



BI Norwegian Business School - campus Oslo

GRA 19204

Master Thesis in Accounting and Auditing

Thesis Master of Science

Sikringsbokføringsreglene under IFRS 9 – Muligheten for norske vannkraftprodusenter til å anvende sikringsbokføring

Navn: Ann Martine Kopperud Terum,
Caroline Mürer Rohde-Moe

Start: 01.01.2018 09.00

Finish: 03.09.2018 12.00

Masteroppgave
ved Handelshøyskolen BI

Sikringsbokføringsreglene under IFRS 9 –
Muligheten for norske
vannkraftprodusenter til å anvende
sikringsbokføring

Eksamenskode og navn:
GRA 1920 – Masteroppgave i Regnskap og Revisjon

Utleveringsdato:
01.01.2018

Innleveringsdato:
03.09.2018

Stuedsted:
BI Oslo

Forord

Denne oppgaven er den avsluttende delen av vårt masterstudium i regnskap og revisjon (MRR) ved Handelshøyskolen BI Oslo.

Vi har valgt et emne innenfor IFRS, da disse standardene har hatt en sentral rolle i vårt studium. IFRS er et internasjonal regnskapsspråk som vil få stor betydning for oss i vår revisorkarriere. Gjennom forelesningene fant vi standarden om finansielle instrumenter, tidligere IAS 39 nå erstattet med IFRS 9, spesielt interessant og utfordrende. IFRS 9 er en dagsaktuell standard da den hadde pliktig implementering fra 1. januar 2018. Spesielt reglene om sikringsbokføring har blitt endret i denne standarden. For norske vannkraftprodusenter har det vært en utfordring å kvalifisere seg for bruk av sikringsbokføring under IAS 39. Denne oppgaven er avgrenset til å se på om disse endringene av reglene kan ha noen effekt slik at norske vannkraftprodusenter, som anvender IFRS i konsernregnskapet, vil kunne anvende sikringsbokføring.

Arbeidet med denne oppgaven har vært utfordrende, interessant og lærerikt. Vi har tilegnet oss god innsikt i sikringsbokføringsreglene under IFRS 9, et område hvor det er behov for kompetanse.

Vi vil rette en stor takk til Fin-Ins for et fint samarbeid gjennom hele arbeidet med denne masteroppgaven. Vi vil også takke alle revisorene og vannkraftprodusentene som har stilt opp på intervju og delt synspunkter med oss. Til slutt vil vi takke våre veiledere, Didrik Thrane-Nielsen og Tonny Stenheim, for lærerike diskusjoner og konstruktive tilbakemeldinger.

Oslo, 3. september 2018

Ann Martine Terum

Caroline Rohde-Moe

Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
1.1	MOTIVASJON BAK UTREDNINGEN	1
1.2	PRESENTASJON AV PROBLEMSTILLINGEN	2
2	GENERELT OM KRAFTBRANSJEN	3
2.1	INNLEDNING	3
2.2	VANNKRAFT	3
2.3	KRAFTMARKEDET	5
2.3.1	<i>Kraftmarkedet i Europa</i>	5
2.3.2	<i>Kraftmarkedet i Norge</i>	7
2.4	SÆRSKILTE LOVER OG SKATTER FOR NORSKE VANNKRAFTPRODUSENTER	22
2.4.1	<i>Hjemfallsregelverket</i>	22
2.4.2	<i>EMIR, MIFID II og REMIT</i>	23
2.4.3	<i>Skatter og avgifter for norske vannkraftprodusenter</i>	24
3	METODISK TILNÆRMING	28
3.1	FORSKNING	28
3.2	FORSKNINGSPROSESSEN	28
3.2.1	<i>Formulering og avklaring av forskningstema</i>	29
3.2.2	<i>Litteraturgjennomgang</i>	29
3.2.3	<i>Valg av forskningsdesign og metode</i>	30
3.2.4	<i>Innsamling av datamateriale</i>	32
3.2.5	<i>Analyse av datamaterialet</i>	40
3.2.6	<i>Skrivingen</i>	41
3.3	STYRKER OG SVAKHETER VED VALGT FORSKNINGSDESIGN OG METODE	42
4	RISIKO OG RISIKOSTYRING	43
4.1	RISIKO	43
4.1.1	<i>Definisjon av risiko</i>	43
4.1.2	<i>Risikokilder for norske vannkraftprodusenter</i>	43
4.2	RISIKOSTYRING	49
4.2.1	<i>Norske vannkraftprodusenters risikostyring av markedsrisiko</i>	50
4.2.2	<i>Norske vannkraftprodusenters finansielle risikostyring</i>	51
4.3	RISIKOSTYRINGSSTRATEGI OG RISIKOSTYRINGSMÅL UNDER IFRS 9	52
4.4	HVORFOR RISIKOSTYRING ER VIKTIG FOR NORSKE VANNKRAFTPRODUSENTER	54
5	SIKRINGSBOKFØRING I IFRS 9	57
5.1	INTRODUKSJON TIL SIKRINGSBOKFØRING	57
5.2	HISTORIEN OG MOTIVASJONEN BAK ENDRINGEN AV SIKRINGSBOKFØRINGSREGLENE.....	58

5.3	FORMÅLET MED SIKRINGSBOKFØRING.....	60
5.4	SIKRINGSINSTRUMENT	60
5.4.1	<i>Sikringsinstrumenter for norske vannkraftprodusenter.....</i>	<i>61</i>
5.4.2	<i>Regnskapsføring av sikringsinstrument.....</i>	<i>62</i>
5.5	SIKRINGSOBJEKT	63
5.5.1	<i>Sikringsobjekter for norske vannkraftprodusenter.....</i>	<i>63</i>
5.5.2	<i>Regnskapsføring av sikringsobjekt.....</i>	<i>64</i>
5.6	KVALIFIKASJONSKRITERIENE FOR SIKRINGSBOKFØRING	65
5.6.1	<i>Dokumentasjonskravet (IFRS 9.6.4.1 b)).....</i>	<i>66</i>
5.6.2	<i>Effektivitetskravet (IFRS 9.6.4.1 c)).....</i>	<i>67</i>
5.6.3	<i>Det økonomiske forholdet mellom sikringsobjektet og sikringsinstrumentet (IFRS 9.6.4.1 c) i)).....</i>	<i>69</i>
5.6.4	<i>Virkingen av kredittrisiko (IFRS 9.6.4.1 c) ii).....</i>	<i>70</i>
5.6.5	<i>Fastsettelse av sikringsgraden (IFRS 9.6.4.1 c) iii)).....</i>	<i>71</i>
5.7	TYPER SIKRINGSFORHOLD	71
5.7.1	<i>Kontantstrømsikring.....</i>	<i>72</i>
5.7.2	<i>Virkelig verdi-sikring</i>	<i>73</i>
5.8	SIKRINGER AV EN GRUPPE POSTER.....	73
5.8.1	<i>Kriterier for en gruppe av poster som sikringsobjekt</i>	<i>74</i>
5.8.2	<i>Ømerking av en bestanddel av et nominelt beløp</i>	<i>74</i>
5.9	AVVIKLING AV ET SIKRINGSFORHOLD	75
5.10	REBALANSERING AV ET SIKRINGSFORHOLD.....	76
5.11	NOTEKRAVENE I IFRS 7	78
5.11.1	<i>Introduksjon og formål.....</i>	<i>78</i>
5.11.2	<i>Overordnede sikringsbokføringsnotekrav</i>	<i>78</i>
5.11.3	<i>Notekrav til risikostyringsstrategien</i>	<i>79</i>
5.11.4	<i>Størrelsen på, forløpet av og usikkerheten om framtidige kontantstrømmer.....</i>	<i>80</i>
5.11.5	<i>Virkingene av sikringsbokføring på balanse og resultat</i>	<i>81</i>
5.12	VIDEREFØRELSE AV SIKRINGSBOKFØRING UNDER IAS 39	83
6	SIKRINGSBOKFØRING FOR NORSKE VANNKRAFTPRODUSENTER	84
6.1	INTRODUKSJON.....	84
6.2	SIKRINGSOBJEKT OG SIKRINGSINSTRUMENT	84
6.2.1	<i>Volum</i>	<i>84</i>
6.2.2	<i>Kraftpris.....</i>	<i>85</i>
6.2.3	<i>Valutakurs EUR/NOK.....</i>	<i>85</i>
6.3	SIKRINGSGRAD	85
6.3.1	<i>Grunnrenteskattens effekt på valg av sikringsgrad.....</i>	<i>86</i>
6.4	«SVÆRT SANNSYNLIG»-KRAVET	89
6.4.1	<i>Illustrasjon av beregning av «svært sannsynlig»-kravet.....</i>	<i>94</i>

6.5	BEREGNING AV SIKRINGSINEFFEKTIVITET	102
6.5.1	<i>Illustrasjon av ineffektivitetsberegning på sikring av kraftpris</i>	103
6.5.2	<i>Illustrasjon av ineffektivitetsberegning på sikring av valuta</i>	109
6.6	SIKRING AV EN BESTANDEL	112
6.7	UTFORDRINGER MED SIKRINGSBOKFØRING UNDER IFRS 9	115
6.8	INTERVJUOBJEKTENES SYN PÅ NOTEKRAVENE TIL SIKRINGSBOKFØRING ETTER IFRS 7	116
6.9	UTFORDRINGER VED STUDIEN	118
7	KONKLUSJON	119
8	REFERANSELISTE	120
8.1	REFERANSELISTE LITTERATUR	120
8.2	REFERANSELISTE LOVER	126
9	APPENDIKS	127
9.1	APPENDIKS 1 – INTERVJUGUIDE VANNKRAFTPRODUSENT	127
9.2	APPENDIKS 2 – INTERVJUGUIDE REVISOR	131
9.3	APPENDIKS 3 – BEREGNING AV EFFEKT GRUNNRENTESKATT PÅ SIKRINGSGRAD	135
9.4	APPENDIKS 4 – REGRESJON AV SYSTEMPRIS OG OMRÅDEPRIS (NO1)	137

Figurliste

Figur 1: Omdannelse av mekanisk energi til elektrisk energi i et vannkraftverk ("Vannkraft kort forklart")	4
Figur 2: Det fremtidige europeiske kraftmarkedet ("Kraftmarkedet").....	6
Figur 3: Kraftpris i Norge (NO2) sammenlignet med kraftpris i Tyskland (EEX) ("Kraftmarkedet").....	7
Figur 4: Norges fem prisområder ("Hvor bor du?").....	8
Figur 5: Det fysiske og finansielle kraftmarkedet i Norge (Norges Vassdrag og energiverk, 2003, s. 4).	9
Figur 6: Day-ahead-markedet – fastsettelse av kraftprisen ("Day-ahead market")	11
Figur 7: Illustrasjon av systempris og områdepriser for en gitt dag ("Day-ahead overview")	12
Figur 8: Svingninger i ukentlig spotpris fra 2015 til 2017 (Statkraft Årsrapport 2017, s. 15)	14
Figur 9: Futureskontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007).....	16
Figur 10: DS futureskontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007).....	18
Figur 11: EPAD-kontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007)	20
Figur 12: Clearing illustrert ("Clearing")	21
Figur 13: Vår forskningsprosess	29
Figur 14: Tilsig i 2014 ("Kraftproduksjon", 2017)	46
Figur 15: Nordkraft – Oppnådd kraftpris og magasinifylling 31.12.2017 (Nordkraft Årsrapport 2017, s. 5)	47
Figur 16: Sammenhengen mellom en vannkraftprodusents risikostyringsstrategi, sikringsforhold og risikostyringsmål	54
Figur 17: De tre komponentene til et fremtidig kraftsalg	84
Figur 18: Optimal sikringsgrad for norske vannkraftprodusenter	87
Figur 19: Optimal sikringsgrad for norske vannkraftprodusenter uten grunnrenteskatt	88
Figur 20: Beregning av sikringsgrad	89
Figur 21: Elvekraft per time	96
Figur 22: Elvekraft per måned	96
Figur 23: Elvekraft per kvartal	97

Figur 24: Elvekraft per halvår.....	97
Figur 25: Magasinkraftverk per time	98
Figur 26: Magasinkraftverk per måned	98
Figur 27: Magasinkraftverk per kvartal	99
Figur 28: Magasinkraftverk per halvår	99
Figur 29: Elvekraft - profil på sikret volum i sikringsobjektet kontra sikringsinstrumentet i Q2.....	101
Figur 30: Profilverdi for elvekraftverk	101
Figur 32: Prisineffektivitet Nasdaq-metoden ("Wattsight EMPS Price forecast" og "Nordpool Historical Market Data")	104
Figur 33: Prisineffektivitet regresjonsmetoden ("Nordpool Historical Market Data").....	105
Figur 34: Prisineffektivitet uavhengig analyse-metoden ("Wattsight EMPS Price forecast" og "Nordpool Historical Market Data").....	106
Figur 35: Prisineffektivitet scenario 1	107
Figur 36: Prisineffektivitet scenario 2	108
Figur 37: Prisineffektivitet scenario 3	109
Figur 38: Eksempel ineffektivitetsberegning på sikring av valuta – opplysninger	111
Figur 39: Eksempel ineffektivitetsberegning på sikring av valuta – utregninger	112

Forkortelser

- DS future:** Deferred Settlement futureskontrakt
- EMIR:** European Market Infrastructure Regulation
- EPAD:** Electricity Price Area Differential
- IAS 39:** IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement
- IAS 39.IG:** IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement – Implementation Guidance
- IASB:** The International Accounting Standards Board
- IFRS:** International Financial Reporting Standards
- IFRS 9:** IFRS 9 Financial Instruments
- IFRS 9.BC:** IFRS 9 Financial Instruments Basis for Conclusions
- IFRS 7:** IFRS 7 Financial Instruments – Disclosures
- IFRS 5:** IFRS 5 Anleggsmidler holdt for salg og avviklet virksomhet
- MiFID:** Markets in Financial Instruments Directive
- Nasdaq OMX:** Nasdaq OMX Commodities AS
- Nord Pool:** Nord Pool Spot AS
- OCI:** Other Comprehensive Income
- REMIT:** Regulation for Energy Markets Integrity and Transparency
- SRA:** Society for Risk Analysis
- TSO:** systemansvarlige nettselskap

Forkortelser lover

- Eiendomsskatteloven:** Lov 06. juni 1975 om egedomsskatt til kommunane
- Sktl:** Lov 01. januar 2000 om skatt av formue og inntekt
- Ssv 2017:** Stortingets skattevedtak om skatt av inntekt og formue mv. for inntektsåret 2017
- Ssv 2018:** Stortingets skattevedtak om skatt av inntekt og formue mv. for inntektsåret 2018
- Vannfallsrettighetsloven:** Lov 14. desember 1917 om konsesjon for rettigheter til vannfall mv.
- Vphl:** Lov 29. juni 2007 om verdipapirhandel
- Vregl:** Lov 14. desember 1917 om regulering og kraftutbygging i vassdrag

Sammendrag

Sikringsbokføringsreglene er endret fra IAS 39 til IFRS 9, med pliktig implementering 1. januar 2018. Mange norske vannkraftprodusenter fant det utfordrende å oppfylle kvalifikasjonskriteriene til sikringsbokføring under IAS 39. Reglene under IFRS 9 har en mer prinsippbasert tilnærming til sikringsbokføring, der sikringsbokføring er linket opp mot et foretaks risikostyringsstrategi.

Vi belyser i denne oppgaven hva som må til for at denne regulatoriske endringen av sikringsbokføringsreglene kan føre til at flere norske vannkraftprodusenter kan anvende sikringsbokføring. Oppgaven starter med en innføring i kraftbransjen. For å kunne reflektere rundt utfordringene norske vannkraftprodusenter har opplevd for å kvalifisere seg for bruk av sikringsbokføring, er det nødvendig å forstå den underliggende markedsstrukturen. Videre følger en gjennomgang av risikokilder for norske vannkraftprodusenter og deres risikostyringsstrategi. Dette er viktig for bedre innsikt i kvalifikasjonskravene for bruk av sikringsbokføring. Videre gjennomgår vi sikringsbokføringsreglene i IFRS 9 og kommenterer på de endringene som har blitt gjort i forhold til IAS 39 som er sentrale for norske vannkraftprodusenter. Vår analyse er basert på intervjuer av norske vannkraftprodusenter og revisorer som kan belyse dette teamet.

1 Innledning

1.1 Motivasjon bak utredningen

Reglene om sikringsbokføring under IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement (heretter omtalt som IAS 39) har blitt kritisert for å være strenge og lite anvendelige. Dette har ført til at enkelte foretak, som har villet bruke sikringsbokføring i regnskapet, ikke har oppfylt kravene for å kunne anvende disse reglene, og dermed blitt tvunget til å måle sikringsforhold etter alminnelige måleregler. En konsekvens av dette er at foretaket kan oppleve mer volatilitet i resultatet enn ved anvendelse av sikringsbokføring. Fra 1. januar 2018 ble IAS 39 erstattet av IFRS 9 Financial Instruments (heretter omtalt som IFRS 9), den nye standarden for finansielle instrumenter. Under utviklingen av IFRS 9 har The International Accounting Standards Board (heretter omtalt som IASB) arbeidet for å imøtekomme kritikken fra både regnskapsprodusenter og regnskapsbrukere. Som følge av dette er kriteriene et foretak må oppfylle for å kunne benytte sikringsbokføring endret. En av disse endringene er å linke sikringsbokføring opp mot risikostyringsstrategien til et foretak. Dette kan medføre at flere foretak vil kunne anvende sikringsbokføring i sine regnskap, noe som kan gi store utslag.

Denne oppgaven belyser mulige konsekvenser disse endringene av sikringsbokføringsreglene kan ha for noen av de offentlig eide norske vannkraftprodusenter som har en normalproduksjon på mer enn 1 000 GWh i året¹. Mange av vannkraftprodusentene i denne bransjen har ikke effektivt kunnet anvende sikringsbokføring under IAS 39. Overgangen til IFRS 9 kan åpne opp for at flere norske vannkraftprodusenter kan kvalifisere for bruk av sikringsbokføring. Dette er en interessant og aktuell problemstilling, da endringene trådte i kraft fra 1. januar 2018.

¹ De norske vannkraftprodusentene vi har sett på er Nordkraft, TrønderEnergi, Agder Energi, Glitre Energi, Statkraft, Vardar, Akershus Energi, Lyse, BKK, Tafjord, Østfold Energi og SKL.

1.2 Presentasjon av problemstillingen

Hva må til for at norske offentlig eide vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring under IFRS 9?

2 Generelt om kraftbransjen

2.1 Innledning

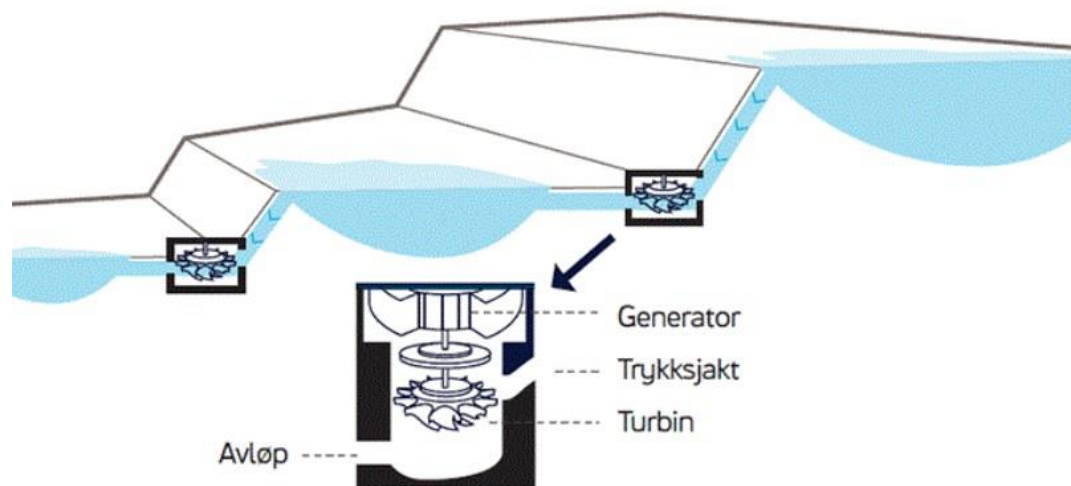
Kraft er et vitalt element som støtter vår moderne livsstil både privat og i næringslivet. I Norge i dag tar vi det som en selvfølge at vi har elektrisitet tilgjengelig, som for eksempel når man skrur på lyset eller setter laderen i stikkontakten for å lade mobilen. For at elektrisitet skal kunne leveres akkurat når den trengs, må dette planlegges. Bruken av elektrisitet varierer fra minutt til minutt, da behovet varierer hele tiden. Det er for eksempel høyere etterspørsel etter elektrisitet om morgenen og ettermiddagen, enn midt på natten. I Norge er bruken av elektrisitet spesielt høy om vinteren, siden behovet da er høyere for bruk av elektrisitet til oppvarming. For å få elektrisitet akkurat i det øyeblikket vi for eksempel setter laderen inn i stikkontakten, må det være et integrert samarbeid mellom ulike energikilder og geografiske områder ("Kraftmarkedet").

Sammenlignet med andre markeder, har kraftmarkedet en ekstra utfordring da elektrisitet er ferskvare. Ved videreføring av eksempelet over om lading av mobil, må akkurat den mengden elektrisitet som laderen krever produseres ved et kraftverk på samme tidspunkt som man setter mobilen til lading. Det må hele tiden være balanse mellom hvor mye vi fører inn på – og henter ut av – kraftnettet ("Hvordan Fungerer Kraftmarkedet", 2016).

2.2 Vannkraft

Det finnes mange måter å produsere kraft på, som for eksempel vindkraft, solenergi, vannkraft, kullkraft, gasskraft og termisk kraft. Historisk har kull vært en viktig faktor i prisfastsettingen av kraft. I Europa i dag er det termisk kraftproduksjon som dominerer, mens prisnivået i det nordiske markedet blir mer og mer påvirket av fornybare energikilder. Denne oppgaven fokuserer på vannkraft, som er den desidert viktigste energikilden i Norge. Vannkraft utgjør 96 prosent av Norges produksjonskapasitet. På verdensbasis utgjør vannkraft rundt en sjettedel av den totale kraftproduksjonen ("Kraftproduksjon", 2017).

Vannkraft har flere kjennetegn som gjør det til en god energikilde. Vannkraft er en fornybar energikilde og er til en viss grad regulerbar med mulighet for lagring. Prinsippet bak et vannkraftverk er utnyttning av energien i rennende vann. Mange kraftverk har vannmagasiner der stillingsenergien til vannet kan utnyttes. I tillegg er det ofte slik at vassdrag har flere kraftstasjoner etter hverandre i vassdraget, slik at vannets energi kan utnyttes flere ganger før det renner ut i havet. I kraftstasjonen, som figur 1 under viser, er det vannet som driver turbinen og denne er koblet til en generator der bevegelsesenergien i vannet blir omdannet til elektrisk energi ("Vannkraft kort forklart").



Figur 1: Omdannelse av mekanisk energi til elektrisk energi i et vannkraftverk ("Vannkraft kort forklart")

Den norske kraftforsyningen hadde per 1. januar 2017 en normalproduksjon på 139 TWh og består av 1 550 kraftverk ("Kraftproduksjon", 2017). Det finnes tre forskjellige typer vannkraftverk i Norge. Den første typen er magasinkraftverk. Et magasinkraftverk har et magasin som fungerer som et vannlager, og muliggjør det å lagre vann og produsere vannkraft når det er høy etterspørsel. Gitt at det er tilgjengelig vann i magasinet, kan produksjonen justeres opp og ned i løpet av kort tid. Norge har mer enn 800 magasiner som tilsvarer en produksjon på 85 TWh ("Kraftmarkedet").

Den andre typen vannkraftverk i Norge er elvekraftverk. I et elvekraftverk utnyttes bevegelsesenergien til vannet i elven for å produsere elektrisk energi. Disse kraftanleggene har begrenset, eller ingen, magasinkapasitet. Elvekraftverk er derfor spesielt avhengig av tilsig og er utsatt for store sesongvariasjoner. Den tredje typen vannkraftverk i Norge er småkraftverk, der man gjerne utnytter bekkefall. Da disse sjelden demmer opp vannet, kan de ofte bygges uten store konsekvenser for natur og miljø. Småkraftverk utgjør imidlertid en svært liten andel av den totale kraftproduksjonen i Norge, da produksjonskapasiteten ligger mellom 0,1 og 10 MWh (Andersen, Øberg, Veila & Sundheim, 2014, s. 21).

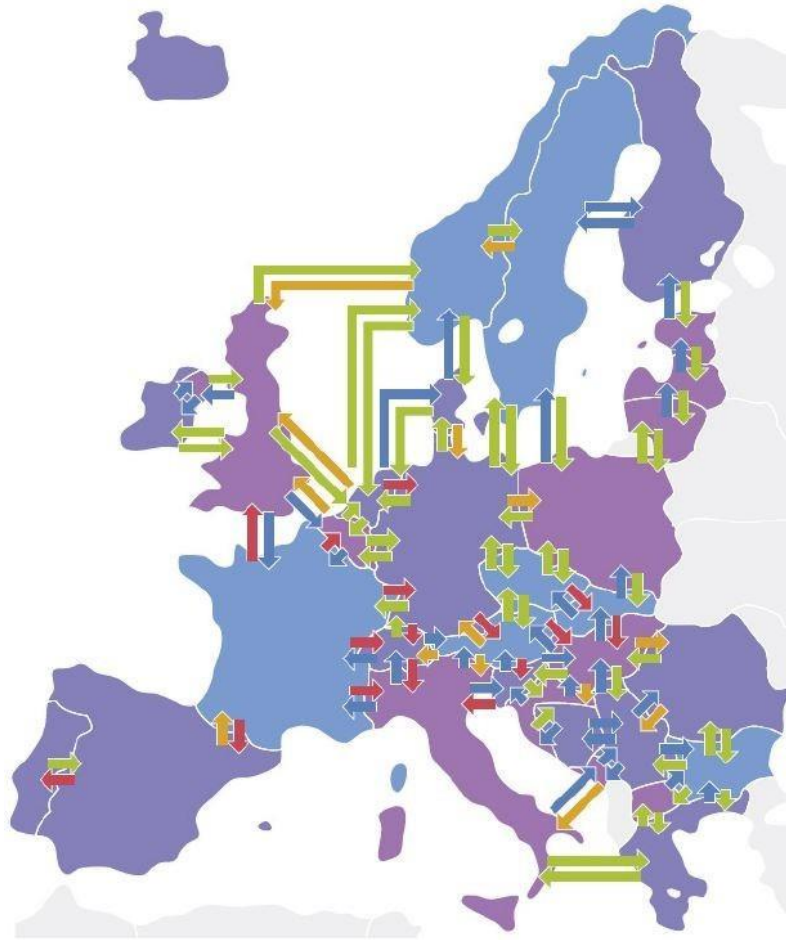
2.3 Kraftmarkedet

2.3.1 Kraftmarkedet i Europa

Europa har et integrert kraftmarked der 23 land er koblet sammen via en markedskobling som utgjør 90 prosent av Europas kraftforbruk. En sentral del av det europeiske kraftmarkedet er det nordiske kraftmarkedet. Norge er en del av det nordiske kraftmarkedet sammen med Danmark, Finland og Sverige. Det nordiske kraftmarkedet er tilknyttet resten av Europa gjennom overføringsforbindelser for kraft til Nederland, Tyskland, Polen, Russland og Baltikum ("Kraftproduksjon", 2017).

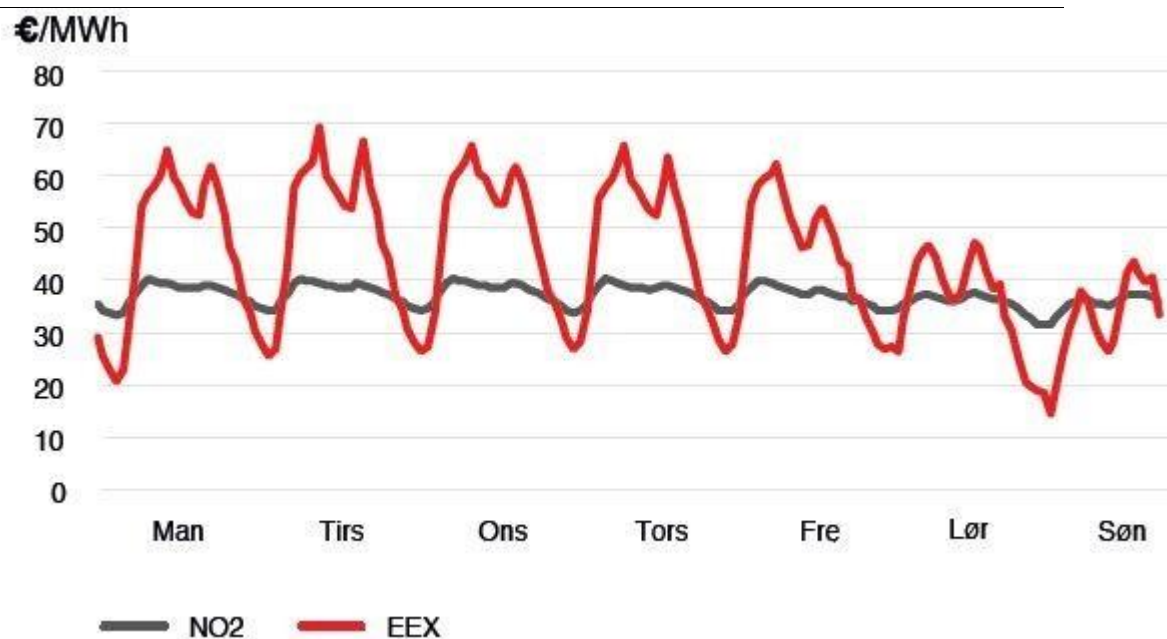
Et integrert kraftmarked gjør at man kan møte utfordringen som oppstår ved at værforholdene varierer over tid og gir uregelmessig kraftproduksjon, samtidig som etterspørselen av kraft varierer i de ulike geografiske områdene.

Overføringsnettene gjør det mulig å transportere kraften fra der det er produksjon til der det er etterspørsel. I tillegg sikrer et integrert overføringsnett god ressursutnyttelse av de tilgjengelige energikildene. I det nordiske kraftmarkedet har systemet en felles frekvens slik at kraften kan flyte fritt mellom landene. I figur 2 under vises det hvordan et fremtidig europeisk kraftmarked kan se ut. Figuren illustrerer at produksjon og etterspørsel av kraft i Europa har en indirekte virkning på kraftproduksjonen i Norge. I tillegg sikrer dette integrerte systemet at Norge hele tiden har tilgang på nok elektrisitet



Figur 2: Det fremtidige europeiske kraftmarkedet ("Kraftmarkedet")

Norge står i en særstilling da vannkraftproduksjon til en viss grad kan reguleres uten at det påløper ekstrakostnader. Norge kan bruke overføringsforbindelsene med andre land til å importere kraft når kraftprisen i Europa er lav, og eksportere kraft når kraftprisen i Europa er høy. Dette gjør at Norge har relativt jevne kraftpriser gjennom døgnet. De store kull- og kjernekraftverkene i Europa er mer kapitalintensive. Disse kraftverkene har høye start- og stoppkostnader, noe som medfører at det ikke er hensiktsmessig å stoppe produksjonen i perioder med lav etterspørsel. Resultatet blir, når det produseres mye kraft og forbruket er lite, at disse kraftverkene produserer selv om kraftprisen er lav.



Figur 3: Kraftpris i Norge (NO2) sammenlignet med kraftpris i Tyskland (EEX) ("Kraftmarkedet")

Figur 3 illustrerer at kraftprisen i et av Norges prisområder, NO2, over denne uken holdt seg mer stabil enn kraftprisen i Tyskland (EEX). ("Kraftmarkedet").

2.3.2 Kraftmarkedet i Norge

Innenfor Norges grenser har vi et tilsvarende overføringsnett som det europeiske overføringsnett beskrevet ovenfor. Overføringsnett i Norge muliggjør transport av kraft fra områder med overkapasitet av kraft til områder med høy etterspørsel, noe som er viktig siden kraftsituasjonen varierer fra region til region ("Kraftmarkedet"). Statnett har ansvaret for å holde det norske kraftsystemet i balanse og utfører den overordnede fysiske styringen og kontrollen av landets kraftsystem ("Kraftsystemet akkurat nå").

I det norske overføringsnett for kraft oppstår det noen ganger flaskehalser. Ifølge Statnett oppstår flaskehalser enten som en konsekvens av for liten tilgjengelig produksjonskapasitet i sammenheng med begrenset importmulighet, eller som en konsekvens av produksjonsoverskudd i sammenheng med begrenset

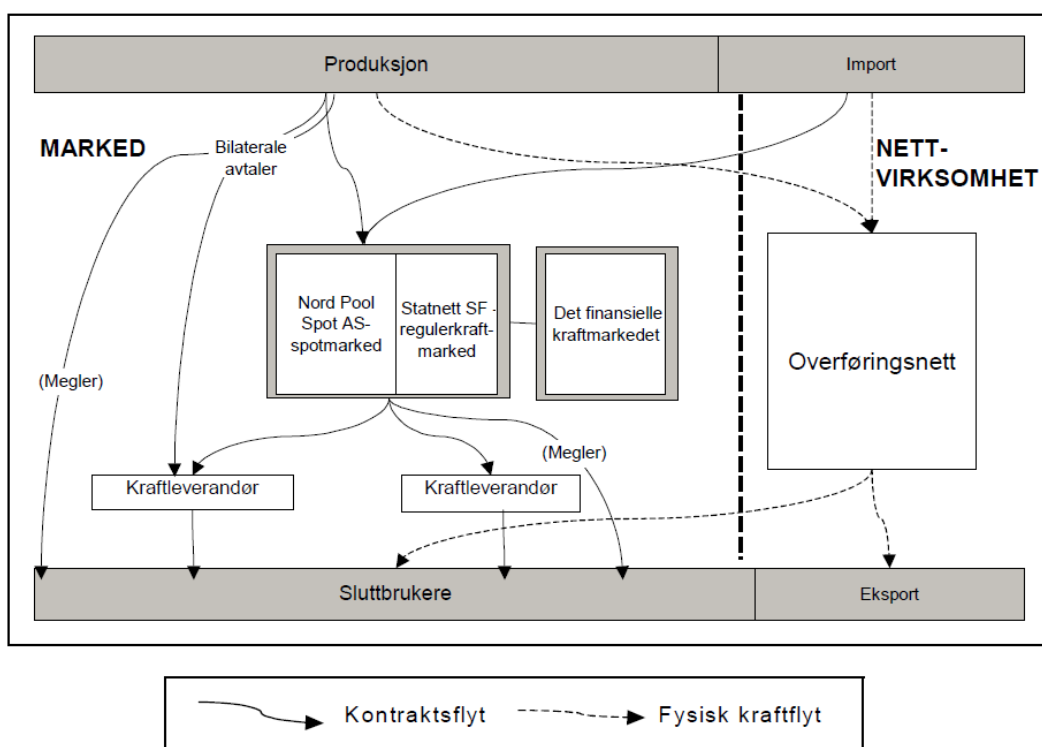
eksportmulighet ("Kraftuttrykk", 2016). For håndtering av flaskehals i systemet er Norge delt inn i fem prisområder som illustrert i figur 4 under. Det norske kraftsystemet fremmer balanse mellom produksjon og forbruk i hvert av disse prisområdene ("Kraftmarkedet"). Imidlertid finnes det fortsatt flaskehals i det norske kraftsystemet og prisene i de ulike områdene kan variere noe.



Figur 4: Norges fem prisområder ("Hvor bor du?")

Det norske kraftmarkedet kan deles inn i et fysisk og et finansielt marked. På det fysiske markedet handles den fysiske kraften mellom produsent og sluttbruker, og mellom krafthandlere og omsetningsselskaper som selger til husholdningskunder. Dette kan gjøres gjennom bilaterale avtaler direkte mellom partene eller gjennom den felles nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot AS (heretter omtalt som Nord Pool). Omtrent 70 prosent av kraften i Norge omsettes på Nord Pool ("Hva er strømmerket?"). Nord Pool er eid av de nordiske systemansvarlige nettselskapene (TSOene) Statnett SF, Svenska Kraftnät, Fingrid Oyj, Energinet.dk og de baltiske TSOene Elering og Litgrid ("Kraftuttrykk").

Det finansielle markedet består av kraftderivater som handles på Nasdaq OMX Commodities AS (heretter omtalt som Nasdaq OMX) og bilaterale kontrakter. Det fysiske markedet og det finansielle markedet er to separate markeder, men samtidig er de sammenknyttet. Den “nordiske modellen” som har utviklet seg i kraftbransjen er slik at aktørene handler fysisk kraft i spotmarkedet på Nord Pool, kombinert med handel av kraftderivater for risikostyringsformål på Nasdaq OMX og gjennom bilaterale avtaler. Figur 5 under illustrerer hvordan det fysiske og finansielle kraftmarkedet i Norge er organisert.



Figur 5: Det fysiske og finansielle kraftmarkedet i Norge (Norges Vassdrag og energiverk, 2003, s. 4).

I de følgende avsnittene beskrives først det fysiske kraftmarkedet og så det finansielle kraftmarkedet i Norge. Deretter beskrives begrepet «clearing», som er viktig både på Nord Pool og Nasdaq OMX. Avslutningsvis beskrives det bilaterale kraftmarkedet i Norge, som finnes både for handel av fysisk kraft og kraftderivater.

2.3.2.1 Det fysiske kraftmarkedet i Norge

For å sikre at tilbud og etterspørsel optimaliseres er det fysiske kraftmarkedet inndelt videre i day-ahead-markedet, intradag-markedet og regulerkraftmarkedet. I de følgende avsnittene beskrives hvert av disse markedene.

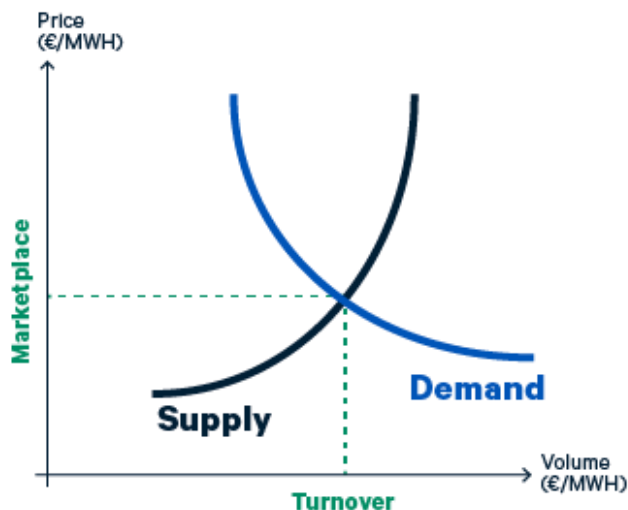
2.3.2.1.1 Day-ahead-markedet

Day-ahead-markedet er hovedarenaen for krafthandel i Norden. Kontraktene i dette markedet er mellom selger og kjøper for levering av fysisk kraft time for time, til en avtalt pris det påfølgende døgnet. I dag er det omtrent 360 medlemmer på day-ahead-markedet, hvorav de fleste er norske og svenske kraftforetak som handler på daglig basis. Totalt handles det cirka 2 000 kraftkontrakter hver dag.

Day-ahead-markedet fungerer slik at alle som vil kjøpe kraft legger inn et bud på hvor mye kraft de forventer å bruke per time i det påfølgende døgnet. Tilsvarende legger alle som vil selge kraft inn et bud på hvor mye kraft de vil selge per time det påfølgende døgnet. Hvert bud må spesifisere volumet i MWh/h og prisen i euro/MWh som medlemmet er villig til å kjøpe eller selge for hver time det påfølgende døgnet. Fristen for å legge inn disse budene er 12:00 CET for kraft som skal leveres dagen etter. Etter budfristen beregner en avansert algoritme prisen for hver time i det påfølgende døgnet basert på punktet der tilbud og etterspørsel møtes. Nord Pool bruker denne informasjonen fra de daglige kjøps- og salgsbudene til å beregne en systempris for kraft det påfølgende døgnet. Systemprisen er en teoretisk pris som beregnes ut fra en forutsetning om at det ikke er overføringsbegrensninger i form av flaskehals i det nordiske overføringsnett. Systemprisen er felles for hele det nordiske markedet og fungerer som en referansepris for prissettingen av den finansielle krafthandelen i Norden ("Day-ahead market").

Økonomen Adam Smith introduserte i sin bok «The Wealth of Nations» begrepet «den usynlige hånd» om den uobserverbare markedskraften som hjelper tilbud og etterspørsel i en fri økonomi automatisk å oppnå likevekt. I kraftbransjen kan man si at denne usynlige hånden er erstattet med en synlig hånd som sørger for at balansen mellom tilbud og etterspørsel oppnås hver time ("Price formation").

Figur 6 under viser hvordan markedsprisen blir satt der tilbuds- og etterspørselskurven krysses.



Figur 6: Day-ahead-markedet – fastsettelse av kraftprisen ("Day-ahead market")

Day-ahead-markedet er et velfungerende og konkurransedyktig marked, da systemet hele tiden sørger for at kraft blir produsert til lavest mulig pris hver time. Systemprisen representerer både kostnaden av å produsere en kWh av kraft fra den dyreste kraftprodusenten i systemet, og prisen kjøperne er villige til å betale for den siste kWh for å tilfredsstille etterspørselen ("Price formation").

