

NORGES HANDELSHØYSKOLE

BERGEN, Våren 2008

## PROSJEKTANALYSE OG VERDSETTELSE AV TORSNES KRAFTVERK AS

Selvstendig arbeid innen hovedprofilen Regnskap og økonomisk styring



Forfatter

Bjarte Grønhaug

Veileder

1.amanuensis, Jens Bengtsson

Denne utredningen er gjennomført som ledd i det fireårige siviløkonomstudiet ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Gjennom beskrivelse av selskapet som eier kraftverksprosjektet, via prosess med grunneiere og presentasjon av prosjektet, vil det i denne utredningen bli gitt en lønnsomhetsanalyse av prosjektet og en verdsettelse på det kommende kraftverket, Torsnes Kraftverk AS.

I prosjektanalysen er det gjennomgått ulike metoder man kan bruke i en lønnsomhetsanalyse. Det er argumentert for prosjektets avkastningskrav til egenkapitalen og totalkapitalen som gir grunnlaget for utregning av nåverdi for kontantstrømmene. Nåverdiberegningen av kontantstrømmene (neddiskontert med avkastningskravet) for både egenkapitalen og totalkapitalen gir en positiv verdi, noe som gjør at konklusjonen for anbefaling av prosjektet er positiv. Denne konklusjonen er styrket gjennom følsomhetsanalyser. Netto nåverdi av kontantstrømmen til totalkapitalen er så brukt videre i verdsettelsen av en aksjepris for det nye selskapet. Her er det konkludert med at en aksjepris for Torsnes Kraftverk AS bør ligge på cirka 110 kroner gitt at det utstedes 500.000 aksjer. I tillegg er det gitt en vurdering av et par andre problemstillinger, deriblant hvorvidt grunneierne bør velge en garantert fallrettsleie fremfor en flytende fallrettsleie, og hva den enkelte grunneier sparer ved selv å finansiere sin aksjepost i Torsnes Kraftverk AS fremfor at deler av aksjeposten blir finansiert av Fjellkraft AS.

## Forord

Strømforbruk og ikke minst strømpriser er noe man ofte hører om i media. Når dette nå i tillegg kommer som et aktuelt prosjekt i form av et kraftverk i nærmeste familie, ble valget av problemstilling for utredningen ganske enkel. Denne utredningen omhandler en prosjektanalyse og en verdsettelse av Torsnes Kraftverk AS. Blanding av utredningens to emner, prosjektanalyse og verdsettelse, skyldes at begge delene er svært interessante å se nærmere på for det kommende kraftverket. I tillegg vil det sees på ulike problemstillinger for grunneierne i prosjektet. Torsnes Kraftverk AS vil være driftsselskapet som blir etablert når byggefasen i prosjektet er ferdig og man går over i driftsfasen.

Ved en henvendelse til Fjellkraft AS, som er prosjekteier av Torsnes Kraftverk AS, fikk jeg nødvendige tall for utredningen. For dette vil jeg takke Fjellkraft AS ved Thorstein Jenssen, Thomas Hunstad og Kjetil Forseth, som har gjort det mulig for meg å gjøre de tallmessige analyser. Samtidig mener jeg at utredningen vil være til hjelp for Fjellkraft AS ved å kunne gi en bekreftelse på om deres antakelser for prosjektet er like solid økonomisk som de hevder, og videre gi de 10 grunneierne god innsikt i prosjektets økonomi, samt en anbefalt aksjepris. Grunneierne vil dermed få et bedre grunnlag for å vurdere verdien av å investere i aksjer i selve kraftselskapet Torsnes Kraftverk AS.

Arbeidet med utredningen har gitt meg god innsikt i prosessene i kraftmarkedet, alt i fra myndigheter til forbruker. Med nye problemstillinger for småkraftbransjen i prosjektet ga dette utfordringer på det faglige plan. Jeg vil takke min veileder Jens Bengtsson for godt samarbeid og god faglig veiledning.

Bergen, juni 2008

---

Bjarte Grønhaug

## Innholdsfortegnelse

<b>Sammendrag</b> .....	<b>2</b>
<b>Forord</b> .....	<b>3</b>
1.1 Innledning .....	6
1.2 Problemformulering .....	7
<b>2 Fjellkraft AS</b> .....	<b>8</b>
2.1 Beskrivelse av prosjektet Torsnes Kraftverk AS .....	9
2.2 Kraftmarkedet .....	12
2.2.1 Tilbud av kraft .....	13
2.2.2 Etterspørsel av kraft .....	14
<b>3 Budsjettgjennomgang for prosjektet</b> .....	<b>15</b>
3.1 Presentasjon av fremlagte kostnadselementer og kalkyler .....	15
3.2 Kommentarer til fremlagte budsjett .....	16
<b>4 Analysemetoder for lønnsomhet</b> .....	<b>19</b>
4.1 Payback-metoden.....	19
4.2 Nåverdimetoden .....	20
4.3 Internrentemetoden .....	20
4.4 Annuitetsmetoden.....	21
4.5 Valg av lønnsomhetsmetode .....	21
<b>5 Strategisk analyse</b> .....	<b>23</b>
5.1 Ekstern analyse av kraftbransjen .....	23
5.1.1 Kundenes forhandlingsmakt .....	24
5.1.2 Leverandørenes forhandlingsmakt .....	25
5.1.3 Inntrengere – trusler fra nye aktører .....	26
5.1.3.1 Grønne sertifikater .....	28
5.1.4 Substitutter – trusler fra alternative produkter på markedet .....	29
5.1.5 Konkurransereenaen .....	29
5.2 Intern analyse .....	31
5.2.1 Innkjøp og inngående logistikk .....	32
5.2.2 Produksjon .....	32
5.2.3 Utgående logistikk .....	34
5.2.4 Distribusjon, markedsføring og salg .....	34
5.2.5 Service .....	35
5.3 SWOT-analyse (Strengths, Weaknesses, Opportunities & Threats) .....	35
5.3.1 Muligheter.....	36
5.3.2 Trusler .....	37
5.3.3 Styrker .....	38
5.3.4 Svakheter .....	38
<b>6 Avkastningskrav og lønnsomhetsberegning</b> .....	<b>40</b>
6.1 Kapitalverdimodellen (KVM / CAPM) .....	40

6.1.1	Risikofri rente.....	42
6.1.2	Betaestimat .....	43
6.1.3	Markedets risikopremie.....	44
6.1.4	Likviditetspremie.....	44
6.2	Forutsetninger for kontantstrømmen.....	45
6.2.1	Inntektsstrømmer.....	45
6.2.2	Kostnadsstrømmer .....	47
6.2.3	Avskrivning og skatt.....	49
6.2.4	Inflasjon .....	51
6.3	Kontantstrøm .....	51
<b>7</b>	<b>Analyse av lønnsomhet og verdsettelse av Torsnes Kraftverk AS .....</b>	<b>52</b>
7.1	Risikoanalyse (følsomhetsanalyse) .....	52
7.1.1	Investeringskostnad.....	53
7.1.2	Avkastningskravet .....	54
7.1.3	Strømpriser.....	54
7.1.4	Produksjonsvolum .....	55
7.1.5	Driftskostnad .....	56
7.1.6	Stjernediagram .....	57
7.2	Kapitalstruktur og skatteeffekt.....	58
7.2.1	WACC (Weighted-Average Cost of Capital) .....	58
7.2.2	APV (Adjusted Present Value).....	60
7.3	Garantert versus "flytende" fallrettsleie .....	61
7.4	Verdsettelsesmetoder og -modeller .....	63
7.4.1	Verdsettelsesmodeller .....	63
7.4.2	Valg av verdsettelsesmodell .....	65
7.4.3	Problemstillinger rundt aksjekjøp og aksjepris .....	65
7.5	Kritiske betraktninger på utredningen .....	67
<b>8</b>	<b>Konklusjoner og avklaringer .....</b>	<b>68</b>
	<b>Litteraturliste.....</b>	<b>69</b>
	<b>Internettreferanser .....</b>	<b>70</b>
	<b>Appendiks .....</b>	<b>71</b>
A 1	Beregning av kontantstrømmer til egenkapital .....	71
A 2	Beregning av kontantstrøm til totalkapitalen .....	73
A 3	Beregning av kontantstrøm til egenkapitalen med garantert fallrettsleie .....	75
A 4	Beregning av betaverdi og avkastningskrav for egenkapitalen .....	77
A 5	Oppsummering av konsesjonssøkte kraftsaker 2003-2007 .....	79

## 1.1 Innledning

Høsten 2005 ble 10 grunneiere av tidligere Hardanger Træemballasje AS kontaktet av Fjellkraft AS (heretter kalt FAS). Norges største private utvikler av småkraftverk, FAS, ønsket å leie fallrettene til Torsneselva for benyttelse til et stort småkraftverk. Fallrettene er grunneiernes eiendom, det vil si at de har råderett over vannfallet i elven. Torsneselva er lokalisert cirka 7 km sørvest for Jondal, på Torsnes, i Hardanger. FAS hadde utredet området for drift av kraftverk og fant dette svært interessant. Kraftverket skulle bygges som et rent fjellanlegg, tilhørende det gamle fabrikkområdet til Hardanger Træemballasje AS. Et rent fjellanlegg vil si at både vannveier og kraftanlegget bygges inn i fjellet, og det skåner dermed naturen mye. I utgangspunktet var det beregnet en årlig produksjon på cirka 31 GWh – omtrent dobbel kapasitet av Jondal kommunes eget kraftverk.

De 10 grunneierne er barn og barnebarn av Hardanger Træemballasje AS' opprinnelige fabrikkeier. Den gamle fabrikken produserte eplekasser og osteesker i finér. Den gang hadde fabrikken et eget kraftverk tilknyttet driften. Den produserte mengden var da såpass stor at det kunne tilbys strøm til husstandene i bygden. I 1974 var det ikke lenger grunnlag for videre drift, og fabrikken ble nedlagt. Siden har maskiner og bygninger stått brakk. Sammen med kontraktstilbudet fra FAS var derfor de 10 grunneierne positive til at det skulle bygges kraftverk og at enkelte bygg måtte rives, i tillegg til at de sa seg villige til å leie ut sine fallretter i Torsneselva. FAS startet prosessen for utarbeidelse av en konsesjonssøknad som til slutt ble innvilget 19. desember 2007. Konsesjonen (NVE, internettreferanse) hindrer Torsnes Kraftverk AS (heretter kalt TKAS) å drive regulering av vannet ved inntaket, samt at man må ha en høyere minstevannføring i elven enn hva det ble søkt om. Dette gjør at den årlige produksjonen nå kan ventes å bli cirka 27 GWh.

Fra høsten 2005 og frem til i dag har det vært en lang prosess for å rydde alle uklarheter av veien hva gjelder det gamle Hardanger Træemballasje AS, opprettelse av nytt sameie, gjennomgang av fallrettene til elven for å bekrefte rettmessige eiere, prosjektinformasjon til berørte naboer i bygden Torsnes, avtaleinngåelse mellom FAS og grunneierne, og til slutt og ikke minst – utarbeidelse av konsesjonssøknaden.

## 1.2 Problemformulering

Prosjektet har jeg fulgt siden oppstarten, og grunnen er at det er et familieanliggende. For grunneierne vil det være av stor interesse å finne ut mer om prosjektets økonomiske aspekter. Prosjektanalysen hadde i utgangspunktet en kostnadsramme på 56 millioner kroner. Når man nå etter at konsesjonen ble innvilget, har gjort en nærmere detaljanalyse, er det anslått en kostnadsramme på cirka 80 millioner kroner grunnet nye momenter som har dukket opp i løpet av de siste 2 år. Derfor vil budsjettet for prosjektet bli presentert senere i utredningen, der det også blir pekt på de ulike budsjettpostene som har medført en økning. Deretter vil det gjennom presentasjon og argumentering for ulike metoder bli gjort en vurdering og analyse av prosjektet i sin helhet. Sett i sammenheng med en presentasjon av budsjettet vil resultatet være om man kan anbefale budsjettet slik det foreligger, eller om det er momenter som bør undersøkes og budsjetteres nøyere. FAS, som har bistått med tallmaterialet til denne utredningen, vil få en vurdering av sin budsjettering og en analyse av de ulike risikoelementene ved byggingen av kraftverket. Grunneierne på sin side vil kunne få en større forståelse for det økonomiske grunnlaget i kraftverksprosjektet.

Videre vil en verdsettelse av aksjer i det kommende kraftverket være utredningens viktigste del, spesielt for grunneierne. Den vil belyse hvilken anbefalt pris aksjen for TKAS bør ha. Egenkapitalen i prosjektet vil i følge FAS ligge på cirka 20 %. En forespeilet, garantert minsteleie til grunneierne vil kunne påvirke resultatene i årene fremover, i den forstand at det kan medføre at man må føre frem underskudd fra tidligere år, som igjen gir dårligere resultat i kontantstrømmen. Derfor vil dette sees nærmere på i forhold til hvilken effekt det vil gi for TKAS og grunneierne. Videre vil det være aktuelt å se på hvordan lånefinansieringen vil påvirke kontantstrømmen for aksjeeierne.

Alle problemstillinger som blir belyst i denne utredningen er gjort med tanke på å gi grunneierne en bedre forståelse av risikomomentene og den eventuelle lønnsomheten i prosjektet. Dette vil i tillegg komme grunneierne til gode når dette prosjektets levetid nærmer seg slutten siden grunneierne da er forespeilet å kunne overta eventuell videre drift.

## 2 Fjellkraft AS

FAS ble etablert høsten 2003 og er et ikke-børsnotert aksjeselskap blant annet eid av AS Selvaag Invest, Sundt AS, Kommunale Landspensjonskasse og selskapets ansatte. For aksjeselskap som ikke er børsnoterte (det vil si at man ikke kan handle aksjen på børsen) er det på langt nær vanlig med høy omsetning. Her er FAS sin aksje foreløpig et unntak. Da FAS gjennomførte en emisjon (forhøyet aksjekapitalen) i juni 2007 var etterspørselen større enn antall aksjer som kunne tegnes. I 2007 var også omsetningen av FAS-aksjen på 75 millioner kroner.

Selskapet ble våren 2006 slått sammen med Kraftpartner ASA, noe som gjør at begge selskapene kan benytte seg av stordriftsfordeler. FAS, som er Norges største innen utvikling av småkraftverk, har som formål å utvikle småkraftprosjekter i tett samarbeid med fallrettseierne. FAS ønsker å skape trygghet for fallrettseierne i alle ledd – fra avtale gjennom prosjektering til drift. Den økonomiske delen av et slikt prosjekt skal også komme fallrettseierne til gode i mye større grad enn ved en statlig utbygging. FAS er ikke avhengig av gitte leverandører og banker, noe som kan gi en fordel i forhold til pris og kvalitet. Dette gjelder i alle faser av prosjektet. Ingen kraftverk vil være like. Dermed vil de kunne kreve spesielt ulik kompetanse i prosjekt- og byggefasen. Det samme gjelder angående hvilket utstyr som skal velges til produksjonen. I motsetning til de utbyggerne som har bundet seg til faste leverandører vil FAS jobbe for å få tak i et optimalt produkt til best pris. Det viser de gjennom å delta på eiersiden i sine prosjekter. I tillegg til å betale grunneier en årlig fallrettsleie gjennom hele driftsperioden tar også FAS den økonomiske risikoen, og de tar seg av alle de praktiske problemstillingene rundt en slik etablering. Med solide eiere i ryggen kan FAS klare nettopp dette.

I utgangspunktet er det FAS som er eier av prosjektet, og som i dette tilfellet er hovedeier i det nye driftsselskapet TKAS. Våren 2006 satte FAS i gang sitt første kraftverk i Svartdalen i Masfjorden Kommune. Dette kraftverket har i stor grad en løsning lik den som er skissert for TKAS. Dette kan det leses mer om på [www.fjellkraft.no](http://www.fjellkraft.no).

FAS jobber konstant for å ivareta egne og fallrettseiernes interesser ved drift av småkraftverk. Et eksempel på dette var da regjeringen for statsbudsjettet 2008



foreslo en innføring av en kraftig skatteskjerpelse for små vannkraftverk. Forslaget gikk på at grunnrenteskatten skulle øke fra 27 % til 30 % for vannkraftverk med merkeytelse ned til 1.500 kVA (tidligere 5.500 kVA, merkeytelse på 1.500 kVA = 1,5 MW i effekt). FAS jobbet aktivt sammen med Småkraftforeningen<sup>1</sup> og andre småkraftaktører for å påvirke forslaget. Noe av skatteskjerpelsen ble reversert av regjeringen. Innføringen av skatteskjerpelsen gjelder nå bare eksisterende kraftverk over 5.500 kVA og for kraftverk som er konsesjonssøkt før 5. oktober 2007. Endringen av grunnrentesats fra 27 % til 30 % ble vedtatt. Fortsatt vil det fra FAS' side jobbes for likhet for alle småkraftverk.

Et annet eksempel som viser at FAS har tro på sin forretningsidé, er at FAS selv har styrket sin egenkapital gjennom aksjeemisjonen mot eksisterende og nye kunder. Utvidelse av egenkapitalen gjør at FAS står styrket i forhold til planlagte prosjekter de 3 neste årene, og en slik kapitalutvidelse vil være viktig i forhold til videre oppbygging av selskapet. Dette igjen viser at det er stor interesse for norsk vannkraft som investeringsobjekt, noe som resulterte i at 70 % av emisjonen ble tegnet av eksisterende aksjonærer, mens det resterende ble tegnet av nye aksjonærer. Totalt ble det hentet inn 133 millioner i ny kapital.

## **2.1 Beskrivelse av prosjektet Torsnes Kraftverk AS**

Kraftverket er altså konsesjonssøkt og konsesjon er innvilget med et par vilkår:

1. Minstevannføring i elven fra og med mai til og med september skal være 600 liter/sekund og 60 liter/sekund i de resterende månedene av året.
2. Det var søkt om å få regulere Veslavatnet med inntil 0,5 meter, men dette ble avslått av Norges Vassdrags og Energidirektorat (heretter kalt NVE) som blant annet behandler søknader om konsesjon for kraftutbygging.

Som nevnt innledningsvis i kapittel 1.1 vil dette totalt sett medføre en årlig redusert produksjon fra 30,8 GWh til cirka 27 GWh. Grunnlaget for anslaget på produksjonen kommer av et nedbørsfelt på 18,4 km<sup>2</sup>, en brutto fallhøyde på 288 meter og derav en beregnet middelvannføring på 1,94 m<sup>3</sup>/s (Stranden og Østerbø, 2006). Den midlere

---

<sup>1</sup> Småkraftforeningen har blant annet som formål å samle alle eiere av småkraft til næringspolitisk samarbeid og virksomhet, og sikre rettigheter i forbindelse med produksjon.

vannføringen vil være volumet av vannet man i snitt har beregnet skal kjøres igjennom kraftanlegget per sekund. For å få en optimal produksjon er det planlagt å installere en turbin med effekt på cirka 9 MW. Denne effekten er et mål på hvor mye man kan produsere per år, og man vil med denne nevnte installasjon maksimalt kunne produsere  $9 \text{ MW} \times 8760 \text{ timer/år} = 78,84 \text{ GWh/år}$ . I følge Teknisk Ukeblad ([www.tu.no](http://www.tu.no)) har de fleste kraftverk i Norge en brukstid på mellom 3.500 og 5.000 timer per år. Det gir en normalproduksjon på mellom 31,5 GWh og 45 GWh for denne turbineffekten. Hvorfor man satser på denne høye installerte effekten og ikke ligger innenfor normalproduksjon, vil nevnes senere i utredningen.

Som omtalt i konsesjonssøknaden vil anlegget bli bygget som et fjellanlegg. Det vil si at man lager en tunnel, omtrent 100 meter inn i fjellet, til en hall for en turbin og øvrig installasjon. Selve tunnelen og arbeidet vil foregå på det gamle fabrikkområdet på Torsnes (se figur 2). Man borer videre en tunnel opp til Veslavatnet. På kartet i figur 1 vil man kunne se to blå stiplede linjer. Den kortstiplede linjen er tunnel-sjakten. Linjen som går i en bue, var på utredningstidspunktet en alternativ trasé. I sistnevnte tilfelle skulle det for det meste brukes rørgate langs elven. Dette alternativet var noe rimeligere enn tunnel-sjakt direkte fra kraftstasjonen til vannet, men grunnet miljøhensyn og at den første metoden erfaringsmessig var en sikrere metode og kunne gi den største produksjonen, ble dette alternativet valgt. Det ble derfor bare søkt om tunnel-sjakt i konsesjonssøknaden.



**Figur 1 Områdekart over Torsnes**

FAS har også andre kraftverk under utredning, og Svartdalen kraftverk i Andvik i Sogn og Fjordane er allerede igangsatt. Betydningen av at selskapet har gjennomført tilsvarende prosjekt tidligere, og dermed har erfaring, er stor. Dette gjelder spesielt med tanke på prosjektplanleggingen, ulike risikomomenter for et slikt prosjekt, byråkrati og offentlige krav. Prosjektet for TKAS vil, tross et noe dårligere utgangspunkt, ha en solid lønnsomhet i følge Thorstein Jenssen, daglig leder i FAS.

