

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**  
**Bergen, våren 2007**

**Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Økonomisk styring**  
**Veileder: Professor Frøystein Gjesdal**

**Regnskapsmessig behandling av sikring i kraftbransjen**  
**- under IAS 39**

av  
Kjell Erik Berggren og Alfred Reitan

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

I denne utredningen har vi vurdert den regnskapsmessige behandlingen av sikring i kraftbransjen for selskap som rapporterer i henhold til IFRS/IAS.

Vi har drøftet:

- risikokildene i kraftbransjen,
- markedet
- kontraktene.
- argumenter for og mot risikostyring,
- selskapenes strategi og risikostyring,
- Relevante regnskapsmessige problemstillinger

På bakgrunn av dette kan vi konkludere:

- Enkelte bestemmelser er uklare og åpner dermed for bruk av skjønn. (spesielt NPNS unntaket)
- Reglene fører til inkonsistent måling av enkelte sikringsinstrument og sikringsobjekt i sikringsforhold. Dette kan medføre at resultatene fremstår som mer volatile.
- Sikringsvurdering kan løse dette, men på grunn av de strenge effektivitets- og dokumentasjonskravene, så er selskapene motvillige til å benytte sikringsvurdering.

Dette fører til redusert regnskapskvalitet, og at regnskapene til tider ikke gjenspeiler den underliggende økonomiske situasjon. Ved å lette på kravene til sikringsbokføring vil man kunne rette på dette.

## Forord

Gjennom arbeidet med denne utredningen har vi fått et godt innblikk i en regnskapsverden som vi tidligere bare kjente konturene av. Vi var lenge i tvil om hvilket tema vi skulle konsentrere oss om. Utgangspunktet vårt var at vi ønsket å skrive om regnskapsmessige problemstillinger innen kraftbransjen. Ideen om IAS 39 og regnskapsmessig behandling av sikring i kraftbransjen var det vår inspirerende veileder Frøystein Gjesdal som kom med. Etter en noe nølende aksept, gikk vi løs på dette krevende temaet med optimisme og entusiasme. I løpet av prosessen har vår oppfatning av IAS 39 endret seg fra å være kompleks og omfattende, til utfordrende og mangelfull. Arbeidet med utredningen har vært krevende, interessant og etter hvert også morsomt.

Vi vil med dette rette en stor takk til Frøystein Gjesdal for meget interessant, kunnskapstung og lærerik veiledning. Han har stilt opp for oss til det ytterste og vært en meget god diskusjonspartner. Hans kommentarer har vist oss veien tilbake når vi har snublet i paragrafene.

Kjell Erik ønsker også å rette en takk til:

- Elisabeth. Uten din støtte ville jeg aldri ha kunnet gjennomføre dette.
- Victoria. Takk for at du er en solstråle.

Alfred takker sin kjære kone Åshild for god støtte, omtanke og tålmodighet. Det skal bli en drøm å endelig få mer tid med deg, og vår kommende sønn.

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>6</b>
1.1	Motivasjon bak utredningen.....	6
1.2	Presentasjon av problemstillingen.....	6
1.3	Struktur .....	7
<b>2</b>	<b>Grunnleggende forskjeller mellom IFRS og NGAAP .....</b>	<b>9</b>
<b>DEL 1: TEORI .....</b>		<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Risikokilder i kraftbransjen .....</b>	<b>11</b>
3.1	Definisjon risiko.....	11
3.2	Risikokilder i kraftbransjen.....	12
3.2.1	Tilsigsrisiko.....	12
3.2.2	Markedsrisiko.....	13
3.2.3	Finansiell risiko.....	13
3.2.4	Operasjonell Risiko:.....	14
3.2.5	Annen Risiko.....	15
<b>4</b>	<b>Nærmere om marked og kontrakter .....</b>	<b>16</b>
4.1	Engrosmarkedet .....	17
4.1.1	Det fysiske engrosmarkedet .....	17
4.1.1.1	Bilaterale kontrakter .....	17
4.1.1.2	Spothandel .....	18
4.1.1.3	Regulerkraftmarkedet .....	19
4.1.2	Det finansielle markedet.....	20
4.1.2.1	Futures .....	20
4.1.2.2	Forwards .....	22
4.1.2.3	Contracts for Differences (CfDs).....	24
4.1.2.4	Opsjoner.....	25
4.2	Sluttbrukermarkedet.....	26
4.2.1	Standard variabel kontrakt .....	27
4.2.2	Spotpriskontrakter.....	28
4.2.3	Fastpriskontrakter.....	29
4.2.4	Andre kontraktstyper.....	30
4.2.4.1	Kontrakter med pristak: .....	30
4.2.4.2	Kombikraft: .....	31
4.2.4.3	Forvaltningsavtaler: .....	31
4.2.4.4	Fastpris med returrett.....	31
4.2.4.5	Bilaterale sluttbrukerkontrakter .....	32
4.3	Konsesjonskraft.....	32
<b>5</b>	<b>Risikostyring .....</b>	<b>34</b>
5.1	Hva er risikostyring?.....	34
5.2	Kraftforetakenes formål .....	35
5.3	Argumenter for risikostyring .....	36
5.3.1	Kostnader knyttet til finansielt stress og konkurs.....	37
5.3.1.1	Omfanget av konkurskostnader .....	37
5.3.1.2	Direkte konkurskostnader.....	38
5.3.1.3	Indirekte konkurskostnader.....	38
5.3.1.4	Tapte investeringsmuligheter.....	38
5.3.1.5	Bæreevne for gjeld.....	39
5.3.2	Kostnader ved stor og udiversifisert eier.....	40
5.3.2.1	Hjemfall .....	40

5.3.2.2	Stor udiversifisert eier.....	41
5.3.3	Agentkostnader .....	41
5.3.4	Kostnader knyttet til manglende bruk av sikringsvurdering.....	42
5.3.4.1	Kapitalkostnad .....	43
5.3.5	Effektiv selskapsbeskatning .....	44
5.4	Argumenter mot risikostyring .....	44
5.4.1	Transaksjonskostnader .....	45
5.4.2	Administrasjonskostnader .....	45
5.4.3	Overvåkningskostnader.....	45
5.4.4	Kostnader til regnskapsmessig behandling av sikring.....	46
5.4.5	Kostnader ved redusert oppside .....	46
5.5	Strategi innen kraftbransjen .....	47
5.6	Organisering av risikostyringen .....	49
5.7	Håndtering av risikoen .....	50
5.7.1	Markedsrisiko.....	50
5.7.2	Tilsigsrisiko.....	50
5.7.3	Operasjonell risiko .....	51
5.7.4	Finansiell risiko.....	51
5.7.4.1	Renterisiko.....	51
5.7.4.2	Valutarisiko .....	52
5.7.4.3	Likviditetsrisiko.....	53
5.7.4.4	Kredittrisiko.....	53
5.7.5	Risiko knyttet til generelle rammebetingelser og politiske beslutninger.....	54
5.7.6	Annen risiko.....	55
5.8	Oppsummering.....	55
<b>6</b>	<b>Finansielle instrumenter i henhold til IAS 39 .....</b>	<b>56</b>
6.1	Definisjon av finansielle instrument .....	56
6.2	Vilkår for at ”ikke finansielle instrumenter” kommer innenfor standarden.....	59
6.2.1	Netto finansielt oppgjør.....	59
6.2.2	Praksis å gjøre opp kontrakter netto finansielt .....	61
6.3	Opsjoner.....	61
6.4	Normal Purchase Normal Sale unntaket (NPNS-unntaket).....	62
6.5	Definisjon av derivat.....	63
6.6	Innebygde derivater.....	64
6.7	§ 9 Forskjellige typer finansielle instrumenter.....	66
6.7.1	Hvor bokstavelig skal § 9 tolkes: .....	67
6.8	Måling.....	68
6.8.1	Måling ved anskaffelse.....	68
6.8.2	Senere målinger.....	68
6.9	Fair value option .....	69
<b>7</b>	<b>Sikringsvurdering.....</b>	<b>71</b>
7.1	Hvilke kriterier må tilfredsstilles etter IAS 39 for sikringsvurdering?.....	71
7.1.1	Hva innebærer det at en fremtidig transaksjon må være svært sannsynlig?.....	72
7.1.1.1	Hva sier § F.3.7 i Implementation Guidance? .....	73
7.1.2	Sikringseffektivitet .....	75
7.1.2.1	Hvor ofte må sikringseffektiviteten evalueres? .....	76
7.1.3	Sikringsnivå.....	76
7.2	Hva kan sikres (sikringsobjekter) IAS 39.78?.....	77
7.2.1	Valutasikring .....	78
7.2.2	Portefølje av sikringsobjekter i sikringsrelasjon .....	79
7.3	Sikringsinstrument .....	79
7.4	Typer av sikring .....	80
7.4.1	Kontantstrømsikring (Cash Flow hedge).....	80
7.4.1.1	Regnskapsmessig behandling av Kontantstrømssikring .....	81
7.4.2	Virkelig verdi sikring (Fair value hedge).....	84
7.4.2.1	Regnskapsmessig behandling av virkelig verdi sikring.....	85
7.4.3	Sikring av nettoinvesteringer i utenlandsk virksomhet .....	86
7.5	Hvordan håndtere interne sikringsrelasjoner under IAS 39? .....	86

7.5.1	Ophør av sikringsvurdering.....	87
<b>DEL 2: ANVENDELSE AV IAS 39.....</b>		<b>90</b>
<b>8</b>	<b>Hvordan skal kraftkontraktene behandles.....</b>	<b>90</b>
8.1	Finansielle vs fysiske varekontrakter .....	92
8.2	Finansielle Forwards .....	93
8.3	Fysiske Forwards .....	93
8.3.1	Er kontrakten omfattet av NPNS unntaket? .....	94
8.3.1.1	FASB's tolkning av NPNS .....	94
8.3.1.2	Kapasitetskontrakt .....	98
8.4	Fastprisavtaler mot sluttbruker.....	99
8.4.1	Kan underliggende raskt byttes til kontanter? .....	99
8.4.2	Er fastpriskontraktene en utstedt opsjon.....	100
8.4.3	Er Fastpriskontrakten en terminkontrakt.....	102
8.5	Klassifisering av finansielle instrumenter .....	103
<b>9</b>	<b>Sikringsvurdering.....</b>	<b>105</b>
9.1.1	Motsvarende virkning .....	105
9.1.2	Dokumentasjon på sikringsforholdet.....	106
9.1.3	Hvordan evaluere sikringseffektivitet .....	107
<b>10</b>	<b>Beholdning av finansielle instrumenter .....</b>	<b>110</b>
10.1.1	Vann som råvare.....	110
10.1.1.1	Netto realiserbar Verdi .....	112
10.1.1.2	Vann det samme som beholdning av kraft.....	112
<b>DEL 3: EMPIRI – PRAKSIS I BRANSJEN? .....</b>		<b>114</b>
<b>11</b>	<b>Resultat fra spørreundersøkelsen .....</b>	<b>114</b>
11.1	Hvorfor benytter ikke bransjen sikringsvurdering under ias 39? .....	116
11.1.1	Dokumentasjonskravene.....	116
11.2	Effektivitetskravene .....	118
<b>12</b>	<b>Oppsummering og Konklusjoner .....</b>	<b>120</b>
<b>13</b>	<b>Kildeliste: .....</b>	<b>122</b>
<b>14</b>	<b>Figurer .....</b>	<b>125</b>
<b>15</b>	<b>Appendiks.....</b>	<b>126</b>
15.1	Appendiks A .....	127
15.1.1	Test 1: Dollar Offset test – 90 dagers kumulativ – 1 års tidsserie 2006-2007 .....	127
15.1.2	Test 2: Dollar Offset test – 90 dagers kumulativ – 3 års tidsserie 2003-2005 .....	128

# 1 Innledning

## 1.1 Motivasjon bak utredningen

I forbindelse med at vi vurderte å foreta en verdsettelse av et kraftselskap støtte vi på problemstillingen rundt vurdering av sikring i kraftsektoren. Vi ble raskt klar over at reglene rundt sikringsvurdering kan få betydning på resultatene som fremlegges, og derigjennom på verdien av selskapet. Det virket som det var et spennende problemområde, hvor det ikke forelå klare entydige retningslinjer for hvordan sikringsforhold skulle rapporteres. Vi fikk derfor lyst til å undersøke problemstillingen nærmere.

## 1.2 Presentasjon av problemstillingen

Temaet for denne utredningen er den regnskapsmessige behandlingen av sikring for selskap i kraftbransjen som rapporterer i henhold til IFRS.

IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement, regulerer hvordan finansielle instrumenter, og driftsmidler som har egenskaper tilsvarende finansielle instrumenter skal bokføres. Den regulerer også hvilke kriterier som må oppfylles for at man kan benytte sikringsbokføring, og hvordan denne sikringsbokføringen skal utføres.

I henhold til IAS 39 kan man ved sikringsforhold benytte sikringsvurdering.

Sikringsvurdering innebærer at man kun rapporterer nettoeffekten av sikringsinstrumentet og sikringsobjektet.

IFRS har meget omfattende krav som må oppfylles for at det skal være anledning til å benytte sikringsvurdering. Hvis man først oppfyller kravene til sikringsvurdering, så foreligger det ikke noe krav om at man må benytte sikringsvurdering, man har i så tilfelle valgfrihet.

Hvis man ikke oppfyller kravene til sikringsvurdering vil sikringsobjektet og sikringsinstrumentet behandles separat i henhold til de øvrige bestemmelsene i IFRS/IAS.

Vi vil i denne utredningen drøfte bakgrunnen for at selskapene benytter sikring, problemer knyttet til sikringsvurdering. Vi vil også drøfte hvordan de forskjellige kontraktene i kraftsektoren skal behandles dersom de ikke oppfyller kravene til sikringsvurdering. Der hvor

det foreligger klare regler vil vi omtale dette, og der hvor reglene er mer uklare vil vi drøfte mulige tolkninger.

Vi vil også drøfte problemer knyttet til inkonsistent behandling mellom sikringsinstrument og sikringsobjekt, og hvordan sikringsvurdering vil avhjelpe denne situasjonen.

### 1.3 Struktur

Vi vil i kapittel 2 redegjøre for de grunnleggende forskjellene mellom regnskapsloven og IFRS/IAS.

I DEL 1 vil vi drøfte den sentrale teorien og egenskaper knyttet til markedssituasjon og sikring i kraftbransjen.

I kapittel 3 vil vi redegjøre for de forskjellige risikokildene i kraftbransjen. Her redegjør vi også for definisjonen av risiko.

Kapittel 4 omhandler markedssituasjonen og, risikoen som knyttes opp imot de forskjellige kontraktene.

Kapittel 5 drøfter hva som menes med risikostyring, og argumenter for og mot risikostyring. Vi har også sett på strategiene til noen selskap for å kartlegge risikopreferansene deres. Vi ønsket her å se om det var mulig å danne seg noe bilde av om selskapet benyttet sikring, og hva som eventuelt var motivet for å benytte sikring. Vi ønsket også å avdekke hvordan de organiserte risikostyringen, og hvordan de håndterer de forskjellige risikokildene som de er utsatt for.

I kapittel 6 foretar vi en gjennomgang av de sentrale bestemmelsene i IAS 39 som er knyttet til behandlingen av finansielle instrumenter. Bakgrunnen for dette er at hvis man ikke velger å benytte sikringsvurdering på sikringsforholdet, så vil disse bestemmelsene være sentrale for den regnskapsmessige behandlingen av sikringsobjekt og sikringsinstrument

Kapittel 7 inneholder de sentrale bestemmelsene rundt sikringsvurdering, og dokumentasjonkrav for å kunne benytte sikringsvurdering. Herunder kravet om



sikringseffektivitet, og hvordan denne kan måles. Vi omtaler også de forskjellige typene av sikringsforhold.

I DEL 2 drøfter vi anvendelsen av IAS 39 på problemstillingene som vi har skissert innledningsvis.

I kapittel 8 drøfter vi hvilke kontrakter som er omfattet av IAS 39, og hvilke som er utenfor virkeområdet. Vi drøfter om kontraktene kan gjøres opp kontant, om de er en utstedt opsjon, og om de eventuelt omfattes av NPNS unntaket, eller om det er kjøp på termin.

I kapittel 9 drøftes hva som skal til for å oppfylle kravene til sikringsvurdering. Her viser vi et forslag til hvordan dokumentasjonskravet kan oppfylles, og vi viser også hvordan man kan utføre en dollar-offset test for å dokumentere sikringseffektivitet.

Kapittel 10 inneholder drøftelse av hvordan vann i magasinene skal behandles.

I DEL 3 har vi foretatt en empirisk undersøkelse av hva som er praksis i bransjen. Vi har foretatt en spørreundersøkelse for å avdekke praksis i bransjen, og hvorfor sikringsvurdering ikke benyttes av selskapene som rapporterer i henhold til IAS. Dette er omtalt i kapittel 11.

I kapittel 12 har vi oppsummert resultatene vi har avdekket, og på bakgrunn av dette trukket noen konklusjoner.

## 2 Grunnleggende forskjeller mellom IFRS og NGAAP

Det har de senere årene skjedd store endringer i hvordan regnskap skal utarbeides. I Norge har vi fått en ny regnskapslov, og innen IFRS har det også skjedd store endringer de seneste årene. Regnskapsloven og IFRS har et veldig forskjellig utgangspunkt. Regnskapsloven har et resultatfokus. Det vil si et fokus på når opptjening finner sted, og et krav om sammenstilling mellom inntekt og kostnad, som medfører at tilhørende kostnad til inntekten skal føres i samme periode. IFRS tar utgangspunkt i balansen, og fokuserer på hvorvidt kravet til balanseføring er oppfylt eller ikke. Videre så foreligger det en rekke bestemmelser for hva som skal til for at balansekravet skal tilfredstilles, og hvordan balanseverdiene skal måles. Endringene i balanseverdier resultatføres sammen med øvrige transaksjoner som ikke oppfyller kravene for balanseføring. Regnskapslovene er et rammeverk med en rekke grunnleggende prinsipper, og hovedregler for hvordan regnskapet skal føres. I tillegg foreligger det retningslinjer for god regnskapsskikk som må følges. IFRS er detaljregulerende, og det er ikke gitt at bestemmelsene kan tolkes analogt over i lignende problemstillinger.

Når man skal vurdere den regnskapsmessige behandlingen av prissikring i kraftsektoren, vil man ifølge regnskapsloven først ta utgangspunkt i når opptjeningen finner sted for kraftprodusentene. Opptjeningen finner sted når transaksjonen finner sted. Hvis man legger transaksjonsprinsippet til grunn, så vil det være naturlig å se på leveringstidspunktet, det vil si når varen leveres til markedet. IAS har imidlertid balanseverdiene som utgangspunkt, og resultatet fremkommer som endringen i balanseverdiene. Det vil derfor være av avgjørende betydning hvordan produktet defineres, og ikke minst hvordan varebeholdningen skal vurderes. Hvorvidt man måler varelageret til historisk kost, amortisert kost eller virkelig verdi vil få stor betydning for resultatføringen. Hvis virkelig verdi legges til grunn, så vil magasinbeholdningen få stor betydning. Når magasin størrelsene endres, vil det være naturlig å endre balanseverdiene, og endringen må da enten føres mot egenkapital, eller føres over resultatet. Dette synet innebærer at opptjeningen finner sted når magasinet fylles. Hvis historisk kost legges til grunn, så vil i utgangspunktet magasinbeholdning ikke ha noen betydning. Kraftprodusentene får jo fylt magasinene sine uten noen kostnad, vannet kommer jo strømmende, og de har således ingen kjøpspris på magasinbeholdningen, og det vil dermed heller ikke være aktuelt med eventuelle nedskrivninger. I dette tilfellet vil opptjening skje når kraften leveres til kunden. Som skissert over så har klassifiseringen av kraft og magasin stor betydning for den regnskapsmessige behandlingen, spesielt under IFRS. Det er en klar trend i

endringene i IFRS, at man går mer og mer over til fair value begrepet for måling av balanseverdier. I første rekke så er det de finansielle instrumentene som skal måles til Fair value, og vi vil først drøfte hvorvidt alle, eller noen av produktene i kraftsektoren faller innenfor bestemmelsen vedrørende finansielle instrumenter.

Selv om trenden går mot mer bruk av virkelig verdi, så er det foreløpig bare en liten andel av eiendeler og gjeld som vurderes til virkelig verdi.

# DEL 1: TEORI

## 3 Risikokilder i kraftbransjen

De regnskapsmessige problemstillingene vi tar for oss i denne utredningen, eksisterer på grunn av tilstedeværelsen av risiko. Vår intensjon med dette kapitlet er å definere begrepet risiko og deretter gi overordnet oversikt over de ulike risikokildene som kraftbransjen utsettes for. Vi starter med et såpass bredt perspektiv, fordi selskapets håndtering av de enkelte risikokildene avhenger av det totale risikobildet. Av de risikokildene som blir nevnt i dette kapitlet er det spesielt markedsrisiko som er sentralt for vår problemstilling. En observant leser vil oppdage at alle kapitlene i utredningen kan relateres til denne risikokilden, om enn fra ulike synsvinkler. Men enn så lenge, nøyer vi oss med å skue risikokildene fra fugleperspektiv.

### 3.1 Definisjon risiko

I dagligtalen er risiko gjerne noe man prøver å unngå, da man gjerne definerer risiko som sannsynligheten for negative utfall. For eksempel skriver Bodie et. al (2003)<sup>1</sup> at: "Risk means uncertainty about future rates of return" og videre at "*The presence of risk means that more than one outcome is possible.*" I økonomisk sammenheng definerer man altså ofte risiko som usikkerhet knyttet til fremtidig kontantstrøm eller mer presist: *Risiko er muligheten for mer enn ett utfall, og hvor minst det ene mulige utfallet er mindre gunstig enn de(t) andre.*

Denne definisjonen er symmetrisk og dekker både muligheten for at fremtiden kan bli bedre så vel som dårligere enn det en ventet på forhånd. Et slikt syn på risiko kan for eksempel måles ved hjelp av standardavvik som er et symmetrisk mål på spredning rundt fordelingsgjennomsnitt. Et objekt med standardavvik lik null<sup>2</sup>, vil da per definisjon være risikofritt. McDonald (2003) gir uttrykk for et lignende syn på risiko, når han hevder at fravær av risiko ikke betyr at priser eller kontantstrømmer er faste, men at deres fremtidige verdier er kjent på forhånd.

---

<sup>1</sup> Bodie et. al (2003) side 135 og 155.

<sup>2</sup> For at et instrument skal være risikofritt må standardavviket her være det virkelige standardavviket og ikke et estimert standardavvik.

## 3.2 Risikokilder i kraftbransjen

For å lage en oversikt over risikoeksponeringen i kraftbransjen har vi delvis basert oss på egen erfaring fra bransjen og delvis basert oss på opplysninger i årsrapportene til selskaper med virksomhet i kraftbransjen. Selskapene er ulike og noen driver også vesentlig virksomhet utenom kraftsektoren. Vår beskrivelse av av risikokilder i kraftbransjen er derfor en noe forenklet sammenfatning av risikokildene som typiske kraftselskaper utsettes for. Den relative eksponeringen for hver risikokilde er også ulik fra selskap til selskap. Vår sammenfatning av risikokildene nedenfor er altså av generell karakter, og er ikke egnet til å gi et fullgodt risikobilde for et spesifikt selskap.

Vår inndeling av risikokilder samsvarer med den hos Statkraft (2006) og vi deler inn risikokildene i følgende fire hovedgrupper: Tilsigsrisiko, markedsrisiko, finansiell risiko, operasjonell risiko og annen risiko.

### 3.2.1 Tilsigsrisiko

Vannkraftprodusenter er avhengig av nedbør i magasinene for å kunne produsere strøm til markedet. Dersom tilsiget uteblir, får ikke kraftprodusenten inntekter fra dette volumet som forutsatt. Nedbør og tilsig blir derfor en av de viktigste risikokildene som kraftprodusentene overvåker. Målinger av tilsig og nedbør gjøres delvis i form av fysisk kontrollmåling av nedbør og snømengde ute i terrenget og delvis av teoretiske beregninger. De fleste kraftselskapene er også flittige brukere av spesialtilpassede værmeldingstjenester for å spå utviklingen i tilsig og forbruk. Dette benytter de videre til å planlegge produksjonen.

De siste årene med høye kraftpriser, har også lokket mange mindre aktører på banen med produksjon. Et typisk tegn på disse er at de driver småskala kraftproduksjon, gjerne i form av elvekraftverk uten magasin. For disse er tilsigsrisikoen svært stor, siden produksjonen rett og slett stopper når elvene fryser eller regnet uteblir. For produsenter som baserer seg på annet enn ordinær vannkraft, vil selvfølgelig tilsigsrisiko være misvisende. For vindkraftprodusenter vil for eksempel windflow være et dekkende begrep. Vi konsentrerer oss om tradisjonelle vannkraftprodusenter og benytter dermed tilsigsrisiko som begrep på de naturgitte ressursene som blir benyttet i energiproduksjon.

Det finnes et viktig forhold som reduser betydningen av tilsigsrisiko i kraftbransjen.

Mesteparten av kraftproduksjonen i Norge kommer fra vannkraftproduksjon og denne foregår forholdsvis konsentrert i områder med like klimatiske forhold. Konsekvensen av dette er at i år som er unormalt tørre vil prisen normalt være høy, og i år som er våte vil prisen normalt være lav. Vanligvis vil disse pris- og volumeffektene motvirke hverandre. Denne utjevne effekten kan i mindre grad gjelde for produsenter som baserer seg på andre energikilder og produksjonsmåter. Dette gjelder blant annet elvekraftverk, vindmøller, varmekraftverk og bølgekraftverk.

### **3.2.2 Markedsrisiko**

For selskap som har sin hovedvirksomhet innen produksjon og salg av kraft får markedsrisiko ofte størst fokus. For de selskapene som selger en stor del av sin kraft i spotmarkedet vil det kunne være stor varians i inntektene. For å redusere disse variasjonene handler selskapene også i terminmarkedet. Mange av selskapene justerer sin kontraktportefølje kontinuerlig ut ifra gjeldende oppfatning av fremtidige priser og egen produksjonsevne.

I tillegg til kontraktsvolumer som handles med utgangspunkt i egen produksjon tar mange selskap også aktive posisjoner for å tjene på kortsiktige kurssvingninger, såkalt trading. Det er mange energimarkeder som er aktuelle for kraftselskapenes tradingvirksomhet. Det handles blant annet forwards, futures, CFD (Contracts for differences), opsjoner i nordiske og internasjonale markeder for kraft, olje, gass, CO<sub>2</sub> kvoter, grønne sertifikater. Det er vanlig at tradingvirksomheten er underlagt rammer for maksimal nedsiderisiko målt ved hjelp av Value at Risk beregninger (VaR). VaR<sup>1</sup> tallet fremkommer ved å simulere et stort antall mulige utfall basert på historiske prisdatabaser og ved hjelp av dette beregne et tap som ikke vil bli oversteget for et gitt konfidensintervall.

### **3.2.3 Finansiell risiko**

Valutarisiko: Kraftselskapene pådrar seg vesentlig valutarisiko ved at den nordiske krafthandelen foregår i Euro, samtidig som mesteparten av øvrige transaksjoner skjer i norske kroner. Flere selskap er også eksponert i andre fremmede valutaer gjennom handel i andre energimarkeder eller gjennom handel med innsatsfaktorer til driften. Siden valutarisikoen i

---

<sup>1</sup> Hull (2006)

kraftbransjen er vesentlig og valutahandelen ikke er en del av kraftforetakenes kjernevirksomhet, er det vanlig at kraftselskapene sikrer seg mot valutasvingninger.

Rente: Det er store variasjoner i gjeldsgraden blant kraftforetakene. Ved etablering av nye vannkraftanlegg kreves store initielle investeringer og investeringene har ofte stort innslag av gjeldsfinansiering med lang løpetid. De fleste foretakene i bransjen er derfor utsatt for risiko knyttet til endringer i rentenivå.

Likviditet og kreditt: Kraftselskapene påtar seg likviditetsrisiko på samme måte som andre foretak når løpetiden på de finansielle forpliktelsene ikke er lik den kontantstrømmen som eiendelene genererer. Den delen av kredittrisikoen som knyttes til handel i kraftmarkedene kan i stor grad reduseres til ønsket nivå gjennom clearing. Nord Pool Clearing ASA har lisens til å drive clearing både for handler som gjennomføres via Nord Pool og handler i det bilaterale markedet (OTC). Clearing fjerner motpartrisikoen ved at Nord Pool Clearing inngår som en kontraktmessig avtalemotpart for både kjøper og selger.

### **3.2.4 Operasjonell Risiko:**

Produksjonsfasiliteter: Kraftselskapene har vesentlige risikoeksponering knyttet til skader og tap på egne og tredjeparts eiendeler, for eksempel ved brann, flom eller damskader. Det finnes egnede forsikringsordninger for alle vesentlige risikokilder knyttet til produksjonsfasilitetene og disse benyttes i utstrakt grad.

IKT: Kraftselskapene eier sensitiv og verdifull informasjon på lik linje med andre moderne bedrifter. Sikker lagring og tilgang av blant annet databaser og analyser er viktig for å beskytte selskapets verdi.

HMS: Spesielt arbeid knyttet til produksjon, installasjon og vedlikehold medfører fare for skader på ansatte. Dette er altså en del av det totale risikobildet

Ytre miljø: Miljørisiko knyttet til brudd på konsesjoner, manøvreringsreglementer, lovverk, miljøplaner og frivillige miljøkrav.

### **3.2.5 Annen Risiko**

Politisk: Siden kraftselskapene i stor grad både har offentlige eiere og i tillegg er underlagt en rekke krav i konsesjoner og øvrig regelverk er kraftbransjen særlig utsatt for endring i rammebetingelser og politiske beslutninger som kan begrense selskapenes handlingsrom. Eksempel på viktige rammebetingelser er; skatter og avgifter, hjemfallsordningen, generelle rammebetingelser for norsk industri, regelverk i EU/EØS og pålegg fra NVE.

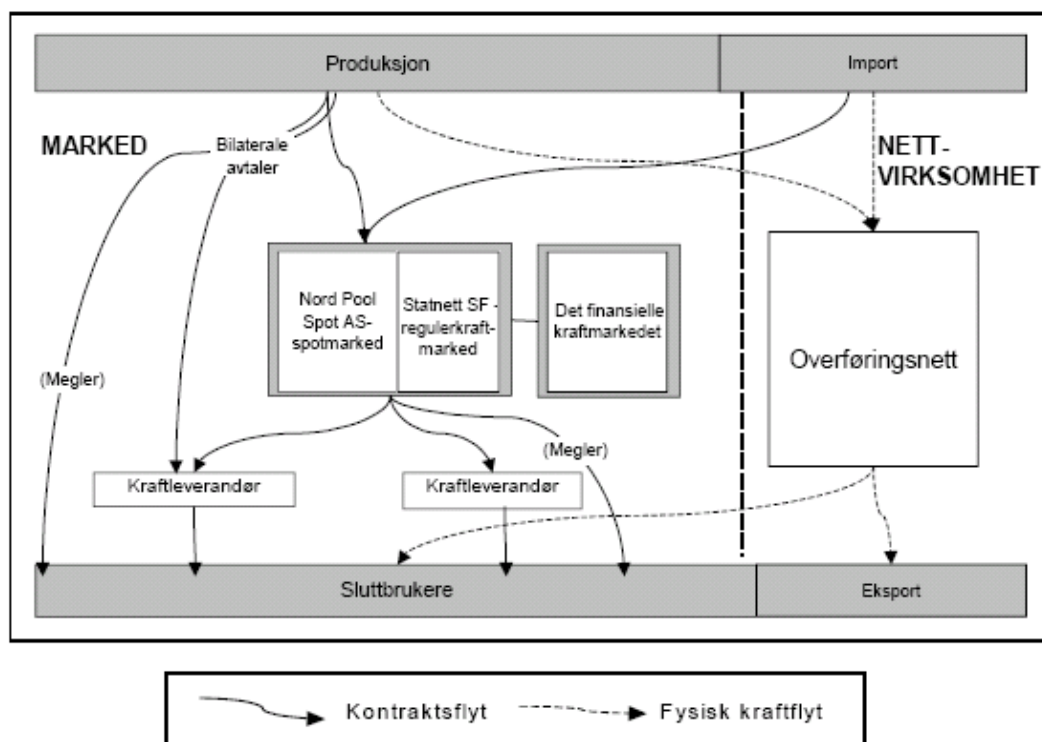
Omdømme: Statkraft (2004) nevner at rammebetingelsene til kraftsektoren i stor grad fastsettes politisk, og myndighetenes tillit til selskapet påvirkes av selskapets generelle omdømme. Statkraft bestreber seg derfor på å kommunisere målrettet med parter som påvirker selskapets omdømme.



## 4 Nærmere om marked og kontrakter

I kapittel 3 ga vi en beskrivelse av risikokildene som finnes i kraftbransjen. Av disse er det risiko knyttet til marked som er mest relevant i forhold til vår problemstilling. For å danne en plattform for de sentrale drøftingene i utredningen, vil vi benytte dette kapittelet til å beskrive de ulike kraftmarkedene og de mest relevante kontraktstypene som finnes i disse. De fleste kontraktstyper har egenskaper som kan redusere eller øke selskapenes risiko, alt ettersom hvordan de benyttes.

Krafthandelen i Norge er en del av det nordiske kraftmarkedet og kan grovt deles inn i et fysisk marked og et finansielt marked. Til tross for at vi her beskriver disse som to markeder er det klart at det i flere sammenhenger er naturlig å omtale disse under ett. Vi vil også konsentrere oss om de delene av kraftmarkedet som er relevante i norsk sammenheng. I avsnittene nedenfor har vi trukket inn ett eller flere illustrerende eksempler for hvert avsnitt. Det understrekes at disse bare er ment å være eksempler og gir ikke noen uttømmende beskrivelse.



Figur 4-1: Kontrakter og kraftflyt i kraftmarkedet. Norges vassdrags og energiverk (2003)

Figuren ovenfor beskriver den fysiske kraftflyten og kontraktsflyten i kraftmarkedet. Figuren er skjematisk, men gir likevel et godt bilde for hvordan det nordiske kraftmarkedet er organisert. Vi ser at den fysiske kraftflyten i det åpne markedet til en viss grad er fristilt fra de tilhørende kjøps- og salgskontraktene. I dette ligger det at den som faktisk forbruker strømmen ikke nødvendigvis er i et direkte kontraktsforhold til kraftprodusenten. Dette er gjort ved å benytte Nord Pool som kontraktsmessig motpart og ved at overføringsnettets stilles til disposisjon for alle brukere uten diskriminerende vilkår. Da kan prisen på fysisk overføring av kraft være uavhengig av hvem kraften kjøpes fra.

Vi vil først og fremst benytte dette kapittelet til å beskrive egenskapene til de ulike kontraktene og senere trekke inn anvendelsen av dem der hvor det er naturlig.

## 4.1 Engrosmarkedet

I Norden kan produsenter, leverandører, større industriforetak og andre større aktører fritt kan kjøpe og selge kraft i det samme markedet. Det handles både fysiske kontrakter og finansielle kontrakter. En nærmere beskrivelse av de ulike delmarkedene og produktene følger i egne avsnitt nedenfor.

