativa sannolikheten för investeringarna. Kärnkraften är att föredra enligt den första ordningens stokastiska dominans.

Investeringstillfälle 2015 (Hög korrelation)		
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet	
	Kärnkraft	Kraftvärme
-7	0	0
-4	0	0,00359378
-1	0	0,05590691
2	0,0003	0,29233228
5	0,0065	0,66657011
8	0,0536	0,91896928
11	0,2201	0,98981719
14	0,5148	0,99915109
17	0,8083	1
20	0,9533	1
23	0,9933	1
26	0,9997	1
29	1	1

Figur 29: Den kumulativa sannolikheten för investering 2015 vid 8 % ränta och ingen korrelation.

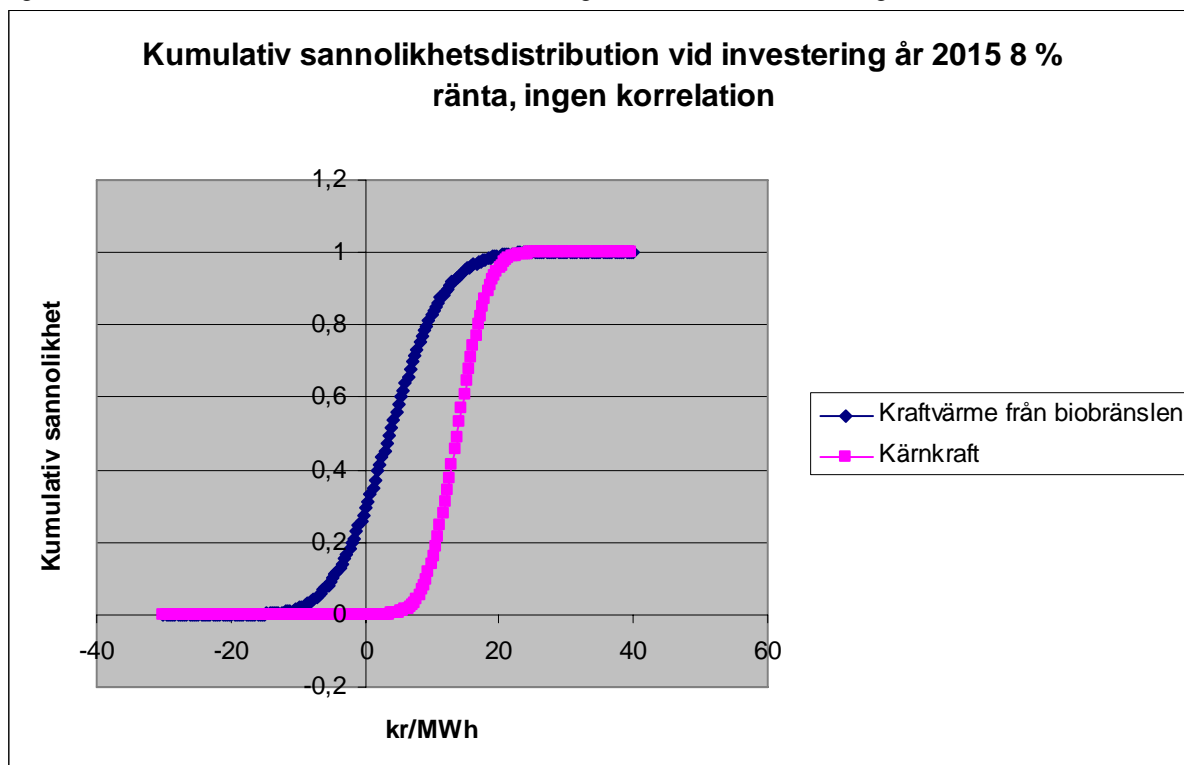


Tabell 23: Sannolikheten för olika utfall för investering 2010 vid 8 % ränta och ingen korrelation. Tabellen visar att kärnkraften är att föredra enligt den andra ordningens stokastiska dominans eftersom kraftvärmens summa av kumulativa sannolikheten hela tiden är större än kärnkraftens.