Prosjektet er nå inne i en fase med detaljplanlegging. Med ønske om rask igangsetting jobbes det derfor nå med å få de siste momentene på plass, sammen med et riktig kostnadsoverslag. En problemstilling man har støtt på er hvor man skal deponere steinmassen fra utskytingen i fjellet. Massen er beregnet til 30.000 m<sup>3</sup>. En av mulighetene, som er skissert i figur 2, er å lage molo ved den tidligere fabrikkkaien. Bunnforholdene har vært undersøkt, og det er funnet ut at løsningen ikke blir så god som man ønsket. Det er mulig man likevel kan finne en løsning ved å benytte steinmassene ved kaien og i sjøen. Den planlagte Jondalstunnelen som skal bygges ikke så altfor langt unna, vil også måtte ha en plass for dumping av steinmasse. Dersom ikke planleggingen av tunnelen og opprettelse av en plass for dumping av steinmasse tar for lang tid, vil dette også kunne være et alternativ. Et siste tenkt alternativ vil være å frakte massene til Bergen, der Bergen Havnevesen trenger en del masse i forbindelse med utvidelse av kaiområdene rundt Bergen.



**Figur 2 Områdeskisse for kraftverket**

Videre fremdrift for prosjektet fra FAS' side er at man nå har sendt ut tilbud på kraftverkets el-komponenter. Svar på tilbudene er satt til 30. juni 2008. Det er planlagt at kontrakt vedrørende selve aggregatet i kraftstasjonen signeres senest i slutten av august. Kontrakter for entreprenør-arbeidene er planlagt signert i oktober. Foreløpig byggestart er planlagt til 30. november 2008. En begrensning i forhold til ferdigstillelsesdato er leveringstiden på selve generatoren (turbinen), som det er hele 20 måneders leveringstid på. FAS har derfor antatt at en 2 måneders prøvedriftperiode kan starte 1. april 2010. Overtakelse for ordinær drift til TKAS er derfor antatt å være 1. juni 2010. Fra denne dato vil prosjektets levetid være 40 år.

## **2.2 Kraftmarkedet**

Kraftprisene bestemmes av tilbud og etterspørsel. Det norske markedet er tilnærmet 99 % basert på vannkraft. Variasjoner i nedbør og temperatur kan påvirke systemet i betydelig grad, og det er derfor økonomisk risiko forbundet med handel av elektrisitet. For å redusere denne risikoen kan produsenter og forbrukere inngå langsiktige kontrakter som kan være både fysiske og finansielle. En annen måte å redusere risikoen på er å satse på alternative energikilder som eksempelvis gass. De siste årene har det generelt vært en klart større etterspørsel etter kraft enn tilbud. Om det vil skje en endring i dette markedet i fremtiden er usikkert, men slik det ser ut i

dag vil Norge og verden for øvrig både komme til å kreve og produsere mer energi. I 1996 ble det startet opp et felles kraftmarked i Norden med felles kraftbørs - Nord Pool. Nord Pool står for omsetning av 60 % av Nordens handel med energi. Ut fra forventet produksjon og etterspørsel ser det ut til at det kun er Norge og Danmark som vil ha overskudd på kraftbalansen i fremtiden. Både Finland og spesielt Sverige vil kunne oppleve store underskudd. Generelt vil det nordiske markedet ha et importbehov av strøm. Dette kan bety gode markedsforhold for aktørene i bransjen og noe mindre konkurranse i fremtiden.

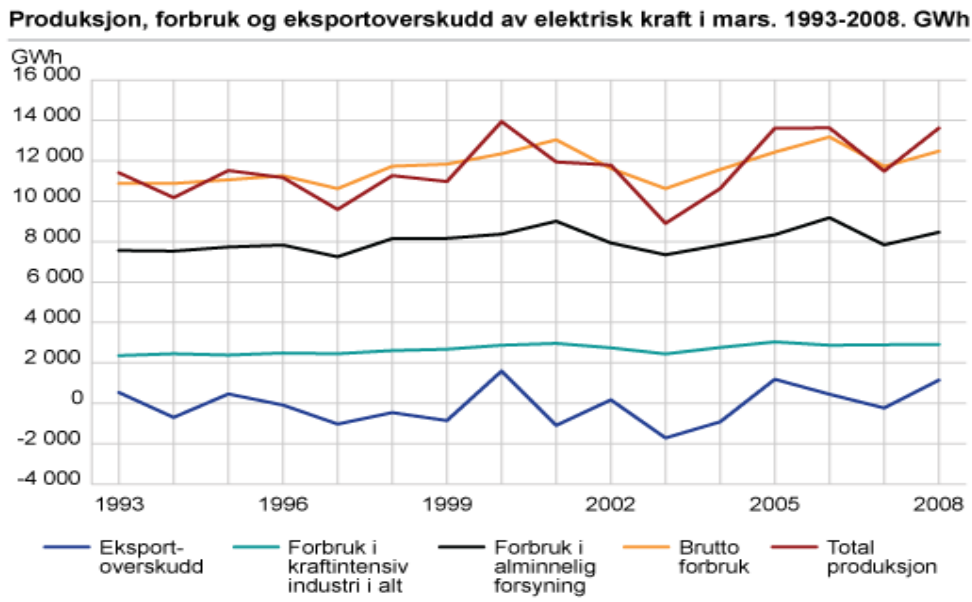
Andre faktorer som styrer prisen i kraftmarkedet vil være eventuelle begrensninger i overføringskapasiteten mellom landene i Norden spesielt. Dersom man ikke har noen flaskehals i nevnte overføringer vil kraftprisene over hele Norden være de samme. Ellers er det temperatur og værforhold som på kort sikt kan gi en plutselig endring i etterspørselen, og derfor en endring i kraftprisen.

### **2.2.1 Tilbud av kraft**

I dagens Norge er det altså mangel på kraft. Dette forsøkes nå å løses gjennom å bygge store gasskraftverk, vindmøllerparker og fornying av eksisterende kraftverk eller opprettelse av nye. Det heter i Stortingsproposisjon nummer 1 (2005-2006, se internettkilde) at "Regjeringen vil legge til rette for en videre økning av vannkraftproduksjonen" og "Regjeringen vil i tillegg øke innsatsen for opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg, og videreføre strategien for økt utbygging av småkraftverk". Fra regjeringens side er det i fremtiden ikke ønskelig å drive med store vannkraftutbygginger slik vi har sett til nå. Men i tillegg til målet som nevnt over, ønsker man å kunne dekke fremtidens energibehov også på andre måter, spesielt gjennom vind og gass for å sikre en jevn energitilførsel. Det at det kjøpes og selges kraft i et nordisk marked reduserer nødvendigheten av å måtte drive ekstrem regulering av et eventuelt lukket norsk marked, og det gjør at prisene også kan holdes mer stabile for forbrukeren.

## 2.2.2 Etterspørsel av kraft

Lite kraftutbygging i Norge og et økt forbruk av elektrisitet siden slutten av 1990-tallet har ført til at Norge i perioder har vært nettoimportører av kraft. I figur 3 ser vi hvordan sammenhengen har vært mellom tilbud og etterspørsel de siste 15 årene.



**Figur 3 Oversikt over sammenhengen mellom tilbud og etterspørsel fra 1993 – 2008. Kilde: Statistisk Sentralbyrå**

Trenden i bruttoforbruket er stigende. Om man tenker seg Norge og andre vestlige industriland, omgir befolkningen seg stadig med mer og mer elektronikk. Alt dette er strømkrevende og vil igjen gjøre at etterspørsel etter strøm øker. I figur 3 kan man se at man i 2003 hadde en kraftig nedgang i produksjonen. Dette skyldtes en ekstrem tørr høst i 2002 med lite tilsig i vannmagasinene. Dermed gikk prisene på strøm opp, og brutto forbruket gikk noe ned. Mange klarte å redusere sitt forbruk ved å gå over til alternative oppvarmingskilder som fossilt brensel og tre, som den gang var billigere.

### 3 Budsjettgjennomgang for prosjektet

I dette kapittelet vil budsjettet for prosjektet bli presentert og gjennomgått slik det i skrivende stund er antatt fra FAS' side. Samtidig med presentasjonen vil det bli gitt kommentarer til budsjettet for hvilke momenter som er viktige, for at man skal kunne holde budsjettet. Ut i fra de oppgitte kalkylene og noen forutsetninger for den videre drift, vil det senere i utredningen bli gjort en beregning av prosjektets nåverdi. På den måten vil man lettere kunne se om det er lønnsomhet i prosjektet.

#### 3.1 Presentasjon av fremlagte kostnadselementer og kalkyler

##### Kalkyler for prosjektet Torsnes Kraftverk AS

	Budsjett konsesjonssøknad	Antatt budsjett i 2008
<i>Sum veger og bruer</i>	1.200.000	2.000.000
<i>Sum adkomsttunnel og avgrensing til trafohall i stasjonsområdet</i>	2.000.000	3.000.000
<i>Sum kraftstasjon med trafohall</i>	3.300.000	4.000.000
<i>Sum tilløpstunnel fra stasjonsområdet</i>	15.000.000	17.000.000
<i>Sum boret sjakt</i>	2.200.000	3.000.000
<i>Sum inntak og dam</i>	1.300.000	1.500.000
<i>Rigg og drift</i>	6.900.000	10.000.000
<b>Sum Byggteknisk</b>	<b>31.900.000</b>	<b>40.500.000</b>
<b>Diverse uspesifisert byggteknisk (5%)</b>	<b>1.390.000</b>	<b>2.025.000</b>
<i>Vannveier</i>	2.160.000	3.500.000
<i>Kraftstasjon</i>	7.000.000	8.500.000
<b>Sum Maskinteknisk</b>	<b>9.160.000</b>	<b>12.000.000</b>
<b>Sum Elektroteknisk</b>	<b>7.500.000</b>	<b>9.000.000</b>
<b>Sum Fysiske arbeider</b>	<b>49.950.000</b>	<b>63.525.000</b>
<b>Sum Byggherreomkostninger</b>	<b>6.000.000</b>	<b>7.000.000</b>
<b>Forventet byggekostnad</b>	<b>55.950.000</b>	<b>70.525.000</b>
Uforutsett, byggteknisk (10%)	3.329.000	4.252.500
Uspesifisert/uforutsett, maskin og elektro (10%)	1.666.000	2.100.000
Uforutsett, byggherreomkostninger (10%)	600.000	700.000
<b>Kostnadsgrunnlag for budsjett</b>	<b>61.545.000</b>	<b>77.577.500</b>
Renter i byggetiden		3.000.000
<b>Totale byggekostnader</b>		<b>80.577.500</b>
Midlere årlig energiproduksjon (GWh/år)	30,8	27,0
Utbyggingskostnad (kr/kWh)	2,00	2,98

**Figur 4** Budsjett gitt i konsesjonssøknaden, samt antatt budsjett for 2008 i samråd med FAS.



### 3.2 Kommentarer til fremlagte budsjett

I figur 4 er det vist kalkyler for prosjektet TKAS. Som man kan se av kalkylene, har det skjedd en økning på kostnadssiden fra budsjettet ble kalkulert for konsesjonssøknaden i fjor og frem til i år. Dette skyldes i hovedsak en kraftig økning i prisene for entreprenørmarkedet, men også noe begrunnet av at forfasen i prosjektet har tatt lengre tid enn først planlagt. Slike momenter vil forekomme og vil fra begynnelsen av bli tatt hensyn til gjennom de uforutsette utgiftene. Daglig leder i FAS, Thorstein Jenssen har gitt følgende kommentar til budsjettet for 2008 i forhold til budsjettet vedlagt konsesjonssøknaden: "Tallene er konsistente med andre prosjekter vi har ute i markedet. Kostnadene er generelt opp 25-30 %, mens produksjonen gjerne er 10 % lavere enn planlagt på grunn av økte krav til minstevannsføring. Dette gir en økning i kostnad i kr/kWh på 45-50 %." Når man er klar med detaljplanene og videre skal innhente tilbud vil kostnadsbildet kunne endre seg i begge retninger. En forutsetning for senere beregninger i utredningen vil være at det tas utgangspunkt i tallene fra 2008. Foruten den ekstreme prisstigningen det har vært så langt for entreprenørtjenester er det ikke de store faremomentene eller muligheter for kostnadssprekk i den byggtekniske delen av prosjektet. Detaljplanleggingen, fasen man er inne i i skrivende stund, vil i større grad avdekke om det i de byggtekniske områdene av prosjektet kan foreligge ytterligere usikkerhetsmomenter. Et av momentene man kjenner til og allerede har jobbet med en stund, er å finne en god løsning for hvor man skal gjøre av de enorme steinmassene man får ved å bygge en slik konstruksjon i fjellet. FAS har beregnet steinmassen til å bli cirka 30.000 m<sup>3</sup>. Det kan medføre en økning i total kalkylene dersom man ikke finner en løsning for hvor man kan dumpe massene i umiddelbar nærhet. Dette blir avklart i forkant av igangsettelse av prosjektet slik at det blir tatt høyde for i det endelige prosjektbudsjettet.

Selv om man nå har kommet frem til at totale kostnader for prosjektet er cirka 80 millioner kroner, må man kunne anta at kostnadsoverslaget er gjort med tanke på at det fortsatt er den beste og billigste måten å gjennomføre prosjektet på. Med tidligere gjennomføring av lignende prosjekter har FAS noe erfaring med hvilket pris- og kvalitetsforhold man kan forvente seg i de ulike kalkylene. Fordi FAS har eierinteresser i TKAS, vil de hele veien jobbe for å få det beste ut av prosjektet. Med tanke på selve konstruksjonen vil man kunne anta at det er store muligheter for at



selve kraftverket skal ha lengre levetid enn de 40 årene som er forespeilet i prosjektet.

For øyeblikket er Norge i en kraftig høykonjungturfase. Noen uromomenter sees likevel i samfunnet, eksempelvis urolig børs, tregere boligmarked og lavere aktivitet i byggevirksomheter. Dette kan tyde på at landet er i starten av en lavkonjungturfase. I lavkonjungturfaser kan man oppleve at selskaper priser ned sine tilbud for å få jobben og for å kunne opprettholde arbeidsplasser for sine ansatte. En annen faktor i en slik fase vil i verste fall kunne være at selskapet som har fått tilslag på tilbudet, i forkant eller underveis i prosjektet, går konkurs. Når man nå har planlagt at prosjektet kommer i gang i løpet av inneværende år, vil konjunktorene for landet fortsatt være gode. Tidsmessig vil selve byggingen pågå i cirka 1,5 år, slik at momentene over er tilstede, men de vil ikke påvirke prosjektet i nevneverdig grad. En lavkonjunkturfase vil også kunne gi stabile eller nedadgående entreprenørpriser.

Teksten videre i avsnittet henviser til figur 4 i kapittel 3.1. *Sum Fysiske arbeider* i budsjettet inneholder alt som har med selve kraftverkkonstruksjonen å gjøre; tunneler, veier, turbin, etc. *Sum Byggherreomkostninger* i budsjettet inneholder alle utgifter man har ved utarbeidelse av prosjektet som konsulent- og advokattjenester. Det er i tillegg uforutsette utgifter på begge de overnevnte budsjettposter.

Kalkylene for midlere årlig produksjon i *Budsjettet konsesjonssøknad* i figur 4 er basert på en produksjon, forutsatt midlere vannføring tilsvarende alminnelig lavvannsføring ( $0,07 \text{ m}^3/\text{s} = 70 \text{ liter/sekund}$ ). Videre er det forutsatt en differensiert minstevannsføring på  $0,1 \text{ m}^3/\text{s}$  (100 liter/sekund) sommerstid (mai - september) og  $0,01 \text{ m}^3/\text{s}$  (10 liter/sekund) vinterstid. Her er det altså forutsatt at man vil ha en gjennomsnittlig årsproduksjon på 30,8 GWh dersom man har en normal minstevannsføring i elven på 70 liter/sekund (differensiert gjennom sesongen). Som tidligere nevnt i kapittel 2.1, ble det i konsesjonssøknaden søkt om produksjon tilsvarende 30,8 GWh/år, mens man i den innvilgete konsesjonen fikk begrensninger som gjorde at den beregnede energiproduksjonen ble senket til cirka 27 GWh/år. Ved kalkyleberegninger for kraftverk regner man alltid på hvor mye utbyggingskostnaden vil utgjøre i kr/kWh. Det finnes flere rapporter og analyser som sier noe om hvor utbyggingskostnaden for kraftverk bør ligge. NVE bruker en referanse-grense på

3 kr/kWh for småkraftverk ([www.nve.no](http://www.nve.no), se internettreferanse), når de kartlegger lønnsomme elver som kan bygges ut. Da kan man raskt se hvorvidt et prosjekt er verdt å vurdere: gjennomførbart eller ikke gjennomførbart. Hva prosjektet TKAS kan tåle av utbyggingskostnad vil bli kommentert senere i utredningen og analysert gjennom en følsomhetsanalyse.

I kalkylene er det ikke regnet inn tilknytning til eksisterende strømnnett og linje frem til nettet. Disse to faktorene kan delvis dekkes under uforutsette utgifter. I kraftprosjekter kan det forekomme at utbygger må yte anleggsbidrag til netteier. For dette prosjektet ser det nå ut for at selve kraftnettet i Jondal kommune har god nok kapasitet inntil videre. Dersom det tilkommer mange kraftverk innen Jondal og omliggende kommuner, vil det også bli kapasitetsproblemer på nettet. Hovedproblemet nå ligger i transformatoren som frakter strømmen ut av kommunen. Denne eies av Statnett, og kan være en hindring i forhold til nettkapasitet og gi et vesentlig dårligere budsjett. Det er foreløpig ikke tatt noen beslutning om i hvilken grad TKAS skal involveres i prosessen med å øke kapasiteten i transformatoren eller utskiftning av nettlinjene.

Totalt sett gir kalkylene i figur 4 for 2008 en forverring av totalresultatet, men det er godt nok til at prosjektet bør sees videre på.

## 4 Analysemetoder for lønnsomhet

Ved en prosjektanalyse finnes det ulike måter å analysere prosjektet på. Alt i fra relativt enkle metoder med stor usikkerhet til mer avanserte metoder som gir en mindre grad av usikkerhet. Videre i dette kapittelet vil de ulike metodene som kan være aktuelle for en prosjektanalyse bli kort presentert. Deretter konkluderes med hvilken metode som vil være aktuell å bruke for prosjektet i denne utredningen. I påfølgende kapittel vil det konkret bli gått inn på prosjektets avkastningskrav og lønnsomhet gjennom metoden det blir argumentert for i kapittelet. Analysemetoder for lønnsomhet er nærmere forklart i Bøhren og Gjærum (2000).

### 4.1 Payback-metoden

Payback-metoden gir et svar på hvor lang tid det vil ta før et prosjekt er tilbakebetalt. For å finne dette må en vite noe om innbetalingsstrømmene som følge av den nye investeringen og størrelsen av investeringen. Deretter finner man hvor mange år med det beregnede innbetalings-strømoerskuddet man må ha for å dekke inn den nye investeringen. Prosjektet er lønnsomt dersom det er slik at investeringen er tilbakebetalt på kortere tid enn hele prosjektet eller investeringens "levetid". Eksempelvis for denne utredningen vil dette si at innbetalingstrømmene for Torsnes Kraftverk må ha generert eller innfridd investeringsbeløpet før det har gått 40 år. Bøhren og Gjærum (2000) hevder at svakhetene med denne metoden er flere:

1. Finansielle utbetalinger til gjelden vil bli lavere etter hvert som avdragsbetalinger reduserer gjelden.
2. Prisstigning vil føre til at nominelt likviditetstilskudd fra driften trolig øker.
3. Forutsetningene kan endres over tid, for eksempel ved økende kapasitetsutnyttelse eller økte priser etter en to-årig innarbeidelse på markedet.
4. Prosjektet binder egenkapital, og denne ville ha gitt en alternativ avkastning dersom den ikke settes inn i dette prosjektet. Slike kostnader tar metoden ikke hensyn til.
5. Analysen ser bort fra skatt.

## 4.2 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden gir svaret på hva et fremtidig beløp er verdt i dag. For å finne dette må man diskontere beløpene. Diskontering kan forklares som baklengs renteregning. Synonymet til det diskonterte beløpet, er nåverdi. Alt i alt er penger mottatt i dag mer verdt enn samme beløp mottatt på et fremtidig tidspunkt. Effekten (forskjellen mellom verdi av dagens penger og fremtidens penger) vil være større jo høyere renten er og jo lenger ut i tid beløpet ligger. Følgende formel kan benyttes for å beregne nåverdien:

$$NV = \sum_{t=1}^T \frac{X}{(1+r)^t} \quad \text{der,}$$

NV = nåverdi

r = rente / avkastningskrav

T = antall år

X = årlig etterskuddsannuitet

Metoden vil sammenligne nåverdien av alle inn- og utbetalingsstrømmene gjennom hele prosjektets levetid med den tilhørende tidsverdien på investeringstidspunktet. Avkastningskravet (alternativbetragtning) til prosjektet er faktoren man neddiskonterer beløpene med. Dersom man får en positiv nåverdi for prosjektet, vil man anse prosjektet som lønnsomt. Lønnsomheten vil bli lavere jo høyere rentekravet er (Boye 1993).

## 4.3 Internrentemetoden

Gjennom internrentemetoden ønsker man å finne hvilken rente prosjektet gir dersom man setter nåverdi = 0. I dette tilfellet vil et prosjekt være lønnsomt dersom internrenten er større enn avkastningskravet. Settes nåverdien = 0, benytter samme formel som for nåverdimetoden og setter internrenten = r, vil man kunne beregne internrenten nøyaktig. Denne metoden vil normalt gi samme konklusjon som nåverdimetoden. I motsetning til nåverdimetoden som måler et absolutt mål på lønnsomheten i kroner, vil internrentemetoden måle en relativ lønnsomhet, det vil si

hvilken avkastning man får per krone investert. Selv om man får en positiv internrente må man i tillegg kunne kreve dekning for kapitalkostnaden. Dersom man har en alternativ plassering for investert kapital lik 5 %, må man kreve en internrente  $> 5 \%$  for å kunne si at prosjektet er lønnsomt. Videre har internrentemetoden et par svakheter. Det første vil være om man har to gjensidig utelukkende prosjekter der prosjektene har totalt forskjellig lønnsomhet, men likevel samme internrente. Videre vil det være problematisk å bruke internrentemetoden når et prosjekt har et avkastningskrav som varierer over tid eller har flere internrenter. Sistnevnte problem kan oppstå dersom man har en kontantstrøm som skifter fortegn underveis. Da vil internrentemetoden bare regne én internrente, og dermed kan man ta beslutning på feil grunnlag (Bøhren og Gjærum 2000).