I eksemplene har vi kommentert de mest sentrale egenskapene til de ulike produktene og deres tap og gevinstpotensial. For å gjøre denne fremstillingen enklere har vi valgt å utelate kurtasje og andre transaksjonskostnader fra beregningene, selv om disse kan være betydelige.

For å få tilgang til krafthandel på Nord Pool kreves det pr 1.juni 07 tilknytningsavgift på Euro 7500, årlig medlemsavgift på Euro 13500, samt transaksjonsgebyr på 0,0035 Euro/MWh for Spot, Forwards, Futures og Opsjoner. Handel via meglerapparatet har generelt høyere transaksjonsgebyr pr MWh, men man oppnår som regel lavere engangskostnader og årsgebyr.

### 4.1.1 Det fysiske engrosmarkedet

#### 4.1.1.1 Bilaterale kontrakter

Bilateral handel foregår både med fysiske og finansielle kontrakter. Den fysiske handelen kan f.eks foregå ved at en produsent og en leverandør avtaler handel med et gitt volum til en gitt

pris. Til tross for at den bilaterale handelens andel er fallende, er volumet av bilaterale kontrakter fortsatt større enn volumet som går over børs. En av grunnene til de store volumene er at den kraftkrevende industrien og treforedlingsindustrien nesten utelukkende blir forsynt med kraft via gunstige bilaterale fastpriskontrakter med Statkraft.

Den bilaterale handelen foregår parallelt med børshandelen og prisene på standardproduktene vil derfor være like, men om man benytter meglerapparatet blir gjerne kurtasjen større. Produktene som handles bilateralt er ikke avhengig av den standardiseringen som er nødvendig på børs. Derfor kan aktører som ikke finner passende produkter på børsen, selv konstruere produkter som står mer i stil til sitt behov.

Aktører som handler i det bilaterale markedet eksponerer seg i utgangspunktet for motpartsrisiko. I det bilaterale markedet kan motpartsrisiko reduseres ved å bare handle med solide og troverdige aktører som f.eks Statkraft SF. Alternativt kan motpartsrisiko elimineres ved å benytte Nord Pool Clearing ASA som kontraktmessig motpart. Dette siste er vanlig for handler som foregår via meglerapparatet.

I og med at de bilaterale kontraktene kjennetegnes av fast volum og fast pris, så er det ikke knyttet noe volum eller prisrisiko til disse kontraktene. Kontraktene benyttes av både produsent og salgsselskap som en del av risikostyringen for å redusere prisusikkerhet. Denne type kontrakter kan også benyttes for å ta risiko i form av trading, hvor man inngår avtaler, og spekulerer i at spotprisene vil endre seg i gunstig retning, slik at kontraktene stiger i verdi.

#### **4.1.1.2 Spothandel**

Nord Pool Spot AS har gjennom sin konsesjon fått ansvaret for å organisere spothandelen for fysisk kraft i Norden. Handelen fungerer som en auksjon der aktørene melder inn salgs- og kjøpsvolum til en gitt pris. Budene blir lagt inn senest kl 12 dagen før levering og det legges da inn ett eller flere bud pr produksjonstime i det påfølgende døgnet. I tillegg til slike timesbud er det også mulig å legge inn bud på flere timer samtidig, såkalte blockbid. Den tredje typen bud som aksepteres kalles Flexible hour bid. Dette innebærer at et salgsbud legges inn uten å knyttes til en bestemt time. I stedet blir budet knyttet til den timen som viser den høyeste prisen i døgnet.

Etter budfristen beregner Nord Pool Systemprisen for hver time i det påfølgende døgnet. Systemprisen finnes i krysset mellom den aggregerte etterspørselskurven og aggregerte tilbudskurven i den aktuelle timen. Siden systemprisen blir dannet av de aggregerte tallene, gjenspeiler systemprisen et marked uten flaskehals i nettet. Når systemprisene for alle timene i det påfølgende døgnet blir offentliggjort av Nord Pool, får de aktive deltagerne samtidig informasjon om hvor mye strøm de har handlet i de ulike timene.

Det hender ofte at det innen et gitt område blir tilbudt for lite strøm og at flaskehals i nettet gjør det umulig å føre tilstrekkelig strøm inn til dette området. Resultatet av en slik situasjon er at dette området får høyere priser enn systemprisen. Motsatt forekommer det også at et område blir tilbudt for mye strøm, samtidig som flaskehals begrenser overføringen til andre områder. Da blir prisen lavere i dette området enn systemprisen. I følge Nord Pool ASA (2006), var områdeprisene lik systemprisen bare 23,5% av tiden i 2004 Norge kan deles opp i 7 prisområder, mens Sverige, Finland og den vestlige delen av Danmark ikke kan deles opp internt. Statnett SF som er systemansvarlig i Norge, deler for øyeblikket inn Norge i tre områder.

#### **4.1.1.3 Regulerkraftmarkedet**

Regulerkraftmarkedet kan regnes som en del av det fysiske engrosmarkedet for strøm. Statnett SF er systemansvarlig og benytter regulerkraftmarkedet for å opprettholde momentan balanse mellom forbruk og produksjon i driftstimen. Dersom strømmettet blir tilført for mye strøm i forhold til forbruket, stiger spenningen i nettet og overstiger 50 Hz. Da ringer Statnett til en produsent og ber han justere ned produksjonen. De handlende som Statnett SF foretar med markedsaktørene på denne måten kalles regulerkraft.

Deltakerne i dette markedet er produsenter eller storforbrukere av kraft som kan regulere produksjon/forbruk opp eller ned på 15 minutters varsel. De aktive deltagerne melder inn hvor stort volum og til hvilken pris de kan regulere opp/ned produksjon/forbruk for hver time i det etterfølgende driftsdøgnet. Systemansvarlig vurderer deretter løpende hvor mye produksjon/forbruk skal endres. Det siste benyttede budet for en driftstime definerer markedsprisen for den aktuelle driftstimen.

I diskusjonene rundt sikringsforhold, har vi ikke funnet det naturlig å inkludere regulermarkedet.

#### 4.1.2 Det finansielle markedet

Det finansielle markedet eksisterer primært for at produsenter, leverandører og større sluttbrukere skal kunne sikre seg mot prissvingninger i det fysiske markedet (risikostyring). I tillegg blir det finansielle markedet aktivt brukt av tradere som prøver å tjene penger på prissvingninger (spekulasjon). Traderne er en viktig del av markedet fordi de bidrar til et vesentlig mer likvid marked. Produktene i det finansielle markedet har alle finansielt oppgjør ved levering istedenfor fysisk levering.

På kraftbørsen Nord Pool ASA er det pr 1. juni 2007 mulig å handle følgende produkter med finansielt oppgjør:

- Futures: Dager og uker
- Forwards: Måneder, kvartal og år.
- Contracts for differences (CfD)
- Opsjoner
- Elsertifikater (Grønne sertifikat, Sverige)
- CO<sub>2</sub> kvoter

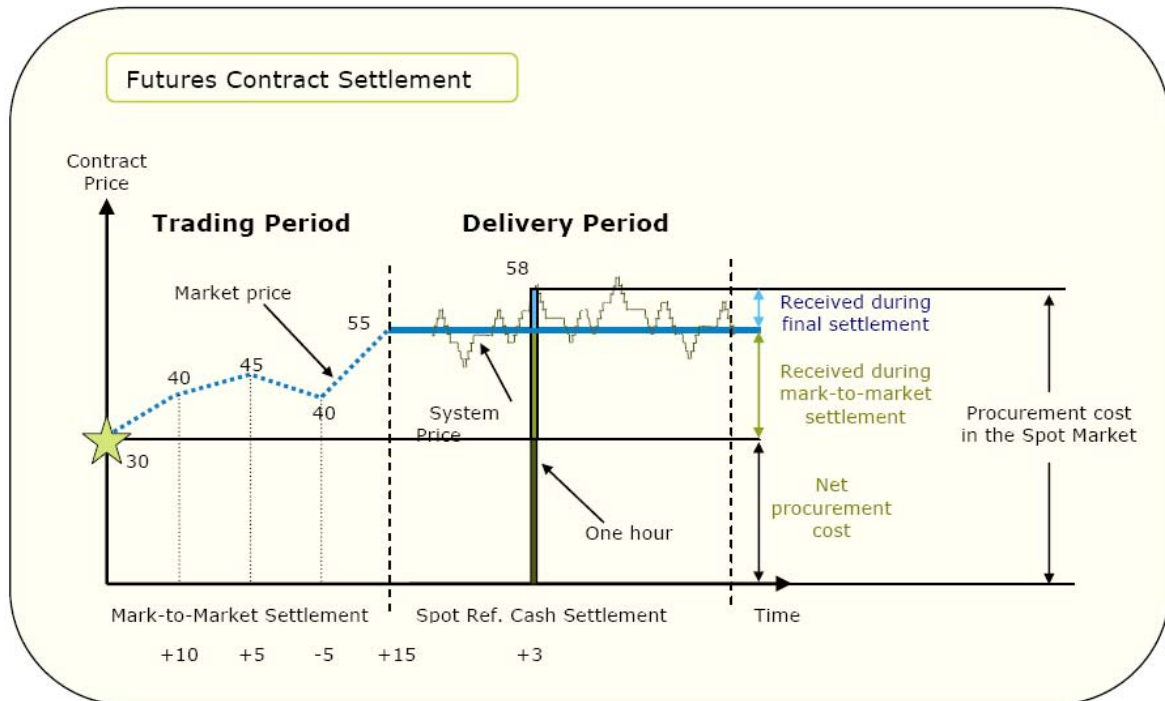
Vi vil begrense oss til å beskrive de tre førstnevnte siden det er disse som er mest aktuelle i sikringsforhold knyttet til vår problemstilling.

Kontrakt	Bruk	Øker i verdi når...	Gevinstpotensiale	Reduseres i verdi når...	Tapspotensiale
Futures/Forward (lang)	Sikring, trading	Markedet stiger	Ubegrenset	Markedet faller	Tilnærmet ubegrenset
Futures/Forward (kort)	Sikring, trading	Markedet faller	Tilnærmet ubegrenset	Markedet stiger	Ubegrenset
Opsjoner call (lang)	Sikring, trading	Markedet stiger	Ubegrenset	Markedet faller eller uendret	Opsjonspremien
Opsjoner call (kort)	Sikring, trading	Markedet faller eller uendret	Opsjonspremien	Markedet stiger	Ubegrenset
Opsjoner put (lang)	Sikring, trading	Markedet faller	Tilnærmet ubegrenset	Markedet stiger, eller uendret	Opsjonspremien
Opsjoner call (kort)	Sikring, trading	Markedet stiger, eller uendret	Opsjonspremie	Markedet faller	Tilnærmet ubegrenset

##### 4.1.2.1 Futures

På Nord Pool tilbys for øyeblikket Futures for de nærmeste ukene og de nærmeste dagene. Oppgjøret for Futureskontraktene skjer i form av et daglig "Mark-to-market" oppgjør, og et

finansielt sluttoppgjør som foregår i hele leveringsperioden. Dette er illustrert i figuren nedenfor. For Futureskontrakter skal det altså ikke betales noe ved avtaleinngåelse.



Figur 4-2: Oppgjør av Futures på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)

Mark-to-market oppgjøret omfatter gevinst eller tap i forhold til de daglige endringene i kontraktens markedspris. Sluttoppgjøret, som starter når kontrakten går til leveranse, omfatter forskjellen mellom den siste stengningsprisen for futures-kontrakten og Systemprisen i leveringsperioden.

Den daglige "Mark-to-Market" avregningen foregår i handelsperioden, dvs før den går til levering. Dette innebærer at de som sitter på en posisjon i Futures blir tilregnet en gevinst eller tap ut ifra kursbevegelsene siste handelsdag.

Sluttoppgjøret som starter ved inngangen til leveringsperioden, tilsvarer den daglige differansen mellom gjeldende spotpriser i leveringsperioden og prisen ved Futureskontraktens siste handel. Handel i kontrakten opphører siste handelsdag før starten av leveringsperioden.

I eksempelet som er illustrert i Figur 4-2 antas det at en aktør har kjøpt en Futureskontrakt til pris 30 Euro/MWh på dag 0. I løpet av handelsperioden beveger markedsprisen seg opp til 55

Euro/MWh når handelen i kontrakten avsluttes. Dette er da stengningsprisen for kontrakten. I løpet av handelsperioden blir innehaveren av kontrakten totalt kreditert en gevinst på 25 Euro/MWh<sup>1</sup> (55-30 Euro).

I leveringsperioden får aktøren daglig et finansielt oppgjør i tillegg til disse 25 Euro/MWh fra handelsperioden. For den timen som er markert som "one hour" i figuren ovenfor får han altså utbetalt 3 Euro/MWh. Dette fremkommer som differansen mellom Spotprisen på 58 Euro/MWh og stengningskursen for Futureskontrakten på 55 Euro/MWh. Profitten i perioden blir altså til sammen 25 + 3 Euro/MWh.

Dersom vår aktør ønsker å kjøpe strømmen i Spotmarkedet i denne timen, må kan dette kjøpes for 58 Euro/MWh. Siden han gjennom sin Futuresavtale har mottatt 28 Euro/MWh, gjenstår det å spytte i 30 Euro/MWh. Sagt på en annen måte blir altså netto utlegget for sikringshandelen i futuresavtalen + det fysiske kjøpet i spotmarkedet 30 Euro/MWh. Dette forutsetter selvfølgelig at relevant områdepris er lik systemprisen.

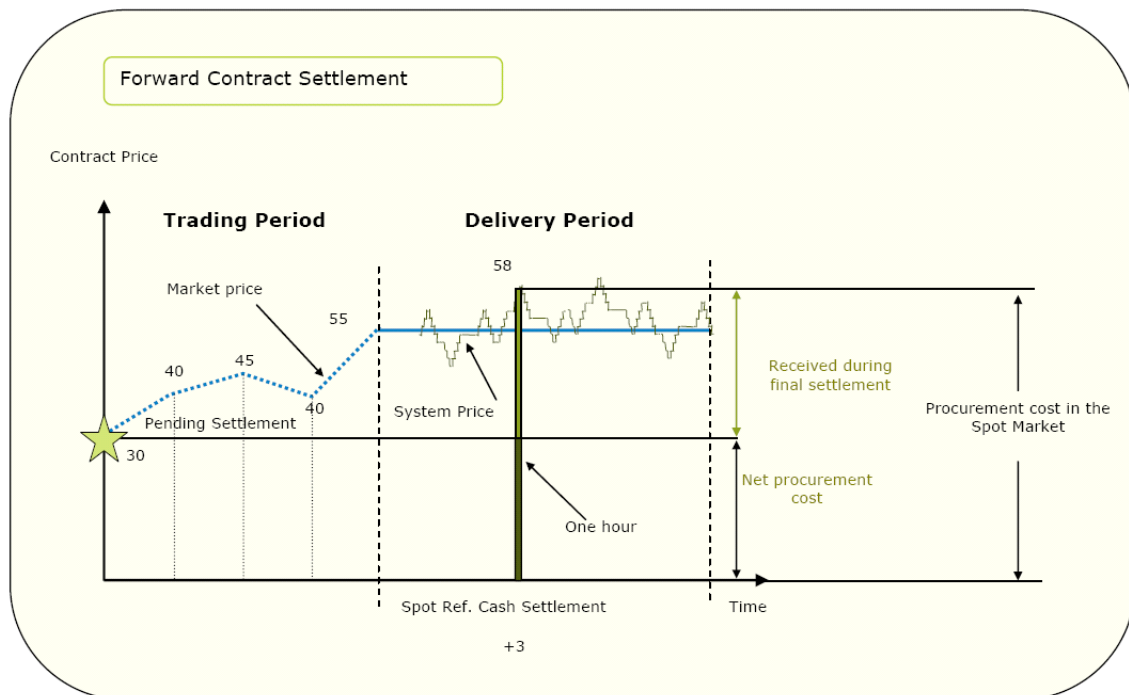
Denne type kontrakter benyttes av salgsselskap for å sikre fastprisavtaler, mens produsentene benytter denne type kontrakter for å prissikre deler av produksjonen. Denne type kontrakter benyttes også til trading.

#### **4.1.2.2 Forwards**

De Forwards som handles på Nord Pool har finansielt oppgjør. Når en Forwardkontrakt inngås på Nord Pool blir det ikke betalt noe før kontrakten går til levering. Og kontraktene er åpne for handel til og med siste dag før levering. For at det skal være mer lettvindt for aktørene å drive langsiktig sikring blir Forwardkontraktene med lengst tidshorisont splittet ned i mindre enheter etter hvert som det nærmer seg levering. I følge Nord Pool ASA (2006) blir årskontraktene splittet til kvartalskontrakter ved inngangen til det nye året, kvartalskontraktene blir igjen splittet i månedskontrakter ved inngangen til hvert nytt kvartal, mens månedskontraktene ikke blir splittet i det hele tatt. På denne måten kan en kraftleverandør finjustere sikringsposisjonene til forventet forbruk etter hvert som leveringsperioden nærmer seg uten å måtte ha en mening om den nøyaktige forbruksprofilen mange år på forhånd.

---

<sup>1</sup> Samtidig vil selgeren av kontrakten debitert 25 Euro/MWh.



Figur 4-3: Oppgjør av Forwards på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)

Forwardskontraktene dekker de langsiktige behovene for sikringshandel, mens Futures bare dekker tidshorisonten for de nærmeste ukene. En Kraftprodusent som ønsker å fastsette prisen for et gitt antall MWh i 2012 kan allerede i dag (2007) benytte forwardkontrakter til dette formålet. Han inngår da en lang Forwardavtale i dag.

I figuren ovenfor er det benyttet det samme talleksempelen som var tilfellet med Futureskontrakten. Aktøren i eksempelet tar en lang posisjon i en Forwardkontrakt på tidspunkt 0, da kursen var 30 Euro/MWh. I løpet av handelsperioden i kontrakten har kursen trinnvis beveget seg oppover til en endelig stengningskurs på 55 Euro/MWh når kontrakten går til levering. Kursbevegelsene i en Futureskontrakt har daglige Mark-to-Market oppgjør. Noe slikt oppgjør blir ikke foretatt i en Forwardkontrakt i handelsperioden.

I Figur 4-3 er det avmerket en enkelttime i leveringsperioden som er markert med teksten "one hour". På det tidspunktet er spotkursen på 58 Euro/MWh. For at aktøren skal kunne kjøpe fysisk strøm til de avtalte 30 Euro/MWh, får han på dette tidspunktet utbetalt hele mellomlegget på  $58 - 30 = 28$  Euro/MWh. I Forwardkontrakten vil altså kursbevegelsene i

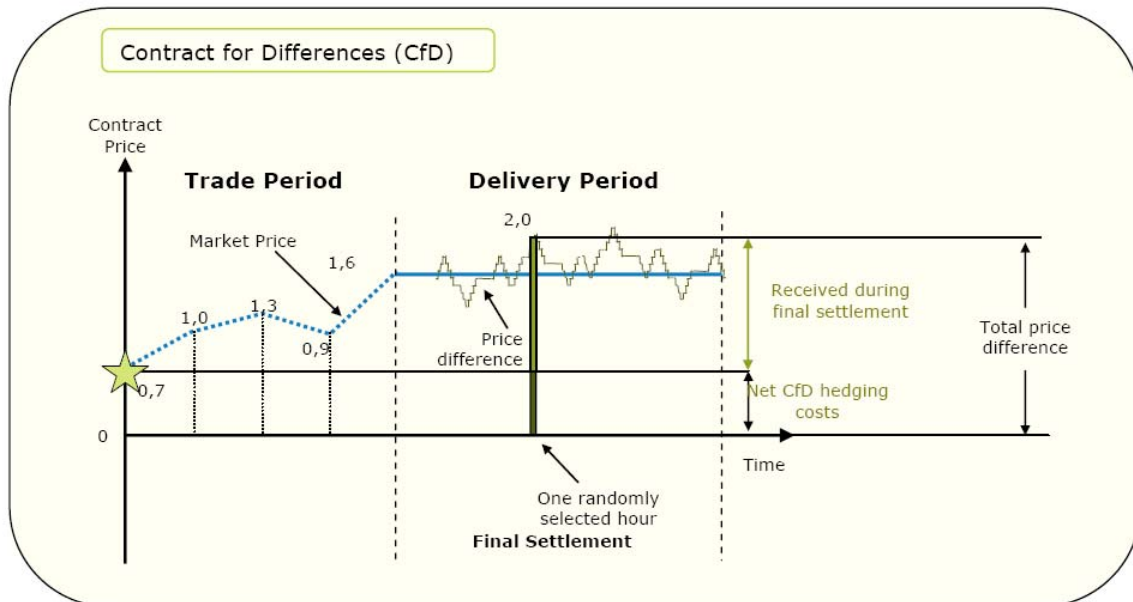


handelsperioden først få kontanteffekt i leveringsperioden, dette er altså forskjellig fra tilfellet med Futureskontrakten.

Forwards har de samme risikoegenskapene som de bilaterale kontraktene, med unntak av at her er Nordpool avtalemotpart, slik at motpartsrisikoen er betydelig redusert.

### 4.1.2.3 Contracts for Differences (CfDs)

I Futures og Forwardkontraktene er det systemprisen som er underliggende. Som vi har beskrevet i avsnitt 4.1.1.2 vil flaskehals i overføringsnettene føre til at områdeprisene er forskjellig fra systemprisen mesteparten av tiden. I forbindelse med forbruk og produksjon av kraft, er det områdeprisen der aktøren har sitt tilknytningspunkt som definerer prisen på fysisk strøm. En aktør som ønsker en 100 % effektiv sikring for et gitt volum fysisk kraft, må kjøpe Contracts for Differences (CfDs) for et tilsvarende volum, i tillegg til Forward- eller Futureskontrakter. CfDs brukes med andre ord for å dekke basisrisikoen som utgjør differansen mellom områdeprisen ved aktørens geografiske tilknytningspunkt og systemprisen.



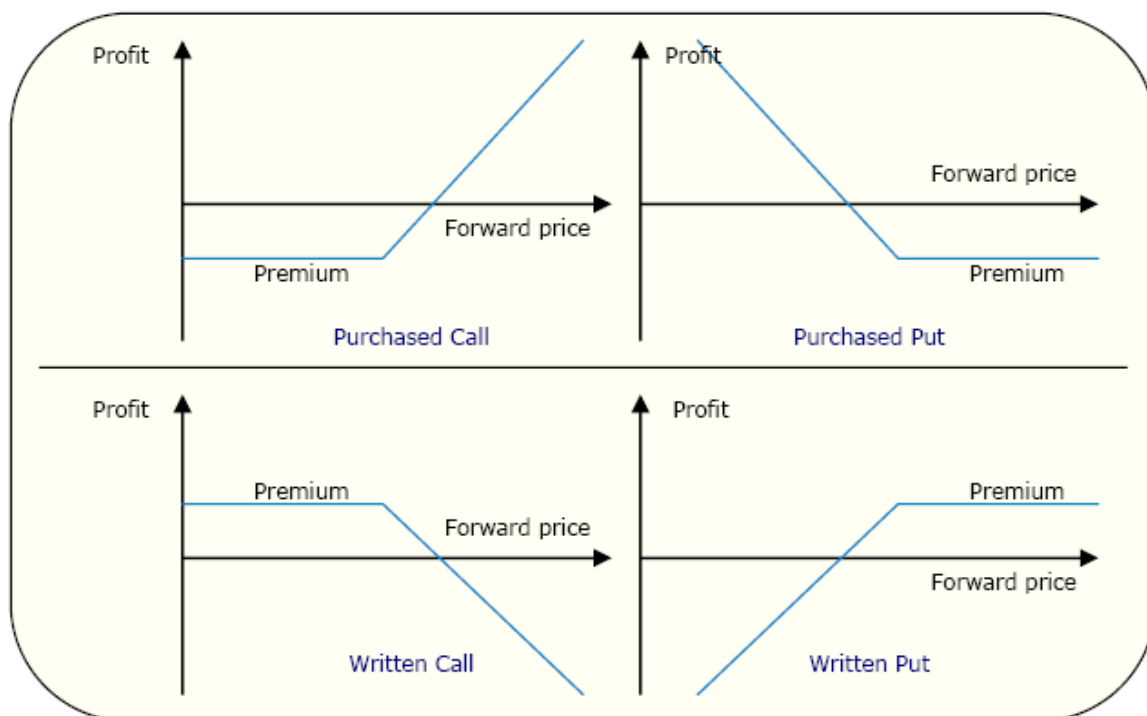
Figur 4-4: Oppgjør av CfDs på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)

En CfD er utformet på samme måte som Forwardkontraktene, unntatt at underliggende for CfDs er differansen mellom områdepris og Spotpris.

Figur 4-4 viser et eksempel på hvordan CfDs på Nord Pool fungerer isolert sett. Her har aktøren kjøpt en CfD til prisen 0,7 Euro/MWh, men for enkelhets skyld ble det ikke inngått en Forwardavtale samtidig. I løpet av handelsperioden stiger markedsprisen på CfDs til 1,6 Euro/MWh. Siden CfDs bygger på de samme prinsippene som Forwardkontraktene, får denne kursendringen ingen kontanteffekt i selve handelsperioden. I leveringsperioden er det differansen mellom Områdeprisen og Systemprisen i Spotmarkedet fratrukket kjøpskursen på CfD ved avtaleinngåelse som får kontanteffekt. I den timen som er avmerket som "one randomly selected hour" i Figur 4-4 er differansen 2 Euro/MWh og aktøren får da utbetalt  $(2,0 - 0,7)$  Euro/MWh = 1,3 Euro/MWh.

#### 4.1.2.4 Opsjoner

Det blir handlet både kjøpsopsjoner og salgsoptjoner på Nord Pool Asa. En call opsjon er en rett, men ikke en plikt til å kjøpe en underliggende, til en avtalt pris på et gitt tidspunkt i fremtiden. Tilsvarende vil en Put være en rett, men ikke en plikt til å selge underliggende, til en avtalt pris på et gitt tidspunkt i fremtiden. Opsjonskontraktene på Nord Pool er av Europeisk type, det vil si at de bare kan utøves på en avtalt dag. Underliggende kontrakt er månedlige eller kvartalsvise Forwardkontrakter.



Figur 4-5: Profittprofiler på Opsjoner

Som det fremkommer av *Figur 4-5* vil et eventuelt tap på en kjøpt opsjon være begrenset til opsjonspremien som er betalt, mens den potensielle gevinsten er ubegrenset. Motsatt vil en utstedt opsjon ha et ubegrenset tapspotensiale, mens gevinsten begrenser seg til den mottatte opsjonspremien.

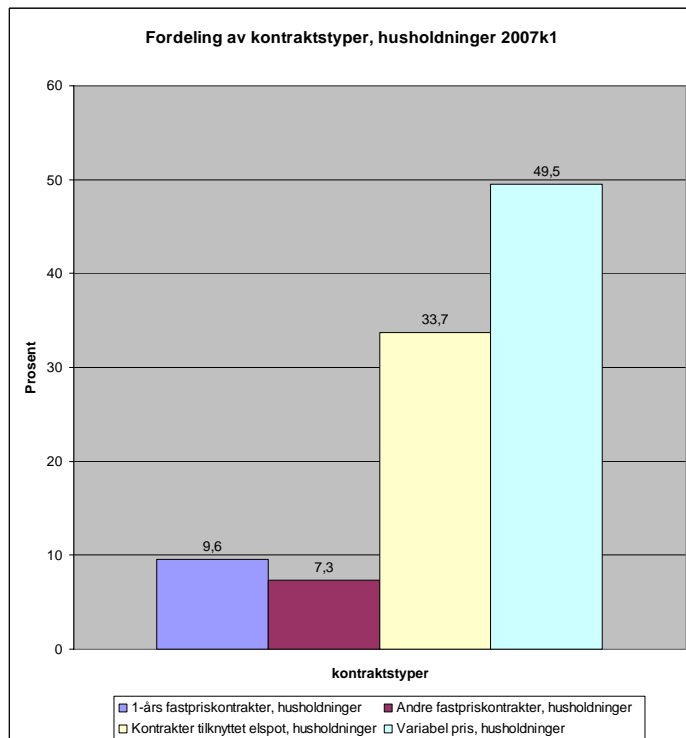
Dersom en aktør ønsker en forsikring mot økte priser på den underliggende Forwardkontrakten, kan han dermed kjøpe en Call. På den måten kan han være sikker på at han slipper å legge ut mer enn det forhåndsbestemte prisnivået, samtidig som han får med seg prisbevegelsen ned dersom prisen på Forwardkontrakten skulle synke under dette forhåndsdefinerte nivået.

Det som er mest aktuelt for strømprodusenter som ønsker en forsikring mot reduserte salg priser i fremtiden, er å kjøpe en Put for et gitt volum. Da kan han sikre seg en rett til å selge Forwardkontrakter til en gitt pris på et tidspunkt i fremtiden, selv om markedsverdien på disse skulle falle i mellomtiden. Dersom de underliggende Forwardprisene likevel ikke har sunket når han kommer til utøvelsetidspunktet, ønsker strømprodusenten ikke å utøve opsjonen. Tapet hans blir da det han betalte i opsjonspremie for sin kjøpte Put med tillegg til kurtasje.

## 4.2 Sluttbrukermarkedet

For strømvavtaler tiltenkt private sluttbrukere finnes det tre kontraktstyper som de fleste strømlleverandørene tilbyr. Dette er Standard variabel kontrakt, spotpriskontrakter og fastpriskontrakter. Disse blir tilbytt sluttbrukerne i et uttall varianter og sammensetninger. De fleste strømlleverandørene skiller mellom privatmarkedet og ett eller flere bedriftsmarked. Vi har valgt å behandle kontraktene i de ulike sluttbrukermarkedene samlet. Bakgrunnen for dette er ønsket om å forenkle fremstillingen og at kontraktene i de ulike sluttbrukermarkedene er forholdsvis like når vi ser på prisdannelsen og andre relevante betingelser i lys av vår problemstilling.

Nedenfor har vi kort beskrevet de tre mest vanlige kontraktene til sluttbrukere og deretter nevnt en del varianter av disse.



**Figur 4-6: SSB, statistikkbanken (2007)**

Figur 4-6 viser en oversikt over kontraktsfordelingen blant private sluttbrukere. Vi registrer at omfanget av fastpriskontrakter utgjorde ca 17 % per 1. kvartal 2007, mens kontrakter knyttet til Elspot utgjorde rundt 30 % og standard variabel pris utgjorde ca 50 %.

Etter at strømpriser har fått mye omtale i media de siste årene har det blitt lansert en rekke nye kontraktsformer til privatmarkedet. Konkurransetilsynet skal sikre konkurransen i sluttbrukermarkedet og på nettsiden deres publiseres prisene på de følgende produktene til private sluttbrukere; Standard variabel pris, Spotpris, 1-års fastpris og 3-års fastpris.

#### **4.2.1 Standard variabel kontrakt**

Som det fremkommer av Figur 4-6 har ca 50 % av de private sluttbrukerne i dag standard variabel kontrakt, og dette er dermed den mest vanlige kontraktsformen i privatmarkedet. Andelen som velger dette produktet er imidlertid sterkt fallende. Prisen på dette standardproduktet er basert på utviklingen i kraftmarkedet. Siden strømlleverandørene må varsle prisendringer 14 dager før prisendringen, vil prisen på dette produktet være mindre volatil og samtidig ha en høyere forventet gjennomsnittspris enn rene spotprisprodukter. På

bakgrunn av at prisendringer må varsles 14 dager på forhånd vil en standard variabel kontrakt ha egenskaper som en fastprisavtale innenfor disse 14 dagene. Dette fikk salgsselskapene merke på kroppen i 2002 da den vanligvis så regnfulle høsten, ble den tørreste høsten på vestlandet på 73 år. Markedsprisen på kraft steg kraftig fra september. Flere leverandører undervurderte prisøkningen denne høsten og fikk store tap på variabel pris. Altså er nedsiderisikoen stor i denne type kontrakt. Gitt at likviditeten i selskapet og konkurransesituasjonen mellom strømleverandørene tillater dette kan imidlertid et slikt tap i en periode hentes inn igjen i påfølgende perioder.

Innenfor de nærmeste 14 dagene vil standard variabel pris ha de samme risikoegenskapene som en fastprisavtale med 14 dagers bindingstid.

For perioden etter de nærmeste 14 dager, vil prisutviklingen være beslektet med utviklingen i spotpris. Standard variabel pris vil normalt også inkludere et pristillegg utover forventet spotpris, pga den ekstra risikoen som kontrakten påfører leverandøren.

Konkurransesituasjonen mellom strømleverandørene kan også påvirke prisutviklingen på dette produktet.

Siden kundene må forhåndsvarsles ved hver prisendring, vil priskurven fremover fremstå som en glattet utgave av spotpriskurven i det aktuelle prisområdet. Risikonivået vil dermed ligge et sted mellom spotpriskontrakt og fastpriskontrakt for denne perioden. En eventuell sikring mot denne risikoen kan gjøres ved å kjøpe terminkontrakter. Siden salgsselskapet faktisk har mulighet til å endre prisen i løpet av perioden, vil det være naturlig å kjøpe terminkontrakter for bare deler av forventet forbruk.

#### **4.2.2 Spotpriskontrakter**

Denne kontraktstypen som Fjordkraft markedsfører som ”strøm til innkjøpspris”, følger utviklingen i spotprisen ved kraftbørsen Nord Pool ASA. Siden leverandøren må kjøpe inn kraften fra Nord Pool, der prisene varierer mye gjennom døgnet, er sluttbrukerprisen justert med den aktuelle kundegruppens forbruksprofil. I tillegg til dette markedselementet inneholder også sluttbrukerprisen et påslag til leverandøren. Påslaget blir beregnet som et fast påslag pr kWh og/eller et fast beløp pr måned.

Spotpriskontrakter i sluttbrukermarkedet innebærer at prisbevegelsene i engrosmarkedet blir veltet helt over på sluttbrukeren. Leverandøren betaler gjeldende spotpris i engrosmarkedet på timebasis, etter hvert som kunden forbruker. De fleste sluttbrukere rapporterer sitt forbruk annenhver måned og ikke hver time. Prisberegningen til sluttbruker vil da basere seg på gjennomsnittelig ukes- eller månedspris på Nord pool, for det aktuelle prisområdet. Videre blir denne justert med forbruksprofilen til den aktuelle kundegruppen før den blir fakturert til sluttbruker.

Forutsatt at justeringen med forbruksprofilen til kundegruppen er riktig over tid, vil ikke spotpriskontrakter til sluttbruker være noen driver for noen typer markedsrisiko for salgsselskapet.

### **4.2.3 Fastpriskontrakter**

Denne prisen er ofte sammenlignet med fastpris i banken. Med en fastprisavtale binder leverandøren seg til å selge strøm til sluttbruker for et fast beløp, men uten å samtidig avtale kvantum.

Fastpriskontraktene til sluttbruker forplikter salgsselskapet å selge til avtalt pris innenfor avtaleperioden. Leverandøren er forpliktet til å levere det kvantumet som kunden forbruker. Kvantumet er altså ikke forhåndsavtalt. Fastpriskontrakter eller andre kontrakter med innebygde fastpriselementer, påfører derfor strømleverandøren markedsrisiko. Markedsrisikoen som fastpriskontraktene påfører salgsselskapet opptrer både i form av prisrisiko, basisrisiko og volumrisiko.