I tillegg til systemprisen beregner Nord Pool også forskjellige områdepriser. Som nevnt er Norge delt inn i fem prisområder og kraftprisen kan variere mellom disse områdene. For eksempel kan et prisområde oppleve et kraftoverskudd med behov for å eksportere kraft, samtidig som et annet prisområde opplever et kraftunderskudd med behov for å importere kraft. Når det ikke er tilstrekkelig med overføringskapasitet til å importere og eksportere denne kraften oppstår det flaskehals mellom områdene. Ved inndeling i budområder defineres et markedsområde på hver side av flaskehalsen. Dette åpner opp for at underskuddsområdene kan få en områdepris som er høyere enn prisen i overskuddsområdene. Kraften vil da flyte fra områder med lav pris til områder med høy pris, noe som bidrar til å øke tilførselen av kraft der det er mest behov.

Områdeprisene signaliserer også til markedsaktørene hvor det er mest gunstig å øke eller redusere produksjon og forbruk (Energifakta Norge, 2017). Figur 7 under viser systemprisen og de korresponderende områdeprisene for en gitt dag i Norge.



Figur 7: Illustrasjon av systempris og områdepriser for en gitt dag ("Day-ahead overview")

2.3.2.1.2 Intradag-markedet

Nord Pool har i tillegg til day-ahead-markedet et intradag-marked. Intradag-markedet dekker de nordiske landene, England, Tyskland og Baltikum. Det fungerer som et supplement til day-ahead-markedet, ved å bidra til å sikre den nødvendige balansen mellom tilbud og etterspørsel i det nord-europeiske kraftmarkedet. Som tidligere nevnt skjer det meste av handelen på Nord Pool i day-ahead-markedet. Imidlertid hender det at uhell oppstår i tiden mellom day-ahead-markedet stenger klokken 12:00 CET og levering neste dag. Da kan kjøpere og selgere handle kraft nær sanntid for å bringe volumet tilbake i balanse. På intradag-markedet blir handelsmulighetene publisert klokken 14:00 hver dag, og så kan det handles kontinuerlig i tidsrommet mellom klarering i day-ahead-markedet og frem til en time før driftstimen. De siste årene har vindkraft blitt mer

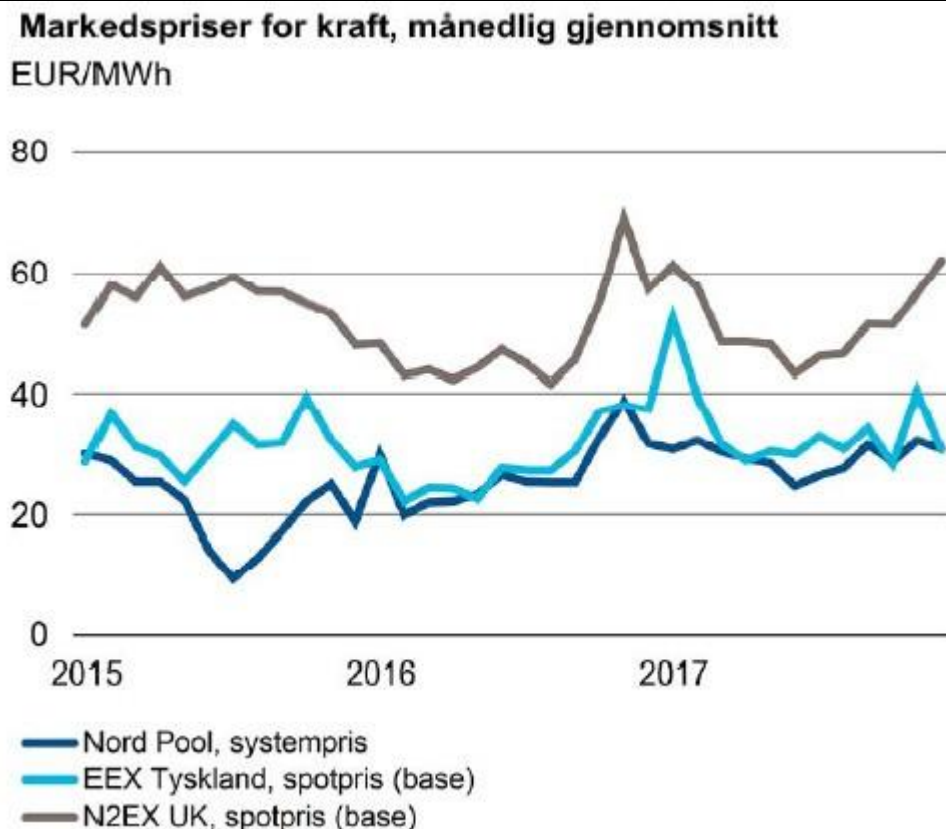
utbredt. Vindkraft er uforutsigbart og dette skaper ubalanse i day-ahead-markedet. Det er derfor en tydelig trend at intradag-markedet begynner å spille en viktigere rolle ("Intraday-market").

2.3.2.1.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraft, også omtalt som tertiærreserver, er en felles betegnelse på manuelle reserver som har en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. Den Nordiske Systemdriftsavtalen gir alle nordiske land kraft til regulærkraft som er lik dimensjonerende feil for sitt delsystem. Statnett definerer en dimensjonerende feil som det største produksjonsutfallet eller bortfall av import som systemet skal være dimensjonert for å tåle ("Kraftuttrykk"). For Norge er en dimensjonerende feil satt til 1 200 MW ("Tertiærreserve (FRR-M)", 2016). I regulerkraftmarkedet anmelder tilbydere pris for å forandre produksjon eller forbruk. Disse budene havner i en felles nordisk liste og aktiveres med utgangspunkt i prisrekkefølge slik at den rimeligste reguleringsressursen utnyttes først. I regulerkraftmarkedet blir prisen mellom to prisområder lik dersom det ikke finnes noen flaskehals mellom områdene. Dersom det finnes flaskehals må man benytte den rimeligste ressursen som befinner seg på riktig side av flaskehalsen. Det vil da bli ulik regulerkraftpris på hver side av flaskehalsen ("Om regulerkraftmarkedet (RK)", 2017).

2.3.2.2 Det finansielle kraftmarkedet i Norge

Det er store svingninger i kraftprisen, som figur 8 under viser, og en norsk vannkraftprodusent som er avhengig av kraftprisen i sin inntjening bør sikre seg mot disse svingningene. Som nevnt har den «nordiske modellen» utviklet seg der det er blitt vanlig å kombinere kjøp og salg av kraft i det fysiske kraftmarkedet med kjøp og salg av finansielle kraftderivater på kraftbørsen, Nasdaq OMX. Den finansielle krafthandelen består av handel med finansielle instrumenter som anvendes både til risikostyrings- og spekulasjonsformål.



Figur 8: Svingninger i ukentlig spotpris fra 2015 til 2017 (Statkraft Årsrapport 2017, s. 15)

Nasdaq OMX har utviklet seg over flere år med det formål å redusere og minimere risiko, øke transparensten og beskytte investorene. Nasdaq OMX tilbyr en rekke nordiske kraftkontrakter for å sikre at kundenes handels- og sikringsbehov blir ivaretatt. Det nordiske kraftmarkedet har utviklet seg til å bli et av de mest likvide kraftderivatmarkedene i verden og har en høy grad av åpenhet ved at 90 prosent av handelen blir rapportert og gjort opp på denne børsen ("Nordic power products", 2016). Alle kontraktene som handles på Nasdaq OMX har finansielt oppgjør, altså uten noe fysisk sluttoppgjør i form av levering av kraft. Nasdaq OMX har konsesjon fra Finanstilsynet og er dermed under dette organets tilsyn.

Kraftmarkedet har flere egenskaper som skiller det fra andre råvare- og derivatmarkeder. En viktig forskjell er at muligheten for å lagre kraft er begrenset, noe som medfører at kjøpere i det fysiske kraftmarkedet ikke kan kjøpe kraft og

lagre den inntil den skal brukes slik som i andre råvaremarkeder. Bruk av kraftderivater blir derfor veldig viktig i denne bransjen (Saakvitne & Bjønnes, 2015, s. 2). Den internasjonale regnskapsstandarden IFRS 9 angir at et finansielt instrument eller en annen kontrakt må ha følgende tre kjennetegn for å være et derivat:

- a) *«Its fair 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.*
- c) *It is settled at a future date» (IFRS 9 Appendiks A).*

Derivater er en samlebetegnelse for opsjoner, forwards og futures. Slike derivatavtaler handles på de fleste børser rundt i verden og de har noenlunde de samme kjennetegnene. Kraftderivathandelen som foregår på Nasdaq OMX skiller seg i noen grad fra andre børser ved at det har utviklet seg derivater med særegne kjennetegn som kun benyttes på Nasdaq OMX. På Nasdaq OMX kan aktører prissikre seg for kjøp og salg av kraft for opptil seks år frem i tid fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år.

I de påfølgende avsnittene beskrives derivatene som de norske vannkraftprodusentene vi har sett på anvender. Nasdaq OMX tilbyr fire forskjellige kontrakter til sine medlemmer, nemlig futures, opsjoner, Deferred Settlement futures (DS futures) og Electricity Price Area Differentials (EPADer). Det er ikke handlet opsjoner på Nasdaq OMX det siste året, derfor er disse ikke omtalt.

2.3.2.2.1 Futureskontrakter på Nasdaq OMX

En futureskontrakt er en avtale mellom to parter om et finansielt oppgjør av en avtalt mengde kraft, for en avtalt tidsperiode til en avtalt pris med daglig oppgjør

både i handels- og leveringsperioden ("Energifakta Norge", 2017). Avtalen er en forpliktelse både for kjøper og selger om å gjennomføre den fremtidige handelen. I en futureskontrakt foretas det daglige markedsoppgjør, såkalt «mark-to-market», mellom kjøper og selger basert på sluttkursen dagen før. Daglige markedsoppgjør medfører at en futureskontrakt har fortløpende verdsettelse til markedspris gjennom hele løpetiden av avtalen. I en futureskontrakt må både kjøper og selger stille sikkerhet for et beregnet maksimumstap. Denne sikkerheten kalles margin. Margininnbetalingene fra kjøper og selger av en futureskontrakt reduserer noe av risikoen for den sentrale motparten, Nasdaq OMX Clearing AB (heretter omtalt som Nasdaq Clearing). Clearing er omtalt under avsnitt 2.3.2.3. All futureshandel skjer over børs, noe som innebærer at futureskontrakter er standardiserte siden det daglige markedsoppjøret krever et marked hvor det daglig noteres priser. Futureskontrakter brukes ofte i kombinasjon med andre derivater (Bøhren & Michalsen, 2016, kap. 13).

I figur 9 under vises det daglige «mark-to-market» oppjøret på futureskontraktene, som handles på Nasdaq OMX, og hvordan gevinst og tap på futureskontrakten er realisert på daglig basis ("Nordic power products", 2016).



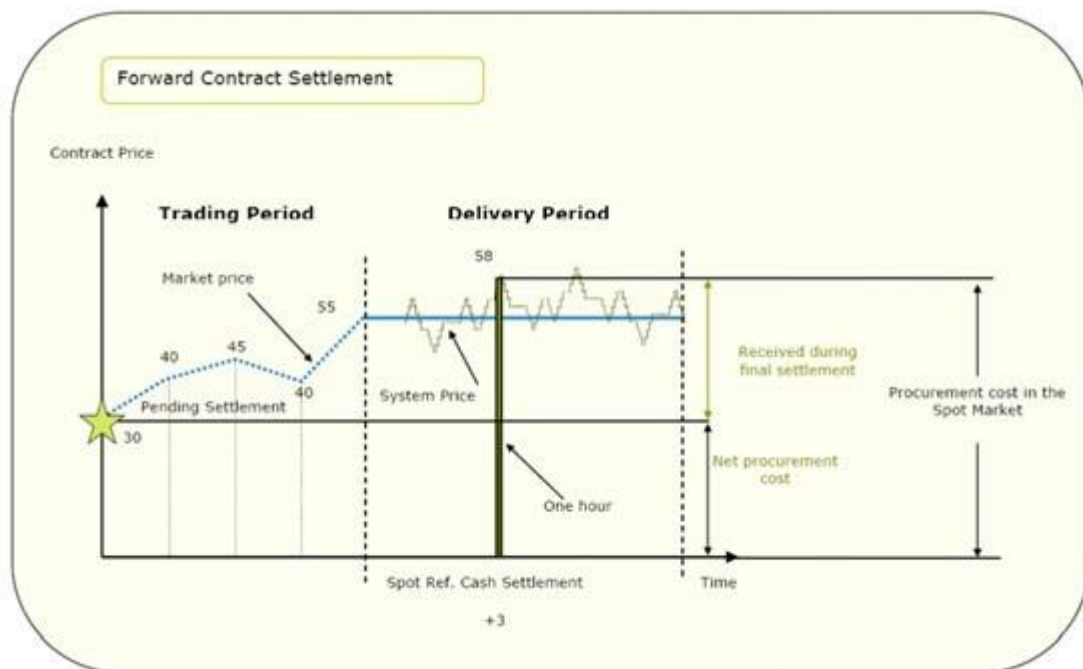
Figur 9: Futureskontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007).

I figur 9 ser vi at kjøper inngår en futureskontrakt til 30 euro/MWh. Denne kontantstrømmen ganges med volumet i kontrakten. Om dette er en ukeskontrakt blir det da 5 040 euro (30 euro/MWh * 24 timer * 7 dager). Kontrakten har daglig oppgjør i handelsperioden (trading period). I løpet av handelsperioden stiger prisen i dette eksempelet først fra 5 040 euro til 6 720 euro (40 euro/MWh * 24 timer * 7 dager), og da vil kjøper motta 1 680 euro. Videre ser vi at ved handelsperiodens slutt er prisen 9 240 euro (55 euro/MWh * 24 timer * 7 dager), det vil si at kjøper da har mottatt totalt 4 200 euro i handelsperioden. I leveringsperioden (delivery period) skjer avregningen mot spotpris time for time. Futureskontraktene gjøres opp netto og dette oppgjøret er basert på systempris. I figur 9 er en av timene i leveringsperioden markert som «one hour», da er spotprisen 58 euro/MWh og kjøper vil motta 3 euro i denne timen ved endelig oppgjør.

2.3.2.2 Delayed Settlement Futureskontrakter (DS Futureskontrakter) på Nasdaq OMX

I tillegg til futureskontrakter tilbyr Nasdaq OMX også DS futureskontrakter. En DS futureskontrakt har kjennetegn som gjør den veldig lik en forwardkontrakt. En forwardkontrakt er en avtale om et finansielt oppgjør av en avtalt mengde av en eiendel for en avtalt tidsperiode til en avtalt pris. I motsetning til en futureskontrakt, skjer det i en forwardkontrakt ikke noe oppgjør før kontraktens utløpstid er nådd ("Energifakta Norge", 2017). Avtalen er en juridisk bindende forpliktelse for både kjøper og selger om gjennomføring av den fremtidige transaksjonen, uansett verdiutviklingen på den underliggende eiendelen. Forwardkontrakter har mer risiko enn futureskontrakter, da disse ikke har det daglige markedsoppgjøret. En forwardkontrakt er imidlertid inngått direkte mellom to parter, og er dermed lettere å tilpasse til det spesielle forholdet som kontrakten regulerer (Bøhren & Michalsen, 2016, kap. 13). Forwardkontrakter er den enkleste terminkontrakten, da oppgjøret skjer i sin helhet på forfallstidspunktet. Tradisjonelle forwardkontrakter omsettes, i motsetning til futureskontrakter, utenom børs.

DS futureskontrakter er en terminkontrakt som har utviklet seg for kraftderivathandel og har tilsvarende kontantstrømstruktur og oppgjør som en forwardkontrakt. En DS futureskontrakt omsettes på børs, i motsetning til en tradisjonell forwardkontrakt. Figur 10 under viser et eksempel på hvordan en DS futureskontrakt på Nasdaq OMX kan se ut.



Figur 10: DS futureskontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007)²

I figur 10 over inngås det en DS futureskontrakt til 30 euro/MWh. Om dette er en månedskontrakt, vil prisen ved inngåelse være 22 320 euro (30 euro/MWh * 24 timer * 31 dager). Forskjellen, i forhold til futureskontrakten fra figur 9, er at i løpet av handelsperioden er det ingen daglige oppgjør. Dette innebærer at prisen kan svinge som den vil uten noen konsekvens før man kommer til leveringsperioden. Det er først i leveringsperioden at man får oppgjøret og dermed kontanteffekt. For å gjøre kontraktene lettere omsettelige splittes de opp jo nærmere levering man kommer. For eksempel splittes årskontrakter til kvartalskontrakter ved inngangen til et nytt år. Tilsvarende splittes

² Forward contract endret navn til DS Futureskontrakt ("Nasdaq Who we are").

kvartalskontrakter til månedskontrakter ved inngangen til hvert kvartal ("Power DS Futures", 2018).

2.3.2.2.3 Electricity Price Area Differentials (EPADer) på Nasdaq OMX

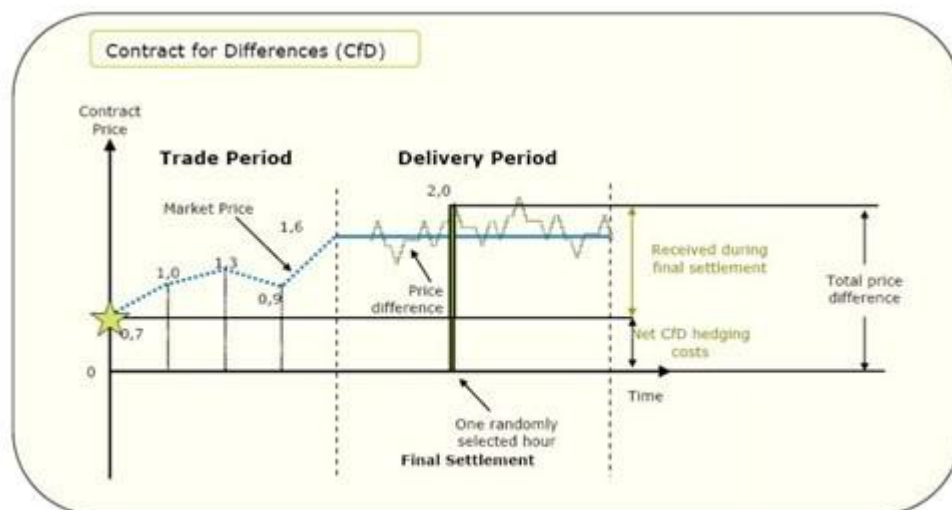
Futureskontrakter og DS futureskontrakter som er handlet på Nasdaq OMX er basert på den nordiske systemprisen. Imidlertid er den fysiske leveringskostnaden på kraft bestemt av de faktiske områdeprisene. Som beskrevet i avsnitt 2.3.2.1.1, er en områdepris forskjellig fra systemprisen når det er begrensninger i overføringsnett. En perfekt sikring ved bruk av futureskontrakter eller DS futureskontrakter vil kun være mulig i de tilfellene der områdeprisen er lik systemprisen. Sikring ved bruk av futureskontrakter eller DS futureskontrakter innebærer altså en basisrisiko lik forskjellen mellom områdeprisen på vannkraftprodusentens fysiske leveringssted og systemprisen. Electricity Price Area Differentials (EPADer) er DS futureskontrakter som reflekterer forskjellen mellom en områdepris og systemprisen ("Electricity Price Area Differentials (EPAD)", 2018). En EPAD-kontrakt tillater vannkraftprodusenter å sikre seg mot prisrisiko forårsaket av begrensninger i overføringsnett ("Nordic power products", 2016).

Figur 7 viste at systemprisen 26. juni 2018 var 46,47 euro/MWh. Den viste også at områdeprisene var litt forskjellige fra systemprisen. EPADer er et verktøy foretak kan bruke for å sikre seg mot områdeprisrisiko. På Nasdaq OMX er det mulig å handle EPAD-kontrakter for de nærmeste to månedene, tre kvartalene og tre årene. Markedsprisen til en EPAD reflekterer markedets forventning til prisforskjellen mellom områdeprisen og systemprisen over leveringstiden ("Electricity Price Area Differentials (EPAD)").

EPADer er et finansielt instrument som kan brukes av norske vannkraftprodusenter for å oppnå en mer effektiv sikring. Imidlertid er markedet for handel av EPADer lite likvid og disse kontraktene anvendes derfor ikke så mye. For eksempel skriver E-Co følgende om deres bruk av EPADer:

«De fleste kontraktene avregnes mot systempris. Siden konsernet oppnår områdepriser på det fysiske salget, vil sikringen kunne bli mindre effektiv

ved avvik mellom områdepris og systempris. I en viss utstrekning benytter konsernet derfor EPADer som sikrer mot slikt prisavvik. EPADer omsettes på kraftbørsen, men det er relativt dårlig likviditet i disse kontraktene, hvilket virker begrensende på det omfanget man finner det hensiktsmessig for konsernet å benytte dem» (E-Co Årsrapport 2017, s. 46).



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

Figur 11: EPAD-kontrakt på Nasdaq OMX (Berggren & Reitan, 2007)³

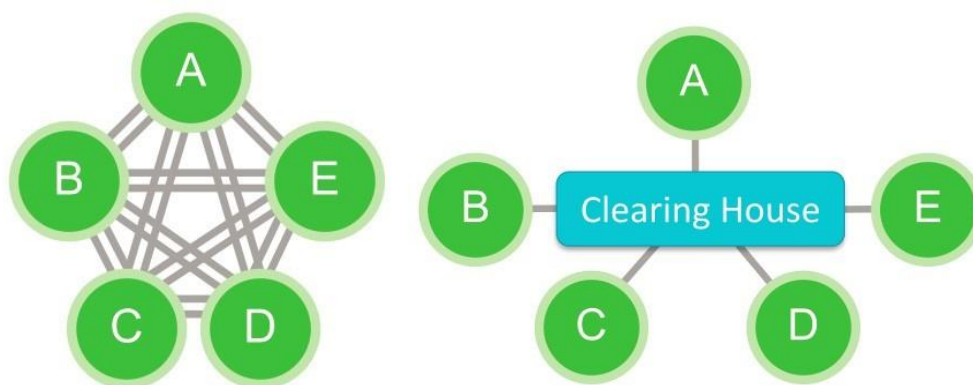
I figur 11 vises hvordan en EPAD fungerer på Nasdaq OMX isolert sett, ved at man har inngått en avtale for å dekke basisrisikoen som oppstår ved forskjell på områdepris og systempris. Som figuren viser er oppgjørsformen lik som i en DS futureskontrakt. Den eneste forskjellen er at det underliggende i en EPAD er forskjellen mellom områdepris og systempris. Aktøren har kjøpt en EPAD-kontrakt til 0,7 euro/MWh. Om dette er en månedskontrakt vil prisen være 520,8 euro ($0,7 \text{ euro/MWh} * 24 \text{ timer} * 31 \text{ dager}$). I løpet av handelsperioden stiger markedsprisen til 1 190,4 euro ($1,6 \text{ euro/MWh} * 24 \text{ timer} * 31 \text{ dager}$). Da EPAD-kontrakter bygger på de samme underliggende prinsippene som en DS futureskontrakt, får ikke prisendringene i løpet av handelsperioden noen kontanteffekt. Det er først i leveringsperioden at en EPAD-kontrakt får kontanteffekt. Kontanteffekten i leveringsperioden er følgelig differansen mellom

³ CfD endret navn til EPAD i 2013 ("Nasdaq Who we are").

områdeprisen og systemprisen i spotmarkedet fratrukket kjøpsprisen på EPADen ved avtaleinngåelse. For eksempel i den timen som er merket i figuren som «one randomly selected hour» er differansen mellom områdepris og systempris 1 488 euro ($2 \text{ euro/MWh} * 24 \text{ timer} * 31 \text{ dager}$), og aktøren får utbetalt 967,2 euro ($((2 - 0,7) \text{ euro/MWh} * 24 \text{ timer} * 31 \text{ dager})$).

2.3.2.3 Clearing

Clearing blir gjort på alle handlene som går gjennom Nord Pool og Nasdaq OMX. Clearing betyr at Nord Pool og Nasdaq Clearing går inn som sentral motpart både for selger og kjøper i alle handlene og de påfølgende oppgjørene. Ved at Nord Pool og Nasdaq Clearing går inn som sentral motpart reduseres risikoen betydelig for markedsaktørene, da de kun har den sentrale motparten å forholde seg til. Hensikten er at partene skal unngå risikoen det innebærer å stå i et motpartsforhold til hverandre. Figur 12 under sammenligner et marked med og uten clearing. Nord Pool og Nasdaq OMX er organisert som i figuren til høyre.



Figur 12: Clearing illustrert ("Clearing")

Over tid kan det potensielt bygges opp store urealiserte gevinst- eller tapsposisjoner mellom parter i derivatavtaler. Hvis en markedsaktør med store utestående derivatposisjoner går konkurs, kan den sentrale motparten bli eksponert for tap. For å unngå dette må markedsaktørene stille sikkerhet på en marginkonto. I tillegg gjennomfører den sentrale motparten normalt løpende avregning av tap og gevinst på daglig basis basert på endringer i markedsverdi. Dette fører til at tap dekkes og gevinster godtgjøres fortløpende. Denne daglige

marginbetalingen hindrer at store urealiserte gevinst- og tapsposisjoner bygges opp. Sentrale motparter kan beskrives som brannmurer i et finansielt system. Håndteringen av Enrons konkurs i 2001 og situasjonen da Lehman Brothers kollapset i september 2008 i det nordiske kraftmarkedet er et godt eksempel på hvordan sentrale motparter kan redusere risiko i et finansielt system (Saakvitne & Bjønnes, 2015, s. 5).

2.3.2.4 Det bilaterale kraftmarkedet

Aktørene i kraftbransjen kan inngå bilaterale avtaler om kjøp og salg av kraft til avtalt pris, volum og tidsperiode for levering ("Energifakta Norge", 2017). Det bilaterale markedet eksisterer både i form av handel på fysisk kraft og i form av handel av finansielle instrumenter på kraft. Historisk sett har volumet av kraft som har blitt handlet via bilaterale avtaler i kraftbransjen vært høy på grunn av gunstige avtaler med for eksempel Statkraft. Bilaterale avtaler er avtaler der selger og kjøper går inn i en handel direkte, og disse avtalene inneholder dermed motpartsrisiko. I tillegg er ikke dette markedet like likvid som det regulerte finansielle markedet. Andelen bilaterale avtaler har blitt betydelig redusert de siste årene.

2.4 Særskilte lover og skatter for norske vannkraftprodusenter

2.4.1 Hjemfallsregelverket

Norske vannkraftprodusenter er underlagt vannfallrettighetsloven (vannfallrettighetsloven) som har hatt stor historisk innvirkning på bransjen. Bestemmelsen om hjemfall ble introdusert i selve lovverket gjennom ervervsloven av 1909. Den fikk sin endelige utforming gjennom vannfallrettighetsloven og vassdragsreguleringsloven (vregl.) av 1917. Begge disse lovene har vært gjenstand for endringer en rekke ganger siden de ble vedtatt i 1917. Hjemfall er et juridisk begrep som for norske vannkraftprodusenter betyr at private aktører må gi fra seg vannfall, vassdragsregulering og tilhørende kraftanlegg vederlagsfritt til staten ved konsesjonstidens utløp (vannfallrettighetsloven § 11 første ledd). Offentlige aktører kan derimot få tildelt tidsubegrenset konsesjon uten

hjemfallsvilkår (vannfallrettighetsloven § 8). Offentlige aktører omfatter statsforetak, norske kommuner, fylkeskommuner og foretak hvor minst to tredjedeler av kapitalen og stemmene eies av statsforetak, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg må organiseringen være slik at det åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap (vannfallrettighetsloven § 5). Vannkraftverk som har mer enn en tredjedel private eiere og som fikk konsesjon før 1909 faller ikke under denne ordningen (Rosvold, 2017). I tillegg er vannkraftverk som ved regulering ikke antas å kunne utbringe mer enn 4 000 naturhestekrefter, alene eller i forbindelse med andre vannfall som erververen eier, unntatt konsesjonsplikt (vannfallrettighetsloven § 2).

For en privat kjøper vil verdien av et vannkraftverk være knyttet til forventede inntekter fram til hjemfall inntreer, normalt 60 år. Mens verdien for den offentlige eieren vil være knyttet til forventede inntekter over en uendelig tidshorisont. En investor vil derfor, alt annet likt, ikke verdsette et privat eid vannkraftverk like høyt som et offentlig eid vannkraftverk. Dette regelverket har ført til et omfattende offentlig eierskap hos norske vannkraftprodusenter. Den høye graden av offentlig eierskap har gitt myndighetene mulighet til å påvirke utnyttelsen av vannkraftressursene, i tillegg til å sikre at inntekter fra kraftproduksjonen har tilfalt det offentlige. Høy andel offentlig eierskap for norske vannkraftprodusenter gjør at det er relevant å se på sikring for disse foretakene da det kan være et ønske om mindre volatilitet i resultatet. I kapittel 4 er dette nærmere beskrevet.

2.4.2 EMIR, MIFID II og REMIT

Finanskrisen i 2008 har ført til mange nye regelverk for finansinstitusjoner. De reglene som er relevante for norske vannkraftprodusenter, og kommer til å påvirke hvordan disse aktørene kan drive krafthandel i stor grad når de implementeres i EU og Norge, er European Market Infrastructure Regulation (EMIR), Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) og Market Abuse Directive (MAD). EU-kommisjonen har også vedtatt et eget regelverk for kraft- og gasshandel som heter Regulation for Energy Markets Integrity and Transparency (REMIT). Dette regelverket tar for seg fysisk og finansiell handel med kraft og gass for å forbedre

integrasjonen mellom de europeiske kraft- og gassmarkedene og for å unngå markedsmanipulasjon. Disse nye reglene trekker dermed krafthandel inn under det samme regelverket som bankene og handel med aksjer, valuta eller andre finansielle produkter. Energi Norge mener at dette vil skape stor kostnadsrisiko for kraftbransjen, da strengere regler for rapportering og økte kapitalkrav vil øke handelskostnadene. Dette kan videre føre til at vannkraftprodusentene er nødt til å redusere sin krafthandel på børsen ("Regelverk for krafthandel", 2018). Implementeringen av disse regelverkene får spesifikke konsekvenser for kraftforetak som handler med kraft. Det regelverket som kan ha størst effekt på norske vannkraftprodusenter er EMIR.

EMIR trådte i kraft i EU i august 2012. I Norge har EMIR vært gjeldende siden 1. juli 2017 og er hjemlet i verdipapirhandelloven (vphl) § 13-1 første ledd. EMIR-regelsettet omfatter i hovedsak tre forhold: regler for den som handler derivater, regler om sentrale motparter og regler om transaksjonsregister ("Rundskriv Gjennomføring av EMIR Finanstilsynet", 2017). EMIR får konsekvenser for norske vannkraftprodusenter ved at hver handel som foregår over den finansielle børsen, Nasdaq OMX, må merkes som enten spekulasjon eller sikring. Imidlertid viser det seg at dette vil ha størst påvirkning for Nasdaq OMX, da det er her denne taggingen må gjøres. Dette blir allikevel en viktig konsekvens når vi skal beskrive sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter, da taggingen underbygger koblingen mellom sikringsforholdet og risikostyringsstrategien. Samtidig er det ved innføring av EMIR-regelverket endret krav til clearing-husene, noe som har konsekvenser for kraftnæringen, deriblant at bankgarantiene må være "fully backed" fra mars 2016 ("Regelverk for krafthandel", 2018).

2.4.3 Skatter og avgifter for norske vannkraftprodusenter

Utover alminnelig inntektsskatt belastes norske vannkraftprodusenter med grunnrenteskatt og naturressursskatt. I tillegg kan kommunene velge å innføre eiendomsskatt. Norske vannkraftprodusenter må også betale konsesjonskraft og konsesjonsavgift til fylke og kommune. I de følgende avsnittene gis en innføring i de forskjellige skattene og avgiftene norske vannkraftprodusenter er underlagt.

2.4.3.1 Grunnrenteskatt

Når en næring utnytter en begrenset naturressurs, slik som kraft, olje og fisk, kan dette gi opphav til avkastning utover normalavkastningen. En slik ekstra avkastning kalles som regel grunnrente. I NOU 1992:34 defineres grunnrenten i vassdragssektoren som «*Den kapitalavkastningen utover avkastning i andre næringer som oppstår fordi det er gitt tilgang på utbyggbare vassdrag*» (”NOU 1992:34 Skatt på grunnrente”, s. 169). Det er et generelt akseptert samfunnsøkonomisk mål å inndra grunnrenten til det offentlige, da disse aktørene bruker naturressursene til å skape inntekter.

Grunnrenteskatten har hjemmel i skatteloven (sktl.) § 18-3 første ledd, hvor beregningen av grunnrenteinntekten er beskrevet. Grunnrenteinntekten blir beregnet på grunnlag av det enkelte kraftverks produksjon time for time, multiplisert med spotprisen i den korresponderende timen (sktl. § 18-3 annet ledd). For leveranser av konsesjonskraft og kraft på langsiktige kontrakter under spesifikke vilkår brukes faktisk kontraktspris (sktl. § 18-3 annet ledd, bokstav a punkt 1 og 2). Den beregnede grunnrenteinntekten reduseres med driftskostnader, konsesjonsavgift, eiendomsskatt og inntektsårets skattemessige avskrivninger av driftsmidler som er knyttet til kraftproduksjonen (sktl. § 18-3 tredje ledd, bokstav a). I tillegg gis det fradrag for en friinntekt, tilsvarende gjennomsnittet av skattemessige verdier av driftsmidlene per 1. januar og 31. desember i inntektsåret, multiplisert med en normrente (sktl. § 18-3 tredje ledd, bokstav b). Dersom fradragene i bruttosalgsinntekter fører til at grunnrenteinntekten blir negativ, skal den negative grunnrenteinntekten fra og med 2007 samordnes med positiv grunnrenteinntekt i andre kraftverk (sktl. § 18-3 femte ledd). Tidligere års negative grunnrente kan fremføres med rente mot senere års positivgrunnrenteinntekt i samme kraftverk (sktl. § 18-3 fjerde ledd). Grunnrenteinntekten skal multipliseres med en prosentsats fastsatt i stortingets årlige skattevedtak (ssv.) § 3-4. For 2018 er denne satt til 35,7 % (ssv. 2018, § 3-4).

2.4.3.2 *Naturressursskatt*

Naturressursskatten er en særskatt for kraftforetak og har hjemmel i skatteloven § 18-2. Reglene om naturressursskatt skal sikre de kommuner og fylkeskommuner som kraftanlegget ligger i en forutsigbar andel av de totale skatter fra kraftanlegget, uavhengig av den konkrete skattepliktige inntekt det enkelte år ("Formål"). Naturressursskatten fastsettes for hvert kraftverk på grunnlag av 1/7 av kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft for inntektsåret og de seks foregående årene (sktl. § 18-2 annet ledd). Naturressursskatt beregnes til henholdsvis kommunen og fylkeskommunen etter en sats på 1,1 øre per kilowattime og 0,2 øre per kilowattime (sktl. § 18-2 tredje ledd). Naturressursskatt kan kreves fratrukket i fastsatt fellesskatt til staten. Dersom naturressursskatten overstiger fellesskatt eller fastsatt inntektsskatt til staten for inntektsåret, kan det overskytende fremføres til fradrag senere år med rente som fastsettes av Finansdepartementet (sktl. § 18-2 fjerde ledd). Naturressursskatten utgjør således ikke en ekstra beskatning for kraftforetakene, men en avregning som fordeler skatten mellom kommune/fylkeskommune og staten.

2.4.3.3 *Eiendomsskatt*

Eiendomsskatt er en kommunal skatt som en kommune kan vedta å innføre. Per 19. juni 2018 var det 370 av Norges 428 kommuner som har eiendomsskatt ("Eiendomsskatt", 2018). Eiendomsskatt for vannkraftlegg har hjemmel i eiendomsskatteloven (eiendomsskatteloven) § 8 B-1. Det følger av eiendomsskatteloven § 8B-1 at skattegrunnlaget skal settes til anleggets formuesverdi som blir fastsatt av skatteetaten, basert på skattyters egne opplysninger i ligningspapirene. Det at eiendomsskatten nå blir basert på skattyters egne opplysninger i ligningspapirene kom inn som en endring i 2001, og har ført til store kostnadsbesparelser for kommune og kraftig reduksjon i antallet tvister om verdsettelse av vannkraftanlegg ("Temabrev Eiendomsskatt", 2016, s. 3). Sktl. § 18-5 fastsetter at kraftverk med merkeytelse over 10 000 kVA verdsettes etter en sjablongbasert avkastningsmetode (sktl. § 18-5 første ledd), mens mindre kraftverk verdsettes til summen av skattemessige verdier (sktl. § 18-5 femte ledd). Kommunestyret bestemmer skattesatsene som gjelder for hver

kommune. Per i dag er skattesatsene i Norge mellom 0,2 % og 0,7 % (”Temabrev Eiendomsskatt”, 2016, s. 4).

2.4.3.4 Konesjonskraft og konsesjonsavgift

De vannkraftverkene som mottar konsesjon må i tillegg svare konsesjonskraft og konsesjonsavgift til staten. Bestemmelsene om konsesjonskraft er hjemlet i vannfallrettighetsloven § 2 og vregl. § 12. Vannkraftverkene som faller innunder bestemmelsene om konsesjonskraft må avstå 10 % av den for hvert vannfall innvunne økning av vannkraften til kommuner og fylkeskommuner som kraftanlegget ligger i (vregl. § 22 første ledd). I tillegg kan det bestemmes at det også skal avstås inntil 5 % av kraften til staten på samme beregningsgrunnlag (vregl. § 22 annet ledd). Formålet med konsesjonskraft var opprinnelig å sikre kommunene tilstrekkelig kraft til alminnelig elforsyning til en rimelig pris (”NOU 2004:26 Hjemfall”, s. 38).

I tillegg er vannkraftverkene pålagt å betale årlige avgifter til stat, kommune og fylkeskommune. Avgiften beregnes etter særskilte regler som fremgår av vannfallsrettighetsloven § 18 og vregl. § 14. Konsesjonsavgiftene er kompensasjon for påførte skader på distriktene hvor ressursene befinner seg, samt et virkemiddel for å la distriktene ta del i det økonomiske utbyttet ved vannkraftutbygging. Konsesjonsavgiften til staten skal bidra til finansiering av forskning, utvikling, opplæring og informasjon innenfor energi- og vassdragsområdet (vregl. § 14 femte ledd). Konsesjonsavgiften til kommunene og fylkeskommunene avsettes i et fond som skal fortrinnsvis anvendes til utbygging av næringslivet i distriktet (vregl. § 14 sjette ledd).

3 Metodisk tilnærming

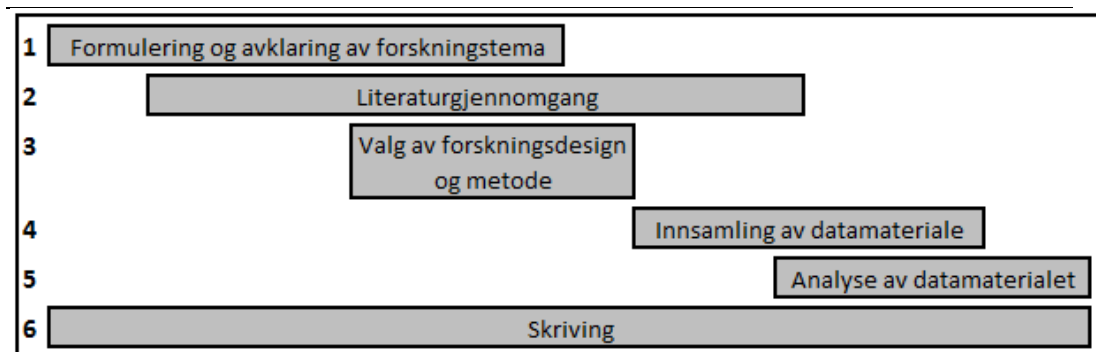
I dette kapitlet presenteres og begrunnes den metodiske tilnærmingen for oppgaven, herunder vår forskningsprosess, vårt forskningsdesign og hvordan datainnsamlingen ble gjennomført.

3.1 Forskning

Forskning kan defineres som «something that people undertake in order to find things out in a systematic way, thereby increasing their knowledge» (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 5). Tre deler av denne definisjonen er viktig. For det første antyder «systematic way» at forskning må være en planlagt prosess. I dette kapitlet presenterer vi vår systematiske tilnærming, også kalt forskningsprosessen, til å besvare oppgavens problemstilling gjennom en beskrivelse av metodene som er brukt til å innsamle datamateriale, argumentasjon for hvorfor de oppnådde resultatene er meningsfulle, og forklaring av eventuelle begrensninger av dem. For det andre antyder «to find things out» at man skal ha et tydelig formål for forskningen. I vår forskning har formålet vært å forstå, beskrive og analysere for å kunne besvare den definerte problemstillingen. For det tredje understreker «increasing their knowledge» at forskningen skal leses av andre enn forskeren selv, og at forskningen resulterer i ny viten og kunnskap (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 5).

3.2 Forskningsprosessen

De fleste lærebøkene om metode fremstiller forskning som en flertrinnsprosess. Forskningsprosessen vår er fremstilt i figur 13.