#### **4.4 Annuitetsmetoden**

Annuitetsmetoden er den metoden som ligner nåverdimetoden mest. Den viktigste forutsetningen for annuitetsmetoden er at alle driftsår er like. Det gjør at annuitetsmetoden egner seg når man gjør grovvurderinger. Så langt man gjør en del forutsetninger kan den også brukes ved en finvurdering av et lengre prosjekt. I praksis betyr det at nåverdimetoden viser lønnsomheten i hele prosjektets levetid, mens annuitetsmetoden fordeler nåverdien for investeringen på de enkelte årene i investeringens levetid. For at en investering kan bli bedømt som lønnsom ved bruk av annuitetsmetoden, må de årlige innbetalingene minst dekke de årlige avdragene, det vil si i de tilfeller hvor man har høyere inntektsstrømmer enn utbetalingsstrømmer.

#### **4.5 Valg av lønnsomhetsmetode**

I delkapitlene over er det presentert ulike metoder for lønnsomhetsberegning sammen med noen styrker og svakheter for disse. Her følger ytterligere argumentasjon for hvilken metode som er valgt i denne utredningen.

Payback-metoden har flere svakheter som gjør at den blir unøyaktig å bruke. For bruk mot kraftverksprosjekter vil den bli svært unøyaktig grunnet den lange levetiden

til prosjektet på 40 år. Svakheterne til Payback-metoden, som nevnt i kapittel 4.1, hensyntar ikke alle de ulike variablene som over en 40-års periode kan variere mye, deriblant finansielle utbetalinger, prisstigning og skatt.

Internrentemetoden gir et relativt mål, til forskjell fra verdien i nåverdimetoden som er et absolutt mål. Eksempelvis dersom investeringsutgiften og kontantoverskuddene økes til det doble, blir også nåverdien fordoblet, mens internrenten er uendret. Nåverdien er alltid entydig, det er ikke alltid internrentemetoden.

Nåverdimetoden og annuitetsmetoden gir samme konklusjon. Annuitetsmetoden er vanskeligere å bruke ved ujevne kontantstrømsoverskudd, og gir ikke ekstra informasjon utover nåverdimetoden.

Nåverdimetoden gir derfor svar på vesentlige spørsmål i en analyse knyttet til prosjekter med lang levetid og ujevn kontantstrøm. I tillegg kan man for eksempel benytte nåverdien inn i payback-metoden slik at man får den reelle nedbetalingstiden, og likeledes til å finne internrenten til prosjektet på de neddiskonterte kontantstrømmene, så lenge kontantstrømmens fortegn ikke varierer over tiden. For videre lønnsomhetsberegninger i denne prosjektanalysen er det nåverdimetoden som vil bli benyttet. I tillegg går denne utredningen inn på hvordan endringer i kapitalstrukturen og skatteeffekter vil påvirke kontantstrømmen.

## 5 Strategisk analyse

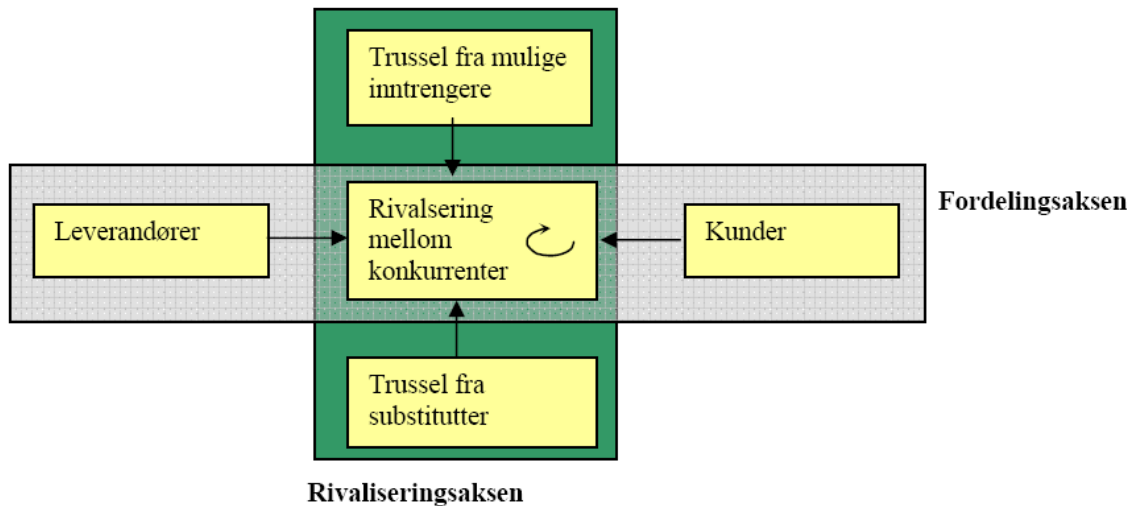
I forrige kapittel ble det beskrevet ulike metoder for lønnsomhetsberegning. Før det blir gjort nåverdiberegninger av kontantstrømmen vil det i dette kapitlet bli gjort en strategisk analyse, som igjen underbygger forutsetningene for nåverdiberegningene i neste kapittel. Den strategiske analysen deles opp i en ekstern og en intern analyse. Gjennom disse to analysene avdekkes og belyses faktorer som vil påvirke driften av kraftverket, både utenforliggende faktorer og faktorer internt i kraftverkets verdikjede. Ved bruk av analysene vil et selskap kunne si noe om hvilke styrker og svakheter, muligheter og trusler det står ovenfor.

### 5.1 Ekstern analyse av kraftbransjen

Avsnittet for den eksterne analysen skal, som nevnt over, avdekke faktorer som påvirker eller kan påvirke driften. Dette gjelder faktorer som man selv ikke kan påvirke og som ligger utenfor driften. For kraftbransjen vil det i hovedsak være den fremtidige kraftprisen kontra investeringskostnaden som avgjør levedyktigheten. For den eksterne analysen vil de ulike variablene som danner den fremtidige kraftprisen bli kommentert.

For selve analysen brukes konkurranseanalysemodellen, vist i figur 5. Modellen er utviklet av Michael Porter, derav navnet "Porters konkurransemodell". Konkurranseanalysen fokuserer på omgivelse rundt et selskap og hjelper et foretak til å forstå markedet det opererer i. Dette skjer gjennom analysen av fire krefter som danner grunnlaget for konkurransearenaen til foretaket som analyseres (M. Porter 1985):

- Kundenes forhandlingsmakt
- Leverandørenes forhandlingsmakt
- Inntrengere – trusler fra nye aktører
- Substitutter – trusler for alternative produkter på markedet



**Figur 5 Porters konkurransemodell**

### 5.1.1 Kundernes forhandlingsmakt

I forhold til kraftmarkedet er det lite eller ingenting kraftleverandørene<sup>2</sup> eller forbrukerne<sup>3</sup> selv kan gjøre for å regulere prisen på kraft. Forbrukerne kan selvsagt finne alternative oppvarmingskilder, og på den måten redusere strømforbruket eller kutte strøm produsert med vannkraft. Reduksjon av strømforbruket vil også avhenge av hvilken måte en forbruker klarer å erstatte strømforbruket gjennom alternative kilder (eksempelvis ved bruk av eget solcellepanel). I en tenkt situasjon hvor det hadde vært overskudd i kraftproduksjonen til enhver tid ville dette kunne fått konsekvenser. Når Norge i dag er netto importør av kraft vil det si at forbrukerne bruker mer strøm enn det man klarer å produsere her i landet. Prisen på strøm blir derfor noe dyrere når det må importeres fra utlandet. Dette skyldes i stor grad at strømproduksjon er en del dyrere i utlandet grunnet blant annet kullkraftproduksjon som har høyere produksjonskostnader enn vannkraftproduksjon. Forbrukerne i Norge kan selv velge hvilken kraftleverandør de ønsker levert fra. På den måten blir det igjen mulig å påvirke prisen. Prisen varierer ikke stort mellom de ulike kraftleverandørene og forbrukerne oppfattes i stor grad som lojale. Kundene er svært opptatt av pris på kraft grunnet noen år med lite nedbør, og som førte til at

<sup>2</sup> Her defineres kraftleverandøren som kjøper av strøm fra produsenten av strøm, til salg mot forbruker/sluttkunde. Kraftleverandørene vil være kunder av Torsnes Kraftverk AS i hovedsak via Nord Pool.

<sup>3</sup> Her defineres forbrukeren som kjøper av strøm fra kraftleverandøren som benyttes til eget forbruk.



strømprisene doblet seg på kort tid. Slik markedet utarter seg nå er det likevel ingen fare for at dette skal kunne true kraftmarkedet og gi store endringer i kraftprisen.

### **5.1.2 Leverandørenes forhandlingsmakt**

For en kraftprodusent er det viktigste for å kunne levere et produkt å få tak i råvarer. Når det gjelder vannkraftverk ligger begrensningen i utgangspunktet i at man har nok vann til å produsere kraft kontinuerlig. Likevel kan det oppstå tørkeperioder, noe som gjør at det i verste fall kan bli produksjonsstopp for vannkraftverkene og derav kraftmangel. For TKAS ligger det begrensninger i konsesjonen. Den sier at minstevannsføringen på vinteren skal være 60 liter/sekund, mens den om sommeren skal være hele 600 liter/sekund. Det kan bety at man på sommeren kan ha dager der det ikke er mulig å produsere grunnet for liten vannmengde i elven. Ofte bruker man en regulering av vannkilden for å få en jevnere produksjon gjennom hele året. I konsesjonen for TKAS var det søkt om dette, men en økning i produksjon på 0,5-1 GWh ga i følge NVE liten gevinst i forhold til naturinngrepet.

Vann er vann uansett hvordan man ser på det. Vannkraftverk setter ingen store krav til vannkvalitet (denne er forøvrig meget bra i Norge), og vann kan ikke gi dårlig strøm. Men det betales noe for å kunne bruke vannrettene i elven. I denne utredningen er det tidligere beskrevet i kapittel 1.1 hvordan det årlig betales en fallrettsleie med bakgrunn i produsert mengde fra TKAS til grunneierne.

God økonomi i et prosjekt forutsetter at man kan holde en mer eller mindre kontinuerlig drift. For å få en maksimal kapasitetsutnyttelse vil det derfor mest sannsynlig bli installert en større turbin enn det som ble skissert helt i starten av prosjektet. Det er nå planlagt å endre turbinstørrelse fra cirka 7,5 MW til cirka 9 MW for å kunne ta unna de høyeste toppene på vannmengden (eksempelvis ved flom). Når man så på et senere punkt må bytte turbinen på grunn av begrenset levetid, kan man igjen sondere om det finnes en enda mer effektiv turbin på markedet, samt ta hensyn til de endringene som har skjedd hva gjelder tilbud/etterspørsel, pris og nedbørmengder. Da kan man basere beregningene på tidligere produksjonsdata fra kraftverket, da disse beregningene er gode grunnlagsdata for anbefaling og optimalisering av videre drift.

Klimaet i verden vil etter forskernes mening forverres kraftig de neste 40 årene. For vannkraftprodusenter i Norge har dette heller positiv betydning. Temperaturen stiger, noe som gjør at man får flere og lengre varme perioder, men også mer nedbør. Dette vil komme vannkraftverkene til gode. Frem mot år 2050 vil man på Vestlandet, som vist i figur 6, kunne få en nedbørsøkning på 13,5 %. For TKAS er det beregnet et nedbørsfelt på 18,4 km<sup>2</sup>. Det er ikke beregnet hvilke positive konsekvenser nedbørsøkningen har for tilsiget og for TKAS som selskap, og følgelig vil dette ikke bli hensyntatt i de videre beregningene.

## Temperatur og nedbør

**Tabell 1.0. Gjennomsnittlig temperatur- og nedbørsendring fra perioden (1980-2000) til (2030-2050)**

		Temperaturøkning (°C)	Nedbørsøkning (mm/døgn)	Nedbørsøkning (prosent)
Nord-Norge	hele året	1,6	0,3	7,8
	vår	1,4	0,2	5,0
	sommer	1,2	0,1	1,5
	høst	1,7	0,8	18,2
	vinter	2,0	0,2	5,2
Vestlandet	hele året	1,0	0,8	13,5
	vår	0,9	0,1	1,2
	sommer	0,7	1,0	18,2
	høst	1,1	1,5	23,5
	vinter	1,2	0,6	9,3
Østlandet	hele året	1,1	0,2	4,3
	vår	1,0	-0,1	-4,1
	sommer	0,6	0,1	1,7
	høst	1,3	0,3	6,9
	vinter	1,3	0,4	13,1

**CICERO** Center for International Climate and Environmental Research – Oslo  
Senter for Klimaforskning

**Figur 6 Fremtidige temperatur og nedbørsendringer i Norge (Alfsen 2000).**

### 5.1.3 Inntrengere – trusler fra nye aktører

Produksjon av elektrisitet har mange tilbydere, og det blir flere og flere. Selv med høye inngangsbarrierer i kraftbransjen som høye krav til kompetanse, kapital og konsesjonssøknad blir det stadig flere. Noe av dette skyldes Olje og energidepartementet (OED) har oppfordret til etablering av småskala kraftverk, det vil si kraftverk som produserer mindre enn 60 GWh. Mye av grunnen til dette er at den verdensomspennende politikken fokuserer på miljø og miljøbevissthet. Norges bidrag til dette er nettopp å skape muligheter for å produsere ”grønn” kraft.

Investeringene for å bygge kraftverk er høye, og det kreves en del kapital for å utrede og sette i gang et kraftverk. Tunge aktører jobber nå aktivt fordi man vet at strømprisene for fornybare energikilder på sikt ser ut til å øke noe. For vannkraftverk vil også den økende nedbørsmengden være et tilleggsgode. Man ser også nå nytten i, og ikke minst muligheten for å kunne utnytte, relativt små elver. Dette gir mange, og stort sett små, krafttilbydere. Utfordringen videre kan bli å få stor nok kapasitet til å frakte elektrisiteten på kraftnettet. Statnett som er den største eieren av kraftlinjene jobber med å løse denne problematikken. Noen mener dog at dette arbeidet går altfor tregt.

I Jondal kommune er kapasiteten på linjenettet inntil videre god nok, men vil på sikt måtte skiftes ut når det kommer flere kraftprodusenter i Jondal og omliggende kommuner. Det man derimot har funnet er en transformator med begrenset kapasitet. Denne transformatoren frakter så strømmen videre ut av kommunen, slik at man er avhengig av at denne fungerer for produserte mengder. Etter mye leting for å finne den rettmessige eier er det nå Statnett som må stå ansvarlig for selve utbedringen. Hva som skjer i denne saken er ennå uvisst, men i verste fall må TKAS betale anleggsbidrag, altså må man ta del i den investeringen som må gjøres for å utbedre transformatoren. Da kan man håpe på at noen av de omliggende elver som også er konsesjonssøkt for kraftutbygging får konsesjon og i så fall kan være med på å dele denne utgiften.

I tillegg til Torsneselva er det også nylig gitt konsesjon til Stølsdalselva i Jondal kommune. Denne konsesjonen ble gitt 14. juni 2007 og produksjon vil bli på cirka 21 GWh. Ut over dette er Stampaelva, også i Jondal kommune, utredet til å kunne gi en produksjon på cirka 30,5 GWh. Men foreløpig er prosessen stoppet på grunn av naturhensyn og bygging av Jondalstunnelen. I dette tilfellet er det Fylkesutvalget som har pålagt utbyggerne videre utredning av saken, men har likevel ikke sagt nei til utbygging. På bakgrunn av en artikkel i Bergens Tidende av 1. juni 2008, kan man få inntrykk av at Fylkesutvalget sier ja til alle typer utbygging, mens NVE i noen tilfeller sier nei, eller reduserer omfanget av utbyggingen. Ser man på en oppsummering som Hordaland Fylkeskommune gjorde i 2007 (appendiks A 5), har Fylkesutvalget gått inn for alle utbyggingene, mens NVE har avslått noen. Av de mange

konsesjonssøknadene som er til vurdering hos NVE ser det ut til at det vil komme flere tilbydere av kraft i nær fremtid.

Elektrisitet i seg selv er et standard produkt som man ikke klarer å differensiere på. Det vil si at man i kraftbransjen ikke kan selge "Superkraft". Likevel har man i dag prøvd å differensiere noe. Grønn kraft er jo "in" for tiden. Mot å betale en litt høyere pris enn gjennomsnittlig kraftpris, vil kraftleverandørene av strøm kunne gi forbrukeren en garanti for at kraften som kommer til forbrukerens bolig faktisk er produsert av vannkraftverk eller annen kraftkilde som omformer fornybare ressurser til elektrisitet. I motsetning til elektrisitetsproduksjon med gass og kull, som er sterkt forurensende, har man nå fokus på hvordan man kan bevisstgjøre forbrukerne til å holde et lavere strømforbruk og satse på den "grønne" kraften fra vann, vind og sol.

#### **5.1.3.1 Grønne sertifikater**

Når det gjelder etablering av produksjon av "grønn" energi har staten planer om å innføre såkalte "grønne" sertifikat. Et grønt sertifikat er et bevis på at én MWh er produsert basert på en fornybar energikilde. Sertifikatene er et system for subsidiering av fornybar og ikke-forurensende energi. Dette gjelder utbyggere av vannkraft, vindkraft, solenergi, havenergi, bioenergi og geotermisk energi med byggestart etter 1. januar 2004. De som produserer energi fra grønne teknologier blir tildelt disse sertifikatene. Sertifikatene deponeres så på en konto som kan disponeres på nesten samme måte som en bankkonto, ved at man kan sette inn og ta ut sertifikater. Kraftleverandørene som leverer kraften til forbruker blir deretter lovpålagt å kjøpe grønne sertifikater i henhold til den mengde fornybar energi de selger. Dersom de ikke produserer slik energi selv, må kraftleverandørene kjøpe sertifikater av de som eier slike. Dersom de ikke har kjøpt opp tilsvarende sin mengde solgte kraft, vil de bli pålagt en straffeavgift. Prisen for slike sertifikat innbakes så i den vanlige strømregningen mot forbrukeren. I og med at kraftleverandøren bare må kjøpe sertifikater tilsvarende solgt mengde av grønn energi, medfører dette at den enkelte forbruker ikke nødvendigvis må betale like mye som prisen for sertifikatet. Som et eksempel kan man si at prisen på et grønt sertifikat er 20 øre/kWh. Når en kraftleverandør da totalt leverer 10 % fornybar kraft vil det si at forbrukeren får 2 øre/kWh ekstra på strømprisen, mens kraftprodusenten får sine 20 øre/kWh. På denne måten får produsentene av kraften et ekstra "subsidie" på

kraftprisen. Derfor kan man også oppnå at man får flere tilbydere av grønn energi, slik at tilbudet igjen blir høyere enn etterspørselen. Da frykter man at strømprisen vil gå ned. Dette vil ramme kraftverk av ikke-fornybar energi da de får lavere pris for sitt produkt og ingen tilskudd, om mulig kanskje også pålegg om å kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter, noe som fordyrer driften ytterligere. Det store bildet her blir at man har klart å flytte inntektene i kraftmarkedet fra miljøskadelig til miljøvennlig kraftproduksjon.

Erfaringer fra Sverige viser at gjennomsnittsprisen i mars 2004 var 23 øre/kWh (i SEK), men at det var utestående 164 millioner svenske kroner i kvotepliktsavgift. Uansett gir dette en god ekstraintekt. Også alternative løsninger for et sertifikatmarked har vært studert. Det tyske systemet blir trukket frem som et godt alternativ. Systemet gir en forutsigbar tariffpremie til produsenter av kraft fra fornybare kilder, og erfaring tyder på at dette er et fleksibelt og anvendelig virkemiddel. Tyskland har på få år fått en høy andel kraft fra fornybare kilder. I korte trekk ønsker norske myndigheter å innføre en ordning som bygger opp under miljøfokus i politikken. Ved å innføre en sertifikat-ordning som gir tilskudd til kraftproduksjon i fornybare kilder, vil det kunne gjøre at flere investorer interesserer seg for bygging av vannkraftverk.