Prisrisikoen fremkommer ved at strømleverandøren må kjøpe strømmen time for time i det volatile engrosmarkedet. Inntektene fra dette samme volumet er derimot fastlåst til avtalt pris. Dersom leverandøren vil kvitte seg med denne prisrisikoen kan han kjøpe en finansiell terminkontrakt med systemprisen som underliggende. Terminkontrakten sikrer at han for et gitt volum, og i en gitt fremtidig periode, kan få kjøpe systemprisen til en forhåndsavtalt pris. Den gjenstående basisrisikoen vil da være en eventuell forskjell mellom systemprisen og kundens områdepris. For å avdekke denne basisrisikoen kan han i tillegg kjøpe en CFD. Denne låser prisdifferansen mellom systemprisen fra terminkontrakten og kundens områdepris pr MWh.

Volumrisikoen i fastpriskontrakten fremkommer ved at terminkontraktene som brukes for å eliminere prisrisikoen må inngås for et bestemt antall MWh i engrosmarkedet, uten at leverandøren vet hvor mye kundene med fastpris kjøper. Det finnes to måter å sikre denne volumrisikoen. Det enkleste og trolig det vanligste er at man kjøper terminkontrakter etter forventet volum og deretter finjusterer posisjonen etter hvert som forbruksforventningene endrer seg. Alternativet er å innta en lang callposisjon, som dekker den usikre delen av salgsvolumet. For at volumrisikoen skal elimineres helt, må salgsselskapet kjøpe en så stor callposisjon at de er 100 % sikker på at hele forbruket er dekket. Dette kan fort koste mer enn det smaker og de fleste selskapene velger derfor å utsette seg for volumrisiko.

#### **4.2.4 Andre kontraktstyper**

I tillegg til de tre grunnleggende kontraktstypene som vi har nevnt ovenfor, finnes det et større mengde kombinasjoner av disse. Vi vil beskrive noen av kontraktstypene nedenfor, men understreker at eksemplene ikke på noen måte er utfyllende.

##### **4.2.4.1 Kontrakter med pristak:**

Noen av sluttbrukerkontraktene inneholder bestemmelser som setter begrensninger for hvor høyt pris strømlleverandøren kan fakturere i kontraktperioden. En vanlig kontrakt av denne typen er spot med tak eller variabel med tak. Der prisen til sluttbruker følger spotpris på kraftbørsen, helt til den eventuelt stanger i det forhåndsdefinerte pristaket. For eksempel tilbyr Fjordkraft sine privatkunder å betale en forsikringspremie på 30 kr/mnd mot å være sikret at prisen ikke overstiger pristaket.

Når vi ser på risikoegenskapene til denne kontrakten må vi dele den i to element. I risikosammenheng kan vi se på den som en spotavtale som byttes ut med en fastprisavtale når markedsprisen overstiger taket. Pristaket settes gjerne så høyt at leverandøren ikke forventer at markedsprisen skal overstige dette.

I normalt prisleie vil prisen bevege seg på samme måte som en spotprisavtale og i disse periodene trenger leverandøren ikke drive prissikring. Det som imidlertid er viktig med denne type avtale er å overvåke markedet og å vurdere sikring dersom prisen beveger seg opp i mot taket. Det vil si å kjøpe terminkontrakter for den perioden prisen forventes å holde seg over

pristaket. For å få en god sikring av dette produktet må altså salgsselskapet treffe med estimatene sine for prisutviklingen i prisområdet (pris- og basisrisiko), forventet forbruk (volumrisiko) og estimatet på hvor lenge markedsprisen vil være høyere enn pristaket. Dersom leverandøren har bommet med volumet kan han justere posisjonen i terminkontrakter etter hvert som forventningene endrer seg.

#### **4.2.4.2 Kombikraft:**

Tussa-24 AS er en av tilbyderne av dette produktet som de markedsfører gjennom navnet Tindekraft Kombi. Tussa sin kombikraftavtale forutsetter at kundene kjøper 50 % av det forventede forbruket til fastpris og 50 % til Spotpris.

En kombikraftavtale er en kombinasjon som består av f.eks 50 % fastprisavtale og 50 % spotprisavtale. Den vil ha en risikoprofil tilsvarende de innebygde kontraktene.

#### **4.2.4.3 Forvaltningsavtaler:**

Dette er først og fremst et produkt for større bedrifter, men tilbys gjerne også til deres ansatte som en del av avtalen. Forvaltningsavtaler er gjerne sammensatt av to deler; en grunnsikring og en aktiv forvaltning. Et eksempel på tilbyder av dette produktet er Nordvestkraft (distributør for Markedskraft) gjennom sitt produkt ”forvaltningskraft +”. I Grunnsikringen deres foretas et større antall like store innkjøp for å jevne ut prisvariasjoner og kundene kan velge mellom 1, 2 og 3 års innkjøpshorisont på grunnsikringen. Tanken med den aktive forvaltningen er å kjøpe inn kraften når den er forholdsvis billig. I produktet til Nordvestkraft tillates den aktive forvaltningen å maksimalt avvike den gjennomsnittlige innkjøpsprisen i grunnsikringen med 4 øre/kWh. Dette produktet er vanligvis utformet slik at leverandøren overlater all prisrisiko til kunden.

#### **4.2.4.4 Fastpris med returrett**

Med denne varianten strømkontrakt får også private sluttbrukere samme mulighet som tidligere var forbeholdt de større bedriftene som handlet mer eller mindre direkte i engrosmarkedet. Trondheim Energiverk tilbyr en kontrakt av denne typen. Kontrakten fungerer slik at sluttbrukeren, basert på fjordårets forbruk, avtaler å kjøpe inn den kraften han



forventer å bruke kommende år til fast pris. Basert på ordrene fra hele kundeporteføljen kjøper strømleverandøren inn dette volumet inn fra engrosmarkedet. For hvert kvartal fremover får kunden tilbakebetalt prisdifferansen mellom betalt fastpris og spot for det ubenyttede volumet. Dette vil si at dersom kunden reduserer forbruket sitt, i perioder der spotprisen overstiger fastprisen, selger leverandøren dette volumet i spotmarkedet og godskriver sluttbrukeren dette beløpet. Analogt vil kundens forbruk utover avtalt kvantum bli belastet kunden til gjeldende markedspris. Også her vil vanligvis all prisrisiko ligge hos kjøper.

#### **4.2.4.5 Bilaterale sluttbrukerkontrakter**

Sluttbrukere med stort kraftforbruk inngår i mange tilfeller kraftkontrakter direkte med produsent. I følge statistikkbanken i SSB (2007) er fortsatt 97,4 % av forbruket i den kraftintensive industrien og innen treforedling dekket opp av gamle avtaler med kjøp direkte av Statkraft. De spesielle avtalevilkårene innen disse to bransjene er myndighetsbestemte og sikrer at den kraftkrevende industrien får kjøpe et fastsatt volum til en fastsatt pris som ligger vesentlig under dagens markedspris. En vesentlig mengde av disse gunstige avtalene utløper i perioden frem til 2011. Som en følge av EØS avtalens regelverk om statsstøtte, blir det ikke inngått nye avtaler med tilsvarende vilkår. I fremtiden må derfor industrien handle all kraft på ordinære vilkår i markedet. jf. St.prp. nr. 52 (1998-99, St.prp. nr. 78 (1999-2000) og Innst. S. nr. 251 (1999-2000).

### **4.3 Konesjonskraft**

Konesjonskraft er ikke et marked i ordinær forstand, siden det stort sett bare er en selger og en til tre kjøpere og prisen fastsettes på ved hjelp av en kostnadsvurdering. Vi har valgt å omtale det separat fordi det ikke faller naturlig inn under de andre markedene. Etter konesjonsvilkårene er vannkraftprodusenter pålagt å levere kraft til de kommunene som er berørt av utbyggingen, eventuelt også til fylkeskommunen og staten. Konesjonskraft er hjemlet i industrikonesjonsloven § 2 og vassdragsreguleringsloven § 12. Det opprinnelige formålet med denne ordningen var å sikre kommunene tilstrekkelig og rimelig kraft til den alminnelige elforsyningen. Konesjonskraften tilsvarer inntil 10 % av innvunnet kraftøkning til kommuner og fylkeskommuner og inntil 5 % til Staten. I følge NOU 2004: 26 om Hjemfall har staten enda ikke benyttet seg av denne rettigheten for billig kraft. Mottaker av

konsesjonskraften skal betale en pris basert på produksjonskostnader eller selvkost av leveransen.

## 5 Risikostyring

I dette kapittelet vil vi gi et teoretisk fundament for å forstå selskapenes insentiver til risikostyring. Ved hjelp av klassiske artikler med tema innen risikostyring, peker vi på fordeler og ulemper ved bruk av risikostyring. Der vi har funnet det nødvendig, har vi trukket inn eksempler fra kraftbransjen som belyser møtepunktene mellom teorien og bransjen. Dette kapittelet er et oversiktskapittel som er ment å favne bredt. Før vi går gjennom argumentene for og imot, vil vi definere begrepet risikostyring og kraftforetakenes formål.

### 5.1 Hva er risikostyring?

Risikostyring ("Risk Management") blir definert av McDonald (2003) som "*The active use of derivatives and other techniques to alter risk and protect profitability*". I vår oppgave er det denne definisjonen av risikostyring som benyttes. Ikke-finansielle teknikker som blir benyttet for å endre risikobildet er altså ikke relevant i vår oppgave. Et eksempel på en ikke-finansiell teknikk for risikostyring er at en bedrift med en høy andel av inntekter i Euro og med overvekt av kostnader i Norske kroner, kan redusere sin valutarisiko ved å plassere en fabrikk i Euroområdet.

Når man har et symmetrisk syn på risiko som definert i punkt 3.1, er det klart at risikostyring ikke betyr at man ønsker å fjerne all risiko. Tvert imot ønsker mange bedrifter, både i kraftbransjen og ellers, å påta seg en eller flere former for risiko, i håp om at den potensielle oppsiden skal havne i eiernes lomme. Risikostyring handler altså om hvilken type risiko man ønsker å eksponere seg for og selvfølgelig hvor mye risiko man vil ta på seg. En del av dette bildet er at man er naturlig eksponert for en del typer risiko som man muligens ikke ønsker, men som på grunn av transaksjonskostnader, effektiviteten på sikringen, ledelsens tidsbruk eller lignende, er for ressurskrevende å beskytte seg mot. Risikostyring handler om å fokusere på den risikoen som ligger i virksomheten og som med fordel kan reduseres. En del selskap tar også på seg risiko i form av trading for å tjene penger. Denne tradingen foregår som regel innenfor fastsatte risikorammer.

Siden selskapene i kraftbransjen er så forskjellig er det vanskelig å si noe generelt om hvilken risiko som selskapene ønsker å eksponere seg for. Vi har tidligere antydnet at kraftselskapene må forholde seg til flere kilder til risiko og i tråd med den velkjente kapitalverdimodellen bør

selskapene bare eksponere seg for risiko som de får betalt for å ta på seg. Selv om den virkelige verden ikke oppfyller betingelsene som kapitalverdimodellen stiller, kan vi ta med oss denne grunntanken.

En annen tommelfingerregel som ofte blir benyttet i praksis er å eksponere seg for risiko som man kan bære billigere enn andre. Ved å praktisere dette ender selskapene da ofte opp med å fokusere på de risikofaktorene som er knyttet til egen kjernekompetanse eller komparative fortrinn, mens man betaler andre for å påta seg risiko som de kan bære til en lavere kostnad. Et praktisk eksempel på dette siste: Kraftselskapene velger å påta seg en forholdsvis stor del av markedsrisikoen i kraftmarkedet fordi de har den nødvendige kunnskapen og evnen til å gjøre dette på en forholdsvis god og billig måte. Samtidig ønsker mange kraftselskap bare i liten grad å utsette seg for valutarisiko fordi det er billigere å betale bankene for å bære denne risikoen.

Mindre selskaper har gjerne begrenset evne å bære risikoen i de høyvolatile kraftmarkedene, mens større og mer diversifiserte selskaper har gjerne en større bæreevne. Et sitat fra Hydros(2005) kan illustrere dette: *"Hydro er eksponert for markedsrisiko for priser på råvarer som kjøpes og selges, priser på andre råstoff, valutakurser og renter. Prisene på disse råvarene kan være volatile og skape variasjoner i Hydros inntjening. Hydros hovedstrategi i forhold til styring av denne risikoeksponeringen er å opprettholde en sterk finansiell stilling for å kunne møte variasjoner i priser og inntjening"*.

## 5.2 Kraftforetakenes formål

Det er klart at risikostyring ikke er noe mål i seg selv, men et verktøy for å nå de målsettingene som bedriften ønsker å oppnå. For at det skal være noen mening i å diskutere fordeler og ulemper med risikostyring bør man ta utgangspunkt i selskapenes formål og eiernes ønsker.

I argumentasjonen nedenfor har vi tatt utgangspunkt i at hovedformålet er å maksimere eiernes verdi. Risikobildet og hvordan risikoen styres er med å påvirker verdien på selskapene. Volatile selskap oppfattes ofte som mer risikable, og den økte volatiliteten kan medføre at selskapet blir verdsatt lavere. De fleste kraftselskapene benytter sikring for å redusere volatiliteten i selskapenes resultater, som et ledd i selskapets risikostyring. Dette er

spesielt viktig for selskap med udiversifiserte eiere som ønsker stabile utbyttebetalinger, slik tilfellet er i kraftbransjen.

### 5.3 Argumenter for risikostyring

Vi vil med dette fokusere på argumenter som taler for risikostyring. Argumentene mot risikostyring kommer vi tilbake til i neste avsnitt.

Incentivene for å drive risikostyring kan være forskjellige, og det er ikke gitt at eierne og ledelsen har de samme risikopreferansene. Copeland et al. (2005) omtaler følgende motiv til å drive risikostyring:

- transaksjonssikring,
- minimalisere variasjonen i kontantstrømmen til selskapet
- maksimere verdien av selskapet, og
- maksimere verdien av selskapet relativt til andre selskap i bransjen.

De første to motivene er suboptimale, og enhver endring i risiko er forbundet med en endring i avkastning, derfor er det eneste optimale å maksimere verdien av selskapet.

Tirole (2006) hevder at risikostyring ikke er drevet av ønsket om å skaffe eierne og kreditorer forsikring. Dette kan de skaffe seg selv gjennom diversifikasjon. Basert på dette er det kun med udiversifiserte eiere at man kan forsvare at man driver risikostyring for å minimalisere variasjonen i kontantstrømmen.

Til tross for at kraftforetakenes styringsmål ikke bare inneholder finansielle måltall, vil det likevel i vår sammenheng være en akseptabel forenkling å ta utgangspunkt i at kraftforetakene har som målsetting å maksimere eiernes verdi, beskrevet som nåverdien av alle forventede kontantstrømmer i fremtiden. Når man bryter ned en nåverdiberegning ser vi at sikringsaktiviteter kan være rasjonelt dersom de enten gir redusert diskonteringsrente (lavere risiko), eller øker de fremtidige kontantstrømmene.

Vår gjennomgang av argumenter for risikostyring støtter seg til klassiske arbeider innen temaet i tillegg til egne kommentarer og vurderinger. Litt forenklet vil risikostyring øke

selskapets verdi dersom den positive effekten av å redusere noen av kostnadstypene nedenfor, oppveier for de økte kostnadene som påløper som følge av risikostyring.

Vår argumentasjon som taler for bruk av risikostyring baserer seg på et ønske om å redusere følgende kostnader:

- Kostnader knyttet til finansielt stress og konkurs (inkl bæreevne for gjeld)
- Kostnader ved stor og udiversifisert eier
- Agentkostnader
- Kostnader knyttet til manglende bruk av sikringsvurdering
- Effektiv selskapsbeskatning

### **5.3.1 Kostnader knyttet til finansielt stress og konkurs**

Bruk av sikringsinstrument hindrer at kontantstrøm eller eksisterende verdier ikke varierer mye. Dette gjør den finansielle planleggingen lettere og reduserer sannsynligheten for å havne i betalingsvansker, eller at selskapet får uheldig liten egenkapitalandel. I følge Stulz (1990) er kostnadene til finansielt stress og konkurs blant de aller viktigste målene med risikostyring, da disse kostnadene ellers kan bli svært store.

#### **5.3.1.1 Omfanget av konkurskostnader**

Bedrifter som har relativt få leverandører eller kunder, spesialiserte produkter, eller ansatte som har lett for å finne annen jobb, har ofte høyere konkurskostnader enn andre bedrifter. Ved å bruke sikring, kan slike bedrifter redusere både sannsynligheten for og størrelsen på fremtidige tap. Virkningen er reduserte konkurskostnader. Informasjon om bedriftens sikringsaktiviteter er altså relevant informasjon for investorer så vel som kunder, leverandører og kreditorer.

Andrade og Kapland (1998) har studert 31 transaksjoner med høy gearing, som kommer under finansielt stress (ikke økonomisk stress). De gjorde kvalitative og kvantitative estimater på kostnadene ved finansielt stress. Resultatet deres viser at de direkte og indirekte kostnadene utgjorde 10 – 20 prosent av selskapets verdi. De konkluderte også med at for selskaper som ikke opplevde et tilsvarende uheldig økonomisk sjokk var tilsvarende kostnader neglisjerbar.

Den mest omfattende studien av derivatbruk som vi kjenner til er Bartram, et al. (2004), som undersøkte 7292 ikke-finansielle foretak fra 48 land. Ved å gjennomgå årsrapportene fant de blant annet ut at selskap med høyere gjeldsgrad og ”lower balance sheet liquidity” er mer tilbøyelig til å bruke derivater i risikostyringen. Dette kan være en indikasjon på at selskap som har potensielt høyere kostnader ved finansielt stress (konkurskostnader), ønsker å sikre seg mot dette.

I den følgende gjennomgangen, vil vi skille mellom direkte og indirekte konkurskostnader

### **5.3.1.2 Direkte konkurskostnader**

Dersom et selskap går konkurs påløper det en del åpenbare kostnader som en direkte følge av konkursen. Dette kalles direkte konkurskostnader og gjelder blant annet honorar til bostyrer, opprydning, kostnader ved salg av eiendeler med mer. En undersøkelse av konkurstilfeller hos 31 selskap i perioden mellom 1980 til 1986 av Weiss(1990) konkluderer med at direkte konkurskostnader i utvalget i gjennomsnitt tilsvarte 2,8% relativt til totale eiendeler. Den høyeste verdien var 7%.

### **5.3.1.3 Indirekte konkurskostnader**

I tillegg påløper også en del kostnader som er mer indirekte knyttet til konkurs. Felles for disse er at de kan påløpe allerede ved mistanke om konkurs. Eksempel på dette er når kunder eller leverandører trekker seg som følge av frykt for redusert evne til levering eller betaling. Frykt for konkurs kan også føre til at viktige ansatte bytter jobb, at ledelsen eller ansatte ikke har kapasitet til å tenke langsiktig, at bedriften får dårligere rating og dermed dyrere finansiering. Det ligger i de indirekte kostnadenes natur at de kan være svært vanskelig å måle, men kan likevel være betydelige.

### **5.3.1.4 Tapte investeringsmuligheter**

Det er selvfølgelig ikke bra om en bedrift må si ifra seg lønnsomme investeringsmuligheter på grunn av en presset finansiell situasjon. I alvorlige tilfeller kan et ubeskyttet tap føre til problemer med eksisterende forpliktelser og til og med konkurs. Froot et al. (1993) argumenterer for at selskap bør velge en sikringsstrategi for å være sikker på at de har tilgjengelig kapital for deres planlagte investeringsprogram. Usikrede selskaper kan måtte gi

slipp på lønnsomme investeringer, på grunn av at manglende effisiens i kapitalmarkedene kan hindre dem i å reise ekstern kapital når de trenger det.

Myers (1977) viste at forpliktelser med høyere prioritet enn egenkapital (*senior claims*), skaper insentiv til at selskapets aksjonærer skal "underinvestere" i selskapet under visse forutsetninger. Argumentasjonen går på at profitten som oppstår ved økt investering fra aksjonærenes side må deles med de som har "*senior claims*". Det ble vist at dette kan føre til at prosjekter med positiv netto nåverdi (NPV) ikke blir tilført den nødvendige kapitalen. Altså kan insentivet til underinvestering føre til at selskapets verdi blir redusert dersom selskapet ikke har en god risikostyring.

### **5.3.1.5 Bæreevne for gjeld**

Når et selskap gjør det godt, vil det ha evne til å betale avtalt rente til sine kreditorer. For ordinære lån vil ikke kreditorene få ekstra betalt dersom det et år blir ekstraordinært stort overskudd i selskapet. Dersom selskapet derimot overraskende skulle ende med et tap og kanskje påfølgende konkurs, er det sannsynlig at kreditorene vil tape hele eller deler av kravet de har mot selskapet. Bessembinder (1991) tar for seg denne problematikken ved å vise at bruken av derivater på selskapets hånd for å redusere nedsiderisikoen, vil føre til at enkelte av de fremtidige tap- eller konkursscenarioene ikke ender i tap eller konkurs, men med positivt utfall. Man vil altså med denne måten øke andelen av fremtidige utfall som tilfører verdi til aksjonærene. Samtidig vil også kreditorenes potensielle nedside bli redusert og de vil dermed være villig til å yte mer eller billigere kapital til bedriften. Jeg understreker at dette resonnetet er gyldig dersom risikostyringen skjer på selskapets hånd, mens individuelle investorer ikke er i stand til å redusere andelen konkursscenarioer på egen hånd.

Myers and Majluf (1984) viser i sin velkjente artikkel at interne midler er å foretrekke når man skal finansiere et prosjekt. Skulle man trenge ekstern finansiering vil det i tråd med Myers and Majluf være billigere å bruke gjeld enn egenkapital, ettersom gjeldsrenter vanligvis gir skattefordel. Gjeldsinstrumenter som inneholder element av egenkapital, som f.eks konvertibel gjeld, vil også være å foretrekke fremfor rene egenkapitalinstrumenter. Denne prioriteringslisten blir ofte referert til som "The Pecking order of Capital". Siden de fleste selskaper er avhengig av ekstern finansiering vil økt gjeldskapasitet være et argument for bruk av sikring.



### **5.3.2 Kostnader ved stor og udiversifisert eier**

Noe som er særegent for kraftsektoren er dagens heimfallsregelverk som gir offentlige eiere store fordeler fremfor private. Regelverket om hjemfallsretten er lovregulert med utgangspunkt i Vassdragsreguleringsloven (LOV-1917-12-14-17) og Industrikonsesjonsloven (LOV-1917-12-14-16). Hjemfallsretten gjør at kraftselskapene har større verdi dersom de er eid av minst 2/3 offentlige investorer som f.eks kommuner. Det spesielle med eierstrukturen i kraftbransjen er at kommunene ofte har store eierposter i kraftselskapene, samtidig som kommunene ofte er udiversifisert investor. Vi vil i det følgende utdype både hjemfallsretten og hvorfor det å ha en stor udiversifisert eier er et argument som taler for risikostyring.

#### **5.3.2.1 Hjemfall**

Regelverket rundt hjemfall skiller mellom offentlig eide vannkraftprodusenter og vannkraftproduksjon i privat eie. I denne sammenhengen blir et produksjonsselskap regnet som offentlig eid dersom stat, kommune eller fylkeskommune eier 2/3 av selskapet. I følge Heimfallsutvalget (NOU 2004: 26) tilsvarende dette ca 90 % av den norske produksjonskapasiteten.

Offentlig eide vannkraftprodusenter blir tildelt konsesjoner på fallrettigheten uten tidsbegrensning. Andre aktører blir tildelt konsesjoner med heimfallsvilkår som gir staten rett til å overta fallrettigheter og anlegg ved utløpet av konsesjonstida. Olje- og energidepartementet har arbeidet for å endre regelverket til å sikre like forutsetninger for eierskap i kraftsektoren. Heimfallsutvalget har kommet med sin innstilling i NOU 2004: 26, men en lovendring er ikke vedtatt.

Reglene rundt hjemfall gjør at produksjonsselskapets verdi vil være høyere med offentlig eierskap, enn en privat eier. Dersom f.eks en kommune selger sine aksjer til private slik at eiersammensetningen endrer seg fra å først å ha mer enn 2/3 offentlig eierskap og til å senere å falle under grensen på 2/3 vil konsesjonen knyttet til fallrettighetene endres fra å være tidsbegrenset og til å bli tidsbegrenset. Heimfallsutvalgets (NOU 2004: 26) hovedforståelse er da at konsesjonens gyldighet blir satt til 60 år fra konsesjonstildelingen. Når konsesjonen utløper, vil selskapet måtte gi fra seg både fallrettigheter og anlegg vederlagsfritt til staten.

Heimfallsutvalgets formål er å vurdere en endring i dette regelverket slik at privat og offentlig eierskap ikke medfører forskjell. Per i dag er likevel gjeldende hovedregelen at når konsesjonen for et vannkraftverk i privat eie utløper, skal både fallrettighetene og anlegg knyttet til dette, overføres til staten vederlagsfritt. I alle normale tilfeller vil dette redusere selskapets verdi. På bakgrunn av dette potensielle verdifallet slår vi fast at selskapet vil ha en høyere verdi med en offentlig eier.

På bakgrunn av dette har kraftselskapet økonomiske insentiv til å beholde en eller flere offentlige eiere. Når vi ser på eiersiden til de fleste kraftselskapene, ser vi at det er svært vanlig at kraftprodusentene fyller denne 2/3 eierandelen, med kommunale eiere.

### **5.3.2.2 Stor udiversifisert eier**

Fra finansteorien vet vi at en udiversifisert eier ønsker stabilt utbytte og ønsker derfor å redusere resultatsvingninger. For å nøytralisere disse svingningene kan risikostyringen enten skje på eierens side gjennom diversifisering i andre aktiva. Alternativet er at risikostyringen skjer på selskapets hånd ved hjelp av derivater. Vi har videre antatt at mange av de mindre kraftkommunene ikke har tilstrekkelig med finansielle muskler til å kunne bli veldiversifisert uten at eierskapet i kraftselskapet reduseres. Dette taler for at en eventuell risikostyring i disse selskapene bør skje på kraftselskapets hånd.

Vi kan av dette slå fast at verdien på selskapet vil være større med en kommunal / offentlig eier enn dersom kraftprodusenten hadde private eiere. I de tilfeller der den offentlige eieren er en mindre og udiversifisert kommune, vil det trolig være billigere for kraftselskapet å drive risikostyring enn hva den kommunale eieren kan klare på egenhånd. Siden det her er store fordeler knyttet til offentlig eierskap for bedriften, kan det være fornuftig å drive risikostyring på selskapets hånd. Dette vil sikre at den kommunale eieren kan opprettholde sin udiversifiserte posisjon i selskapet.

### **5.3.3 Agentkostnader**

Hovedoppgaven til ledelsen er å sørge for at selskapet genererer mest mulig verdier i et langsiktig perspektiv. Samtidig vet vi at det finnes flere forhold som kan gjøre at ledelsen

jobber etter sin egen agenda. Blant annet kan bonusavtaler knyttet til omsetning, kortsiktige kursbevegelser eller andre nøkkeltall gi ledelsen sterke insentiver som fraviker eiernes interesser. Spesielt bør eierne være oppmerksomme på forhold der ledelsen bare får del i en eventuell oppside, men ikke utsettes for risikoen ved en potensiell nedside.

Vanligvis prøver man å redusere agentkostnader ved at eierne kan utforme en lønnsstruktur på lederlønningene som gir ledelsen høyere lønn dersom de klarer å øke eiernes verdi. Tanken bak dette er at når ledelsen og eierne har felles interesser, vil ledelsen jobbe for å øke eiernes verdi. Dette høres jo flott ut, men det finnes flere fallgruver med et system for avlønning der lederlønningene er for sterkt knyttet til aksjekursens utvikling.

En av disse ulempene er at aksjekursen også blir påvirket av forhold som er utenfor ledelsens kontroll som f.eks utviklingen i kraftprisen. Lederlønninger som er sterkt avhengig av forhold utenfor ledelsens kontroll, påfører ledelsen risiko og samtidig reduserer ledelsens insentiv til å øke eiernes verdi. Ved å innføre risikostyring i en slik setting, vil man kunne oppnå at selskapets verdi er relativt mer avhengig av forhold som ledelsen faktisk kan påvirke. Risikostyringen hindrer altså at aksjebasert avlønning påfører ledelsen for mye (udiversifisert) risiko og reduserer videre deres insentiver til å ta avgjørelser som går imot eiernes interesser.

Stulz (2003) peker videre på at et godt program for risikostyringen vil gjøre det mindre sannsynlig at ledelsen håndterer risiko på en måte som reduserer selskapets verdi blant annet fordi ledelsens dyktighet blir mer synliggjort. I tillegg vil lavere risiko knyttet til ledelsens avlønning, kunne medføre at lederne krever mindre lønnskompensasjon. Dette siste momentet kan riktig nok løses på andre måter, f.eks ved å knytte de ansattes avlønning til forskjellige verdidrivere. Måling knyttet til mange forskjellige verdidrivere kan lett bli komplisert og mer kostnadskrevende enn å sikre resultatet.

#### **5.3.4 Kostnader knyttet til manglende bruk av sikringsvurdering**

DeMarzo og Duffie (1985) ser på risikostyring i tilfeller der ledelsen er fokusert på egen karriere. Analysen deres viser at optimal tilpassing i risikostyringen avhenger av hva slags regnskapsinformasjon som blir gjort tilgjengelig for eierne. I stedet for det tradisjonelle fokuset på risikostyring som reallokering av risiko, fokuserer denne artikkelen på informasjonseffekten som kan oppnås med bokføringen av sikringen. De tar utgangspunkt i at

resultatene reflekterer ledelsens dyktighet, og at man reduserer noe av støyen som prisendringer medfører ved å benytte sikring. Hvis det benyttes sikringsbokføring vil ledelsen i utgangspunktet velge å sikre mest mulig, for dermed å få mest mulig stabile resultat, og på den måten vise hvor dyktige de er. Likeledes vil den økte informasjonen som tilflyter markedet og eierne i form av stabile resultater medføre at selskapet øker i verdi.

Hvis den opprinnelige posisjonen og sikringsinstrumentet blir rapportert separat, vil eierne observere overskudd eller underskudd på sikringen, og det øvrige resultat. Den økte informasjonen som tilflyter eierne påvirker ledelsens insentiver. Ledelsen vil nå bli vurdert både på sikringsinstrumentet og på resultatet. Dette medfører at ledelsen får et ekstra risikoelement, istedenfor å redusere risikoen knyttet til resultatelementet. Ledelsen vil nå i mange tilfeller komme dårligere ut med sikring enn hva de gjør uten sikring. Uten sikringsvurdering i regnskapet vil optimal tilpassing være å ikke sikre i det hele tatt. Basert på deres forutsetninger, konkluderer de med at dersom standard sikringsbokføring blir valgt i rapporteringen, vil optimal tilpassing for ledelsen være å velge full sikring av posisjonene.

Videre viser de at selv om man antar at aksjeeierne er risikonøytrale, vil den økte informasjonseffekten man får ved sikringen i form av mer stabile resultater, kunne oppveie for informasjonstapet ved at resultatet av sikringsaktivitetene ikke synliggjøres. Det betyr at standard sikringsbokføring kan forbedre selskapets investeringsbeslutninger og også øke ledelsens insentiv til å velge de optimale investeringsbeslutningene. Disse resultatene bygger selvfølgelig på en modell med strenge forutsetninger, men hovedpoengene kan likevel tenkes å være robust i vår sammenheng.

### **5.3.4.1 Kapitalkostnad**

De fleste bedrifter har på et eller annet tidspunkt behov for å hente inn ekstern kapital. Kreditorer eller investorer som tilbyr denne kapitalen vil selvfølgelig at deres bidrag skal gi dem avkastning som står i forhold til den risikoen de påtar seg. Kapitalinnskytere kan også komme til å kreve at selskapet etablerer et program for risikostyring for at de overhode skal tilby selskapet kapital.

De direkte kostnadene ved ekstern finansiering kan være svært høye, dette gjelder kostnader som utarbeidelse av prospekt, eller tilrettelegging ved egenkapitalemisjoner. Også når man

henter inn ekstern kapital kan de indirekte kostnadene bli de største. For eksempel gjør asymmetrisk informasjon mellom investorer og ledelsen at det må innrømmes rabatt når ny egenkapital skal hentes inn. Denne rabatten kommer av investorenes frykt for at selskapet skal hente inn kapital på et tidspunkt, da markedet overvurderer prisen på selskapet. Denne rabatten kan typisk utgjøre 10% av emisjonens virkelige verdi. Bruk av sikring kan i slike tilfeller være en god forsikring mot investorenes nedsiderisiko og dermed gi billigere kapital til selskapet.

### 5.3.5 Effektiv selskapsbeskatning

Den skattebaserte argumentasjonen for risikostyring er i hovedsak som følger: Dersom risikostyringen kan overføre inntekter fra en høy skattesats til lav skattesats, vil selskapet eller investoren oppnå en lavere nåverdi på de fremtidige skatteinnbetalingene. Dette vil i neste omgang øke selskapets verdi. Det finnes også tilfeller der risikostyringen kan ha motsatt skattevirking og dermed redusere selskapets verdi. Sistnevnte kan for eksempel oppstå når skattesatsen endres fra en periode til neste. Smith og Stultz (1985) peker på at i situasjoner med progressiv selskapsbeskatning vil en stabil skattbar inntekt føre til lavere skattebetalinger enn i alternative tilfeller der inntjeningen er høyvolatil, men med samme gjennomsnittsverdi. Med dagens skattesystem gir både selskapsskatt, naturressursskatt og grunnrenteskatt flat skattesats i kraftbransjen.

## 5.4 Argumenter mot risikostyring

Ulempene ved risikostyring er i stor grad at det knyttes kostnader til bruk av risikostyring. Vi skal nedenfor nevne de viktigste av kostnadene som kan tenkes å påløpe ved bruk av risikostyring.

I henhold til Modigliani og Miller (MM) har kapitalstruktur ingen betydning for verdien av et selskap dersom det er perfekt frikonkurranse i kapitalmarkedene. Brealy et al (2006)<sup>1</sup> hevder at man kan utvide MMs bevis til å si at ”...*risk management is also irrelevant in perfect financial markets*”. Nå råder det riktignok enighet om at kapitalstruktur faktisk har betydning for verdien til et selskap. Ikke fordi MM tar feil, men først og fremst på grunn av tilstedeværelsen av blant annet skatter, agentkostnader og konkurskostnader som bryter med

---

<sup>1</sup> Brealy et al (2006) side 722.

forutsetningene bak MM. Dette gjelder også analogt for påstanden hos Brealy et al (2006); I en perfekt frikonkurranseverden vil bruk av derivater og andre sikringsteknikker påvirke fordelingen av resultatet, men prisen på sikringsinstrumentet vil nøyaktig oppveie for den forventede gevinsten. Dersom vi forlater vår perfekte frikonkurranseverden ved å innføre transaksjonskostnader, vil bruk av sikring kunne redusere selskapets verdi. Dette kommer av at den forventede gevinsten av sikringen fratrukket kjøpsprisen er lik null, samtidig som foretaket pådrar seg blant annet transaksjonskostnader ved kjøp av sikringsinstrumentet.