Figur 13: Vår forskningsprosess

Som figur 13 over viser er de ulike trinnene overlappende. Forskningsprosessen er derfor en iterativ, sirkulær og reflektiv prosess for å komme frem til svar på problemstillingen. I de følgende avsnittene går vi gjennom trinnene i vår forskningsprosess. Avslutningsvis diskuterer vi styrker og svakheter ved vårt forskningsdesign og metode.

3.2.1 Formulering og avklaring av forskningstema

Det er viktig å tydelig definere forskningsspørsmål i starten av forskningsprosessen (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 42). Idéen til denne oppgaven kom fra kontakt med et foretak som ønsket teoretisering av konsekvensene de nye sikringsbøkføringsreglene under IFRS 9 vil få for norske vannkraftprodusenter. McNiff og Whitehead (2002) omtaler at problemstillingen utvikler seg i løpet av forskningsprosessen som «progressive illumination» (McNiff og Whitehead, 2002, s. 135). Vår problemstilling ble utviklet etter at vi hadde fått mer kunnskap om temaet gjennom litteraturgjennomgang og dialog med aktører i vannkraftprodusentbransjen og revisorer for disse foretakene.

3.2.2 Litteraturgjennomgang

Vi har gjennomgått eksisterende litteratur på området. Som McCracken (1988) påpeker er litteraturgjennomgangen viktig for å forstå problemstillinger rundt forskningstemaet:

«A good literature review has many obvious virtues. It enables the investigator to define problems and assess data. It provides the concepts

on which percepts depend. But the literature review has a special importance for the qualitative researcher. This consists of its ability to sharpen his or her capacity for surprise. The investigator who is well versed in the literature now has a set of expectations the data can defy» (McCracken, 1988, s. 31).

Gjennomgang av reglene om sikringsbokføring i standardene IFRS 9 og IAS 39, samt Basis for Conclusions utarbeidet av IASB, var et godt utgangspunkt for litteraturgjennomgangen vår. I tillegg har vi lest artikler om sikringsbokføring fra brukere av standardene. Vi fant lite materiale som går spesifikt på hvordan disse endringene kan ha effekt på norske vannkraftprodusenter.

3.2.3 Valg av forskningsdesign og metode

Forskningsdesignet er den generelle planen en forsker har for sitt forskningsprosjekt og fungerer som et veikart for å besvare problemstillingen. Det bør inneholde klare retningslinjer og prosedyrer for arbeidet. Forskningsprosessen er iterativ, det vil si at forskningsdesignet ikke er endelig, men er fleksibelt og foranderlig (Myers, 2013, s. 19). I vår forskningsprosess har vi brukt et såkalt «emergent design» (Nilssen, 2012, s. 27). Vi begynte med noen overordnede spørsmål som ble mer spisset etter hvert som vi kom lenger ut i prosessen. I de neste avsnittene beskriver vi viktige elementer i vårt forskningsdesign og metoden vi har anvendt i denne oppgaven.

3.2.3.1 Induktiv metode

Begrepet metode referer til hvordan vi tilnærmer oss problemer og søker svar. Det er våre forutsetninger, interesser og formål som bestemmer hvilken metode vi bruker i vår forskning (Taylor & Bogdan, 1998, s. 3). Det finnes to metodetilnærminger til forskning: deduktiv og induktiv. Den ene handler om teori-testing og den andre handler om teori-bygging. Kjennetegn ved forskningsprosjekter som bruker en deduktiv metode har en «top-down» tilnærming, der forskeren begynner med en generell teori om et emne. Denne teorien blir muligens operasjonalisert til en eller flere hypoteser, som så blir testet

ved å samle inn empiriske data. Etter at dataene er innsamlet og analysert, blir disse hypotesene enten forkastet eller bekreftet (Myers, 2013, s. 23).

Forskningsprosjekter som følger en deduktiv metode er gjerne veldig strukturert for å sørge for at replikasjon av kvantitative resultater er mulig. Videre er utvelgelsesmetode og størrelse på utvalg sentralt slik at man oppnår et representativt utvalg og kan generalisere fra resultatene på populasjonen (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 147).

Forskningsprosjekter med en induktiv tilnærming har en «bottom-up» tilnærming, der forskeren starter med å samle inn datamateriale om forskningstemaet. Etter at det innsamlede datamaterialet er analysert, ser forskeren etter mønstre i dataene som kan lede til en eller flere tentative hypoteser. Disse hypotesene blir så utviklet til en mer generell teori (Myers, 2013, s. 23). De forskningsprosjektene som har en induktiv tilnærming bruker vanligvis kvalitativ data og anvender mange forskjellige metoder for innsamling av data (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 147). Vi ønsker å belyse problemstillingen ved å beskrive endringen av sikringsbokføringsreglene og å snakke med brukerne av standardene. På bakgrunn av dette vil vi trekke generelle slutninger med utgangspunkt i de undersøkelsene som vi har gjort om hva som må til for at norske vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring. Vår oppgave har en induktiv tilnærming.

3.2.3.2 Undersøkende design

Et undersøkende design har en høy grad av fleksibilitet med tilpasningsmuligheter underveis (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 174). Vi anser et undersøkende design å være velegnet for denne oppgaven. For å kunne svare på problemstillingen behøver vi en undersøkende studie hvor vi starter med et vidt fokus og spisser fokuset når vi får mer innsikt i temaet.

3.2.3.3 Kvalitativ metode

Ifølge Postholm (2010) innebærer kvalitativ forskning å utforske menneskelige prosesser i en virkelig situasjon (Postholm, 2010, s. 9). Kvalitativ metode, i sin bredeste forstand, omhandler forskning som produserer beskrivende data. I

kvalitativ metode er det forskeren selv som er det viktigste instrumentet. Siden vi har valgt en induktiv tilnærming med et undersøkende design, har vi brukt kvalitativ metode som utgangspunkt for datainnsamling for å besvare problemstillingen vår. Taylor og Bogdan (1998) belyser denne sammenhengen slik:

«In qualitative studies, researchers follow a flexible research design. We begin our studies with only vaguely formulated research questions. We do not know what to look for or what specific questions to ask until we have spent some time in a setting. As we learn about a setting and how participants view their experiences, we can make decisions regarding additional data to collect on the basis of what we have already learned. Of course, qualitative researches operate within theoretical frameworks. Pure induction is impossible. We can never escape all of our assumptions about the world. Even an interest in social meanings directs our attention to some aspects of how people think and act in a setting and not to others. Within a broad theoretical framework, the goal of qualitative research is to make sure the theory fits the data and not vice versa» (Taylor & Bogdan, 1998, s. 8).

3.2.4 Innsamling av datamateriale

3.2.4.1 Intervju

Det finnes forskjellige verktøy for å bruke kvalitativ metode og problemstillingen avgjør hvilket som er best egnet. Taylor og Bogdan (1998) nevner ulike situasjoner der intervju kan være det riktige verktøyet til å foreta innsamlingen av datamateriale: når forskningsinteressen er relativt tydelig og veldefinert, forskeren er interessert i å forstå synspunktene til forskjellige mennesker rundt forskningstemaet, og forskeren har tidsbegrensninger slik at en metode der man bruker observasjon av mennesker i sitt daglige liv ikke er mulig (Taylor & Bogdan, 1998, s. 91). Vi bestemte oss tidlig i prosessen at intervjuer var det best egnede metodiske verktøyet for å besvare vår problemstilling. Det var spesielt to grupper vi ville intervju: representanter for norske vannkraftprodusenter og revisorer av norske vannkraftprodusenter.

McCracken (1988) stadfester styrken ved intervju som metodeverktøy med:

«The long interview is one of the most powerful methods in the qualitative armory. For certain descriptive and analytic purposes, no instrument of inquiry is more revealing» (McCracken, 1988, s. 9).

Et intervju er en sosial prosess, en interaksjon eller kooperativ samhandling, hvor ord brukes som kommunikasjonsmiddel. Intervju skiller seg fra en vanlig samtale ved at det normalt varer lengre enn en time mellom personer som ikke på forhånd kjenner hverandre godt. I tillegg er det et uvanlig rolleforhold ved at intervjueren er forventet å stille spørsmålene på et forhåndsbestemt tema, og intervjuobjektet er forventet å svare på disse spørsmålene (Bauer og Gaskell, 2012, s. 45).

3.2.4.1.1 Utarbeidelse av intervjuguiden

Intervjuene vi gjennomførte kan kategoriseres som semi-strukturerte. Det vil si at vi hadde utarbeidet en intervjuguide som la føringen på intervjuet, men vi var ikke låst til den. Dette ga oss muligheten til å gå mer i dybden på enkelte temaer basert på de svarene vi fikk, men allikevel ha en viss struktur på intervjuet.

Taylor og Bodan (1998) påpeker at intervjuguiden er, som navnet impliserer, kun en guide og en behøver ikke å følge denne slavisk under intervjuet:

«The interview guide is not a structured schedule or protocol. Rather, it is a list of general areas to be covered with each informant. In the interview situation the researcher decides how to phrase questions and when to ask them. The interview guide serves solely to remind the interviewer to ask about certain things» (Taylor & Bogdan, 1998, s. 105).

Vi utarbeidet to intervjuguider for de to gruppene intervjuobjekter vi hadde: representanter for norske vannkraftprodusenter og revisorer. Disse intervjuguidene er lagt ved i appendiks 1 og 2. Intervjuguidene er bygget opp slik at vi innleder hvert intervju med biografiske og kartleggende spørsmål. Deretter fortsetter vi med åpne og beskrivende spørsmål som tillater intervjuobjektet å snakke om forhold som han eller hun synes er viktig (Taylor & Bogdan, 1998, s. 102). Vi vektla å utforme spørsmålene så de ble stilt på en generell og ikke-ledende måte for å få frem synspunktene til intervjuobjektet om de viktigste

områdene (McCracken, 1988, s. 34). Slike typer spørsmål definerer Spradley (1979) som «grand-tour» spørsmål (Spradley, 1979, s. 62). Når man begynner å spørre om et tema med et slikt grand-tour spørsmål er det viktig å komme med oppfølgingsspørsmål som hvorfor, hvordan og på hvilken måte, basert på det som blir sagt av intervjuobjektet. I tillegg brukte vi taktikker som å heve et øyenbryn eller repetere et nøkkelord på slutten av en uttalelse fra intervjuobjektet for å få han eller hun til å utdype svaret (McCracken, 1988, s. 35).

3.2.4.1.2 Valg av intervjuobjekter

Kvale (1996) påpeker at det ikke er noen fasit på hvor mange intervjuobjekter som er nødvendig i en kvalitativ studie:

«To the common question, “How many interview subjects do I need?” the answer is simply, “Interview as many subjects as necessary to find out what you need to know”» (Kvale, 1996, s. 101).

Et viktig prinsipp angående dette er «garbage in, garbage out». Det viktigste er ikke hvor mange intervjuobjekter vi har, men at de vi intervjuer har riktig evne og vilje til å kunne svare (Bauer & Gaskell, 2000, s. 8). McCracken (1988) nevner at utvalgsprosessen av intervjuobjekter må sees i sammenheng med at intervjuer er en kvalitativ metode. Han nevner blant annet at en gjeldende regel er «less is more». Det er viktigere å jobbe lengre og dypere med få personer enn mer overfladisk med mange personer (McCracken, 1988, s. 17). Glaser og Strauss (1967) skrev at hvor mange intervjuobjekter man behøver kommer an på når man når «theoretical saturation». Theoretical saturation betyr tidspunktet i forskning der den innsamlede dataen blir repeterende og ingen større innsikt er oppnådd ved videre innsamling av data (Glaser & Strauss, 1967, s. 61).

Vi endte opp med å intervju seks vannkraftprodusenter og seks revisorer. Kriteriene vi brukte for å velge vannkraftprodusenter var størrelse og at de bruker IFRS i utarbeidelsen av konsernregnskapet. Videre følger en beskrivelse av hvert av intervjuobjektene og foretaket hvor vedkommende er tilsatt.

3.2.4.1.2.1 Nordkraft – Anett Kristensen (Økonomidirektør) og Astrid Hoepel (Konsern-Controller)

Anett Kristensen har jobbet i Nordkraft siden høsten 2012. Før dette har Kristensen jobbet fem år i Hafslund og 13 år som revisor i EY og PwC. Astrid Hoepel har jobbet i Nordkraft i fire år, og før dette jobbet hun blant annet med solenergi. Nordkraft driver totalt 25 magasinkraftverk, hvorav syv er egneide og 18 småkraftverk som er omfattet av operatørskapsavtaler. Nordkraft hadde i 2017 en produksjon på 1 198 GWh (Årsrapport Nordkraft 2017, s. 9). Konsernet er eid av Narvik kommune, Jämtkraft AB, Hålogaland Kraft AS og Troms Kraft AS (”Eiere og styre”, 2016). Nordkraft har hovedkontor i Narvik og vannkraftverkene er lokalisert i Nord-Norge. Nordkraft opererer dermed i prisområdet NO4. Nordkraft anvender ikke sikringsbokføring.

3.2.4.1.2.2 Glitre Energi – Tomas Hagen (Controller)

Tomas Hagen har jobbet som controller for kraftproduksjonsvirksomheten til Glitre Energi siden 2003. Han har vært en sentral person i implementeringen av IFRS i konsernregnskapet. Hagen har ingen formell kompetanse på IFRS, men har lært mye gjennom praktisk bruk av reglene. Før Hagen startet å jobbe i Glitre Energi jobbet han som revisor i Arthur Andersen i to år. Til sammen har Glitre Energi driftsansvaret for 20 elvekraftverk, hvorav 13 er heleide og 7 er deleide. I 2017 var samlet produksjon fra disse kraftverkene 2 479 GWh (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 43). Glitre Energi er eid av Buskerud fylkeskommune og Drammen kommune. Konsernets elvekraftverk ligger hovedsakelig på Østlandet, og er dermed i prisområdet NO1. I 2007 begynte Glitre Energi å bruke sikringsbokføring under IAS 39. Glitre Energi er fortsatt et av de få foretakene av norske vannkraftprodusenter som anvender sikringsbokføring på sine kraftkontrakter. Hagen har vært med hele veien i forhold til vurderingen av anvendelse av sikringsbokføring og implementeringen av sikringsbokføring i regnskapet.

3.2.4.1.2.3 Statkraft – Karin Råd (Vice-President Accounting Policies Group)

Karin Råd har jobbet i Statkraft siden 2007 og har ansvaret for å legge policyen rundt IFRS for konsernet. Råd jobber mye ute blant de forskjellige

forretningsområdene til Statkraft slik at hun får nærhet til ulike problemstillingene som oppstår. Før dette jobbet hun i Hafslund. Råd har også bakgrunn innenfor revisjon hvor hun jobbet i Deloitte, hovedsakelig med revisjon av foretak i kraftbransjen. Statkraft er den største kraftprodusenten i Norge og den nest største i Norden, og er Europas største leverandør av fornybar energi (Statkraft Årsrapport 2017, s. 14). Statkraft er til stede i flere internasjonale markeder og eier og driver vannkraftverk i Europa, Sør-Amerika og India/Nepal (Statkraft Årsrapport 2017, side 11). Statkraft sin vannkraftproduksjon kommer fra mer enn 300 vannkraftverk, hvorav 147 av disse ligger i Norge ("Våre kraftverk og kontorer"). I 2017 hadde Statkraft en total vannkraftproduksjon på 57,4 TWh (Statkraft Årsrapport 2017, s. 14). Statkrafts vannkraftverk har en samlet magasinkapasitet på 40 TWh, tilsvarende 23 % av samlet europeisk magasinkapasitet (Statkraft Årsrapport 2017, s. 12). Statkraft er heleid av den norske stat. Konsernet bruker kun sikringsbokføring i form av virkelig verdisikring på lån og sikring av nettoinvestering i utenlandsk virksomhet (Statkraft Årsrapport 2017, s. 65). Statkraft har produksjon stort sett over hele Norge, dermed opererer de i alle prisområdene.

3.2.4.1.2.4 Agder Energi – Geir Bastelid Risnes (Konsern-controller)

Geir Bastelid Risnes har jobbet i Agder Energi siden 2009, og har stillingen konsern-controller. Før dette var han revisor i Deloitte og jobbet blant annet med revisjon av kraftforetak. Konsernet har 47 hel- og deleide vannkraftanlegg. Agder Energi har i stor grad magasinkraftverk, de har også en del elvekraftverk men det ligger da typisk magasin på toppen. I 2017 ble det produsert 8 812 GWh energi fra Agder Energis vannkraftanlegg, hvorav 4 429 GWh kom fra magasinkraftverk (Agder Energi Årsrapport 2017, s. 23). Agder Energi eies av de 30 kommunene som ligger i Agder og Statkraft Industrial Holding AS (Agder Energi Årsrapport 2017, s. 9). Konsernet har sin hovedvirksomhet på Sørlandet og hovedkontor i Kristiansand. Agder Energi er dermed i prisområdet NO2. Agder Energi anvender sikringsbokføring, men det er kun på finansområdet for å sikre renter på lån.

3.2.4.1.2.5 TrønderEnergi – Hans Petter Wenngren og Hilde Løvdal

Hans Petter Wenngren jobber som finanssjef og har ansvar for de finansielle delene av konsernet, deriblant kraftkontrakter knyttet til valuta og termin. Hilde Løvdal er konsernregnskapssjef og har ansvaret for konsolidering og utarbeidelse av konsernregnskapet, som fra 2013 har vært ført etter IFRS. Tidligere jobbet Løvdal i revisjon. TrønderEnergi har eierandeler i 15 vannkraftverk og i 2017 hadde konsernet en samlet vannkraftproduksjon på 2 130 GWh (TrønderEnergi Årsrapport 2017, s. 59). Konsernet eies av 24 kommuner, Nordmøre Energiverk AS og KLP (TrønderEnergi Årsrapport 2017, s. 24). TrønderEnergi sine vannkraftverk ligger hovedsakelig i Sør-Trøndelag og er dermed i prisområdet NO3 (TrønderEnergi Årsrapport 2017, s. 9). TrønderEnergi bruker sikringsbokføring, men det er kun på valutakontrakter og valutalån.

3.2.4.1.2.6 Vardar – Iren Bogen (CFO)

Iren Bogen har jobbet innenfor kraftbransjen siden 1994. Bogen har jobbet i både Buskerud Energi og Glitre Energi før hun begynte i Vardar. Vardar eier 2/7 av magasinkraftverkene Usta og Nes i Hallingdal (Vardar Årsrapport 2017, s. 3). I 2017 hadde Vardar en produksjon på 4 312 GWh (Vardar Årsrapport 2017, s. 1). Vardar er eid av Buskerud fylkeskommune og kommunene i Buskerud ("Fakta om konsernet"). Vardar opererer i prisområdet NO5.

Kriterier for hvilke revisorer vi skulle intervjuer var hvilke klienter de har og hvilket fagfelt de jobber med. Videre følger en beskrivelse av hvert av intervjuobjektene.

3.2.4.1.2.7 Gry-Kjersti Berget (Partner, Audit i Deloitte)

Gry-Kjersti Berget har jobbet i Deloitte i revisjon siden 2002 og er i dag partner på Oslo-kontoret. Hennes fokusområder har vært kraftbransjen og pensjonskasser. Noen av foretakene hun har vært revisor for er BKK, Fjordkraft, Tafjord Kraft og Statkraft. Berget har jobbet litt med sikringsbokføring, men ikke innenfor kraft.

3.2.4.1.2.8 Sondre Aannø (Partner, Audit i Deloitte)

Sondre Aannø har jobbet i Deloitte siden 2004 og er i dag partner i fagavdelingen på Oslo-kontoret. Før dette jobbet han i EY. Aannø sitt fokusområde er IFRS 9. Han har også erfaring fra problemstillingene rundt sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter.

3.2.4.1.2.9 Finn Espen Sellæg (Partner, Audit i EY)

Finn Espen Sellæg har jobbet i EY siden 1996 og er i dag partner på Oslo-kontoret. Sellæg er revisor for mange kraftforetak, eksempelvis Agder Energi, Østfold Energi og E-Co Energi.

Robert Madsen (Associate partner, Nordic IFRS Desk og Audit i EY)

Robert Madsen har jobbet i EY siden 2001 og er i dag associate partner på fagavdelingen til Oslo-kontoret. Madsen jobber mye med IFRS 9.

Geir Moen (Partner, Audit i KPMG)

Geir Moen har jobbet i KPMG siden 1988 og er i dag partner ved Oslo-kontoret. Moen har erfaring med finansielle instrumenter både under IAS 39 og IFRS 9. Han har jobbet mest mot finansbransjen med forsikring og har også erfaring med treasury-avdelinger i industrikonsern. Moen deltar i KPMGs internasjonale nettverk vedrørende finansielle instrumenter og forsikringskontrakter, og har skrevet en rekke artikler og holdt foredrag på disse temaene ("Geir Moen").

Preben Magnus Østen (Manager, Audit i KPMG)

Preben Magnus Østen har erfaring fra revisjon av mange forskjellige bransjer. I de seneste årene har han spesialisert seg innen børsnoterte klienter, og spesielt problemstillinger knyttet til finansielle instrumenter. Han reviderer to foretak som produserer kraft i tillegg til noen trading-foretak som også er i kraftbransjen. I tillegg har han en del erfaring med sikring fra andre foretak han har revidert. Østen har holdt kurs innen IFRS og er en del av KPMGs energi-satsing. Videre har han erfaring innen revisjon av krafthandel og har jobbet spesifikt med vurdering og verdsettelse av kraftkontakter. Østen har erfaring med IAS 39, IFRS 9, IFRS 13 og IFRS 7 ("Preben Magnus Østen").

3.2.4.1.3 Intervjusituasjonen

Det er viktig å være godt forberedt før et intervju. Som McCracken (1988) påpeker, er selve intervjusituasjonen den viktigste muligheten for den kvalitative forskeren til å samle inn informasjon, men også den mest utfordrende delen:

«It is the interview in itself that is the most important opportunity to pursue this search. It is also the most challenging. The respondent encounters salient data in the midst of a very crowded and complicated speech event. There is virtually no opportunity for unhurried identification or reflection. There is also the pressing knowledge that this opportunity will never come again. What the investigator does not capture in the moment will be lost forever. This is a challenging occasion because mistakes are both easy to make and impossible to rectify» (McCracken, 1988, s. 38).

Under intervjuene prøvde vi å lytte nøye etter nøkkelbegreper og forfølge disse når de kom opp. Dette kalles sondering (probing på engelsk). Taktikken vi fulgte kan beskrives som:

«One of the keys to successful interviewing is knowing when and how to probe. The general strategy of qualitative interviewing can be described as follows: ask open-ended, descriptive questions about general topics; wait for people to talk about meaningful experiences in their lives or what is important from their points of view; probe for details and specific descriptions of their experiences and perspectives. Throughout the interviewing, the researcher follows up on topics that have been raised by asking specific questions, encourages the informant to provide details, and constantly presses for clarification of the informant's words» (Taylor & Bogdan, 1998, s. 106).

Det viktigste var å generere tilstrekkelig informasjon rundt nøkkelbegrepene slik at vi kunne få nok data til vår analyse.

3.2.5 Analyse av datamaterialet

McCracken (1988) sier at analysen av kvalitative data kanskje er det mest krevende og minst undersøkte aspektet ved den kvalitative forskningsprosessen (McCracken, 1988, s. 41). Vanskelighetene kan beskrives på følgende måte:

«Qualitative data tend to overload the researcher badly at almost every point: the sheer range of phenomena to be observed, the recorded volume of notes, the time required for write-up, coding, and analysis can all become overwhelming. But the most serious and central difficulty in the use of qualitative data is that methods of analysis are not well formulated»
(Van Maanen, 1983, s. 118).

Diktafon ble benyttet i alle intervjuene unntatt to etter godkjenning fra intervjuobjektet, og vi informerte alle om hvordan opptakene ville bli lagret, samt at de ville bli slettet etter prosjektslutt. I etterkant av hvert intervju hørte vi igjennom opptaket og skrev ut hele intervjuet i tekst. Denne omsetningen fra tale til tekst, transkripsjonen, ble utført av oss. Transkribering er tidskrevende, men vi valgte å gjøre en nøyaktig transkripsjon av alle lydopptakene slik at vi hadde all informasjonen tilgjengelig før vi begynte å bearbeide dataene. Dette reduserer også sjansen for feilsitering og styrker oppgavens relabilitet. I tillegg er transkribering en viktig del av analyseprosessen fordi ved å lytte og skrive kommer nye tanker. Ideer til koding dukker også opp under transkripsjonen. Ord som gjentar seg og viktige setninger blir lett synlige (Nilssen, 2012, s. 47). Kjennetegnet med en induktiv og kvalitativ metode er at man utvikler konsepter, får innsikt i og skaper forståelse for forskningstemaet ved å se på mønstre i dataene (Taylor & Bogdan, 1998, s. 7). Det var denne metoden vi fulgte.

Det finnes ingen oppskrifter eller regler for analyseprosessen i kvalitativ forskning. Enhver forsker utvikler sin egen måte å analysere kvalitativt datamateriale på. Etersom hver kvalitative studie er unik, vil også den analytiske tilnærmingen være unik. Som forskere utvikler vi derfor metoder og prosedyrer for analyse og tolkning som er tilpasset den enkelte studie. Vi kan få ideer og bli inspirert fra det andre har gjort (Nilssen, 2012, s. 15).

Å redusere, forenkle og få mening ut av kompleksiteten er utfordringen i kvalitative studier med en induktiv tilnærming. Koding er det første steget i prosessen med å redusere en stor mengde datamateriale til noen få temaer, dimensjoner eller kategorier som fanger essensen i materialet. Gibbs (2007) beskriver at «*Codes are simply a way of organizing your thinking about the text and your research notes*» (Gibbs, 2007, s. 39). I arbeidet med å se mønstre i dataene hjalp det oss å se på Strauss og Corbin (1998) sin konstant komparative analysemetode. Etter transkripsjonen av alle intervjuene, leste vi nøye igjennom og kommenterte underveis. Dette ble begynnelsen på prosessen med å ordne datamaterialet i ulike kategorier, noe som er tilsvarende det Strauss og Corbin (1998) omtaler som åpen koding. Åpen koding betyr å identifisere, kode, klassifisere og sette navn på de viktigste mønstrene i materialet. Deretter sorterte vi kategoriene under overordnede begreper. Ved å gå igjennom datamaterialet på nytt fant vi frem til fem hovedkategorier, det som Strauss og Corbin (1998) omtaler som aksial koding. Disse hovedkategoriene var risikostyringsstrategi, «svært sannsynlig»-kravet, måling av ineffektivitet, sikring av en bestanddel og notekravene. Dette var en omfattende reduksjonsprosess, men til slutt satt vi igjen med noen få kategorier som fanget opp essensen i datamaterialet.

3.2.6 Skrivningen

Det siste steget i vår forskningsprosess var å skrive ned våre funn. Som nevnt tidlig i kapitlet er forskningsprosessen ikke en lineær prosess og skrivningen pågikk gjennom alle stegene. Det å skrive ned funn er selve kulminasjonen av forskningsprosessen siden formålet med forskning ikke bare er at forskeren selv skal finne ut av forskningstemaet, man skal også dele denne forståelsen med andre (Taylor & Bogdan, 1998, s. 167).

Nilssen (2012) sier at det tradisjonelle synet på skriveprosessen som en overføring av ferdig tenkte og formulerte tanker til papir eller skjerm i dag er erstattet av et syn på skriving som oppdagelse og utforskning (Nilssen, 2012, s. 54). Elbow (1973) uttrykker ett lignende syn på skriveprosessen med «*Meaning is not what you start out with but what you end up with*» (Elbow, 1973, s. 15). En tilsvarende

skriveprosess har vi vært igjennom i denne oppgaven, hvor skrivingen har pågått samtidig som vi har lært mer om forskningstemaet.

3.3 Styrker og svakheter ved valgt forskningsdesign og metode

Vi vil at denne forskningen skal tilføre leseren mest mulig verdi og da er det viktig å beskrive hva vi ser som styrker og svakheter med det ovennevnte forskningsdesignet og metoden. Kjennetegn ved forskning av høy kvalitet er gyldighet, relevans og pålitelighet.

Bruken av intervjuer som metodisk verktøy tilfører oppgaven en høy grad av gyldighet og relevans. Vi brukte god tid på å utarbeide presise spørsmål, slik at intervjuobjektet kunne gi oss mest mulig relevante tilbakemeldinger opp mot problemstillingen vår. Vi sendte intervju spørsmålene en uke i forveien slik at intervjuobjektene kunne forberede. Bruken av sondering i løpet av intervjuet fikk intervjuobjektene til å utdype sine tanker rundt problemstillingen vår.

Imidlertid kan det stilles spørsmål ved påliteligheten til studien. Påliteligheten til en studie betyr at dersom tilsvarende datainnsamlings- og analysemetode skulle blitt brukt av en annen forsker, burde resultatene bli tilnærmet de samme (Saunders, Lewis & Thornhill, 2016, s. 202). Siden vi har valgt ut intervjuobjekter med spesialkompetanse på området, er det en utfordring å måle påliteligheten. En styrke med at vi utførte intervjuer er at vi kunne gå i dybden på temaet og fikk frem synspunktene til hver og en av intervjuobjektene. Dataenes gyldighet, relevans og pålitelighet vil bli ytterligere diskutert i avsnitt 6.9 i forbindelse med presentasjonen av våre funn.

4 Risiko og risikostyring

4.1 Risiko

4.1.1 Definisjon av risiko

Alle foretak er eksponert for ulike typer risiko. Det har blitt gjort flere forsøk på å etablere allment aksepterte definisjoner av risiko. Å bli enig om en universell definisjon av risiko har vist seg å være vanskelig (Aven, 2016, s. 3). Society for Risk Analysis (SRA) oppsummerer forskjellige definisjoner på risiko. Den definisjonen som passer best for risikoene som norske vannkraftprodusenter møter er: «Risk is the potential for realization of unwanted, negative consequences of an event» (”SRA Glossary”, 2015, s. 3). Det er denne definisjonen vi bruker i oppgaven.

4.1.2 Risikokilder for norske vannkraftprodusenter

Norske vannkraftprodusenter er eksponert for risiko på en rekke områder, hvorav de viktigste er markedsrisiko, tilsigsrisiko, operasjonell risiko og regulatorisk risiko. I tillegg påtar norske vannkraftprodusenter seg finansiell risiko. Finansiell risiko er ytterligere inndelt i valutarisiko, motpartsrisiko og renterisiko. Renterisiko er ikke en spesifikk risiko for norske vannkraftprodusenter, og vi har valgt å ikke omtale denne videre. Vi fokuserer på markedsrisiko og finansiell risiko, da disse er mest relevante for de sikringsforholdene vi beskriver senere i oppgaven. I vår inndeling og beskrivelse av risikoene har vi tatt utgangspunkt i årsrapportene fra 2017 til norske vannkraftprodusenter.

4.1.2.1 Markedsrisiko

Walker (2013) definerer markedsrisiko som «(...) the risk posed by market conditions resulting in the pricing and evaluation of assets» (Walker, 2013, s. 20). Norske vannkraftprodusenter er eksponert for en betydelig markedsrisiko som følge av usikkerhet om fremtidig prisutvikling på kraftleveranser. De aktørene som har magasinkraftverk har en viss mulighet til å styre produksjonsvolumet etter lønnsomheten i kraftprisene. E-Co skriver eksempelvis i sin årsrapport:

«Konsernets styring av risiko er knyttet til disponeringen av vannressursene i magasinene» (E-Co Årsrapport 2017, s. 46). Statkraft er også en aktør med magasin kraftverk og de skriver i sin årsrapport:

«Kombinasjonen av sterk markedsforståelse, en integrert forretningsmodell og vannkraftverkernes reguleringssevne gjør Statkraft i stand til å optimalisere produksjonen i forhold til både kortsiktige og langsiktige variasjoner i kraftmarkedet» (Statkraft Årsrapport 2017, s. 12).

Kraftprisen er volatil og påvirkes av faktorer som varierer og er lite forutsigbare. Ifølge Statkraft er de viktigste faktorene som påvirker kraftprisene temperatur, nedbørmengde, overføringsforhold i kraftnettet, pris på andre råvarer, pris på CO₂-kvoter, støtteprogrammer, etterspørsel og digitalisering (Statkraft Årsrapport 2017, s. 26).

4.1.2.2 Finansiell risiko

Som beskrevet i avsnitt 4.1.2 er norske vannkraftprodusenter eksponert for en rekke risikokilder, deriblant markedsrisiko. Finansiell risiko er imidlertid den risikoen som et foretak påtar seg. De fleste av de norske vannkraftprodusentene som vi har sett på har en sentral finansfunksjon som samordner og ivaretar den finansielle risikoen knyttet til valuta, renter, likviditet og nye låneopptak. Både driften og produksjonen av kraft eksponerer norske vannkraftprodusenter for valuta- og renterisiko som kan påvirke konsernets resultater. I tillegg har disse foretakene både fysiske og finansielle kontrakter, noe som medfører motpartsrisiko. I de påfølgende avsnittene beskriver vi de to viktigste finansielle risikoene for norske vannkraftprodusenter.

4.1.2.2.1 Valutarisiko

Valutarisiko er usikkerhet om endringer i resultat, kontantstrøm og verdi som følge av uventede valutakursendringer (Bøhren, Michalsen & Norli, 2017, s. 542). Det nordiske kraftmarkedet har euro som handels- og clearingsvaluta. Gjennom våre intervjuer fikk vi høre at det er forskjellige syn angående i hvilken grad norske vannkraftprodusenter påtar seg valutarisiko. Et syn er at norske vannkraftprodusenter påtar seg kun en begrenset grad av valutarisiko når de agerer

i spot da både kjøper og selger er norske. I et av intervjuene uttalte en av revisorene:

«Min enkle analyse er at i utgangspunktet er det veldig begrenset valutarisiko. Selv om du selger kraften i euro, så skjer prisdannelsen i hvert enkelt prisområde og det er norske kjøpere og selgere. Da spiller det ingen rolle om du faktisk gjør opp transaksjonen i euro».

Under dette synet argumenteres det for at så lenge både kjøper og selger har NOK som funksjonell valuta, så vil valutakursen EUR/NOK kun være en oppgjørsvaluta og ikke påvirke prisen. Etter dette synet vil valutarisiko først oppstå når en norsk vannkraftprodusent har prissikret kraftprisen.

Et annet syn er at norske vannkraftprodusenter påtar seg valutarisiko siden de får de fleste av sine kraftinntekter fra fysisk og finansiell handel i euro, mens kostnadene i hovedsak er i norske kroner. For å redusere negative konsekvenser med manglende samsvar mellom inntekter i valuta og kostnader i norske kroner, bruker de fleste norske vannkraftprodusentene valutaterminkontrakter. Integrasjonen av det europeiske kraftmarkedet, som beskrevet i kapittel 2, gjør også at norske vannkraftprodusenter blir utsatt for valutarisiko i handel med internasjonale aktører. Videre er mange av de største norske vannkraftprodusentene organisert som konsern med både datterforetak og tilknyttede foretak i andre land, noe som medfører en eksponering mot valutarisiko.

4.1.2.2.2 Motpartsrisiko

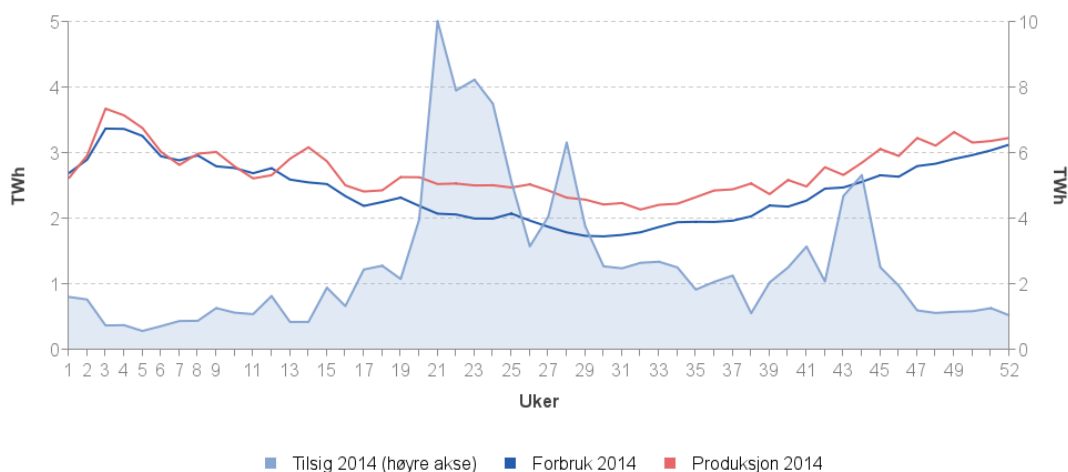
Motpartsrisiko er den risikoen en norsk vannkraftprodusent påtar seg ved å inngå en avtale med en annen aktør. Glitre Energi definerer motpartsrisiko som «risiko for at en motpart ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser» (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 70). For norske vannkraftprodusenter relaterer motpartsrisiko seg hovedsakelig til andelen bilaterale avtaler de har inngått. De andre avtalene de har inngått over børs har så lav motpartsrisiko at denne ikke er relevant siden Nord Pool og Nasdaq Clearing går inn som sentral motpart i disse, som beskrevet i avsnitt 2.3.2.3. Glitre Energi beskriver dette i sin årsrapport:

«Konsernets kjøp og salg av kraft går hovedsakelig via kraftbørsen, samt noen større aktører i bransjen. Handel med finansielle kraftkontrakter cleares som hovedregel via NASDAQ OMX Commodities. Dette innebærer at NASDAQ OMX Commodities trer inn som juridisk motpart og garanterer for oppgjør, hvilket gjør at motpartsrisikoen blir redusert betydelig. Motpartsrisiko for renteswapavtaler og valutaterminkontrakter reduseres gjennom valg av motparter/banker med høy kredittrating (minimum A-)» (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 70).

Siden all krafthandel som skjer over Nord Pool og Nasdaq OMX cleares, anses motpartsrisiko som lav for norske vannkraftprodusenter.

4.1.2.3 Tilsigsrisiko

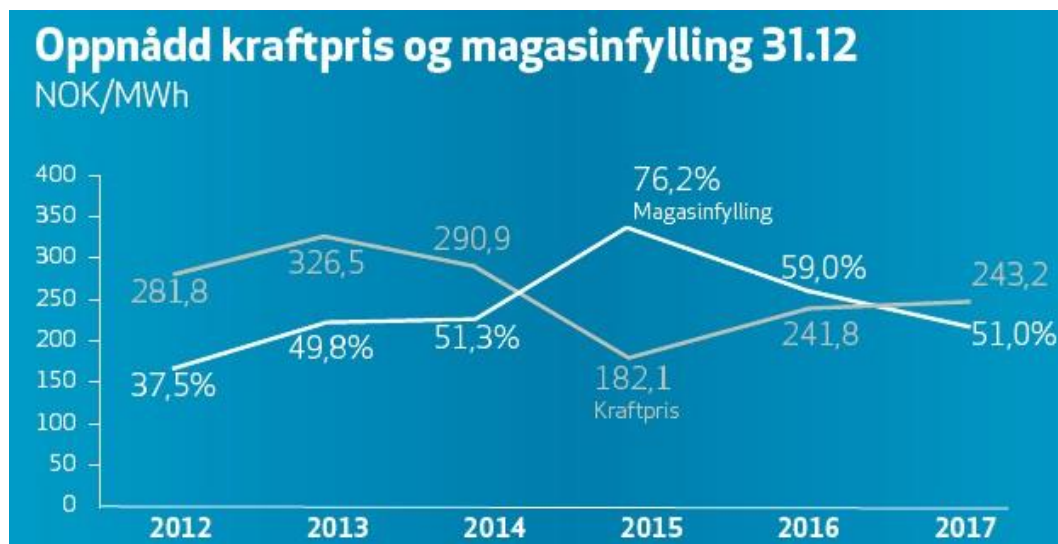
Mengden kraft en vannkraftprodusent kan produsere varierer med vanntilsiget, altså hvor mye vann som kommer inn i kraftverket. Vanntilsiget påvirkes av naturen og været i nedfallsfeltet. Det er store variasjoner i tilsiget til vannkraftverkene, både fra år til år og over tid. Normalt opplever norske vannkraftprodusenter økt tilsig på våren grunnet snøsmelting, mens i vintermånedene er det ofte lavt tilsig. Figur 14 under viser hvordan tilsiget varierte i 2014.



Figur 14: Tilsig i 2014 ("Kraftproduksjon", 2017)

Tilsigsrisiko er noe forskjellig basert på om vannkraftprodusenten har et elvekraftverk eller et magasinkraftverk. Inngår elvekraftverket i vassdrag med et nedfallsfelt, hvor det er magasinkraftverk høyere opp i vassdraget, vil også

elvekraftverket sin produksjon bli påvirket av magasinkraftverket sin mulighet til å lagre vann. Det vil være noe forsinkelse avhengig av lengden på vassdraget, men normalt vil det også være en fordel for elvekraftverket at produksjonen styres mot perioder med bedre priser og at det for eksempel er mulig å redusere flomtopper. Terrenget i nedbørsfeltet til elven vil også påvirke hvor raskt snøsmelting og nedbør vil bli til tilsig og har høyere tilsigsrisiko siden de er svært avhengig av tilsiget i elven til enhver tid. Eieren av et elvekraftverk har mindre kontroll over eget tilsig og har høyere tilsigsrisiko siden de er svært avhengig av tilsiget i elven til enhver tid. På den andre siden er et magasinkraftverk betraktelig mindre påvirket av tilsiget siden de kan lagre store mengder vann over lengre tid slik at de kan holde produksjonen oppe i perioder med lavt tilsig ("Kraftproduksjon", 2017). I tillegg gjør reguleringsevnen til et magasinkraftverk at disse vannkraftprodusentene kan produsere når det er mest lønnsomt. Dersom kraftprisen er lav, kan et magasinkraftverk velge å fylle opp magasinet og utsette produksjonen til kraftprisen øker. Figur 15 illustrerer hvordan en vannkraftprodusent med magasinkraftverk utnytter reguleringsevnen til et magasin ved å fylle opp magasinet når kraftprisen er lav og produsere mer når kraftprisen er høyere.