#### **5.1.4 Substitutter – trusler fra alternative produkter på markedet**

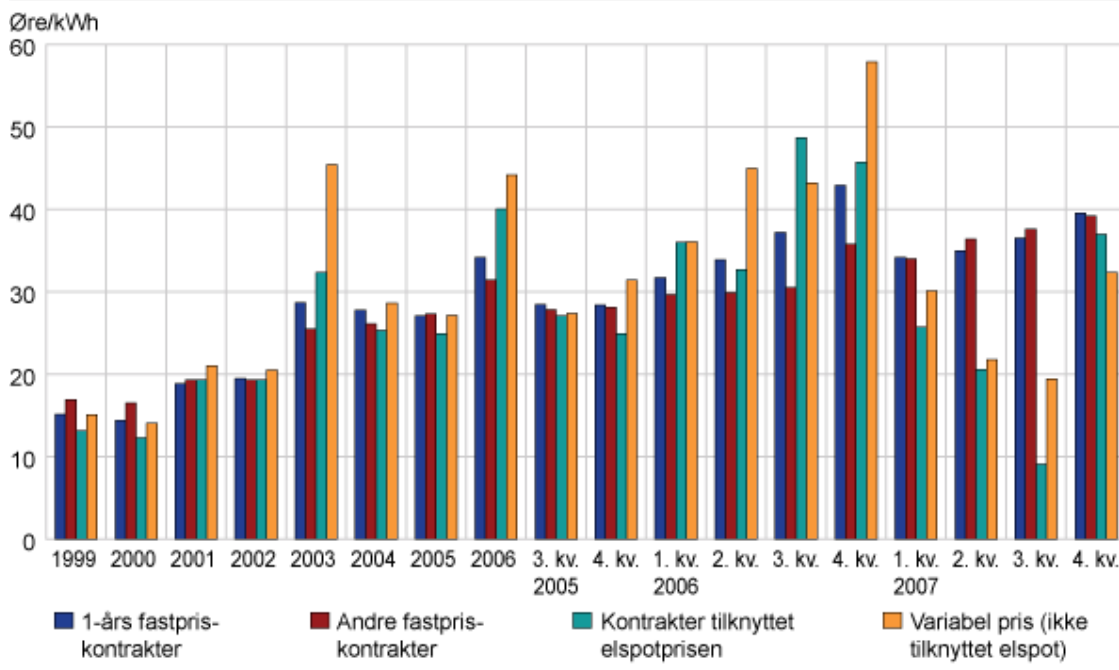
For kraftmarkedet finnes det noen substitutter. Som tidligere nevnt vil eksempelvis oppvarming med trevirke, olje og gass være alternativer som en del kan benytte. For det meste er det elektrisitet som blir brukt til både oppvarming og drift av elektroniske artikler. Om man erstatter oppvarming med en alternativ kilde vil man fortsatt måtte ha elektrisitet til drift av ulike elektriske artikler. Måten å erstatte dette på vil være for eksempel gjennom solcellepaneler og batterier installert i bolighus. Alt har en sammenheng hva gjelder kost/nytte, og derfor har nok ikke den slags strømtilførsel slått veldig an i Norge.

#### **5.1.5 Konkurransenarenaen**

Det er kraftprisen, og momentene som styrer prisen, som er den største eksterne faktoren for et kraftverk. Hvilke faktorer styrer så kraftprisen? Som ellers i samfunnet styres også kraftmarkedene gjennom tilbud og etterspørsel i et fritt marked (ikke statlig regulert). Gjengitt i kapittel 2.2 om kraftmarkedet tidligere i utredningen, har

altså Norge for øyeblikket en nettoimport av strøm. Man snakker om at man får jevnt over en stigning i temperaturen, noe som vil kunne medføre mindre behov for oppvarming, og som igjen vil gi et lavere forbruk av strøm, i tillegg til sterkt fokus på hvordan den enkelte kan spare strøm i det daglige. Uansett hva man gjør for å demme opp for et økende forbruk blir vår hverdag mer og mer bygd opp med elektronisk strømkrevende produkter. Etterspørselen etter kraft vil også følge økonomiske høy- og lav-konjungturer. I nedgangstider i økonomien vil det også redusere etterspørselen noe. I figur 7 ser man hvordan strømprisene har variert de siste 9 årene. En topp i strømprisen i 2006 "lurte" mange kunder inn i en fastprisavtale. Som man kan se har disse prisene i løpet av 2007 vært høyere enn den variable prisen.

**Priser på elektrisk kraft for husholdninger, etter type kontrakt, eksklusive avgifter og nettleie. Øre/kWh**



**Figur 7 Strømpriser til forbrukerne de siste 9 årene. Kilde: [www.ssb.no](http://www.ssb.no)**

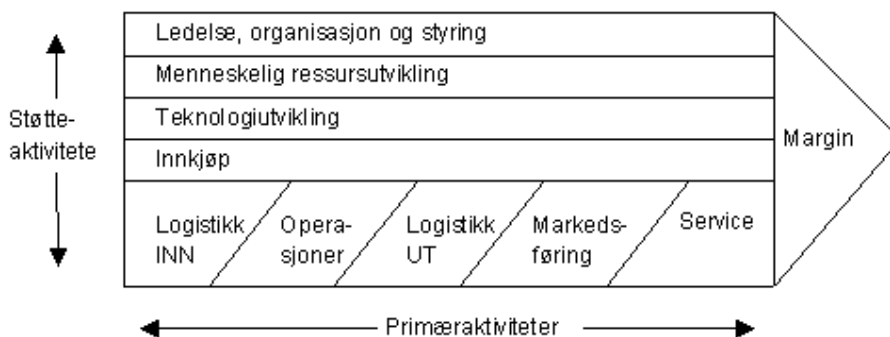
Når man i dag er avhengig av kraft fra utlandet, vil man også være avhengig av faktorer som påvirker utenlandske kraftprodusenter. I store deler av Europa er det kullkraftverkene som står for de vesentligste delene av kraftproduksjonen. Da vil det være kullprisen sammen med dollarkursen som styrer prisene der. Prisene på CO<sub>2</sub>-kvotene er en ytre faktor som særlig vil omfatte kullkraftverk. Produsert mengde av

kjernefysisk kraft er også noe kraftmarkedene påvirkes av. Det utenlandske kraftmarkedet har en langt høyere kraftpris enn hva man finner her hjemme, mye på grunn av høyere produksjonskostnader. Derfor er det ofte en stor forskjell i dag- og nattpriser for å redusere strømforbruket. Dette gjør at Norge kan importere billig strøm om natten og spare på vannet i vannmagasinene slik at man også på sikt klarer å holde en jevn, lav pris her hjemme.

Med tilnærmet 99 % kraftforsyning fra vannkraft i det norske markedet, vil det også i stor grad påvirkes av nedbør. Her hjemme bygger man nå gasskraftverk for å demme opp for nettoimporten og skape en jevnere tilførsel i tørre perioder. Uansett står man godt rustet i forhold til at vannkraft vil bli sett på som et satsingsfelt.

## 5.2 Intern analyse

I en intern analyse skal det kartlegges hvilke faktorer i en organisasjon som vil kunne skape konkurransefortrinn. Kildene til konkurransefortrinn kan være kostnadsstruktur, innovasjon, kvalitet og kundeorientering (M. Porter, 1985). Dette er faktorer som påvirker den daglige drift og som man kan påvirke, samt gi en analyse av hvilke av disse som kan gi styrker og svakheter og dermed gi forbedring av forutsetninger. Når det snakkes om en produksjonsbedrift innen varehandel, og om *hvordan de interne prosessene fungerer ut mot leverandører og kunder*, benyttes en verdikjedeanalyse som forklaringsmodell. For vannkraftverk vil det hele dreie seg om å holde en stabil leveranse gjennom en konstant råvaretilgang, det vil si vanntilførsel. Et eksempel på en verdikjedeanalyse som vist i figur 8, vil kunne avdekke flaskehalser også for vannkraftverk:



**Figur 8** Verdikjedeanalyse. Kilde: M. Porter, 1985

### **5.2.1 Innkjøp og inngående logistikk**

Når det gjelder innkjøp og logistikk for kraftverkene er de i en situasjon som de fleste produksjonsbedrifter kan misunne - tilgang på gratis råvarer. Det eneste negative er at de stort sett er prisgitt eksterne faktorer for råvaretilgangen, og må noen ganger betale en fallrettsleie til grunneierne. For å opprettholde en jevn produksjon gjennom hele året, kan man lage demninger ved inntaket, og på den måten styre råvaretilgangen. Når det gjelder råvaretilgangen har ikke TKAS denne sistnevnte muligheten. I konsesjonssøknaden hadde man skissert en mulighet for å kunne regulere vannet (Veslavatnet) med 0,5 meter. En slik regulering kunne gitt kraftverket en forhøyet årlig produksjon med 0,5-1 GWh. Hos NVE ble dette forslaget avvist da naturinngrepet var for stort i forhold til gevinsten i produksjonen. I tillegg har NVE også satt minstevannsføringen i elven til 60 liter/sekund i vinterhalvåret og 600 liter/sekund i sommerhalvåret. Erfaringsmessig har det enkelte somre vært under 600 liter/sekund i elven, noe som vil medføre produksjonsstopp disse dagene.

Det er kostnadskrevende å frakte vannet fra vannkilden og inn i kraftstasjonen, men dette er en engangskostnad på investeringstidspunktet. Senere vil kanskje enkelte deler og betongkonstruksjoner, og lignende, som blir brukt i forbindelse med byggingen, måtte forbedres. Dette gjelder for eksempel ved inntaket i Veslavatnet og ved inntaket i kraftstasjonen. Hovedtilførselen skal være via en tunnel som sprenges i fjellet, fra kraftstasjonen og opp til vannet som vist i figur 1. Denne vil være stor nok til å tåle større vannmengder enn dagens, den er vedlikeholdsfri og vil være der for alltid.

### **5.2.2 Produksjon**

I produksjonen er det viktig at man hele tiden får tilført råvarer (vann), for å kunne gi en jevn tilførsel ut på kraftnettet, og for å kunne ha en tilfredsstillende økonomi i kraftverket. Når man så har fått tilgang til vannet, er det viktig å kunne utnytte det på en best mulig måte. Dette er prisgitt turbinene som er installert i et kraftverk og den øvrige styremekanismen og elektronikken. Også i dette markedet skjer det utvikling hva gjelder produksjon. Utvikling av nye turbintyper og annen teknologi som angår kraftverk vil kunne påvirke den fremtidige kraftproduksjonen. Målet for kraftverkene er alltid å kunne utnytte mest mulig av den energien som er i vannet til strøm. Som nevnt over, er det vannet som er avgjørende for produksjon i kraftverk. På bakgrunn



av det som er beskrevet i kapittel 5.2.1 kan TKAS ha mangel på vann i perioder, noe som kan medføre produksjonsstopp. Derfor blir det nettopp for dette kraftverket viktig å kunne utnytte mest mulig av det vannet man får. Dagens turbiner omformer cirka 90 % av energien i vannet til strøm. I følge FAS finnes det aktører på markedet i dag som mener at deres turbiner klare å utnytte opp mot 93 % av vannets energi. TKAS vil uansett kunne få den beste tilgjengelige teknologien på markedet. Teknologien må være best i betydning av at den også er pålitelig. Når man kjører produksjonen gjennom kun ett produksjonsløp fra vanntilførsel gjennom ett tunnellop og videre gjennom én turbin, vil det utgjøre en risikofaktor. Flere produksjonsløp (noe som ikke er aktuelt for TKAS, grunnet vannmengde) vil redusere en slik risikofaktor. Dagens turbiner er svært stabile, og forventes å ha en levetid på cirka 40 år. Også i mange produksjonsselskaper ser man på mulighetene for utvidelse av produksjonskapasiteten. TKAS har få utvidelsesmuligheter på produksjonssiden. Som tidligere nevnt ville en regulering av Veslavatnet kunne gitt en økning i tilførsel eller jevnere tilførsel av råvarer. Dersom man finner muligheter for å kunne gjøre et slikt eller tilsvarende naturinngrep som vil være forsvarlig i forhold til produksjonsøkningen, kan man kanskje tenke seg å søke tiltaket inn på nytt. FAS mener dette er vanskelig å gjennomføre i etterkant med tanke på bestemmelsen i den innvilgede konsesjonen. Begrensninger i minstevannsføringen som er gitt av NVE i konsesjonen er med tanke på at elven også er kilde for drikkevann. Grunnet beiting enkelte steder langs elvekanten, har man en høyere grad av bakterieflora i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret. Ved å ta "restvannet" fra kraftverket, rense dette, og ha en pumpestasjon vil man kunne forsvare en lavere minstevannsføring også om sommeren. Dette vil kunne gi en jevnere produksjon for kraftverket uten at man trenger å utvide kapasiteten. Likevel ønsker man på nåværende tidspunkt ikke å jobbe videre med denne problematikken. Etter endt prosjekttid på 40 år må man se på i hvilken grad turbinen og annet utstyr i kraftverket bør skiftes. Gjennom en ny analyse for kraftverket, noe tilsvarende denne utredningen, vil man kunne finne hvorvidt videre drift er lønnsomt, og om det foreligger nye faktorer for en optimalisert produksjon.

Man vil ikke være avhengig av høy kompetanse hva gjelder driftspersonell. Men ved etableringen, og muligens underveis, har man behov for fagpersonell med høy kompetanse innenfor vannkraftverk for å kunne optimalisere hele driften.

### **5.2.3 Utgående logistikk**

I et logistikkperspektiv forusettes det at man har teknisk utstyr som er dimensjonert for aktuell produksjonsmengde og er pålitelig, slik at man får fraktet elektrisiteten ut til kjøperne. Produksjonsselskapene for elektrisitet er avhengig av at ledningsnettene i nærområdet har kapasitet til maksimal produksjon av alle som leverer til dette. I Torsnes-området er det nå kapasitet for å frakte elektrisiteten videre ut på nettet i Jondal kommune, men dette vil i størst grad dreie seg om en ekstern faktor som innehas av netteierne. Det henvises derfor til kapittel 5.1.3 angående dette punktet. I det foreliggende ser det ikke ut til å være mange andre faktorer for utgående logistikk enn at kraftverket har det utstyret og den kapasiteten som trengs for å få elektrisiteten ut fra kraftverket uten å miste noe på veien.

### **5.2.4 Distribusjon, markedsføring og salg**

Fra kapittelet over er man avhengig av at man har fått salg på den strømmen man produserer. I kraftmarkedet vil man som regel kjøpe og selge mot Nord Pool. Dette gir grunnlaget for hvilken markedspris man får ved kjøp og salg. Kostnader ved salg av elektrisitet eksisterer ikke. Gjennom Nord Pool får man solgt den kraften man har. Slik markedet er nå, vil det være underskudd på kraft for det norske markedet, og man sier derfor ja takk til all kraft som blir produsert og spesielt til grønn energi. Dersom Norge som helhet klarer å nå sin målsetning i forhold til bidraget til lavere CO<sub>2</sub>-utslipp, vil man måtte ha mye overskuddsproduksjon som kan eksporteres. Markedet for grønn energi er en stor mangelvare verden over, slik at man neppe noen gang vil måtte markedsføre seg i kraftmarkedet for å kunne selge den grønne energien.

Noen kraftverk har også eget nett som de kan distribuere elektrisiteten gjennom, og direkte til forbruker. Dermed kan disse få en større del av kaken ved strømsalg til sluttkunden. Dette er ikke tilfelle for TKAS. Det vil for kraftverket bli satset på å gå inn i langtidskontrakter for å sikre inntekt. Det kan være spesielt bra i oppstartsfasen. Av langtidskontrakter har Nord Pool futureskontrakter<sup>4</sup> som blir handlet som dags- eller ukes-kontrakter, med maksimalt 8-12 måneder til levering. Velger man en type

---

<sup>4</sup> Futures- og Forwardkontrakter er avtale om pris, men for fremtidig betaling og levering. Futureskontrakter er standardiserte forwardkontrakter som handles på børs.

forwardkontrakt<sup>4</sup> er disse standardkontrakter som er delt inn i sesonger eller år. Maksimal tidshorisont til levering er for denne type kontrakter 4 år.

Distributørene i kraftmarkedet er mange i dag. Mye tyder på at disse også vil kunne få en grei fremtid med tanke på at kraftforbruket i Norge stadig øker. Dette sikrer også at kraftverkene har leverandører ut mot sluttkunden. Grønn energi markedsføres hos distributørene blant annet gjennom at man ved å betale litt ekstra på strømprisen, er sikret grønn energi. Forbrukeren skal da kunne være sikker på at strømmen som leveres i huset, kommer fra en grønn energikilde (eksempelvis vann, vind, sol).

### **5.2.5 Service**

Produksjonsbedrifter flest lager et produkt som man har reklamasjonsrett på, hvor man kan utbedre feil, eller gi et nytt produkt til forbrukeren. Kraftverkene kan ikke levere et godt eller dårlig produkt, men man snakker om å kunne levere eller ikke levere. Forbrukeren har særskilte rettigheter hva gjelder leveranse av strøm. Derfor må produksjonsselskapene, og ikke minst kraftleverandørene og nettselskapene kunne levere som avtalt med forbrukeren. Serviceleddet er i stor grad flyttet til selskapene som kjøper og selger kraft og til nettselskapene.

## **5.3 SWOT-analyse (Strengths, Weaknesses, Opportunities & Threats)**

Man kjenner nå faktorene som vil spille inn på TKAS' omgivelser, samt selskapets "indre" liv. SWOT-analyse (The Quick MBA, internettreferanse) vil gi en oppsummering av den eksterne og den interne analysen. Analysen beskriver dagens styrker (strengths) og svakheter (weaknesses), samt muligheter (opportunities) og trusler (threats) et selskap står overfor i forhold til gjeldene konkurransearena. Mulighetene og truslene er karakteristikk av organisasjonens ytre påvirkninger, mens styrker og svakheter går mot det interne miljøet. Gjennom SWOT-analysen, vist i figur 9, kan man derfor gjøre seg opp en mening om hvordan en bedrift er posisjonert i markedet.

	Styrker	Svakheter
I N T E R N E	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ingen differensiering av produktet</li> <li>▪ Mangel på kraft</li> <li>▪ Økt nedbørsmengde</li> <li>▪ Sertifikatorordning</li> <li>▪ Fokus på miljøvennlig strøm</li> <li>▪ God kunnskap i utbyggingsfasen</li> <li>▪ Sikker og effektiv turbin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Væravhengig</li> <li>▪ Mulig dager med produksjonsstopp / høy minstevannsføring</li> <li>▪ Liten mulighet for kapasitetsutvidelse eller økning i tilførsel av vann</li> </ul>
	Muligheter	Trusler
E K S T E R N E	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Miljøvennlig energi</li> <li>▪ Grønne sertifikater</li> <li>▪ Fokus på miljøpolitikk</li> <li>▪ Politikerne ønsker å støtte småkraft-utbyggerne</li> <li>▪ Økende nedbørsmengde</li> <li>▪ Tro på økt kraftpris</li> <li>▪ Nyere og mer effektiv teknologi for utvinning av vannkraft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mange tilbydere</li> <li>▪ Skatteregler</li> <li>▪ Gammelt linjenett</li> <li>▪ Ny type miljøvennlig teknologi i fremtiden</li> </ul>

**Figur 9 SWOT-analyse for Torsnes Kraftverk AS.**

### 5.3.1 Muligheter

Det er stort fokus på miljøvennlig energi både hjemme og i utlandet. Kontrakter mellom land på grønne sertifikater vil kunne gi produsenter av miljøvennlig fornybar energi en noe høyere pris på den produserte kraften. Også andre løsninger er vurdert, slik at myndighetene har fokuset rettet på miljø og ønsker å innføre en god løsning for produsenter av fornybar energi. Samtidig som man vil dele ut en form for subsidie til de "snille" i klassen skal man også på den andre siden, det vil si for kull- og gasskraftverk, ta forurensningsavgift gjennom at de "slemme" må kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter. Et slikt system trengs med tanke på å stimulere til økning av antall produsenter og økt produksjon av grønn energi. En økning i det generelle kraftforbruket verden over gjør at man ønsker en dreining fra miljøforurensende til miljøvennlig kraftproduksjon.

Med økt nedbør vil man kunne klare å produsere mer kraft, noe som igjen vil gi et bedre inntektsgrunnlag. I kraftbransjen generelt er det oppfatning om at kraftprisen vil øke i fremtiden, noe som også gir grobunn for nye kraftverk som vil finne

kraftproduksjon lønnsomt. I tillegg kommer dette til å bli ytterligere forsterket ved et kommende sertifikatmarked. Mulighetene for en kapasitetsutvidelse eller produksjonsøkning kan være tilstede i form av nyere og mer effektiv teknologi for å drifte vannkraftverkene. I og med at levetiden på en turbin er omtrent 40 år, vil det nok ikke være aktuelt å skifte turbinen før den nærmer seg "pensjonsalder". Men til gjengjeld har det nok da vært muligheter for at kraftverksteknologien har utviklet seg.

### **5.3.2 Trusler**

Når det gjelder kraftverk finnes det mange av dem, og det gjelder ikke bare vannkraftverk. Mange kjemper om det samme markedet noe som kan gi lavere priser. Foreløpig er det mangel på kraft, spesielt i Norge. Man forventer en økning i etterspørselen, og at det vil fortsatt være et godt marked. Man er imidlertid avhengig av et større internasjonalt kraftmarked. Slik det er nå, klarer man fortsatt her hjemme å produsere billigere strøm enn hva som er tilfelle i utlandet, men man kan også få tilfeller med ny miljøvennlig og effektiv teknologi som konkurrerer ut vannkraftverkene på pris, og da blir settingen en annen. I Norge har man i dag et linjenett som er gammelt og enkelte områder har dårlig kapasitet. Selv om man jobber med denne saken kan det fort medføre at flere av de planlagte kraftverkene rundt i landet vil få problemer med å levere strøm. I TKAS' tilfelle gjelder problemet for distribusjon av kraft en begrensning i en transformator (se kapittel 5.1.3). Transformatorene klarer ikke å videreføre kraften som blir produsert, til omliggende kommuner. På sikt når det kommer flere tilbydere i Jondal og omliggende kommuner vil det også kunne bli et kapasitetsproblem på linjenettet.