#### **5.4.1 Transaksjonskostnader**

Et foretak som vil ta i bruk sikring må påregne transaksjonskostnader. Ved kjøp av finansielle sikringsinstrumenter er dette den tydeligste og lettest målbare form for kostnad ved risikostyring. Typiske transaksjonskostnader er provisjon til utsteder av sikringsinstrumentet eller bid-ask-spread. Generelt kan man si at sikringsinstrument som er lite omsatt, lite standardisert eller som handles i et marked med lav effisiens har høye transaksjonskostnader.

I kraftbransjen brukes for det meste Forwards, Futures eller opsjoner som sikringsinstrument. Disse handles enten over børs (Nord Pool), via energimegler eller bilateralt med andre aktører i markedet. For alle disse påløper normalt transaksjonskostnader i form av bid-ask spread, kurtasje (meglerprovisjon), clearingavgift og lignende.

#### **5.4.2 Administrasjonskostnader**

Hvis man skal drive risikostyring i form av sikring, så må dette administreres. Dette krever at man må ha ansatte som faktisk foretar sikringen, og dette medfører at det påløper kostnader.

#### **5.4.3 Overvåkningskostnader**

Når et foretak tar i bruk finansiell risikostyring kan det ofte være lurt å etablere kontrollsystemer som hindrer at de som skal utøve sikringsstrategien blir spekulanter. Faren ved derivatposisjoner er at man kan oppnå enorme tap selv ved små initielle investeringer. Hull (2003) gir følgende eksempel på side 688: *"A single employee working in the Japanese subsidiary of his company lost \$ 1 billion dollars in unauthorized trading of currency futures."*

I tillegg er det en vesentlig kostnad knyttet til markedsovervåkning samt å kontinuerlig justere sikringsnivået etter endrede forventninger om fremtiden.

#### **5.4.4 Kostnader til regnskapsmessig behandling av sikring**

Hvis regelverket medfører at det blir inkonsistent måling mellom sikringsobjekt og sikringsinstrument, vil dette medføre unødvendige kostnader for selskapene. Det kan også være at den inkonsistente behandlingen i regnskapet medfører at selskapet fremstår mer volatil, enn hva som faktisk er tilfellet. Høyere volatilitet vil medføre at avkastningskravet heves, og selskapets verdi blir lavere.

Sikringsvurdering i regnskapet innebærer at man oppnår konsistens i målingen. Høye dokumentasjonskrav i sikringsbestemmelsene kan medføre store kostnader. Dette kan igjen medføre at sikringsvurdering ikke blir benyttet.

#### **5.4.5 Kostnader ved redusert oppside**

Når et kraftselskap vil redusere usikkerheten rundt fremtidige kontantstrømmer fra kraftproduksjonen, kan selskapet allerede i dag selge hele eller deler av forventet produksjon i en fremtidig periode. Salgsprisen avtales allerede i dag. En av ulempene ved å låse inn prisen på denne måten, er at man ikke kan selge dette aktuelle volumet til en høyere pris i markedet senere. Ved å inngå sikringsposisjoner gir man altså fra seg en mulig oppside mot å bli sikret mot en potensiell nedside. Dersom man ønsker å beholde større deler av oppsiden kan man f.eks kjøpe en opsjon. Det handles opsjoner i kraftmarkedet både bilateralt og på Nord Pool, men lav omsetning i opsjoner gjør at markedet for opsjonshandel ikke er like effisient som ordinære terminkontrakter.

## 5.5 Strategi innen kraftbransjen

Kraftbransjen er en høyvolatil bransje, hvor både etterspørsel og priser varierer sterkt. I tillegg varierer også tilførselen av vann i magasinene kraftig, hvilket medfører at også produksjonskapasiteten er utsatt for store variasjoner. Videre så foreligger det finansiell risiko, og annen risiko. Dette medfører at bransjen er betydelig risikoutsatt.

I en slik setting vil de fleste aktørene forsøke å avdempe deler av risikoen, ved å benytte forskjellige risikostyringsverktøy. Når man skal vurdere risikostrategien i kraftbransjen kan det være fornuftig å ta utgangspunkt i de fire hovedfilosofiene som blir omtalt i Copeland et al. 2005, og som vi omtalte under punkt 5.3. Dette er:

- transaksjonssikring,
- minimalisere variasjonen i kontantstrømmen til selskapet,
- maksimere verdien av selskapet, og
- maksimere verdien av selskapet relativt i forhold til øvrige selskap i samme bransje.

De første to filosofiene er suboptimale.

For å belyse strategien til kraftselskapene har vi gått igjennom en rekke årsberetninger, og vi har hentet ut noen sitat. I årsberetningen til Lyse (2006) står det blant annet følgende ” *I kraftmarkedet anvender konsernet en aktiv risikostyring tilpasset den aktuelle markedssituasjonen hvor formålet er å oppnå maksimal avkastning med en akseptabel risiko*”. Her ser vi at selskapet fokuserer på å maksimere avkastningen innenfor gitte risikorammer. Selskapet anser her at risikostyringen har en kostnad, og at man foretar en kost nytte avveining når man fastsetter risikorammene.

Tafjord Kraft benytter en annen formulering. Fra årsberetning (2006) har vi trukket ut følgende sitat ” *Konsernet har som målsetting å optimalisere den langsiktige verdiskapingen for sine eiere. Finansiell risiko styres med henblikk på å sikre en rimelig grad av forutsigbarhet i konsernets samlede resultater, dog slik at dette i minst mulig grad svekker den langsiktige verdiskapingen. Selskapet skal i strategiperioden praktisere en stabil utbyttepolitikk, med en utbyttegrad lik 50-70 % av årsresultatet etter skatt.*”

” Her ser vi at målet er å optimalisere den langsiktige verdiskapningen for sine eiere, og de ønsker å sikre en rimelig grad av forutsigbarhet i resultatene for sine eiere. De sier videre at de skal praktisere en stabil utbyttepolitikk, med en utbyttegrad på 50-70%. Hvis resultatene



svinger mye vil ikke utbyttene nødvendigvis bli stabile. Det er vanskelig å vite hvor mye de vektlegger stabilitet i resultatene, i forhold til å maksimere verdiskapningen. Hvis de hadde en utbyttepolitikk som var basert på aksjekapitalen, og hvor man for eksempel hadde fastsatt at det skulle utbetales et utbytte på 10 % av aksjekapitalen, så ville man hatt stabil en utbyttepolitikk.

Et selskap som muligens går den motsatte veien når det gjelder risikostyring er EB(2005). De opplyser i sin årsrapport at ” *Målet med risikostyringen er å oppnå maksimal inntjening på produksjonen på lang sikt.* ”. I dette utsagnet ligger det en forventning om å tjene på risikostyringen. Noen kraftselskap har en bevist policy på å ta risiko, for å tjene på den. I dagens næringsliv (2007) kunne vi lese følgende ” *Statkraft spekulerer storstilt for å sikre seg mot å tape på svingninger i kraftprisen. Spekulasjonene har tidligere gitt statsgiganten milliardgevinster, men i fjor falt disse inntektene med nær 1,4 milliarder kroner. I 2005 tjente Statkraft 1,9 milliarder kroner på spekulasjon i svingende kraftpriser. I fjor ble det kappe 600 millioner kroner* ”. Selv om det er kostnader forbundet med sikring, så betyr ikke det at alle nødvendigvis kommer dårligere ut med å sikre. Det er imidlertid vanskelig å danne seg noe klart bilde av om EB frivillig utsetter seg for ekstra risiko i form av trading, eller om de bare forventer å tjene på sikringsposisjonene.

Vi ser at det er vanskelig å kartlegge selskapenes holdning til risikostyring basert på hva de sier i årsberetningene. De omtaler risiko i generelle vendinger uten å si noe konkret om risikopreferansene. Det er også vanskelig å kartlegge om de frivillig utsetter seg for risiko i form av tradingvirksomhet, for å tjene penger. Lyse og Tafjord Kraft har en risikofilosofi som inneholder elementer både fra å minimalisere variasjonene i kontantstrømmene og å maksimere avkastning. På bakgrunn av årsberetningene er det imidlertid umulig å avgjøre blandingsforholdet, og derigjennom hvilket av disse selskapene som er har høyest risikoaversjon.

Selskapenes motivasjon for å drive risikostyring kan variere veldig, dette kan skyldes eierens forhold til risiko, og ønske om en stabil utbyttepolitikk. Det kan også ha sammenheng med selskapsledelsens holdning til risiko, og derigjennom deres insentiver til å drive sikring. DeMarzo og Duffie (1985) har utført en analyse som viser at optimal tilpassing i risikostyringen avhenger av hva slags regnskapsinformasjon som blir gjort tilgjengelig for eierne. Basert på deres forutsetninger, konkluderer de med at dersom standard sikringsbokføring blir valgt i rapporteringen, vil optimal tilpassing for ledelsen være å velge

full sikring av posisjonene. Alternativt, dersom den opprinnelige posisjonen og sikringsinstrumentet blir rapportert separat, vil optimal tilpassing være å ikke sikre i det hele tatt. EB har i vår undersøkelse svart at de skal innføre sikringsvurdering fra 1.1.07, og således er dette i tråd med analysen til DeMarzo og Duffie

Det vil selvfølgelig være for lett vint å konkludere med at disse selskapene har forskjellige risikopreferanser bare på bakgrunn av årsberetningene, men dette er eksempler som er ment å belyse hvordan disse preferansene kan variere mellom selskap.

## 5.6 Organisering av risikostyringen

Hafslund skriver følgende i sin årsberetning (2006) ” *Rammer og styringsmål for risikostyringen er gitt ved selskapets styregodkjente Risk policy samt tilhørende risikomandater. Risikoansvar tilligger som hovedprinsipp den operasjonelle ledelsen i den enkelte enhet. For finansielle risikofaktorer som kraftprisrisiko, renterisiko og valutarisiko som har store likhetstrekk på tvers av forretningsområdene, er risikostyringen likevel i betydelig grad sentralisert*”

Dette er et veldig typisk eksempel på hvordan risikostyringen organiseres i kraftselskapene. De fleste selskapene benytter mandater/risikorammer for å styre risikoen i de forskjellige enhetene.

Et annet eksempel hentes fra Statkraft's årsberetning (2006), hvor det står ” *Håndteringen av risiko er viktig for verdiskapingen og er en integrert del av den samlede ledelses- og styringsmodellen. De overordnede føringene for virksomhetsstyringen beskrives i vedtektene, forretningsprinsippene, prinsippene for eierstyring og selskapsledelse og de etiske retningslinjene. En operativ styringsmodell bygd på målekort dekker gjennomføring og oppfølging av strategien og den daglige virksomheten.*”

Vi ser at i Statkraft er håndteringen av risiko en integrert del av hele konsernets styringssystem, og risikostyringen blir overvåket av det balanserte målstyringssystemet.

## 5.7 Håndtering av risikoen

Vi vil her drøfte hvordan kraftselskapene håndterer de forskjellige risikoene. Noen av risikoene kan man til en viss grad styre, redusere eller forsikre seg mot, mens andre er vanskeligere å styre.

### 5.7.1 Markedsrisiko

Kraftbransjen er preget av, stor variasjon i både etterspørsel og priser, og i tillegg er det store sesongvariasjoner. Det medfører at markedsrisikoen i kraftbransjen er betydelig, og de fleste selskapene arbeider aktivt med å redusere denne risikoen. Dette kan belyses med følgende sitat hentet fra Statkrafts årsberetning (2006) ”*Statkraft håndterer markedsrisiko knyttet til kraftsalg ved å handle fysiske og finansielle kontrakter både i Norden og på Kontinentet. Sikringsstrategier reguleres av rammer for posisjonenes volum og verdi, og kriterier for å vurdere nye kontrakter mot forventede inntekter og nedsiderisiko. Porteføljen justeres kontinuerlig i forhold til gjeldende oppfatning av fremtidige priser og egen produksjonsevne. Statkraft har også egne porteføljer innenfor trading og strukturerte produkter, hvor også risikotakingen er regulert av mandater. Trading- porteføljen omfatter begrensede, kortsiktige posisjoner innenfor finansielle kraftderivater. Porteføljen for strukturerte produkter omfatter skreddersydde, bilaterale kontrakter til kunder med spesielle ønsker, hvor avtalene så langt som mulig sikres ved hjelp av finansielle standardkontrakter*”. Tilsvarende gjelder for de fleste selskapene i bransjen. Det er ikke alle som tilbyr eller benytter seg av alle produktene, men omtrent alle salgsselskapene benytter sikring av fastprisavtaler mot sluttbruker og produksjonsselskapene benytter prissikring.

### 5.7.2 Tilsigsrisiko

Kraftprodusentene er i en situasjon hvor de ikke vet hvor stort tilsiget blir i vannmagasinene, og de vet dermed heller ikke hvor stor produksjonskapasitet de vil få. Dette utgjør en betydelig risiko for selskapene, og det er en risiko de ikke kan sikre seg mot. Selskapene selger forwardkontrakter for å redusere markedsrisikoen uten at forventet produksjonsvolum er kjent. Hvis selskapet må redusere antakelsene om forventet produksjonsvolum som følge av uventet lavt tilsig, kan selskapet komme i en situasjon hvor det har solgt mer kraft på forhånd, enn hva det nå forventer at det kan produsere. Selskapet kan da justere posisjonen

ved å kjøpe forward kontrakter. Dette er den eneste risikostyringsaktiviteten selskapet kan gjøre som er knyttet mot tilsigsrisikoen.

### **5.7.3 Operasjonell risiko**

Den operasjonelle risikoen er for det meste knyttet til driftsstans, skader på produksjonsanlegg, ansatte og miljøet. Risikoen anses moderat, men den kan øke noe hvis det blir mer ekstremvær i fremtiden. Storm og ekstremvær kan ødelegge produksjonsanlegg, med påfølgende driftsstans. Selskapene sikrer seg mot den operasjonelle risikoen ved å tegne forsikringer. Vi har hentet et eksempel på hvordan den operasjonelle risikoen håndteres fra Statkrafts årsberetning (2006) ” *Det er etablert forsikringsordninger som omfatter alle vesentlige skadetyper, blant annet gjennom konsernets eget forsikringsselskap Statkraft forsikring AS.*

*Den operasjonelle risikoen håndteres gjennom detaljerte prosedyrer for aktiviteter i samtlige operative enheter og ulike typer beredskapsplaner. Det er etablert et omfattende system for å registrere og rapportere farlige forhold, uønskede hendelser og skader. Disse analyseres fortløpende for å begrense eventuelle konsekvenser, samt å sikre oppfølging av årsakssammenhenger og nødvendige tiltak. Videre er det utarbeidet måltall som rapporteres jevnlig til konsernledelse og styre.”* Vi ser at Statkraft styrer den operasjonelle risikoen ved å benytte forsikring, samt utarbeide beredskapsplaner slik at et eventuelt skadeomfang reduseres. Vi antar at de detaljerte prosedyrene blant annet er ment å være forebyggende, slik at man unngår at skader oppstår.

### **5.7.4 Finansiell risiko**

Det er finansiell risiko i kraftbransjen innenfor en rekke områder. Hvor risikoutsatt man er vil delvis avhenge av om man driver med produksjon, salg, nettverksdrift, eller kombinasjoner av disse. Den finansielle risikoen kan deles inn i rente, valuta, likviditet og kredittrisiko, og risikonivåene innen disse områdene vil blant annet avhenge av hva slags type virksomhet selskapet bedriver.

#### **5.7.4.1 Renterisiko**

Renterisikoen vil naturlig nok variere mye mellom de forskjellige selskapene, og det er derfor

vanskelig å si noe generelt om risikonivået. Det som imidlertid er helt klart er at de selskap som driver med nettvirksomhet er forholdsvis mer utsatt for renterisiko enn de øvrige aktørene. Inntektsrammen for nettselskapene blir påvirket av rentenivået. I inntektsrammen inngår et avkastningskrav på nettkapitalen som er knyttet opp mot årsgjennomsnittet av fem års statsrente.

De fleste kraftselskapene ønsker å begrense renterisikoen, og dette kan belyses med følgende sitat fra årsberetningen til Lyse (2006) ”*Lyses finansstrategi legger til grunn at renterisikoen skal*

*begrenses. Konsernets renterisiko styres ved at gjennomsnittlig varighet på rentebærende gjeld fram til forfall skal ligge mellom 1 til 5 år. Videre skal resultateffekten ved en renteøkning på 1 % ikke overstige 25 millioner kroner for påfølgende 12 måneder. For å styre konsernets renterisiko anvendes standardiserte rentebytteavtaler hvor større forretningsbanker er motparter.*” Her ser vi at selskapet har klart definerte rammer for hvordan risikoen skal styres. I Tafjord kraft (2006) er risikostyringen av renterisikoen mer sammensatt, de legger følgende til grunn i årsberetningen” *Renterisiko styres på konsernnivå etter rammer fastsatt i egen finansstrategi. Foruten den direkte renterisikoen i gjeldsporteføljen, er det i utformingen av strategien hensyntatt konsernets eksponering for rentelementet i inntektsrammen for nettvirksomheten, friinntekten i produksjonsselskapets grunnrenteskatt og konsernets pensjonsforpliktelser. Netto renteeksponering styres ved å tilpasse rentebindingen i gjeldsporteføljen gjennom fastlagte rammer.*” Her ser vi at i tillegg til rentenivået, så spiller friinntekten i grunnrenteskatten og pensjonsforpliktelsen også inn på hvordan risikoen skal styres.

#### **5.7.4.2 Valutarisiko**

I og med at all handel på Nordpool utføres i Euro, er alle kraftselskapene utsatt for valutarisiko. Store valutasvingninger vil kunne få store konsekvenser for selskapene. Virksomhetsområdet vil kunne påvirke hvor valuta utsatt man er. Hvis man kun driver salg mot sluttbruker, og hovedsaklig til spot eller variabel pris, så vil man kunne løfte valutakursendringen over på kunden, og man har følgelig liten valutarisiko. Statkraft (2006) sier følgende om sin valutarisiko ” *Konsernet er også eksponert for valutarisiko gjennom integrasjonen mellom det nordiske og det kontinentale kraftmarkedet, gjennom konsernets krafthandel i euro og gjennom andre kontantstrømmer knyttet til utenlandske datterselskaper og tilknyttede selskaper. Valuta og renterisikoen reguleres gjennom mandater. I styringen er*

*terminkontrakter i valuta, rentebytteavtaler og fremtidige renteavtaler de viktigste instrumentene.*” Vi ser at både rente og valutarisikoen reguleres gjennom mandater.

### **5.7.4.3 Likviditetsrisiko**

Likviditetsrisiko oppstår dersom det ikke er samsvar mellom kontantstrømmen fra virksomheten og finansielle forpliktelser.

Likviditetsrisikoen for selskapene i kraftbransjen er nok i utgangspunktet ganske stor. Som en følge av den store volatiliteten i markedet, vil kontantstrømmene variere veldig. De fleste selskapene har sikret seg mot denne risikoen ved blant annet å etablere trekkrettigheter. Dette fremgår for eksempel av årsberetningen til Lyse (2006) ” *I tråd med konsernets finansieringsstrategi opprettholder Lyse en betydelig beredskapskapital som kan stilles til disposisjon i løpet av få dager. I tillegg er det etablert ytterligere kredittlinjer hos flere finansinstitusjoner. Dette sammen med Lyses høye kredittverdighet medfører at konsernets likviditetsrisiko vurderes som lav.*” Vi ser at selv om vi har omtalt likviditetsrisikoen som ganske høy, så vurderer Lyse risikoen som lav. Dette har sammenheng med at selskapet har en sikringsstrategi i form av beredskapskapital, kredittlinjer hos flere finansinstitusjoner, og en høy kredittverdighet. De fleste kraftselskapene har trekkrettigheter for å sikre tilgjengelig likviditet også i perioder hvor det kan være vanskelig å oppnå finansiering. Vi er usikre på hva Lyse mener med kredittlinjer, men vi antar at det er noe av det samme som trekkrettigheter. Vi ser at likviditetsrisikoen er en type risiko som selskapene kan redusere kraftig ved hjelp av risikostyringsverktøy.

### **5.7.4.4 Kredittrisiko**

Kredittrisiko i kraftbransjen er nok generelt sett ganske lav. Dette har sammenheng med at all handel som skjer på Nordpool skjer med Nordpool som motpart. For kraftprodusentene er det dermed kun bilateral handel som er forbundet med kredittrisiko. For salgsselskapene er situasjonen derimot ganske annerledes. Her vil kundene enten være privatpersoner eller bedrifter. Salget vil imidlertid være spredd på veldig mange kunder, slik at risikoen blir diversifisert, og følgelig relativt lav. Nettselskapene har anledning til å stoppe strømtilførselen hvis kunden ikke betaler, slik at her er kredittrisiko meget lav.

### **5.7.5 Risiko knyttet til generelle rammebetingelser og politiske beslutninger**

Det er vanskelig å danne seg et entydig bilde av risikoen knyttet til de generelle rammebetingelsene og politiske beslutninger. Noen bedrifter uttaler seg ganske nøytralt, slik som i Statkrafts årsberetning (2006) ” *Endringer i rammebetingelser og politiske beslutninger påvirker konsernets handlingsrom og utgjør en betydelig del av Statkrafts risikobilde. Konsernet evaluerer løpende endringer i det politiske bildet og vektlegger en åpen dialog med beslutningstakere på alle relevante arenaer. Statkraft er opptatt av å ha gode relasjoner med interessentene i samfunnet. Konsekvenser for Statkrafts omdømme er derfor et sentralt element ved vurdering og håndtering av risiko. Det ble i 2006 igangsatt flere aktiviteter med sikte på å bedre Statkrafts omdømme, blant annet gjennom et eget merkevareprosjekt og styrking av kommunikasjonsarbeidet*”.

Andre selskap derimot, slik som EB (2005) er ganske kritiske til de generelle rammebetingelsene og de politiske beslutningene. Dette kommer klart frem i årsberetningen” *Energibransjen har også i 2005, vært viet stor oppmerksomhet. Høye kraftpriser, spørsmål om offentlig kontroll med norske vannkraftressurser, politiske ambisjoner om ny fornybar energiproduksjon, kraftkrevende industris konkurranseevne/kostnadsnivå og kraftmangel i midt-Norge, er blant flere saker som hyppig har vært omtalt i mediene. Sakene berører viktige nasjonale interesser, men er kompliserte å håndtere fordi det ikke finnes en politisk samlende kurs og fordi EØS-avtalen setter begrensninger for det politiske handlingsrommet. Energibransjen er i sin natur både kapitalintensiv og langsiktig. Forutsigbare rammebetingelser er en forutsetning for at energiselskapene skal kunne ivareta sin viktige rolle i samfunnet på en ønsket måte. Den rådende situasjon hemmer bransjens videreutvikling, både med hensyn til generell restrukturering og effektivisering og i forhold til å igangsette nye og nødvendige investeringsprosjekter.*”

Som vi ser er EB mye mer kritiske enn Statkraft. Dette kan selvfølgelig ha sammenheng med eiersammensetningen. Statkraft eies av staten, og det skal derfor mye til for at ledelsen vil uttale seg negativt om sin styrende eier. Det er heller ikke gitt at situasjonen er så mørk som EB fremstiller den, det kan tenkes at de krisemaksimerer for å svartmale dagens situasjon. Motivene for en slik fremstilling kan være mange, og de kan inkludere både politiske motiv og et ønske om å fremstå best mulig i forhold til de gjeldende rammebetingelsene.

Hafslund har omtalt den nye reguleringsmodellen for nettvirksomhet som ble vedtatt med virkning fra 1.1.2007. I årsberetningen sier de følgende ” *Nettvirksomheten er et naturlig monopol med offentlig regulerte inntekter. Det nye nettregerings- regimet reduserer risiko knyttet til endring i rammevilkår. Ny reguleringsmodell er imidlertid ansett mindre forutsigbar i forhold til tidligere reguleringsmodell.* ” Her fremkommer det at risikoen knyttet til endring i rammevilkår er redusert nå som den nye modellen er på plass, men at den nye modellen antakelig er mindre forutsigbar. Dette vil i så tilfelle medføre at det er blitt mer risiko knyttet til nettvirksomheten.

### **5.7.6 Annen risiko**

Det er ikke så mye annen risiko som er omtalt i årsberetningene, men i fra Hafslund (2006) har vi klippet følgende utsagn. ” *Både for strømsalgs- og sikkerhetsvirksomheten vil større kundefrafall eller kortere kundelevetid enn forventet representere et sentralt risikomoment* ”. Hafslund har de senere årene mistet deler av kundemassen, og det er naturlig at de fokuserer på dette som en risikokilde. Kundemassen er relativt stabil, men det får store konsekvenser dersom den begynner å flytte på seg.

## **5.8 Oppsummering**

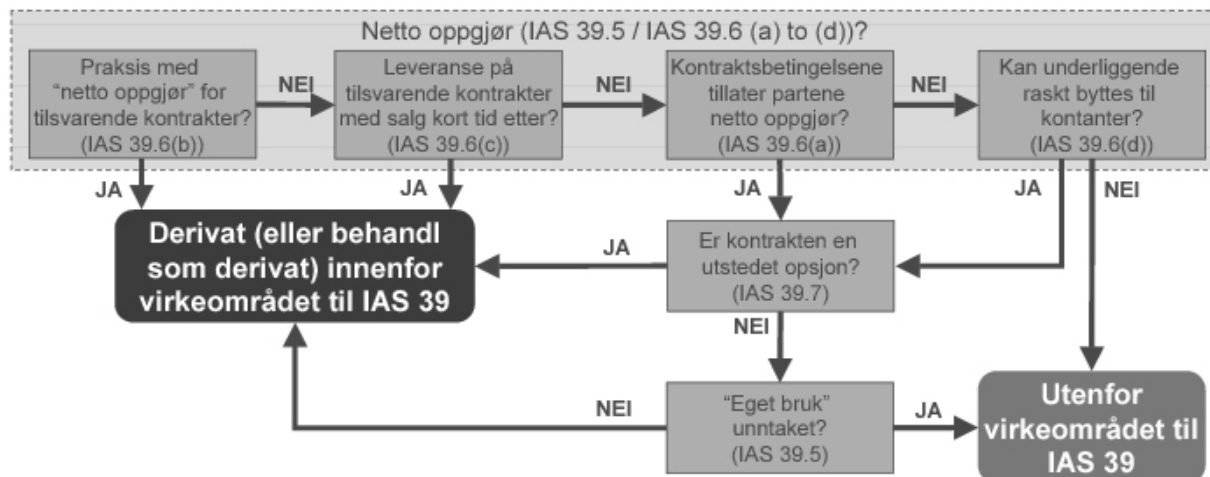
Vi ser at risikokildene i kraftbransjen er mange og til dels betydelige, og at selskapene har et meget bevisst forhold til risiko og risikostyring. Vi har også sett at eiersammensetningen kan påvirke incentivene til risikostyring. En udiversifisert eier som ønsker stabile utbytter, vil typisk ønske at det foretas mer sikring, enn en diversifisert eier med et langsiktig perspektiv. Likeledes vil ledelsens grad av risikoaversjon påvirke i hvor stor grad sikring benyttes. Det er ledelsen som foretar den operative sikringen, og deres syn på risiko kan derfor påvirke i stor grad.

I undersøkelsen til DeMarzo og Duffie som vi omtalte i 5.3.4 viser det seg at det den regnskapsmessige behandlingen av sikring har betydning for ledelsens insentiver til å benytte sikring. De neste kapitlene se på den regnskapsmessige behandlingen av sikring, og eventuelle implikasjoner ved rapportering i henhold til IFRS. I empiridelen vil vi komme tilbake til i hvilken grad sikringen benyttes i praksis.



## 6 Finansielle instrumenter i henhold til IAS 39

Når man skal vurdere den regnskapsmessige behandlingen av sikringsaktivitetene til norske kraftselskap vil det være naturlig å først å drøfte hvorvidt de er innenfor virkeområdet til IAS 39. Denne standarden regulerer alle finansielle instrumenter, samt alle ikke finansielle instrument som skal behandles som om de er finansielle instrument. Det er også i denne standarden at vi finner alle bestemmelsene rundt sikring. Det er i utgangspunktet den norske oversettelsen som er gjeldende i Norge. Den bygger imidlertid på den engelske utgaven og ved eventuelle uklarheter vil det være naturlig å benytte den engelske utgaven som kilde. Vi har derfor tatt utgangspunkt i den engelske utgaven. Vi vil i dette kapitlet redegjøre for bestemmelser som er sentrale når man skal vurdere sikringsaktivitetene.



Figur 6-1: Beslutningstre IAS 39. Thrane-Nilsen (2006)

Beslutningstreet som presenteres i Figur 6-1 **Error! Reference source not found.** viser hovedkriteriene for at kontraktene skal komme innenfor eller utenfor IAS 39 og ikke minst sammenhengen mellom dem. Siden disse forminskede figurene ikke rommer plass til all teksten vil vi oppfordre leseren til å gjøre seg godt kjent med Figur 6-1. **Error! Reference source not found.** før det leses videre.

### 6.1 Definisjon av finansielle instrument

Det er naturlig at man først tar utgangspunkt i hovedkriteriene for å komme inn under definisjonen til IAS 39 om finansielle instrumenter.

Hovedregelen i §2 er som følger:

*This standard shall be applied to all types of financial instruments except:*

- a) *Those interests in subsidiaries associates and joint ventures that are accounted for under IAS 27 Consolidated and Separate Financial Statements, IAS 28 Investments in Associates or IAS 31 Interests in joint Ventures. However entities shall apply this standard to an interest in a subsidiary, associate or joint venture that according to IAS 27, IAS 28 or IAS 31 is accounted for under this Standard. Entities shall also apply this standard to derivatives on an interest in a subsidiary, associate or joint venture unless the derivative meets the definition of an equity instrument of the entity in IAS 32.*
- b) *Rights and obligations under leases to which IAS 17 leases applies. However:*
  - I. *Lease receivables recognised by a less or are subject to the derecognition and impairment provisions of this Standard.*
  - II. *Finance lease payables recognised by a lessee are subject to the derecognition provisions of this Standard.*
  - III. *Derivatives that are embedded in leases are subject to the embedded derivatives provisions of this Standard*
- c) *Employers' rights and obligations under employee benefit plans, to which IAS 19 Employee Benefits applies*
- d) *Financial instruments issued by the entity that meet the definition of an equity instrument in IAS 32 (including options and warrants). However, the holder of such equity instruments shall apply this Standard to those instruments, unless they meet the exception in (a) above.*
- e) *Rights and obligations arising under (I) an insurance contract as defined in IFRS 4 Insurance Contracts, other than an issuer's rights and obligations arising under an insurance contract that meets the definition of a financial guarantee contract in paragraph 9, or (II) a contract that is within the scope of IFRS 4 because it contains a discretionary participation feature. However, this Standard applies to a derivative that is embedded in a contract within the scope of IFRS 4. Moreover, if an issuer of financial guarantee contracts has previously asserted explicitly that it regards such contracts as insurance contracts and has used accounting applicable to insurance contracts, the issuer may elect to apply either this standard or IFRS 4 to such financial guarantee contracts. The issuer may make that election contract by contract, but the election for each contract is irrevocable.*

- f) *Contracts for contingent consideration in a business combination.*
- g) *Contracts between an acquirer and a vendor in business combination to buy or sell an acquiree at a future date.*
- h) *Loan commitments other than those loan commitments described in § 4. An issuer of loan commitments shall apply IAS 37 to loan commitments that are not within the scope of this Standard. However, all loan commitments are subject to the derecognition provisions of this Standard.*
- i) *Financial instruments, contracts and obligations under share-based payment transactions to which IFRS 2 Share-based payment applies, except for contracts within the scope of § 5-7 of this Standard, to which this Standard applies.*
- j) *Rights to payments to reimburse the entity for expenditure it is required to make settle a liability that it recognises as a provision in accordance with IAS 37 Provisions, Contingent Liabilities and contingent assets, or for which, in an earlier period, it recognised a provision in accordance with IAS 37.*

Som det fremgår av teksten omfattes i utgangspunktet alle finansielle instrumenter av denne standarden. Videre fremgår det at følgende er unntatt fra standarden:

- a) De interesser i datterselskap og tilknyttede selskap som omfattes av bestemmelsene i IAS 27, 28 og 31, men denne standarden skal benyttes for interesser som ifølge IAS 27,28 og 31 skal omfattes av denne standarden.
- b) Rettigheter og forpliktelser i forbindelse med leasing som omfattes av IAS 17.
- c) Ansatte rettigheter og forpliktelser som omfattes av IAS 19
- d) Finansielle instrument utstedt av selskapet som oppfyller definisjonen av et egenkapitalinstrument i IAS 32.
- e) Rettigheter og forpliktelser som følger av en forsikringskontrakt i henhold til definisjonen i IFRS 4.
- f) Kontrakter verdrørende kontingenter i en forretnings samarbeide i henhold til IFRS 3
- g) Kontrakter mellom en oppkjøper og en selger se IFRS 3
- h) Låneforpliktelser som ikke omhandles av § 4.
- i) Finansielle instrumenter, kontrakter og forpliktelser under aksjebaserte betalingstransaksjoner i henhold til IFRS 2, med unntak av kontrakter som omfattes av § 5-7 i denne standarden.
- j) Provisjoner i henhold til IAS 37.

Ingen av disse unntakene er aktuelle ved vurdering av kraftkontrakter.

## 6.2 Vilkår for at "ikke finansielle instrumenter" kommer innenfor standarden

En annen sentral bestemmelse er § 5, som omhandler alle kontrakter som ikke er finansielle instrumenter, men som skal behandles som om de var finansielle instrumenter. Paragrafen har følgende ordlyd: *"this standard shall be applied to those Contracts to buy or sell a non-financial item that can be settled net in cash or another financial instrument, or by exchanging financial instruments, as if the contracts were financial instruments with the exception of contracts that were entered into and continue to be held for the purpose of the receipt or delivery of a non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements"*.

Denne standarden skal benyttes altså på alle kontrakter vedrørende kjøp og salg av ikke finansielle driftsmidler som kan gjøres opp finansielt, eller med et annet finansielt instrument, eller ved bytte av finansielle instrumenter, som om kontraktene var finansielle instrumenter. Det foreligger imidlertid et unntak for kontrakter som er inngått, og som fortsatt holdes med henblikk på mottak eller levering av ikke finansielle driftsmidler i henhold til selskapets forventede kjøp, salg eller eget bruk spesifikasjoner, det såkalte NPNS unntaket.