Figur 15: Nordkraft – Oppnådd kraftpris og magasinfylling 31.12.2017 (Nordkraft Årsrapport 2017, s. 5)

Tilsigsrisiko kan ikke sikres over Nasdaq OMX, men det er likevel mulig for norske vannkraftprodusenter å sikre tilsiget ved å inngå bilaterale avtaler der man bytter faktisk produksjon mot definert produksjon. Eksempler på aktører som er villige til å gå inn som motpart i slike avtaler er Axpo og Statkraft. I tillegg kan tilsigsrisiko sikres ved å inngå værderivater. For eksempel beskriver professor i stokastisk analyse, finans, forsikring og risiko ved Universitetet i Oslo, Fred Espen Benth, at man ved Chicago Mercantile Exchange (CME) kan handle mange forskjellige finansielle kontrakter som er basert på været. Det er eksempelvis mulig for en norsk vannkraftprodusent å inngå en framtidskontrakt på temperaturen målt i Oslo, ved at man bytter den temperaturen som faktisk blir målt med en fast temperatur. Denne kontrakten er innrettet slik at hvis gjennomsnittstemperaturen blir høyere enn den på forhånd avtalte temperaturen, vil vannkraftprodusenten motta differansen i form av penger. I motsatt tilfelle vil vannkraftprodusenten måtte betale en sum penger tilsvarende differansen (Benth, 2015).

4.1.2.4 Operasjonell risiko

Operasjonell risiko kan defineres som «*the risk of loss resulting from inadequate or failed internal processes, people and systems, or from external events*» (Walker, 2013, s. 20). Glitre Energi definerer operasjonell risiko som «*risiko for tap som følge av mangelfulle interne prosesser, menneskelige feil, systemfeil eller eksterne hendelser*» (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 72). Skader på produksjonsanlegg er en operasjonell risiko som kan få store konsekvenser for vannkraftprodusentene da dette medfører at de ikke får produsert kraft. E-Co Energi har eksempelvis valgt å inngå forsikringsavtaler for å begrense risikoen knyttet til driften. Denne forsikringen dekker tapte kraftproduksjon ved avbrudd og skader på produksjonsanlegg samt annen eiendom (E-Co Årsrapport 2017, s. 19).

Ytre miljø påvirker også operasjonell risiko. Norske vannkraftprodusenter har flere plikter overfor miljøet. Glitre Energi har kraftverk plassert i noen av landets beste fiskeelver. Foretaket samarbeider tett med fiskeforeningen for at fisken skal få best mulig levekår i elven. For eksempel bidrar de til årlig stamfiske gjennom å tilpasse vannføringen fra Dam Tyrifjord (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 37).

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) og informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT) er viktige virkemidler for å redusere operasjonell risiko. Alle de norske vannkraftprodusentene vi har sett på har omfattende retningslinjer for å ivareta ytre miljø, HMS og IKT.

4.1.2.5 Regulatorisk risiko

Regulatorisk risiko kan defineres som «*changes in tariffs, taxes, and other politically-driven policy that can alter the business operations and profitability of the enterprise*» (Walker, 2013, s. 20). Som beskrevet i avsnitt 2.4 er norske vannkraftprodusenter underlagt en rekke krav i konsesjoner og øvrige regelverk. Endringer i disse regelverkene kan potensielt skape store konsekvenser for foretakene. For eksempel skriver Agder Energi i sin årsrapport at «*endringer i rammevilkår og politiske beslutninger påvirker handlingsrommet og utgjør en betydelig del av konsernets risikobilde*» (Agder Energi Årsrapport 2017, s. 20).

4.2 Risikostyring

Med risikostyring mener vi det engelske begrepet «risk management», som indikerer at foretaket tar en aktiv rolle i hvordan man forholder seg til risiko for å stille mest mulig forberedt på usikkerhet. SRA (2015) definerer risikostyring som: «*Activities to handle risk such as prevention, mitigation, adaption or sharing. It often includes trade-offs between costs and benefits of risk reduction and choice of a level of tolerable risk*» (“SRA Glossary”, 2015, s. 14).

Utviklingen av risikostyring går langt tilbake i tid. Et eksempel på tidlig risikostyring er tiltak for å sikre at mennesker ikke skulle sulte selv hvis avlingene ikke slo til (Bernstein, 1998). Risikostyring er i dag en integrert del av de valgene vi gjør, fra å bruke bilbelte til å kjøpe forsikring. Risikostyring i et foretak handler om å treffe tiltak for å gjøre foretaket mindre sårbar for usikkerhet. Disse tiltakene integreres i foretakets strategiske valg og daglige drift. Foretak har ulik praksis for risikostyring avhengig av dets kapasitet og størrelse (Jensen, 2015, s. 1).

Den typen risikostyring som vi skal fokusere på i denne oppgaven er den norske vannkraftprodusenter utøver for sikring av markedsrisiko og finansiell risiko. I de følgende avsnittene beskriver vi hvordan norske vannkraftprodusenter foretar risikostyring av disse to risikoene.

4.2.1 Norske vannkraftprodusenters risikostyring av markedsrisiko

Norske vannkraftprodusenter bedriver risikostyring i forhold til kraftpris. Den vanligste risikostyringen av markedsrisiko er å sikre kontantstrømmen som kommer fra et fremtidig kraftsalg for å oppnå forutsigbar inntjening, og unngå store negative konsekvenser ved lave kraftpriser. Ved å drive slik risikostyring unngår de store endringer i kontantstrøm, som kunne ha påvirket foretakets daglige drift. Imidlertid kan sikring også føre til at foretaket taper mulige gevinster ved gunstige bevegelser i prisen av kraft. Mange norske vannkraftprodusenter er villige til å ofre dette for å oppnå stabile fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Glitre Energi skriver eksempelvis i sin årsrapport at «Målet med risikostyringen er å oppnå en stor grad av forutsigbarhet i kontantstrøm etter skatt i NOK» (Glitre Energi Årsrapport 2017, s. 67).

Risikostyringsverktøy norske vannkraftprodusenter anvender for å sikre seg mot markedsrisiko er bilaterale avtaler og derivater i form av futureskontrakter, forwardkontrakter og EPADer, slik vi har beskrevet i kapittel 2. Statkraft (2017) beskriver sine risikostyringsverktøy slik: «Statkraft demper markedsrisiko i energimarkedene ved å handle fysiske og finansielle instrumenter i flere markeder, i tillegg til å inngå langsiktige, bilaterale avtaler» (Statkraft Årsrapport 2017, s. 26). Agder Energi skriver i sin årsrapport at de «(...) inngår salgssavtaler og handler med ulike finansielle instrumenter for å sikre kraftprisinntektene. Dette bidrar til å stabilisere foretakets inntekter fra år til år, som anses ønskelig med tanke på den store usikkerheten som er knyttet til kraftprisen» (Agder Energi Årsrapport 2017, s. 79).

Når norske vannkraftprodusenter vil sikre kontantstrømmen fra et fremtidig kraftsalg, er en utfordring at kraften selges til områdeprisen der kraftverket ligger

mens terminkontraktene er basert på systempris. Nordkraft beskriver denne problemstillingen slik:

«Finansielle sikringer foretas i forhold til systemprisen, og konsernet er fortsatt utsatt for prisrisiko ved at fysisk produksjon og kraftsalg avregnes etter områdeprisen for NO4. I perioder hvor områdeprisene avviker betydelig fra systemprisen, vil dette påvirke sikringseffektiviteten. Det er ikke et likvid marked for å sikre denne risikoen med kontrakter for områdeprisforskjeller» (Nordkraft Årsrapport 2017, s. 29).

I kapittel 6 viser vi et eksempel på hvordan norske vannkraftprodusenter bruker derivater til å sikre et fremtidig kraftsalg. Vi viser også hvordan man behandler ineffektiviteten som oppstår ved at terminkontraktene er basert på systempris, mens kraft handles til områdepris.

4.2.2 Norske vannkraftprodusenters finansielle risikostyring

Som nevnt under avsnitt 4.1.2.2 finnes det flere typer finansiell risiko. I de følgende avsnittene beskriver vi de vanligste risikostyringsverktøyene norske vannkraftprodusenter bruker for å dempe valutarisiko og motpartsrisiko.

4.2.2.1 Norske vannkraftprodusenters risikostyring av valutarisiko

De vanligste risikostyringsverktøyene for norske vannkraftprodusenter for å dempe valutarisiko er valutaterminer og valutalån. Valutasikring med bruk av terminkontrakter kan skje uavhengig av den sikringen norske vannkraftprodusenter gjør av kraftpris med forwards- og futureskontrakter. TrønderEnergi beskriver eksempelvis i sin årsrapport at konsernet har et lån i euro i tillegg til kontoer i svenske kroner, US dollar og euro med trekkrettigheter (TrønderEnergi Årsrapport 2017, s. 40).

4.2.2.2 Motpartsrisiko som oppstår fra finansiell risikostyring

Norske vannkraftprodusenter utøver finansiell risikostyring med handel av finansielle instrumenter, dette medfører motpartsrisiko. Motpartsrisiko er en risiko som oppstår som følge av risikostyringsaktivitetene til norske vannkraftprodusenter og ikke en risiko som eksisterer før

risikostyringsaktivitetene. Imidlertid, som nevnt i avsnitt 4.1.2.2.2, anses motpartsrisikoen for norske vannkraftprodusenter som lav da hoveddelen av inngåtte kraftkontrakter cleares på Nasdaq OMX. Kraftkontraktene som inngås av norske vannkraftprodusenter blir ofte basert på en vurdering av motpartens kredittrating. Agder Energi beskriver hvilke tiltak de har iverksatt for å håndtere motpartsrisiko slik:

«(...) for inngåtte kraftkontrakter fastsettes rammene mot den enkelte motpart med utgangspunkt i en intern kredittrating. Denne er blant annet basert på finansielle nøkkeltall. Motpartene blir her gruppert i ulike klasser som tildeles en ramme for eksponering. Bilaterale kontrakter er underlagt rammer for hver motpart både med hensyn til beløp og varighet» (Agder Energi Årsrapport 2017, s. 82).

4.3 Risikostyringsstrategi og risikostyringsmål under IFRS 9

Risikostyring blir iverksatt i et foretak gjennom utarbeidelse av en risikostyringsstrategi. Risikostyringsstrategien deles opp i flere risikostyringsmål. IFRS 9 beskriver hvordan foretak skal regnskapsføre sine risikostyringsaktiviteter. Når en norsk vannkraftprodusent driver risikostyring ved bruk av et derivat for å sikre kontantstrømmen forbundet med et fremtidig kraftsalg, er det forskjellig regnskapsmessig behandling av det finansielle instrumentet og inntekten. Dette kan føre til volatilitet i resultatet. For å gi en dekkende fremstilling i regnskapet av den motvirkende effekten denne sikringsaktiviteten har for foretaket, kan sikringsbokføring benyttes. Sikringsbokføring er beskrevet i kapittel 5 i denne oppgaven. En viktig del av vurderingen om et sikringsforhold oppfyller kravene til sikringsbokføring under IFRS 9, er om det finnes en link mellom sikringsforholdet og foretakets risikostyringsstrategi.

IFRS 9 skiller mellom et foretakets risikostyringsstrategi og dets risikostyringsmål. Et foretaks risikostyringsstrategi utarbeides på ledelsesnivå og beskriver hvordan foretaket skal håndtere sin risiko. Risikostyringsstrategien identifiserer vanligvis de risikoene som foretaket er eksponert for, og fastsetter hvordan det reagerer på disse. Den gjelder normalt for et lengre tidsrom og kan ha

en viss fleksibilitet til å reagere på endringer i forhold som oppstår mens strategien anvendes. Risikostyringsstrategien angis ofte i et generelt dokument som formidles nedover i foretaket med mer spesifikke retningslinjer (IFRS 9.B6.5.24). Som nevnt i avsnitt 4.2.1 har Glitre Energi angitt i sin årsrapport at deres overordnede risikostyringsstrategi er å oppnå en stor grad av forutsigbarhet i kontantstrøm etter skatt i NOK. Mange av de norske vannkraftprodusentene vi har sett på har definert tilsvarende risikostyringsstrategier. For å oppnå en slik risikostyringsstrategi, inngås flere sikringsforhold der vannkraftprodusenten definerer et sikringsobjekt og et sikringsinstrument. For eksempel kan sikringsobjektet defineres til å være å motta 45 euro/MWh om ett år med svært høy sannsynlighet. Sikringsinstrumentet kan da være å inngå en futureskontrakt der man mottar 45 euro/MWh for denne mengden produksjon. Hvert enkelt sikringsforhold en vannkraftprodusent inngår har et definert risikostyringsmål.

Et foretaks risikostyringsstrategi gjelder altså på et overordnet nivå for hele foretaket, mens et risikostyringsmål gjelder for et bestemt sikringsforhold. Risikostyringsmålet beskriver hvordan det øremerkede sikringsinstrumentet brukes til å sikre den bestemte eksponeringen som er øremerket som sikringsobjekt. For at en norsk vannkraftprodusent skal kunne oppfylle risikostyringsstrategien om å oppnå stor grad av forutsigbarhet i kontantstrøm etter skatt, kan risikostyringsmålet være å beskytte verdien på kraftsalget som skal skje om ett år til 45 euro/MWh. En risikostyringsstrategi inneholder ofte mange forskjellige sikringsforhold, hver med sitt eget risikostyringsmål (IFRS 9.B6.5.24). I figur 16 under viser vi et eksempel på hvordan en vannkraftprodusents risikostyringsstrategi kan være inndelt i ulike sikringsforhold, hvert med sitt eget risikostyringsmål.



Figur 16: Sammenhengen mellom en vannkraftprodusents risikostyringsstrategi, sikringsforhold og risikostyringsmål

Vi gjennomgår sikringsbokføringsreglene i IFRS 9 som har effekt på norske vannkraftprodusenter i neste kapittel, der risikostyringsstrategi, sikringsforhold og risikostyringsmål blir ytterligere diskutert.

4.4 Hvorfor risikostyring er viktig for norske vannkraftprodusenter

Moderne porteføljeteori har sin opprinnelse i arbeidet til Harry Markowitz (1952) og ble utviklet videre i hans senere arbeider (1959 og 1987). I moderne porteføljeteori er diversifisering et sentralt tema. Diversifisering går ut på at en investor bør spre risikoen sin ved å investere i flere eiendeler med korrelasjon mindre enn 1. Når en investor inkluderer flere investeringer med korrelasjon mindre enn 1 i sin portefølje vil porteføljens standardavvik reduseres, men det er ikke mulig å diversifisere bort all risiko. I en veldiversifisert portefølje kan vi dele inn porteføljens totalrisiko i to deler. Usystematisk (diversifiserbar) risiko er usikkerheten som er spesifikk for hver enkelt eiendel i porteføljen, og som en

investor kan redusere ved å diversifisere. Systematisk (ikke-diversifiserbar) risiko er risikoen som gjenstår selv etter omfattende diversifisering og skyldes usikkerhet i makrobegivenheter. Dette er hendelser som i større eller mindre grad påvirker alle foretak, og som en investor ikke kan beskytte seg mot gjennom diversifisering. En veldiversifisert portefølje har nesten bare systematisk risiko (Bodie, Kane & Marcus, 2018, s. 195). Det grunnleggende prinsippet i moderne porteføljeteori går ut at en investor bør tar hensyn til både den forventede avkastningen til hver investering og innvirkningen denne vil ha på risikoen til den samlede porteføljen (Litterman, 2003, s. 11).

Dersom forutsetningen om velfungerende markeder legges til grunn vil en økonomisk rasjonell investor diversifisere bort all den usystematiske risikoen fra sin portefølje. Dermed har ikke en slik investor behov for at foretaket selv driver risikostyring og diversifiserer bort denne risikoen. Eierstrukturen til mange norske vannkraftprodusenter står i en særstilling siden de er underlagt hjemfallsregelverket. Som beskrevet i avsnitt 2.4.1 er det slik at de norske vannkraftprodusentene som har hjemfallsrett må ha minst 2/3 offentlig eierskap for å unngå å måtte gi fra seg kraftverket vederlagsfritt til staten etter 60 år. Eierstrukturen i denne bransjen er spesiell siden det offentlige ikke har samme mulighet til å diversifisere som en privat investor. Dermed har investorene i norske vannkraftprodusentforetak en interesse av at foretaket selv driver risikostyring.

I intervjuene fikk vi høre synspunktene til vannkraftprodusentene og revisorene om viktigheten av stabile utbytter for offentlige eiere, som for eksempel kommuner og fylkeskommuner. En av vannkraftprodusentene uttalte at kommunene blant annet baserer sine budsjetter på forventet utbytte fra sitt eierskap i norske vannkraftforetak. Dersom for eksempel kommunen har budsjettert for en inntekt som ikke blir reell, oppstår det misnøye da planlagte prosjekter i kommunen ikke kan gjennomføres. Videre fortalte en av revisorene at behovet for stabile utbytter til kommunene kommer av at de følger et kontantprinsipp i forbindelse med budsjetteringen. Ordførere og rådmenn er selvsagt opptatt av verdien av foretaket, men hovedfokuset ligger på hva de kan få

i utbytte hvert år. En uforutsigbar reduksjon i utbytte kan føre til kutt i for eksempel barnehage- og sykehjemsplasser. Kommuner og fylkeskommuner er avhengig av et stabilt og forutsigbart utbytte for å kunne utøve sin rolle i samfunnet.

Som nevnt anvender norske vannkraftprodusenter sikring som en del av sin risikostyringsstrategi. Anvendelse av sikringsbokføring i konsernregnskapet kan medføre et mindre volatil resultat. For Glitre Energi, som har utbyttepolitikk basert på konsernresultat, gjør bruken av sikringsbokføring at utbyttene blir mer stabile. De fem andre vannkraftprodusentene vi har sett på anvender ikke sikringsbokføring. Fire av disse har en utbyttepolitikk som baserer seg på et justert resultat hvor man hensyntar urealiserte verdiendringer. Ved å linke utbyttepolitikken til justerbart resultat, klarer de allikevel å oppnå stabile utbytter uten sikringsbokføring. Nordkraft har ingen definert utbyttepolitikk da det er først i 2018 de har planer om å utbetale utbytte.

5 Sikringsbokføring i IFRS 9

5.1 Introduksjon til sikringsbokføring

Mange foretak bruker økonomisk sikring i sin risikostyringsstrategi for å redusere potensielle tap. Et foretak som bruker sikring i sin risikostyringsstrategi kan oppleve volatilitet i regnskapet dersom det en sikrer (sikringsobjektet) har en annen regnskapsmessig behandling enn det en sikrer med (sikringsinstrumentet). Denne volatiliteten kan gi svingninger i regnskapet som ikke reflekterer den reelle økonomiske situasjonen til foretaket (Glaum & Klöcker, 2010, s. 6). The International Accounting Standards Board (IASB) er et organ som siden 2001 har utviklet IFRS-standarder. IASB definerer sikringsbokføring som «*a mechanism by which the financial statements of reporting entities reflect their risk management activities*» (IASB, 2012). Sikringsbokføring er en regnskapsmessig teknikk som viser hvordan endringen i virkelig verdi eller kontantstrømmen til sikringsinstrumentet motvirkes av endringen i virkelig verdi eller kontantstrømmen til det øremerkede sikringsobjektet (IFRS 9.BC.6.123). Bruken av sikringsbokføring fører til at foretaket kan utligne prisendringene i sikringsobjektet med prisendringene i sikringsinstrumentet, noe som fører til mindre volatilitet i resultatet.

Frem til 1. januar 2018 har reglene for sikringsbokføring vært beskrevet i IAS 39. IASB mottok kritikk fra både regnskapsprodusenter og regnskapsbrukere angående reglene i IAS 39. Med regnskapsbrukere mener vi de som tar økonomiske beslutninger basert på informasjonen i regnskapet. IASB har utarbeidet en ny standard for finansielle instrumenter. Den nye standarden, IFRS 9, hadde pliktig implementering fra 1. januar 2018. Anvendelse av sikringsbokføringsreglene er imidlertid frivillig (IFRS 9.6.1.2).

I dette kapittelet har vi tatt utgangspunkt i sikringsbokføringsreglene i IFRS 9 og kommenterer de viktigste endringene i forhold til sikringsbokføringsreglene i IAS 39. I tillegg har vi gjennomgått IFRS 9 Financial Instruments Basis for Conclusions (IFRS 9.BC). I Basis for Conclusions oppsummerer IASB de hensynene som har vært vektlagt i utviklingen av IFRS 9. Vi har beskrevet de

hensynene som utgjør sentrale endringer fra sikringsbokføringsreglene i IAS 39. Vi kommenterer også på notekravene til sikringsbokføring i IFRS 7 Financial Instruments - Disclosures (heretter omtalt som IFRS 7). Vi har valgt å beskrive de sikringsbokføringsreglene som har størst konsekvens for norske vannkraftprodusenter. Dette kan dermed ikke sees som en fullstendig gjennomgang av sikringsbokføringsreglene under IFRS 9, men en gjennomgang av de reglene som kan ha en effekt for norske vannkraftprodusenter.

5.2 Historien og motivasjonen bak endringen av sikringsbokføringsreglene

IASB har utarbeidet et rammeverk (The Conceptual Framework) som inneholder prinsippene bak standardene. IAS 8.11 definerer et kildehierarki for regnskapsmessige problemstillinger der man ikke finner en løsning i en spesifikk standard. Først skal man gå til andre relevante IFRS-standarder som omhandler lignende problemstillinger. Om ikke dette er mulig skal man gå til prinsippene i rammeverket. Det er denne forankringen i et rammeverk som gjør at IFRS i utgangspunktet er prinsippbasert (Kvifte & Johnsen, 2014, s. 54). IAS 39 hadde pliktig implementering fra desember 2003. Etter dette har standarden møtt kritikk fra regnskapsprodusenter og regnskapsbrukere for å være utpreget regelbasert.

Et av de områdene som IAS 39 fikk betydelig kritikk for både av regnskapsprodusenter og regnskapsbrukere, var reglene om sikringsbokføring. Kritikken gikk ut på regnskapsprodusentenes vanskelighet med å gjenspeile foretakets risikostyringsaktiviteter i regnskapet og regnskapsbrukernes vanskelighet med å forstå foretakets risikostyring (IFRS 9.BC.6.17). Kritikken fra regnskapsprodusenter gikk ut på at mange mente at de under sikringsbokføringsreglene under IAS 39 ofte stod overfor et kompromiss. Enten å implementere en sikringsstrategi som var økonomisk suboptimal, men som ville kvalifisere for sikringsbokføring. Alternativt, å implementere den optimale økonomiske sikringsstrategien, men som ikke ville kvalifisere for sikringsbokføring. Dette kompromisset har ført til at sikringsstrategiene til foretak ofte har vært påvirket av regnskapsstandarden (Panaretou, et. al., 2013, s. 116).

Regnskapsbrukerne uttalte at sikringsbokføring under IAS 39, og de tilhørende noteopplysningene i IFRS 7, ikke reflekterte foretakets risikostyring. Flere av regnskapsbrukerne måtte be om tilleggsinformasjon fra foretakene om sikring for å kunne utføre sine analyser (IFRS 9.BC.6.9). IASB beskrev denne kritikken som *«The hedge accounting requirements in IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement were complex and rule-based. They involved trying to fit transactions that were originated for risk management purposes into an accounting framework that was largely divorced from the purpose of such transactions»* (IFRS 9.BC.6.8).

Kritikken mot sikringsbokføringsreglene i IAS 39 gjorde at IASB fikk henvendelser om å utarbeide nye regler for sikringsbokføring (IFRS 9.BC.6.10). Et sentralt hensyn for IASB i utarbeidelsen av nye standarder er at de skal føre til bedre grunnlag for økonomiske beslutninger for regnskapsbrukere (IFRS 9.BC.6.1). IASB bestemte seg for å introdusere sikringsbokføringsregler i IFRS 9 som i større grad skulle reflektere resultatet av foretakets risikostyringsaktiviteter i regnskapet, ved å ta utgangspunkt i risikostyringsstrategien (IFRS 9.BC.6.10).

I et høringsutkast om sikringsbokføringsreglene, publisert i desember 2010, foreslo IASB fem områder med endringer: hvilke finansielle instrumenter som skal kvalifisere som sikringsinstrument, hvilke objekter (eksisterende eller forventede) som skal kvalifisere som sikringsobjekt, en målbasert effektivitetsvurdering, hvordan et foretak skal regnskapsføre et sikringsforhold, og sikringsbokføringens presentasjon og notekrav (IFRS 9.BCIN.10). Etter offentliggjøringen av høringsutkastet begynte IASB en omfattende innsamling av tilbakemeldinger fra regnskapsbrukere, regnskapsprodusenter, skattemyndigheter, risikostyringsekspertter, revisorer, standardsettere og regulatorer fra en rekke bransjer (IFRS 9.BCIN.11). IASB mottok sterk støtte for målet om å tilpasse sikringsbokføringsreglene mer med risikostyring (IFRS 9.BCIN.12). Om denne endringen uttalte IASB:

«The IASB believes that the new hedge accounting requirements address this issue. Under the new model, it is possible for the financial statements of an entity to reflect its risk management activities rather than simply

complying with a rule-based approach, such as the approach in IAS 39. Overall, the IASB's assessment is that these new requirements will bring significant and sustained improvements to the reporting of hedging activities. In addition, entities will be able to use information that they have prepared for the purpose of undertaking their hedging activities as the basis for demonstrating compliance with the hedge accounting requirements» (IFRS 9.BC.6.11-12).

Den endelige standarden ble ferdigstilt i juli 2014. IASB forventer at endringene i sikringsbokføringsreglene vil ha implikasjoner for mange forskjellige foretak siden det er en mer prinsippbasert tilnærming (IFRS 9.BC.6.13).

5.3 Formålet med sikringsbokføring

I IAS 39 var det ikke definert noe klart formål med sikringsbokføring. Dette har blitt endret under IFRS 9. IFRS 9.6.1.1 definerer formålet med sikringsbokføring som:

«to represent, in the financial statements, the effect of an entity's risk management activities that use financial instruments to manage exposures arising from particular risks that could affect profit or loss».

Med denne presiseringen av sikringsbokføringens formål håper IASB at regnskapet bedre skal reflektere foretakets risikostyringsaktiviteter (IFRS 9 BC.6.11).

5.4 Sikringsinstrument

Under sikringsbokføring er sikringsinstrumentet det verktøyet foretaket bruker for å redusere eller eliminere effekten av en risiko foretaket er eksponert for. En kritikk av reglene for sikringsinstrumenter under IAS 39 var at de ekskluderte noen typer finansielle instrumenter, selv om disse utgjorde en effektiv motregning av risikoene definert i risikostyringsstrategien. IASB har svart på denne kritikken ved å åpne opp for at flere finansielle instrumenter skal kunne kvalifisere som sikringsinstrument under IFRS 9 (IFRS 9.BC.6.21).

Vi vil først beskrive de tre typene sikringsinstrumenter som kan være aktuelle for norske vannkraftprodusenter, deretter beskriver vi gjeldende regler for sikringsinstrument i IFRS 9.

5.4.1 Sikringsinstrumenter for norske vannkraftprodusenter

5.4.1.1 Derivat

Det mest brukte sikringsinstrumentet for norske vannkraftprodusenter er et derivat. Derivat-definisjonen fra IFRS 9 Appendiks A er gjengitt i avsnitt 2.3.2.2. Derivater er en samlebetegnelse for forwards, futures og opsjoner. Norske vannkraftprodusenter anvender som oftest futureskontrakter eller DS futureskontrakter som sikringsinstrument.

5.4.1.2 Innebygde derivater

Et innebygd derivat er definert i IFRS 9.4.3.1 som:

«a component of a hybrid contract that also includes a non-derivative host – with the effect that some of the cash flows of the combined instrument vary in a way similar to a stand-alone derivative».

I vurderingen av om en kontrakt inneholder et innebygd derivat, ser man etter implisitte eller eksplisitte vilkår i kontrakten som tilsier at det er et derivat.

Dersom kontrakten inneholder et innebygd derivat, skal det skilles ut fra vertskontrakten og regnskapsføres separat som et derivat dersom følgende tre kumulative kriteriene er oppfylt:

- a) *«the economic characteristics and risks of the embedded derivative are not closely related to the economic characteristics and risks of the host;*
- b) *a separate instrument with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative; and*
- c) *the hybrid contract is not measured at fair value with changes in fair value recognised in profit or loss (i.e. a derivative that is embedded in a financial liability at fair value through profit or loss is not separated)»*
(IFRS 9.4.3.3).

Et innebygd derivat som har blitt skilt ut fra vertskontrakten kan dermed kvalifisere som sikringsinstrument (IFRS 9.6.2.1). Innebygde derivater er relevant

for norske vannkraftprodusenter da Finanstilsynet har påpekt at for norske kraftkontrakter der både kjøper og selger er norske, mens kontrakten er i euro, skal eurokomponenten skilles ut som et innebygget derivat (Finanstilsynet, 2016).

5.4.1.3 Ikke-derivative finansielle instrumenter

Om et finansielt instrument ikke oppfyller ett eller flere av de tre kumulative vilkårene for å være et derivat, beskrevet i avsnitt 2.3.2.2, betegnes det som et ikke-derivativt finansielt instrument. I de sikringsforholdene vi beskriver i denne oppgaven vil sikringsinstrumentet være et derivat.

5.4.2 Regnskapsføring av sikringsinstrument

Instrumentene som IFRS 9 definerer som mulige sikringsinstrumenter er derivater og ikke-derivative finansielle eiendeler og forpliktelser som måles til virkelig verdi over resultatet (IFRS 9.6.2.1-2). Et vilkår er imidlertid at kontrakten er inngått med en ekstern part i forhold til det rapporterende foretaket (IFRS 9.6.2.3). IFRS 9 angir noen begrensninger for hva som kan være sikringsinstrument. Disse er ikke relevante for de sikringsforhold som omhandles i denne oppgaven.

Under IAS 39 var det kun tillatt å definere ikke-derivative finansielle eiendeler og forpliktelser som sikringsinstrument for å sikre valutarisiko (IAS 39.72). IASB bestemte å tillate at ikke-derivative finansielle eiendeler og forpliktelser som måles til virkelig verdi over resultatet, kan øremerkes som sikringsinstrument under IFRS 9. Det finnes et unntak fra denne bestemmelsen, men det er ikke relevant for oppgaven.

Under IFRS 9 skal sikringsinstrumentet øremerkes i sin helhet. Imidlertid er det lov å skille ut tidsverdien av en opsjon, termindelen av en ikke-børsomsatt terminkontrakt og en andel av hele sikringsinstrumentet (IFRS 9.6.2.4). Standarden åpner også opp for muligheten til å kombinere derivater, ikke-derivater eller en andel av dem, og øremerke disse sammen som sikringsinstrument (IFRS 9.6.2.5).

Norske vannkraftprodusenter bruker ofte futureskontrakter som sikringsinstrument, og i noen tilfeller også EPADer. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 6.

5.5 Sikringsobjekt

Sikringsobjektet er den eksponeringen som utsetter foretaket for risiko. Det er denne risikoen som sikres i et sikringsforhold. IFRS 9.6.3.1 angir at sikringsobjektet kan defineres som fire forskjellige kategorier. Videre vil vi først beskrive disse fire typene sikringsobjekter, og deretter fremlegge gjeldende regler for sikringsobjekt i IFRS 9.

5.5.1 Sikringsobjekter for norske vannkraftprodusenter

5.5.1.1 Innregnet eiendel/forpliktelse

Det er etter IFRS 9 mulig å definere en innregnet eiendel eller forpliktelse som sikringsobjekt. I denne oppgaven vil vi ikke omtale noen sikringsforhold der dette er definert som sikringsobjekt.

5.5.1.2 Bindende tilsagn

Et bindende tilsagn er definert i IFRS 9 Vedlegg A som «*a binding agreement for the exchange of a specified quantity of resources at a specified price on a specified future date or dates*». Et bindende tilsagn i seg selv kan ikke være en kontrakt innenfor virkeområdet til IFRS 9, det er kun ikke-innregnede bindende tilsagn som kan kvalifisere som sikringsobjekt. Et eksempel på et bindende tilsagn for en vannkraftprodusent er en bilateral avtale med et industriforetak der man har et kontraktsfestet fremtidig salg av kraft til en spesifisert pris på et gitt tidspunkt. Imidlertid vil ikke-innregnede bindende tilsagn ha marginal betydning for de sikringsforholdene vi beskriver i denne oppgaven.

5.5.1.3 Forventet transaksjon

En forventet transaksjon er definert i IFRS 9 Vedlegg A som «*an uncommitted but anticipated future transaction*». For at en forventet transaksjon skal kvalifisere

som et sikringsobjekt, må denne være svært sannsynlig (IFRS 9.6.3.3). Det mest vanlige sikringsobjektet for de sikringsforholdene vi skal beskrive i denne oppgaven er forventede transaksjoner. Vi vil derfor fokusere på denne typen sikringsobjekt i resten av oppgaven.

5.5.1.4 Nettoinvestering i en utenlandsk virksomhet

Det er etter IFRS 9 mulig å definere en nettoinvestering i en utenlandsk virksomhet som sikringsobjekt. I denne oppgaven vil vi ikke omtale noen sikringsforhold der dette er definert som sikringsobjekt.

5.5.2 Regnskapsføring av sikringsobjekt

IFRS 9 definerer mulige sikringsobjekt som en innregnet eiendel eller forpliktelse, et ikke-innregnet bindende tilsagn, en svært sannsynlig forventet transaksjon eller en nettoinvestering i utenlandsk virksomhet. I tillegg er det tillatt at sikringsobjektet kan være en bestanddel av en slik post eller en gruppe av slike poster (IFRS 9.6.3.1). Tilsvarende som for et sikringsinstrument, er det bare ikke-innregnede bindende tilsagn eller svært sannsynlige forventede transaksjoner med en ekstern part i forhold til det rapporterende foretaket som kan øremerkes som sikringsobjekt (IFRS 9.6.3.5). Det er krav om at sikringsobjektet skal kunne måles på en pålitelig måte (IFRS 9.6.3.2).

Om sikringsobjektet er en forventet transaksjon, eller en bestanddel av en forventet transaksjon, skal denne være svært sannsynlig (IFRS 9.6.3.3). Det finnes ingen definisjon på «svært sannsynlig» i IFRS 9. Kildehierarkiet i IAS 8.11 angir at dersom man ikke finner en regnskapsmessig løsning i en spesifikk IFRS-standard kan man gå til andre relevante IFRS-standarder som omhandler lignende og tilknyttede spørsmål. IFRS 5 Non-current Assets Held for Sale and Discounted Operations Vedlegg A definerer sannsynlig som «*more likely than not*» og svært sannsynlig som «*significantly more likely than probable*». Vurderingen av «svært sannsynlig»-kravet for en forventet transaksjon vil bli diskutert i avsnitt 6.4.

Som tidligere nevnt er det etter IFRS 9 tillatt å øremerke en bestanddel av et ikke-innregnet bindende tilsagn eller en bestanddel av en svært sannsynlig forventet transaksjon som sikringsobjekt. En bestanddel omfatter mindre enn hele endringen i den virkelige verdien eller variabiliteten i kontantstrømmen til en post. IFRS 9.6.3.7 definerer tre typer øremerking av en bestanddel som sikringsobjekt. Den første er i de tilfellene der endringen i kontantstrømmene eller i den virkelige verdien til posten kan henføres til en bestemt risiko eller risikoer (risikobestanddel), forutsatt at risikobestandsdelen, basert på en vurdering innenfor rammen av den bestemte markedsstrukturen, kan identifiseres separat og måles på en pålitelig måte. Den andre er om man kan velge ut en kontraktsregulert kontantstrøm. Den tredje er om man angir et nominelt beløp av en post. Muligheten til å øremerke en bestanddel av en ikke-finansiell gjenstand som sikringsobjekt er en viktig endring fra IAS 39. Denne endringen gjør at regnskapsprodusenter bedre kan reflektere foretakets risikostyringsaktiviteter i regnskapet og at regnskapsbrukerne bedre kan forstå effektiviteten av sikringsstrategien (IFRS 9.BC.6.23). I utarbeidelsen av IFRS 9 fikk IASB tilbakemeldinger på at det var ønskelig å kunne øremerke en bestanddel som kan overstige hele endringen i den virkelige verdien eller variabiliteten i kontantstrømmen til en post som sikringsobjekt (IFRS 9.BC.6.26). IASB valgte å beholde restriksjonen fra IAS 39 og ikke tillate dette da de mente at det ikke ville gi en dekkende fremstilling av det økonomiske forholdet i regnskapet (IFRS 9.BC.6.27-28).

Denne oppgaven tar for seg sikringsforhold der den norske vannkraftprodusenten har definert sikringsobjektet som en svært sannsynlig forventet transaksjon i form av et fremtidig salg av kraft i NOK. Risikoene de sikrer er enten pris, valuta eller begge. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 6.

5.6 Kvalifikasjonskriteriene for sikringsbokføring

IFRS 9.6.4.1 inneholder kumulative kriterier for at et sikringsforhold skal kvalifisere til bruk av sikringsbokføring:

-
- a) *«The hedging relationship consists only of eligible hedging instruments and eligible hedged items.*
- b) *At the inception of the hedging relationship there is a 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, the nature of the risk being hedged and how the entity will assess whether the hedging relationship meets the hedge effectiveness requirements (including its analysis of the sources of hedge ineffectiveness and how it determines the hedge ratio).*
- c) *The hedging relationship meets all of the following hedge effectiveness requirements:*
- i. there is an economic relationship between the hedged item and the hedging instrument*
 - ii. the effect of credit risk does not dominate the value changes that result from that economic relationship; and*
 - iii. the hedge ratio of the hedging relationship is the same as that resulting from the quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge that quantity of hedged item.*
However, that designation shall not reflect an imbalance between the weightings of the hedged item and the hedging instrument that would create ineffectiveness (irrespective of whether recognized or not) that could result in an accounting outcome that would be inconsistent with the purpose of hedge accounting».

I de neste avsnittene går vi gjennom kvalifikasjonskriteriene for sikringsbokføring i IFRS 9 og angir de viktigste endringene fra IAS 39.

5.6.1 Dokumentasjonskravet (IFRS 9.6.4.1 b))

De omfattende dokumentasjonskravene til sikringsbokføring fra IAS 39 videreføres med modifikasjoner i IFRS 9. Tilsvarende som under IAS 39, er det i IFRS 9 krav om en formell øremerking og dokumentasjon av sikringsforholdet og

foretakets risikostyringsmål og risikostyringsstrategi ved inngåelse av sikringen. Denne dokumentasjonen skal omfatte identifisering av sikringsinstrumentet, sikringsobjektet, arten av risiko som sikres og hvordan foretaket vil vurdere om sikringsforholdet oppfyller kravene til sikringseffektivitet.

IASB har imidlertid gjort noen endringer i dokumentasjonskravene til sikringsbokføring i IFRS 9. For det første er det under IFRS 9 krav om å vise linken mellom foretakets risikostyringsstrategi og sikringsbokføringen. For det andre er det tatt inn et kriterium om at foretaket må gjøre en analyse av kildene til ineffektivitet. IFRS 9.B6.4.2 angir at foretakene skal løpende analysere kildene til sikringsineffektivitet som forventes å påvirke sikringsforholdet i dets levetid, og denne analysen skal danne grunnlaget for foretakets vurdering av om kriteriet til sikringseffektivitet oppfylles. For det tredje er kriteriet om å kvantitativt vise effektivitet tatt bort. Foretaket kan under IFRS 9 velge å vise effektiviteten av sikringsforholdet enten på en kvalitativ eller kvantitativ måte (IFRS 9.B6.4.13). For det fjerde er kriteriet om både prospektiv og retrospektiv testing av effektivitet fra IAS 39 fjernet, og under IFRS 9 behøver foretaket kun å vise at sikringsforholdet forventes å være effektivt fremover i tid (IFRS 9.B6.4.12).

5.6.2 Effektivitetskravet (IFRS 9.6.4.1 c)

IFRS 9.B6.4.1 definerer sikringseffektivitet som:

«(...) the extent to which changes in the fair value or the cash flows of the hedging instrument offset changes in the fair value or the cash flows of the hedged item (for example, when the hedged item is a risk component, the relevant change in fair value or cash flows of an item is the one that is attributable to the hedged risk). Hedge ineffectiveness is the extent to which the changes in the fair value or the cash flows of the hedging instrument are greater or less than those on the hedged item».