Myndighetene jobber på den ene siden for å kunne gi produksjon av grønn energi en lettere vei til oppstart og bedre inntekspotensiale, mens man på andre siden lager skatteregler som gjør at man slår "i hjel godene". Myndighetene ønsket å gjøre en endring i reglene for grunnrenteskatt. Grensen for når grunnrenteskatt skulle beregnes ble foreslått endret fra kraftverk over merkeytelse på 5.500 kVA (effekt = 5,5 MW), til kraftverk over 1.500 kVA. Etter at flere instanser skisserte konsekvensene av endringene, deriblant FAS, har myndighetene igjen endret regelen noe, men kanskje gjort regelen enda mer finurlig; Konsekvensene av en slik skatteregel fører til at grunnrenteinntekten skal beskattes med 30 %. Det som regjeringen nå har vedtatt i statsbudsjettet, er at eksisterende kraftverk under

5.500 kVA, og kraftverk som er konsesjonssøkt før 5. oktober 2007 fortsatt skal skjermes fra grunnrenteskatten. Utover dette skal alle kraftverk over 1.500 kVA beregnes grunnrenteskatt på. FAS jobber videre med å få likhet i loven, slik at man ikke kan differensiere mellom søkt / ikke søkt prosjekt innenfor gitte frister. For TKAS vil ikke den nye regelen gi noen endring ut over at skattesatsen har økt fra 27 % til 30 %. Det er alltid en mulighet for at myndigheten vil endre lover og regler for kraftverk i fremtiden.

### **5.3.3 Styrker**

Strøm er strøm, man klarer ikke å lage god eller dårlig strøm, altså ingen forskjell i den leverte kvaliteten. Slik det er i dag gjelder det bare hvor mye man klarer å produsere og til hvilken pris. Med tanke på at det er internasjonal kraftmangel, noe som gir plass for nye aktører, og at myndighetene ønsker å innføre en sertifikatordning, er det i utgangspunktet gode vilkår for vannkraftverk i Norge. Dette sammen med en klimaendring som gir økende nedbørsmengder og økt vannkraftproduksjon vil gi TKAS enda bedre vilkår. Sertifikater som brukes for kraftbransjen i Norge i dag er bare en type opprinnelsesgaranti, og er en garanti for hvor og når kraften er produsert. På tross av dette er det viktig at fokuset på grønn energi er til stede.

Å utvikle og igangsette kraftverk er kostbart. For TKAS vil man i utgangspunktet ha en solid aktør, gjennom FAS i utviklings- og driftsfasen. Utvikling og bygging av et kraftverk krever i hovedsak dyktige fagfolk, som for prosjektet er sikret gjennom samarbeidet med FAS. Stabil drift sikres gjennom elektriske komponenter i kraftverket av god kvalitet og en sikker og effektiv turbin. Dette gir også tro på at prosjektet skal lykkes og drives med god lønnsomhet.

### **5.3.4 Svakheter**

For å drive kraftproduksjon er man væravhengig. Det vil kunne medføre at man ikke får nok tilførsel av råmaterialer. Når det gjelder vannkraftverk, vil det alltid bli utført omfattende undersøkelse for tilsig av vann og fremtidige nedbørsmengder. Har man først funnet at det er grunnlag for etablering av vannkraftverk på bakgrunn av vannmengder, vil det kun eventuelt dreie seg om kortere tidsrom med mulig lav

produksjon eller produksjonsstopp. TKAS ble i tillegg rammet av en høy minstevannsføring i elven, noe som kan medføre hyppigere produksjonsstopp. Det finnes heller ikke noen mulighet for særlig kapasitetsutvidelse utover muligheten for å lage et enda mer effektivt produksjonsløp gjennom eksempelvis en mer effektiv turbin.

## 6 Avkastningskrav og lønnsomhetsberegning

Når man investerer penger er man alltid opptatt av hvilken avkastning man får på det plasserte beløpet. Hvis man setter pengene i banken får man en gitt rente på pengene – en risikofri rente. Ved prosjekter som bygging av kraftverk vil det alltid være faktorer som gjør at man ikke kan gi eller sette en gitt rente som avkastning på pengene man investerer. Tilnærmet alle driftsrelaterte prosjekter har en risiko. Derfor vil man forvente at man skal ha en høyere avkastning på pengene enn om man hadde plassert dem i banken. Man snakker derfor om en totalrisiko for prosjekter som består av systematisk og usystematisk risiko (alternativt; relevant og irrelevant risiko). Den usystematiske risikoen er den usikkerheten som forsvinner når prosjektet settes inn i en portefølje. I og med at TKAS er et isolert prosjekt for grunneierne, vil vi her ha både usystematisk og systematisk. Bøhren og Gjørum (2000: 228) sier at "Det gis ingen kompensasjon for å bære usystematisk risiko....dette ville en heller ikke vente så lenge det er så enkelt å kvitte seg med denne risikotypen." For å kunne tilnærme seg et avkastningskrav for aksjeeierne til TKAS må det forutsettes at aksjeeierne er veldiversifisert. Å diversifisere vil si å spre innsatsen over flere prosjekter slik at man fjerner noe risiko. Dette kapitlet vil derfor omhandle mer konkret hvilken risiko grunneierne utsetter seg for, og ut i fra gitte forutsetninger, hvilken lønnsomhet prosjektet gir. Denne delen understøttes med den strategiske analysen i forrige kapittel. Johnsen & Gjesdal (1999) har gjengitt tolkningen av avkastningskravet på en god måte: "Fastsettelse av et avkastningskrav er langt fra en eksakt vitenskap, men snarere en blanding av god teori og fornuftig skjønn."

### 6.1 Kapitalverdimodellen (KVM / CAPM)

I kapitalverdimodellen er totalrisiko for et prosjekt lik standardavviket til prosjektets kontantstrøm. For å måle risikoen til prosjektet må en sammenligne det med markedsporteføljen. Markedsporteføljen er det nærmeste man kommer veldiversifisert. Ved bruk av kapitalverdimodellen kan man få et tilnærmet presist svar på avkastningskravet. Modellen forutsetter at investorer flest er maksimalt diversifisert, slik at de bare er nødt til å utsette seg for systematisk risiko og at tilbud og etterspørsel etter usikre prosjekter er i likevekt.



Bøhren og Gjærum mener at fordelene med bruk av KVM er (2000: 240):

- Oppfordrer til å skille mellom usystematisk og systematisk risiko.
- Gir en presis og entydig kapitalkostnadsformel.
- Gir et nåverdital som direkte uttrykker i kroner hvilken netto verdiskapning det usikre prosjektet gir.

KVM kan settes opp som følger (Bøhren og Gjærum, 2000):

$$r_p = r_f * (1-s) + \beta_p * [E(r_m) - r_f * (1-s)]$$

$r_p$  = kapitalkostnaden (avkastningskravet) til prosjektet p

$r_f * (1-s)$  = risikofri rente etter skattejustering

$\beta_p$  = betaverdi til prosjektet p

$E(r_m)$  = forventet avkastning på markedsporteføljen m

s = skattesats dividert med 100

For å kunne estimere avkastningskravet riktig, må man ha likelydende faktorer som i kontantstrømmen. Her er faktorene man må ta stilling til:

#### Nominelle eller reelle tall

Om man skal beregne kontantstrømmen med løpende priser, skal det neddiskonteres med et nominelt avkastningskrav, men om man skal beregne kontantstrømmen med faste priser, skal det neddiskonteres med et reelt avkastningskrav. I denne utredningen blir kontantstrømmen beregnet i løpende kroner, det vil si at kontantstrømmen neddiskonteres med det nominelle avkastningskravet. I følge Johnsen & Gjesdal (1999) er også dette den vanligste beregningsmetoden.

#### Før skatt eller etter skatt

Videre er det mulig å beregne avkastningskravet både før og etter skatt. Det vanligste er da å beregne alle tall etter skatt, fordi skatten har stor innvirkning på resultatet.

### Egenkapital eller totalkapital

Når man beregner kontantstrøm til egenkapital viser dette kontantstrømoverskuddet til eierne. Man trekker da fra avdrag og rentekostnader før diskontering. Da benyttes avkastningskravet til egenkapitalen etter skatt som neddiskonteringsrente. Ved beregning av kontantstrøm til totalkapitalen er dette en total som ikke tar med avdrag eller rentekostnader. I denne sammenhengen neddiskonteres kontantstrømmen med avkastningskravet til totalkapitalen etter skatt. For prosjektet vil det være mest naturlig å finne verdien for eierne som både er FAS og grunneierne. Det velges derfor videre å se på avkastningskravet til egenkapitalen for TKAS.

I delkapitlene 6.1.1 – 6.1.4 følger noen forutsetninger for beregning av avkastningskravet.

#### **6.1.1 Risikofri rente**

Det første leddet i avkastningskravet er den risikofrie renten. Man må finne den nominelle renten før skatt som passer best til prosjektets struktur og prosjektlengde. For et kraftverk med prosjekttid på 40 år, bør man velge en lengst mulig rente, grunnet en lavere variasjon enn den kortsiktige. På Norges bank sine internettsider finner man statsrente fra 1-10 år. Snittet for 2007 for lange statsrenter ble 4,79 % for 3-årige, 4,77 % for 5-årige og 4,78 % for 10-årige. Ut i fra prosjektets levetid velges den lengste renten på 10 år, da denne også er den mest stabile. Den lange statsrenten inneholder dessuten forventninger om fremtidige endringer i både realrentenivået og inflasjonen som passer inn i den videre beregningen. På bakgrunn av følgende formel;

$$r_R = \frac{r_N - i}{1 + i} \quad , \text{ der } i = \text{inflasjon}$$

gir dette med et forventet inflasjonsmål hos Norges Bank på 2,5 %, en realrente på 2,22 %. I følge studier av rentemarkedet i mange land har man kommet frem til at et langsiktig realrentenivå ligger på 4 % (Johnsen og Gjesdal 1999). Da det over lengre tid har vært et relativt lavt rentenivå i store deler av verden, er det nå forventninger om at dette nivået skal stige. Derfor er en beregnet realrente på 2,22 % ganske lav. Også tatt i betraktning at prosjektets levetid er 40 år, vil det kunne gå igjennom flere

av konjunktursvingningene i markedet. Slike konjunktursvingninger over lang tid er tatt hensyn til i overnevnte studier. Det er derfor naturlig å legge til grunn en langsiktig realrente på 4,00 %, noe som gir en nominell rente før skatt på 6,60 %.

### 6.1.2 Betaestimat

Neste steg i KVM er betaverdien. Grafisk er kapitalverdimodellen rettlinjert i forholdet mellom prosjektrisiko og kapitalkostnad (avkastningskravet). For å angi hvordan prosjektet samvarierer med markedsporteføljen kan dette måles gjennom en betaverdi for prosjektet (Bøhren & Gjærum 2000);

$$\beta_p = \text{Kov}(r_p, r_m) / \text{Var}(r_m) \quad , \text{ der;}$$

$r_p$  = prosentvis avkastning til prosjektet

$r_m$  = prosentvis avkastning til markedsporteføljen

$\text{Kov}(r_p, r_m)$  = kovarians mellom avkastningen på prosjektet og markedsporteføljen

$\text{Var}$  = variansen til markedsporteføljens avkastning

Jo høyere betaverdi et prosjekt har, desto mer vil vi forvente at prosjektets avkastning stiger når markedet som helhet stiger. Prosjektrisikoen gis i betaverdien. Beta lik 0 gir et risikofritt prosjekt, og avkastningskravet er det samme som den risikofrie renten etter skatt, mens Beta lik 1 har samme systematiske risiko som markedsporteføljen. En mulighet for å beregne betaverdien, vil være å gjennomføre en regresjonsanalyse, som er en annen metode å beregne samvariasjon mellom variabler på. Betaverdien i en regresjonsanalyse vil være en regnskapsbasert egenkapitalbeta, og baserer seg på selskapets historiske egenkapitalrentabilitet. TKAS er foreløpig ikke etablert, og det finnes derfor ingen regnskapstall. På bakgrunn av dette vil dermed ikke regresjonsanalyse være en aktuell måte å beregne betaverdi for TKAS på. Ser man på rapporter for kraftverk fra blant andre ECON, som er et internasjonalt selskap med rådgivningsoppdrag med utgangspunkt i samfunnsøkonomiske problemstillinger, legges det der til grunn en betaverdi til totalkapitalen på 0,4-0,5 (ECON-rapport 2002). Betaverdi i denne størrelsesorden er normalt for kraftverk. Store og etablerte kraftverk kan nok ligge i nedre sjiktet av denne verdien eller under. Etter hva som har fremkommet i den strategiske analysen er det nevnt noen risikomomenter for TKAS. Derfor legges det til grunn en betaverdi

til totalkapitalen lik 0,5. Dette gir en betaverdi til egenkapitalen lik 2,5. Omregningen er gjengitt i appendiks A 4.

### **6.1.3 Markedets risikopremie**

Det siste leddet i KVM er markedsrisikoen. En investor som har klart å diversifisere bort den systematiske risikoen, det vil si er veldiversifisert, vil bare være utsatt for markedsrisiko. Markedets risikopremie er differansen mellom forventet avkastning til markedsporteføljen og risikofri rente. Når det gjelder markedspremien er den historisk sett på 6 % for siste 28 år (frem til 1996) på Oslo Børs. Markedspremien i dag forventes likevel å ligge lavere enn den historiske, ned mot 5 %. Johnsen og Gjesdal (1999: 63) begrunner dette med at det i løpet av perioden, som nevnt over, har vært ekstreme variasjoner i avkastningstallene, og at det er mulig å anta at den normaliseringen og moderniseringen av børsen etter 1985 har bidratt til å redusere svingningene. Samtidig er inflasjonsrisikoen redusert og investorene er i større grad diversifiserte, blant annet som følge av en økning i antall utenlandske investorer. Det vil på bakgrunn av dette bli lagt 5 % markedspremie til grunn for videre beregninger.

### **6.1.4 Likviditetspremie**

Dersom man låser penger i et prosjekt som det kan være dyrt eller vanskelig å komme seg ut av, et såkalt illikvid prosjekt, vil en investor kreve et høyere avkastningskrav i tråd med at risikoen øker. For mindre og unoterte selskaper kan det blant annet argumenteres med en likviditetspremie i egenkapitalkravet på 4-5 % (Johnsen og Gjesdal 1999). I TKAS vil aksjer være mulig å selge, fortrinnsvis til andre grunneiere, og man vil derfor kunne anta at likviditetspremien i avkastningskravet vil være tilnærmet 0. Også for en langsiktig eier vil det ikke være relevant å oppjustere egenkapitalkravet med en likviditetspremie. Eierne i TKAS er i utgangspunktet langsiktige, slik at det på bakgrunn av dette faktisk kan være relevant å justere ned kravet, fordi en gjennomsnittlig likviditetspremie er innregnet i markedspremien fra forrige kapittel. Derfor vil ikke denne delen av avkastningskravet til egenkapitalen hensyntas i de videre beregninger.

## **6.2 Forutsetninger for kontantstrømmen**

Redegjørelsen for avkastningskravet som beskrevet over, danner grunnlaget for å finne prosjektets nåverdi. Fra kapittel 6.1.2 er det beregnet en betaverdi til egenkapitalen lik 2,5. Denne betaverdien forutsetter at egenkapitalverdien (E) er 20 % av selskapsverdien (V). Da er E lik 16 millioner kroner og V lik 80 millioner kroner. Dette gir en faktor  $E/V$  lik 0,2. Videre gir det et nominelt avkastningskrav til egenkapital etter skatt på 13,75 %. Det antas at verdien av egenkapitalen øker i takt med at gjelden blir nedbetalt, og at  $E/V$  vil bli lik 1 i år 2030. Nominelt avkastningskrav til egenkapitalen etter skatt blir da 6,55 %. For øvrige beregninger av avkastningskravene henvises det til appendiks A 4. Man må videre sette en del forutsetninger utover det prosjektet selv gir for å kunne beregne kontantstrømmene. Alle nåverdier i kontantstrømmene til egenkapitalen vil være gitt etter fratrukket skatt. Resultatet av påfølgende forutsetninger gis i delkapittel 6.3.

### **6.2.1 Inntektsstrømmer**

Inntektsstrømmen til et kraftverk vil avhenge hovedsakelig av to faktorer; kraftpris og produsert mengde. Kraftprisen igjen vil bestå av to elementer: den ordinært løpende kraftprisen og konsesjonskraftprisen. Konsesjonskraft er en andel av kraftproduksjonen, som en kraftverkselger er pålagt å levere kommunene som er berørt av en regulering eller utbygging, eventuelt også fylkeskommunen. Prisen på konsesjonskraften fastsettes av NVE, uavhengig av markedsprisen. For 2008 er denne satt til 9,48 øre/kWh. Konsesjonskraften har liten til ingen innvirkning på et kraftverk, og i denne prosjektanalysen benyttes derfor beregninger på bakgrunn av markedspriser. Markedsprisene i seg selv er ganske vanskelige å fastsette for en periode på 40 år. Flere aktører i markedet prøver å antyde en slik pris, og på bakgrunn av et vedlegg i en tidligere utredning ved Norges Handelshøyskole (Juul, 2004) er det utarbeidet en gjennomsnittlig kraftpris for perioden frem til 2025 og perioden 2025-2045 på henholdsvis 27 øre/kWh og 29 øre/kWh (2004-priser). Inflasjonsjustert gir dette i 2008-kroner henholdsvis 30 øre/kWh i perioden frem til 2025 og 32 øre/kWh i siste periode og ut 2051. For å illustrere hvor vanskelig det er å angi en fremtidig kraftpris, ble det for snittet over beregnet et verst tenkelig og et best tenkelig scenario. I de to tilfellene ble prisene beregnet til henholdsvis 16 og 44

øre/kWh (i 2004-kroner). Nord Pool har i dag forwards-kontrakter til 2013 med priser på cirka 50 øre/kWh. FAS mener denne kan benyttes på en 10 års sikt ved å forlenge prisbanen slik den går i dag. På prisen må det trekkes fra 7-10 % for at det produseres mye sommerkraft (gis lavere priser i sommerperioden) og justere for inflasjon. Da gir dette priser i området 40-45 øre/kWh i 2008-kroner. Prisene begrunnes i at priser for kull, gass og CO<sub>2</sub> har steget kraftig, og som beskrevet i kapittel 5.1.5 er dette noen av driverne i forhold til endring i kraftprisene. For bruk i kontantstrømmen forutsettes derfor en kraftpris i 2008-kroner på 40 øre/kWh for perioden frem til 2020 og 32 øre/kWh i perioden fra og med 2020 og ut perioden til og med 2051.

Som nevnt i kapittel 2 vil man i Norge kunne få en sertifikatordning som skal gi tilskudd til kraftprisen slik at produsenter av fornybar energi får mer betalt for kraften. Regjeringen snakker varmt om en slik ordning, men man vet bare ikke når den kommer. Trolig kommer en slik ordning i gang i løpet av 2010, i og med at det ble vedtatt allerede i 2003 at man skulle ha på plass et konkret forslag om pliktig norsk/svensk sertifikatmarked senest våren 2004 (Gundersen, 2005). I utgangspunktet vil det være naturlig å anta at selve kraftproduksjonen for TKAS vil komme i gang i 2010. Mest sannsynlig vil man kunne få glede av sertifikatordningen allerede fra dag én, men da alt er uvisst for når og hvordan denne ordningen skal fungere, tas ikke denne med i kontantstrømberegningen.

En sertifikatinntekt skal deles 50/50 mellom FAS og grunneierne. Problemet her vil være som for den ordinære kraftprisen - hvilken pris man skal sette. Tar man den svenske ordningen i betraktning har de hatt et prisområde på 15-25 øre/kWh (i SEK). Samarbeidet med den svenske regjeringen om et norsk-svensk samarbeid strandet fordi den norske regjeringen syntes ordningen var for dårlig. Samarbeidet skal nå være tatt opp igjen. Da får en anta at den norske sertifikatordningen vil kunne gi en tilnærmet eller høyere sertifikatpris som den svenske, samt at ordningen skal ha en varighet på 10-15 år. Dersom man forutsetter en sertifikatpris på 25 øre/kWh (i 2008-NOK) over en 10-års periode (f.o.m. 2010), vil det gi et ekstra påslag på netto nåverdien til egenkapitalen etter skatt på i underkant av 13 millioner kroner. Dette vil absolutt kunne gi en god ekstraintekt for TKAS. For grunneierne vil ekstraintekten utgjøre 23 millioner kroner før skatt.

I forhold til produsert mengde er det vanskelig å anslå om det man nå har kommet frem til i budsjettet vil være de reelle mengdene produsert kraft. Det er vanskelig å si i hvilken grad dette vil endre seg underveis. 27 GWh vil derfor være den forutsatte produserte mengde fra år 1-40 i denne prosjektanalysen.

Når prosjekttiden er over etter 40 år vil TKAS kunne selge sine eiendeler til grunneierne for teknisk verdi, etter retningslinjer gitt i avtalen mellom FAS og grunneierne. Utrangeringsverdien i TKAS blir med bakgrunn i avtalen satt til 20 millioner kroner i 2008-kroner.

### **6.2.2 Kostnadsstrømmer**

Byggingen av kraftverket og det kalkulerte budsjettet for 2008 vil i sin helhet falle til betaling i første driftsår. I kapittel 3.2 er det argumentert for det budsjetterte investeringsbeløpet på 80 millioner kroner, og det holdes fast ved dette i de videre beregninger.