### 6.2.1 Netto finansielt oppgjør

Definisjonen av *"settled net in cash"* fremkommer av § 6: *"There are various ways in which a contract to buy or sell a non-financial item can be settled net in cash or another financial instrument or by exchanging financial instruments. These include:*

- a) *When the terms of the contract permit either party to settle it net in cash or another financial instrument or by exchanging financial instruments.*
  
- b) *When the ability to settle net in cash or another financial instrument, or by exchanging financial instruments, is not explicit in the terms of the contract, but the entity has a practice of settling similar contracts net in cash or another financial instrument or by exchanging*

*financial instruments (whether with the counterparty, by entering into offsetting contracts or by selling the contract before its exercise or lapse*

*c) When, for similar contracts, the entity has a practice of taking delivery of the underlying and selling it within a short period after delivery for the purpose of generating a profit from short-term fluctuations in price or dealer's margin; and*

*d) When the non-financial item that is the subject of the contract is readily convertible to cash.*

*A contract to which (b) or (c) applies is not entered into for the purpose of the receipt or delivery of the non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements and, accordingly, is within the scope of this standard. Other contracts to which §5 applies are evaluated to determine whether they were entered into and continue to be held for the purpose of the receipt or delivery of the non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements and, accordingly, whether they are within the scope of this standard.*

Her fremgår det at det er mange måter som kontrakter vedrørende kjøp eller salg av ikke finansielle driftsmidler kan gjøres opp kontant. Dette inkluderer:

- a) Når kontraktsbetingelsene tillater en av partene å gjøre opp kontrakten netto finansielt.
- b) Når muligheten til å gjøre opp kontrakten netto finansielt ikke eksplisitt fremgår av kontraktsbetingelsene, men selskapet har praksis med å gjøre opp tilsvarende kontrakter netto finansielt (enten med kontraktspartneren, ved å inngå motsvarende kontrakter, eller ved å selge kontraktene før utøvelse eller forfall)
- c) Når selskapet for tilsvarende kontrakter har en praksis med å selge underliggende like etter mottak, og dette er utført for å tjene på kortsiktige fluktuasjoner i pris eller leverandørs marginer.
- d) Når det ikke finansielle driftsmiddelet som er gjenstand for kontrakten forholdsvis enkelt kan konverteres til kontanter.

Kontrakter som omhandles av (b) og (c) er alltid innenfor virkeområdet til IAS 39, disse kan ikke omfattes av NPNS unntaket. For at kontrakter som oppfyller kravene i henhold til (a) og

(d) skal være innenfor virkeområdet til IAS 39, må det vurderes hvorvidt de ble inngått og fortsatt holdes med henblikk på leveranse av et ikke finansielt driftsmiddel som skal benyttes til eget bruk, eller er normalt varekjøp eller varesalg, såkalte ”Net purchase net sales kontrakter”(NPNS kontrakter). Hvis de omfattes av NPNS unntaket vil de være utenfor virkeområdet til IAS 39.

## 6.2.2 Praksis å gjøre opp kontrakter netto finansielt

Det fremgår ikke klart av standarden hva som menes med å ha en praksis med å gjøre opp en kontrakt finansielt. Når har man en praksis? Her vil det være en gråsoner hvor man vil måtte benytte skjønn for å avklare dette spørsmålet. Det synes ganske klart at hvis man ikke har gjort opp kontrakter finansielt flere ganger før så har man ikke en praksis. Samtidig så virker det like klart at man har en praksis, hvis dette er den normale behandlingen av en type kontrakter for et selskap.

## 6.3 Opsjoner

I følge § 7 er følgende opsjonsavtaler omfattet av IAS 39 : *“A written option to buy or sell a non-financial item that can be settled net in cash or another financial instrument, or by exchanging financial instruments, in accordance with § 6(a) or (d) is within the scope of this standard. Such a contract cannot be entered into for the purpose of the receipt or delivery of the non-financial item in accordance with the entity’s expected purchase, sale or usage requirements.”*

Som det fremgår av bestemmelsen så omfatter IAS 39 alle utstedte opsjoner på kjøp eller salg av ikke finansielle driftsmidler som kan gjøres opp i kontanter eller øvrige finansielle instrumenter, eller ved bytte av finansielle instrumenter i henhold til kravene i § 6. Videre så vil ikke slike opsjoner kunne anses som kjøp, salg eller eget bruk kontrakter, dette kommer også klart frem av IAS 39BC 24, hvor det står at en opsjon er innenfor standarden, *and cannot qualify as a “normal” purchase or sale*. Dette innebærer at alle utstedte opsjoner som oppfyller kravene i § 6 er å anse som finansielle instrumenter, og omfattes dermed av IAS 39.

## 6.4 Normal Purchase Normal Sale unntaket (NPNS-unntaket)

NPNS unntaket har vesentlig betydning når man skal vurdere hvilke kontrakter som omfattes av standarden. I følge § 5 så omfattes ikke *”contracts that were entered into and continue to be held for the purpose of the receipt or delivery of a non-financial item in accordance with the entity’s expected purchase, sale or usage requirements.*

Her fremgår det at kontrakter som ble inngått og som holdes med henblikk på mottak eller leveranse av en ikke finansiell gjenstand i samsvar med selskapets forventede kjøp, salg eller eget bruk spesifikasjoner ikke er innenfor standarden. Det er vanlig at man her legger til grunn en tolkning som innebærer normalt kjøp eller normalt salg. NPNS unntaket går også under navnet ”Eget bruk unntaket”.

Vi ser at det såkalte NPNS unntaket har vesentlig betydning. Både ikke finansielle instrumenter, og derivater som gjelder kjøp av underliggende ikke finansielle instrumenter, vil kunne bli omfattet av unntaket, og således falle utenfor virkeområdet til standarden.

Det vil derfor være naturlig å drøfte hva som kreves for at NPNS unntaket skal gjelde.

Følgende krav må være oppfylt:

- a) Kontraktene må både være inngått, og fortsatt holdes med henblikk på normalt kjøp, salg eller eget bruk.
- b) Kontraktene gjøres opp ved fysisk levering. Kontrakter som gjøres opp finansielt, eller hvor bedriften har en praksis med å gjøre opp disse finansielt anses å være finansielle kontrakter, og kommer derfor innenfor definisjonen.
- c) Kontraktene kan ikke være en ”written option”

Hva som menes med normalt kjøp, salg eller eget bruk fremkommer ikke klart av standarden. Dette gir rom for at tolkning fra selskapets side.

I følge Murell og Majid (2004) i Deloitte har IASB kommet med følgende syn for skillet mellom prissikring og volumsikring: *A company which requires security of supply volumes will take delivery, whereas managing supply on an economic basis (ie securing price rather than volumes) is a hedging activity. Since cash settlement is expected for hedges, it is the IASB’s aim that such contracts are accounted for as financial instruments.”*

Av dette kan vi lese at hvis kontrakten er inngått for å sikre et kommende salgsvolum, vil bedriften velge fysisk levering, mens hvis kontrakten er inngått med henblikk på prissikring, vil bedriften velge finansielt oppgjør og dermed være innenfor virkeområdet til IAS 39. Vi tolker dette som at tilfellet med volumsikring er omfattet av NPNS unntaket. Kontraktene for volumsikring vil dermed være utenfor virkeområdet til IAS 39, selv om de oppfyller kravene til netto finansielt oppgjøre etter § 6 (a) eller (d).

Når vi behandler NPNS unntaket i den empiriske delen av utredningen, vil vi peke på at definisjonen er så uklar at selskapet i mange tilfeller er overlatt til skjønnsmessige vurderinger når det skal avgjøres om et forhold omfattes av NPNS unntaket eller ei.

## 6.5 Definisjon av derivat

I følge IAS 39 § 9 er et derivat et finansielt instrument i henhold til § 2-7 eller andre kontrakter i henhold til § 5, og med følgende 3 karakteristika:

- a) it's value changes in response to the change in a specified interest rate, financial instrument price, commodity price, foreign exchange rate, index of prices or rates, credit rating or credit index, or other variable, provided in the case of a non-financial variable that the variable is not specific to a party to the contract (sometimes called the "underlying");*
- b) it requires no initial net investment or an initial net investment that is smaller than would be required for other types of contracts that would be expected to have a similar response to changes in market factors; and*
- c) It is settled at a future date.*

Vi ser at for at kraftkontrakter skal kunne anses som et derivat, så må de enten være et finansielt instrument, eller så må kravene i IAS 39 § 5 være oppfylt. Det vil si at avtalene ikke kan være anskaffet for kjøp, salg eller bruk. Videre er det et krav at:

- a) Verdien av kontraktene endres i takt med prisendringene på underliggende,
- b) Det ikke kreves at det gjøres noen spesielle investeringer, eller at de investeringene som kreves er mindre enn investeringer man vil måtte utføre dersom man inngikk andre typer kontrakter som man forventet at vil ha en tilsvarende reaksjon på endringer i markedsfaktorene.
- c) Det er også et krav om at kraftkontraktene skal gjøres opp på et fremtidig tidspunkt.



## 6.6 Innebygde derivater

§ 11 omhandler innebygde derivater, og har følgende ordlyd:

*An embedded derivative shall be separated from the host contract and accounted for as a derivative under this standard if, and only if:*

- a) the economic characteristics and risks of the embedded derivative are not closely related to the economic characteristics and risks of the host contract.*
- b) A separate instrument with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative; and*
- c) The hybrid (combined) instrument is not measured at fair value with changes in fair value recognised in profit or loss (ie a derivative that is embedded in a financial asset or financial liability at fair value through profit or loss is not separated)*

*If an embedded derivative is separated, the host contract shall be accounted for under this standard if it is a financial instrument, and in accordance with other appropriate standards if it is not a financial instrument. This standard does not address whether an embedded derivative shall be presented separately on the face of the financial statements.*

Som det fremgår av § 11 så skal innebygde derivater separeres, og behandles som et finansielt instrument i henhold til standarden hvis:

- a) De økonomiske karakteristika og risikoegenskapene til derivatet ikke er nært relatert til de økonomiske karakteristika og risikoegenskapene til hovedkontrakten.
- b) Et separat instrument med de samme betingelser som det innebygde derivatet ville tilfredstille definisjonene til et derivat i henhold til denne standarden og
- c) Det kombinerte instrumentet ikke er bokført til virkelig verdi og hvor endringer i virkelig verdi resultatføres. (et derivat som er innebygd i et finansielt instrument som føres til virkelig verdi, og hvor endringer resultatføres skal ikke separeres)

Hvis det innebygde derivatet blir separert så skal hovedkontrakten behandles i henhold til denne standarden dersom den er et finansielt instrument, og i henhold til øvrige standarder hvis det er utenfor virkeområdet til denne standarden.

Denne standarden tar imidlertid ikke stilling til hvorvidt det innebygde derivatet skal presenteres separat i de finansielle rapportene.

Dette innebærer at den delen som er en opsjon må skilles ut, og verdsettes til fair value, mens den øvrige delen av kontrakten må verdsettes til laveste av anskaffelsesverdi og virkelig verdi. Bedriften har ifølge § 11 A imidlertid et valg, § 11 A har følgende ordlyd:

*Notwithstanding §11 if a contract contains one or more embedded derivatives, an entity may designate the entire hybrid (combined) contract as a financial asset or financial liability at fair value through profit or loss unless:*

- a) the embedded derivative(s) does not significantly modify the cash flows that otherwise would be required by the contract; or*
- b) it is clear with little or no analysis when a similar hybrid (combined) instrument is first considered that separation of the embedded derivative(s) is prohibited, such as a prepayment option embedded in a loan that permits the holder to prepay the loan for approximately its amortised cost.*

Som det fremgår av § 11 A kan bedriften hvis ønskelig behandle hele kontrakten som et finansielt instrument som bokføres til virkelig verdi, og hvor endringene resultatføres, med mindre det innebygde derivatet:

- a) medfører en ubetydelig endring i kontantstrømmen knyttet til kontrakten, eller
- b) det er knyttet betingelser til opsjonen som medfører at opsjonen ikke kan separeres.

Videre sier § 12: *If an entity is required by this standard to separate an embedded derivative from its host contract, but is unable to measure the embedded derivative separately either at acquisition or at subsequent financial reporting date, it shall designate the entire hybrid (combined) contract as at fair value through profit or loss.*

Dette innebærer at hvis det ikke er mulig å måle verdien på derivatet separat, enten ved anskaffelse/utstedelse eller på rapporteringstidspunktet, så skal hele kontrakten måles til virkelig verdi.

## 6.7 § 9 Forskjellige typer finansielle instrumenter

IAS 39 § 9 deler finansielle instrumenter inne i fire grupper, og det er i den første gruppen kraftkontrakter som omfattes av standarden vil inngå.

Gruppe 1 omhandler ”*a financial asset or financial liability at fair value through profit or loss is a financial asset or financial liability that meets either of the following conditions.*

- a) *It is classified as held for trading. A financial asset or financial liability is classified as held for trading if it is:*
  - i. *Acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing it in the near term;*
  - ii. *Part of a portfolio of identified financial instruments that are managed together and for which there is evidence of a recent actual pattern of short-term profit-taking; or*
  - iii. *A derivative (except for a derivative that is a financial guarantee contract or a designated and effective hedging instrument).*
  
- b) *Upon initial recognition it is designated by the entity as at fair value through profit or loss. An entity may use this designation only when permitted by paragraph 11A, or when doing so results in more relevant information, because either*
  - i. *It eliminates or significantly reduces a measurement or recognition inconsistency (sometimes referred to as ”an accounting mismatch”)* that would otherwise arise from measuring assets or liabilities or recognizing the gains and losses on them on different bases; or
  - ii. *A group of financial assets, financial liabilities or both is managed and its performance is evaluated on a fair value basis, in accordance with a documented risk management or investment strategy, and information about the group is provided internally on that basis to the entity’s key management personnel.*

I følge første ledd skal finansielle eiendeler vurderes til ”fair value” og endringer resultatføres hvis noen av de følgende kravene tilfredstilles: De blir klassifisert som holdt for trading eller at de ved førstegangsinnregning blir øremerket av foretaket til virkelig verdi over resultatet.

For at anskaffet for trading-kravet skal oppfylles må det finansielle instrumentet være anskaffet eller fremstilt hovedsakelig med den hensikt at den skal selges i nær fremtid, del av en portefølje med identifiserte finansielle instrument som er administrert sammen, og hvor det foreligger dokumentasjon på nylig kortsiktig realisasjon av profitt, eller et derivat. I følge § 9 a) tredje ledd, som omhandler derivater, foreligger det også unntak for derivater som er finansielle garantikontrakter, og for derivater som er anskaffet som sikringsinstrumenter, og som er effektive.

For at sikringsvurdering skal kunne benyttes må sikringsinstrumentet ifølge § 88 (b) være "highly effective", mens unntaket her gjelder for sikringsinstrument som er effektive. Hvis dette skal tolkes bokstavelig så innebærer dette at det ikke foreligger noen retningslinjer for hvordan sikringsinstrument som er effektive, men ikke "highly effective" skal behandles. Det er vel grunn til å anta at det her bare har skjedd en språkfeil, og at man har ment derivater som inngår i sikringsforhold hvor det benyttes sikringsvurdering.

### **6.7.1 Hvor bokstavelig skal § 9 tolkes:**

I utgangspunktet så er IAS detaljregulerende, og ikke åpen for tolkning. §9 er imidlertid inkonsistent hvis den skal følges bokstavelig. Under definisjonen av derivat fremgår det at dette gjelder finansielle instrumenter, eller kontrakter i henhold til § 2-7: "*A derivative is a financial instrument or other contract within the scope of this Standard (se § 2-7)*"

I avsnittet "*A financial asset or financial liability at fair value through profit or loss is a financial asset or financial liability that meets either of the following conditions.*" omtaler man bare "*financial asset or financial liability*" her har man utelatt "*or other contract within the scope of this Standard (se § 2-7)*"

Hvis § 9 skal tolkes helt bokstavelig så vil det kun være de derivatene som er finansielle kontrakter som inngår, mens kontraktene i henhold til § 2-7 faller utenfor, i og med at de ikke er nevnt i innledningen. Det er kun under første ledd at derivatene blir inkludert, og det synes derfor klart at en så snever tolkning ikke kan legges til grunn. Det må være rom for en viss tolkning. Det naturlige vil være å inkludere kontrakter i henhold til § 2-7 i denne kategorien.

## 6.8 Måling

### 6.8.1 Måling ved anskaffelse

Hvis man konkluderer med at kraftkontraktene faller innenfor bestemmelsen om finansielle kontrakter så har IAS klare regler for hvordan dette skal måles. ”§ 43 *when a financial asset or financial liability is recognised initially, an entity shall measure it at its fair value plus, in the case of a financial asset or financial liability not at fair value through profit or loss, transaction costs that are directly attributable to the acquisition or issue of the financial asset or financial liability*”. I følge § 43 skal finansielle instrumenter måles til virkelig verdi pluss, i de tilfeller hvor eiendeler eller gjeld ikke måles til virkelig verdi og endringer resultatføres, transaksjonskostnader som kan knyttes direkte til anskaffelsen eller utstedelsen av den finansielle eiendelen eller gjelden. Dette innebærer at hvis endringene etter hvert skal føres mot egenkapitalen, så skal man legge til transaksjonskostnader i forbindelse med anskaffelsen eller utstedelsen. Dette innebærer at disse kostnadene ikke kan resultatføres med en gang, men aktiveres. For de kraftkontraktene som eventuelt faller innenfor standarden, og dermed skal behandles som finansielle instrumenter, så blir de å anse som derivater, og endringene skal resultatføres. De er dermed ikke omfattet av siste ledd, og man skal her benytte virkelig verdi uten tillegg av transaksjonskostnader. I følge § 48 A er det beste beviset på virkelig verdi noterte priser i et aktivt marked, slik som for eksempel kraftbørsen.

### 6.8.2 Senere målinger

Senere malinger reguleres av § 46 som har følgende ordlyd: “*After initial recognition, an entity shall measure financial assets, including derivatives that are assets, at their fair values, without any deduction for transaction costs it may incur on sale or other disposal, except for the following financial assets;*

- a) *Loans and receivables as defined in § 9, which shall be measured at amortised cost using the effective interest method;*
- b) *Held-to-maturity investments as defined in § 9, which shall be measured at amortised cost using the effective interest method; and*
- c) *Investments in equity instruments that do not have a quoted market price in an active market and whose fair value cannot be reliably measured and derivatives that are linked to and must be settled by delivery of such unquoted equity instruments, which shall be measured at cost (see appendix A § AG80 and AG81).*

*Financial assets that are designated as hedged items are subject to measurement under the hedge accounting requirements in § 89-102. All financial assets except those measured at fair value through profit or loss are subject to review for impairment in accordance with § 58-70 and Appendix A § AG84-AG93.*

Vi ser at finansielle eiendeler herunder derivater skal måles til virkelig verdi, uten fradrag for transaksjonskostnader som kan påløpe ved et salg. Det foreligger dog følgende unntak:

- a) Lån og fordringer som i henhold til § 9 skal måles til amortisert kost.
- b) Holde til forfall investeringer som i henhold til § 9 skal måles til amortisert kost
- c) Investeringer i egenkapitalinstrumenter som ikke har noterte markedspriser i et aktivet maket, og hvor virkelig verdi ikke kan måles på en tilfredstillende måte, og derivater som må gjøres opp ved levering, og hvor slike egenkapitalinstrument er underliggende.

Videre fremgår det at for finansielle instrumenter som blir benyttet til sikring, og som er gjenstand for sikringsvurdering, skal målebestemmelsene i § 89-102 benyttes. Disse bestemmelsene vil vi komme nærmere tilbake til når vi drøfter sikring.

## 6.9 Fair value option

Selv om det ikke klart fremgår av § 9, så fremgår det av BC71 at hvis man oppfyller kravene til å være innenfor virkeområdet, så har man anledning til å benytte virkelig verdi. Ordlyden i BC71 er som følger: *“The board concluded that it could simplify the application of IAS 39 for some entities by permitting the use of fair value measurement for any financial instrument. With one exception (see paragraph 9), this greater use of fair value is optional. The fair value measurement option does not require entities to measure more financial instruments at fair value.”* I BC 71 står det at man med et unntak kan benytte virkelig verdi hvis man ønsker, og så henvises det til § 9. Det fremgår ikke klart hvilket unntak som menes, men mye tyder på at det er følgende sitat som det siktes til: *“Investments in equity instruments that do not have a Quoted market price in an active market, and whose fair value cannot be reliably measured (see paragraph 46(c) and Appendix A paragraphs AG80 and AG81) shall not be designated as at fair value through profit or loss.”* Alternativt kan det tenkes at man sikter unntaket i (a)(iii) under *“a financial asset or financial liability at fair value through profit or loss”* hvor det står at *“a derivative (except for a derivative that is a financial guarantee contract or a designated*

*and effective hedging instrument*). Det foreligger altså i §9 to unntak, og vi kan ikke se at det fremgår av BC 71 hvilke av disse unntakene man referer til. Det vil nok være naturlig å legge til grunn at begge disse to unntakene gjelder, og at man i BC 71 bare har oversett et av dem.

Det som imidlertid fremstår som klart er at hvis man først har bestemt at et finansielt instrument skal måles til virkelig verdi, så kan man ikke ved senere målinger benytte en annen vurderingsmåte. Dette har sammenheng med at man ønsker å unngå at selskapene skal ha anledning til å manipulere regnskapene, ved å benytte den målingsmetode som man finner mest gunstig til en hver tid. Virkelig verdi kan være både lavere og høyere enn anskaffelseskost, og hvis man hele tiden kunne velge vilken målingsmetode man vil benytte, så vil dette åpne for manipulasjon av regnskapene.

## 7 Sikringsvurdering

Under punkt 5.3.4 omtalte vi kostnadene med manglende bruk av sikringsvurdering. I dette kapitlet vil vi drøft reglene som i følge IAS 39 må oppfylles for å at man skal kunne benytte sikringsvurdering.

Dette er regler som gjør at man kan motregne sikringsobjekter og sikringsinstrumenter, slik at bare nettoeffekten blir synliggjort i regnskapet. Det er spesielt aktuelt å benytte denne vurderingsmetoden når man må benytte forskjellige vurderingsmetoder på sikringsobjektet og sikringsinstrumentet. Sikringsvurdering identifiserer nettoeffekten som fremkommer som følge av endringer i virkelig verdi på sikringsinstrumentet og sikringsobjektet. Dette fremkommer av § 85, som har følgende tekst:

*“Hedge accounting recognises the offsetting effects on profit or loss of changes in the fair values of the hedging instrument and the hedged item.”*

### 7.1 Hvilke kriterier må tilfredsstilles etter IAS 39 for sikringsvurdering?

IAS har meget strenge regler for at sikringsvurdering skal kunne benyttes. Bestemmelsene er frivillig hvis man først klarer å bli omfattet av bestemmelsen. For at man skal kunne benytte sikringsvurdering må ifølge IAS § 88 følgende bestemmelser være oppfylt i sin helhet:

- (a) *At the inception of the hedge there is formal designation and documentation of the hedging relationship and the entity’s risk management objective and strategy for undertaking the hedge. That documentation shall include identification of the hedging instrument, the hedged item or transaction, the nature of the risk being hedged and how the entity will assess the hedging instrument’s effectiveness in offsetting attributable to the hedged risk.*
- (b) *The hedge is expected to be highly effective in achieving offsetting changes in fair value or cash flows attributable to the hedged risk, consistently with the originally documented risk management strategy for that particular hedging relationship.*
- (c) *For cash flow hedges a forecast transaction that is the subject of the hedge must be highly probable and must present an exposure to variations in cash flows that could ultimately affect profit or loss.*



- (d) *The effectiveness of the hedge can be reliably measured, ie the fair value or cash flows of the hedged item that are attributable to the hedged risk and the fair value of the hedging instrument can be reliably measured.*
- (e) *The hedge is assessed on an ongoing basis and determined actually to have been highly effective throughout the financial reporting periods for which the hedge was designated.*

- (a) innebærer at det ved opprettelsen av sikringsforholdet må dokumenteres hva som er sikringsobjektet, og hva som er sikringsinstrumentet og sikringssammenhengen mellom disse. Det må også fremgå hva strategien bak opprettelsen av sikringsforholdet er og hva slags type risiko det er. Det må også dokumenteres hvordan firmaet vil måle sikringsinstrumentets sikringseffektivitet.
- (b) Sikringen må forventes å være høyst effektiv til å eliminere endringer i virkelig verdi eller kontantstrømmer knyttet til den sikrede risikoen, og konsistent med den opprinnelige risikostyrings strategien knyttet til det spesifikke sikringsforholdet.
- (c) For forventede transaksjoner hvor det benyttes kontantstrømsikring, og hvor den forventede transaksjonen er sikringsobjektet, må transaksjonen være meget sannsynlig, og den må representere en eksponering mot variasjoner i kontantstrømmen som omgående vil ha resultateffekt.
- (d) Sikringseffektiviteten må kunne måles på en måte som man stoler på. Det vil si at den delen av den virkelige verdien eller kontantstrømmen til sikringsobjektet som kan knyttes til den sikrede risikoen og den virkelige verdien til sikringsinstrumentet må kunne måles på en måte som man stoler på.
- (e) Innebærer at sikringen må måles jevnlig, og sikringen må være meget effektiv gjennom hele sikringsperioden.

Vi ser at kravene for sikringsvurdering er meget omfattende og krevende.

### **7.1.1 Hva innebærer det at en fremtidig transaksjon må være svært sannsynlig?**

I § 88 (b) er det et absolutt krav om at sikringen må være høyst effektiv til å eliminere endringer i verdi. Det er naturlig å drøfte hva som menes med høyst effektiv.

### **7.1.1.1 Hva sier § F.3.7 i Implementation Guidance?**

I § F.3.7 finner vi følgende ordlyd:

*The term highly probable indicates a much greater likelihood of happening than the term “more likely than not”. An assessment of the likelihood that a forecast transaction will take place is not based solely on management’s intentions because intentions are not verifiable. A transaction’s probability should be supported by observable facts and the attendant circumstances.*

*In assessing the likelihood that a transaction will occur, an entity should consider the following circumstances:*

- (a) the frequency of similar past transactions;*
- (b) the financial and operational ability of the entity to carry out the transaction;*
- (c) substantial commitments of resources to a particular activity (for example, a manufacturing facility that can be used in the short run only to process a particular type of commodity);*
- (d) the extent of loss or disruption of operations that could result if the transaction does not occur;*
- (e) the likelihood that transactions with substantially different characteristics might be used to achieve the same business purpose (for example, an entity that intends to raise cash may have several ways of doing so, ranging from a short-term bank loan to an offering of ordinary shares);*  
*and*
- (f) the entity’s business plan.*

*The length of time until a forecast transaction is projected to occur is also a factor in determining probability. Other factors being equal, the more distant a forecast transaction is, the less likely it is that the transaction would be regarded as highly probable and the stronger the evidence that would be needed to support an assertion that it is highly probable.*

*For example, a transaction forecast to occur in five years may be less likely to occur than a transaction forecast to occur in one year. However, forecast interest payments for the next 20 years on variable rate debt would typically be highly probable if supported by an existing contractual obligation.*

*In addition, other factors being equal, the greater the physical quantity or future value of a forecast transaction in proportion to the entity’s transactions of the same nature, the less likely it is that the transaction would be regarded as highly probable and the stronger the evidence that would be required to support an assertion that it is highly probable. For example, less evidence generally would be needed to support forecast sales of 100,000 units in the next month than 950,000 units in that month when recent sales have averaged 950,000 units per month for the past three months.*

*A history of having designated hedges of forecast transactions and then determining that the forecast transactions are no longer expected to occur would call into question both an entity's ability to predict forecast transactions accurately and the propriety of using hedge accounting in the future for similar forecast transactions."*

Uttrykket "highly probable" indikerer en mye større sannsynlighet for at det skal inntreffe enn uttrykket "more likely than not". Evalueringen av sannsynligheten for at den fremtidige transaksjonen skal finne sted, skal ikke være basert kun på ledelsens antagelser. Dette fordi antakelser ikke kan verifiseres. Sannsynligheten for at transaksjonen skal inntreffe bør dokumenteres med observerbare fakta og påfølgende omstendigheter. Ved evalueringen av sannsynligheten for at transaksjonen vil inntreffe, bør selskapet vurdere følgende forhold:

- a) Frekvensen for hvor ofte tilsvarende transaksjoner har inntruffet tidligere
- b) Den finansielle og operasjonelle evnen for selskapet til å gjennomføre transaksjonen
- c) Hvorvidt ressurser knyttet til utførelsen av transaksjonen er bundet opp i øvrige aktiviteter
- d) Tapsomfanget som følge av at transaksjonen ikke inntreffer
- e) Sannsynligheten for at transaksjoner med vesentlig forskjellige karakteristika kan benyttes for å oppnå et tilsvarende resultat.
- f) Selskapets forretningsplan

Tidspunktet frem til den fremtidige transaksjonen forventes å inntreffe er også en faktor som har betydning når man skal vurdere sannsynligheten for at transaksjonen skal inntreffe. Jo kortere tidshorizonten er, jo sterkere virker faktorene. Jo lenger tidshorizonten er, jo mindre vekt vil man legge på indikasjonene, og følgelig sterkere må indikasjonene være. Likeledes jo større volum eller verdi den fremtidige transaksjonen har, relatert til selskapets øvrige transaksjoner, jo sterkere må bevisene være for at transaksjonen skal inntreffe. Hvis selskapet gjentatte ganger har benyttet sikringsvurdering av fremtidige transaksjoner, som de siden har konkludert med at ikke vil inntreffe, vil det være grunn til å stille spørsmål ved selskapets evne til å forutse fremtidige transaksjoner og riktigheten av å benytte sikringsvurdering i fremtiden for tilsvarende fremtidige transaksjoner.

## 7.1.2 Sikringseffektivitet

§ 88 stiller krav til at sikringen både skal forventes å være meget effektiv, og den skal også være meget effektiv i hele sikringsforholdets levetid. Effektiviteten trenger ikke å ligge innenfor i alle delperiodene, men den må ligge innenfor når man ser på totalen.

Dette innebærer at det må foretas to typer testing:

- Prospektiv testing: En forventning på forhånd om at det må være "Highly Effective".
- Retrospektiv testing: Må ha vist seg å ha vært effektiv i ettertid.

§ AG105 har følgende ordlyd: "A hedge is regarded as highly effective only if both of the following conditions are met:

- a) At the inception of the hedge and in subsequent periods, the hedge is expected to be highly effective in achieving offsetting changes in fair value or cash flows attributable to the hedged risk during the period for which the hedge is designated. Such an expectation can be demonstrated in various ways, including a comparison of past changes in the fair value or cash flows of the hedged item that are attributable to the hedged risk with past changes in the fair value or cash flows of the hedging instrument, or by demonstrating a high statistical correlation between the fair value or cash flows of the hedged item and those of the hedging instrument. The entity may choose a hedge ratio of other than one to one in order to improve the effectiveness of the hedge as described in § AG100.*
- b) The actual results of the hedge are within a range of 80-125 per cent. For example, if actual results are such that the loss on the hedging instrument is CU120 and the gain on the cash instrument is CU100, offset can be measured by 120/100, which is 120 per cent, or by 100/120, which is 83 per cent. In this example, assuming the hedge meets the condition in (a), the entity would conclude that the hedge has been highly effective.*

Vi ser at det foreligger to krav som begge må oppfylles for at sikringen skal anses å være meget effektiv.

- a) For det første må sikringen forventes å være meget effektiv, både ved inngåelsen og i fremtidige perioder. Dette fremgår også av § 88 (b). En slik

forventning kan demonstreres på mange forskjellige måter. Blant annet kan man legge til grunn en sammenligning av tidligere endringer i virkelig verdi av sikringsobjektet, som kan knyttes til tilsvarende endringer i virkelig verdi av sikringsinstrumentet.. En annen måte er å påvise høy korrelasjon mellom virkelig verdi av sikringsobjektet og det tilknyttede sikringsinstrumentet. Virkelig verdi kan byttes ut med kontantstrømmer i alle disse målingene. For å bedre sikringseffektiviteten for sikringsforhold som er beskrevet i § AG100, så kan man også velge en annet sikringsforhold enn en til en.

- b) Den virkelige sikringseffektiviteten må være mellom 80-125 %.

### **7.1.2.1 Hvor ofte må sikringseffektiviteten evalueres?**

Sikringseffektiviteten må evalueres minimum når bedriften forbereder sin årlige resultatfremleggelse, eller ved interimfremleggelse av regnskapene. Dette fremgår av §AG106, som har følgende ordlyd: *"Effectiveness is assessed, at a minimum, at the time an entity prepares its annual or interim financial statements."* Hvis man bare fremlegger årsregnskap, så er det ikke tvil om at man samtidig må evaluere sikringseffektiviteten. De fleste bedrifter utarbeider også kvartalsregnskap, men det er ikke alltid at disse offentliggjøres. Børsnoterte selskap offentliggjør kvartalsregnskapene, og disse vil nok måtte evaluere sikringseffektiviteten i forbindelse med utarbeidelsen av disse, men det er ikke like klart for selskap som bare utarbeider regnskap til eget bruk, uten å offentliggjøre disse. Det kan tenkes at det for disse selskapene holder med å evaluere sikringseffektiviteten en gang i året.

### **7.1.3 Sikringsnivå**

I følge IG F 1.9 er det anledning til å justere mengden på sikringsinstrumentet, for å oppnå et forventet sikringsnivå. I § 74 er ordlyden som følger: *"a dynamic hedging strategy that assesses both the intrinsic value and time value of an option contract can qualify for hedge accounting"* Videre sier F 1.9 følgende *"To qualify for hedge accounting, the entity must document how it will monitor and update the hedge and measure effectiveness, be able to track properly all terminations and redesignations of the hedging instrument, and demonstrate that all other criteria for hedge accounting in IAS 39.88 are met. Also, it must be*

*able to demonstrate an expectation that the hedge will be highly effective for a specified short period of time during which the hedge is not expected to be adjusted.”*

Som det fremgår så vil en dynamisk sikringsstrategi som ivaretar både den essensielle verdien, og tidsverdien til en opsjonskontrakt kunne kvalifisere til sikringsvurdering. For å kunne benytte sikringsvurdering må det på forhånd dokumenteres hvordan man vil overvåke, og justere sikringsnivået. Det må også dokumenteres hvordan man skal registrere alle endringer, og hvordan alle sikringskriteriene i henhold til § 88 er oppfylt. Man må også være i stand til å kunne demonstrere en forventning om at sikringen vil være meget effektiv for en spesifisert kort tidsperiode, hvor man forventer at sikringen ikke blir justert.

## 7.2 Hva kan sikres (sikringsobjekter) IAS 39.78?

Ifølge IAS 39 § 78 kan man sikre enkelte av de nedenfor nevnte, eller grupper *med ”similar risk characteristics”* av følgende:

- *recognized assets*
- *recognized liabilities*
- *unrecognized firm commitments*
- *highly probable forecast transactions*
- *net investment in a foreign operations*

Dette innebærer at man kan sikre driftsmidler, fordringer, forpliktelser, veldig sannsynlige fremtidige transaksjoner og nettoinvesteringer i utenlandske operasjoner. Man kan sikre enkelt kontrakter eller man kan samle flere kontrakter med samme risikoprofil, og foreta en sikring av disse.

I følge § 80 er det kun fordringer, forpliktelser, eller veldig sannsynlige transaksjoner med ekstern motpart som kan sikres. Sikring av interne transaksjoner faller dermed utenfor sikringsbestemmelsene. Dette innebærer at i et konsernforhold, med sikring mellom to selskap i samme konsern, så kan man bokføre sikringsforholdet i de enkelte selskapene, men i konsernregnskapet så kan man ikke bokføre dette som et sikringsforhold. Dette fremgår av følgende tekst: *“For hedge accounting purposes, only assets, liabilities, firm commitments or highly probable forecast transactions that involve a party external to the entity can be*

*designated as hedged items. It follows that hedge accounting can be applied to transactions between entities or segments in the same group only in the individual or separate financial statements of those entities or segments and not in the consolidated financial statements of the group.”*

For finansielle eiendeler eller gjeld er det i følge § 81 anledning til å sikre kun deler av kontantstrømmen eller verdien. Dette fremgår av følgende tekst: *“If the hedged item is a financial asset or financial liability, it may be a hedged item with respect to the risks associated with only a portion of its cash flows or fair value (such as one or more selected contractual cash flows or portions of them or a percentage of the fair value) provided that effectiveness can be measured.”*

### **7.2.1 Valutasikring**

Den funksjonelle valutaen på Nordpool er Euro. Dette innebærer at alle kraftselskapene får en valutarisiko i tillegg til den øvrige risikoen knyttet til de forskjellige kontraktene. Hvis sikringsobjektet er en ikke-finansiell fordring eller forpliktelse, må man ifølge § 82 sikre enten valutarisiko, eller all risiko.