Et sikringsforhold er ansett som ineffektivt dersom endringene i virkelig verdi eller kontantstrømmene til sikringsinstrumentet er merkbart større eller mindre enn endringen i verdien på sikringsobjektet (Althoff, Halterman & Lee, 2014, s. 59). Under IAS 39 var dette effektivitetskravet eksplisitt gitt til å ligge innenfor

80-125 prosent (IAS 39.AG105). Dersom sikringsforholdet ikke oppfylte denne effektivitetstesten, fastslo IAS 39.91 b) at sikringsbokføring skulle avsluttes på sikringsforholdet og all gevinst eller tap fra det ineffektive sikringsforholdet måtte innregnes i resultatet umiddelbart. Foretaket måtte avslutte sikringsbokføringen på sikringsforholdet fra den siste dagen det var mulig å demonstrere at sikringsforholdet var effektivt (IAS 39.AG113). En slik avvikling av sikringsbokføring på et sikringsforhold førte ofte til volatilitet i resultatet (Althoff, Halterman & Lee, 2014, s. 55).

IASB mottok mye kritikk for effektivitetskravet i IAS 39 som regnskapsprodusentene og regnskapsbrukerne mente var for matematisk, strengt og vanskelig å anvende. Konsekvensen var at det ofte var lite sammenheng mellom analysen bak risikostyringsstrategien og analysen bak sikringsbokføringen (IFRS 9.BC.6.29). IASB svarte på denne kritikken ved å innføre en modell i IFRS 9 der formålet bak sikringsbokføringen var det sentrale. Denne tilnærmingen fokuserer på oppnåelse av utligning av verdi mellom sikringsobjekt og sikringsinstrument, som også er det samme hensynet i en risikostyringsstrategi. En annen fordel med effektivitetskravet i IFRS 9 er at det ikke lenger er en vurdering av sikringseffektivitet som kun har en regnskapsmessig betydning, men i stedet utnytter vurderingen risikostyrerne har gjort av sikringsforholdet. Prinsippene og konseptene bak denne endringen mottok stor støtte (IFRS 9.BC.6.30). IFRS 9 stiller ingen særskilte krav til hvilken metode som skal benyttes til å vise sikringsforholdets effektivitet. Den optimale metoden vil være situasjonsavhengig (IFRS 9.B6.4.13). Hovedpoenget er at det under IFRS 9 finnes forskjellige måter å bekrefte at effektivitetskravet er oppfylt, og mange av disse har foretaket trolig vurdert mens de utformet sin risikostyringsstrategi. IASB har tatt inn tre kriterier for vurdering av effektivitet i IFRS 9. I de neste avsnittene går vi igjennom hver av disse.

5.6.3 Det økonomiske forholdet mellom sikringsobjektet og sikringsinstrumentet (IFRS 9.6.4.1 c i))

Kriteriet om at det skal foreligge et økonomisk forhold mellom sikringsobjektet og sikringsinstrumentet innebærer at prisen på disse to må være forventet å bevege seg i motsatt retning på grunn av den sikrede risikoen. Det skal være en forventning om at verdien av sikringsinstrumentet og verdien av sikringsobjektet systematisk endrer seg som følge av bevegelser i enten samme underliggende eller underliggende som er økonomisk forbundet på en slik måte at de reagerer på samme måte på risikoen som sikres (IFRS 9.B6.4.4). I noen sikringsforhold er ikke det underliggende for sikringsobjektet og det underliggende for sikringsinstrumentet definert som det samme, men er økonomisk forbundet. I disse tilfellene kan et økonomisk forhold fortsatt eksistere dersom verdien av sikringsinstrumentet og verdien av sikringsobjektet vanligvis forventes å bevege seg i motsatt retning når de underliggende beveger seg (IFRS 9.B6.4.5).

I vurderingen om et økonomisk forhold foreligger skal man analysere sikringsforholdets mulige fremtidige utvikling for å fastslå om det kan forventes å oppfylle risikostyringsmålet. Videre angir IFRS 9.B6.4.6 at en statistisk korrelasjon mellom to variabler ikke i seg selv er nok til å konkludere med at det foreligger et økonomisk forhold, men det underbygger annen informasjon foretaket fremstiller. Standarden gir ingen anvisning til hvilken metode som skal benyttes for å vise at det foreligger et økonomisk forhold, det viktigste er at man bruker en metode som viser alle relevante aspekter ved sikringsforholdet. Uansett om foretaket velger å gjøre denne vurderingen kvalitativt eller kvantitativt nevner EY (2014) noen mulig aspekter som bør vurderes, for eksempel: løpetid, volum eller nominelt beløp, tidspunkt for kontantstrøm, rentesats, kredittrisiko og om sikringsinstrumentet allerede er 'in the money' eller 'out of the money' ved oppstart av sikringsforholdet.

5.6.4 Virkningen av kredittrisiko (IFRS 9.6.4.1 c) ii)

Virkningen av kredittrisiko skal ikke dominere verdiendringen i sikringsforholdet. Både sikringsinstrumentets og sikringsobjektets verdi kan bli påvirket av kredittrisiko. IFRS 7 appendiks A definerer kredittrisiko som:

«Credit risk may be construed as the risk of a financial loss to a party to a financial commitment/instrument in the event of the other party failing to discharge its obligation».

IASB utreder i IFRS 9 at virkningen av kredittrisiko innebærer at selv om det er et økonomisk forhold mellom sikringsinstrumentet og sikringsobjektet, kan graden av utligning være uberegnelig. Virkningen av kredittrisiko er dominerende om kredittrisikoen til enten sikringsinstrumentet eller sikringsobjektet er av en slik størrelse at den dominerer verdiendringene som resulterer fra det økonomiske forholdet (det vil si endringer i de underliggende). Imidlertid påpekes det i standarden at dersom kredittrisikoen skulle dominere kun for små perioder kan dette ignoreres så lenge kredittrisikoen i det store bildet ikke har dominert (IFRS 9.B6.4.7). Dette bør altså være både en relativ og en absolutt vurdering. Trolig vil denne kredittvurderingen være mer kvalitativ da det er vanlig i risikostyringsstrategier å definere kredittrisikoen til motparten i begynnelsen av et forhold med etterfølgende kredittvurderinger. Av og til kan det allikevel tenkes at regresjon eller andre statistiske metoder vil bli brukt for å vurdere kredittrisikoen (Singh, 2018, s. 161).

Kredittrisikoen som det er referert til her inkluderer både kredittrisikoen på sikringsobjektet og på sikringsinstrumentet. Det følger av definisjonen av kredittrisiko at kredittrisiko bare kan forekomme i de tilfellene der det foreligger en kontrakt. Sikringsobjekter som er definert å være en svært sannsynlig forventet transaksjon har ingen kredittrisiko (Deloitte, 2012, s. 5). Kredittrisiko vil derfor ikke bli relevant for sikringsobjektene i denne oppgaven. Effekten av kredittrisiko på måling av sikringsinstrumentet vil resultere i noe sikringsineffektivitet. Imidlertid blir i dag de fleste handlene av finansielle instrumenter for norske vannkraftprodusenter som går over børs clearnet, som beskrevet i avsnitt 2.3.2.3. Dette reduserer kredittrisikoen for begge parter betraktelig. Kredittrisikoen for sikringsinstrumentene i denne oppgaven vil være uvesentlig.

5.6.5 Fastsettelse av sikringsgraden (IFRS 9.6.4.1 c) iii)

Sikringsgrad er i IFRS 9 Vedlegg A definert som:

«The relationship between the quantity of the hedging instrument and the quantity of the hedged item in terms of their relative weighting».

Det tredje effektivitetskriteriet er at sikringsgrad skal være den samme i sikringsbokføringen og den som er brukt for risikostyringsformål. For at et sikringsforhold skal oppfylle effektivitetskravet må sikringsgraden være den samme som den som følger av den mengden av sikringsobjektet som foretaket faktisk sikrer, og den mengden av sikringsinstrumentet som foretaket faktisk bruker til å sikre den aktuelle mengden av sikringsobjektet (IFRS 9.B6.4.9).

IASB spesifiserer imidlertid at en slik øremerking av sikringsgrad som nevnt ovenfor ikke skal kunne føre til et regnskapsmessig utfall som går imot sikringsbokføringens formål. I så fall skal foretaket i øremerkingen av sikringsforholdet justere sikringsgraden for å unngå en slik ubalanse (IFRS 9.B6.4.10). Det vanligste for en norsk vannkraftprodusent er å definere sikringsobjektet som et svært sannsynlig fremtidig kraftsalg i NOK og sikringsinstrumentet som en futureskontrakt på systemprisen av tilsvarende mengde kraft. For norske vannkraftprodusenter vil det ikke være optimalt å sikre 100 % av produksjonen. Dette vil vi beskrive nærmere i avsnitt 6.3. Ved inngåelsen av et sikringsforhold vil sikringsgraden mellom det sikrede volumet og futureskontrakten normalt være 1:1.

5.7 Typer sikringsforhold

Det finnes tre typer sikringsforhold: kontantstrømsikring, virkelig verdi-sikring og sikring av en nettoinvestering i utenlandsk virksomhet. Nettoinvestering i utenlandsk virksomhet er ikke relevant for vår problemstilling, da oppgaven bare tar for seg sikring av kraftsalg. I de neste avsnittene går vi gjennom kontantstrømsikring og virkelig verdi-sikring.

5.7.1 Kontantstrømsikring

IFRS 9.6.5.2 definerer kontantstrømsikring som:

«a hedge of the exposure to variability in cash flows that is attributable to a particular risk associated with all, or a component of, a recognised asset or liability (such as all or some future interest payments on variable-rate debt) or a highly probable forecast transaction, and could affect profit or loss».

Hensikten med en kontantstrømsikring er å utsette gevinsten eller tapet på sikringsinstrumentet til en eller flere perioder der de sikrede forventede fremtidige kontantstrømmene påvirker resultatet (IFRS 9.B6.5.2).

For å regnskapsføre en kontantstrømsikring skal man bruke «the lower of test» (IFRS 9.BC.6.280). Testen er beskrevet i IFRS 9.6.5.11 a)-c), hvor a) beskriver regnskapsbehandlingen av den separate bestanddelen av egenkapitalen tilknyttet sikringsobjektet (kontantstrømsikringsreserven) og b)-c) beskriver regnskapsbehandlingen av sikringsinstrumentet. Verdiendringen av den separate bestanddelen av egenkapitalen tilknyttet sikringsobjektet skal justeres til det laveste i absolutt verdi av verdiendringen av sikringsinstrumentet og sikringsobjektet fra inngåelse av sikringen. Denne endringen skal føres over Other Comprehensive Income (heretter omtalt som OCI) der den legges i kontantstrømsikringsreserven, da det er denne delen av verdiendringen av sikringsinstrumentet som er effektivt. Med den effektive delen av sikringen menes den andelen som utlignes av endringer i sikringsobjektet. Den delen av verdiendringen av sikringsinstrumentet som eventuelt er gjenstående etter beregningen av den effektive delen, innregnes i resultatet som ineffektivitet.

Beløpet i kontantstrømsikringsreserven skal som utgangspunkt regnskapsføres som en omklassifiseringsjustering (som definert i IAS 1) i den eller de samme periodene da de sikrede forventede framtidige kontantstrømmene påvirker resultatet (IFRS 9.6.5.11 d) ii)). Dersom dette beløpet er et tap, og beløpet ikke forventes å bli gjenvunnet, skal foretaket umiddelbart omklassifisere dette tapet til resultatet (IFRS 9.6.5.11 d) iii)).

Norske vannkraftprodusenter sikrer, som nevnt, et svært sannsynlig fremtidig kraftsalg i NOK. Kontantstrømmen fra det fremtidige kraftsalget vil være påvirket både av prisen og valutakursen EUR/NOK på det fremtidige salgstidspunktet. De sikrer eksponeringen for variabilitet i kontantstrømmer som kan henføres til prisrisikoen og valutarisikoen. Dette vil tilsi at de bruker en kontantstrømsikring.

5.7.2 Virkelig verdi-sikring

I motsetning til en kontantstrømsikring der man utsetter verdiendringer i sikringsinstrumentet til endringen i kontantstrømmen av sikringsobjektet påvirker resultatet, tar man i en virkelig verdi-sikring verdiendringen løpende (IFRS 9.6.5.8). IFRS 9.6.5.2 definerer virkelig verdi-sikring som:

«a hedge of the exposure to changes in fair value of a recognised asset or liability or a non recognised firm commitment, or a component of any such item, that is attributable to a particular risk and could affect profit or loss».

For å regnskapsføre en virkelig verdi-sikring skal man for sikringsinstrumentet innregne gevinst eller tap i resultatet (IFRS 9.6.5.8 a)). For sikringsobjektet skal man, dersom det er relevant, justere sikringsobjektets balanseførte verdi med sikringsgevinsten eller -tapet og innregne dette i resultatet (IFRS 9.6.5.8 b)).

Virkelig verdi-sikring kan bli brukt av norske vannkraftprodusenter ved å sikre renteeksponeringen på lån ved bruk av renteswap. I denne oppgaven fokuserer vi på kontantstrømsikring av et fremtidig kraftsalg i NOK, og vi vil ikke gå nærmere inn på behandlingen av virkelig verdi-sikringer.

5.8 Sikringer av en gruppe poster

Hittil i dette kapitlet har vi beskrevet sikring av et sikringsobjekt med ett eller flere sikringsinstrumenter. Tilnærmingen er lik for sikring av en gruppe sikringsobjekter. I et sikringsforhold som inkluderer en gruppe av sikringsobjekter prøver et foretak å sikre risikoeksponeringen til en hel gruppe av objekter. Noen av disse risikoene kan utligne hverandre og dermed utgjøre en sikring mot

hverandre. Det er da bare den resterende residualrisikoen til gruppen som trenger å bli sikret av sikringsinstrumentet.

5.8.1 Kriterier for en gruppe av poster som sikringsobjekt

IAS 39 inneholder en rekke begrensninger for sikringsbokføring av en gruppe av poster. IAS 39.83 beskriver at lignende eiendeler eller forpliktelser kan aggregeres og sikres som en gruppe om de individuelle eiendelene eller forpliktelsene i gruppen har den samme risikoeksponeringen til den sikrede risikoen. Imidlertid er det da i tillegg krav om at endringen i virkelig verdi på hvert enkelt objekt i gruppen er forventet å være omtrent proporsjonal med den samlede endringen i virkelig verdi for hele gruppen. Disse restriksjonene førte til at en gruppe kvalifiserte som sikringsobjekt under IAS 39 kun i de tilfellene der alle postene i gruppen kvalifiserte for sikringsbokføring av samme sikrede risiko på individuell basis (IFRS 9.BC.6.427). Den begrensede muligheten for å oppnå sikringsbokføring av en gruppe poster under IAS 39 ble kritisert for å være inkonsistent med måten et foretak faktisk sikrer (IFRS 9.BC.6.428).

I utarbeidelsen av reglene for sikring av en gruppe poster i IFRS 9, la IASB vekt på at dette konseptuelt er tilsvarende som sikring av et individuelt sikringsforhold. Dermed bestemte IASB at kriteriene for å kvalifisere for bruk av sikringsbokføring også skulle være like for disse to. IFRS 9.6.6.1 angir at en gruppe av poster kan være et sikringsobjekt dersom to kumulative kriterier er oppfylt. Det første kriteriet er at gruppen består av poster som hver for seg oppfyller kriteriene for sikringsobjekter. Det andre kriteriet er at postene i gruppen forvaltes samlet for risikostyringsformål.

5.8.2 Øremerking av en bestanddel av et nominelt beløp

Etter IFRS 9.6.6.2 er det mulig å øremerke en andel av en gruppe poster som et sikringsobjekt forutsatt at øremerkingen er forenlig med foretakets risikostyringsmål. I tillegg er det tillatt å utpeke et lag av en gruppe poster som sikringsobjekt. En lagdelt bestanddel kan øremerkes som sikringsobjekt dersom

kriteriene spesifisert i IFRS 9.6.6.3 er oppfylt. For norske vannkraftprodusenter er det to av disse kriteriene som kan være relevante. For det første må laget kunne identifiseres separat og måles på en pålitelig måte (IFRS 9.6.6.3 a)). For det andre må det i risikostyringsstrategien til foretaket være spesifisert at risikostyringsmålet til sikringsforholdet er å sikre en lagdelt bestanddel (IFRS 9.6.6.3 b)). Et eksempel på at risikostyringsmålet for et sikringsforhold er å sikre en lagdelt bestanddel for en norsk vannkraftprodusent, kan være at foretaket har definert profilen på sikringsobjektet som de første 100 MWh kraft produsert i januar 2018 (IFRS 9.B6.3.18 c)).

5.9 Avvikling av et sikringsforhold

Det er ulik regnskapsmessig behandling av avvikling av et sikringsforhold avhengig av hvilken form for sikring som anvendes under IAS 39. For kontantstrømsikringer angir IAS 39.101 fire årsaker til at et sikringsforhold skal opphøre. Den første årsaken er i de tilfellene sikringsinstrumentet utløper eller selges, avsluttes eller utøves. Den andre årsaken er dersom sikringen ikke lenger oppfyller kriteriene for sikringsbokføring. Den tredje årsaken er dersom den forventede transaksjonen ikke lenger forventes å skje. Den fjerde årsaken er om foretaket opphever øremerkingen.

IFRS 9.6.5.6 inneholder reglene om avvikling av sikringsbokføring. Et foretak skal opphøre sikringsbokføringen når sikringsforholdet ikke lenger oppfyller kvalifikasjonskriteriene. Dette omfatter tilfeller der sikringsinstrumentet utløper eller selges, avsluttes eller utøves. Under IAS 39 er det, som nevnt, tillatt for et foretak å frivillig oppheve øremerkingen (IAS 39.101 d)). Muligheten for frivillig avslutning av et sikringsforhold er tatt bort under IFRS 9 dersom risikostyringsmålet til sikringsforholdet ikke har forandret seg og sikringsforholdet fortsatt oppfyller alle de andre kvalifikasjonskriteriene (IFRS 9.B6.5.23). IASB uttalte at grunnen til at denne muligheten ble tatt bort var for å forbedre sammenlignbarheten mellom foretak (IFRS 9.BC.6.46). Som beskrevet i avsnitt 4.3 har IASB innført et skille mellom risikostyringsstrategi og risikostyringsmål. Som nevnt inneholder et foretaks risikostyringsstrategi ofte

mange forskjellige sikringsforhold, hvert med sitt eget risikostyringsmål. Dermed er det mulig at risikostyringsmålet til et sikringsforhold forandrer seg, mens foretakets risikostyringsstrategi forblir den samme. For de sikringsforholdene der risikostyringsmålet forandrer seg skal sikringsbokføring avvikles (IFRS 9.B6.5.15).

IFRS 9 viderefører reglene fra IAS 39 vedrørende situasjoner der en lovendring gjør at en eller flere clearingmotparter erstatter deres opprinnelige motpart og blir den nye motparten til hver av partene. Slike tilfeller skal ikke behandles som et utløp eller avslutning av sikringsinstrumentet (IFRS 9.6.5.6 a)).

I tillegg introduserer IFRS 9 såkalt delvis avvikling. En delvis avvikling vil medføre at en del av sikringsforholdet opphører, mens det fortsettes sikringsbokføring for resterende del. En delvis avvikling av et sikringsforhold skal skje i de tilfellene når bare en del av sikringsforholdet ikke lenger oppfyller kvalifikasjonskriteriene (IFRS 9.B6.5.27). For eksempel om sikringsobjektet er en svært sannsynlig forventet transaksjon, og sannsynligheten for at denne transaksjonen vil inntreffe ikke lenger er forventet, skal sikringsbokføringen avvikles kun for den del av sikringsobjektet som ikke lenger er svært sannsynlig. Imidlertid spesifiserer standarden at dersom foretaket tidligere har øremerket sikringsobjekt som svært sannsynlige forventede transaksjoner, og deretter fastslått at de forventede transaksjonene ikke forventes å finne sted, vil det settes spørsmålstegn ved foretakets evne til å forutsi forventede transaksjoner når lignende sikringsforhold skal utpekes. Dette påvirker vurderingen av om lignende forventede transaksjoner er svært sannsynlige, og dermed om de oppfyller kriteriene for å kunne defineres som sikringsobjekt (IFRS 9.B6.5.27 b)).

5.10 Rebalansering av et sikringsforhold

Under IAS 39 er det ikke tillatt å endre på et allerede etablert sikringsforhold. Følgelig vil en endring i et sikringsforhold som ikke var forutsett og dokumentert ved begynnelsen av sikringen gjøre at foretaket må avslutte det eksisterende sikringsforholdet og opprette et nytt. IASB har uttalt at grunnlaget for denne

regelen var at sikringsbokføringsmodellen i IAS 39 ikke tillot å behandle endringer i et eksisterende sikringsforhold som en fortsettelse av dette sikringsforholdet (IFRS 9.BC.6.300). I utarbeidelsen av IFRS 9 bemerket IASB at denne regelen er uforenelig med risikostyringspraksis. Det forekommer tilfeller der foretak justerer et sikringsforhold grunnet endringer i sikringsforholdets underliggende eller risikovariabler, selv om risikostyringsmålet forblir det samme. Slike justeringer er ofte nødvendig for å justere sikringsforholdet for igjen å være i tråd med risikostyringsmålet etter endringer i omstendighetene. IASB vurderte disse justeringene av enten sikringsobjektet eller sikringsinstrumentet som endringer som ikke ville forandre det originale risikostyringsmålet, men isteden vise hvordan man skulle oppnå det samme risikostyringsmålet basert på de endrede omstendighetene. Videre vurderte IASB at i disse tilfellene burde det endrede sikringsforholdet regnskapsføres som en videreføring av det eksisterende sikringsforholdet. IASB introduserte begrepet «rebalansering» for slike justeringer av de øremerkede delene av sikringsobjekt- eller instrument til et allerede eksisterende sikringsforhold, for å opprettholde en sikringsgrad som oppfyller kravene til sikringseffektivitet (IFRS 9.BC.6.301). En rebalansering gjør det mulig å fortsette et sikringsforhold i situasjoner der forholdet mellom sikringsinstrumentet og sikringsobjektet endres på en måte som det kan kompenseres for ved å justere sikringsgraden (IFRS 9.B6.5.9).

IFRS 9.6.5.5 inneholder bestemmelsen om rebalansering. Denne bestemmelsen angir at dersom et sikringsforhold ikke lenger oppfyller kriteriet til sikringseffektivitet med hensyn til sikringsgraden, som beskrevet i avsnitt 5.6.5, men risikostyringsmålet for det øremerkede sikringsforholdet forblir den samme, skal et foretak justere sikringsforholdets sikringsgrad slik at det igjen oppfyller kvalifikasjonskriteriene. Ved rebalansering blir sikringsforholdets sikringsineffektivitet fastsatt og innregnet umiddelbart før justeringen av sikringsforholdet (IFRS 9.B6.5.8). Dersom et foretak skal gjennomføre en rebalansering av et sikringsforhold er det ulike måter dette kan gjøres på. Et foretak kan øke vektleggingen av sikringsobjektet, enten ved å øke volumet av sikringsobjektet eller redusere volumet av sikringsinstrumentet. Et foretak kan

også øke vektleggingen av sikringsinstrumentet, enten ved å øke volumet av sikringsinstrumentet eller redusere volumet av sikringsobjektet (IFRS 9.B6.5.16).

Når et foretak rebalanserer et sikringsforhold, skal det oppdatere sin dokumentasjon og analyse av kildene til sikringsineffektivitet som forventes å påvirke sikringsforholdet i dets gjenværende levetid (IFRS 9.B6.5.21). Som nevnt i avsnitt 5.9 dersom risikostyringsmålet til et sikringsforhold har forandret seg, kan foretaket ikke anvende rebalansering, og sikringsbokføring for det sikringsforholdet skal bringes til opphør (IFRS 9.B6.5.15).

IASB fikk tilbakemeldinger fra regnskapsprodusenter og regnskapsbrukere på at introduksjonen av rebalansering ville øke anvendelsen av sikringsbokføring og ville føre til en bedre representasjon av risikostyringsaktivitetene til foretak (IFRS 9.BC.6.305).

5.11 Notekravene i IFRS 7

5.11.1 Introduksjon og formål

IFRS 7 er standarden som omtaler notekravene til sikringsbokføring. Notekravene i IFRS 7 skal også benyttes for de foretakene som benytter seg av valgmuligheten til å videreføre sikringsbokføring etter IAS 39. Denne valgmuligheten er nærmere beskrevet i avsnitt 5.13. Formålet til IFRS 7 er å pålegge foretak å gi opplysninger i regnskapet som setter regnskapsbrukerne i stand til å vurdere to elementer. For det første skal de kunne vurdere betydningen av finansielle instrumenter for foretakets balanse og resultat. For det andre skal de kunne vurdere arten og omfanget av risiko som oppstår av finansielle instrumenter som foretaket utsettes for i løpet av perioden og ved slutten av rapporteringsperioden, og hvordan foretaket håndterer denne risikoen (IFRS 7.1).

5.11.2 Overordnede sikringsbokføringsnotekrav

IFRS 7.21B-24F inneholder opplysningskravene for risikoeksponeringene et foretak sikrer. IFRS 7.21A sier overordnet at sikringsbokføringsopplysningene

skal gi informasjon om foretakets risikostyringsstrategi og hvordan denne anvendes for å håndtere risikoen, hvordan foretakets sikringsaktiviteter kan påvirke størrelsen på, forløpet av og usikkerheten om dets framtidige kontantstrømmer, og virkningen som sikringsbokføring har hatt på foretakets balanse, resultat, OCI og oppstilling over endringer i egenkapital. For å oppfylle disse kravene skal foretaket fastsette hvor detaljerte opplysninger som skal legges frem, hvor mye vekt det skal legges på ulike aspekter ved opplysningskravene, et hensiktsmessig aggregerings- eller oppdelingsnivå og om regnskapsbrukerne har behov for ytterligere forklaringer for å kunne vurdere de kvantitative opplysningene som gis (IFRS 7.21D). Videre skal foretaket presentere disse opplysningene i én enkelt note eller i et separat avsnitt i regnskapet. Dersom noe av denne informasjonen finnes et annet sted, trenger et foretak imidlertid ikke å gjenta informasjonen så lenge det krysshenvises til hvor informasjonen kan hentes. Det er også krav om at informasjonen må være tilgjengelig for regnskapsbrukerne på samme vilkår og til samme tid som regnskapet (IFRS 7.21B).

5.11.3 Notekrav til risikostyringsstrategien

Notekravene i IFRS 7 til sikringsbokføring under IAS 39 krevde at et foretak skulle vise resultatet av sine sikringsaktiviteter basert på type sikring (det vil si virkelig verdi-sikring, kontantstrømsikring og sikring av nettoinvestering i utenlandsk virksomhet). Det er gjort en endring i IFRS 7 ved at foretaket i stedet skal fastsette risikokategorier på grunnlag av risikoeksponeringene som det bestemmer seg for å sikre, og som det anvendes sikringsbokføring på. Disse risikokategoriene skal brukes konsekvent for alle opplysningene om sikringsbokføring (IFRS 7.21C).

Videre angir IFRS 7.22A at et foretak skal forklare sin risikostyringsstrategi for hver risikokategori. Denne forklaringen bør gjøre det mulig for regnskapsbrukere å vurdere hvordan hver risiko oppstår, hvordan foretaket håndterer hver risiko (herunder hvorvidt foretaket sikrer en post i sin helhet for alle risikoer eller sikrer en eller flere risikobestanddelere for en post og hvorfor), og omfanget av

risikoksponeringer som foretaket håndterer. For å oppfylle disse kravene skal informasjonen i det minste omfatte en beskrivelse av sikringsinstrumentene som brukes og hvordan de anvendes til å sikre risikoksponeringer, hvordan foretaket fastsetter det økonomiske forholdet mellom sikringsobjektet og sikringsinstrumentet for å vurdere sikringseffektivitet, hvordan foretaket fastsetter sikringsgraden, og hva som er kildene til sikringsineffektivitet (IFRS 7.22B).

Dersom foretaket øremerker en bestanddel som et sikringsobjekt etter IFRS 9.6.3.7, er det i tillegg krav om at foretaket legger frem enten kvalitative eller kvantitative opplysninger angående to forhold. For det første må foretaket gi opplysninger om hvordan det fastsetter risikobestandsdelen som er øremerket som et sikringsobjekt, herunder må det gis en beskrivelse av arten og forholdet mellom risikobestandsdelen og posten som helhet. For det andre må foretaket gi opplysninger om hvordan risikobestandsdelen er knyttet til posten i sin helhet (IFRS 7.22C).

5.11.4 Størrelsen på, forløpet av og usikkerheten om framtidige kontantstrømmer

IFRS 7.23A pålegger foretaket å legge frem kvantitativ informasjon etter risikokategori slik at regnskapsbrukere skal kunne vurdere vilkårene for sikringsinstrumenter og hvordan de påvirker størrelsen på, forløpet for og usikkerheten omkring foretakets framtidige kontantstrømmer. IFRS 7.23B spesifiserer at for å oppfylle dette kravet, skal foretaket fremlegge en oppdeling som viser både en profil av forløpet for sikringsinstrumentets nominelle beløp og, dersom det er relevant, sikringsinstrumentets gjennomsnittlige pris eller sats. Et eksempel på dette kan være terminprisen til en futures- eller forwardkontrakt. Imidlertid er situasjoner der et foretak ofte fornyer sikringsforhold fordi både sikringsinstrumentet og sikringsobjektet ofte endres unntatt fra kravene i IFRS 7.23A-B. For denne typen sikringsforhold skal foretaket i stedet gi opplysninger om den endelige risikostyringsstrategien for disse sikringsforholdene, en beskrivelse av hvordan det gjenspeiler foretakets risikostyringsstrategi å bruke sikringsbokføring og øremerking av disse særlige sikringsforholdene, og en

angivelse av hvor ofte sikringsforholdene bringes til opphør og startes på nytt som del av foretakets prosess for disse sikringsforholdene (IFRS 7.23C).

Videre er det krav om at foretaket skal legge frem en beskrivelse av kildene til sikringsineffektivitet som forventes å påvirke sikringsforholdet i dets levetid per risikokategori (IFRS 7.23D). Dersom det oppstår andre kilder til sikringsineffektivitet i et sikringsforhold, skal foretaket opplyse om disse kildene etter risikokategori og forklare den påfølgende sikringsineffektiviteten (IFRS 7.23E). Det er i tillegg krav for kontantstrømsikringer at et foretak skal legge fram en beskrivelse av eventuelle forventede transaksjoner som det er benyttet sikringsbokføring for i tidligere perioder, men som ikke lenger forventes å finne sted (IFRS 7.23F).

5.11.5 Virkningene av sikringsbokføring på balanse og resultat

IFRS 7.24A angir at et foretak skal i tabellform opplyse om følgende beløp knyttet til poster som er øremerket som sikringsinstrumenter, separat etter risikokategori for hver type sikring:

- a) *«the carrying amount of the hedging instruments (financial assets separately from financial liabilities);*
- b) *the line item in the statement of financial position that includes the hedging instrument;*
- c) *the change in fair value of the hedging instrument used as the basis for recognising hedge ineffectiveness for the period; and*
- d) *the nominal amounts (including quantities such as tonnes or cubic metres) of the hedging instruments».*

IFRS 7.24B-C spesifiserer hvilke opplysninger som skal gis etter risikokategori for hver type sikring. Som nevnt er det kontantstrømsikringer som er relevant for denne oppgaven, og vi fokuserer følgelig på kravene for denne typen sikring.

Et foretak skal i tabellform opplyse om følgende beløp for sikringsobjektet i en kontantstrømsikring:

-
- i. *«the change in value of the hedged item used as the basis for recognising hedge ineffectiveness for the period (ie for cash flow hedges the change in value used to determine the recognised hedge ineffectiveness in accordance with paragraph 6.5.11(c) of IFRS 9);*
 - ii. *the balances in the cash flow hedge reserve and the foreign currency translation reserve for continuing hedges that are accounted for in accordance with paragraphs 6.5.11 and 6.5.13(a) of IFRS 9; and*
 - iii. *the balances remaining in the cash flow hedge reserve and the foreign currency translation reserve from any hedging relationships for which hedge accounting is no longer applied».*

I tillegg angir IFRS 7.24C b) at foretaket skal vise i tabellform basert på risikokategori for følgende beløp for en kontantstrømsikring:

- i. *«hedging gains or losses of the reporting period that were recognised in other comprehensive income;*
- ii. *hedge ineffectiveness recognised in profit or loss;*
- iii. *the line item in the statement of comprehensive income that includes the recognised hedge ineffectiveness;*
- iv. *the amount reclassified from the cash flow hedge reserve or the foreign currency translation reserve into profit or loss as a reclassification adjustment (see IAS 1) (differentiating between amounts for which hedge accounting had previously been used, but for which the hedged future cash flows are no longer expected to occur, and amounts that have been transferred because the hedged item has affected profit or loss);*
- v. *the line item in the statement of comprehensive income that includes the reclassification adjustment (see IAS 1); and*
- vi. *for hedges of net positions, the hedging gains or losses recognised in a separate line item in the statement of comprehensive income (see paragraph 6.6.4 of IFRS 9)».*

Det er også krav om at foretaket skal legge frem en avstemming av hver bestanddel av egenkapitalen og en analyse av OCI i samsvar med IAS 1 (IFRS

7.24E). Hver av disse må vises separat etter risikokategori og kan angis i notene til regnskapet (IFRS 7.24F).

5.12 Videreførelse av sikringsbøkføring under IAS 39

IASB møtte utfordringer i utformingen av sikringsbøkføringsreglene om «macro hedging» (makrosikring). De bestemte seg for å utsette utviklingen av nye regler på dette området og heller fokusere på å ferdigstille de andre områdene av IFRS 9. IASB vurderte om de skulle kun gi et virkeområdeunntak for denne typen sikringer, slik at øvrige sikringsforhold var pålagt å gjøres etter IFRS 9. Imidlertid bestemte IASB seg for at et slikt spesifisert virkeområde ville bli vanskelig å forklare og dermed føre til unødvendig kompleksitet. IASB konkluderte med å gi foretakene en valgmulighet i regnskapspolicy: enten å anvende sikringsbøkføringsreglene i IFRS 9 eller å fortsette og anvende de eksisterende sikringsbøkføringsreglene i IAS 39 for all sikringsbøkføring inntil prosjektet om makrosikring er gjennomført (IFRS 9.BC.6.104).

Dette åpner opp for at foretak som har drevet med sikringsbøkføring under IAS 39, og som har gode rutiner innarbeidet for dette, kan fortsette å bruke denne standarden. Imidlertid vil denne muligheten trolig ikke bli mye brukt siden man fortsatt vil bli pålagt å bruke de omfattende notekravene i IFRS 7. Velger man å videreføre reglene i IAS 39, blir man derfor tvunget til å drive sikringsbøkføring med en standard for notekrav som ikke er helt kompatibelt med IAS 39-reglene.

6 Sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter

6.1 Introduksjon

I de tidligere kapitlene har vi presentert teori om kraftbransjen, risikostyring og sikringsbokføring under IFRS 9. I dette kapitlet vil vi sammenstille teorien med datamaterialet fra intervjuene. I analysen vår har vi anvendt sikringsbokføringsreglene på datamaterialet fra norske vannkraftprodusenter for å vise hvordan reglene kan brukes på kraftbransjen.

6.2 Sikringsobjekt og sikringsinstrument

Som nevnt i kapittel 4 er norske vannkraftprodusenter eksponert for tilsigs-, pris- og valutarisiko. For å sikre stabilt resultat eller kontantstrøm etter skatt er det ønskelig for foretakene å vite hva innbetalingen fra fremtidige kraftsalg blir i NOK. Som nevnt i kapittel 5 kan dette gjøres ved å definere sikringsobjektet som et fremtidig kraftsalg i NOK. Under sikringsbokføringsreglene er dette klassifisert som en kontantstrømsikring (IFRS 9.6.5.2 b). Et fremtidig kraftsalg kan deles inn i følgende tre komponenter:

$$\text{Fremtidig kraftsalg} = \text{volum} \times \text{kraftpris i euro} \times \text{valutakurs EUR/NOK}$$

Figur 17: De tre komponentene til et fremtidig kraftsalg

6.2.1 Volum

Produksjonsvolumet til en norsk vannkraftprodusent påvirkes av tilsig. Det er mulig å sikre tilsigsrisiko ved bruk av værderivater, men dette brukes lite av norske vannkraftprodusenter. Tilsigsrisikoen vil være ulik avhengig av type kraftverk. For et elvekraftverk vil tilsiget være avhengig av elvens nedfallsfelt og øvrige reguleringer over elvekraftverket. Det innebærer at vannkraftprodusenter som har elvekraftverk har minimal mulighet til å justere produksjonen og de må forholde seg til mengden vann i elven til enhver tid. Tilsiget til magasinkraftverket er også avhengig av naturen, men disse vannkraftprodusentene har i noen grad mulighet til å styre mengden vann som går ned i turbinen. Dette medfører at

vannkraftprodusenter med magasinkraftverk har mulighet til å tilpasse produksjonen til når det er mest lønnsomt å produsere.

6.2.2 Kraftpris

Som nevnt i kapittel 2 og 4 er norske vannkraftprodusenter eksponert for prissisiko. Prissisiko kan sikres med derivater på Nasdaq OMX og med bilaterale avtaler.

6.2.3 Valutakurs EUR/NOK

Som nevnt i kapittel 2 og 4 foregår all handel av kraftderivater på Nasdaq OMX i euro. Tilsvarende er også flertallet av bilaterale avtaler med pris i euro. For å oppnå en forutsigbar innbetaling i NOK sikrer norske vannkraftprodusenter valutarisikoen ved å inngå terminkontrakter.

6.3 Sikringsgrad

De seks vannkraftprodusentene vi har sett på er alle organisert som et konsern med flere kraftverk. I intervjuene snakket vi om sikringsstrategien til hvert enkelt foretak. Vannkraftprodusentene forteller at de ser alle kraftverkene under ett og sikrer på et aggregert porteføljenivå. Det skal merkes at hver vannkraftprodusent har sine egne kraftverk liggende i samme prisområde. Videre angis det at styret setter rammer som sikringsgraden må ligge innenfor. Mange har en strategi hvor de ligger på en lav sikringsgrad frem i tid, men som økes jo nærmere sikringstidspunktet man kommer. Den optimale sikringsgraden de fleste ønsker for det inneværende året ligger rundt 50-60 %, som utgjør en skattenøytral posisjon. En av vannkraftprodusentene har fremførbart underskudd, noe som gjør at den optimale sikringsgraden ligger høyere. Alle vannkraftprodusentene vi har snakket med er enige om at grunnrenteskatten er det parameteret som har størst betydning for sikringsgraden.

6.3.1 Grunnrenteskattens effekt på valg av sikringsgrad

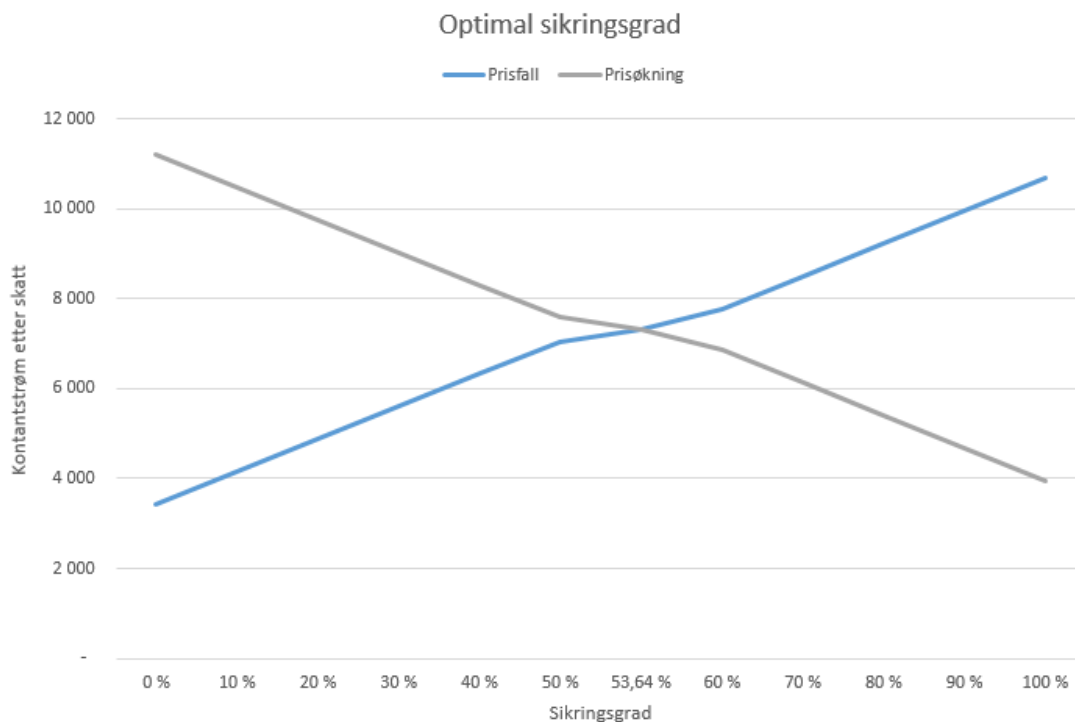
Som beskrevet under avsnitt 2.4.3 inneholder skattelovgivningen en rekke særregler for skattleggingen av inntekt knyttet til produksjon, omsetning, overføring og distribusjon av vannkraft. I tillegg til at norske vannkraftprodusenter er pålagt å betale inntektskatt, må de også svare skatt til staten på grunnlag av grunnrenteinntekt.