Driftskostnader for et kraftverk er ganske sprikende om man ser på rapporter vedrørende kraftverk og ulike scenarier rundt kraftverksprosjekter. Driftskostnadene har variert fra 3,5 øre/kWh til 10 øre/kWh. Det høyeste alternativet her ble fremmet gjennom en rapport fra Småkraft. Småkraft, som er et konkurrerende selskap til FAS, argumenterte for denne kostnaden med bakgrunn i at småkraftverk ofte har høye fallrettsleier i forhold til andre store kraftverk, som i tillegg har andre stordriftsfordeler. Småkraft mente at fallrettsleien kunne utgjøre opptil 10 % av driftskostnadene. I avtalen mellom FAS og grunneierne heter det at når man har en utbyggingskostnad over 2,2 kr/kWh, svarer TKAS med fallrettsleie på 5 % til grunneierne. Utover fallrettsleien (som blir holdt utenfor i egen post i kontantstrømmen) er kostnadsdriverne: lønn, andre driftskostnader, forsikring og fordelte felleskostnader, diverse avgifter og innmatingskostnad. Fra tidligere prosjekter mener FAS at en rene driftsrelaterte kostnader, eksklusiv fallrettsleie, ligger på 2-3 øre/kWh. I kontantstrømmen for denne utredningen settes 3 øre/kWh (i 2008-kroner) som driftskostnad.

Når det gjelder kostnadsberegninger og lønnsomhet i et kraftverksprosjekt regnes dette som kostnad per kilowatt-time (kWh). I en veileder fra NVE (Norconsult/NVE 2003) er det anbefalt Cirka 2,00 kr/kWh som et meget bra mål for god lønnsomhet i slike prosjekter. Da prosjektet for TKAS ble lansert snakket man om at man hadde en kostnad per kWh på 1,80 kr – en meget bra lønnsomhet. Med utfallet av konsesjonen har produksjonen blitt kraftig redusert, slik at man nå har cirka 2,40 kr/kWh i utbyggingskostnad, noe som i følge FAS fortsatt vil gi god lønnsomhet. For grunneierne er det i avtalen med FAS skissert en modell for årlig fallrettsleie. Ved utbyggingskostnad høyere enn 2,20 kr/kWh betales en fallrettsleie tilsvarende 5 % av faktisk kraftomsetning (eksklusiv merverdiavgift) i kraftverket. Måten man beregner utbyggingskostnadene på er å summere investeringskostnadene, inkludert renter og andre kostnader i byggetiden og dividere dette på gjennomsnittlig årsproduksjon (vist i figur 4). På bakgrunn av historiske hydrologiske data og produsert mengde kan fallrettsleien justeres hvert 10. år dersom det er grunnlag for dette. Det vil si at om man etter det 10., 20. eller 30. driftsåret har gode prognoser for produsert mengde, kan fallrettsleien justeres høyere enn 5 %. De første 10 årene er det dog avtalt en mulig garantert fallrettsleie for grunneierne på 3,5 øre/kWh. Etter anbefaling fra FAS bør det for kontantstrømmen gjøres en økning i fallrettsleien over tid. Det forutsettes i kontantstrømmen at det brukes fallrettsleie på 5 % frem til år 2020, 7 % fra og med år 2020 til år 2030, 10 % fra og med år 2030 til år 2040 og 15 % fra og med år 2040 og ut prosjektiden.

Den enkelte grunneier kan velge om det skal utbetales en garantert fallrettsleie eller prosentvis som nevnt over. Dette holdes utenfor kontantstrømsberegningen, men vil bli videre omtalt i kapittel 7.

FAS har antydnet en egenkapitalprosent på cirka 20 % i prosjektet. I denne prosjektanalysen forutsettes derfor videre 80 % lånegrad i prosjektet. Lånet skal løpe over de 30 første driftsårene.

I tillegg er det uvisst om, og i hvilken grad man vil måtte yte anleggsbidrag. Dette er heller ikke tatt hensyn til i kontantstrømmen.



### **6.2.3 Avskrivning og skatt**

I all hovedsak er det i det norske skattesystemet en hovedregel som sier at anleggsmidler skal saldoavskrives med en årlig prosentsats som avhenger av typen anleggsmiddel. Saldoavskrivning vil si at man etter dette avskrivningsprinsippet avskriver det som er igjen av den bokførte verdien (saldoen) med en gitt prosentsats. Siden prosentsatsen er fast, vil verdien i kroner gå ned. For kraftverk gjelder også Skattelovens kapittel 18: Særregler ved skattlegging av kraftforetak. Her gjengis retningslinjene for avskrivning (§ 18-6):

- Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkl. atkomsttunneler): 1,5 prosent årlig over 67 år.
- Maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, etc.: 2,5 prosent årlig over 40 år.

For et kraftverk vil omtrent 90 % av anleggsmidlene falle under disse kategoriene, men i tillegg har man enkelte elektrotekniske anleggsmidler som skal saldoavskrives med 5 %. Disse styres i skattelovens § 14-41 og § 14-43. Under de ulike avskrivningskategoriene er det tatt med følgende avskrivningsposter fra budsjettet i kapittel 3:

- Byggmasse; Sum Byggteknisk, Diverse uspesifisert byggteknisk og Uforutsett byggteknisk, avskrives med 1,5 % pr år.
- Maskiner; Sum Maskinteknisk og halvparten av Uspesifisert/uforutsett maskin og elektro, avskrives med 2,5 % pr år.
- Elektroteknisk; Sum Elektroteknisk og halvparten av Uspesifisert/uforutsett maskin og elektro, avskrives med 5 % pr år.

I forhold til skatt er det en del skattesatser og ulike skatter å ta hensyn til for kraftforetak:

#### Grunnrenteskatt (Skatteloven § 18-3)

Grunnrenteskatten ble innført for å omfordele meravkastningen fra grunneierne til fellesskapet. Beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatten er normerte inntekter fratrukket driftskostnader (inkl. konsesjonsavgift), avskrivninger, eiendomsskatt og et fribeløp basert på skattemessig bokført kapital multiplisert med en normrente. Driftsstøtte, som eksempelvis en sertifikatordning, skal legges til inntekten. Dette gir en grunnrenteinntekt. En eventuell negativ beregnet grunnrenteinntekt kan fremføres

til evig tid med en rentesats som er lik renten for beregning av fribeløpet. Skatten må betales til staten for kraftverk konsesjonssøkt før 5. oktober 2007 med påstemplet merkeytelse over 5.500 kVA. Øvrige som er konsesjonssøkt etter nevnte dato må betale denne skatten dersom merkeytelsen er over 1.500 kVA. Skattesatsen er for 2008 økt fra 27 % til 30 %.

#### Naturressursskatt (Skatteloven § 18-2)

Denne skattesatsen gjelder, som for grunnrenteskatten, de kraftverk med påstemplet merkeytelse over 5.500 kVA. Grunnlaget er et gjennomsnitt av kraftverkets samlede produksjon over de siste syv inntektsårene. Naturressursskatten er fradragsberettiget krone for krone mot skatt på alminnelig inntekt (Overskuddsskatt), og vil av den grunn strengt tatt ikke være nødvendig å ta med i kontantstrømberegningene så lenge overskuddsskatten er høyere enn naturressursskatten. Skattesatsen er 1,3 øre/kWh og er fordelt med 1,1 øre til kommunen og 0,2 øre til fylkeskommunen.

#### Eiendomsskatt (Skatteloven § 18 og Eiendomsskatteloven § 8)

Kommunene skal skrive ut eiendomsskatt på kraftverk på tilsvarende måte som for annen næringseiendom. I følge § 18-5 i Skatteloven skal kraftverk under 10.000 kVA verdsettes til skattemessig verdi per 1. januar i ligningsåret. Skattesatsen skal være mellom 0,2 % og 0,7 % av skattegrunnlaget. Jondal kommune krever skattesats = 0,7 %.

#### Overskuddsskatt (Skatteloven § 10-42)

Skatt på overskudd (alminnelig inntekt) har skattesats på 28 % og skattes på lik linje med annen næringsvirksomhet.

#### Skatt på sertifikatinntekt

Et sertifikat må kunne betraktes som skattepliktig etter alminnelige regler i skatteloven, og der man vil betrakte sertifikater som et finansielt instrument som igjen blir beskattet med 28 %. Da dette er samme skattesats som overskuddsskatt vil inntekter fra en sertifikatordning bli tatt inn som vanlig inntekt. Da det ikke foreligger beregninger av sertifikatinntekter i kontantstrømmen for denne utredningen vil denne skatteeffekten ikke bli tatt hensyn til.

Med bakgrunn i denne gjennomgangen av de skattemessige sider, ser en at det er vanskelig å forutsi om den fremtidige beskatningen av kraftforetak vil påvirke resultatet. Fordi regjeringen og landet for øvrig er opptatt av at grønn energi opprettholdes og ønsker å legge forholdene til rette for økt produksjon av energi fra grønne kilder, vil det være med på å gi en sikkerhet om at eventuelle skatteskjerpelser ikke gir negative utslag totalt sett. Utredningen bygger videre på gjengitte skatteregler og skattesatser.

#### **6.2.4 Inflasjon**

Regjeringen har fastsatt et inflasjonsmål tilsvarende 2,5 %. Dette inflasjonsmålet blir lagt til grunn der inflasjonen er en medvirkende faktor i denne utredningen.

### **6.3 Kontantstrøm**

Under delkapitlene 6.1 og 6.2 er det gjort en del forutsetninger i tillegg til de som allerede er gitt i prosjektet, og er fremlagt i budsjettet. Den videre beregningen av kontantstrømmen skjer over hele prosjektets levetid på 40 år, og alle kontantstrømmene er inflasjonsjustert.

Beregnet netto nåverdi av kontantstrømmen til egenkapitalen etter skatt for TKAS er 43,4 millioner kroner. Fra kapittel 4.2 kunne man lese at dersom nåverdien av kontantstrømmen er positiv vil det si at prosjektet er lønnsomt. Detaljene for beregningene er gjengitt i appendiks A 1.

## **7 Analyse av lønnsomhet og verdsettelse av Torsnes Kraftverk AS**

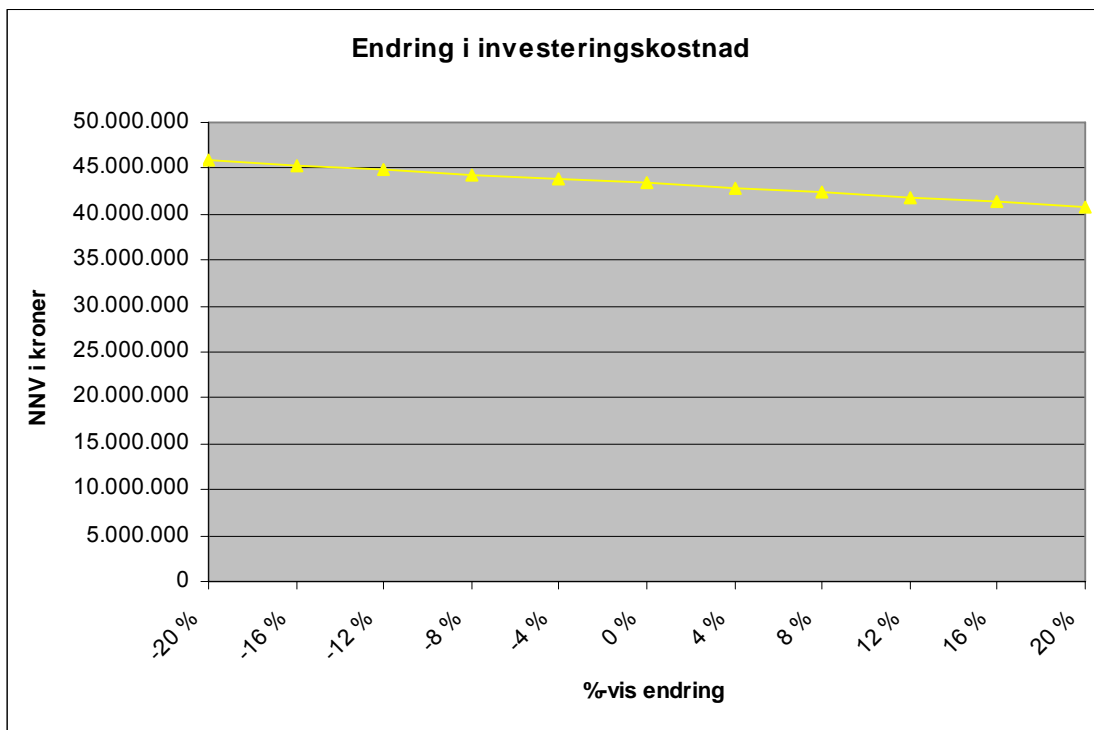
Så langt er det gitt en beskrivelse av prosjektet, en strategisk analyse som avdekker sterke og svake sider ved vannkraftverk generelt og dette kraftverket spesielt, samt hvilken kontantstrøm TKAS kan forvente å ha, og avkastningskravet. Det vil derfor nå være mulig å se på hvilket prisleie man kan forvente at aksjen i TKAS bør ha – det vil si en verdsettelse. Det vil kort bli redegjort for de ulike modellene som kan være aktuelle for å gjøre en verdsettelse, for deretter å gå videre med én av disse på bakgrunn av redegjørelsen. Det vil også bli sett nærmere på hvordan variablene i kontantstrømmen vil påvirke nåverdien og ulike problemstillinger for grunneierne.

### **7.1 Risikoanalyse (følsomhetsanalyse)**

Det er tidligere i kapittel 6 lagt vekt på ulike faktorer for bruk i avkastningskravet og kontantstrømmen. I den anledning er det argumentert for basisverdiene i avkastningskravet til å være en risikofri rente på 6,60 %, en betaverdi på 0,5 og en risikopremie i markedet på 5 %. Basisverdiene for kontantstrømmen er blant annet en kraftpris på 40 øre frem til 2020, og videre derifra 32 øre frem til og med 2051. Driftskostnader på 3 øre/kWh, en fallrettsleie på 5 % av kraftsalget, en produksjon på 27 GWh og en prosjektlevetid på 40 år er her også viktige momenter. Basisverdiene er begrunnet med bakgrunn i tidligere analyser forfattet av fagspesialister, og erfaringer i faglitteraturen. Eksempelvis er det lagt til grunn en ECON-rapport (2002) i forhold til betaverdien til totalkapitalen og faglitteratur av Johnsen og Gjesdal (1999) for markedspremien. Som man vet vil aldri verden bli helt slik man på et tidspunkt tror eller mener den skal bli. I den neste 40-års perioden vil det kunne være hendelser som påvirker et kraftverk både positivt og negativt. Gjennom en risikoanalyse vil man kunne se hvor mye de ulike faktorene kan endres før man eventuelt måtte ha skrinlagt prosjektet. To ulike modeller er vanlig å bruke for vurdering av et selskaps risiko: Følsomhetsanalyse og Scenarioanalyse. Den sistnevnte metoden er en utvidelse av følsomhetsanalysen i den forstand at den kan ta hensyn til avhengigheten mellom to eller flere variabler. I denne utredningen vil det videre kun bli benyttet følsomhetsanalyser, der en og en variabel blir endret om gangen. De

andre variablene blir beholdt urørt slik de er forutsatt i kontantstrømmen. Deretter er det mulig å se hvordan de ulike variablene påvirker nåverdien av kontantstrømmen. Hensikten med følsomhetsanalyse er å vise hva som skjer med nåverdien hvis basisverdiene ikke slår til (Bøhren og Gjærum 2000). Det vil derfor bli sett nærmere på følgende variabler – Investeringskostnad, Avkastningskrav, Strømpris, Produksjonsvolum og Driftskostnad. Selv om man bare endrer en variabel om gangen vil det likevel kunne gi et godt inntrykk av den totale risikoen knyttet til prosjektet, dersom alle enkeltdiagrammene blir samlet i ett stjernerdiagram.

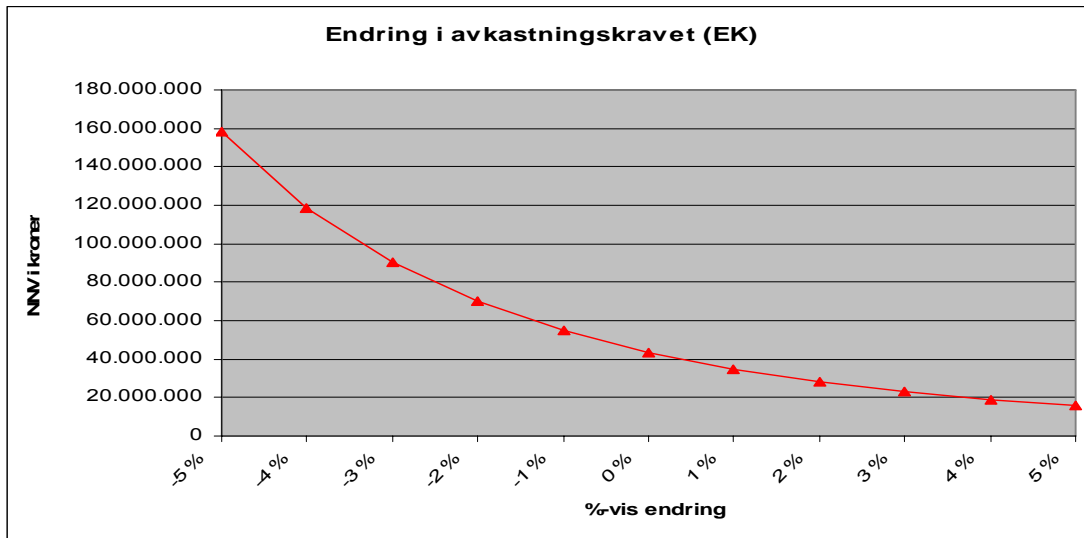
### 7.1.1 Investeringskostnad



**Figur 10** Nåverdi i forhold til endring i utbyggingskostnad

I budsjettet er investeringskostnaden satt til 80 millioner kroner. Dette er inkludert 10 % uforutsette utgifter. Alle tallene i figur 10 vil derfor være endringer inkludert de uforutsette utgiftene. Endringene vist i figur 10 gir en netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt fra 40,9 millioner kroner til 45,8 millioner kroner.

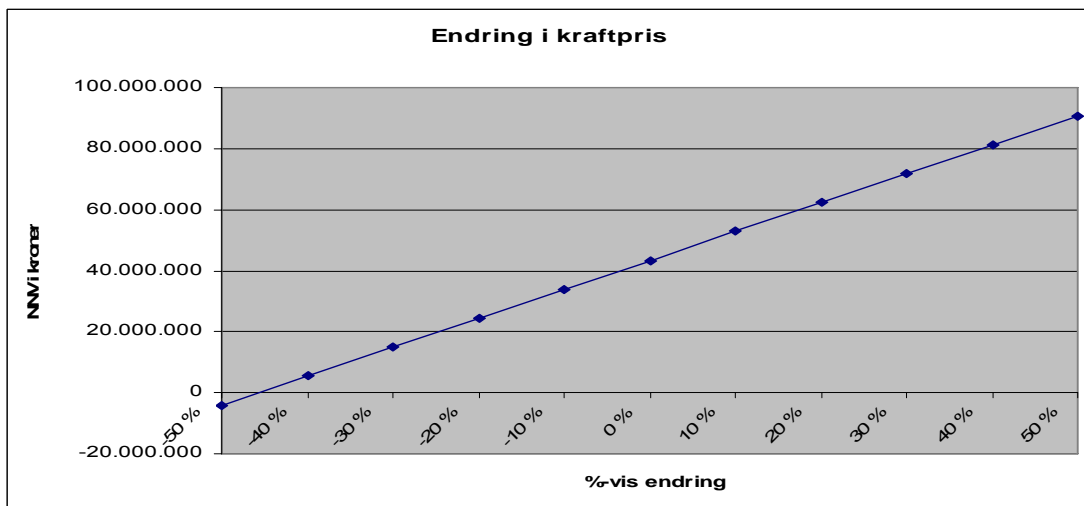
### 7.1.2 Avkastningskravet



Figur 11 Nåverdi i forhold til endring i avkastningskravet

For kontantstrømmen til egenkapitalen etter skatt brukes et nominelt avkastningskrav. Endringer på 1 prosentpoeng i begge retninger gir store utslag for nåverdien av kontantstrømmen. I figur 11 er det sett på utslaget en endring fra -5 prosentpoeng til +5 prosentpoeng vil gjøre på nåverdien. Endringene gir her en netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt fra 15,9 millioner kroner til 158,2 millioner kroner.