Investeringsfall 2010 (Ingen korrelation)				
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-20	0	0	0	0
-14	0	0,000314	0	0,000314
-8	0	0,002473	0	0,002787
-4	0	0,008561	0	0,011348
0	0	0,025268	0	0,036616
4	0,0011	0,060173	0,0011	0,096789
8	0,0181	0,131516	0,0192	0,228304
12	0,086	0,24819	0,1052	0,476495
16	0,2751	0,395329	0,3803	0,871824
20	0,562	0,55406	0,9423	1,425884
24	0,8185	0,711124	1,7608	2,137008
28	0,9501	0,830544	2,7109	2,967552
32	0,9905	0,914008	3,7014	3,88156
36	0,9992	0,961528	4,7006	4,843088
40	1	0,98508	5,7006	5,828168
44	1	0,995099	6,7006	6,823267
48	1	0,998602	7,7006	7,821869
52	1	0,999583	8,7006	8,821453
56	1	1	9,7006	9,821453



Figur 30: Den kumulativa sannolikheten för investering 2015 vid 8 % ränta och ingen korrelation.



Tabell 24: Sannolikheten för olika utfall för investering 2015 vid 8 % ränta och ingen korrelation. Tabellen visar att kärnkraften är att föredra enligt den andra ordningens stokastiska dominans eftersom kraftvärmens summa av kumulativa sannolikheten hela tiden är större än kärnkraftens.

Investeringstillfälle 2015 (ingen korrelation)				
Avkastning annuitet kr/MWh	Kumulativ sannolikhet		Summan av kumulativa sannolikheten	
	Kärnkraft	Kraftvärme	Kärnkraft	Kraftvärme
-23	0	0	0	0
-16	0	0,00101767	0	0,00101767
-9	0	0,0250479	0	0,02606557
-2	0	0,19674821	0	0,22281378
5	0,0066	0,58058929	0,0066	0,80340307
12	0,3114	0,3114	0,318	1,11480307
19	0,9227	0,9227	1,2407	2,03750307
26	0,9994	0,99938899	2,2401	3,03689206
33	1	1	3,2401	4,03689206

## Appendix 6: Definitioner på optioner

- Option att överge (Option to abandon)  
Om marknadsvillkoren försämrats kan företaget överge projektet och istället sälja det för restvärdet. Optionen kan vara användbar i kapitalintensiv industri som flygindustrin och tågindustrin samt vid utveckling av nya produkter på osäkra marknader (Trigeorgis 1995). Den ger innehavaren rätt att överge ett projekt för ett förutbestämt pris. Optionen är en amerikansk säljoption.
- Option att minska (Option to contract)  
Om marknaden är sämre än förväntat finns det möjlighet att minska på produktionskapaciteten. Flexibiliteten ger möjlighet att minska förlusten genom att optionen ger möjlighet att sälja delar av projektet. Optionen att minska är precis som optionen att öka speciellt värdefull vid introduceringen av en ny produkt på en osäker marknad. Den är även användbar vid val av olika teknologier och fabriker med olika fördelning mellan bygg- och underhållskostnader. Det kan vara fördelaktigt att bygga en fabrik med lägre byggkostnader och högre underhållskostnader för att ha möjlighet att minska produktion och underhåll om marknadsförhållandena är dåliga. (Trigeorgis 1995)
- Option att öka (Option to expand)  
Ett investeringsprojekt med möjlighet att öka kan ses som en grundinvestering med en köpoption på en framtida investering. Optionen kan även ha strategisk betydelse om det möjliggör framtida tillväxt möjligheter för ett företag. När ett företag köper ny mark eller bygger en mindre fabrik i ett nytt geografiskt område för att positionera sig är en option att öka ofta nödvändig för att investeringen ska vara lönsam. Om optionen inte skulle inkluderas i investeringen finns risk att projektet inte skulle genomföras eftersom den initiala investeringen själv kan vara olönsam. (Trigeorgis 1995)
- Option att förlänga  
Innebär att innehavaren har en möjlighet att förlänga projektet mot en förutbestämd kostnad. (Copeland & Antikarov 2003)
- Option att byta  
Optionen är en blandning av amerikanska köp- och säljoptioner och ger möjlighet till att stoppa en verksamhet som är i drift mot en förutbestämd kostnad och sedan starta för en annan förutbestämd kostnad. Ett exempel är gasturbiner som startas när elpriset är högt och slås av när elpriset är lågt. (Copeland & Antikarov 2003)
- Option att investera stegvis  
När ett företag bygger en fabrik kan det ske i olika faser t.ex. designfas, ingenjörfas, och byggfas. Företaget har möjlighet att avbryta eller skjuta upp projektet vid slutet av varje fas. Varje fas kan utformas till en option som beror av hur företaget utnyttjat optionerna i tidigare faser. Det är alltså en option på optioner. (Copeland & Antikarov 2003)
- Option med flera osäkerheter  
Vid genomförandet av projekt kan det finnas olika separata risker. Exempelvis kan forskning och utveckling både innehålla en ekonomisk osäkerhet och en teknisk