Nedenfor viser vi et eksempel som illustrerer grunnrenteskattens effekt på valg av sikringsgrad. For å komme frem til den optimale sikringsgraden illustrert i figur 18 har vi først multiplisert grunnrenteinntekten med gjennomsnittlig valutakurs for året for å finne spotinntekten. Deretter trekkes betalbare kostnader, skattemessige avskrivninger og friinntekt fra for å komme til grunnrenteinntekten, som er beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatten. Grunnrenteskatten er da grunnrenteinntekten multiplisert med 35,7 %.

Vi ser at grunnrenteskatten, med visse modifikasjoner, er uavhengig av hva vannkraftprodusentene faktisk tjener på kraftsalgene sine. Dersom kraftprisen øker, og en vannkraftprodusent har sikret seg til en lavere pris, vil vannkraftprodusenten tape penger på sikringen. I tillegg må vannkraftprodusenten betale en høyere grunnrenteskatt som følge av prisøkningen. For eksempel kan vi ha en vannkraftprodusent som har sikret seg 100 % til en pris på 30 euro/MWh. Om spotprisen øker med 1 euro, vil vannkraftprodusenten fortsatt tjene 30 euro/MWh på kraftsalget. Siden grunnrenteskatten blir beregnet på bakgrunn av spotpris vil den øke fra 10,71 euro/MWh ($30 \text{ euro/MWh} * 35,7 \%$) til 11,07 euro/MWh ($31 \text{ euro/MWh} * 35,7 \%$). Konsekvensen av prisøkningen er dermed at vannkraftprodusenten både vil tape på å ha sikret seg og få økt grunnrenteskatt. Dette eksempelet viser at det ikke er gunstig for norske vannkraftprodusenter å velge en sikringsgrad på 100 %.

For å vise effekten grunnrenteskatt har på sikringsgrad har vi vurdert forskjellige sikringsgrader for to scenarioer: prisfall og prisøkning. På sikringstidspunktet er spotprisen 30 euro/MWh, og ved sikring på dette tidspunktet sikres da prisen til 30 euro/MWh. I prisfall-scenarioet er spotprisen 20 euro/MWh ved kontraktsslutt.

I prisøkning-scenariet er spotprisen 40 euro/MWh ved kontraktsslutt. For å kunne vise effekten av grunnrenteskattens påvirkning av sikringsgrad har vi valgt å holde alle andre parametere konstant. I figur 18 viser grafen kontantstrøm etter skatt ved valg av forskjellige sikringsgrader.

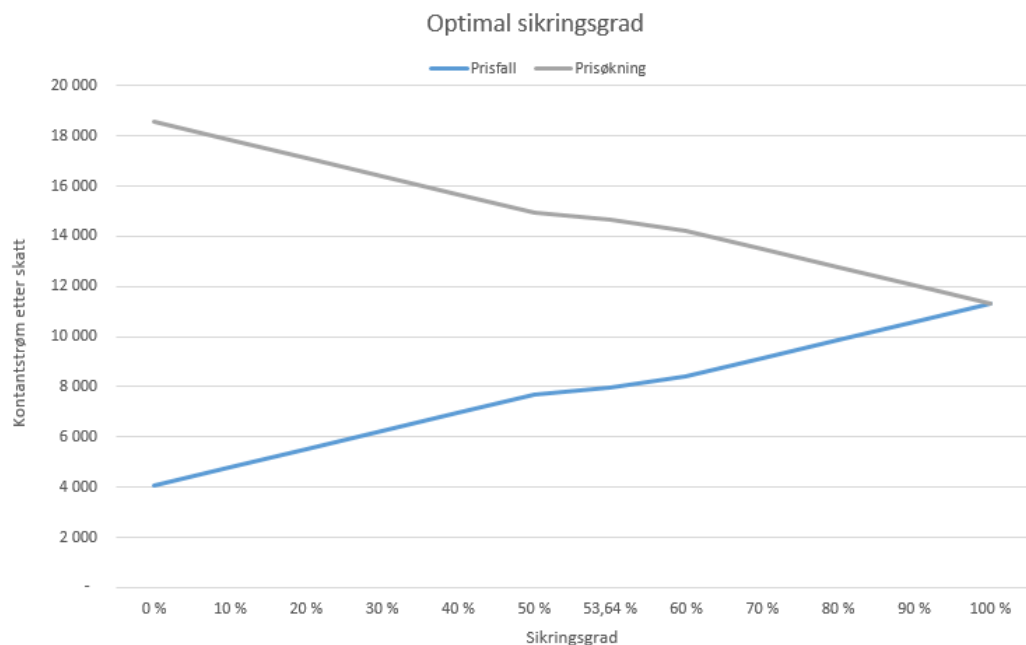


Figur 18: Optimal sikringsgrad for norske vannkraftprodusenter

Ved prisfall i spotprisen når sikringsgraden økes, øker også kontantstrøm etter skatt. Tilsvarende ved spotprisøkning, vil en økt sikringsgrad redusere kontantstrøm etter skatt. Ved å se på endringen mellom prisfall og prisøkning kan man finne det punktet der forskjellen mellom de to er null. Om alle parametere holdes konstant utenom spotpris, vil vannkraftprodusenten oppnå den samme kontantstrømmen etter skatt ved å sikre 53,64 % av produksjonen uavhengig om spotprisen går opp eller ned. For sikringsgrader opp til 53,64 % vil det hele tiden lønne seg å sikre mer, da den positive effekten av sikring overstiger den negative effekten fra grunnrenteskatten. For sikringsgrader over 53,64 % vil den negative effekten av grunnrenteskatten overstige den positive effekten av økt sikring. I dette eksempelet vil den optimale sikringsgraden for en norsk vannkraftprodusent være 53,64 %. For eksempel viser Glitre Energi sine årsrapporter at deres

sikringsgrad ved inngangen av årene 2016, 2017 og 2018 har vært henholdsvis 53 %, 52 % og 55 %. Dette viser at optimal sikringsgrad vil ligge rundt 50-60 % avhengig av årets skattesatser for inntektsskatt og grunnrenteskatt. Se appendiks 3 for full utregning.

Figur 19 viser hva den optimale sikringsgraden ville blitt dersom norske vannkraftprodusenter ikke var underlagt grunnrenteskatt. Parameterne i dette eksempelet er helt like som i eksempelet ovenfor, bortsett fra at grunnrenteskatten er fjernet.



Figur 19: Optimal sikringsgrad for norske vannkraftprodusenter uten grunnrenteskatt

Vi ser av denne grafen at ved fravær av grunnrenteskatt vil den optimale sikringsgraden være 100 %. Dette eksempelet illustrerer viktigheten grunnrenteskatten har for norske vannkraftprodusenters valg av sikringsgrad.

Basert på eksempelet over, hvor alle parameterne er holdt konstant unntatt sikringsgrad og spotpris, er den optimale sikringsgraden gitt ved denne formelen:

$$\left(1 - \frac{\text{Grunnrenteskattesats}}{1 - \text{Inntektskattesats}}\right) \times \text{volum}$$

Figur 20: Beregning av sikringsgrad

For 2018 var grunnrenteskattesatsen 35,7 % og inntektsskattesatsen 23 %, noe som resulterer i en optimal sikringsgrad på 53,64 % (ssv. 2018). Til sammenligning var grunnrenteskattesatsen og inntektsskattesatsen for 2017 henholdsvis 34,3 % og 24,9 %, som ga en optimal sikringsgrad på 54,9 % (ssv. 2017).

I dette eksempelet har vi som nevnt holdt alle andre parametere enn spotpris og sikringsgrad konstant. En svakhet med modellen er at om volumet går mye opp eller ned, vil prisen variere i motsatt retning. Da blir det ikke realistisk å holde disse parameterne konstante. Imidlertid vil vi fortsatt få den samme grafen, men krysningspunktet vil legge seg litt til venstre eller høyre for det som vi nå ser som optimal sikringsgrad.

6.4 «Svært sannsynlig»-kravet

Som beskrevet i avsnitt 5.5.1.3 er det for kontantstrømsikringer der sikringsobjektet er definert som en forventet transaksjon krav om at denne skal være svært sannsynlig. Gjennom intervjuene lærte vi at «svært sannsynlig»-kravet er et av de største hindrene for anvendelse av sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter.

Som nevnt i avsnitt 5.5.2 er ikke svært sannsynlig klart definert i IFRS annet enn «*significantly more likely than probable*» (IFRS 5 Appendiks A). Begrepet «svært sannsynlig» er ikke endret fra IAS 39 til IFRS 9. IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement – Implementation Guidance (IAS 39.IG) som tilhører IAS 39 kommer med ytterligere veiledning på hvordan «svært sannsynlig»-kravet skal tolkes. Denne veiledningen kan anses som relevant for IFRS 9. IAS 39.IG.F.3.7 angir at vurderingen av om en forventet transaksjon vil

skje ikke bare skal være basert på ledelsens intensjoner fordi disse ikke er verifiserbare. Den forventede transaksjonens sannsynlighet skal støttes av observerbare fakta og relevante omstendigheter. Det er ytterligere gitt veiledning på hvilke omstendigheter et foretak bør ta i betraktning i vurderingen av den forventede transaksjonens sannsynlighet:

- 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 of a particular activity (e.g. a manufacturing facility that can be used in the short-term only to process a particular 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 (e.g. an entity that intends to raise cash may have several ways of doing so, ranging from a short-term bank loan to a common stock offering); and*
- f) *the entity's business plan»* (IAS 39.IG.F.3.7).

I tillegg angir IAS 39.IG.F.3.7 at både tidsperioden når en forventet transaksjon er forventet å skje og størrelse på den forventede transaksjonen bør vurderes for å komme frem til sannsynligheten. Om andre faktorer holdes konstant, jo lenger det er til den forventede transaksjonen er forventet å forekomme, desto mindre sannsynlig er det at denne forventede transaksjonen vil vurderes som svært sannsynlig. Mer dokumentasjon vil da være nødvendig for å støtte en påstand om at denne er svært sannsynlig. Tilsvarende, om andre faktorer holdes konstant, jo større fysisk kvantitet eller fremtidig verdi av en forventet transaksjon i forhold til foretakets transaksjoner av lignende art, desto mindre sannsynlig er det at transaksjonen anses som svært sannsynlig. Mer dokumentasjon vil da være nødvendig for å støtte en påstand om at denne er svært sannsynlig.

Videre angir IAS 39.IG.F.3.10 at en forventet transaksjon som skal brukes som sikringsobjekt må identifiseres og dokumenteres tilstrekkelig, slik at når transaksjonen inntreffer er det klart at transaksjonen er den utpekte. Eksempelvis

er det god tatt å identifisere en forventet transaksjon som salget av de første 15 000 enhetene av et produkt over en spesifisert tre-måneders periode. Imidlertid er det ikke tillatt å identifisere en forventet transaksjon som de siste 15 000 enhetene av et produkt over en tre-måneders periode fordi disse enhetene ikke kan bli identifisert tilstrekkelig. Av samme grunn kan ikke en forventet transaksjon spesifiseres utelukkende som en prosentandel av salg eller kjøp i løpet av en periode da dette ikke tilstrekkelig vil spesifisere et identifiserbart beløp (IAS 39.IG.F.3.10).

I tillegg angir IAS 39.IG.F.3.11 at for å oppfylle «svært sannsynlig»-kravet er det ikke nødvendig for foretaket å nøyaktig forutsi og dokumentere eksakt dato for når den forventede transaksjonen forventes å skje. Det er imidlertid nødvendig å identifisere og dokumentere tidsperioden hvor den forventede transaksjonen forventes å skje innen et rimelig spesifikt og smalt tidsrom fra en mest sannsynlig dato.

Vi spurte intervjuobjektene om deres vurdering av «svært sannsynlig»-kravet. En av revisorene uttalte at det er vanskelig å kvantifisere begrepet «svært sannsynlig». For eksempel å kvantifisere sannsynligheten for å produsere en viss mengde kraft i en gitt uke i 2019 til å være enten 70 %, 80 % eller 90 % for en norsk vannkraftprodusent blir relativt abstrakt. Dersom man følger denne tankegangen er ikke det viktigste å kvantifisere svært sannsynlig, men å vite at sannsynligheten er vesentlig høyere enn 50 %. En annen revisor påpekte at når en transaksjon er svært sannsynlig håndteres den i forbindelse med sikringsbokføring som om transaksjonen er helt sikker. Videre nevnte revisoren at det derfor ikke er noe sannsynlighetsvekting i denne vurderingen. Da vi spurte intervjuobjektene om å kvantifisere «svært sannsynlig»-kravet, svarte de alle at dette tilsvarer en sannsynlighet på ca. 90 %.

Vurderingen av om en transaksjon er svært sannsynlig påvirkes av muligheten til å stoppe produksjonen. Som tidligere nevnt har elvekraftverk ikke muligheten til å justere produksjonen. Sannsynligheten for at elven har en viss vannmengde til enhver tid er svært høy. Dette medfører at kriteriet om en svært sannsynlig

forventet transaksjon er lettere å dokumentere enn for et magasinkraftverk.

Dersom et elvekraftverk velger å ikke produsere i dag, vil ikke dette påvirke hvor mye det kan produsere i morgen, det vil være tapt produksjon. Et elvekraftverk må benytte seg av tilsiget når det kommer da det ikke har muligheten til å lagre det til senere produksjon. Det vil derfor være mer lønnsomt for en elvekraftprodusent å produsere i perioder med svært lave priser enn å ikke produsere i det hele tatt.

Som tidligere nevnt har magasinkraftverk muligheten til å justere sin kraftproduksjon på kort sikt. Justering av kraftproduksjonen gjør «svært sannsynlig»-kravet vanskeligere å oppfylle da produsenten selv har mulighet til å påvirke vannmengden ned i turbinen. Vurdert økonomisk rasjonelt vil en vannkraftprodusent med magasin produsere mer når kraftprisene er høye og mindre når de er lave. Imidlertid er det lite sannsynlig at produksjonen stoppes helt grunnet samfunnsansvar. Eksempelvis kan ikke all gjennomstrømming i en elv stoppes over en lengre periode av hensyn til fisken som lever i elven. Det blir for denne typen vannkraftprodusenter en problemstilling hvor lenge produksjonen kan stoppe før det går utover vurderingen av om den sikrede produksjonen fortsatt er svært sannsynlig. Om denne terskelen er en måned, en uke, en dag eller noen timer kommer an på den definerte profilen, dvs. hvilket tidsintervall andelen av totalproduksjonen er definert for. For eksempel de prosentvis første enhetene som produseres den måneden eller de prosentvis første enhetene som produseres hver time. I avsnitt 6.4.1 viser vi et forslag på hvordan man kan beregne om «svært sannsynlig»-kravet er oppfylt for en vannkraftprodusent med elvekraftverk og en vannkraftprodusent med magasinkraftverk. I dette eksempelet har vi gjort utregningen for forskjellige definerte profiler for å demonstrere hvilke konsekvenser den definerte profilen av produksjonen kan ha på muligheten til å anvende sikringsbokføring for en norsk vannkraftprodusent.

Da vi spurte vannkraftprodusentene om hvilken profil de mente at sikringsobjektet burde ha, ble det nevnt alt fra per time til per kvartal. Det var overenstemmelse om at jo lenger tidsintervall man får lov til å bruke, jo lettere vil det være å oppfylle «svært sannsynlig»-kravet. De vannkraftprodusentene som har magasinkraftverk så det som veldig utfordrende å oppfylle «svært sannsynlig»-

kravet dersom man må ned på timesbasis siden en del av deres strategi er prisoptimalisering som innebærer å produsere når det er mest lønnsomt. De vannkraftprodusentene med elvekraftverk mente imidlertid at det ville være mulig å oppfylle kravet også på timesbasis da de har en jevn vannføring i elven gjennom døgnet. Som tidligere nevnt er sikringsbokføring under IFRS 9 mer linket mot risikostyringsstrategien til et foretak. En vannkraftprodusent nevnte at denne endringen i sikringsbokføringsreglene muliggjør å definere profilen på sikringsobjektet etter den man bruker for risikostyringsformål. Det vil si at dersom risikostyringsstrategien til foretaket er basert på måned, mente vannkraftprodusenten at sikringsobjektet også burde kunne defineres per måned.

Vi spurte også revisorene i intervjuene om deres vurdering av profilen til sikringsobjektet. Det var tydelig at dette er et tema som ingen helt har konkludert på ennå. En revisor nevnte at om man kan se på måned eller uke så vil man kunne komme langt for da er det lite sannsynlig at produksjonen ligger under sikringsgraden. Imidlertid blir det mer komplisert dersom man må gå ned på dag eller time, noe som er mulig siden vannkraftprodusenter har data så langt ned. En tilnærming som ble foreslått var å ta utgangspunkt i produksjonen per uke, og for de ukene man ser at det er lav margin i forhold til sikringsgrad bør man undersøke hvordan det ligger an per dag eller per time.

En annen revisor uttalte at produksjonsstopp ikke burde være en stor hindring for å oppfylle «svært sannsynlig»-kravet. Alle vannkraftprodusentene vi har sett på har mer enn ett kraftverk og sjansen for at man har produksjonsstopp på alle anleggene samtidig er liten. Revisoren mente at mange tåler at produksjonen faller bort på ett av anleggene for en kort periode uten at man faller under sikringsgraden totalt sett.

I vurderingen av om norske vannkraftprodusenter oppfyller «svært sannsynlig»-kravet, kan man se på hyppigheten av lignende tidligere transaksjoner. Norske vannkraftprodusenter har normalt tilgang til både produksjon- og vanndata mange år tilbake i tid. Dette kan underbygge at «svært sannsynlig»-kravet er oppfylt. I det neste avsnittet viser vi et eksempel på hvordan man kan dokumentere at

«svært sannsynlig»-kravet er oppfylt for en vannkraftprodusent med elvekraftverk og en vannkraftprodusent med magasinkraftverk.

6.4.1 Illustrasjon av beregning av «svært sannsynlig»-kravet

Vi har mottatt time for time produksjonsdata fra et elvekraftverk og et magasinkraftverk for en periode på 15 år, fra 1. januar 2003 til 31. desember 2017. Vi ønsker å teste hvorvidt det er svært sannsynlig at det produseres minst en gitt mengde kraft i fremtiden over en gitt tidsperiode. Periodene vi ønsker å undersøke er timer, måneder, kvartal og halvår. Vi har derfor laget dataserier på 15 observasjoner, én observasjon for én enkelt periode i ett år, eksempelvis vil timesobservasjon-seriene bestå av 15 observasjoner med produksjonsdata fra 01.01.2003 kl. 00:00, 01.01.2004 kl. 00:00, 01.01.2005 kl. 00:00, ... , 01.01.2017 kl. 00:00. På denne måten kan vi beregne sannsynligheten for at kraftverket produserer minst en viss mengde kraft den samme timen året etter. Kraftverkene får oppgjør for sin kraft basert på produksjon per time. Det er profilen på denne produksjonen som gir volumgrunnlaget. Vi har lagt til grunn dataserien time for time og aggregert denne over tidsintervallene for måneds-, kvartals-, og halvårsproduksjon. Vi legger til grunn at den første produksjonen i dette tidsintervallet skal minst tilsvare sikret volum.

Intervjuobjektene som kvantifiserte begrepet svært sannsynlig oppga alle 90 %. I eksempelet på beregning av optimal sikringsgrad i avsnitt 6.3.1 fant vi at den var 53,64 %. I dette eksempelet vil vi derfor regne på om det er 90 % sannsynlig at det produseres minst 53,64 % av normalproduksjonen.

For å kunne teste hvorvidt det er svært sannsynlig at et kraftforetak vil produsere minst 53,64 % av sin normalproduksjon for en gitt periode, har vi benyttet en ensidig t-test. Etersom vi kun har 15 observasjoner bruker vi t-fordelingen til beregning av sannsynlighet. En ensidig t-test tester hvorvidt man kan si med en viss sannsynlighet at en verdi er høyere enn et gitt nivå. Vi vil teste om man med 90 % sannsynlighet kan si at kraftforetakene produserer minst 53,64 % av normalproduksjonen innenfor den testede perioden. Alternativ hypotesen blir da at

med mer enn 90 % sannsynlighet kan vi si at vannkraftforetakene produserer minst 53,64 % av normalproduksjonen. Nullhypotesen blir at det er mindre enn (eller lik) 90 % sannsynlighet for at vannkraftforetakene produserer 53,64 % av normalproduksjonen. En p-verdi lavere enn 0,1 vil derfor si at man må forkaste nullhypotesen og kan si med en viss sannsynlighet at verdien vil være høyere enn det spesifiserte nivået. For å oppnå et signifikansnivå på 10 % med 15 observasjoner må man ha en t-verdi på 1,341.

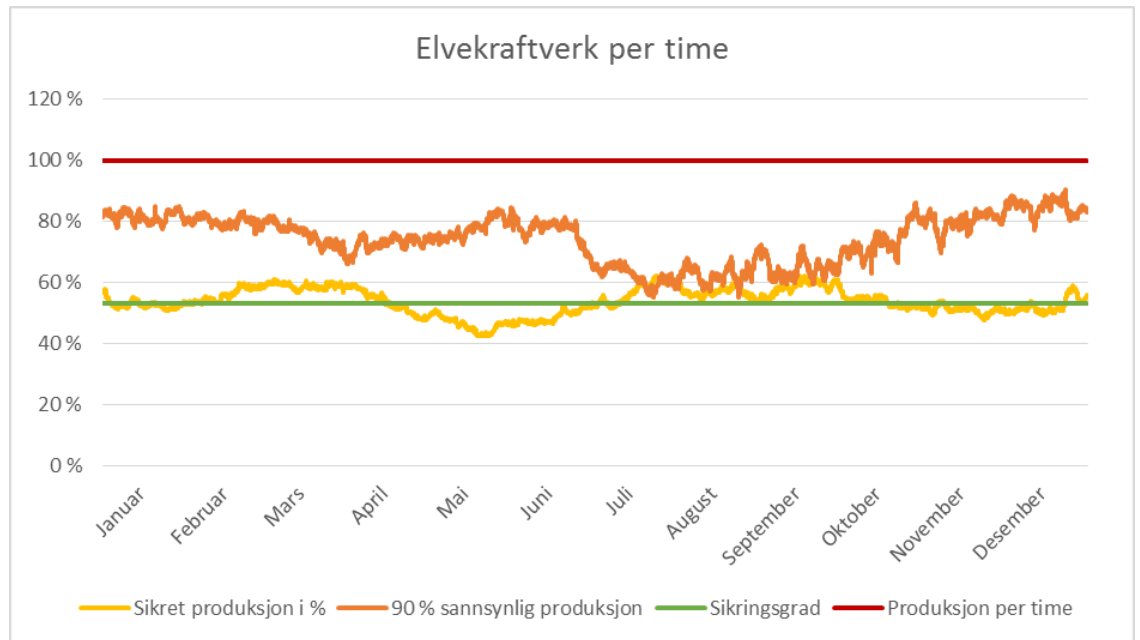
Vi har beregnet sannsynligheten for forskjellige produksjonsprofiler: per time, måned, kvartal og halvår. Det er ikke krav om avleggelse av kvartalsregnskap selv om mange velger å gjøre dette. Vi har derfor også sett på produksjonsprofilen for et halvår.

T-testen forutsetter at dataene er t-fordelt. Vi har utført en Shapiro-Wilks-test på alle dataseriene for å teste at dataene er normalfordelt. En t-fordeling vil asymptotisk falle sammen med en normalfordeling, og en Shapiro-Wilks-test vil derfor være relevant. Shapiro-Wilks-testens nullhypotese er at dataene ikke med 90 % sannsynlighet kan påstås å være normalfordelte. Alternativhypotesen er at dataene med 90 % sannsynlighet kan sies å være normalfordelte. Dette blir da en tosidig hypotesetest. Dersom testen gir en p-verdi lavere enn 0,05, altså signifikans på 5 %-nivå, må nullhypotesen forkastes, og alternativhypotesen blir gjeldende. Vi har ikke justert dataene for planlagt vedlikehold eller andre parameter som bør justeres for.

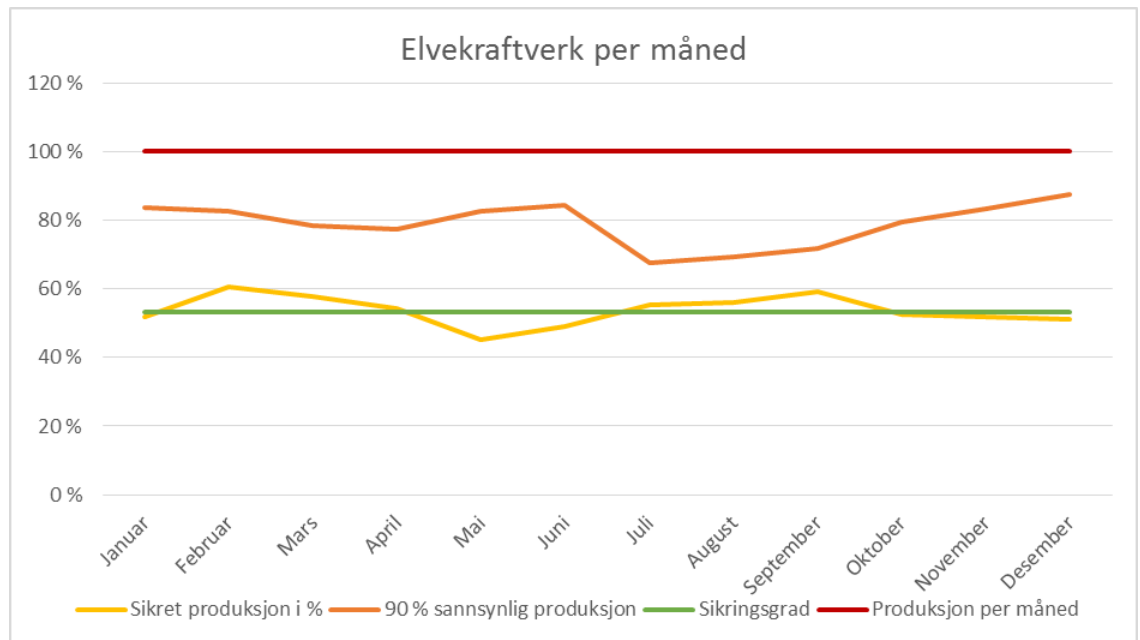
Ifølge Shapiro-Wilks-testen er dataseriene som omfatter halvårs- og kvartalsproduksjon normalfordelte. På månedsbasis består ikke elvekraftverket testen for august, og magasinkraftverket består ikke testen for august og oktober. På timesbasis er det noen timer jevnt fordelt over året som ikke består testen (413 dataserier for elvekraftverk og 3 282 dataserier for magasinkraftverk av 8 760 dataserier).

Vi har valgt å vise funnene våre i den ensidige testen gjort på halvår, kvartal, måned og time. Dette er gjort selv om ikke alle dataseriene på måned og time er

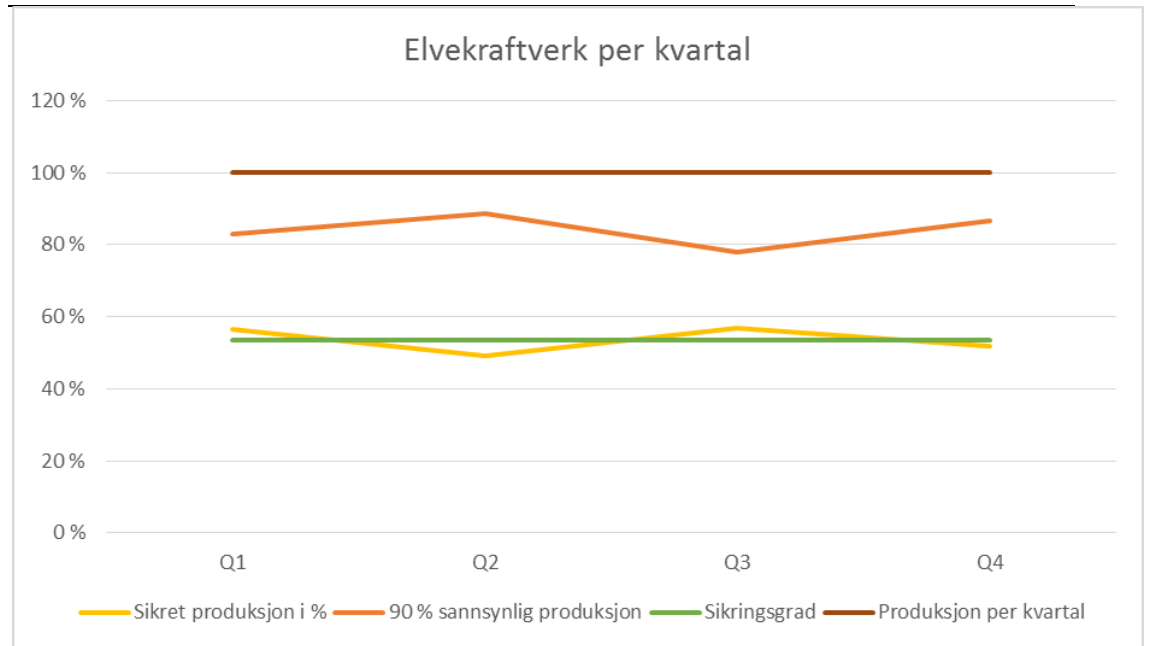
normalfordelt. Dersom denne metoden skal anvendes i praksis, er det viktig at dataene er normalfordelt etter justeringen for planlagt vedlikehold og andre parametere.



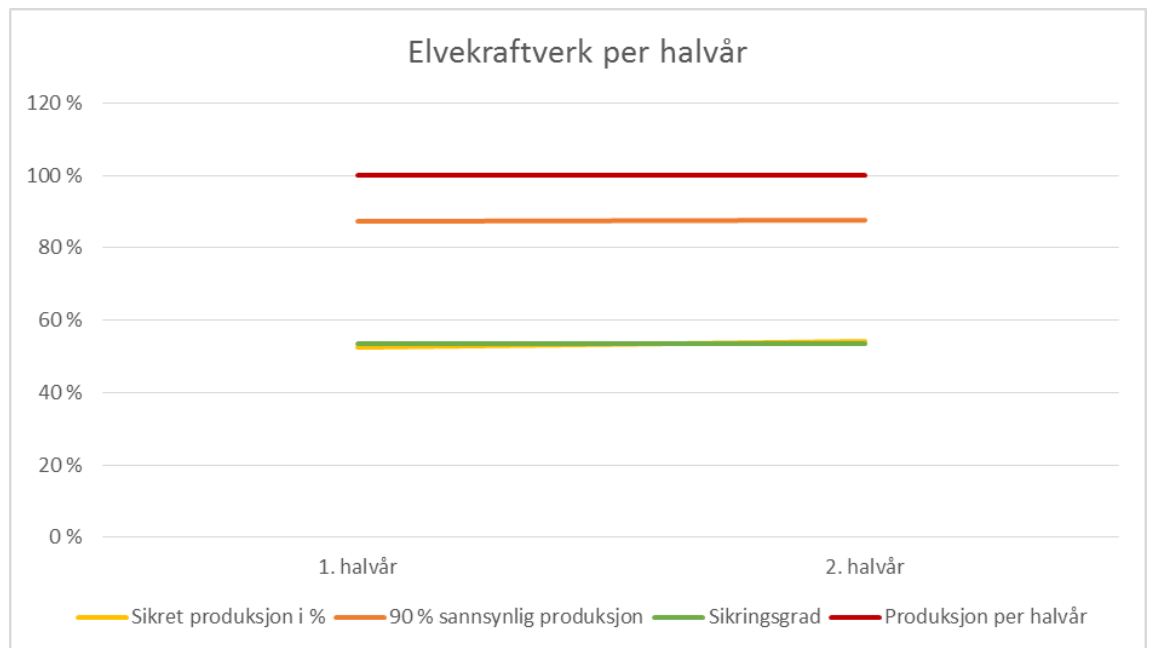
Figur 21: Elvekraft per time



Figur 22: Elvekraft per måned

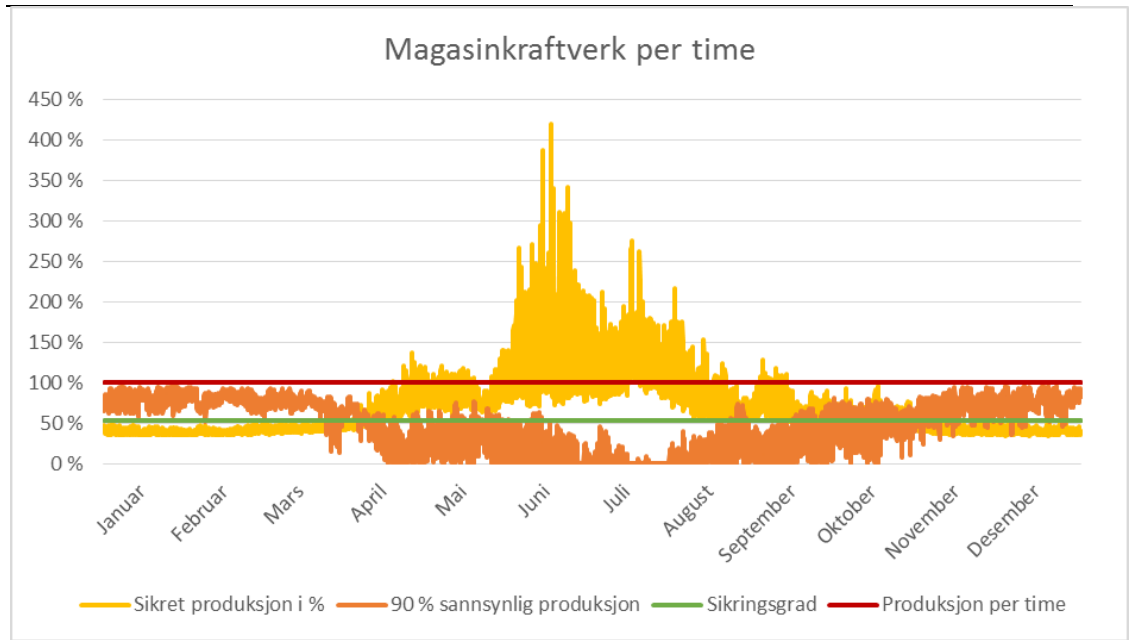


Figur 23: Elvekraft per kvartal

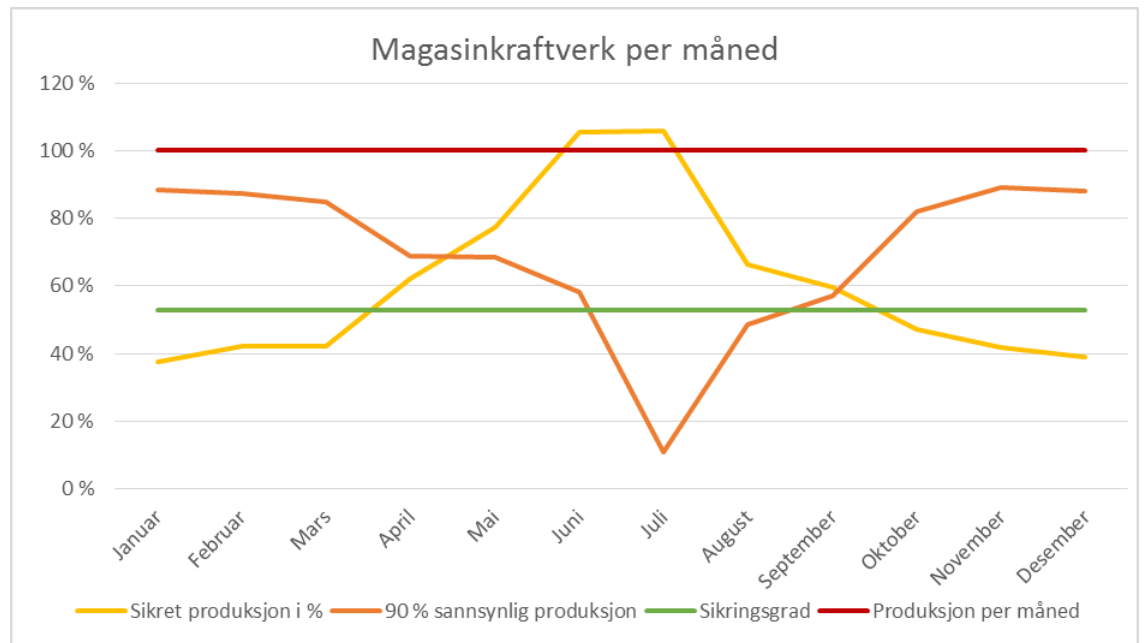


Figur 24: Elvekraft per halvår

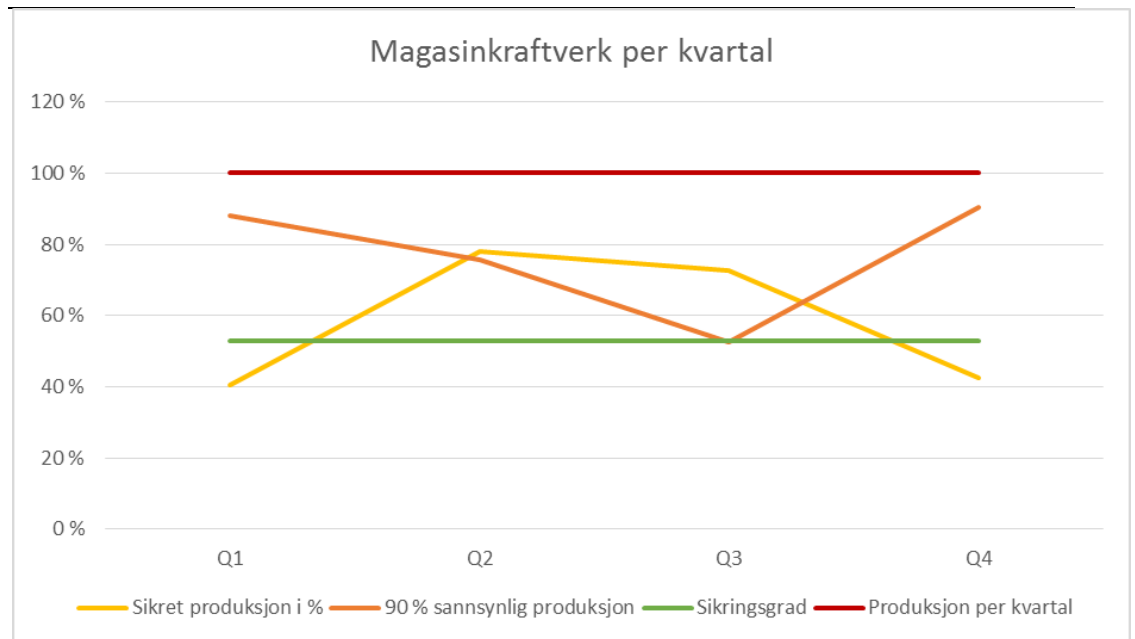
Vi ser at på elvekraft per time har vi noen timer i juli og august hvor det er sikret et større volum enn hva det er 90 % sannsynlig at kommer til å bli produsert. Når vi ser på produksjonsprofilen per måned ser vi at volumet det er 90 % sannsynlig at de kommer til å produsere ligger langt over sikret volum over hele året. Det samme gjelder når vi ser per kvartal og per halvår. Dette tyder på at «svært sannsynlig»-kravet ikke er vanskelig å oppfylle for elvekraftprodusentene.