*If the hedged item is a non-financial asset or non-financial liability, it shall be designated as a hedged item (a) for foreign currency risks, or (b) in its entirety for all risks, because of the difficulty of isolating and measuring the appropriate portion of the cash flows or fair value changes attributable to specific risks other than foreign currency risks.*

Som det fremgår av bestemmelsen så må man ved sikring av ikke finansielle instrumenter enten valutasikre, eller sikre all risiko knyttet til endringer i kontantstrømmer eller fair value. Bakgrunnen for dette er vanskeligheter med å isolere og måle den tilknyttede andelen av kontantstrøm eller verdi endringer som kan knyttes til andre risikoer enn valuta risiko

Hvis bestemmelsen skal tolkes bokstavelig, så innebærer dette at hvis man skal benytte sikringsbestemmelsen på kontrakter som ikke er finansielle instrumenter, så må man også valutasikre disse kontraktene. Når det gjelder kraftkontrakter burde det imidlertid ikke være vanskelig å skille mellom prissisiko og valutarisiko. I såfall taler dette for at det burde være mulig å kun prissikre og allikevel bli omfattet av bestemmelsen. I og med at dette er en

unntaksbestemmelse på bakgrunn av målevanskeligheter, så burde man kunne se bort i fra bestemmelsen dersom målevanskelighetene ikke er tilstedeværende. I samtale med en representant fra Ernst & Young, kom det frem at de fire store revisjonsselskapene praktiserer en tolkning om at det kan foretas sikring i den funksjonelle valutaen.

## 7.2.2 Portefølje av sikringsobjekter i sikringsrelasjon

§ 83 har følgende ordlyd:

*Similar assets or similar liabilities shall be aggregated and hedged as a group only if the individual assets or individual liabilities in the group share the risk exposure that is designated as being hedged. Furthermore the change in fair value attributable to the hedged risk for each individual item in the group shall be expected to be approximately proportional to the overall change in fair value attributable to the hedged risk of the group of items.*

Som man ser så er det et absolutt krav at hvis man skal foreta sikring av en portefølje, så må hele porteføljen ha samme risikoprofil. Dette innebærer at det er anledning til å sikre porteføljer med kraftkontrakter, så lenge de er innenfor det samme prisområdet, og de har samme løpetid.

Hvis man har inngått mange fastprisavtaler for strøm mot sluttbrukere, og disse har samme risikoprofil så må man kunne prissikre deler av den fremtidige leveransen, og komme inn under bestemmelsen, hvis man bare sørger for tilstrekkelig dokumentasjon når sikringsforholdet inngås.

## 7.3 Sikringsinstrument

§ 72 har følgende ordlyd: *”This standard does not restrict the circumstances in which a derivative may be designated as a hedging instrument provided the conditions in § 88 are met except for some written options (See Appendix A paragraph AG94). However, a non-derivative financial asset or non-derivative financial liability may be designated as a hedging instrument only for a hedge of a foreign currency risk.”*



Som det fremgår av første del av lovteksten så vil, med unntak av noen utstedte opsjoner, alle derivater kunne benyttes som sikringsinstrument, så lenge kravene som fremgår av § 88 er oppfylt. Disse kravene er nærmere drøftet under punkt 7.1

Det foreligger heller ikke noe krav om at sikringsinstrumentet må anskaffes ved inngåelsen av sikringsvurderingen. Sikringsvurdering kan altså benyttes på allerede anskaffede sikringsinstrumenter. Dette fremgår av drøftelsen i § F.3.9 ”*Hedge accounting: designation at the inception of the hedge*” som har følgende ordlyd: ”*Does IAS 39 permit an entity to designate and formally document a derivative contract as a hedging instrument after entering into the derivative contract? Yes, prospectively. For hedge accounting purposes, IAS 39 requires a hedging instrument to be designated and formally documented as such from the inception of the hedge relationship (IAS 39.88); in other words, a hedge relationship cannot be designated retrospectively. Also, it precludes designating a hedging relationship for only a portion of the time period during which the hedging instrument remains outstanding (IAS 39.75). However, it does not require the hedging instrument to be acquired at the inception of the hedge relationship.*”

Sikringsinstrumentet kan imidlertid ikke benyttes for bare deler av løpetiden frem til forfall. Det vil si at hvis sikringsobjektet er en transaksjon som forventes å inntreffe i februar, så kan man ikke benytte en forward kontrakt med forfall i mars.

## 7.4 Typer av sikring

I henhold til § 86 foreligger det tre forskjellige typer sikring. Disse er kontantstrømsikring, virkelig verdisikring og sikring av nettoinvesteringer i utenlandsk virksomhet. I vår sammenheng er det først og fremst de to førstnevnte som er relevante. I teksten nedenfor vil vi presentere de relevante bestemmelsene for behandlingen av disse to typene sikring.

### 7.4.1 Kontantstrømsikring (Cash Flow hedge)

I følge § 86 B omfatter kontantstrømsikring følgende:

*A hedge of the exposure to variability in cash flows that*

- I. is attributable to a particular risk associated with a recognised asset or liability, or a highly probable forecast transaction and*

II. *could affect profit or loss.*

Kontantstrømsikring defineres som sikring av eksponeringen i forhold til variabilitet i kontantstrømmene som

- I. som skyldes en bestemt risiko som er knyttet til driftsmiddelet, forpliktelsen eller en veldig sannsynlig fremtidig transaksjon.
- II. Som kan påvirke resultatet.

#### **7.4.1.1 Regnskapsmessig behandling av Kontantstrømsikring**

I følge § 95 skal kontantstrømsikring som i perioden oppfyller kravene i § 88 bokføres på følgende måte:

- a) *The portion of the gain or loss on the hedging instrument that is determined to be an effective hedge shall be recognised directly in equity through the statement of changes in equity, and*
- b) *the ineffective portion of the gain or loss on the hedging instrument shall be recognised in profit og loss.*

Dette innebærer at gevinst og tap på den andelen av sikringsinstrumentet som antas å være effektiv skal føres direkte mot egenkapitalen, mens resten av gevinsten eller tapet skal resultatføres. Dette er ytterligere spesifisert i § 96 som har følgende ordlyd: "*More specifically, a cash flow hedge is accounted for as follows:*

- a) *the separate component of equity associated with the hedged item is adjusted to the lesser of the following (in absolute amounts):*
  - i. *the cumulative gain or loss on the hedging instrument from inception of the hedge; and*
  - ii. *the cumulative change in fair value (present value) of the expected future cash flows on the hedged item from inception of the hedge;*
- b) *any remaining gain or loss on the hedging instrument or designated component of it (that is not an effective hedge) is recognised in profit or loss; and*
- c) *if an entity's documented risk management strategy for a particular hedging relationship excludes from the assessment of hedge effectiveness a specific component of the gain or loss or related cash flows on the hedging instrument*

*(see § 74, 75 and 88(a)), that excluded component of gain or loss is recognised in accordance with § 55.*

De enkelte delene av egenkapital som kan knyttes til sikringsobjektet skal justeres til laveste verdi av akkumulert gevinst eller tap på sikringsinstrumentet siden inngåelsen av sikringsforholdet, og den akkumulerte endringen i virkelig verdi av den forventede kontantstrømmen til sikringsobjektet siden inngåelsen av sikringsforholdet. Eventuell resterende gevinst eller tap på sikringsinstrumentet, eller en fastsatt andel av det (som ikke inngår i sikringsvurderingen) skal resultatføres. Hvis selskapet som følge av en dokumentert sikringsstrategi, har utelatt en spesifikk komponent i sikringsinstrumentet, så skal gevinst eller tap knyttet til denne komponenten behandles i henhold til § 55.

Som det fremkommer under 7.4.2.1 nedenfor, innebærer dette en vesentlig forskjellig praksis i forhold til virkelig verdi sikring. Mens man ved virkelig verdisikring skal resultatføre endringene, så skal endringene ved kontantstrømsikring føres direkte mot egenkapitalen.

§ 97 har følgende ordlyd:

*”If a hedge of a forecast transaction subsequently results in the recognition of a financial asset or a financial liability, the associated gains or losses that were recognised directly in equity in accordance with § 95 shall be reclassified into profit or loss in the same period or periods during which the asset acquired or liability assumed affects profit or loss (such as in the periods that interest income or interest expense is recognised). However, if an entity expects that all or a portion of a loss recognised directly in equity will not be recovered in one or more future periods, it shall reclassify into profit or loss the amount that is not expected to be recovered.*

Hvis sikringen av en estimert transaksjon etter hvert resulterer i identifikasjon av en finansiell eiendel eller finansiell forpliktelse, så skal de tilhørende gevinster og tap som er ført mot egenkapitalen i henhold til § 95, reklassifiseres til resultat. Reklassifiseringen skal finne sted i de samme periodene som eiendelen eller forpliktelsen har resultateffekt. (for eksempel i de samme periodene som rentekostnader eller renteinntekter påløper). Hvis man derimot regner med at hele eller deler av gevinsten eller tapet ikke vil kunne hentes inn i fremtiden, så skal det forventede tapet/eller forventede gevinsten reklassifiseres til resultatet med en gang.

§ 98 har følgende ordlyd:

*”If a hedge of a forecast transaction subsequently results in the recognition of a non-financial asset or a non-financial liability, or a forecast transaction for a non-financial asset or non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, then the entity shall adopt (a) or (b) below:*

- a) It reclassifies the associated gains and losses that were recognised directly in equity in accordance with § 95 into profit or loss in the same period or periods during which the asset acquired or liability assumed affects profit or loss (such as in the periods that depreciation expense or cost of sales is recognised). However, if an entity expects that all or a portion of a loss recognised directly in equity will not be recovered in one or more future periods, it shall reclassify into profit or loss the amount that is not expected to be recovered.*
- b) It removes the associated gains and losses that were recognised directly in equity in accordance with §95, and includes them in the initial cost or other carrying amount of the asset or liability.*

Hvis sikringen av en forventet transaksjon senere resulterer i innregning av en ikke-finansiell eiendel eller forpliktelse, eller hvis en forventet transaksjon vedrørende en ikke-finansiell eiendel eller forpliktelse blir en forpliktelse som er innenfor bestemmelsen om virkelig verdi sikring skal selskapet enten:

- a) Resultatføre gevinst og tap som tidligere var ført mot egenkapitalen. Resultatføringen skal foretas i de samme periodene som eiendelen eller forpliktelsen har resultateffekt. Dette innebærer blant annet at gevinst eller tap knyttet til en eiendel skal avskrives over eiendelens løpetid. Hvis selskapet forventer at hele eller deler av et tap som var ført mot egenkapitalen ikke vil bli dekket inn av verdistigning i fremtiden, så skal dette tapet resultatføres omgående.
- b) Eller så kan man overføre verdiene som var ført direkte mot egenkapitalen som gevinst eller tap, direkte i anskaffelseskost eller annen balanseført verdi for eiendelen eller forpliktelsen.

Videre står det følgende i § 99: *”An entity shall adopt either (a) or (b) in § 98 as its accounting policy and shall apply it consistently to all hedges to which § 98 relates.”* Som

man ser så må bedriften velge om man vil benytte en prinsippanvendelse basert på (a) eller (b), men det foreligger også et krav om at man må være konsistent når man velger hvilken metode man ønsker å benytte. Regnskapsprodusenten har altså ikke anledning til å bytte prinsipp alt etter som hva han finner ønskelig til en hver tid.

Vi ser at hvis en forventet transaksjon etter hvert resulterer i en eiendel eller forpliktelse så har det betydning hvorvidt dette er en finansiell eller en ikke-finansiell størrelse. Mens man i utgangspunktet har valgfrihet for ikke-finansielle eiendeler eller forpliktelser, slik at man kan velge hvorvidt man vil korrigere egenkapitalen med en gang, og aktivere den akkumulerte gevinsten/tapet, eller om man vil ta endringen over eiendelens/forpliktelsens leve/løpetid, så må man ved finansielle eiendeler/forpliktelser resultatføre den akkumulerte gevinsten/tapet i løpet av leve/løpetiden.

I følge § 100 skal øvrige kontantstrømsikringer behandles på følgende måte: *”For cash flow hedges other than those covered by § 97 and 98, amounts that had been recognised directly in equity shall be recognised in profit or loss in the same period or periods during which the hedged forecast transaction affects profit or loss (for example, when a forecast sale occurs).*

Vi ser at kontantstrømsikringer som ikke omfattes av §97 og 98, skal reklassifiseres fra egenkapital til resultatet, i de samme periodene som de forventede transaksjonene har resultateffekt. Her foreligger det ingen valgfrihet, og man har heller ikke anledning til å inntektsføre eller kostnadsføre forventet gevinst/tap med en gang.

#### **7.4.2 Virkelig verdi sikring (Fair value hedge)**

I følge § 86 A defineres virkelig verdi sikring på følgende måte: *”a hedge of the exposure to changes in fair value of a recognised asset or liability or an unrecognised firm commitment, or an identified portion of such an asset, liability or firm commitment, that is attributable to a particular risk and could affect profit or loss.”*

Dette innebærer at sikring av eksponeringen i forbindelse med endringer i virkelig verdi av en eiendel, forpliktelse eller fordring som kan knyttes til en bestemt risiko som kan påvirke resultatet.

I følge § 87 så kan sikring av valutarisiko være både fair value og kontantstrømsikring.

#### **7.4.2.1 Regnskapsmessig behandling av virkelig verdi sikring**

§ 89 har følgende ordlyd: *If a fair value hedge meets the conditions in § 88 during the period, it shall be accounted for as follows:*

- a) the gain or loss from re-measuring the hedging instrument at fair value (for a derivative hedging instrument) or the foreign currency component of its carrying amount measured in accordance with IAS 21 (for a non-derivative hedging instrument) shall be recognised in profit or loss; and*
- b) the gain or loss on the hedged item attributable to the hedged risk shall adjust the carrying amount of the hedged item and be recognised in profit or loss. This applies if the hedged item is otherwise measured at cost. Recognition of the gain or loss attributable to the hedged risk in profit or loss applies if the hedged item is an available-for-sale financial asset.*

Sikringsinstrumentet som tilfredstiller kravene i § 88 skal vurderes til virkelig verdi, og endringer skal resultatføres. Dette gjelder også for valutaendringer. Pålydende på sikringsobjektet skal justeres i takt med endringene i virkelig verdi som kan knyttes til sikringsforholdet, og endringene skal resultatføres.

Hvis bare deler av risikoen til et sikringsobjekt er sikret, så skal endringer som ikke har sammenheng med den sikrede risikoen holdes utenfor. Dette fremgår av § 90: *”If only particular risks attributable to a hedged item are hedged, recognised changes in the fair value of the hedged item unrelated to the hedged risk are recognised as set out in § 55.”*

Henvisningen i § 55 spesifiserer hvordan virkelig verdi endringer i finansielle instrumenter skal behandles, og det virker underlig at man her kommer med en konkret henvisning til denne paragrafen. Er det her underforstått at i virkelig verdi sikring så må sikringsobjektet være et finansielt instrument? Vi kan ikke se at vi finner støtte for et slikt syn. § 86 har ikke slike begrensninger, og vi kan heller ikke finne noe støtte for dette i de øvrige kapitlene, hvor man har med innledende drøftelser og veiledning. Henvisningen til § 55 er nok mer ment som et eksempel på hvordan slike endringer kan måles.

### 7.4.3 Sikring av nettoinvesteringer i utenlandsk virksomhet

I følge §86 C så omfattes også nettoinvesteringer i utenlandske virksomhet i henhold til definisjonene i IAS 21 av denne bestemmelsen.’

### 7.5 Hvordan håndtere interne sikringsrelasjoner under IAS 39?

§ 80 har følgende ordlyd: *It follows that hedge accounting can be applied to transactions between entities or segments in the same group only in the individual or separate financial statements of those entities or segments and not in the consolidated financial statement of the group.*

*As an exception, the foreign currency risk of an intragroup monetary item (eg a payable/receivable between two subsidiaries) may qualify as hedged item in the consolidated financial statements if it results in an exposure to foreign exchange rate gains or losses that are not fully eliminated on consolidation in accordance with IAS 21 the effects of Changes in Foreign Exchange rates. In accordance with IAS 21, foreign exchange rate gains and losses on intragroup monetary items are not fully eliminated on consolidation when the intragroup monetary item is transacted between two group entities that have different functional currencies. In addition, the foreign currency risk of a highly probable forecast intragroup transaction may qualify as a hedged item in consolidated financial statements provided that the transaction is denominated in a currency other than the functional currency of the entity entering into that transaction and the foreign currency risk will affect consolidated profit or loss.*

Som det fremgår av § 80 så kan interne sikringsrelasjoner bokføres i de interne regnskapene, men ikke i konsernregnskapet. Hvis det foreligger en reell valutarisiko, som ikke blir hensyntatt ved konsolideringen av regnskapene, så kan sikring av denne risikoen kvalifisere som sikring, og komme inn under denne bestemmelsen. Dette innebærer at i konsern hvor man har både salgs og produksjonsselskap, og hvor produksjonsselskapet selger forward kontrakter, og salgsselskapet kjøper forward kontrakter for å sikre egne salgskontraktene med fastpris, så vil ikke dette klassifisere for sikringsbokføring i konsernregnskapet. Hvis salgsselskapet benytter forwards for å sikre fastpriskontraktene, så må denne aktiviteten sammenholdes med produksjonsselskapets salg av forward kontrakter, før man benytter sikringsbokføring. Det er kun nettoeksponeringen som kvalifiserer til sikringsbokføring.

### 7.5.1 Opphør av sikringsvurdering

Sikringsvurderingen kan opphøre som følge av en rekke forhold, og det foreligger forskjellige bestemmelser for de forskjellige sikringsforholdene.

§ 101 har følgende ordlyd: *"In any of the following circumstances an entity shall discontinue prospectively the hedge accounting specified in § 95-100:*

- (a) The hedging instrument expires or is sold, terminated or exercised. In this case, the cumulative gain or loss on the hedging instrument that remains recognised directly in equity from the period when the hedge was effective shall remain separately recognised in equity until the forecast transaction occurs, paragraph 97, 98 or 100 applies.*
- (b) The hedge no longer meets the criteria for hedge accounting in § 88. In this case, the cumulative gain or loss on the hedging instrument that remains recognised directly in equity from the period when the hedge was effective shall remain separately recognised in equity until the forecast transaction occurs. When the transaction occurs, § 97, 98 or 100 applies.*
- (c) The forecast transaction is no longer expected to occur, in which case any related cumulative gain or loss on the hedging instrument that remains recognised directly in equity from the period when the hedge was effective shall be recognised in profit or loss. A forecast transaction that is no longer highly probable may still be expected to occur.*
- (d) The entity revokes the designation. For hedges of a forecast transaction, the cumulative gain or loss on the hedging instrument that remains recognised directly in equity from the period when the hedge was effective shall remain separately recognised in equity until the forecast transaction occurs or is no longer expected to occur. When the transaction occurs, § 97, 98 or 100 applies. If the transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that had been recognised directly in equity shall be recognised in profit or loss.*

Her fremgår det at hvis noen av de følgende forhold inntreffer så skal sikringsvurderingen i henhold til §§ 95-100 avsluttes:



- a) Sikringsinstrumentet utløper, blir solgt, utøvd eller terminert. Den akkumulerte gevinsten/tapet som er bokført mot egenkapital skal fortsatt være ført mot egenkapitalen inntil den fremtidige transaksjonen inntreffer.
- b) Sikringen ikke lenger tilfredstiller kravene til sikring i henhold til § 88 som vi har omtalt i punkt 7.1 Den akkumulerte gevinsten/tapet som er bokført mot egenkapital skal fortsatt være ført mot egenkapitalen inntil den fremtidige transaksjonen inntreffer.
- c) Det er ikke lenger veldig sannsynlig at den fremtidige transaksjonen skal inntreffe. Akkumulert gevinst/tap som er bokført mot egenkapital skal resultatføres. Det strenge sannsynlighetskravet kan medføre at transaksjoner som det fortsatt er sannsynlig at skal inntreffe, likevel ikke tilfredstiller kravet, fordi det ikke er veldig sannsynlig at det skal inntreffe. I dette tilfellet opphører altså sikringsvurderingen.
- d) Selskapet avslutter sikringsvurderingen (Det vil si at sikringsobjekt og sikringsinstrument skal behandles hver for seg). For sikring av en fremtidig transaksjon, så skal den akkumulerte gevinsten/tapet som er bokført direkte mot egenkapitalen fortsatt være ført mot egenkapital inntil den fremtidige transaksjonen inntreffer, eller det ikke lenger er sannsynlig at den vil inntreffe. Hvis det ikke lenger forventes at transaksjonen skal inntreffe, så skal det akkumulerte resultatet som er ført mot egenkapital resultatføres.

Sikringsvurdering kan også opphøre som følge av at den fremtidige transaksjonen inntreffer. I så tilfelle er dette regulert av § 97 som har følgende ordlyd: *“If a hedge of a forecast transaction subsequently results in the recognition of a financial asset or a financial liability, the associated gains or losses that were recognised directly in equity in accordance with § 95 shall be reclassified into profit or loss in the same period or periods during which the asset acquired or liability assumed affects profits or loss (such as in the periods that interest income or interest expense is recognised). However, if an entity expects that all or a portion of a loss recognised directly in equity will not be recovered in one or more future periods, it shall reclassify into profit or loss the amount that is not expected to be recovered.”*

Hvis selskapet som følge av at den fremtidige transaksjonen inntreffer mottar en finansiell eiendel eller forpliktelse, så skal den tilhørende gevinst eller tap som er ført direkte mot egenkapitalen i henhold til § 95 reklassifiseres til resultatet i de tilsvarende perioder som

eiendelen eller forpliktelsen antas å ha påvirket resultatet. Eventuelt tap eller deler av tap som er ført mot egenkapitalen, og som man antar at ikke vil bli reversert (tjent inn) i fremtidige perioder skal reklassifiseres og tapsføres.

Hvis selskapet ønsker å benytte sikringsvurdering på den nye finansielle eiendelen eller forpliktelsen så kan de enten benytte samme vurderingsregel som nevnt ovenfor, eller de kan velge å fjerne akkumulert gevinst/tap fra egenkapitalen, og inkludere dette i beregnet anskaffelseskost for driftsmiddelet eller forpliktelsen. Dette fremgår av § 98 som er gjengitt nedenfor.

*“If a hedge of a forecast transaction subsequently results in the recognition of a non-financial asset or a non-financial liability, or a forecast transaction for a non-financial asset or non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting as applied, then the entity shall adopt (a) or (b) below:*

- a) it reclassifies the associated gains and losses that were recognised directly in equity in accordance with § 95 into profit or loss in the same period or periods during which the asset acquired or liability assumed affects profit or loss (such as in the periods that depreciation expense or cost of sales is recognised). However if an entity expects that all or a portion of a loss recognised directly in equity will not be recovered in one or more future periods it shall reclassify into profit or loss the amount that is not expected to be recovered.*
- b) It removes the associated gains and losses that were recognised directly in equity in accordance with § 95, and includes them in the initial cost or other carrying amount of the asset or liability.*

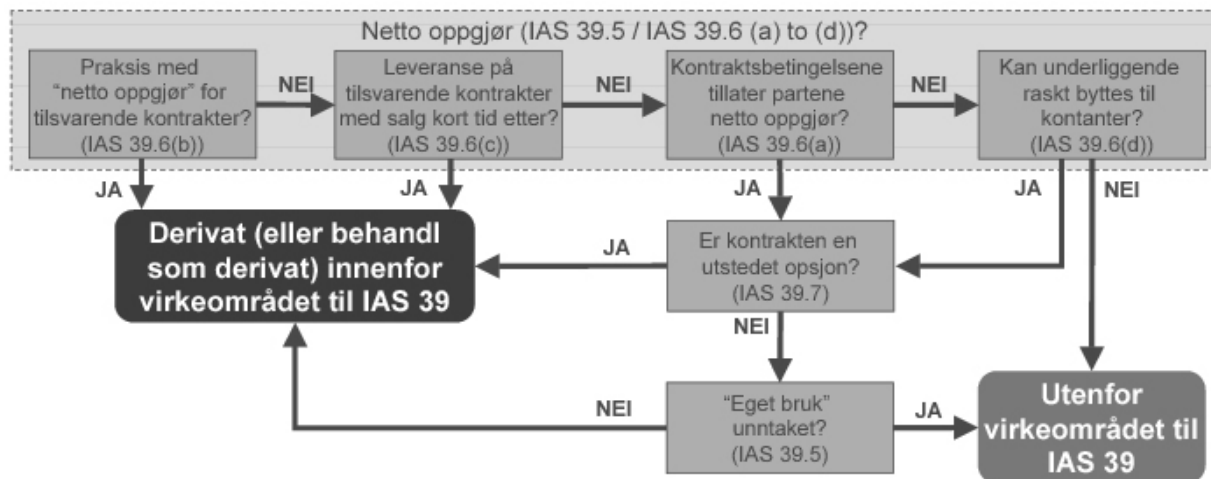
Selskapet må velge enten (a) eller (b) som sin regnskapspraksis, og benytte denne på alle sikringsforhold hvor sikringsvurdering benyttes i henhold til § 98. Dette fremgår av § 99 som har følgende ordlyd:

*“An entity shall adopt either (a) or (b) in § 98 as its accounting policy and shall apply it consistently to all hedges to which § 98 relates.”*

## DEL 2: ANVENDELSE AV IAS 39

### 8 Hvordan skal kraftkontraktene behandles

Når man skal drøfte hvorvidt de forskjellige kontraktene er et derivat som er omfattet av bestemmelsene i IAS 39 har vi valgt å ta utgangspunkt i beslutningsskjemaet fra Thrane Nielsen (2006) som vi introduserte i kapittel 6.



Figur 6-1: *Beslutningstre IAS 39. Thrane-Nilsen (2006)*

Som man ser av beslutningsskjemaet så er det noen hovedproblemstillinger som klart definerer objektet enten innenfor eller utenfor virkeområdet til standarden. Hvis man har praksis med netto oppgjør etter § 6(b), eller man selger underliggende like etter mottak etter § 6(c), så vil man alltid komme innenfor virkeområdet. På tilsvarende måte så vil man alltid være utenfor definisjonen hvis underliggende ikke raskt kan byttes til kontanter jfr § 6(d). Det er når underliggende raskt kan byttes til kontanter og når kontraktsbetingelsene tillater partene netto oppgjør jfr § 6(a) at man må foreta flere vurderinger for å avklare hvorvidt man er innenfor virkeområdet til IAS 39. Hvis kontrakten er en utstedt opsjon i henhold til § 7 så er man innenfor virkeområdet. Hvis kontrakten ikke er en opsjon, og den er omfattet av NPNS unntaket i henhold til § 5 så er man utenfor virkeområdet.

Hersvik og Madsen (2006) fra Ernst & Young presenterer en modell (*Figur 8-1*) som ved første øyekast kan virke veldig forskjellig fra Thrane-Nilsen's modell. Vi vil nedenfor drøfte om de ulike modellene egentlig har forskjellige tolkninger av IAS 39.

## Normalt kjøp og normalt salg unntak for ikke-finansielle kontrakter omfattet av IAS 39



Figur 8-1: Hersvik og Madsen (2006)

Selv om modellene i utgangspunktet ser veldig forskjellige ut, så er konklusjonene stort sett samstemte. Begge modellene definerer kontrakter med praksis for netto oppgjør eller levering og raskt videresalg i henhold til § 6 (b) og (c), og utstedte opsjoner i henhold til § 7 til å være innenfor standarden. Hersvik og Madsen har slått sammen § 6 (a) og (d), og kalt den "kan kontrakten gjøres opp netto", dette er litt upresist, da man også burde hatt med om underliggende raskt kan byttes til kontanter". Det er de samme svarene som leder til spørsmålet om eget bruk (NPNS) unntaket, men Hersvik og Madsen har en henvisning til § 6, mens Thrane-Nielsen henviser til § 5. Det er i § 5 at selve NPNS unntaket står, i § 6 er det henvist til NPNS unntaket i § 5. Det korrekte vil her således å være å henvise til unntaksbestemmelsen i § 5. Den kanskje største forskjellen er at i modellen til Hersvik og Madsen så vil kontrakter som ikke oppfyller noen av betingelsene i § 6 (a-d) være en NPNS kontrakt, mens Thrane-Nielsen definerer disse kontraktene til å være utenfor virkeområdet. Det er et eksplisitt krav i IAS 39 om at "ikke finansielle kontrakter" må oppfylle et av kravene i § 6 (a-d) for å være innenfor virkeområdet. Det blir dermed upresist å først inkludere disse kontraktene innenfor virkeområdet, for så å hevde at det blir omfattet av NPNS unntaket slik som Hersvik og Madsen gjør.

Vi kan konkludere med at enten man følger den ene eller den andre modellen, så vil man komme til de samme konklusjonene. Hersvik og Madsen's modell bygger delvis på en

feiltolkning av hva som er innenfor området, for så å inkludere det i NPNS unntaket, og i tillegg har de en lovhenviing som henviser til en annen lovhenviing. Thrane-Nielsen's modell må derfor anses å være mye mer presis. Vi har valgt å benytte denne i den videre drøftingen.

### Kontrakter brukt i produksjonsselskap

	Kan drive markedsrisiko	Kan redusere markedsrisiko
Futures/Forward	Ja, i stor grad	Ja, brukes til hedging
Opsjoner	Ja, i meget stor grad	Ja, brukes til hedging
Bilaterale sluttbrukerkontr.	Ja, bare oppsiderisiko	Ja,
Spot, produksjon	Ja, i stor grad	Nei

Tabellen nedenfor oppsummerer risikoegenskapene til de ulike kontraktene.

		Kan drive markedsrisiko	Kan redusere markedsrisiko
<b>Sluttbruker-markedet</b>	Spotpriskontrakt	Nei	Nei
	Fastpriskontrakt	Ja, i stor grad	Nei
	Standard variabel	Ja, i middels grad	Nei
	Kontrakter med pristak	Ja, i middels grad	Nei
	Kombikraft	Ja, i middels grad	Nei
	Forvaltningsavtaler	Nei, tilnærmet null (unntak)	Nei
	Fastpris med returrett	Ja, i middels grad	Nei
<b>Engros-markedet</b>	Futures/Forward	Ja, i stor grad	Ja, kan sikre prisrisiko og delvis volumrisiko
	CfDs	Ja, i stor grad	Ja, kan sikre basisrisiko
	Opsjoner	Ja, i meget stor grad	Ja, kan sikre volumrisiko

## 8.1 Finansielle vs fysiske varekontrakter

Med finansielle varekontrakter som kommer innenfor IAS 39 menes alle terminkontrakter som handles eller cleares på Nordpool. Hvis man kan oppnå forskjellig vurdering ved å kjøpe fysiske varekontrakter istedenfor finansielle varekontrakter vil dette være meget uheldig. I kraftmarkedet, hvor det på en måte er den samme strømmen som leveres uavhengig av hvilken kontraktstype som er inngått blir det meningsløst å skille mellom fysiske og finansielle varekontrakter. Det er den samme vare som leveres, og den samme kontantstrømmen som tilkommer kjøper eller selger uansett. En slik uensartet praksis vil undergrave kraftbørsens funksjon, og medføre at man istedenfor handler utenfor børs. Det at

kontraktene gjøres opp finansielt er en praktisk forordning som er innført av kraftbørsen, for å lette oppgjørsfunksjonen for børsen. Kraft er en vare som egner seg spesielt godt for en sentral børs med oppgjørs funksjon. I motsetning til de fleste varer hvor selger selv må sørge for at varen leveres til kunden, så sørger overføringsnettet for at strømmen kommer frem til mottaker. Strøm er også en homogen vare, slik at her er det ikke slik at kjøper mottar akkurat den strømmen som selger putter inn i systemet, han kan bare ta ut en mengde tilsvarende den han har kjøpt.

Strøm egner seg ikke for lagring, og den eneste måten en kraftleverandør kan kjøpe strøm når den er billig, for å selge den når den er dyr, er ved å kjøpe finansielle kontrakter. Disse kontraktene er i realiteten et normalt varekjøp for kraftleverandøren, og ikke en finansiell transaksjon, på linje med øvrige finansielle transaksjoner, som må anses som en bi-gesjeft. Disse burde følgelig være omfattet av NPNS unntaket uavhengig av om de gjøres opp finansielt eller ikke. Vi kan imidlertid ikke finne støtte for en slik tolkning i det gjeldende regelverk, og mye tyder derfor på at det er anledning til å behandle finansielle og fysiske varekontrakter forskjellig.

## 8.2 Finansielle Forwards

Derivatkontraktene som handles på Nord Pool, blir alltid gjort opp finansielt, slik at her hersker det ingen tvil om de kan gjøres opp finansielt. Med derivatkontrakter menes alle typer terminkontrakter som handles eller cleares på Nordpool. I og med at disse kontraktene alltid gjøres opp finansielt, så er det her ikke tvil om at man har praksis med oppgjør som omfattes av § 6(b). Det hersker derfor ingen tvil om at disse kontraktene skal klassifiseres som finansielle instrumenter.

## 8.3 Fysiske Forwards

Enkelte kraftprodusenter inngår kontrakter om både kjøp og salg av kraft utenfor Nord Pool, såkalte bilaterale avtaler. Dette er avtaler om fysisk leveranse av kraft, hvor det ikke er praksis med netto oppgjør i henhold til § 6(b).

Hvis man følger beslutningsskjemaet i *Figur 6-1* **Error! Reference source not found.** vil det neste som må avklares være om man har tradisjon for leveranse på tilsvarende kontrakter med salg kort tid etter i henhold til § 6(c). Kraft er en vare som vanskelig kan lagres, slik at hvis kraften skal videreselges må dette nødvendigvis skje på leveransetidspunktet. Dette indikerer at disse kontraktene vil være innenfor virkeområdet til IAS 39. Det er imidlertid tvilsomt om IAS 39 kan tolkes så snevert. Det er her tale om fysisk levering av en vare som skal videreselges, og som derfor egentlig bør behandles som vanlig varekjøp. Murell og Majid (2004) i Deloitte, hevder at IASB har et uttalt syn om at et selskap som ønsker å sikre volum, ønsker fysisk levering, mens et selskap som ønsker prissikring, vil velge finansielt oppgjør. På bakgrunn av dette skal kontrakter med finansielt oppgjør behandles som derivater, og følgelig være innenfor virkeområdet til IAS 39, mens kontrakter som altså gjelder fysisk levering vil antakelig være omfattet av NPNS unntaket og dermed utenfor virkeområdet.

Når det gjelder spørsmålet om fysiske Forwards er en utstedt opsjon etter § 39,7 er det lett å konkludere med negativt svar.