osäkerhet. Det förekommer att optioner att investera stegvis kombineras med optioner med flera osäkerheter. (Copeland & Antikarov 2003)

## Appendix 7: Sannolikhetsfördelningar för priserna

Tabell 25: Sannolikhetsfördelningarna för priserna från @Risk.

<b>Bibränsle 2010</b>		<b>Elcertifikatpriser 2010</b>		<b>Elpris 2010</b>		<b>Kärnbränslepris 2010</b>	
Function	168,7722294	Function	210,7180786	Function	0,514970467	Function	36,54801269
Minimum	108	Minimum	100	Minimum	0,36	Minimum	33
Maximum	239	Maximum	400	Maximum	0,65	Maximum	40,4
Mean	168,772 [est]	Mean	210,72 [est]	Mean	0,51497 [est]	Mean	36,5480 [est]
Mode	156,093 [est]	Mode	199,79 [est]	Mode	0,49953 [est]	Mode	35,8700 [est]
Median	165,54	Median	206,2	Median	0,51192	Median	36,3597
Std. Dev	29,102 [est]	Std. Dev	44,669 [est]	Std. Dev	0,061549 [est]	Std. Dev	1,5412 [est]
Variance	846,952 [est]	Variance	1995,35 [est]	Variance	0,0037883 [est]	Variance	2,3752 [est]
Skewness	0,3598 [est]	Skewness	0,6769 [est]	Skewness	0,1075 [est]	Skewness	0,4145 [est]
Kurtosis	2,4183 [est]	Kurtosis	3,8496 [est]	Kurtosis	2,3519 [est]	Kurtosis	2,5024 [est]
Left X	125,7	Left X	145,3	Left X	0,417	Left X	34,299
Left P	5,00 %	Left P	5,00 %	Left P	5,00 %	Left P	5,00 %
Right X	222,8	Right X	292,5	Right X	0,6224	Right X	39,451
Right P	95,00 %	Right P	95,00 %	Right P	95,00 %	Right P	95,00 %
Diff. X	97,1262	Diff. X	147,2737	Diff. X	0,2054	Diff. X	5,1519
Diff. P	90,00 %	Diff. P	90,00 %	Diff. P	90,00 %	Diff. P	90,00 %

Pris: 100:- (exkl. moms)

Tryck: SLU, Institutionen för ekonomi, Uppsala 2007

---

*Distribution:*

Sveriges lantbruksuniversitet  
Institutionen för ekonomi  
Box 7013  
750 07 Uppsala  
Tel 018-67 2165

Swedish University of Agricultural Sciences  
Department of Economics  
P.O. Box 7013  
SE-750 07 Uppsala, Sweden  
Fax + 46 18 673502