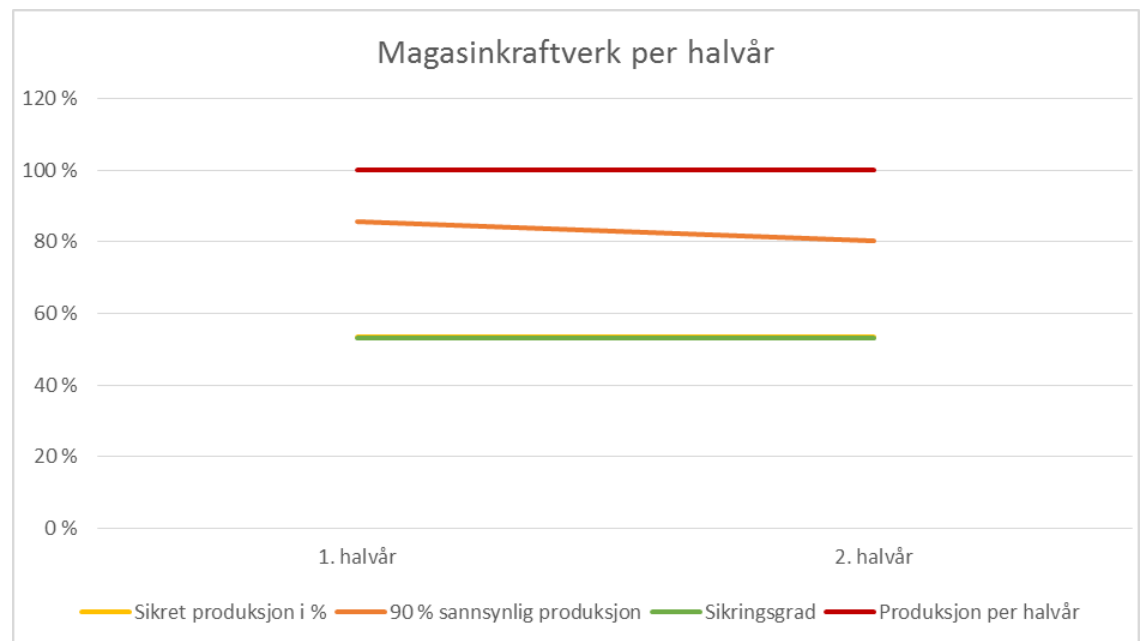
Figur 25: Magasinkraftverk per time



Figur 26: Magasinkraftverk per måned



Figur 27: Magasinkraftverk per kvartal



Figur 28: Magasinkraftverk per halvår

Når vi ser på magasinkraftverk per time, ser vi at de store deler av sommerhalvåret ikke har en 90 % sannsynlig produksjon som er høyere enn den sikrede produksjonen. Når vi ser på per måned istedenfor per time, får vi det samme resultatet. Vi ser at fra mai til september er det ikke 90 % sannsynlig at de produserer det sikrede volumet. Det samme gjelder per kvartal, da ser vi at «svært sannsynlig»-kravet ikke er oppfylt for Q2 og Q3. Ettersom det ikke er pliktig å

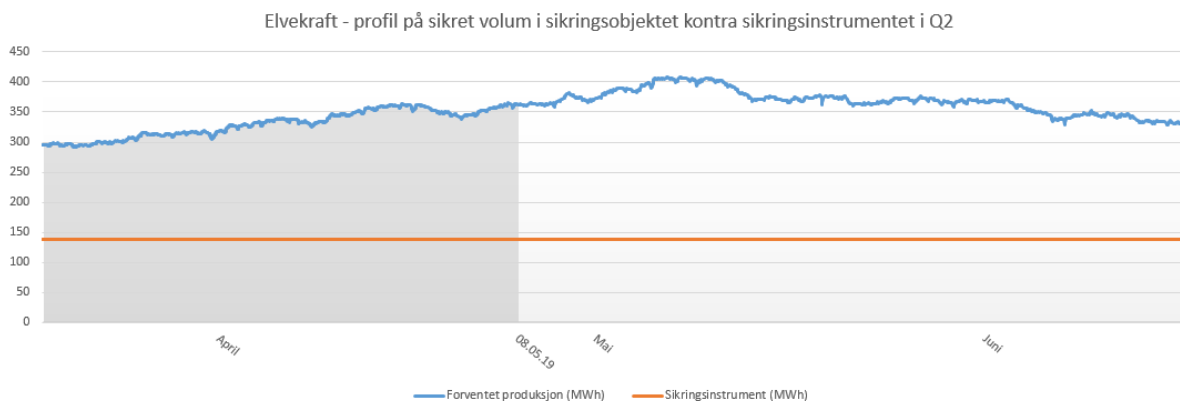
avgi kvartalsregnskap, og noen av kraftprodusentene kun avgir halvårsregnskap, har vi også sett på halvårlig produksjonsprofiler. For magasinkraftverk vil det å se per halvår oppfylle «svært sannsynlig»-kravet da de over dette tidsintervallet har en 90 % sannsynlig produksjon som er langt over det sikrede volumet.

6.4.1.1 Profilverdi

Sikringsobjektet, som nevnt i 6.2, består av tre komponenter. Disse er: volum * kraftpris i euro * valutakurs EUR/NOK. Volumkomponenten må defineres ut fra hvilket tidsintervall sikringsobjektet defineres for. Dersom tidsintervallet er måned, kvartal eller halvår, definerer vi sikret volum som det første volumet som produseres innenfor dette tidsintervallet. Sikringsinstrumentet har derimot likt volum hver time i hele tidsintervallet og således vil det kunne bli tidsforskyvninger mellom oppgjørstidspunktet for sikringsinstrumentet kontra sikringsobjektet. IFRS 9 krever at foretak skal vurdere tidsverdien av penger (time value of money) når man skal vurdere sikringseffektiviteten (IFRS 9.B6.5.4). Siden en futureskontrakt sitt oppgjør baseres på like volum gjennom hele leveranseperioden, mens kraftsalg leveres fra første del av kraften som produseres i det aktuelle tidsintervallet, er det grunn til å forvente at man vil få en forskjell i nåverdi på de to kontantstrømmene selv om øvrige komponenter er like. Som følge av dette må eventuell ineffektivitet vurderes. Dersom nåverdien på sikringsinstrumentet har en større absolutt verdiendring enn sikringsobjektet, vil den andelen av verdiendringen på sikringsinstrumentet som overstiger verdiendringen på sikringsobjektet føres til resultatet som ineffektivitet. Den resterende verdien, som svinger i likhet med sikringsobjektet, føres til OCI. Når man definerer sikret volum i sikringsobjektet som det første volumet som produseres i dette tidsintervallet, og tidsintervallet er lengre enn per time, vil det være ulik kraftpris på ulike tidspunkt som inngår i oppgjør av sikringsobjektet kontra sikringsinstrumentet.

Dette kan best illustreres med et eksempel. Et kraftverk har forventet produksjon i Q2 tilsvarende den blå linjen i figur 29 nedenfor. I eksempelet vil total forventet produksjon i Q2 utgjøre 770 000 MWh. Sikret volum defineres som de første 300 000 MWh som produseres i kvartalet og dette vil da være sikringsobjektet.

Det er inngått et sikringsinstrument med et samlet volum på 300 000 MWh som leveres jevnt over hele kvartalet. Sikringsinstrumentet er illustrert i figur 29 nedenfor med den oransje linjen. Det grå feltet i figur 29 viser at kraftverket har produsert 300 000 MWh i time 19, den 8. mai 2019.



Figur 29: Elvekraft - profil på sikret volum i sikringsobjektet kontra sikringsinstrumentet i Q2

Verdien av sikringsinstrumentet består av to deler, man mottar fastpris time for time i leveringsperioden mot at man betaler systemprisen på terminkontrakten. Tabellen nedenfor tar kun for seg systemprisen man betaler og ikke fastprisen man mottar time for time.

	Systempris (euro)	Forventet produksjon (MWh)	Andel sikret av forventet produksjon (MWh)	Volum i sikringsinstrumentene (MWh)	Oppgjør av sikringsobjektet (euro)	Sys del i sikringsinstrumentet (euro)	Profil-effekt (euro)
April	29,0	233 770	233 770	100 000	6 779 330	-2 900 000	3 879 330
Mai	28,5	279 160	66 230	100 000	1 887 555	-2 850 000	-962 445
Juni	24,5	257 070		100 000	-	-2 450 000	-2 450 000
Sum		770 000	300 000	300 000	8 666 885	-8 200 000	466 885

Figur 30: Profilverdi for elvekraftverk

Kraftverket leverer i april 233 770 MWh til en systempris på 29 euro/MWh, mens i oppgjøret til sikringsinstrumentet inngår kun 100 000 MWh til en pris på 29 euro/MWh. I mai produseres de resterende 66 230 MWh av sikringsobjektet til en systempris på 28,5 euro per MWh. Det oppstår en netto forskjell på 466 885 euro på verdien av sikringsinstrumentet og sikringsobjektet som følge av at sikringsobjektet er de 300 000 første produserte MWh, mens i sikringsinstrumentet fordeler de 300 000 MWh likt per time i kvartalet. Kraftprodusenten vil også, avhengig av regulering, ha mulighet til å styre

produksjonen til tidsperioder hvor det oppnås bedre priser. I magasinkraftverk vil det normalt være større mulighet for å skape profilverdier.

Som beskrevet i tidligere avsnitt vil det å definere sikringsobjektet på lengre tidsintervaller enn per time gjøre det lettere å kunne oppfylle «svært sannsynlig»-kravet. Denne måten å definere sikringsobjektet vil imidlertid åpne opp for nye utfordringer knyttet til en profilmforskjell mellom sikringsobjekt og sikringsinstrument med tanke på at kraftprisen som inngår i oppgjørene ikke kommer fra samme tidspunkt.

6.5 Beregning av sikringsineffektivitet

Når man har oppfylt kravene for sikringsbokføring og har valgt å anvende dette, krever IFRS 9 at man skal resultatføre ineffektivitet i sikringsforholdet. IFRS 9 spesifiserer ikke hvilken metode som skal anvendes for å måle sikringseffektivitet så det blir opp til hvert enkelt foretak å finne en metode for deres sikringer. En fellesnevner i intervjuene av vannkraftprodusentene var at utformingen av denne beregningen er utfordrende. En av vannkraftprodusentene uttalte blant annet at man er overlatt til seg selv i denne utformingen og må prøve å finne ut av noe som kan gi mening slik at man kan begrunne denne overfor revisor:

«Det er jo ikke veldig definert hvordan ineffektivitetsberegningen skal gjøres for det første. Det blir et tolkningsspørsmål og de måtene jeg har gjort det på i hvert fall, ved å sette opp beregninger for bokføringsgrunnlag og beregning av ineffektivitet, det er at du starter egentlig på scratch også må du prøve å finne ut av om det her gir mening eller ikke. Videre må du prøve å regne deg frem til en effektivitet som du kan begrunne overfor revisor. Etter det jeg vet så finnes det jo ikke noen maler for hvordan det her skal gjøres. Så man blir veldig opptatt selv med denne beregningen».

En annen vannkraftprodusent nevnte at ineffektivitetsberegningen på kraftpris er mer komplisert enn ineffektivitetsberegningen av sikringsforhold der mer standardiserte produkter blir brukt, for eksempel innenfor finans. En tredje

vannkraftprodusent tenkte at det ville være vanskeligere for en mindre vannkraftprodusent enn en større vannkraftprodusent å utvikle en slik metode siden de har færre ressurser til dispensasjon. En fjerde vannkraftprodusent påpekte at deres ineffektivitetsberegning blir gjort via en komplisert formel i Excel som er vanskelig å forklare til eierne og styret.

Vi spurte revisorene om hva slags inntrykk de hadde fått av synspunktene til sine klienter rundt ineffektivitetsberegningen. Revisorene var enige om at ineffektivitetsberegningen er en utfordrende del av sikringsbokføringen for deres klienter. En revisor påpekte at mange klienter synes beregningen av ineffektivitet er utfordrende fordi det er lite automatikk i dette og den er manuell.

I intervjuene spurte vi også om forskjellige metoder til å beregne ineffektivitet. Ingen av intervjuobjektene forklarte i detalj hva de gjør, men et flertall av revisorene uttalte at den metoden som oftest blir benyttet er «dollar-offset»-metoden. I dollar-offset metoden sammenligner man verdiendringen på sikringsinstrumentet med nåverdien av endringen i kontantstrømmer på sikringsobjektet. En av revisorene påpekte at klientene synes denne metoden er kompleks.

6.5.1 Illustrasjon av ineffektivitetsberegning på sikring av kraftpris

I og med at det er uklarhet om hvordan man skal beregne ineffektivitet, kommer vi i de følgende avsnittene med forslag til tre metoder man kan benytte for ineffektivitetsberegning av pris. I alle metodene har vi brukt samme kontrakt som eksempel. Kontrakten gjelder for prisområde NO1 for Q4-18 og er inngått 21. desember 2017. Kontrakten har 2 208 MWh per lots og den har 2 lots. Lots er den standardiserte mengden av et finansielt instrument. I denne kontrakten er det altså 2 208 MWh per lots, som tilsvarer 1 MWh for Q4-18, og med 2 lots gir det 2 MWh for Q4-18. Pris på inngåelse var 25,6 euro. Systempris Q4-18 på måletidspunktet er den prisen kontrakten kan handles til på tidspunktet for måling. Videre ved å gange sammen MWh per lots, antall lots og pris på måletidspunktet

finner vi kontraktsverdien. Vi har valgt å illustrere metoden per månedsavslutning for et halvt år.

6.5.1.1 Nasdaq-metoden

I eksempelet nedenfor går man inn på nettsiden til Nasdaq OMX og ser hva en EPAD sist ble handlet for. Ved manglende observerbare EPADer, som ligger mer enn ett år frem i tid, nevnte en av revisorene at en mulig forenklet tilnærming kan være å sette områdepris lik systempris. På inngåelsestidspunktet var det ingen observerbare EPADer i markedet, og utfra en forenklet tilnærming er områdepris satt lik systempris Q4-18. Per 31.12.2017 har det kommet en observerbar EPAD for kontrakten og denne brukes i regnskapet. For å finne forventet områdepris tar man systempris for Q4-18 på måletidspunktet og justerer med observerbar EPAD. Verdi på fremtidig kraftsalg finner man da ved å multiplisere MWh per lots, antall lots og forventet områdepris.

	Inngåelse	31.12.2017	31.01.2018	28.02.2018	31.03.2018	30.04.2018	31.05.2018	30.06.2018
Mengde MWh pr lots	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208
Lots	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Pris på inngåelse 21.12.17	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Systempris Q4-18 på måletidspunkt	25,6	29,3	30,6	31,7	33,9	37,9	44,0	49,8
Kontraktsverdi	-113 050	-129 168	-134 909	-139 987	-149 835	-167 190	-194 083	-219 917
EPAD	-	-0,63	-0,63	-0,63	-0,63	-0,63	-0,63	-0,63
Forventet områdepris (EPAD)	25,6	28,6	29,9	31,1	33,3	37,2	43,3	49,2
Verdi fremtidig kraftsalg	113 050	126 386	132 127	137 205	147 053	164 408	191 301	217 135
Virkelig verdi av derivatet	-	-16 118	-21 859	-26 938	-36 785	-54 140	-81 034	-106 867
Verdiendring i derivatet	-	-16 118	-5 741	-5 078	-9 848	-17 355	-26 893	-25 834
Verdiendring av sikringobjektet	-	13 336	19 077	24 156	34 003	51 358	78 252	104 085
Akkumulert ineffektivitet	-	-2 782	-2 782	-2 782	-2 782	-2 782	-2 782	-2 782

Effekt resultatregnskapet

Verdiendring ført i ordinært resultat		2 782	-	-	-	-	-	-
Verdiendring ført i OCI		13 336	5 741	5 078	9 848	17 355	26 893	25 834
Samlet verdiendring i resultat		16 118	21 859	26 938	36 785	54 140	81 034	106 867

Figur 31: Prisineffektivitet Nasdaq-metoden ("Wattsight EMPS Price forecast" og "Nordpool Historical Market Data")

Fordelen med denne metoden er at det er lite arbeidskrevende å finne prisen på EPADer. Ulempen er at EPADer er lite handlet og derfor lite likvide. Det kan vi se i dette eksempelet ved at EPADen er den samme over hele perioden. I tillegg er det en svakhet i metoden ved at man setter områdepris lik systempris ved mangel på observerbare EPADer.

6.5.1.2 Regresjonsmetoden

I denne metoden har vi brukt regresjon av månedsdata på områdepris og systempris over de siste 36 månedene til å estimere en EPAD. Vi gjør dette ved å bruke stigningskoeffisienten og konstanten vi får fra regresjonen og legger inn systempris Q4-18 på måletidspunktet. For eksempel for 31.01.2018 får vi fra regresjonen ligningen $Y = 1,08x - 2,89$. Ved å legge inn systemprisen Q4-18 på måletidspunktet på 30,6 euro får vi da en områdepris fra regresjonen på 30,2 euro. Dette gir en EPAD på -0,33 euro. Forventet verdi blir beregnet ved å multiplisere MWh per lots, antall lots og områdepris fra regresjonen.

	Inngåelse	31.12.2017	31.01.2018	28.02.2018	31.03.2018	30.04.2018	31.05.2018	30.06.2018
Mengde MWh pr lots	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208
Lots	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Pris på inngåelse 21.12.17	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Systempris Q4-18 på måletidspunkt	25,6	29,3	30,6	31,7	33,9	37,9	44,0	49,8
Kontraktverdi	-113 050	-129 168	-134 909	-139 987	-149 835	-167 190	-194 083	-219 917
Stigningskoeffisient	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Konstant	-2,82	-2,88	-2,89	-2,54	-2,66	-2,62	-2,64	-2,64
Områdepris regresjon	24,8	28,8	30,2	31,3	33,8	37,9	44,4	50,6
EPAD (kalkulert ved regresjon)	-0,78	-0,46	-0,33	-0,37	-0,17	0,08	0,50	0,85
Forventet verdi fremtidig kraftsalg	109 595	127 129	133 434	138 371	149 077	167 531	196 278	223 656
Effekt resultatregnskapet								
Virkelig verdi av derivatet	-	-16 118	-21 859	-26 938	-36 785	-54 140	-81 034	-106 867
Verdiendring i derivatet		-16 118	-5 741	-5 078	-9 848	-17 355	-26 893	-25 834
Verdiendring av sikringobjektet		17 534	23 839	28 776	39 482	57 936	86 683	114 061
Akkumulert ineffektivitet	-	-	-	-	-	-	-	-
Verdiendring ført i ordinært resultat		-	-	-	-	-	-	-
Verdiendring ført i OCI		16 118	5 741	5 078	9 848	17 355	26 893	25 834
Samlet verdiendring i resultat		16 118	21 859	26 938	36 785	54 140	81 034	106 867

Figur 32: Prisineffektivitet regresjonsmetoden ("Nordpool Historical Market Data")

Fordelen med denne metoden er at man kan anvende historiske sammenhenger for å si noe om fremtiden. I regresjonene vi utførte for NO1 mot systempris så vi at alle hadde en adjusted R-square på 0,97 eller høyere, noe som tilsier at de samvarierer sterkt, se Appendiks 4. Ulempen med denne metoden er at kjent informasjon om fremtiden ikke er tatt med i beregningen. I tillegg er metoden den mest arbeidskrevende av de tre.

6.5.1.3 Uavhengig analyse-metoden

I denne metoden har vi brukt analyseselskapet Wattsight sine estimater på områdepris og systempris til å estimere en EPAD. Videre justerer vi systemprisen per Q4-18 med den estimerte EPADen for å finne en forventet områdepris.

	Inngåelse	31.12.2017	31.01.2018	28.02.2018	31.03.2018	30.04.2018	31.05.2018	30.06.2018
Mengde MWh pr lots	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208	2 208
Lots	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Pris på inngåelse 21.12.17	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Systempris Q4-18 på måletidspunkt	25,6	29,3	30,6	31,7	33,9	37,9	44,0	49,8
Kontraksverdi	-113 050	-129 168	-134 909	-139 987	-149 835	-167 190	-194 083	-219 917
Systempris Wattsight	31,7	31,77	31,58	33,67	32,34	34,18	40,45	43,37
Områdepris NO1 Wattsight	31,3	31,43	31,15	33,32	31,99	33,82	40,15	43,08
EPAD Wattsight	-0,34	-0,34	-0,43	-0,35	-0,35	-0,36	-0,30	-0,29
Forventet områdepris (EPAD)	25,3	28,9	30,1	31,4	33,6	37,5	43,7	49,5
Forventet verdi fremtidig kraftsalg	111 548	127 667	133 010	138 442	148 289	165 600	192 758	218 636

Virkelig verdi av derivatet	-	-16 118	-21 859	-26 938	-36 785	-54 140	-81 034	-106 867
Verdiendring i derivatet		-16 118	-5 741	-5 078	-9 848	-17 355	-26 893	-25 834
Verdiendring av sikringobjektet		16 118	21 462	26 893	36 741	54 052	81 210	107 088
Akkumulert ineffektivitet	-	-	-397	-44	-44	-88	-	-

Effekt resultatregnskapet

Verdiendring ført i ordinært resultat		-	397	-353	-	44	-88	-
Verdiendring ført i OCI		16 118	5 343	5 432	9 848	17 311	26 982	25 834
Samlet verdiendring i resultat		16 118	21 859	26 938	36 785	54 140	81 034	106 867

Figur 33: Prisineffektivitet uavhengig analyse-metoden ("Wattsight EMPS Price forecast" og "Nordpool Historical Market Data")

Fordelen med denne metoden er at man får en uavhengig tredjepartsvurdering av EPADen. Mange kraftprodusenter har også allerede tilgang til databaser med uavhengige analyser, noe som gjør at det ikke blir noen ekstra kostnad ved bruk av denne metoden. I tillegg vil de her kunne estimere EPADer på de lengre kontraktene hvor det ikke er EPADer i markedet ennå.

I halvåret det ble foretatt beregninger for har det vært betydelige endringer i spotprisen på kraft. Markedsprisen på futureskontrakten med levering i Q4-18 har endret seg tilsvarende. Systemprisen og områdeprisen for NO1 har fulgt hverandre tett og prisutviklingen på EPAD har stått tilnærmet stille. En interessant observasjon er at i denne perioden med store prissvingninger fanger endringen i systempris tilnærmet opp hele endringen i områdepris. Ineffektivitet i halvåret som ble analysert er marginal i forhold til total verdiendring i futureskontrakten.

6.5.1.4 Prisineffektivitet i forskjellige scenarioer

Nedenfor har vi illustrert med noen enkle eksempler hvordan ineffektiviteten blir for tre forskjellige scenarioer etter Nasdaq-metoden. Det samme vil gjelde for de to andre metodene. De tre forskjellige scenarioene er:

1. Netto endring i sikringsobjektet er lavere enn netto endring i sikringsinstrumentet.
2. Netto endring i sikringsobjektet er høyere enn netto endring i sikringsinstrumentet.
3. Netto endring for sikringsinstrument og sikringsobjekt er likt og går samme vei.

En vannkraftprodusent sikrer områdepris med en futureskontrakt på systempris. Sikringsobjektet er et fremtidig kraftsalg for januar 2018. Ved inngåelse av futureskontrakt 1. januar 2017, er futuresprisen for januar 2018 25,6 euro/MWh. Foretaket velger å inngå futureskontrakt på dette tidspunktet for salg i januar 2018.

	01.01.17	31.12.17	Endring
<i>Sikringsobjekt</i>			
System	25,6	28	2,4
EPAD	0	-0,2	-0,2
Netto endring			2,2
<i>Sikringsinstrument</i>			
System	25,6	28	-2,4
Netto endring			-2,4

Figur 34: Prisineffektivitet scenario 1

Dersom spotprisen per 31. desember 2017 har steget til 28 euro/MWh, vil vi som kraftprodusent ha tjent 2,4 euro/MWh på kraftsalget. Per 31. desember 2017 har vi en observerbar EPAD pris på -0,2 euro/MWh. Dette vil si at områdepris er forventet å være lavere enn systempris. Netto endring på sikringsobjektet per 31. desember 2017 er da 2,2 euro/MWh. For sikringsinstrumentet har futureskontrakten økt tilsvarende til 28 euro/MWh som gir en netto endring lik -2,4 euro/MWh. Den effektive delen av sikringsinstrumentet skal føres over OCI iht. IFRS 9.6.5.11 b). Den effektive delen av sikringsforholdet er definert i IFRS

9.6.5.11 a) i) og ii) som det laveste av følgende beløp: «*the cumulative gain or loss on the hedging instrument from inception of the hedge; and the cumulative change in fair value (present value) of the hedged item (i.e. the present value of the cumulative change in the hedged expected future cash flows) from inception of the hedge*». Den effektive delen i vårt eksempel vil da være 2,2 euro/MWh, siden dette representerer endringen i det underliggende objektet. Det resterende, altså 0,2 euro/MWh, skyldes noe annet enn endringen i det underliggende objektet og må derfor trekkes ut og føres i resultatet som ineffektivitet i henhold til IFRS 9.6.5.11 c).

	01.01.17	31.12.17	Endring
<i>Sikringsobjekt</i>			
System	25,6	28	2,4
EPAD	0	0,2	0,2
Netto endring			2,6
<i>Sikringsinstrument</i>			
System	25,6	28	-2,4
Netto endring			-2,4

Figur 35: Prisineffektivitet scenario 2

I dette scenarioet har EPADen en verdi per 31. desember 17 på 0,2 euro/MWh, i motsetning til scenario 1. Dette gir da en netto endring i sikringsobjektet på 2,6 euro/MWh. Netto endring på sikringsinstrumentet er fortsatt -2,4 euro/MWh. I dette eksempelet ser vi at netto endring på sikringsobjektet er høyere enn netto endring på sikringsinstrumentet. Dette vil si at hele endringen på sikringsinstrumentet er utlignet av endringen på sikringsobjektet, iht. IFRS 9.6.5.11 b). Vi har derfor ingen ineffektivitet, og hele endringen på 2,4 euro/MWh går over OCI.

	01.01.17	31.12.17	Endring
<i>Sikringsobjekt</i>			
System	25,6	25,7	0,1
EPAD	0	-0,2	-0,2
Netto endring			-0,1
<i>Sikringsinstrument</i>			
System	25,6	25,7	-0,1
Netto endring			-0,1

Figur 36: Prisineffektivitet scenario 3

I dette scenarioet er spotprisen per 31. desember 2017 isteden 25,7 euro/MWh. Da har vi et gevinst på 0,1 euro/MWh på kraftsalget og vi har en EPAD til -0,2 euro/MWh slik at netto endringen på sikringsobjektet blir -0,1 euro/MWh. Siden endringen går samme vei på sikringsinstrumentet, blir ikke objekt og instrument utlignet. Dette vil si at hele forskjellen er ineffektivitet, og må derfor tas i resultatet etter IFRS 9.6.5.11 b).

6.5.2 Illustrasjon av ineffektivitetsberegning på sikring av valuta

Som beskrevet i kapittel 4, er en norsk vannkraftprodusent utsatt for valutarisiko siden kraftsalget gjøres opp i euro mens den øvrige driften foregår i norske kroner. I tillegg til å bruke en futureskontrakt eller forwardkontrakt til å sikre verdien ved et fremtidig kraftsalg, er det derfor også vanlig for norske vannkraftprodusenter å bruke en forwardkontrakt til å sikre valutarisikoen. Ofte vil da sikringsobjektet være kraftfutureskontrakten, som er sikringsinstrumentet i kraftsikringen, sammen med den sikrede produksjonen i kraftsikringen og sikringsinstrumentet vil være en valuta-forwardkontrakt. IFRS 9 krever at foretak skal vurdere tidsverdien av penger (time value of money) når man skal vurdere sikringseffektiviteten (IFRS 9.B6.5.4). Derfor, for å måle ineffektiviteten som kan oppstå i valutasikringen, skal sikringsobjektets og sikringsinstrumentets verdisvingning, på grunn av endringer i forventet valutavekslingskurs, måles til nåverdi. Dersom nåverdien på sikringsinstrumentet har en større absolutt verdiendring enn sikringsobjektet, vil den andelen av verdiendringen på sikringsinstrumentet som overstiger

verdiendringen på sikringsobjektet føres til resultatet som ineffektivitet, mens den resterende verdien som svinger i likhet med sikringsobjektet føres til OCI.

En kraftkontrakt har daglige betalinger gjennom leveranseperioden, mens en valuta-forwardkontrakt har oppgjørslag på et bestemt tidspunkt. Dette gjør at man vil få en forskjell i nåverdi på kontantstrømmene til de to kontraktene, selv om det underliggende valutabeløpet sikret er likt. For eksempel kan en vannkraftprodusent ha inngått en kraft-futureskontrakt som sikrer 20 832 euro (744 timer i januar måned * 28 euro/MWh) i inntekter for en andel av kraftsalget i januar måned. I tillegg er det da vanlig for denne vannkraftprodusenten å inngå en valuta-forwardkontrakt som sikrer en veksling av disse 20 832 euroene til 187 488 NOK (vekslingskurs på 9 * 20 832 euro) på en bestemt dag i perioden for salget. Disse to kontraktene vil ikke ha nøyaktig samme nåverdi på et vilkårlig tidspunkt før levering på grunn av kontraktenes forskjellige kontantstrømmer, og dermed ulike neddiskonteringsfaktorer, ved beregningen av nåverdien av disse betalingene.

For å ytterligere illustrere dette har vi konstruert et talleksempel. En vannkraftprodusent skal rapportere sine sikringskontraksverdier for kvartalsslutt 31. mars 2018, og skal derfor beregne ineffektivitet på sine valutakontraksikringer. Foretaket inngikk den 10. januar 2018 tre kraftfutureskontrakter for å sikre deler av det svært sannsynlige fremtidige kraftsalget i juni måned i 2018. Disse kontraktene ga vannkraftprodusenten en sikret inntekt på 28 euro/MWh produsert i juni. Med 720 timer i juni og 3 kontrakter betyr dette at inntektene fra kraftsalget vil låses til 60 480 euro. Den daglige betalingen fra kraftkontrakten vil da være 2 016 euro, da det er 30 dager i juni. Siden denne kraftfutureskontrakten har oppgjør i euro, og foretaket har norske kroner som operasjonell valuta, ønsker de å sikre inntektene fra kraftsalget gjennom leveranseperioden fra euro til norske kroner. Vannkraftprodusenten velger derfor å sikre seg mot eksponeringen for svingninger i valutakursen samme dag, frem til leveranseperioden, ved å benytte en valuta-forwardkontrakt. Siden kontantstrømmene fra kraftfutureskontrakten kommer daglig gjennom leveringsperioden, mens valutaforwardkontrakten har én oppgjørslag, valgte

foretaket å inngå en valutakontrakt med oppgjørsdag midt i perioden, altså 15. juni.

På inngåelsestidspunktet fikk vannkraftprodusenten kontraktfestet en fremtidig vekslingskurs på 9,5 NOK/euro for de 60 480 euroene. Ved rapporteringen den 31. mars 2018 viser det seg at dersom de hadde inngått valutaavtalen i dag, ville vekslingskursen vært 9,4 NOK/euro. De har da tjent 0,1 NOK/euro på valutakontrakten på rapporteringstidspunktet, mens den teoretiske verdien av kraftsalget er blitt 0,1 mindre per euro i NOK. Når man neddiskonterer disse verdiene med betalingerens risikofrie renter og summerer opp nåverdiene av hver av de to kontraktene ser man at nåverdifferansen mellom disse er -0,026. Det vil altså si at av verdiendringen på 6 044,63, så skal 0,026 av disse til resultatet som ineffektivitet, mens det resterende skal til OCI som effektiv andel av sikringen. Se figur 38 og 39 for utregninger.

Valutasikringsoversikt	Inngåelsestidspunktet	Verdsettelsestidspunkt
Dato	10/01/2018	31/03/2018
Forward valutavekslingskurs	9,5	9,4
Timer i juni	2160	
Kontraktspris	28	
Differanse mellom nåverdiene	0,026	

Figur 37: Eksempel ineffektivitetsberegning på sikring av valuta – opplysninger

Tid til betaling		Kraftkontraktsbetalinger og verdier				Valutakontraktsbetalinger og verdier			
Betalingsdato	Dager til betaling	Betalinger pr dag i leveranseperioden (EUR)	Gevinst/Tap pga valutaendring	Årlig risikofri rente for EUR i %	Nåverdijustering av betalingene	Betaling fra valutakontrakten (EUR)	Gevinst/Tap pga valutaendring	Årlig risikofri rente for EUR	Nåverdi av valutakontrakten
01.06.2018	62	2016	-201,60	0,2596 %	-201,51				
02.06.2018	63	2016	-201,60	0,2603 %	-201,51				
03.06.2018	64	2016	-201,60	0,2610 %	-201,51				
04.06.2018	65	2016	-201,60	0,2617 %	-201,51				
05.06.2018	66	2016	-201,60	0,2624 %	-201,50				
06.06.2018	67	2016	-201,60	0,2630 %	-201,50				
07.06.2018	68	2016	-201,60	0,2636 %	-201,50				
08.06.2018	69	2016	-201,60	0,2642 %	-201,50				
09.06.2018	70	2016	-201,60	0,2648 %	-201,50				
10.06.2018	71	2016	-201,60	0,2654 %	-201,50				
11.06.2018	72	2016	-201,60	0,2659 %	-201,49				
12.06.2018	73	2016	-201,60	0,2664 %	-201,49				
13.06.2018	74	2016	-201,60	0,2669 %	-201,49				
14.06.2018	75	2016	-201,60	0,2674 %	-201,49				
15.06.2018	76	2016	-201,60	0,2679 %	-201,49	60 480	6 048	0,2679 %	6 045
16.06.2018	77	2016	-201,60	0,2684 %	-201,49				
17.06.2018	78	2016	-201,60	0,2689 %	-201,48				
18.06.2018	79	2016	-201,60	0,2693 %	-201,48				
19.06.2018	80	2016	-201,60	0,2698 %	-201,48				
20.06.2018	81	2016	-201,60	0,2702 %	-201,48				
21.06.2018	82	2016	-201,60	0,2706 %	-201,48				
22.06.2018	83	2016	-201,60	0,2711 %	-201,48				
23.06.2018	84	2016	-201,60	0,2715 %	-201,47				
24.06.2018	85	2016	-201,60	0,2719 %	-201,47				
25.06.2018	86	2016	-201,60	0,2724 %	-201,47				
26.06.2018	87	2016	-201,60	0,2728 %	-201,47				
27.06.2018	88	2016	-201,60	0,2732 %	-201,47				
28.06.2018	89	2016	-201,60	0,2736 %	-201,47				
29.06.2018	90	2016	-201,60	0,2741 %	-201,46				
30.06.2018	91	2016	-201,60	0,2745 %	-201,46				
Total		60 480	- 6 048	-	6 044,61	- 60 480	6 048		6 044,63

Figur 38: Eksempel ineffektivitetsberegning på sikring av valuta – utregninger

I dette eksempelet har vi benyttet en fiktiv risikofri rente i det europeiske markedet. Mellom observerte rentepunkter er denne renten interpolert ved bruk av en «cubic spline» metodikk. Dette er en form for tredjegrads interpolering som gir rentekurven lik sikringsgrad både inn i og ut av et observert rentepunkt for å få en kurve uten knekkpunkter, slik man ofte observerer ved bruk av lineærinterpolering. Den risikofrie renten er hentet ved bruk av sluttkurs i EURIBOR og midtpriser på euro swap-renter.

Det må nevnes at eksempelet tar for seg en kort tidsperiode og dermed blir ineffektiviteten liten. Om man ser på sikringsforhold over lengre perioder, kan denne ineffektiviteten bli mer vesentlig.

6.6 Sikring av en bestanddel

Som nevnt i kapittel 2 er det to typer priser man opererer med i kraftbransjen: systempris og områdepris. Systemprisen fastsettes basert på aggregert etterspørsel og tilbud i hele det nordiske markedet og fungerer som en referansepris for

prissettingen av den finansielle krafthandelen i Norden. Områdeprisen er den faktiske kraftprisen en aktør mottar eller betaler i sitt område. Områdeprisen kan variere fra systemprisen grunnet flaskehalsen i overføringsnettene. Det kan diskuteres om kraftprisen kan deles inn i to komponenter, nemlig systemprisen og et tillegg for transportulikheter til de forskjellige områdene.

Som nevnt i kapittel 5 åpner IFRS 9-reglene for å definere bestanddeler av ikke-finansielle kontrakter som sikringsobjekt. Det er uenighet om systemprisen kan defineres som en risikobestanddel av områdeprisen. Sikringsinstrumentet er ofte en futureskontrakt med systemprisen som underliggende. Om man kan definere systemprisen som sikringsobjekt vil man kunne oppnå en perfekt sikring. IFRS 9.6.3.7 angir at en bestanddel skal omfatte mindre enn hele endringen i kontantstrømmene til en post. IFRS 9.B6.3.7 spesifiserer at en bestanddel er et sikringsobjekt som er mindre enn hele posten. Dette er en utfordring for systemprisen siden denne kan ligge både over og under områdeprisen.

Gjennom intervjuene fikk vi inntrykk av at de fleste vannkraftprodusentene ikke hadde satt seg så mye inn i denne problemstillingen. Imidlertid var det en vannkraftprodusent som uttalte at det var vanskelig å tenke seg systemprisen som en bestanddel av områdeprisen siden disse kan plutselig bevege seg i ulike retninger. En annen vannkraftprodusent påpekte at systemprisen egentlig er fiktiv siden det er et gjennomsnitt av alle områdeprisene. Da kan det bli feil å tenke at en områdepris består av systemprisen og et tillegg for transportulikheter til dette området siden denne områdeprisen har vært med i beregningen av systemprisen. Flere nevnte imidlertid at dersom systempris og områdepris var mer eller mindre perfekt korrelert ville det vært lettere å definere systemprisen som en bestanddel.

En av revisorene nevnte at sikring av en bestanddel under IFRS 9 er en utfordring når det gjelder kraft siden systemprisen kan ligge både over og under områdeprisen. Videre mente denne revisoren at hvis man blir enig om at systemprisen kan defineres som en bestanddel, vil det potensielt kunne gjøre sikringsbokføring lettere for norske vannkraftprodusenter. Utfra intervjuene med revisorer var det tydelig at dette er en problemstilling som revisjonsforetakene har

brukt mye ressurser på å vurdere, men at de ennå ikke har konkludert. En av revisorene uttalte at utfordringen med å definere at områdeprisen består av de to bestanddelene systempris og et områdeprisdiffersiale er at systemprisen er en form for volumvektet gjennomsnitt av områdepriser, noe som tilsier at områdeprisen er en bestanddel av systemprisen. Spørsmålet er da om det er mulig at systemprisen samtidig er en bestanddel av områdeprisen. Revisorene vi har snakket med hadde ikke konkludert ennå, og noen uttalte at det ville bli en vurdering foretakene selv må gjøre. Dette vil altså bli et område der revisor må utøve «audit judgment». I tillegg var det et par av revisorene som påpekte at de ennå ikke hadde fått forespørsler fra sine klienter om å gjøre en vurdering av dette. Imidlertid var det flere av revisorene som uttalte at de ikke var imot tanken på at det er en mulighet for å se på systemprisen som en bestanddel av områdeprisen. Om man sier at det er mulig å definere systemprisen som en bestanddel av områdeprisen, vil man kunne oppnå et sikringsforhold som har lite ineffektivitet.

En av revisorene mente at siden områdeprisen kan være mindre enn systemprisen, vil det ikke være mulig å definere systemprisen som en komponent (IFRS 9.B6.3.7). Imidlertid mente denne revisoren at det kan være mulig etter IFRS 9.6.3.7 å sikre hele områdeprisen, men bare for eksponeringen av endringen i systempris. IFRS 9.B6.3.21 angir:

«If a component of the cash flows of a financial or a non-financial item is designated as the hedged item, that component must be less than or equal to the total cash flows of the entire item. However, all of the cash flows of the entire item may be designated as the hedged item and hedged only for one particular risk (for example, only for those changes that are attributable to changes in LIBOR or a benchmark commodity price)».

Denne revisoren påpekte at dette alternativet nok ikke ville føre til mye mer ineffektivitet enn alternativet beskrevet i avsnittet ovenfor.

6.7 utfordringer med sikringsbokføring under IFRS 9

Vi har spurt alle intervjuobjektene om deres synspunkter på utfordringer med sikringsbokføring under IFRS 9. I intervjuene med vannkraftprodusenter var det spesielt fem områder som ble nevnt. For det første var det en vannkraftprodusent som uttalte at å begynne med bruk av sikringsbokføring er en utfordring.

Implementeringsfasen oppfattes som krevende fordi det er tidskrevende å finne ut av hvordan det skal gjøres, hvordan det skal dokumenteres og hvordan det skal utføres praktisk.

For det andre var det enighet blant vannkraftprodusentene at det er utfordrende å dokumentere kravet til at sikringsobjektet skal være et svært sannsynlig fremtidig kraftsalg. En av vannkraftprodusentene påpekte at det å oppfylle dette kravet innebar å analysere store datamengder, og at de ikke hadde nok forretningsmessige grunner til å påta seg den ekstra jobben. I tillegg var det en av vannkraftprodusentene som nevnte at de ofte opplever store svingninger i forventet produksjon og at det er uavklart hvor langt man kan aggregere når det gjelder sikringsobjektet. For det tredje var det mange av vannkraftprodusentene som nevnte at den største utfordringen med sikringsbokføring generelt er ineffektivitetsberegningen, som man fortsatt må utføre under IFRS 9. To av vannkraftprodusentene påpekte at siden det ikke alltid er perfekt match mellom sikringsobjekt og sikringsinstrument, blir det vanskelig å regne seg frem til ineffektivitet.

Den fjerde utfordringen som ble nevnt var at sikringsbokføring krever mye ressurser til løpende oppfølging da dette gjøres manuelt. Den siste utfordringen som ble nevnt med sikringsbokføring etter IFRS 9 er notekravene. En av vannkraftprodusentene mente at det er vanskelig å bygge opp disse notene siden man har liten veiledning på hvordan de skal se ut. I tillegg var det en av vannkraftprodusentene som nevnte at notekravene i IFRS 7 krever at foretaket gir mye informasjon om deres eksponering, noe som ikke er ønskelig.

Mange av de ovennevnte forholdene ble også påpekt i intervjuene vi hadde med revisorene. Den utfordringen som flest revisorer nevnte var den administrative

byrden sikringsbokføring fortsatt er under IFRS 9, og at klientene deres opplever dette som en manuell og arbeidskrevende oppfølgingsprosess. En av revisorene påpekte at det er en del formalkrav under IFRS 9 som gjør noen av vannkraftprodusentene skeptiske til å anvende reglene. Videre uttalte denne revisoren at dersom det ville blitt utviklet gode systemer som gjør det enklere å underbygge sikringsbokføring, kunne det tenkes at flere ville anvende reglene.

En av revisorene nevnte at flere av vannkraftprodusentene virkelig hadde hatt lyst til å anvende sikringsbokføring, men at mange foretak har en praksis der de hele tiden justerer sikringsgraden og optimaliserer produksjonen. Da blir det utfordrende å kvalifisere for sikringsbokføring. En av revisorene konkluderte med at det er to store utfordringer med sikringsbokføring under IFRS 9:

«Når det gjelder IFRS 9 og sikringsbokføring, sammenlignet med IAS 39, så er de største utfordringene «svært sannsynlig»-kravet og det administrative arbeidet når du går opp og ned i sikringsnivå. Det administrative arbeidet blir litt redusert i forhold til effektivitetsberegningen siden du ikke nødvendigvis må ha den samme omstendelige kvantitative testen, men du må fortsatt gjøre noe i forhold til effektivitet og dokumentasjon. Så du har de to tingene «svært sannsynlig» og administrativt arbeid som fortsatt vil være hindre for mange. Samtidig har du effektivitetskravet som de har løst litt opp på og gjort det mer kvalitativt som kan gjøre det enklere».