### **8.3.1 Er kontrakten omfattet av NPNS unntaket?**

Neste spørsmål som må avgjøres er om de fysiske forwardskontraktene er omfattet av NPNS unntaket i § 39,5. Vi trakk frem ovenfor at dersom man ønsker å sikre seg finansielt vil man velge finansielt oppgjør, mens hvis man ønsker å kjøpe en vare som er en del av selskapets varekjøp, salg eller til eget bruk, etter det såkalte NPNS unntaket i § 5 så vil man velge fysisk levering.

Det kan være vanskelig å avgjøre hva som er normalt kjøp/salg eller eget bruk. IFRS har ingen klare føringer på hvordan dette skal tolkes, og det kan derfor være fornuftig å se om man kan finne noe støtte for hvordan dette skal tolkes i den amerikanske standarden.

#### **8.3.1.1 FASB's tolkning av NPNS**

IASB referer ofte til den amerikanske standarden, og det skjer en kontinuerlig tilpassning mellom den europeiske og den amerikanske standarden for at disse skal bli mest mulig like. I og med at IAS ikke har noen klar definisjon av NPNS unntaket kan det være fornuftig å se hvordan dette unntaket er drøftet i den amerikanske standarden.

FASB drøfter i Statement 133 Implementation Issue no C15, hvorvidt kraftkontrakter omfattes av NPNS unntaket. Derivatives Implementation Group reiser spørsmålet: “*Can the normal purchases and normal sales exception be extended to power purchase or sale agreements (whether forward contracts, option contracts, or combinations of both), including capacity contracts, for the purchase or sale of electricity?*” og de svarer på følgende måte:” § 10(b)(4), as amended by Statement 149, permits power purchase or sales agreements (whether forward contracts, option contracts, or combinations of both) for the purchase or sale of electricity to qualify for the normal purchases and normal sales exception (in § 10(b)(4)) provided that all of the applicable criteria in § 58(b), as amended, are met. Those criteria are presented below, with supplemental comments for criterion 2.

***Criteria applicable to both parties to the contract:***

- 1. The terms of the contract require physical delivery of electricity. That is, the contract does not permit net settlement, as described in § 9(a) and 57(c)(1). For an option contract, physical delivery is required if the option contract is exercised.*
- 2. The power purchase or sales agreement (whether a forward contract, an option contract, or a combination of both) is a capacity contract, as defined in Statement 133 (as amended). Differentiating between an option contract that is a capacity contract and a traditional option contract (that is, a financial option on electricity) is a matter of judgement that depends on the facts and circumstances. For power purchase or sale agreements that contain option features, the characteristics of an option contract that is a capacity contract and a traditional option contract, which are set forth in the appendix to this issue, should be considered in that evaluation; however, other characteristics not listed in the appendix may also be relevant to that evaluation.*

*Criterion applicable only to the seller of electricity:*

- 3. The electricity that would be deliverable under the contract involves quantities that are expected to be sold by the reporting entity in the normal course of business.*

*Criteria applicable only to the buyer of electricity:*



4. *The electricity that would be deliverable under the contract involves quantities that are expected to be used or sold by the reporting entity in the normal course of business.*
5. *The buyer of the electricity under the power purchase or sales agreement is an entity that is engaged in selling electricity to retail or wholesale customers and is statutorily or otherwise contractually obligated to maintain sufficient capacity to meet electricity needs of its customers base.*
6. *The contracts are entered into to meet the buyer's obligation to maintain a sufficient capacity, including a reasonable reserve margin established by or based upon a regulatory commission, local standards, regional reliability councils, or regional transmission organizations.*

*Because electricity cannot be readily stored in significant quantities and the entity engaged in selling electricity is obligated to maintain sufficient capacity to meet the electricity needs of its customer base, an option contract for the purchase of electricity that meets the above criteria qualifies for the normal purchases and normal sales exception in § 10(b).*

*Power purchase or sales agreements that meet only the above applicable criteria qualify for the normal purchases and normal sales exception even if they are subject to being booked out or are scheduled to be booked out. Forward contracts for the purchase or sale of electricity that do not meet the criteria in this Issue as well as other forward contracts are nevertheless eligible to qualify for the normal purchases and normal sales exception in § 10(b)(1) by meeting all the criteria in that §, unless those contracts are subject to unplanned netting /that is, subject to possibly being booked out).*

Som vi ser så foreligger det noen krav for at NPNS unntaket skal gjelde. For det første så må det være en kontrakt som gjelder fysisk leveranse av strøm, og hvis det er en opsjonskontrakt, så må strømmen leveres hvis opsjonen benyttes. Den kan altså ikke gjøres opp finansielt. For det andre så må det være en kapasitetskontrakt i henhold til spesifikasjonene i 133. Hvis kontrakten ikke oppfyller kravene til å være en kapasitetskontrakt, vil ikke NPNS unntaket gjelde.

Det foreligger også et krav til selger om at volumene som leveres i henhold til kontrakten, forventes å selges innenfor kjernevirksomheten til bedriften.

For Kjøper foreligger det følgende krav:

- Strømmen som leveres benyttes til eget bruk, eller er ordinært varekjøp som videreselges.
- Det kjøpende selskap er et kraftselskap som er forpliktet av kontraktsvilkår til å levere den kraft som kundebasen etterspør.
- Kontraktene er inngått med henblikk på å dekke kjøperens forventede kapasitetsforpliktelser inklusiv en fornuftig sikkerhetsmargin, basert på regulators anslag.
- På bakgrunn av at kraft ikke kan lagres, og at salgsselskapet er forpliktet til å opprettholde en tilfredstillende kapasitet til å møte kraftbehovet til kundene, vil en opsjonskontrakt som tilfredstiller overnevnte krav omfattes av NPNS unntaket.

Kontrakter som ikke oppfyller vilkårene kan allikevel komme innenfor NPNS unntaket, hvis de oppfyller alle kravene i §10 (b)(1).

§10 b. har følgende ordlyd: *“Normal purchases and normal sales are contracts with no net settlement provision and no market mechanism to facilitate net settlement (as described in paragraphs 9(a) and 9(b)). They provide for the purchase or sale of something other than a financial instrument or derivative instrument that will be delivered in quantities expected to be used or sold by the reporting entity over a reasonable period in the normal course of business.”*

Som vi ser så defineres NPNS som kontrakter uten netto oppgjørs provisjoner, og ingen markedsmekanismer som forenkler netto oppgjør (som beskrevet i § 9(a) og §9(b). Disse kontraktene muliggjør kjøp eller salg av noe som ikke er et finansielt instrument eller derivat instrument som vil bli levert i kvantum som forventes å bli brukt eller solgt av selskapet innen fornuftig tid som en del av den vanlige driften.

### 8.3.1.2 Kapasitetskontrakt

I følge Statement 133 § 58 (b) er at av kravene for at NPNS unntaket skal gjelde at det må være en kapasitetskontrakt. Det vil derfor være naturlig å kartlegge hva som menes med kapasitetskontrakt i henhold til det amerikanske regelverket. C15 har denne karakteristikken av en kapasitetskontrakt:

*“Option contracts that contain a specified capacity charge that is based on recovering the cost of the plant and a variable energy charge are often referred to as capacity contracts, although that term is also used for certain forward contracts.”* Med kapasitetskontrakter menes opsjonskontrakter hvor prisen er todelt. Den har et variabelt energiledd, og et fastledd som skal dekke produksjonskostnadene. Terminologien er også benyttet på noen forwardkontrakter. Under den videre drøftingen fremkommer følgende *“In some cases, the purchase price of the electricity is entirely fixed, as in forward contract or in an option contract that involves an initial premium payment for the time value of the option.”* I noen tilfeller er kjøpsprisen på strøm helt låst, slik som i en forward kontrakt, eller i en opsjonskontrakt hvor man betaler en premie ved inngåelsen av opsjonen.

Vi ser at den amerikanske standarden setter klare krav for at en kontrakt skal kunne omfattes av NPNS unntaket. IFRS er ikke like tydelig. Her overlates mye mer til skjønn/tolkning. Dette er meget overraskende. IFRS er utarbeidet på en slik måte at den ikke skal være gjenstand for tolkning, den skal være detaljregulerende. Når IAS 39 i tillegg delvis er utarbeidet på bakgrunn av FASB, så er det mildest talt merkelig at man ikke har en klar definisjon på hva som menes med en opsjon, og når NPNS unntaket skal gjelde. I IAS BC13 står det følgende *“The amendments also eliminate or mitigate some differences between IAS 39 and US GAAP related to the measurement of financial instruments. Already, the measurement requirements in IAS 39 are, to a large extent similar to equivalent requirements in US GAAP, in particular, those in FASB SFAS 114 Accounting by Creditors for Impairment of a loan, SFAS 115 Accounting for certain Investments in Debt and Equity Securities and SFAS 133 Account for Derivative Instruments and Hedging Activities.*

Som det fremgår av teksten så har endringene i IAS 39 eliminert eller redusert omfanget av noen av forskjellene mellom IAS og US GAAP. Nå er allerede målekravene i IAS, i stor utstrekning i samsvar med tilsvarende målebestemmelser i US GAAP. Spesielt samsvarer bestemmelsene med FASB SFAS 114, 115 og 133. Det at FASB 133 trekkes frem spesielt

taler for at man bør kunne legge tilsvarende tolkning til grunn for NPNS unntaket også når man benytter IFRS.

Hvis man støtter seg på den amerikanske standarden så vil nok de fysiske forwardkontraktene omfattes av NPNS unntaket, og således være utenfor definisjonen til IAS 39. IFRS er en selvstendig standard, og det er ingen selvfølge at man kan tolke denne på bakgrunn av FASB. Det er derfor uklart hvordan hvorvidt disse kontraktene omfattes av NPNS unntaket eller ikke, og dette vil være gjenstand for en skjønnsmessig vurdering.

## 8.4 Fastprisavtaler mot sluttbruker

I en drøftelse av om fastprisavtaler mot sluttbruker skal klassifiseres som finansielle instrumenter som omfattes av bestemmelsene i IAS 39, er det en rekke forhold som må avklares. Det må først avklares om kontraktsbetingelsene tillater partene netto oppgjør, eller om underliggende raskt kan byttes til kontanter. Hvis et av disse kravene er oppfylt vil neste steg være å avklare om kontrakten er en utstedt opsjon. Hvis konklusjonen er at kontrakten ikke er en utstedt opsjon vil siste steg være å avklare om kontrakten omfattes av "NPNS" unntaket.

### 8.4.1 Kan underliggende raskt byttes til kontanter?

I vanlige fastprisavtaler tillater ikke kontraktsbetingelsene netto oppgjør, og det vil derfor være naturlig å drøfte om kontraktene er "readily convertible to cash" i henhold til § 6 (d). Kraftselskapene har forpliktet seg til å levere en ikke avtalt mengde kraft til en avtalt pris. Selv om det kan være vanskelig å fastsette verdien på en slik kontrakt, så er det klart at den har en verdi. Det at det antakelig vil kreve forhandlinger for å fastsette verdien, forhindrer ikke at avtalen er omsettelig. Hydro Texaco solgte blant annet sin sluttbrukerportefølje til NorgesEnergi. Dette indikerer at underliggende kan byttes til kontanter, men det er grunn til å stille spørsmål om dette kan skje raskt. Den type salg skjer gjerne i forbindelse med nedleggelse av virksomheten, og det krever gjerne forhandlinger. Det er derfor ikke entydig hvorvidt underliggende raskt kan byttes til kontanter eller ikke.

IFRIC har i møte 11. mars i år uttalt følgende " *Analysis of such contracts suggests that in many situations these contracts are not capable of net cash settlement as laid out in*

*paragraphs 5 and 6 of IAS 39. If this is the case, such contracts would not be considered to be within the scope of IAS 39. In the light of the above, the IFRIC expected little divergence in practice and therefore decided not to take the item on to the agenda*". IFRIC uttaler her at sluttbrukerkontrakter ofte ikke kan omsettes i kontanter, og følgelig vil være utenfor standarden. Uttalelsen støtter seg på at sluttbruker ikke kan gjøre opp kontrakten kontant. Et annet argument er at kontraktene må vurderes på "stand alone" basis, og at det ikke foreligger noe marked for kraft i så små kvantum. Kraft selges på Nordpool i relativt store kvantum, og man er avhengig av et salgsselskap som kan fordele kjøpet videre på mindre enheter. Kraft i så små kvantum som selges til sluttbruker vil følgelig ikke være omsettelige. Det er først når man samler disse i en portefølje at man kan omsette disse. På bakgrunn av dette vil det være nærliggende å konkludere med at fastprisavtaler til sluttbruker ikke er et finansielt instrument.

#### **8.4.2 Er fastpriskontraktene en utstedt opsjon**

Fastprisavtalene ut til sluttbruker har et opsjonselement. Her kan sluttbruker helt bestemme volumet han ønsker å kjøpe (innenfor leveringsbegrensningen som ligger i kabelnett og inntakssikring), han har altså en opsjon på å kjøpe kraft til en forhåndsbestemt pris. Spørsmålet blir da om dette opsjonselementet medfører at denne type kontrakter omfattes av bestemmelsen i § 7 om utstedte opsjoner.

Salgsselskapet har utvilsomt solgt en kontrakt med et visst opsjonselement, og de er forpliktet til å levere det volum som kunden ønsker å kjøpe til en avtalt pris. Sluttbruker er imidlertid ikke forpliktet til å kjøpe strøm. Dette innebærer at man kan reise bort, og dermed ikke bruke noe strøm, uten at strømlleverandør kan fremme noe erstatningsansvar som følge av manglende salg. Det er dermed ingen formelle forhold som tilsier at denne type opsjonsavtaler skiller seg fra andre typer opsjonsavtaler for selger.

Det som kjennetegner de fleste opsjoner er at det knytter seg stor usikkerhet til hvorvidt de blir benyttet eller ikke, det samme kan nok ikke sies om kraftkontrakter. Her er man ganske sikker på at de vil bli benyttet, men det knytter seg usikkerhet til i hvor stor grad. Hersvik og Madsen (2006) fremmer et syn om at *volumfleksibiliteten i sluttbrukerkontrakter ikke er en opsjon slik man normalt oppfatter og benytter begrepet. Fleksibiliteten i volum bærer mer preg av å være en praktisk forordning (knyttet til at kraft ikke lett kan lagres) enn en opsjon – dette ettersom sluttbrukeren ikke på forhånd vet hvilket volum han vil forbruke, og det vil*

være upraktisk å avtale et fast volum. Det er ikke tvil om at kraft er vanskelig å lagre, og det er også korrekt at de fleste sluttbrukere ikke vet hvilket volum de vil bruke. Det knytter seg som regel heller ikke usikkerhet til hele volumet. Volumet kan deles inn i en fast del og en variabel del. Den faste delen inkluderer det forbruket som de fleste forbrukere vet at de med sikkerhet vil bruke, mens det er hovedsakelig den delen som er knyttet til oppvarming som er variabel. Usikkerhetsmomentet er derfor betydelig mindre for disse kontraktene, enn hva som er tilfellet for tradisjonelle opsjoner.

Hersvik og Madsen (2006) hevder videre at *opsjoner gjerne kjennetegnes ved at "kjøper" av opsjonen utøve den og derigjennom realisere en økonomisk gevinst. En sluttbruker vil ikke kunne omsette opsjonen i kontanter direkte, men vil kun være i stand til å hente begrensede gevinster ved å endre sin forbruksmiks fra ulike energikilder, eventuelt nyte godt av et høyt strømforbruk i kalde perioder hvor prisen er forholdsvis høy i markedet eller. Gevinst argument er vanskelig å forstå. For en vanlig call opsjon så ligger fortjenestepotensialet hvis markedspris blir høyere enn strike pris, og fortjeneste blir prisdifferanse multiplisert med kjøpt volum. Vi kan ikke se at fastprisavtaler for kraft skiller seg fra vanlige opsjoner på dette området, også her vil fortjenesten være differansen mellom avtalt pris og spotpris multiplisert med kjøpt volum. Vi kan dermed ikke se at det her foreligger noen begrensninger i forhold til vanlige opsjoner. Ved en vanlig opsjonsavtale så kan man, hvis strike prisen er høyere enn markedspris, velge å kjøpe underliggende til markedspris. Dette er det imidlertid ikke anledning til for sluttbruker i kraftmarkedet. Man må i tilfelle snu forbruket mot andre energikilder hvis man ikke skal kjøpe kraft til avtalt fastpris, og det er sterkt varierende i hvilken grad sluttbruker har anledning til dette. Hvis prisen på de alternative energikildene er høyt korrelert med kraftprisene, så kan dette sammenlignes med å kjøpe underliggende, hvis prisene på de alternative energikildene ikke er høyt korrelert, så kan man risikere at når markedsprisen på strøm er lavere enn strike, så er prisen på den alternative energikilden høyere enn strike, og man vil da ikke ønske å benytte den alternative energikilden. Man ender da opp i en situasjon hvor man handler kraft til avtalt pris, til tross for at markedsprisen er lavere, og man får ikke benyttet det opsjonselementet som man har i vanlige opsjoner.*

Det er også korrekt at disse eventuelle opsjonene ikke er omsettelige for sluttbruker, og dette indikerer også at de ikke er å anse som vanlige opsjoner. I § 7 er det ikke nevnt noe unntak for opsjoner som det er veldig sannsynlig at vil utøves, og hvis disse ikke skulle omfattes av

bestemmelsen, så burde det vært omtalt her. Dette taler for at fastprisavtalene kan oppfattes som en opsjon.

Forbruker har imidlertid ikke anledning til å kjøpe underliggende, men er avhengig av alternativ energibærer for å kunne utnytte at pris er under strike. Vanlige forbrukere vil kjøpe kraft til fastprisavtalen selv om spotprisen er lavere, dette indikerer at det ikke er en opsjon.

I samtaler med en av de ledende revisorene innen området har vi fått opplyst at IFRIC har uttalt generelt at det er en skrevet opsjon hvis mottaker kan styre uttaket. Dette er tilfelle for fastprisavtaler, og basert på dette vil de være å anse som utstedte opsjoner. Hvis man mot formodning også konkluderer med at de raskt kan omsettes i kontanter så vil de være innenfor virkeområdet til IAS 39.

### **8.4.3 Er Fastpriskontrakten en terminkontrakt**

Hvis man mot formodning konkluderer med at underliggende raskt kan byttes til kontanter og at fastpriskontraktene ikke er en opsjon, vil neste steg være å avgjøre om NPNS unntaket gjelder.

Kan volumusikkerheten i disse avtalene medføre at disse avtalene ikke kan anses som normalt salg, og at "NPNS" unntaket i § 5 ikke vil gjelde for disse kontraktene?

Hvis disse kontraktene oppfyller de øvrige kravene i henhold til IAS 39 så er dette spørsmålet helt sentralt.

For at man skal kunne få gjennomslag for et slikt syn, så bør fastprisavtalene i hvert fall være et slags biprodukt, som selskapene leverer i tillegg til hovedproduktet sitt. Fastpriskontraktene utgjør bare 10-20 % av totalmarkedet for vanlige strømlleverandører, og dette indikerer at dette kanskje kan være tilfelle.

Kontraktene innehar et vesentlig spekulasjonsmoment. Kraftselskapene spekulerer både i volum og pris på leveringstidspunktet, og de kjøper og selger avtaler om leveranse av kraft (kjøper og selger forwards), etter hvert som antagelsene om pris og volum endrer seg. Disse endrer seg stadig på bakgrunn av nedbør, temperatur og prisutvikling, og kraftprodusentene endrer kontinuerlig eksponeringen sin i markedet. Dette styrker hypotesen om at

fastprisavtalene er spekulasjon i et finansielt instrument, i et marked i kontinuerlig endring, og ikke en del av den vanlige driften. Det er grunn til å tro at det på grunn av usikkerheten er begrenset hvor stor del av salget som kan være bundet opp i slike avtaler. Hva hvis selskapet går konkurs som følge av slike avtaler, og ikke klarer å oppfylle sine forpliktelser. Hvis selskapet kun har inngått fastpris avtaler og spotpris stiger veldig, og man ikke har foretatt tilstrekkelig prissikring så kan dette være en realitet. Det er grunn til å stille spørsmål ved om et argument om omfang er tilstrekkelig til at man kan si at dette er spekulasjon, og ikke vanlig salg. Hvor stort skal i så tilfelle volumet være før det ikke lenger er spekulasjon, men vanlig salg?

Som vi har drøftet tidligere så er det vanskelig å avgjøre hva som er normalt salg, men det virker i hvert fall ganske klart at vi her har et salg som innehar enkelte elementer som ikke er normale. Hvis man konkluderer med at NPNS unntaket ikke gjelder så vil man være innenfor virkeområdet til IAS 39.

## 8.5 Klassifisering av finansielle instrumenter

En del kraftprodusenter inngår avtaler om kjøp og salg av kraft, og hevder at dette er en tradingportefølje. Så lenge det er snakk om derivater, så vil dette ikke utgjøre noen forskjell, i og med at alle derivater skal behandles på samme vis som tradingporteføljer.

Hvis man som følge av en sikringsstrategi kjøper og selger leveringsavtaler, for å redusere pris og leveranseusikkerhet, vil nok dette kunne anses som trading, og denne virksomheten vil da komme inn under bestemmelsen om derivater, og dermed oppfylle kravet i § 6 (c) Sikringskontrakten skal dermed måles til fair value.

Det neste som må vurderes er hvor vidt den delen av salgskontrakten som er sikret kan komme innenfor bestemmelsen. Hvis salgskontraktene oppfyller kravene for å være et derivat, så kommer de klart innenfor bestemmelsen. Hvis salgskontraktene ikke oppfyller kravene til å være et finansielt instrument, kan det likevel tenkes at de kan falle innenfor bestemmelsen i b(i) ? Hvis kraftkontrakten og sikringskontrakten skal vurderes etter forskjellige prinsipper vil dette medføre en mismatch mellom disse verdimalingene. Bestemmelsen er etablert for å hindre inkonsistent måling, og det vil være i tråd med intensjonen å inkludere den sikrede delen av salgskontrakten, selv om denne ikke er klassifisert som finansiell eiendel. Hvis man



tolker ordlyden helt bokstavelig, så er kraftkontraktene ikke et finansielt instrument, og de omhandles dermed ikke av bestemmelsen. Dette virker urimelig, da dette medfører en inkonsistent måling. Sikringsavtalene vil da bli vurdert til fair value, mens kraftkontraktene skal vurderes til anskaffelseskost.

Dette er videre drøftet i IAS 39 AG4G hvor det blant annet står: *”It would not be acceptable to designate only some of the financial assets and financial liabilities giving rise to the inconsistency as at fair value through profit or loss if to do so would not eliminate or significantly reduce the inconsistency and would therefore not result in more relevant information.”* Og i siste avsnitt står det følgende: *“It could not designate either a component of a liability (eg changes in value attributable to only one risk, such as changes in a benchmark interest rate) or a proportion (ie percentage) of a liability”* For kraftkontrakter mot sluttbruker vil det være usikkert hvilket volum sluttbruker vil kjøpe, og det vil således ikke være aktuelt å sikre hele avtalen. Dette innebærer at man ikke kan vurdere kraftavtalene til virkelig verdi basert på prinsippet om å forhindre inkonsistent måling.

## 9 Sikringsvurdering

For at sikringsvurdering skal kunne benyttes på kraftkontrakter så må betingelsene i § 88 oppfylles. Disse er nærmere drøftet under punkt 7.1. Hvis man kommer inn under definisjonen om sikringsvurdering vil det være frivillig hvorvidt man skal benytte sikringsvurdering eller ikke. På grunn av kravene til dokumentasjon, og alt arbeidet forbundet med å fremskaffe denne dokumentasjonen, så vil man ikke benytte sikringsvurdering hvis man kan oppnå det samme uten å benytte sikringsvurdering. Det er spesielt i situasjoner hvor man antar at de gjeldende reglene vil medføre inkonsistent måling mellom sikringsobjekt og sikringsinstrument, og den inkonsistente målingen medfører en ulempe for bedriften at det vil være aktuelt med sikringsvurdering. Det er spesielt ved kontantstrømsikring og i situasjoner hvor det er inkonsistens mellom målemetodene for sikringsobjektet og sikringsinstrumentet at sikringsvurdering kan ha en verdi. Spesielt hvis sikringsobjektet i utgangspunktet skal vurderes til anskaffelseskost. Ved en prisoppgang på 10 % så vil man uten sikringsvurdering føre en gevinst på det finansielle driftsmiddelet på 10 %, mens man ved sikringsvurdering kun vil resultatføre den delen som ikke er effektiv.

Det er hovedsaklig to krav som må oppfylles for at sikringsvurdering skal kunne benyttes. Disse to kravene er krav om at sikringseffektivitet må være tilstrekkelig høy og et krav til dokumentasjon. Begge kravene må være oppfylt ved inngåelsen av sikringsforholdet, og disse kravene løper så lenge sikringsforholdet varer.

### 9.1.1 Motsvarende virkning

Sikringsvurdering innebærer at man motregner virkelig verdi av et sikringsobjekt og et sikringsinstrument mot hverandre, og kun bokfører nettoposisjonen. I stedet for å bokføre en fordring til 100 og en forpliktelse til 80 (hvis man for eksempel har sikret 80% av fordringen) så bokfører man isteden bare nettoposisjonen på 20. Hvis sikringen er 100% effektiv så vil en hver endring i verdien på sikringsobjektet reflekteres i verdien på sikringsinstrumentet. Dette vil typisk være tilfelle hvis begge forholdene er knyttet opp mot den samme underliggende faktoren. Hvis den underliggende faktoren er forskjellig, slik som områdepris på strøm og systempris på strøm, så vil korrelasjonen mellom disse avgjøre hvor effektivt sikringsinstrumentet sikrer objektet.

I følge § 88 B som vi har drøftet under punkt 7.1 må sikringsforholdet forventes å være ” *highly effective in achieving offsetting changes in fair value or cash flows attributable to the hedged risk*”. Dette innebærer at det ved 100 % sikringseffektivitet så vil endringer i verdi på sikringsobjektet følges med tilsvarende endringer på sikringsinstrumentet.

### **9.1.2 Dokumentasjon på sikringsforholdet**

Kravene til dokumentasjon kan ved første øyekast virke formidable. I en rapport utarbeidet av Patricia Teixeira Lopes for OMIP (den portugisiske elektrisitetsbørsen) hevder hun at dette kan gjøres på en forholdsvis enkel måte. Hun har følgende forslag til hvordan denne dokumentasjonen kan utføres:

- 1) Beskrivelse av risikostyring både objektiv og strategisk
- 2) Type sikringsforhold (virkelig verdi eller kontanstrøm)
- 3) Type risiko som blir sikret (varederivat)
- 4) Identifikasjon av sikringsobjektet, hvis det er en fremtidig transaksjon skal følgende dokumenteres:
  - Forventet volum som skal sikres eventuelt % andel av forventet leveringsvolum som skal sikres
  - Type fremtidig transaksjon
  - Når forventes den å inntreffe
  - Forventet pris på den fremtidige transaksjonen
  - Hvorfor det er veldig sannsynlig at transaksjonen skal inntreffe
  - Praksis for hvordan reklassifisering fra egenkapital skal utføres
- 5) Identifikasjon av sikringsinstrumentet
- 6) Prospektiv effektivitets testing
  - Beskrivelse av testmetode og hvordan denne skal utføres
  - Frekvens på testene
- 7) Retrospektiv effektivitets testing
  - Beskrivelse av testmetode og hvordan denne skal utføres
  - Frekvens på testene

- 8) Hvilke forpliktelser eller fremtidige transaksjoner som skal inkluderes i en sikring av en portefølje

### 9.1.3 Hvordan evaluere sikringseffektivitet

Evaluering av sikringseffektivitet er omtalt i §AG107 som har følgende ordlyd: *”This standard does not specify a single method for assessing hedge effectiveness. The method an entity adopts for assessing hedge effectiveness depends on its risk management strategy. For example, if the entity’s risk management strategy is to adjust the amount of the hedging instrument periodically to reflect changes in the hedged position, the entity needs to demonstrate that the hedge is expected to be highly effective only for the period until the amount of the hedging instrument is next adjusted. In some cases, an entity adopts different methods for different types of hedges. An entity’s documentation of its hedging strategy includes its procedures for assessing effectiveness. Those procedures state whether the assessment includes all of the gain or loss on a hedging instrument or whether the instrument’s time value is excluded.”*

Som det fremgår så foreskriver ikke denne standarden en enkelt metode for å evaluere sikringseffektivitet. Den metoden som selskapet velger for å evaluere sikringseffektivitet vil avhenge av selskapets strategi for sikringsstyring. Hvis selskapet har en sikringsstrategi hvor man ønsker å justere volumet på sikringsinstrumentet periodisk, slik at dette reflekterer endringer i den sikrede posisjonen, må selskapet dokumentere at det justerte sikringsforholdet forventes å være effektiv i perioden frem til neste gang sikringsinstrumentet justeres.

Selskapet kan benytte forskjellige målemetoder på forskjellige typer sikring. Selskapets dokumentasjon av sikringsstrategi skal inneholde prosedyrer for måling av sikringseffektivitet. I disse prosedyrene må det fremgå hvorvidt man skal evaluere all gevinst eller tap på sikringsinstrumentet, eller hvorvidt sikringsinstrumentets tidsverdi skal ekskluderes.

Kraftmarkedet i Norge er delt inn i flere forskjellige prisområder, og prisene for disse områdene settes individuelt, basert på etterspørsel og tilbud. Tilbudet er delvis begrenset av kapasiteten i overføringsnettet. Det er bare aktører innenfor samme prisområde som Oslo,

som kan sikres 100 % effektivt, slik at her vil kravet til sikringseffektivitet alltid kunne være oppfylt. 100 % effektivitet i Oslo kan oppnåes ved å kjøpe en CfD som sikrer en eventuell forskjell mellom systempris og områdepris. For de andre prisområdene finnes det for øyeblikket ingen tilsvarende CfD og evalueringer av faktisk sikringseffektivitet vil dermed avgjøre hvorvidt man er innenfor sikringsbestemmelsens krav til sikringseffektivitet.

Thrane-Nielsen og Pettersen(2006) hevder de at de to mest brukte metodene for å måle sikringseffektivitet er "Dollar-Offset"-metoden og regresjonsanalyse. De neste avsnittene vil omhandle Dollar-Offsetmetoden.

Når man benytter "Dollar-Offset"-metoden finner man forholdet mellom verdiendringen<sup>1</sup> på sikringsobjektet og verdiendringen på sikringsinstrumentet slik det fremkommer ved regnskapsføringen av ineffektivitet. Testobservatoren i denne testen kan da uttrykkes slik:

$$DO_t = -\frac{X_t}{Y_t},$$

der  $X_t$  er verdiendringen på sikringsinstrumentet og  $Y_t$  er verdiendringen på sikringsobjektet i periode t. Som vi omtalte i avsnittet 7.1.2 ovenfor er kravet for sikringsforholdet skal vurderes som effektiv etter IAS 39, at verdiendringene motsvarer hverandre innenfor et intervall på 80 % til 125 %. Dersom vi bruker testobservatoren som definert ovenfor, blir dette kravet tilfredsstillt dersom testobservatoren er innenfor innenfor dette intervallet. Et sikringsobjekt med gevinst 120 og et sikringsinstrument med tap 100 vil da gi en "offset" på  $100/120 = 83,33\%$  og derfor fortsatt bli regnet som effektiv etter IAS 39.

IG F.4.2 fastslår at det på gitte vilkår er mulig å benytte "Dollar-Offset"-metoden på kumulativ basis; *"Expected hedge effectiveness may be assessed on a cumulative basis if the hedge is so designated, and that condition is incorporate into the appropriate hedging documentation"*. Dersom vi legger denne varianten til grunn kan vi benytte følgende alternative testobservator:

$$DO_t^{kumulativ} = -\frac{\sum_{i=1}^s X_i}{\sum_{i=1}^s Y_i},$$

der s er antall perioder testen går over mens  $X_i$  og  $Y_i$  referer til de

samme verdiene som  $X_t$  og  $Y_t$ .

---

<sup>1</sup> Evt kontantstrømindringen

Virkningen av bestemmelsen i IG F.4.2 er at "Dollar-Offset" verdien ikke trenger å ligge innenfor intervallet 80 % - 125 % i alle enkeltperiodene, gitt at den kumulative testen viser at sikringseffektiviteten er forventet å være tilstrekkelig over levetiden til sikringsforholdet.

En svakhet med den kumulative varianten er at den på noe sviktende grunnlag kan konkludere med sviktende effektivitet når verdiendringene er forholdsvis små.

Den store fordelen med "Dollar-Offset"-metoden er at den er så enkel i bruk og i følge PWC(2005) er det denne testen som foretrekkes så langt den viser tilstrekkelig effektivitet. Dersom "Dollar-Offset"-metoden skulle konkludere med utilstrekkelig effektivitet, kan man benytte andre statistiske metoder som f.eks regresjonsanalyse eller Monte-Carlo-simulering for å få konstatert tilstrekkelig effektivitet. Det er derimot ikke mulig å bytte målemetode underveis når man først har valgt metode for et sikringsforhold.

## 10 Beholdning av finansielle instrumenter

Hvis man konkluderer med at noen eller alle fastprisavtalene er finansielle instrumenter, vil det være naturlig å drøfte hva som er beholdninger av finansielle instrumenter.

Kan beholdning av vann anses som et finansielt instrument?

### 10.1.1 Vann som råvare

Det kan hevdes at vann er en råvare som først blir til kraft etter at den er blitt videreforedlet i en turbin, og at vann som således må behandles som en råvare, og at det er bestemmelsene i IAS 2 som regulerer hvordan denne beholdningen skal måles.

*§1 The object of this standard is to prescribe the accounting treatment for inventories. A primary issue in accounting for inventories is the amount of cost to be recognised as an asset and carried forward until the related revenues are recognised. This standard provides guidance on the determination of cost and its subsequent recognition as an expense, including any write-down to net realisable value. It also provides guidance on the cost formulas that are used to assign cost to inventories.*

*§3 This standard does not apply to the measurement of inventories held by:*

*a) producers of agricultural and forest products, agricultural produce after harvest, and minerals and mineral products, to the extent that they are measured at net realisable value in accordance with well-established practices in those industries.*

*When such inventories are measured at net realisable value, changes in that value are recognised in profit or loss in the period of the change.*

*§ 4 The inventories referred to in § 3(a) are measured at net realisable value at certain stages of production. This occurs, for example, when agricultural crops have been harvested or minerals have been extracted and sale is assured under a forward contract or a government guarantee, or when an active market exists and there is a negligible risk of failure to sell. These inventories are excluded from only the measurement requirements of this standard.*

I følge § 9 skal varelageret bokføres til laveste verdi av anskaffelseskost, og netto realiserbar verdi. Netto realiserbar verdi er i følge § 6 den estimerte salgsprisen med fradrag for estimerte

produksjons og salgskostnader. Det er imidlertid et unntak i følge § 3 og 4 for produsenter av jordbruks og skogbruksprodukter, mineraler og mineralprodukter, i den utstrekning de blir målt til netto realiserbar verdi i henhold til veletablert praksis i disse industriene.