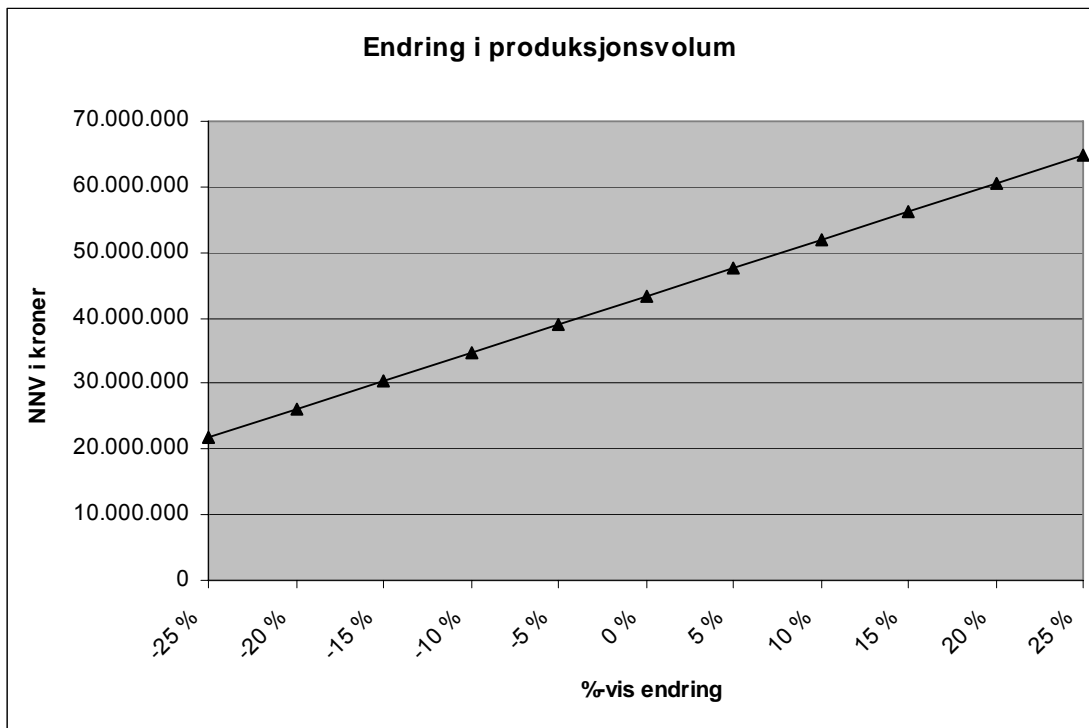
### 7.1.3 Strømpriser



Figur 12 Nåverdi i forhold til endring i kraftprisen

Kraftprisen er alltid i konstant endring. I figur 12 ser man sammenhengen i hvordan en endring i kraftprisen gir endring i nåverdien til egenkapitalen etter skatt for TKAS. Eksempelet på hvilket prisområde vi kan ha i verst tenkelige og best tenkelige scenario i fremtiden, er gitt i kapittel 6.2.1. Som vist i figur 11 vil det verst tenkelige scenarioet gi en netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt på -4,0 millioner kroner for TKAS. I beste fall en netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt på 90,7 millioner kroner. Den prosentvise endringen vil her være på bakgrunn av en basisverdi i kontantstrømmen for 40 øre/kWh frem til 2020, og 32 øre/kWh fra og med 2025 og ut prosjekttiden.

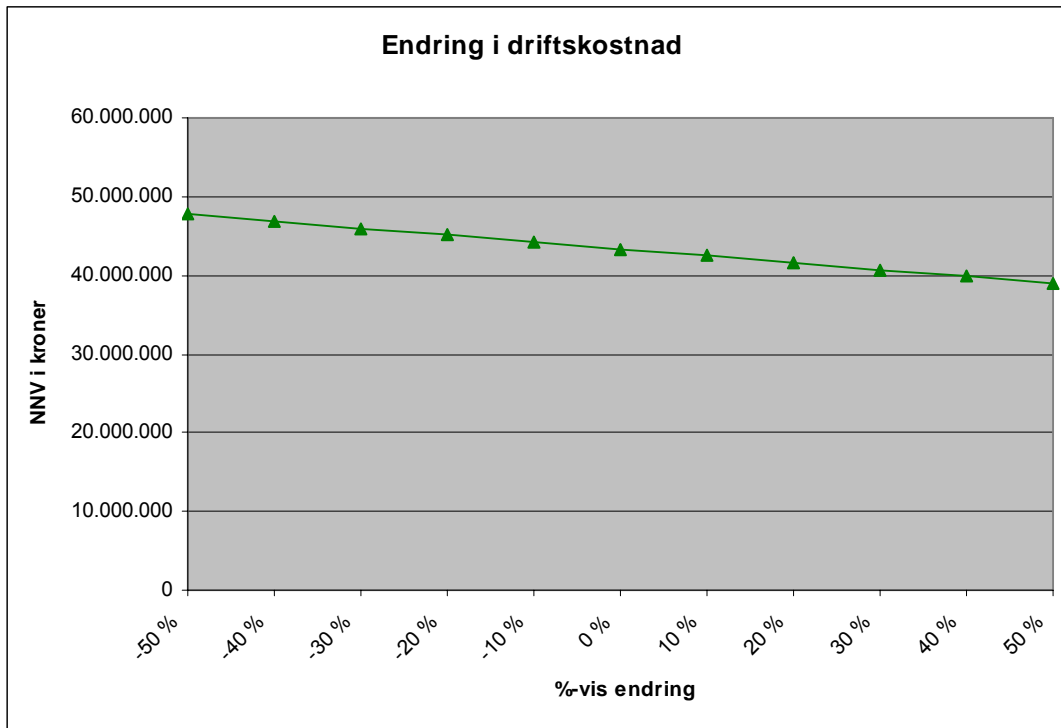
#### 7.1.4 Produksjonsvolum



**Figur 13 Nåverdi i forhold til endring i produksjonsvolum**

Produksjonsvolumet er en av de faktorene som det er en del usikkerhet rundt i forhold til det som konsesjonen sier om minstevannsføring. Figur 13 over viser at det fortsatt vil være lønnsomhet i prosjektet gitt en endring fra -25 % til +25 % i produksjonsvolum. Netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt vil da bli henholdsvis 21,9 millioner kroner og 64,8 millioner kroner. Endringene er her gjort i forhold til basisverdien i kontantstrømmen som er på 27 GWh.

### 7.1.5 Driftskostnad

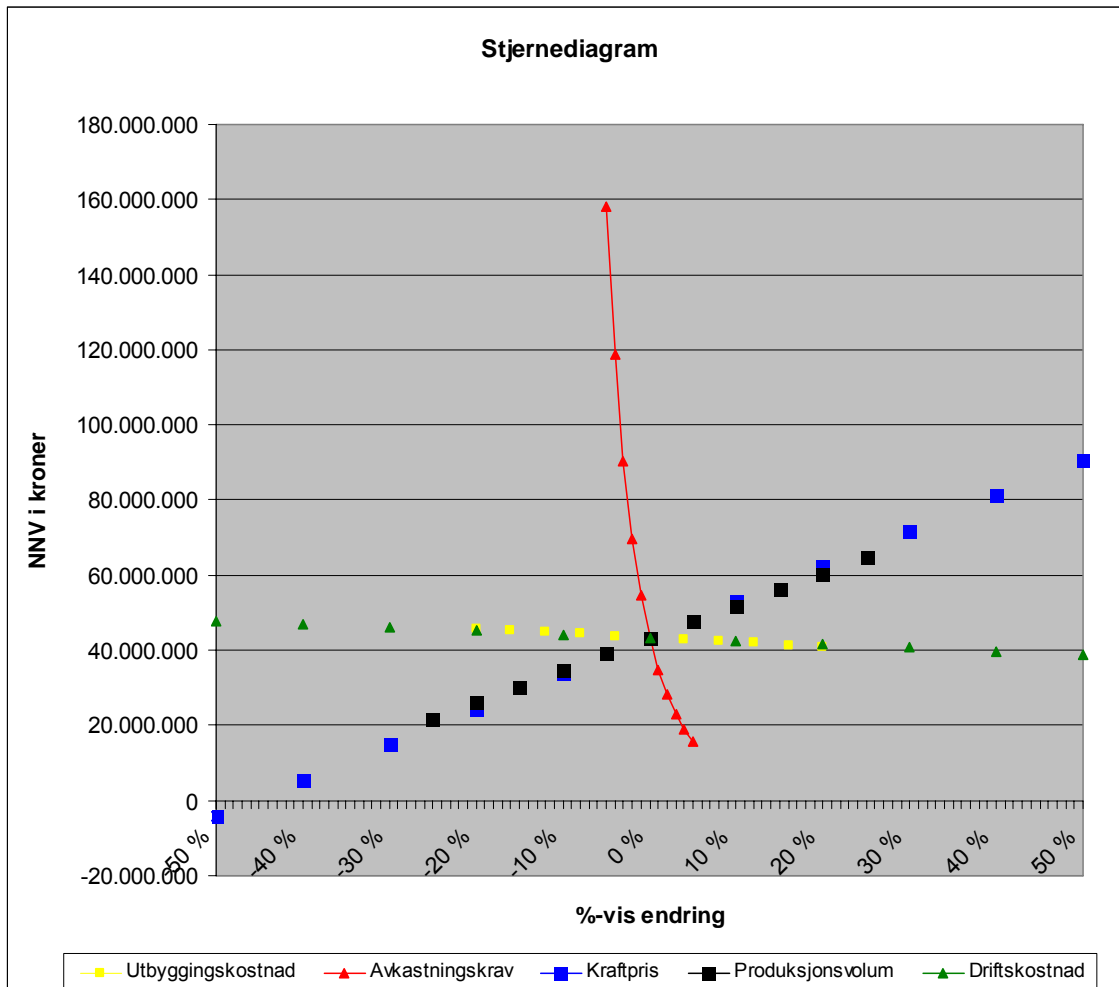


**Figur 14 Nåverdi i forhold til endring i driftskostnad**

Det var i kapittel 6.2.2 satt noe tvil om hvilken driftskostnad som burde benyttes i kontantstrømsberegningene. Derfor er det i figur 14 vist hva en endring fra -50 % til +50 % på driftskostnaden gjør for nåverdien. Utgangspunktet er basisverdien i kontantstrømmen på 3 øre/kWh. Endringene gir henholdsvis en netto nåverdi til egenkapitalen etter skatt på 47,8 millioner kroner og 38,9 millioner kroner. Da kan man konkludere med at man har god margin på nåverdien i forhold til endringer i driftskostnaden.



### 7.1.6 Stjernediagram



**Figur 15 Sammenstilling av følsomhetsanalysene i Figur 10 til Figur 14**

Et stjernediagram viser den relative effekten av hver usikkerhetskilde fordi alle variablene er samlet i ett enkelt diagram. Jo brattere en variabels kurve er i et stjernediagram, desto større betydning har denne usikkerhetskilden (Bøhren og Gjærum 2000). Derfor vil dette kunne være nyttig i forhold til hvilke variabler som bør holdes under oppsyn ved en verdsettelse. Når det brukes et stjernediagram er det viktig å kjenne til diagrammets begrensninger. En av begrensningene vil være at det bare er mulig å endre én enkelt faktor av gangen. Fordi variablene ofte har en sammenheng med hverandre, eksempelvis pris og produksjonsvolum. En annen begrensning er at analysen ikke gir noen sannsynlighet for at de ulike avvikene inntreffer, eksempelvis dersom det er inngått kontrakter på salgpris som gjør at risikoen på den ene variabelen er tilnærmet eliminert (Bøhren og Gjærum 2000).

Sammenstillingen av følsomhetsanalysene fra kapittel 7.1.1 til 7.1.5 i stjernediagrammet i figur 15 viser at den mest usikre variabelen til prosjektet vil være avkastningskravet. Sannsynligheten for at variablene skal variere i enda større grad enn hva som er angitt i følsomhetsanalysene blir ansett som lav, om man ser på argumenteringen for de ulike variablene til kontantstrømmen. Derfor vil man fortsatt kunne forvente at prosjektet er lønnsomt tross endringer i noen av variablene.

## 7.2 Kapitalstruktur og skatteeffekt

For beregning av kontantstrømmen ble det satt en gitt lånegrad for TKAS på 80 %. Øker ("girer") man lånegraden vil dette også gi seg utslag i avkastningskravet til egenkapitalen i forhold til avkastningskravet for totalkapitalen. Etter hvert som man får svinginger i markedet vil det med en høy lånegrad gi større utslag for avkastningen mot egenkapitalen i forhold til ved en lav lånegrad, altså en større risiko. Derfor vil eierne kreve et høyere avkastningskrav dess høyere lånegrad. For å beregne et vektet snitt mellom egenkapitalen og gjelden må man først beregne kostnaden til gjelden:

$$r_g = r_f + [r_m - r_f(1-s)] * \beta_g \quad , \text{ der;}$$

$r_g$  = gjeldsrenten

$r_f$  = risikofri rente

$r_m$  = markedets risikopremie

$\beta_g$  = betaverdien til gjelden

Videre må det brukes markedsverdi av egenkapital og gjeld når man skal finne kapitalkostnaden for totalkapitalen.

### 7.2.1 WACC (Weighted-Average Cost of Capital)

En metode som brukes for beregningen av avkastningskravet til totalkapitalen er WACC. Beregningen gjøres da ved hjelp av WACC-formelen:

$$\text{WACC} = r_t = r_e * E/V + r_g * (1-s) * G/V \quad , \text{ der;}$$

$r_t$  = avkastningskravet til totalkapitalen

$r_e$  = avkastningskravet til egenkapitalen

$r_g$  = avkastningskravet til gjelden

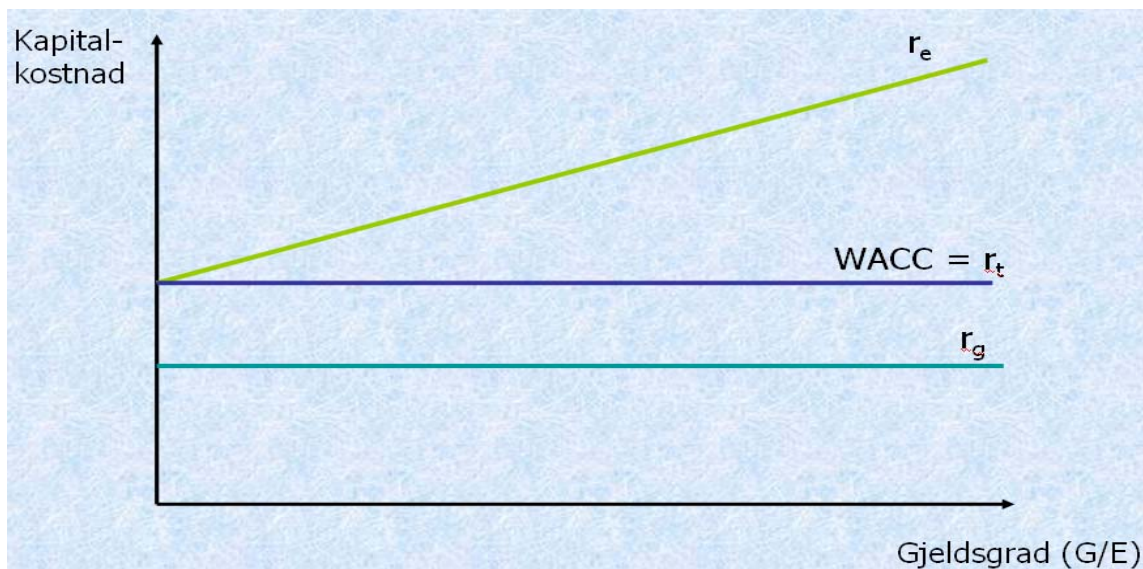
$V$  = total markedsverdi for selskapet

$E$  = markedsverdien av egenkapitalen

$G$  = markedsverdien av gjeld

Vil så avkastningskravet endre seg med tanke på en annen kapitalstruktur? Miller og Modigliani (1958) påstår gjennom sitt teorem at avkastningskravet til totalkapitalen ikke vil endre seg uansett kapitalstruktur, forutsatt et perfekt fungerende kapitalmarked:

- Finansieringsstrukturen påvirker ikke bedriftens verdi. Totalkapitalens avkastningskrav forblir uendret, selv om finansieringsstrukturen endres.
- En økt gjeldsandel øker risikoen for egenkapitalen. Dette øker egenkapitalkostnaden, og oppveier akkurat hva man sparer på grunn av økt gjeld. Når vi ser bort fra skatt får vi avkastningskrav til egenkapitalen, totalkapitalen og gjelden som illustrert i figur 16.



**Figur 16 Avkastningskrav til egenkapitalen ( $r_e$ ), totalkapitalen ( $r_t$ ) og gjelden ( $r_g$ ) ved økt gjeldsgrad.**

Samtidig mener andre, eksempelvis Boye og Kinserdal (2000) at den finansielle teorien er for upresis til at den kan angi hva som er optimal egenkapitalandel. De

mener at det er fornuftig med en høy egenkapitalandel (30-40 %) fordi dette gir en støtpute for dårlige økonomiske tider, beredskap for investerings- og lånekapasitet, som igjen gir handlefrihet og omstillingsmuligheter.

I punkt nummer 2 på forrige side ble nevnt at dette var teorien "når vi ser bort fra skatt...". Hva så om man hensyntar skatten? Om man forutsetter at man ønsker å låne ytterligere 16 millioner kroner for å komme opp i en egenkapitalandel på 40 %. Lånerenten er fortsatt 6,5 %. Da kan man sette opp et regneeksempel med forutsatt 2 millioner kroner som driftsresultat vist i figur 17.

	TKAS låner	Aksjeeierne låner
Driftsresultat	2.000.000	2.000.000
TKAS gjeldsrenter	-1.040.000	0
Resultat før skatt	960.000	2.000.000
Skatt TKAS	-268.800	-560.000
Resultat etter skatt	691.200	1.440.000
Skatt på utbytte	0	0
Aksjonærenes gjeldsrenter		-1.040.000
Spart skatt pga. gjeldsrenter		291.200
<b>Kontantstrøm til aksjonærene</b>	<b>691.200</b>	<b>691.200</b>
Skatt TKAS	268.800	560.000
Skatt gjeldseiere	291.200	291.200
Utbytteskatt	0	0
Spart skatt pga. rentebetaling		-291.200
<b>Sum skatt</b>	<b>560.000</b>	<b>560.000</b>

**Figur 17 Regneeksempel på skattevirkning av økt gjeld for TKAS eller aksjonærene.**

I eksempelet vil man se at skatt på utbytte er lik 0. I dag er utbyttet skattepliktig i Norge (28 %). Selskapet som utbetaler et eventuelt utbytte vil heller ikke få fradrag for dette. Dette vil forverre lånet for aksjonærene, slik at det sann sett vil lønne seg å ta opp en større andel lån direkte på selskapet.

### 7.2.2 APV (Adjusted Present Value)

En metode for å komme frem til en nåverdi for total kapital vil være gjennom APV. APV er netto nåverdien av et prosjekt som kun er finansiert av egenkapital pluss nåverdi av alle effektene fra den faktiske finansieringen. Den vanligste fordelingen er den sparte skatten. Avkastningskravet til total kapitalen ved bruk av APV kan settes opp som følger:

$$r_t = r_f + \beta_t (r_m - r_f) \quad , \text{ der;}$$

$r_t$  = avkastningskravet til totalkapitalen

$r_f$  = risikofri rente

$\beta_t$  = betaverdi til totalkapitalen

$r_m$  = markedets risikopremie

Forutsetter man at prosjektet er 100 % egenkapitalfinansiert gir dette at avkastningskravet til totalkapitalen er lik avkastningskravet til egenkapitalen før skatt. Netto nåverdi av kontantstrømmene summeres og man legger til den finansielle eller skattemessige effekten. Beregningen av den skattemessige effekten kan formuleres som følger:

$$\frac{G * r_g * s}{(1 + r_g)} \quad , \text{ der;}$$

G = gjeld

$r_g$  = lånerente

s = skatt

I kontantstrømmen for totalkapitalen er det benyttet denne APV-metoden for å beregne nåverdien av kontantstrømmene inklusiv den finansielle effekten. Beregningene for kontantstrømmen til totalkapitalen er vedlagt i A 2.

### **7.3 Garantert versus ”flytende” fallrettsleie**

Grunneierne har mulighet for å velge å motta en garantert fallrettsleie de 10 første årene fra TKAS. Velges en garantert fallrettsleie vil den delen av fallrettsleien som overstiger den flytende fallrettsleien i forhold til modellen for årlig fallrettsleie (etter modell i avtale mellom FAS og grunneierne), fremføres og kommer til fradrag i fremtidig beregnet flytende fallrettsleie. Det vil si at et eventuelt underskudd i de 10 første driftsårene vil bli akkumulert. Fremført underskudd blir tillagt renter tilsvarende

12 måneders NIBOR<sup>5</sup> + 3,5 %. Det beløpet som trekkes fra det akkumulerte underskuddet blir regnet mot den flytende fallrettsleien som kommer til utbetaling fra og med driftsår 11. Beløpet som trekkes fra fallrettsleien kan ikke være mer enn 50 % av den beregnede fallrettsleien for ett år (etter avtale mellom FAS og grunneierne). Om man bestemmer seg for å fortsette med fallrettsleie tilsvarende 5 % av kraftsalget, vil man da kunne trekke fra 50 % av dette til motregning mot det akkumulerte underskuddet. Tatt dette eksempelet vil en minste fallrettsleie være 2,5 % i driftsårene frem til underskuddet er redusert til 0. Det vil derfor være aktuelt å se på nærmere på denne problemstillingen og hva som vil lønne seg for grunneierne.

De 10 første årene da det kan være aktuelt å velge en garantert fallrettsleie er alle årene beregnet i kontantstrømmen til lavere fallrettsleie med flytende i forhold til garantert. Det fører til at nåverdien av differansen mellom den flytende og den garanterte fallrettsleien vil gi en positiv nåverdi for grunneierne på kroner 602.796,-. Altså er det med forutsetningene som er gitt i kontantstrømmen for øvrig, lønnsomt for grunneierne å velge en garantert fallrettsleie. Dersom man utbetaler en garantert leie vil det gi TKAS en negativ endring av nåverdien på kroner 694.000,-. Viser for øvrig til appendiks A 3 for nærmere beregning av dette.

Den garanterte fallrettsleien vil fungere i samme prinsipp som når man tar opp et lån med en garantert rente. Man vet hvilken utbetaling man får for fallrettsleien som tilsvarende for lånet blir hvilken innbetaling man må gjøre. Skulle det derimot vise seg at den flytende leien kommer over den garanterte, får ikke grunneier fordel av det. Likeledes når flytende rente for lånet kommer under den garanterte renten. Det anbefales derfor at grunneier gjør seg opp en mening om dette like i forkant av at TKAS må vite hvilken utbetalingsordning grunneier ønsker. Vurderingen må gjøres i forhold til den antakelige prisutviklingen i kraftprisen de 10 påfølgende år.