Både vannkraftprodusentene og revisorene ser altså fortsatt mange utfordringer med at sikringsbokføring skal kunne anvendes for sikring av et svært sannsynlig fremtidig kraftsalg under IFRS 9.

6.8 Intervjuobjektene syn på notekravene til sikringsbokføring etter IFRS 7

I avsnitt 5.11 beskrev vi notekravene i IFRS 7 som følger med sikringsbokføring etter IFRS 9. I intervjuene var det få av vannkraftprodusentene som kunne uttale seg angående disse notekravene da de ikke hadde sett på dem ennå. En av vannkraftprodusentene nevnte at de mer omfattende notekravene er en barriere for

å anvende reglene siden det nå er krav om å vise mye av sin risikostyringsstrategi og profil i notene, noe som ikke er ønskelig. De fleste nevnte at de hadde i første omgang fokusert mest på selve implementeringen av IFRS 9, så skal man etter hvert begynne å sette seg inn i notekravene før årsregnskapet må fullføres. Imidlertid var også de fleste klar over at notekravene for sikringsbokføring har blitt mer omfattende under IFRS 9. I tillegg nevnte en av vannkraftprodusentene at selv om notekravene generelt under IFRS er krevende å utforme, så har de mye bra for seg. Imidlertid nevnte denne vannkraftprodusenten at IFRS-notekravene inneholder for mange «må-krav» som kan ta bort fokuset fra den viktige informasjonen.

Mange av revisorene bekreftet det vannkraftprodusentene fortalte. Altså at de fleste klientene nok i første omgang hadde fokusert på implementeringen av IFRS 9, og kom til å oppleve en del ekstraarbeid i utarbeidelsen av notene for årsregnskapet. Heller ikke så mange av revisorene uttalte seg om hvilken effekt notekravene etter IFRS 7 vil ha for anvendelse av sikringsbokføring, men alle var enige om at notekravene har blitt mer omfattende etter overgangen til IFRS 9. For eksempel uttalte en av revisorene at *«Spesielt på sikringsbokføring så er noteopplysningene betydelig mer omfattende enn før IFRS 7 ble endret av IFRS 9. Så jeg forventer mye mer detaljerte og omstendelige noteopplysninger på sikringsobjekt, sikringsinstrument og sikringsstrategi»*. En annen revisor uttalte at notekravene til sikringsbokføring under IAS 39 kontra IFRS 9 er nesten som dag og natt. Tidligere var notekravene til sikringsbokføring skrevet på en halv-side, mens det nå er mangfoldige sider med notekrav i standarden. Imidlertid påpekte denne revisoren at de økte notekravene kan være positive fordi regnskapsbrukerne får mer innsikt i hva som gjøres.

Da vi spurte på hvilken måte notekravene til sikringsbokføring etter IFRS 7 var blitt mer omfattende, var det en av revisorene som nevnte at det var mye flere krav knyttet til kvantitativ informasjon i tabellarisk format enn det var tidligere. Imidlertid nevnte denne revisoren at mer omfattende notekrav i seg selv ikke ville

bli en barriere for at flere vannkraftprodusenter skal anvende sikringsbokføring, da dette ville bli en engangsjobb for å få utarbeidet det nye notesettet.

6.9 utfordringer ved studien

Vi har ivaretatt gyldighet og relevans i oppgaven ved å intervju norske vannkraftprodusenter og revisorer som kan belyse problemstillingen. Imidlertid er en utfordring oppgavens pålitelighet. Sikringsbokføringsreglene under IFRS 9 trådte i kraft 1. januar 2018. Vi opplevde at spesielt vannkraftprodusentene ikke helt hadde satt seg inn i de nye reglene. I tillegg er sikringsbokføring frivillig så vannkraftprodusentene blir heller ikke tvunget til å sette seg inn i dem dersom de ikke har motivasjon for det. Oppgaven ble skrevet i vårhalvåret av 2018. De fleste setter seg ikke inn i notekravene før nærmere årsregnskapet skal avlegges.

7 Konklusjon

Hva må til for at norske offentlig eide vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring under IFRS 9?

I arbeidet med denne masteroppgaven har vi funnet at «svært sannsynlig»-kravet, beregning av ineffektivitet, omfattende dokumentasjonskrav og notekrav gjør at norske vannkraftprodusenter vegrer seg for å anvende sikringsbokføring.

«Svært sannsynlig»-kravet er en utfordring for anvendelse av sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter, spesielt for de som har magasinkraftverk. Det er vannkraftprodusenten som må ta stilling til om reglene kan anvendes. Oppfyllelse av «svært sannsynlig»-kravet vil avhenge av den individuelle sikringsgraden til hver enkel vannkraftprodusent og hva revisorene godtar som profil på sikringsobjektet. Gjennom intervjuene erfarte vi at ingen helt har konkludert på dette. Dersom norske vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring, må det åpnes opp for at sikringsobjektet defineres på et mer aggregert nivå enn time for time. Dette vil også være mer i tråd med risikostyringsstrategien til vannkraftprodusentene.

Sikringsbokføring medfører komplekse beregninger av ineffektivitet og omfattende dokumentasjonskrav. Utfordringen for norske vannkraftprodusenter er at dette medfører mye manuelt arbeid. Anvendelse av sikringsbokføring blir en kost-nytte avveining. For at norske vannkraftprodusenter skal anvende sikringsbokføring trenger de en motivasjon utover det at sikringsbokføring skaper en mer dekkende fremstilling av driften i regnskapet. Slik situasjonen er i dag er ikke denne motivasjonen sterk nok for de aller fleste, som følge av at kostnaden er høyere enn nytten. Om det blir utviklet gode og enkle systemer, som for eksempel et software, vil dette kunne snu utfallet av denne kost-nytte avveiningen.

Et software vil også gjøre arbeidet med de omfattende notekravene til sikringsbokføring mer overkommelige, da all informasjonen de trenger allerede ligger inne i softwaren.

8 Referanseliste

8.1 Referanseliste litteratur

Agder Energi Årsrapport 2017. Hentet fra

<https://www.ae.no/globalassets/finansielle-rapporter/2017/agder-energi-arsrapport-2017.pdf>

Althoff, J., Halterman, S. & Lee Y. B. (2014), *PwC. Accounting for hedging activities. IASB new general hedge accounting requirements*. Hentet fra http://www.pwc.com/en_US/us/cfodirect/assets/pdf/dataline/dataline-2014-03-accountingfor-hedging-activities.pdf

Andersen, S., Øberg, M., Veila, S., & Sundheim, H. (2014). *Energiskolen Lærehefte*. Hentet fra http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Miljø_og_samfunn/Energiskolen/statnett_lærehefte_oppslag.pdf

Aven, T. (2016). *Risk assessment and risk management: Review of recent advances on their foundation*. European Journal of operational research.

Bauer, M.W., & Gaskell, G. (2012). *Qualitative reasearching with, text, image and sound: A practical handbook*. London: Sage Publications.

Benth, F. E. (2015). *Forsikrer seg mot fornybar risiko*. Universitetet i Oslo. Hentet fra <https://www.cicero.oslo.no/no/posts/klima/forsikrer-seg-mot-fornybar-risiko>

Berggren, K. & Reitan, A. (2007). *Regnskapsmessig behandling av sikring i kraftbransjen – under IAS 39*. Masteroppgave NHH.

Bernstein, P. L. (1998). *Against the gods: The remarkable story of risk*. New York: John Wiley & Sons.

Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2018). *Investments*. New York, NY: McGraw-Hill Education.

Bøhren, Ø, & Michalsen, D. (2016). *Finansiell økonomi teori og praksis*. Bergen: Fagbokforlaget

Bøhren, Ø, Michalsen, D., & Norli, Ø. (2017). *Finans teori og praksis*. Bergen: Fagbokforl.

Clearing. (n.d.). Hentet 27.05.2018, fra <http://fishpool.eu/products/clearing/>

Day-ahead market. (n.d.). Hentet 17.04.2018, fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>

Day-ahead overview. (n.d.). Hentet 26.06.2018, fra <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>

Deloitte (2012). *A Closer Look. Assessing hedge effectiveness under IFRS 9*. Hentet fra <http://www.denetimnet.net/UserFiles/Documents/A%20Closer%20Look%203.pdf>

E-Co Årsrapport 2017. Hentet fra <http://www.e-co.no/filestore/E-COEnergirrapport2017.pdf>

Eiendomsskatt. (2018). Hentet fra <https://www.ssb.no/offentlig-sektor/statistikker/eiendomsskatt>

Eiere og styre. (2016). Hentet fra <https://www.nordkraft.no/eiere-og-styre/category841.html>

Elbow, P. (1973). *Writing without teachers*. New York: Oxford University Press.

Electricity Price Area Differentials (EPAD). (2018). Hentet 10.05.2018, fra <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power/epads>

Energifakta Norge. (2017) *Kraftmarkedet*. (n.d.). Hentet 14.04.2018, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

Fakta om konsernet. (n.d.). Hentet 25.06.2018, fra <http://www.vardar.no/fakta-om-konsernet/cms/45>

Finanstilsynet. (2016). *Kontroll av finansiell rapportering Agder Energi*. Hentet 06.08.2018, fra https://www.finanstilsynet.no/contentassets/211e8d144fca4e94962e0de3e6f1e52f/kontroll_av_finansiell_rapportering_agder_energi_as_1.pdf

Formål. (n.d.). Hentet 29.04.2018, fra <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/skatte-abc/kraftforetak/K-6.149/K-6.150/>

Geir Moen. (n.d.). Hentet 25.06.2018, fra <https://home.kpmg.com/no/nb/home/contacts/m/geir-moen.html>

Ghauri, P. N., & Grønhaug, K. (2010). *Research methods in business studies*. Harlow, UK: Financial Times / Prentice-Hall.

Gibbs, G. (2007). *Analyzing qualitative data*. London: Sage Publications.

Glaser, B. G., & Strauss, A. L. (1967). *The discovery of grounded theory: Strategies for qualitative research*. New Brunswick, N. J: Aldine Transaction.

Glaum M., & Klöcker A. (2010). *Hedge Accounting and its influence on financial hedging: Evidence from Germany and Switzerland*.

Glitre Energi Årsrapport 2017. Hentet fra http://tibemag.no/glitre_energi/ge_arsrapport_2017/files/assets/basic-html/page-1.html#

Hva er strømmarkedet? (n.d.). Hentet 03.05.2018, fra <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/hva-er-strommarkedet/>

Hvordan fungerer kraftmarkedet. (2016). Hentet 30.04.2018, fra <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Nettdrift-er-en-balansekunst/Hvordan-fungerer-Kraftmarkedet/>

Hvor bor du? (n.d.). Hentet 26.06.2018, fra <https://www.ge.no/historiske-priser-hvor-bor-du>

IASB. (2012). *Hedge accounting general questions*. Hentet fra <http://www.ifrs.org>

Intraday market. (n.d.). Hentet 21.04.2018, fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>

Jensen, Ø. (2015). *Risiko og ansvar*. Hentet fra <https://www.magma.no/risiko-og-ansvar>

Kraftmarkedet. (n.d.). Hentet 16.04.2018, fra <http://www.fornybar.no/kraftmarkedet>

Kraftproduksjon. (2017). Hentet 01.05.2018, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

Kraftsystemet akkurat nå. (n.d.). Hentet 27.04.2018, fra <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/>

Kraftuttrykk. (2016). Hentet 15.04.2018, fra
<http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/>

Kvale, S. (1996). *InterViews: An introduction to qualitative research interviewing*. Thousand Oaks: Sage Publications.

Kvifte, S. & Johnsen, A. (2014) *Konseptuelle rammeverk for regnskap*. Fagbokforlaget.

Litterman, B. (2003). *Modern investment management: An equilibrium approach*. Hoboken: John Wiley & Sons.

Markowitz, H. M. (1952). *Portfolio selection*.

Markowitz, H. M. (1959). *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. Hartford: Yale University Press.

Markowitz, H. M., & Todd, G. P. (1987). *Mean-variance analysis in portfolio choice and capital markets*. S.I.: Wiley.

McCracken, G. D. (1988). *The long interview*. Newbury Park, CA: Sage.

McNiff, J., & Whitehead, J. (2002). *Action Research in Organisations*. Hoboken: Taylor and Francis.

Myers, M. D. (2013). *Qualitative Research in Business & Management*. London: Sage.

Nilssen, V. L. (2012). *Analyse i kvalitative studier: Den skrivende forskeren*. Oslo: Universitetsforlaget.

Nasdaq Who we are. Hentet 15.08.2018, fra
<https://business.nasdaq.com/trade/commodities/who-we-are/index.html>

Nordic power products. (2016). Hentet 25.04.2018, fra
http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/104/104022_nordic-power-fs.pdf

Nordkraft Årsrapport 2017. Hentet 14.04.2018, fra
https://www.nordkraft.no/getfile.php/135774-1528799640/Nordkraft%20dokumenter/Arsrapporter/Nordkraft_2017.pdf

Nordpool Historical Market Data. Hentet 07.08.18, fra
<https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

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

NOU 1992:34 Skatt på grunnrente. (n.d.). Hentet 15.04.2018, fra <https://www.stortinget.no/nn/Saker-og-publikasjoner/publikasjoner/Innstillinger/Odelstinget/1995-1996/inno-199596-062/6/>

NOU 2004:26 Hjemfall. (n.d.). Hentet 25.04.2018, fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/0fa0a7b5f49c4a47b9104ef76be57f8e/no/pdfs/nou200420040026000dddpdfs.pdf>

Om regulerkraftmarkedet (RK). (2017). Hentet 21.06.2018, fra <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-regulerkraftmarkedet-RKM/>

Panaretou A., Shackleton M., Taylor P. A. (2013). *Corporate Risk Management and Hedge Accounting*. Contemporary Accounting Research, Spring 2013, Vol. 30, No. 1, 116-139.

Postholm, M. B. (2010). *Kvalitativ metode: En innføring med fokus på fenomenologi, etnografi og kasusstudier*. Oslo: Universitetsforlaget.

Power DS Futures. (2018). Hentet 11.08.2018, fra <https://business.nasdaq.com/trade/commodities/products/power-derivatives/power-ds-futures.html>

Preben Magnus Østen. (n.d.). Hentet 25.06.2018, fra <https://home.kpmg.com/no/nb/home/contacts/others/preben-magnus-osten.html>

Price formation. (n.d.). Hentet 13.04.2018, fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>

Regelverk for krafthandel. (2018). Hentet fra <https://www.energinorge.no/politiskesaker/regelverk-for-krafthandel/>

Rosvold, K. A. (2017). Hjemfall. Hentet fra <https://snl.no/hjemfall>

Rundskriv Gjennomføring av EMIR Finanstilsynet. (2017). Hentet fra https://www.finanstilsynet.no/contentassets/100575634d4d45dca2d31efc275ea3b2/rundskriv_6_2017.pdf

Saakvitne, J. A., & Bjønnes, G. H. (2015). *Hva skjer med det nordiske kraftderivatmarkedet om aktørene ikke får stille sikkerhet gjennom bankgarantier?* Magma. Hentet 13.05.2018.

Saunders, M. N., Lewis, P., & Thornhill, A. (2016). *Research methods for business students*. Harlow, Essex, England: Pearson Education Limited.

Settlement. (n.d.). Hentet 26.05.2018, fra <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Clearing/Settlement/>

Singh, J. P. (2018). *On hedge effectiveness assessment under IFRS 9*. Audit Financiar, vol. XVI, no. 1(149)/2018, pp.157-170.

Spradley, J. P. (1979). *The ethnographic interview*. Long Grove, IL: Waveland Press.

SRA Glossary. (2015). Hentet fra <http://www.sra.org/sites/default/files/pdf/SRA-glossary-approved22june2015-x.pdf>

Statkraft Årsrapport 2017. Hentet fra <http://hugin.info/133427/R/2171822/836984.pdf>

Temabrev eiendomsskatt. (2016). Hentet fra [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Tema-eiendomsskatt/\\$FILE/EY-Temabrev-eiendomsskatt.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Tema-eiendomsskatt/$FILE/EY-Temabrev-eiendomsskatt.pdf)

Tertiærreserve (FRR-M). (2016). Hentet 21.06.2018, fra <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/>

TrønderEnergi Årsrapport 2017. Hentet fra <https://tronderenergi.no/media/pdf/180413-arsrapport-tronderenergi-2017.pdf>

Vannkraft kort forklart. (n.d.). Hentet 15.04.2018, fra <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vannkraft/vannkraft-kort-forklart/>

Vardar Årsrapport 2017. Hentet fra <http://www.vardar.no/filarkiv/File/Konsernregnskap%202017%20signert.pdf>

Våre kraftverk og kontorer. (n.d.). Hentet 26.06.2018, fra <https://www.statkraft.no/Energikilder/vaare-kraftverk/?un=Sverige,Tyskland,Storbritannia,India,Nepal,Peru,Chile,Tyrkia,Brasil,Albania,Nederland,Bulgaria,Frankrike,Romania,Serbia,windpower,gaspower,districtheating,solarpower,biopower>

Walker, R. (2013). *Winning with risk management*. Singapore: World Scientific.

Wattsight EMPS Price forecast. Hentet 08.08.18, fra
<https://app.wattsight.com/#tab/power/80/10>

8.2 Referanseliste lover

Lov 14. desember 1917 om konsesjon for rettigheter til vannfall mv.
(vannfallsrettighetsloven)

Lov 14. desember 1917 om regulering og kraftutbygging i vassdrag
(vassdragsreguleringsloven) (vregl)

Lov 06. juni 1975 om eideomsskatt til kommunane (eiendomsskattelova)

Lov 01. januar 2000 om skatt av formue og inntekt (skatteloven) (sktl)

Stortingets skattevedtak om skatt av inntekt og formue mv. for inntektsåret 2017
(Stortingets skattevedtak for inntektsåret 2017) (ssv 2017)

Stortingets skattevedtak om skatt av inntekt og formue mv. for inntektsåret 2018
(Stortingets skattevedtak for inntektsåret 2018) (ssv 2018)

9 Appendiks

9.1 Appendiks 1 – Intervjuguide vannkraftprodusent

Dato:

Sted:

Tid:

Navn på intervjuobjekt:

Foretak til intervjuobjekt:

Introduksjon:

- Vi gir en kort introduksjon om oss selv og masteroppgaven.

Kartlegging av kompetanse hos intervjuobjektet:

- Hvor lenge har du jobbet i dette foretaket? Har du annen erfaring fra kraftbransjen?
- Hva har du av kompetanse og erfaring i forhold til risikostyring og sikring?
- Har du erfaring/jobbet med sikringsbokføring under IAS 39 og IFRS 9?
- Bruker deres foretak sikringsbokføring?
 - Hvis ja: Er det forhold som har vært utfordrende ved etablering, gjennomføring og oppfølging/rapportering av sikringsbokføringen?
Hvis ja: Hvilke/forklar.
 - Hvis nei: Hvorfor ikke?

Kartlegging av foretaket:

- Hva er foretakets overordnede strategi?
- Hva er foretakets risikostyringsstrategi?
 - Hvorfor driver dere risikostyring?
- Hvordan er foretakets overordnede strategi og dets risikostyringsstrategi relatert?
- Ønsker dere å anvende sikringsbokføring? Hvorfor? Hvorfor ikke?
- Forutsatt at dere kan anvende sikringsbokføring i regnskapet, vil dette virke positivt for deres målsettinger?

Regnskapsmessig sikringsstrategi:

-
- Er det forhold som du synes har vært utfordrende ved rapportering av finansielle instrumenter? Hvorfor, hvordan, på hvilken måte?
 - Dersom du har jobbet med sikringsbokføring, er det forhold som du synes har vært spesielt utfordrende? Hvorfor, hvordan, på hvilken måte?
 - Hvordan viser dere sikring i regnskapet?
 - Hva er den sikrede risikoen?
 - Hvordan fastsetter dere sikringsgraden?
 - Hvordan påvirker grunnrenteskatten deres valg av sikringsgrad?

Sannsynlighetskravet:

- Hva definerer dere som sikringsobjekt?
 - Hvilken profil av den forventede fremtidige kraftproduksjonen har dere definert?
 - Sikrer dere den første delen av produksjonen hver måned, eller en gitt andel av produksjonen hver time?
- IFRS 9 sier at dersom et sikringsobjekt er en forventet transaksjon (slik som vi har for et fremtidig kraftsalg) må den være svært sannsynlig. Hvordan vurderer du begrepet "svært sannsynlig"?
- Hvorvidt er det sammenheng mellom tilfeldige hendelser som påvirker produsert volum, for eksempel produksjonsstopp, og kravet om å være svært sannsynlig? Hvorfor?
- IFRS 9 sier at dersom en forventet transaksjon som er definert som et sikringsobjekt ikke lenger er sannsynlig skal sikringsforholdet opphøre. Hvordan vil produksjonsstopp påvirke de allerede inngåtte sikringskontraktene med tanke på dette sannsynlighetskravet?
- Hvor ofte mener du det kan skje at man ikke produserer den sikrede mengden og fortsatt oppfyller kravet om å være svært sannsynlig?

Måling av kvalifiserte sikringsforhold:

- Ved inngåelse av sikringstransaksjoner legges det til grunn en forventet produksjon og en sikringsgrad i forhold til forventet produksjon. Dersom fremtidig forventet produksjon endres slik at sikret volum overstiger forventet produksjon skal det skje rebalansering hvis mulig etter IFRS, hvilke fordeler gir dette og hvordan vil regnskapsføring påvirkes?
- Kan du beskrive hvordan du gjennomfører sikring av kraftpris, sett i lys av at produsert kraft selges til områdepris, mens sikringskontraktene inngås basert på systempris?
 - Hvilke metoder anvender dere for beregning av ineffektivitet av pris, og kan du kort beskrive styrker og svakheter ved denne/disse metodene(e)?
 - Hva mener du er styrker og svakheter ved følgende metoder:

-
- Forutsetter at systempris er lik områdepris fra inngåelsestidspunktet frem til man ser likvide observerbare markedspriser på differansen.
 - Bruk av regresjonsanalyse for å estimere forventet områdepris ved å se på historisk sammenheng mellom systempris og områdepris fra inngåelsestidspunktet frem til man ser likvide observerbare markedspriser på differansen.
 - Uavhengige analyseselskaper gir prisprognoser både på fremtidig systempris og områdepris. Estimerer en differanse (EPAD) ved bruk av analyseselskapenes prognoser. Deretter bruke denne differansen sammen med observerbar systempris til å estimere forventet områdepris.
- Krafthandel gjøres normalt i euro, mens funksjonell valuta for de fleste norske vannkraftprodusenter er norske kroner. Innbetalinger fra kraftsalg kommer løpende, mens valutaterminkontrakten normalt gjøres på en spesifikk dag i perioden.
 - Hvordan mener du ineffektivitetsberegningen skal håndteres dersom det inngås en terminkontrakt med et spesifikt forfall i perioden og innbetalingene kommer løpende i perioden?
 - Hvilke metoder anvender dere for beregning av ineffektivitet av valuta og kan du kort beskrive styrker og svakheter ved denne/disse metodene?
 - Hva mener du er styrker og svakheter ved følgende metoder:
 - Det er ineffektivitet knyttet til tid ved at innbetaling og veksling til norske kroner skjer på ulikt tidspunkt. De løpende euro innbetalingene går inn på euro konto (mottar eurorente) og beløpet veksles på terminkontraktens forfallsdato. Det resultatføres ikke ineffektivitet.
 - Likt som alternativet over, men det bokføres ineffektivitet basert på beregnet forwardkurve per dag.

Sikring av bestanddel:

- IFRS 9.6.3.7 åpner opp for sikring av en bestanddel, hva tenker du om denne regelen i forhold til områdepris og systempris?
 - Synes du at man kan se områdeprisen som to bestanddeler (systemprisen og effekt av transportulikheter)? Hvorfor? Hvorfor ikke?

-
- Hva tenker du om å definere systemprisen som en bestanddel og at man sikrer denne 1:1 med en future?

Notekrav:

- Har du jobbet noe med notekravene som følger med sikringsbokføring?
- Har du jobbet noe med IFRS 7? I så fall, er det noen deler du har fokusert på? Hvilke?
 - Tror du at innføringen av notekravene i IFRS 7 gir en større barriere for anvendelse av sikringsbokføringsreglene?
 - Hvis ja: hvilke av notekravene spesifikt tenker du på da?
 - Hvis nei: hvorfor ikke?

Om endringene av sikringsbokføringsreglene:

- Hva vurderte dere som de største utfordringene ved å bruke sikringsbokføringsreglene under IAS 39?
 - Hvorfor valgte dere å bruke sikringsbokføringsreglene under IAS 39, eller
 - Hvorfor valgte dere ikke å bruke sikringsbokføringsreglene under IAS 39?
- Hvilke forbedringer ser du med endringene i sikringsbokføringsreglene fra IAS 39 til IFRS 9?
- Hva tror du blir de største utfordringene med de nye reglene under IFRS 9 for å få til sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter?
- Har du gjort deg noen tanker generelt om hva som må til for at norske vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring under IFRS 9? I så fall, hvilke?

9.2 Appendiks 2 – Intervjuguide revisor

Dato:

Sted:

Tid:

Navn på intervjuobjekt:

Foretak til intervjuobjekt:

Introduksjon:

- Vi gir en kort introduksjon om oss selv og masteroppgaven.

Kartlegging av kompetanse hos intervjuobjektet:

- Hvor lenge har du jobbet i revisjon?
 - Hvilke områder jobber du mest med?
 - Har du hatt mange klienter i kraftbransjen?
- Hva har du av kompetanse og erfaring i forhold til risikostyring?
- Har du erfaring/jobbet med sikringsbokføring under IAS 39 og IFRS 9?
 - Hvis ja: Er det enkelte forhold ved etablering, gjennomføring og oppfølging/rapportering av sikringsbokføring som du synes er spesielt utfordrende? Hvis ja: Hvilke/forklar

Kartlegging av revisjonsarbeidet intervjuobjektet gjør for norske vannkraftprodusenter:

- Hvilke områder er det du fokuserer på i revisjonen av norske vannkraftprodusenter?
- Hvilke vurderinger har klienten gjort angående bruk av sikringsbokføring for sine risikostyringsaktiviteter under IAS 39?
- Ble det gjort en ny vurdering angående dette som følge av nye sikringsbokføringsregler i IFRS 9?
- IFRS 9 sikringsbokføringsreglene åpner opp til en større grad av link mellom foretakets risikostyringsstrategi og sikringsbokføring. Hva tenker du om denne endringen?
 - Tror du at denne endringen vil gjøre at man generelt vil se mer sikringsbokføring? Hvorfor? Hvorfor ikke?
 - Har du sett noen konsekvenser av denne endringen for den/de norske vannkraftprodusenten(e) du reviderer?

-
- Ønsker din/dine klient(er) å bruke sikringsbokføring? Hvorfor? Hvorfor ikke?

Om endringene av sikringsbokføringsreglene mer generelt:

- Hva vurderte du som de største utfordringene ved å bruke sikringsbokføringsreglene under IAS 39 for norske vannkraftprodusenter?
- Hvilke forbedringer ser du med endringene i sikringsbokføringsreglene fra IAS 39 til IFRS 9?
 - Ser du på innføringen av rebalansering som en forbedring? Hvorfor? Hvorfor ikke?
- Hva tror du blir de største utfordringene med de nye reglene under IFRS 9 for å få til sikringsbokføring for norske vannkraftprodusenter?
- Forutsatt at foretaket har en strategi for sikring, vil da regnskapet gi en mer dekkende fremstilling av foretaket dersom sikringsbokføring blir brukt? Hvorfor? Hvorfor ikke?
- Hva må til for at norske vannkraftprodusenter skal kunne anvende sikringsbokføring under IFRS 9?

Regnskapsmessig sikringsstrategi for vannkraftprodusenten:

- Har du inntrykk av at det er enkelte forhold de klientene du har jobbet med, som er norske vannkraftprodusenter, synes at er spesielt utfordrende i rapporteringen av finansielle instrumenter? Hvorfor, hvordan, på hvilken måte?
- Har du inntrykk av at de klientene du har jobbet med, som er norske vannkraftprodusenter, synes sikringsbokføring er utfordrende? Hvorfor, hvordan, på hvilken måte?
- Om de klientene du har hatt som er norske vannkraftprodusenter har brukt sikringsbokføring:
 - Hva har de definert som den sikrede risikoen?
 - Hvordan har sikringsgraden blitt fastsatt?
 - Hvordan påvirker grunnrenteskatten deres valg av sikringsgrad?

Sannsynlighetskravet:

- Hva definerer dine klienter, som er norske vannkraftprodusenter, som sikringsobjekt?
 - Hvilken profil av den forventede fremtidige kraftproduksjonen har de definert?
 - Sikrer de den første delen av produksjonen hver måned, eller en gitt andel av produksjonen hver time?

-
- IFRS 9 sier at dersom et sikringsobjekt er en forventet transaksjon (slik som vi har for et fremtidig kraftsalg) må den være svært sannsynlig. Hvordan vurderer du begrepet “svært sannsynlig”?
 - Hvorvidt er det sammenheng mellom tilfeldige hendelser som påvirker produsert volum, for eksempel produksjonsstopp, og kravet om å være svært sannsynlig? Hvorfor?
 - IFRS 9 sier at dersom en forventet transaksjon som er definert som et sikringsobjekt ikke lenger er sannsynlig skal sikringsforholdet opphøre. Hvordan vil produksjonsstopp påvirke de allerede inngåtte sikringskontraktene med tanke på dette sannsynlighetskravet?
 - Hvor ofte mener du det kan skje at man ikke produserer den sikrede mengden og fortsatt oppfyller kravet om å være svært sannsynlig?

Måling av kvalifiserte sikringsforhold:

- Ved inngåelse av sikringstransaksjoner legges det til grunn en forventet produksjon og en sikringsgrad i forhold til forventet produksjon. Dersom fremtidig forventet produksjon endres slik at sikret volum overstiger forventet produksjon skal det skje rebalansering hvis mulig etter IFRS, hvilke fordeler gir dette og hvordan vil regnskapsføring påvirkes?
- Kan du beskrive hvordan dine klienter, som er norske vannkraftprodusenter, gjennomfører sikring av kraftpris, sett i lys av at produsert kraft selges til områdepris, mens sikringskontraktene inngås basert på systempris?
 - Hvilke metoder anvender de for beregning av ineffektivitet av pris? Kan du kort beskrive styrker og svakheter ved denne/disse metoden(e)?
 - Hva mener du er styrker og svakheter ved følgende metoder:
 - Forutsetter at systempris er lik områdepris fra inngåelsestidspunktet frem til man ser likvide observerbare markedspriser på differansen.
 - Bruk av regresjonsanalyse for å estimere forventet områdepris ved å se på historisk sammenheng mellom systempris og områdepris fra inngåelsestidspunktet frem til man ser likvide observerbare markedspriser på differansen.
 - Uavhengige analyseselskaper gir prisprognoser både på fremtidig systempris og områdepris. Estimerer en differanse (EPAD) ved bruk av analyseselskaperens prognoser. Deretter bruke denne differansen sammen med observerbar systempris til å estimere forventet områdepris.

-
- Krafthandel gjøres normalt i euro, mens funksjonell valuta for de fleste norske vannkraftprodusenter er norske kroner. Innbetalinger fra kraftsalg kommer løpende, mens valutaterminkontrakten normalt gjøres på en spesifikk dag i perioden.
 - Hvordan mener du ineffektivitetsberegningen skal håndteres dersom det inngås en terminkontrakt med et spesifikt forfall i perioden og innbetalingene kommer løpende i perioden?
 - Hvilke metoder anvender dine klienter, som er norske vannkraftprodusenter, for beregning av ineffektivitet av valuta? Kan du kort beskrive styrker og svakheter ved denne/disse metodene(e)?
 - Hva mener du er styrker og svakheter ved følgende metoder:
 - Det er ineffektivitet knyttet til tid ved at innbetaling og veksling til norske kroner skjer på ulikt tidspunkt. De løpende euro innbetalingene går inn på euro konto (mottar eurorente) og beløpet veksles på terminkontraktens forfallsdato. Det resultatføres ikke ineffektivitet.
 - Likt som alternativet over, men det bokføres ineffektivitet basert på beregnet forwardkurve per dag.

Sikring av bestanddel:

- IFRS 9.6.3.7 åpner opp for sikring av en bestanddel, hva tenker du om denne regelen i forhold til områdepris og systempris?
 - Synes du at man kan se områdeprisen som to bestanddeler (systemprisen og effekt av transportulikheter)? Hvorfor? Hvorfor ikke?
 - Hva tenker du om å definere systemprisen som en bestanddel og at man sikrer denne 1:1 med en future?

Notekrav:

- Har du jobbet noe med notekravene som følger med sikringsbokføring?
- Har du jobbet noe med IFRS 7? I så fall, er det noen deler du har fokusert mest på når du har revidert norske vannkraftprodusenter? Hvilke?
 - Tror du at innføringen av notekravene i IFRS 7 gir en større barriere for anvendelse av sikringsbokføringsreglene?
 - Hvis ja: hvilke av notekravene spesifikt tenker du på da?
 - Hvis nei: hvorfor ikke?

9.3 Appendiks 3 – Beregning av effekt grunnrenteskatt på sikringsgrad

	Utføll, prisfall													
	Forventet	Faktisk	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret
Volym GWH	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Sikret Volum	53,64	-	-	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	53,64	60,00	70,00	80,00	90,00	100,00
Spot Volum	46,4	100,0	100,0	90,0	80,0	70,0	60,0	50,0	46,4	40,0	30,0	20,0	10,0	-
Pris i EUR	30,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Sikret pris i Euro			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Volutakurs	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Sikret Volutakurs			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Omrignet NOK pris	282,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0	188,0
Varibel kost pr GWH i nok	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Reste betalbare kostnader	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0
Driftsinntekter	28 200	18 800	18 800	18 740	20 880	21 620	22 360	23 100	23 842	24 440	25 380	26 320	27 260	28 200
Varibel kost	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
Betalbare faste kostnader	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
EBITDA	18 200	8 800	8 800	8 740	10 880	11 620	12 360	13 100	13 842	14 440	15 380	16 320	17 260	18 200
Auskrivninger	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Finanskostnader	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Resultat før skatt	8 200	-1 200	-1 200	-260	680	1 620	2 360	3 100	3 842	4 440	5 380	6 320	7 260	8 200
Skatt på alminnelig inntekt	-1 886	276	276	60	-156	-378	-588	-805	-884	-1 021	-1 237	-1 454	-1 670	-1 886
Grunnrenteskatt	-3 988	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648	-648
Resultat etter skatt	2 316	-1 567	-1 567	-848	-119	605	1 329	2 052	2 316	2 776	3 500	4 224	4 948	5 671
Auskrivninger	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Kontantstrøm etter skatt	7 316	3 433	3 433	4 157	4 881	5 605	6 329	7 052	7 316	7 776	8 500	9 224	9 948	10 671
Spotinntekt	28 200	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800	18 800
Betalbare kostnader	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000
Skattemessige auskrivninger	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000
Rinntekt (rente)	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000
Skattegrunnlag	11 200	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800
Grunnrenteskatt	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%	33,7%
	3 988	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648	648

	Utfall I, prisøkning													
	Forventet	Faktisk	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret	Sikret
Volum GWH	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Sikret Volum	53,64	-	-	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	53,64	60,00	70,00	80,00	90,00	100,00
Spot Volum	46,4	100,0	100,0	90,0	80,0	70,0	60,0	50,0	46,4	40,0	30,0	20,0	10,0	-
Pris i EURO	30,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Sikret pris i Euro			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Valutakurs	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Sikret Valutakurs			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Omregnet NOK pris	282,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0
Variabel kost pr GW	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Faste betalbare kost	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
Driftsinntekter	28 200	37 600	37 600	36 680	35 720	34 780	33 840	32 900	32 558	31 960	31 020	30 080	29 140	28 200
Variabel kost	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
Betalbare faste kost	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
EBITDA	18 200	27 600	27 600	26 680	25 720	24 780	23 840	22 900	22 558	21 960	21 020	20 080	19 140	18 200
Avskrivninger	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Finanskostnader	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Resultat før skatt	8 200	17 600	17 600	16 680	15 720	14 780	13 840	12 900	12 558	11 960	11 020	10 080	9 140	8 200
Skatt på alminnelig i	-1 886	-4 048	-4 048	-3 832	-3 616	-3 399	-3 183	-2 967	-2 888	-2 751	-2 535	-2 318	-2 102	-1 886
Grunnrente skatt	-3 998	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354	-7 354
Resultat etter skatt	2 316	6 198	6 198	5 474	4 750	4 026	3 303	2 579	2 316	1 855	1 131	407	-316	-1 040
Avskrivninger	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Kontantstrøm etter:	7 316	11 198	11 198	10 474	9 750	9 026	8 303	7 579	7 316	6 855	6 131	5 407	4 684	3 960
	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet	Forventet
Spotinntekt	28 200	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600	37 600
Betalbare kostnader	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000
Skattemessige avskr	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000	-3 000
Fininntekt (rente)	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000	-4 000
Skattegrunnlag	11 200	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600	20 600
Grunnrente skatt	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %	35,7 %
	3 998	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354

9.4 Appendiks 4 – Regresjon av systempris og områdepris (NO1)

Per 21. desember 2017 ("Nordpool Historic Market Data")

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,988089
R Square	0,976319
Adjusted	0,975622
Standard	1,040327
Observati	36

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regressio	1	1517,082	1517,082	1401,746	3,18E-29
Residual	34	36,79754	1,08228		
Total	35	1553,879			

	Coefficient	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	-2,82076	0,764087	-3,69168	0,000776	-4,37357	-1,26795	-4,37357	-1,26795
X Variable	1,07963	0,028836	37,43989	3,18E-29	1,021027	1,138232	1,021027	1,138232

Per 31. desember 2017

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,988016
R Square	0,976176
Adjusted	0,975475
Standard	1,043053
Observati	36

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regressio	1	1515,673	1515,673	1393,132	3,53E-29
Residual	34	36,99066	1,08796		
Total	35	1552,663			

	Coefficient	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	-2,87671	0,767814	-3,74663	0,000665	-4,4371	-1,31633	-4,4371	-1,31633
X Variable	1,082564	0,029004	37,32468	3,53E-29	1,023621	1,141507	1,023621	1,141507

Per 31. januar 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,988554
R Square	0,97724
Adjusted	0,97657
Standard	1,032595
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	1556,537	1556,537	1459,821	1,62E-29
Residual	34	36,25258	1,066252		
Total	35	1592,79			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,88734	0,753443	-3,83219	0,000522	-4,41852	-1,35616	-4,41852	-1,35616
X Variable	1,083581	0,02836	38,2076	1,62E-29	1,025946	1,141216	1,025946	1,141216

Per 28. februar 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,988887
R Square	0,977897
Adjusted	0,977247
Standard	1,067235
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	1713,314	1713,314	1504,239	9,85E-30
Residual	34	38,72568	1,138991		
Total	35	1752,04			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,53868	0,74227	-3,42015	0,001644	-4,04715	-1,0302	-4,04715	-1,0302
X Variable	1,068542	0,027551	38,78452	9,85E-30	1,012552	1,124532	1,012552	1,124532

Per 31. mars 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,990704
R Square	0,981495
Adjusted	0,980951
Standard	1,069104
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	2061,215	2061,215	1803,362	4,79E-31
Residual	34	38,86147	1,142984		
Total	35	2100,076			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,65988	0,696985	-3,81627	0,000546	-4,07632	-1,24344	-4,07632	-1,24344
X Variable	1,073338	0,025275	42,46601	4,79E-31	1,021973	1,124704	1,021973	1,124704

Per 30. april 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,991357
R Square	0,982789
Adjusted	0,982282
Standard	1,069438
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	2220,412	2220,412	1941,434	1,4E-31
Residual	34	38,88569	1,143697		
Total	35	2259,297			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,62491	0,68121	-3,8533	0,000492	-4,0093	-1,24052	-4,0093	-1,24052
X Variable	1,071373	0,024315	44,06171	1,4E-31	1,021959	1,120788	1,021959	1,120788

Per 31. mai 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,991425
R Square	0,982924
Adjusted	0,982422
Standard	1,069295
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	2237,728	2237,728	1957,095	1,22E-31
Residual	34	38,87535	1,143393		
Total	35	2276,604			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,63514	0,685817	-3,84234	0,000508	-4,02889	-1,24139	-4,02889	-1,24139
X Variable	1,071266	0,024215	44,23907	1,22E-31	1,022055	1,120478	1,022055	1,120478

Per 30. juni 2018

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics

Multiple R	0,991875
R Square	0,983815
Adjusted	0,983339
Standard	1,06883
Observati	36

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regressio	1	2361,077	2361,077	2066,773	4,91E-32
Residual	34	38,84153	1,142398		
Total	35	2399,919			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Error</i>	<i>Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2,64326	0,687084	-3,84707	0,000501	-4,03959	-1,24694	-4,03959	-1,24694
X Variable	1,070082	0,023538	45,46178	4,91E-32	1,022247	1,117917	1,022247	1,117917