Bestemmelsen oppfattes som uklar. Først nevner den produsenter som er unntatt fra hovedregelen for hvordan varelager skal bokføres, for så å si at unntaket bare gjelder dersom det foreligger en veletablert praksis i bransjen for å bokføre varelageret til netto realiserbar verdi. Dette indikerer at det er en såkalt kan bestemmelse. Hvordan skal man kartlegge om det foreligger en veletablert praksis? Hvor mange produsenter, og for hvor lenge må de ha benyttet nettorealiserbar verdi før det foreligger en veletablert praksis? Hvis mer enn halvparten benytter nettorealiserbar verdi, så synes det ganske klart at det foreligger en veletablert praksis, men igjen kan man reise spørsmålet, hva menes med halvparten. Hvis man har et marked med to store aktører, og tre veldig små aktører, og de to store benytter en målemetode, mens de tre andre benytter den andre målemetoden. Hva skal da legges til grunn for hvorvidt man har en veletablert praksis? Noe som gjør spørsmålet enda mer komplisert er at det stadig er nye land som knytter seg til standarden, og hvis noen av disse har en veletablert praksis for å måle til nettorealiserbar verdi, så vil det muligens eksistere en veletablert praksis. Når norske kraftprodusenter nå skal begynne å rapportere etter IFRS/IAS, så er spørsmålet høyaktuelt. De har tidligere rapportert etter NGAAP, og benyttet laveste verdis prinsipp. Det vil si at det i Norge ikke foreligger noen veletablert praksis for å benytte nettorealiserbar verdi. Det som må avklares er hva som er praksisen for selskaper som allerede rapporterer etter IFRS.

For det første så er det ikke sikkert at vann omfattes av unntaksbestemmelsen i det hele tatt. Vann er jo ikke et landbruk- skogbruk- eller mineralprodukt. Det har imidlertid mange av de samme egenskapene som disse produktene. Det som kjennetegner disse produktene er at de ikke er innkjøpt, og det kreves liten eller ingen innsats for å produsere disse. Det lar seg med andre ord ikke gjøre å fastsette en anskaffelseskost. På bakgrunn av dette fremgår det av standarden at disse skal måles til nettorealiserbar verdi. Det samme er tilfellet med vann i vannmagasin, her kommer jo vannet sigende av seg selv, og det er ingen kostnader i tilknytning til påfylling av varelager. Her kan man derfor ikke klare å stadfeste noen anskaffelseskost. og det virker naturlig at også vann omfattes av § 3, og dermed kan måles til netto realiserbar verdi. Her foreligger det jo også et aktivt marked, slik at det er enkelt å innhente markedspriser for kraft. Hvis man konkluderer med at vann omfattes av § 3, så kan



som nevnt varelageret måles til nettorealiserbar verdi, og endringen resultatføres. Dette innebærer at kraft kan inntektsføres etter hvert som vannet siger inn i magasinene. Det vil til slutt være kravet om veletablert praksis som blir avgjørende for om man kan benytte virkelig verdi på vannmagasinene, hvis det foreligger en veletablert praksis, så indikerer jo det at vann er omfattet av § 3.

### **10.1.1.1 Netto realiserbar Verdi**

Hvis man legger til grunn at vann i magasinene skal måles til netto realiserbar verdi, kan det diskuteres hva som er nettorealiserbar verdi. Kraftmarkedet er et velfungerende marked hvor prisene endres i takt med tilbud og etterspørsel. Hvis kraftprodusenten skulle forsøke å realisere hele magasinbeholdningen vil tilbudet økes kraftig, og kraftprisene synke som følge av dette. Det vil selvfølgelig ikke være aktuelt å selge hele magasinbeholdningen på en gang, på grunn av begrensninger i overføringsnettet vil det heller ikke være praktisk mulig.

Kraftprodusenten vil fordele salget fremover i tid, slik at markedsprisen ikke blir vesentlig påvirket av tilbudet. Markedsprisen er derfor det beste anslaget på netto realiserbar verdi.

Hvis man har inngått fastprisavtaler, så vil fastprisen reflektere nettorealiserbar verdi for disse kontraktene.

### **10.1.1.2 Vann det samme som beholdning av kraft**

Hvordan skal kraft lagres? Må kraft lagres på store batterier, eller kan den lagres som vann i magasinene. Vannet blir omgjort til kraft ved at man åpner en kran/sluse, og så renner vannet gjennom en turbin som generer kraft. Denne produksjonen er i utgangspunktet helautomatisk, og krever ingen bearbeiding eller innsats. For produsentene vil det ikke utgjøre noen forskjell hvorvidt kraften er på et batteri, eller om kraften er lagret som vann i magasiner. De vil uansett kunne levere kraften like enkelt. I stedet for å kjøpe enorme batterier for lagring av ferdigprodusert kraft, har man heller valgt å bygge magasin for lagring av vann.

For at man skal kunne sette likhetstegn mellom vann og kraft må man kunne forvente at virkningsgraden for vann er stabil. Hvis det er stor variasjon i hvor mye kraft en liter vann gir, så taler dette for at man ikke kan sette likhetstegn mellom vann og kraft. Er virkningsgraden imidlertid stabil så styrker dette påstanden om at vann er lik kraft. Etter vår vurdering vil vann i et magasin for alle praktiske formål ha lik virkningsgrad. Eventuelle vannlekkasjer må for øvrig anses som svinn på lik linje med øvrig svinn.

Selv om man konkluderer med at vann er det samme som kraft, så er det likevel ikke noen selvfølge av beholdningen av vann/kraft er en beholdning av et finansielt instrument. Det at kontraktene som innebærer leveranse av kraft til en fast pris kan omsettes i et marked, er ikke ensbetydende med at all kraft er et finansielt instrument.. Det meste av kraften leveres til spotpris, og er en typisk råvare, og helt klart ikke noe finansielt instrument. Strengt tatt er det vel bare verdien av de inngåtte kontraktene som eventuelt er et finansielt instrument, og som da skal verdsettes som dette.

## DEL 3: EMPIRI – PRAKSIS I BRANSJEN?

Som vi har kommentert gjentatte ganger, åpner noen av bestemmelsene i IAS 39 for bruk av skjønn. Dette gjelder spesielt ved vurdering av fysiske forward kontrakter, og fastprisavtaler til sluttbruker. Slike skjønnsmessige avveininger kan føre til at forskjellige selskapet vurderer tilsvarende problemstillinger på forskjellige måter, og at regnskapene ikke blir direkte sammenlignbare. Dette kan ha betydning for perioderesultat og verdsettelse av selskapene.

### 11 Resultat fra spørreundersøkelsen

Det er veldig få aktører som rapporterer i henhold til IFRS, og det medfører at utvalget ikke egner seg for en vitenskapelig undersøkelse av gjeldende praksis. For å kartlegge praksis i bransjen har vi imidlertid oversendt noen spørsmål til 60 forskjellige kraftselskap. Vi har mottatt 19 svar, og av disse er det 13 som rapporterer etter NGAAP, og 6 som rapporterer etter IFRS (et selskap benytter begge standardene, IFRS på konsernnivå og NGAAP på selskapsnivå). Undersøkelsen er utarbeidet på bakgrunn av samtaler med en representant fra et av de større kraftselskapene, og en revisor med inngående kjennskap til problematikken knyttet til sikring i kraftbransjen.

Undersøkelsen ga følgende resultater:

	NGAAP	IFRS
<b>Hvilken standard benyttes 2007?</b>	15 av 19	4 av 19
<b>Planer om å bytte standard?</b>	1 av 15	0 av 4

	NGAAP	IFRS
<b>Driver sluttbrukersalg</b>	12 av 15	3 av 4
<b>Benytter økonomisk sikring, sluttbruker?</b>	12 av 12	3 av 3
<b>Benyttes regnskapsmessig sikring, sluttbruker?</b>	9 av 12	0 av 3

	NGAAP	IFRS
<b>Driver produksjon</b>	13 av 15	3 av 4
<b>Benytter økonomisk sikring, produksjon</b>	13 av 13	3 av 3
<b>Benyttes regnskapsmessig sikring, produksjon</b>	10 av 13	1 av 3

	NGAAP	IFRS
<b>Dersom ikke regnskapsmessig sikring sluttbruker: Hvordan vurderes fastprisavtale?</b>		
<b>Laveste verdis prinsipp (LVP)</b>	3 av 3	3 av 3

	NGAAP	IFRS
<b>Dersom IFRS: Hvordan verdsettes finansielle forwards/futures?</b>		
<b>Laveste verdis prinsipp (LVP)</b>		0 av 4
<b>Virkelig verdi (vv)</b>		4 av 4

	NGAAP	IFRS
<b>Dersom NGAAP: Hvordan verdsettes finansielle forwards/futures til trading?</b>		
<b>Laveste verdis prinsipp (LVP)</b>	2 av 11	
<b>Virkelig verdi (vv)</b>	9 av 11	

	NGAAP	IFRS
<b>Dersom NGAAP: Hvordan verdsettes finansielle forwards/futures ikke til trading?</b>		
<b>Laveste verdis prinsipp (LVP)</b>	13 av 15	
<b>Virkelig verdi (vv)</b>	2 av 15	
	NGAAP	IFRS
<b>Dersom fysiske bilaterale forwards( til levering): Hvordan verdsettes disse?</b>		
<b>Laveste verdis prinsipp (LVP)</b>	1 av 1	1 av 2
<b>Virkelig verdi (vv)</b>	0 av 1	1 av 2

Vi observerer at sikringsvurdering er mye mer utbredt blant selskapene som rapporterer etter NGAAP, enn blant selskapene som rapporterer etter IFRS. Det var kun et selskap som rapporterer i henhold til IFRS, og som oppga at de benytter sikringsvurdering, mens 9 av 12 NGAAP selskap benytter sikringsvurdering. Selskapet som benytter IFRS har innført denne standarden fra 1.1.07, og det kan således tenkes at selskapet ikke kjenner regelverket godt nok. Vi har forsøkt å undersøke om hvordan de oppfyller dokumentasjonskravene, men vi har ikke lyktes med å få besvart dette spørsmålet. I samtaler med det aktuelle selskapet som benytter sikringsvurdering etter IFRS, fremkom det indikasjoner på at de har undervurdert dokumentasjonskravene for å benytte sikringsvurdering.

Et av selskapene som benyttet både NGAAP (konsernnivå) og IFRS (selskapsnivå) oppga at de benyttet sikringsvurdering etter NGAAP, men ikke etter IFRS. Dette har sammenheng med

de omfattende dokumentasjonskravene i henhold til IFRS. Vi ser at de fleste som rapporterer i henhold til NGAAP benytter sikringsvurdering, mens det er mer uklart om noen faktisk benytter sikringsvurdering i henhold til kravene i IFRS. Vi observerer også at de to selskapene som rapporterer i tråd med IFRS, og som handler fysiske kontrakter benytter forskjellig vurderingsprinsipp.

Vi har sett en undersøkelse foretatt av PWC (2007) vedrørende bruk av Forwards med CER kontrakter som underliggende. CER kontrakter er et alternativ til CO<sub>2</sub> kvoter, der en forurensende bedrift finansierer utslippsreduksjoner u-land hvor reduksjonene kan gjøres billigere. I undersøkelsen har halvparten konkludert med at disse kontraktene gjelder eget bruk, og således faller utenfor standardens virkeområde. Den andre halvparten har konkludert med at man er innenfor virkeområdet. Dette støtter vår konklusjonen under punkt 8.3 hvor vi påpekte at det i følge IAS 39 ikke foreligger noen entydige føringer på hvordan dette skal behandles.

## 11.1 Hvorfor benytter ikke bransjen sikringsvurdering under ias 39?

### 11.1.1 Dokumentasjonskravene

På bakgrunn spørreundersøkelsen foretok vi intervjuer med nøkkelpersonell i to av selskapene som rapporterer i henhold til IFRS. De oppga at årsaken til at sikringsvurdering ikke benyttes er de omfattende kravene til dokumentasjon og sikringseffektivitet. Det er spesielt effektivitetskravet som oppfattes som en hindring for å benytte sikringsvurdering. De øvrige kravene kan forholdsvis enkelt oppfylles ved å utføre mindre endringer av dagens informasjonssystemer. Det ble derimot oppfattet som veldig arbeidskrevende å oppfylle kravet om sikringseffektivitet. I samtaler ga begge intervjuobjektene uttrykk for at det ville ha liten betydning for regnskapene hvorvidt man benyttet sikringsvurdering eller ikke. De mente at omfanget var forholdsvis lite, og at det kun hadde en kortsiktig periodiseringseffekt. De tvilte derfor på om de ville benyttet sikringsvurdering etter IAS 39 selv om omfanget hadde vært betydelig.

Kraftselskapene har langsiktige stabile eiere, og fokuset på perioderegnskapene er muligens mindre for denne type selskap, enn for øvrige selskap. For børsnoterte selskap er det et sterkt fokus på perioderegnskap, og her vil kortsiktige periodiseringseffekter kunne få stor

betydning for verdien på selskapet. Vår undersøkelse viste at ingen av de to børsnoterte selskapene benytter sikringsvurdering under IFRS. Unødvendige svingninger i perioderesultatene kan medføre at selskapet fremstår som mer volatilt og usikkert enn hva det i virkeligheten er. Det er derfor ikke uproblematisk at perioderegnskapene svinger unødvendig mye, og dermed ikke gjenspeiler den virkelige økonomiske situasjonen. Hvis arbeidsbyrden og kostnaden ved å benytte sikringsvurdering blir for stor, vil de som foretar rapporteringen ha incentiver til å nedtone betydningen av sikringsvurdering. Det er derfor ikke overraskende at de med dagens regelverk, hevder at behovet for sikringsvurdering ikke er så stort.

Statistikk fra SSB viser at fastprisavtalene utgjør over 15 % for alle kundesegmentene. Når man samtidig vet at kraftprisene til tider svinger kraftig, vil dette kunne medføre at verdien på forwardkontrakten kan variere ganske mye. I regnskapet for 2006 har Hafslund ført 83 millioner som tap på sikring, mens regnskapet viser et overskudd på 11 651 millioner. Selv om andelen fastpriskontrakter er ganske stor så indikerer regnskapet til Hafslund at sikringsvurdering ikke har vesentlig betydning for resultatet.

Vi har drøftet problemstillingen rundt den manglende bruken av sikringsvurdering i regnskapet med en ledende representant for et av de store revisjonsselskapene, og der kom det frem at de fleste selskap har en variabel pris eksponering. Når prisen er høy får de høye inntekter, og når prisen er lav for de tilsvarende lave inntekter. For å jevne ut denne risikoen selger de forward på 4 års horisont. Behovet for sikringsvurdering er stort i den forstand at det er mange selskap som benytter sikring, det avgjørende er å avklare om den økte volatiliteten skaper problemer.

Perioderegnskap utarbeides for å vise periodens resultat. Med feil periodisering vil ikke perioderegnskapet vise et riktig bilde. De fleste analytikere er klar over at det ikke benyttes sikringsvurdering i regnskapene, og at resultatene dermed blir mer volatile. De vil derfor ta høyde for deler av denne volatiliteten.

Mange av selskapene har udiversifiserte eiere med fokus på stabile utbytter. Volatiliteten kan medføre at utbytteutbetaling også blir volatil, og dermed ikke i tråd med interessene til de udiversifiserte eierne.

Med dagens regelverk vil kjøpte forward bokføres til virkelig verdi, mens fastpriskontrakter til sluttbruker ikke bokføres før ved realisasjonstidspunktet. Kjøpte forwardkontrakter stiger i verdi når den underliggende prisen stiger, og de synker i verdi når den underliggende prisen synker. På grunn av blant annet produksjonskostnader er det en nedre grense for hvor lavt prisen kan synke, mens prisen i utgangspunktet kan stige nesten uendelig. Dette medfører at oppsiden blir vesentlig større enn nedsiden, og at insentivene for å benytte sikringsvurdering ikke blir så store. Hvis sannsynligheten for at man må bokføre store tap var betydelig ville insentivene til sikringsbokføring muligens vært sterkere.

Det finnes imidlertid en løsning på sikringseffektivitetsproblemet i prisområdet som dekker Oslo, for tiden kalt prisområde NO1. Her kan man kjøpe såkalte "Contracts for differences". Disse kontraktene sørger for at forwardkontraktene indirekte gjøres opp mot områdeprisen, og man vil dermed få en sikring som er 100% effektiv. Kostnadene med disse kontraktene medfører imidlertid at våre intervjuobjekter ikke ønsker å benytte disse for å oppfylle kravet til sikringseffektivitet. En uttrykte at det er unødvendig å betale en ekstrakostnad for å kunne benytte en regnskapsteknisk sikringsvurdering.

## 11.2 Effektivitetskravene

Vi har gjennomført noen tester av effektiviteten mellom terminpris og områdeprisene for NO1 og NO2. Dette er de største prisområdene i Norge målt etter forbruk, og de områdene hvor man har data som går lengst tilbake i tid. Prisområdet NO3 er såpass nyetablert at vi har valgt å ikke utføre noen tester for dette prisområdet. Vi har valgt å benytte den kumulative dollar-offset metoden, da det er denne metoden som er enklest i bruk. Vi har så laget rullerende akkumulerte avkastningstall for 90 dagersintervaller. For å få en pekepinn på hvor sannsynlig det er at bransjen tilfredsstiller effektivitetskravene, har vi gjennomført daglige Kumulative Dollar Offset tester i to perioder og sett på andelen av testene som tilfredsstiller kravene. Resultatene finnes i appendiks A.

I test 1 gjennomførte vi daglige kumulative Dollar Offset tester i perioden 14.06.2006 til 13.06.2007. Hver av testene baserer seg på datagrunnlag i perioden fra testdagen og de foregående 90 dagene. Resultatet av test 1 var at ca 80 % av de kumulative Dollar Offset testene viste tilstrekkelig sikringseffektivitet for prisområde NO1, mens tilsvarende tall var ca 75 % for prisområde NO2.

I test 2 gjennomførte vi daglige kumulative Dollar Offset tester i perioden 01.01.2003 til 31.12.2005. Hver av testene baserer seg på datagrunnlag i perioden fra testdagen og de foregående 90 dagene. Resultatet av test 2 var at ca 70 % av de kumulative Dollar Offset testene viste tilstrekkelig sikringseffektivitet for prisområde NO1, mens tilsvarende tall var ca 64 % for prisområde NO2. Altså var sikringseffektiviteten dårligere i denne perioden.

Testresultatene vi fikk på de nyeste prisdatane innebærer at hvis man benytter dollar-offset metoden så vil man i 20 til 25 % av tilfellene ikke oppnå god nok sikringseffektivitet. Ved å benytte en annen og mer presis metode for å sannsynliggjøre sikringseffektivitet, vil en antagelig konkludere annerledes. Resultatene fra testen på de eldste prisdataene gir ikke særlig oppløftende resultater med tanke på å tilfredsstille kravene til sikringseffektivitet.



## 12 Oppsummering og Konklusjoner

Kraftbransjen er utsatt for en rekke forskjellige risikoer, og det varierer hvor mye risiko man ønsker å utsette seg for. Risikobildet og hvordan risikoen styres er med å påvirker verdien på selskapene. Som et ledd i selskapets risikostyring benytter de fleste kraftselskapene sikring for å redusere volatiliteten i resultatene. Dette er spesielt viktig for selskap med udiversifiserte eiere som ønsker stabile utbyttebetalinger.

Når man benytter sikring, kan det lett oppstå at sikringsobjektet og sikringsinstrumentet skal måles på helt forskjellige måter. Dette kan medføre at sikringsobjektet og sikringsinstrumentet verdsettes helt forskjellig. Dette vil påvirke resultatet, og det kan føre til at regnskapet ikke gir et korrekt bilde av den økonomiske situasjonen, og at resultatene blir mer volatile. Dette problemet kan i utgangspunktet løses ved hjelp av sikringsvurdering. Mye tyder på at kravene til sikringseffektivitet og dokumentasjon er så omfattende at det blir for krevende for bedriftene å benytte denne muligheten. Det virker som standardsetter av IFRS regelverket har laget regler for sikringsvurdering som er så krevende å bruke at det ikke er noen i Norge som ønsker å benytte dem. Som en følge av at reglene om sikringsvurdering ikke benyttes, så blir kvaliteten på regnskapene dårligere. Det er tydelig at her bør noe gjøres. Det er viktig at reglene blir tilpasset virkeligheten og brukernes behov.

Som vi omtale under punkt 5.3.4 har DeMarzo og Duffie (1985) utført en analyse der de ser på risikostyring i tilfeller der ledelsen er fokusert på egen karriere. Basert på deres forutsetninger, konkluderer de med at dersom standard sikringsbokføring blir valgt i rapporteringen, vil optimal tilpassing for ledelsen være å velge full sikring av posisjonene. Alternativt, dersom den opprinnelige posisjonen og sikringsinstrumentet blir rapportert separat, vil optimal tilpassing være å ikke sikre i det hele tatt. Hvis man legger denne analysen til grunn, så vil de omfattende dokumentasjonskravene i IAS 39 kunne medføre at ledelsen ikke ønsker foreta sikring, og at de eventuelt handler i strid med eiernes interesser. Det er meget uheldig hvis en av reglene i en regnskapsstandard gir ledelsen incentiver til å handle mot eiernes interesser. Det er ledelsen som utfører sikringen operasjonelt, og hvis de vil kan de holde et atskilling lavere sikringsnivå enn hva som er i eiernes interesser. Noen av bestemmelsene er også upresise, og gir rom for bruk av skjønn ved valg av målemetode. Dette er uheldig, da dette kan medføre at forskjellige selskap vurderer tilfeller som i utgangspunktet er like, på en forskjellig måte, og det blir vanskeligere å sammenligne

verdien på selskapene. Det synes imidlertid klart at finansielle varekontrakter er innenfor virkeområdet til IAS 39. For fastpriskontrakter til sluttbruker kan det riktignok være rom for et visst skjønn, men disse kontraktene vil som regel ikke vært lett omsettelige, og vil følgelig være utenfor standarden. Det kan selvfølgelig tenkes at noen slike kontrakter kan være lett omsettelige, og i så tilfelle vil neste punkt være å vurdere om de er en opsjon eller ikke. Hvis man så konkluderer med at det ikke er en opsjon vil siste steg være å vurdere om kontrakten omfattes av NPNS unntaket eller ikke. For de fysiske kontraktene er imidlertid situasjonen mye mer uklar. Her vil det avgjørende være om de omfattes av NPNS unntaket eller ikke. NPNS unntaket i henhold til § 5 er meget upresist. Her foreligger det ingen avklaringer fra IFRS, og det gir rom for bruk av skjønn. Dette kan belyses av undersøkelsen som vi har foretatt. Der er det to selskap som rapporterer etter IAS, og som handler fysiske kontrakter. Et av selskapene benytter virkelig verdi, mens det andre benytter anskaffelseskost.

Det er langt fra sikkert at problemene knyttet til anvendelse av NPNS unntaket skyldes tilfeldigheter eller manglende evne til å formulere presise regler, det kan like gjerne være at man ved utarbeidelse ønsket å åpne for bruk av skjønn. Det blir imidlertid vanskelig å forholde seg til regler som skal være detaljregulerende, og som i utgangspunktet ikke åpner for bruk av skjønn, men som er så uklare at de blir gjenstand for tolkning. Ulempen med et lovverk som er ment å være detaljregulerende er at det er meget vanskelig å skulle regulere alt ned i minste detalj, og ofte må man da inngå noen kompromisser for å komme frem til gode løsninger. Ofte kan det være bedre et med rammeverk som åpner for tolkning, men hvor man legger til grunn at regnskapet skal vise et rettviseende bilde. Vi ser at mens ingen av de spurte selskapene som rapporterer i henhold til IFRS benytter sikringsvurdering, så blir sikringsvurdering benyttet av flesteparten av selskapene som rapporterer etter NGAAP.

Det er imidlertid ikke grunnlag til å påstå at dette skyldes de grunnleggende prinsippene. Årsaken ligger nok snarere i selve utformingen av reglene, og da spesielt i de omfattende reglene for å kunne benytte sikringsvurdering i henhold til IAS 39. Det vil være å anbefale at det lempes på disse bestemmelsene, slik at sikringsvurdering blir benyttet, og man dermed oppnår en bedre regnskapskvalitet.

## 13 Kildeliste:

Andrade, G og S. N. Kaplan (1998) "How costly is financial (not economic) distress? Evidence from highly leveraged situations," *Journal of Finance*, 53, October, side 1443-1493.

Bartram, M et al.(2004): "International Evidence on Financial Derivatives Usage", Working paper, University of North Carolina.

Bessembinder, H. (1991): Forward contracts and firm value: investment incentives and contracting effects. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 26, side 519— 532.

Bodie, et al. (2002): "Investments", 5.utgave., McGraw-Hill Irwin, Boston,.

Brealy, R.A et al. (2006), "Corporate Finance", 8.utgave., McGraw-Hill Irwin, Boston

Copeland, T et al.(2005):, "Financial Theory and Corporate Policy", 4. utgave, Pearson Addison Wesley, Boston.

Dagens næringsliv (2007) 16.februar

DeMarzo, P. og D. Duffie,. (1995) "Corporate incentives for hedging and hedge accounting", *Review of Financial Studies*, 8, 743— 771.

Froot, K. et al. (2004), "Capital and Value of Risk Transfer." Presented at Actuarial Approach for Financial Risks (AFIR) Colloquium, Boston, MA, November.

Froot, K. et al. (1993), Risk Management: Coordinating Corporate Investment and Financing Policies, *The Journal of Finance*, Vol. 48, No. 5 Dec, Side 1629-1658

Graham, J. R., D. A. Rogers (2002), "Do Firms Hedge in Response to Tax Incentives?", *The Journal of Finance*, Vol. 57, No. 2, April, side 815-839

Hersvik, E og R. Madsen (2006): "IAS 32 og 39 Finansielle instrumenter", (I "IFRS i Norge – Tema og bransjeartikler", 3. utgave, Ernst & Young, Oslo)

Hull, J: (2006), "Options, futures and other derivatives", 6.ed, Person Education, New Jersey.  
IFRS på Norsk – forskrift om internasjonale regnskapsstandarder (2007), Red.: Myrabakken,  
E. Den Norske revisorforening, Oslo.

Jensen, M. C. og W. H. Meckling (1976), "Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs, and Capital Structure". Journal of Financial Economics, Vol. 3, oktober, side 305-360.

McDonald, R, (2003): "Derivatives Markets", Addison Wesley, Boston

Modigliani, F. og M Miller.(1958), "The Cost of Capital, Corporation Finance, and the Theory of Investment", American Economic Review, 48, June 1, 261-297

Murell et al.(2004), "Accounting for derivatives", Mining Journal / Deloitte Touche  
Tohmatsu, London, September.

Myers, S.C, og N.S. Majluf (1984): "Corporate financing and investments decisions when firms have information that investors do not have", Journal of Financial Economics 13, North-Holland.

Myers, S.C. (1977), "Determinants of corporate borrowing", Journal of Financial Economics 5, side 147-175

Norges vassdrags og energiverk (2003), "Samarbeid om tilsyn med kraftmarkedet - Anbefalinger om fremtidig samarbeid mellom Konkurransetilsynet, Kredittilsynet og NVE", NVE, Oslo

Nord Pool (2006): Trade at .Nord Pool's Financial Market,  
<http://www.nordpool.no/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf>

NOU: 26 (2004) "Heimfallsutvalget" , Olje- og energidepartementet, 30. november.

Smith C. W. Jr. og R Sultz (1985), "The determinants of firm's hedging policies", Journal of Financial and Quantitative Analysis, nr 20, side 391-406.

SSB(2007) <http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/>

Stulz, R. (2004) "Should We Fear Derivatives?", The Journal of Economic Perspectives, Vol. 18, No. 3. pp. 173-192.

Stulz, R. (1984); Optimal hedging policies. Journal of Financial and Quantitative Analysis, 19, 127— 140.

Stulz, R. (1995), Rethinking risk management, Working Paper, Ohio State University.

Stulz, R (2003): "Risk Management & Derivatives", 1.ed, Ohio, Thomson learning South Western,.

Thrane-Nielsen, D og Pettersen, L.I. (2006), "IAS 32, IAS 39, IFRS 7 Finansielle instrumenter", (I Internasjonale regnskapsstandarder, Red: Gjesdal et al, Cappelen Akademisk Forlag, Oslo.)

Thrane-Nielsen, Didrik (2006):IAS 39 og ikke – finansielle kontrakter. (Praktisk Økonomi og Finans nr 1, s. 39-50)

Tirole, J. (2006): The Theory of Corporate Finance. Princeton University Press. New Jersey

Weiss, L. A (1990)., "Bankruptcy resolution: Direct costs and violation of priority of claims," Journal of Financial Economics, 27(2) 285-314.

Årsrapporter:

Agder Energi (2005), Arendal Fossekompagni (2005), Bkk (2006), EB (2005), Hafslund (2005), Hydro (2005), Statkraft (2006) og Statkraft (2005), Statkraft (2004), Salten Kraftsamband (2005), Lyse (2006), Tafjord kraft (2005), Trønderenergi (2005), Tussa (2005) og Troms kraft (2005).

## 14 Figurer

<i>Figur 4-1: Kontrakter og kraftflyt i kraftmarkedet. Norges vassdrags og energiverk (2003)</i>	16
<i>Figur 4-2: Oppgjør av Futures på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)</i>	21
<i>Figur 4-3: Oppgjør av Forwards på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)</i>	23
<i>Figur 4-4: Oppgjør av CfDs på Nord Pool. Kilde: Nord Pool ASA (2006)</i>	24
<i>Figur 4-5: Profittprofiler på Opsjoner</i>	25
<i>Figur 4-6: SSB, statistikkbanken (2007)</i>	27
<i>Figur 6-1: Beslutningstre IAS 39. Thrane-Nilsen (2006)</i>	56
<i>Figur 8-1: Hersvik og Madsen (2006)</i>	91

## 15 Appendiks

## 15.1 Appendiks A

### 15.1.1 Test 1: Dollar Offset test – 90 dagers kumulativ – 1 års tidsserie 2006-2007

	DO_cum90_NO1	DO_cum90_NO2
Dato første DO_cum test	14.06.2006	14.06.2006
Dato siste DO_cum test	13.06.2007	13.06.2007
Antall 90 -dagers DO_cum tester totalt	365	365
Antall 90 -dagers DO_cum tester ovenfor 125% grensen	21	27
Antall 90 -dagers DO_cum tester nedenfor 80% grensen	58	61
Antall 90 -dagers DO_cum tester utenfor 80-125% intervallet	79	88
Antall 90 -dagers DO_cum tester innenfor 80-125% intervallet	286	277
Andel 90- dagers DO_cum tester innenfor 80-125% intervallet	78,36 %	75,89 %

#### NO1

Vår testperiode for NO1 var 365 dager (14.06.2006 -13.06.2007), altså lik vekt på alle årstider. Hver dag i denne perioden gjorde vi en ny Dollar Offset-test der vi beregnet det kumulative avviket fra spotpris for foregående 90 dager.

Resultatet var at 78,36 % av de kumulative Dollar Offset testene vi gjorde, låg innenfor 80-125% kravet.

#### NO2

Vår testperiode for NO2 var var 365 dager (14.06.2006 -13.06.2007), altså lik vekt på alle årstider. Hver dag i denne perioden gjorde vi en ny Dollar Offset -test der vi beregnet det kumulative avviket for foregående 90 dager.

Resultatet var at bare 75,89 % av de kumulative Dollar-Offset testene vi gjorde, låg innenfor 80-125% kravet.



## 15.1.2 Test 2: Dollar Offset test – 90 dagers kumulativ – 3 års tidsserie 2003-2005

	DO_cum90_NO1	DO_cum90_NO2
Dato første DO_cum test	01.01.2003	01.01.2003
Dato siste DO_cum test	31.12.2005	31.12.2005
Antall 90 -dagers DO_cum tester totalt	1 096	1 096
Antall 90 -dagers DO_cum tester ovenfor 125% grensen	142	150
Antall 90 -dagers DO_cum tester nedenfor 80% grensen	188	236
Antall 90 -dagers DO_cum tester utenfor 80-125% intervallet	330	386
Antall 90 -dagers DO_cum tester innenfor 80-125% intervallet	766	710
<b>Andel 90- dagers DO_cum tester innenfor 80-125% intervallet</b>	<b>69,89 %</b>	<b>64,78 %</b>

### NO1

Vår testperiode for NO1 var 1096 dager. (01.01.2003-31.12.2005), altså lik vekt på alle årstider. Hver dag i denne perioden gjorde vi en ny Dollar Offset test der vi beregnet det kumulative avviket for foregående 90 dager.

Resultatet var at 69,89 % av de kumulative Dollar Offset testene vi gjorde, låg innenfor 80-125% kravet.

### NO2

Vår testperiode for NO2 var 1096 dager. (01.01.2003-31.12.2005), altså lik vekt på alle årstider. Hver dag i denne perioden gjorde vi en ny Dollar Offset test der vi beregnet det kumulative avviket for foregående 90 dager.

Resultatet var at 64,78 % av de kumulative Dollar Offset testene vi gjorde, låg innenfor 80-125% kravet.

Appendiks B  
Hei!

Vi jobber fortiden med en mastergradsutredning ved NHH om regnskapsmessig behandling av sikring i kraftbransjen. Det hadde vært flott om noen hos dere kunne bruke to minutter på å besvare følgende 8 enkle spørsmål og returnere på epost til [alfred.reitan@stud.nhh.no](mailto:alfred.reitan@stud.nhh.no).

Dersom du ikke er rette vedkommende, setter vi pris på om du kan videresende henvendelsen:

1. Hvilken regnskapsstandard benytter dere i 2007? (IFRS/NGAAP)
2. Dersom dere har planer om å bytte regnskapsstandard, hvilken regnskapsstandard skal dere bytte til og når?
3. Blir fastprisavtalene mot sluttbruker sikret (økonomisk)?
4. Dersom ja på foregående spørsmål benyttes sikringsvurdering i regnskapet?
5. Hvis sikringsvurdering ikke benyttes, hvordan blir da fastprisavtalene til sluttbruker vurdert i regnskapet?
  - a. Virkelig verdi eller anskaffelseskost?
  - b. Hvilken betraktning ligger til grunn for denne bokføringen? (f.eks Utstedt opsjon/ikke fin.instr./fair value option)
6. Bokføres alle Futures/forwardkontraktene dere handler på Nordpool likt?
  - a. Hvordan bokføres de forskjellige? (Tips: Sikring, trading, eget bruk.....mm)
7. Handler dere fastpriskontrakter utenom Nordpool, såkalte bilaterale kontrakter med andre aktører?
  - a. Hvilke type kontrakter?
  - b. Hvordan bokføres disse?
8. Hvem er du (frivillig)?
  - a. Navn
  - b. Tittel
  - c. Telefonnr

Tusen takk for at du tar deg tid til å svare på dette!

Mvh  
Kjell Erik Berggren 91 60 61 59  
Alfred Reitan 95 75 56 20

**Model Summary**

Model	R	R Square(a)	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics			
					Sig. F Change	R Square Change	F Change	df1
1	,992(b)	,984	,984	2.3759282	,984	22004,207	1	364

a For regression through the origin (the no-intercept model), R Square measures the proportion of the variability in the dependent variable about the origin explained by regression. This CANNOT be compared to R Square for models which include an intercept.

b Predictors: NO1\_diff

**Coefficients(a,b)**

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	NO1_diff	,961	,006	,992	148,338	,000

a Dependent Variable: SP1\_diff

b Linear Regression through the Origin