---

<sup>5</sup> NIBOR - Norwegian Interbank Offered Rate - er den rente norske banker er villige til å låne hverandre penger for i en spesifisert periode. I Norge er NIBOR-renten basert på USD-renten for den aktuelle løpetid, med korreksjon for rentedifferansen mellom NOK-rentene og USD-rentene. Rentedifferansen uttrykkes i kurspunkter mellom USD og NOK.

## 7.4 Verdsettelsesmetoder og -modeller

Når man verdsetter et selskap skal man finne ut om dagens aksjepris er for høy eller for lav i forhold til det dagens og fremtidens regnskap skulle tilsi. Er prisen for lav, vil man på sikt kunne oppnå en god gevinst på aksjen om man kjøper til dagens pris. To hovedkategorier for verdsettelse er Balansebaserte metoder (matematisk verdi, substansverdi og likvidasjonsverdi) og Inntjeningsbaserte metoder/modeller (dividendemodeller, kontantstrømbaserte modeller og resultatmodeller). De førstnevnte metodene, som er balansebaserte, tar utgangspunkt i selskapets balanse og finner verdien på egenkapitalen som differansen mellom verdien på eiendelene og gjelden. Når man ser på Inntjeningsbaserte metoder går disse inn og anslår verdien på egenkapitalen ut fra forventet inntjening i fremtiden. Fra tidligere kapittel er nåverdien av den fremtidige kontantstrømmen til selskapet (se kapittel 6.3) funnet, og det vil derfor være fornuftig å gå videre på de inntjeningsbaserte metodene/modellene. De aktuelle modellene for bruk i denne utredningen presenteres i delkapitlene under.

### 7.4.1 Verdsettelsesmodeller

#### Dividendemodeller

Denne type modeller er ikke særlig mye brukt i Norge. Grunnen til dette kan nok være historisk betinget, men i stor grad dreier det seg om at norske selskaper i mindre grad enn utenlandske betaler ut utbytte. Det kan imidlertid se ut til at norske selskaper nå utbetaler en større andel av overskuddet som utbytte enn tidligere, slik at man i fremtiden trolig vil se at modellen blir brukt hyppigere. Modellen tar utgangspunkt i fremtidig dividende/utbytte og finner aksjeprisen ved å neddiskontere med bedriftens avkastningskrav. Dagens aksjepris og den fremtidige aksjeprisen for en bedrift vil være avhengig av det fremtidige dividendet. Det antas videre at avkastningskravet er konstant. Dette gir følgende modell:

$$P_0 = \sum_{t=1}^n \frac{DIV_t}{(1+k_e)^t}, \text{ der};$$

$P_0$  = dagens aksjepris

$DIV_t$  = forventet dividende periode t

$K_e$  = avkastningskravet til egenkapitalen

Som for mye annet man ønsker å finne et fornuftig svar på, er også dividende-tallet vanskelig å anslå. Sett at man forutsetter en fast prosentuell økning hvert år i all fremtid, vil man kunne forenkle modellen (Gordons formel: Boye og Meyer 2000):

$$P_0 = \frac{DIV_1}{k_e - g}, \text{ der;}$$

$P_0$  = dagens aksjepris

$DIV_1$  = Verdi av aksjen ved verdsettelsestidspunktet / verdi av egenkapital

$K_e$  = avkastningskravet til egenkapitalen

$g$  = forventet vekst i dividende

Modellen over vil ikke holde dersom veksten blir større eller lik avkastningskravet.

Den andre vanskeligheten med denne modellen vil være å anslå en vekstrate. Veksten en bedrift har i dag, vil nødvendigvis ikke vare i all fremtid. Dette løses gjennom å forutsette en høy vekst en viss periode, for deretter å forutsette en evigvarende periode med normal vekst. Modellen kan også utvides med flere perioder om man kjenner til hvordan markedet vil opptre over kortere eller lengre perioder i fremtiden:

$$P_0 = \sum_{t=1}^n \frac{DIV_t}{(1+k_e)^t} + \frac{DIV_{n+1}}{(1+k_e)^n (k_e - g)}, \text{ der;}$$

$g$  = vekst i dividende etter "unormal vekstperiode"

$n$  = antall perioder med unormal vekst

### **Kontantstrømbaserte modeller**

Kontantstrømmer gir et bra bilde av hvilken netto nåverdi som blir tilført kapitalen i selskapet. Dette gjør også at investorer og aksjonærer lettere kan få en forståelse for



hva som blir tilført selskapet og deretter å kunne gjøre fornuftige grep i investeringen. I kontantstrømmodeller skilles det i hovedsak mellom to typer kontantoverskudd; til egenkapital og til totalkapital. Beregner man kontantstrømmer til egenkapital vil det gi tallene som aksjonærene trenger. Ved å neddiskontere kontantstrømmene med det valgte avkastningskravet for egenkapitalen, vil man finne verdien av selskapets egenkapital. For en investor vil det være interessant å finne de neddiskonterte kontantstrømmene til totalkapitalen. I dette tilfellet tar man også med gjeld i beregningene. Beregningene neddiskonteres med avkastningskravet til totalkapitalen. Egenkapitalen finnes da ved å trekke netto gjeldsposter fra den beregnede totalverdien. Dette kan stilles opp på følgende måte:

Driftsresultat
- Netto finanskostnader
<b>= Resultat før skatt</b>
- Skatt
<b>= Resultat etter skatt</b>
+ Avskrivninger
- Investeringer
+/- Endring i arbeidskapital
+ Økning netto rentebærende gjeld
<b>= Fri kontantstrøm til EK</b>

Driftsresultat
- Skatt
<b>= Driftsresultat etter skatt</b>
+ Avskrivninger
- Investeringer
+/- Endring i arbeidskapitalen
<b>= Fri kontantstrøm til totalkapitalen</b>

#### 7.4.2 Valg av verdsettelsesmodell

Av den enkle grunn at det ikke er noen gitt egenkapital eller selskapsbalanse å ta utgangspunkt i, kan man i denne utredningen helt klart utelukke bruken av de balansebaserte metodene. Videre velger man også å utelukke de resultatbaserte modellene fordi disse er noe mer unøyaktige enn de kontantstrømbaserte. Kontantstrømmene for TKAS er kjente. Sammen med kontantstrømmodellen gir dette et godt bilde av selskapets fremtid. Derfor er det grunnlag for å velge denne verdsettelsesmetoden i denne sammenhengen.

#### 7.4.3 Problemstillinger rundt aksjekjøp og aksjepris

En del av kontrakten mellom FAS og grunneierne, gir grunneierne mulighet for å delta på eiersiden i det kommende kraftverkselskapet. Inntil 50 % av aksjene i TKAS kan tegnes av grunneierne. Flere løsninger er skissert; Overskuddskapital blant grunneierne kan benyttes som aksjekapital, banklån kan finansiere oppkjøp av

aksjer, eller utbetaling av årlig fallrettsleie kan utbetales gjennom aksjeandeler i TKAS. I sistnevnte tilfelle kan FAS tegne inntil 25 % av grunneiers aksjer, og videreselge disse til de samme grunneierne med selgerkreditt tilsvarende 12 måneders NIBOR + 3,5 % rente. Utover dette har ikke tegning av aksjer noen sammenheng med den årlige fallrettsleien. FAS garanterer fulltegning av emisjonen, og tegner derfor de aksjene som ikke tegnes av grunneierne. Grunneierne løper egen risiko i forhold til å tegne aksjer i det nye selskapet. I forhold til omsetningen av aksjen skjer dette gjennom at de øvrige aksjonærene har forkjøpsrett. Ved ekstraintekter i kraftverket og ved et eventuelt salg, skal gjenværende verdier deles ut til aksjonærene.

Hva bør så grunneierne velge av finansieringsmetode; låne selv eller få dette finansiert av FAS? Om man holder på 20 % egenkapital, vil det si at aksjonærene skal ha cirka 16 millioner kroner til disposisjon for TKAS. Grunneierne kan kjøpe opptil 50 % av aksjene, det vil si at de må dekke 8 millioner kroner. Dette blir 800.000,- kroner per grunneier. Av dette kan FAS finansiere 200.000,-. FAS har forutsatt 12 måneders NIBOR + 3,5 % som i 2007 var en effektiv rente på 5,42 % + 3,5 % = 8,92 %. Videre kan det antas at grunneierne selv kan få gode lånebetingelser, og man vil kunne sette en privat lånerente lik 6,5 %. Differansen i lånerenten utgjør 2,42 % som i kroner vil utgjøre kroner 4.840,- per år. I tillegg får man selv heller ikke skattefradrag på denne forskjellen som beløper seg til kroner 1.355,-. Totalt sparer man kroner 6.195,- per år ved å finansiere dette selv.

Når det kommer til hvilken aksjepris man bør ha på TKAS' aksjer vil dette bli sett på ut i fra den netto beregnede nåverdien til totalkapitalen. Det er nå beregnet en netto nåverdi til totalkapitalen på 39,1 millioner kroner. Legger man til investeringen på 80 millioner kroner og trekker fra lånet på 64 millioner kroner får man en verdi på aksjekapitalen lik 55,1 millioner kroner. Forutsetter en videre at det blir lagt ut 500.000 aksjer, vil det gi en pris per aksje på omtrent 110 kroner.

## **7.5 Kritiske betraktninger på utredningen**

Som nevnt et par ganger tidligere i utredningen, er det ikke alltid samsvar mellom det man forutsetter og det som skjer i virkeligheten. Forutsetningene er i stor grad basert på erfaring gjennom historiske fakta, analytiske rapporter og betraktninger, og i dette tilfellet et samarbeid med FAS. Selv om det kan være tvil om noen av forutsetningene, er de viktigste av disse analysert videre i følsomhetsanalysen. Denne viser fortsatt lønnsomhet i prosjektet. Da det foreløpig ikke er klart i hvilken grad TKAS må yte anleggsbidrag i forbindelse med en oppgradering av en transformator eid av Statnett, eller om TKAS i det hele tatt må bidra i denne saken, er dette imidlertid et stort usikkerhetsmoment for utredningen og prosjektet.

Denne utredningen ville ha fått et bredere grunnlag og et bidrag til å gi en klarere konklusjon ved å studere lønnsomheten for ulike typer vannkraftverk, eksempelvis lav- og høytrykkskraftverk eller andre typer kraftverk som vind- og gasskraftverk. En ytterligere styrke for utredningen ville være å fastslå hvilken gevinst og risiko som finnes i aksjemarkedet for kraftverk for øvrig.

Videre styrke for denne utredningen vil ligge i den teoretiske delen. Faglitteraturen inneholder godt fundamenterte, og etterprøvde teorier.

## 8 Konklusjoner og avklaringer

Gjennom kapitlene foran er det i størst mulig grad prøvd å avdekke økonomiske "svakheter" ved å etablere TKAS. Det er gitt forutsetninger til beregningen av kontantstrømmene gjennom teori og analyser, i diskusjon med og anbefaling fra FAS. Ut i fra de gitte forutsetningene til kontantstrømmen er nåverdien beregnet til 43,4 millioner kroner til egenkapitalen etter skatt. Til totalkapitalen etter skatt er nåverdien beregnet til 39,1 millioner kroner. For kontantstrømmen er det avkastningskravet og kraftprisen som vil kunne gi de største endringene i nåverdien. Fra kontantstrømmen er det videre utledet at verdien av aksjekapitalen for prosjektet vil være 55,1 millioner kroner. Av denne verdien er aksjeprisen anbefalt å ligge på cirka kroner 110 dersom vi forutsetter at det utstedes cirka 500.000 aksjer.

De største risikomomentene for prosjektet som helhet vil være usikkerheten for om TKAS må yte anleggsbidrag til Statnett og i hvilken grad man vil oppleve kraftig reduksjon eller stopp i produksjonen på bakgrunn av begrensningene om minstevannsføring gitt i konsesjonen (60 liter/sekund vinterstid og 600 liter/sekund sommerstid).

For grunneier er det i utredningen anbefalt å gjøre en vurdering av hvorvidt man ønsker en garantert eller flytende fallrettsleie (under forutsetningene gitt i kapittel 7.3) like før TKAS krever svar på dette. Vurderingen må skje med bakgrunn i kraftprisene de 10 påfølgende år. Grunneier anbefales også selv å finansiere den delen av aksjeposten som FAS kan finansiere (kapittel 7.4.3). Dersom man får innført en sertifikatordning vil dette gi en beregnet merverdi i nåverdien for TKAS på cirka 13 millioner under forutsetninger gitt for kontantstrømmen i kapittel 6. Tildeling mellom TKAS og grunneierne vil skje med delene 50/50. Av dette får grunneierne tildelt cirka 23 millioner kroner før skatt. Grunneierne bør videre på bakgrunn av en konklusjon om god lønnsomhet i TKAS, delta fullt ut på eiersiden med maksimalt 50 %.

Alt i alt vil konklusjonen for utredningen være at TKAS vil være et lønnsomt prosjekt med god margin ut i fra de gitte kriterier i utredningen for øvrig. En eventuell sertifikatordning vil styrke prosjektet og konklusjonen.

## Litteraturliste

- Bøhren, Øyvind og Per I. Gjærum (2000): Prosjektanalyse. 2. utg. Skarvet Forlag, Oslo.
- Brealey, Richard A. et al. (1999): Fundamentals of Corporate Finance 2<sup>nd</sup> ed. Irwin/McGraw-Hill, USA.
- Juul, Lars E. (2004): Investeringsanalyse Funna Kraftverk. Utredning ved Norges Handelshøyskole, Bergen.
- ÅJE/EBL/mbh (2002): Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet. Utarbeidet for Olje- og energidepartementet. ECON, Oslo. (ECON-rapport nr 20/02).
- Stranden, Jon Olav og Østerbø, Jarle (2005): Søknad om konsesjon for bygging av Torsnes Kraftverk. CM Consulting AS, Oslo. (Rapportnr 2005P1800-R03)
- Alfsen, Knut H. (2000): Klimaproblematikken og Kyotoprotokollens føringer for arbeidet i regionen. Cicero – Senter for klimaforskning, Oslo
- Boye, Knut (1993): Finansielle emner. Bedriftsøkonomens Forlag, Oslo.
- Gundersen, Mari Hegg (2005): Et norsk-svensk marked for elsertifikater. NVE, Oslo (Presentasjon)
- Porter, Michael (1985): Competitive advantage. 1<sup>st</sup> ed. The free press; Collier Macmillan, New York.
- Alfsen, Knut H. (2000): Klimaproblematikken og Kyotoprotokollens føringer for arbeidet i regionen. Presentasjon fra Cicero, Oslo.
- Boye, Knut og Christine B.Meyer (2000): Fusjoner og oppkjøp. 2 opplag. Cappelen Akademiske Forlag, Oslo.
- Boye, Knut og Arne Kinserdal (2000): Små og mellomstore foretak i Norge – en analyse av betydning, lønnsomhetsforhold og kapitalforhold. Utfordringer. SNF, Bergen. (SNF-rapport 72/00)
- Norconsult/NVE (2003): Veileder i planlegging, bygging og drift av småkraftverk. Norges vassdrags- og energidirektorat. NVEs hustrykkeri, Oslo. (Veileder nr 2/2003)
- Merton. H. Miller og Franco Modigliani: The Cost of Capital, Corporate Finance og The theory of Investment. American Economic Review, vol. 48, s. 261-297)
- Johnsen, Thore og Gjesdal, Frøystein (1999): Kravsetting, lønnsomhetsvurdering og verdivurdering. Cappelen Akademiske Forlag, Oslo.

## Internettreferanser

Fjellkrafts hjemmeside:

[www.fjellkraft.no](http://www.fjellkraft.no)

Stortingsproposisjon nr. 1 (2005-2006):

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stprp/20052006/Stprp-nr-1-2005-2006-/1.html?id=211412>

Ressurskartlegging småkraftverk:

[http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?identityID=7952](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?identityID=7952)

Kraftmarkedet:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/kraftmarkedet.html?id=443423>

Kunnskapsdatabase:

[www.quickmba.com](http://www.quickmba.com)

Teknisk Ukeblad – tekniske begreper for vannkraftverk:

<http://energilink.tu.no/leksikon/vannkraftverk.aspx>

NVE – konsesjon Torsneselva:

[http://www.nve.no/FileArchive/100/Konsesjon\\_Torsneselva.pdf](http://www.nve.no/FileArchive/100/Konsesjon_Torsneselva.pdf)

Nord Pool – om selskapet:

<http://www.NordPool.com/en/asa/General-information/>

## Appendiks

### A 1 Beregning av kontantstrømmer til egenkapital

Elementer	Ar	2010	2011	2012	2013	2014
Kraftsalg		5.673.375,00	11.630.418,75	11.921.179,22	12.219.208,70	12.524.688,92
El-sertifikat-inntekt		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utrangeringsverdi						
= Sum Driftsinntekter		5.673.375,00	11.630.418,75	11.921.179,22	12.219.208,70	12.524.688,92
Fallrettsleie flytende		283.668,75	581.520,94	596.058,96	610.960,43	626.234,45
Driftskostnader		425.503,13	872.281,41	894.088,44	916.440,65	939.351,67
Rentekostnader		1.750.542,00	4.115.566,00	4.067.330,00	4.012.426,00	3.957.008,00
- Sum Driftskostnader		2.459.713,88	5.569.368,34	5.557.477,40	5.539.827,09	5.522.594,11
Avskrivninger byggmasse		701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
Saldo byggmasse (skjult)		46.075.837,50	45.374.175,00	44.672.512,50	43.970.850,00	43.269.187,50
Avskrivninger maskiner		318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
Saldo maskiner (skjult)		12.731.580,00	12.413.160,00	12.094.740,00	11.776.320,00	11.457.900,00
Avskrivninger elektroteknisk		502.500,00	477.375,00	453.506,25	430.830,94	409.289,39
Saldo elektroteknisk (skjult)		9.547.500,00	9.070.125,00	8.616.618,75	8.185.787,81	7.776.498,42
- Sum Avskrivninger		1.522.582,50	1.497.457,50	1.473.588,75	1.450.913,44	1.429.371,89
= Driftsresultat		1.691.078,63	4.563.592,91	4.890.113,07	5.228.468,17	5.572.722,91
- Ordinær skatt		104.732,64	899.817,40	981.793,33	1.066.846,81	1.153.310,03
- Grunnrenteskatt		152.877,65	412.953,13	442.510,69	473.139,65	504.302,62
- Naturressursskatt		368.769,38	377.988,61	387.438,32	397.124,28	407.052,39
- Eiendomsskatt		11.104,42	25.646,43	27.358,24	29.131,35	30.935,89
= Driftsresultat etter skatt		1.053.594,54	2.847.187,33	3.051.012,48	3.262.226,08	3.477.121,99
- Investeringer		80.000.000,00				
+ Avskrivninger		1.522.582,50	1.497.457,50	1.473.588,75	1.450.913,44	1.429.371,89
+ Økning i netto rentebærende gjeld		63.653.918,00	-738.722,00	-786.958,00	-841.862,00	-897.280,00
= Kontantstrøm til egenkapitalen etter skatt (EKES)		-13.769.904,96	3.605.922,83	3.737.643,23	3.871.277,52	4.009.213,88

**Netto nåverdi av kontantstrøm EKES** -10.641.745,30 2.549.377,60 2.446.145,22 2.362.987,24 2.293.953,27

**Sum netto nåverdi av kontantstrøm til EKES** 43.351.575,92

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
12.837.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.336,43	12.208.093,81	12.513.296,16
12.837.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.336,43	12.208.093,81	12.513.296,16
641.890,31	657.937,56	674.386,00	691.245,65	708.526,80	406.694,38	833.723,48	854.566,57	875.930,73
962.835,46	986.906,35	1.011.579,01	1.036.868,48	1.062.790,19	1.089.359,95	1.116.593,95	1.144.508,79	1.173.121,51
3.896.916,00	3.833.982,00	3.763.562,00	3.691.419,00	3.613.540,00	3.531.558,00	3.441.030,00	3.347.211,00	3.246.279,00
5.501.641,77	5.478.825,91	5.449.527,01	5.419.533,13	5.384.856,99	5.027.612,33	5.391.347,43	5.346.286,36	5.295.331,25
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
42.567.525,00	41.865.862,50	41.164.200,00	40.462.537,50	39.760.875,00	39.059.212,50	38.357.550,00	37.655.887,50	36.954.225,00
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
11.139.480,00	10.821.060,00	10.502.640,00	10.184.220,00	9.865.800,00	9.547.380,00	9.228.960,00	8.910.540,00	8.592.120,00
388.824,92	369.383,68	350.914,49	333.368,77	316.700,33	300.865,31	285.822,05	271.530,94	257.954,40
7.387.673,50	7.018.289,83	6.667.375,33	6.334.006,57	6.017.306,24	5.716.440,93	5.430.618,88	5.159.087,94	4.901.133,54
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
5.927.256,95	6.290.459,21	6.667.196,07	7.051.928,68	7.448.896,09	5.271.279,30	5.213.083,45	5.570.194,01	5.939.928,02
1.242.403,25	1.333.669,16	1.428.464,00	1.525.230,35	1.625.148,49	1.003.902,23	975.805,99	1.063.700,51	1.154.827,19
536.396,13	569.274,31	603.377,77	638.205,00	674.139,82	476.968,10	471.691,45	504.017,02	537.485,34
417.228,70	427.659,42	438.350,90	449.309,68	460.542,42	472.055,98	483.857,38	495.953,81	508.352,66
32.793,98	34.697,53	36.671,12	38.686,89	40.766,23	29.871,64	29.660,94	31.545,45	33.495,71
3.698.434,90	3.925.158,79	4.160.332,28	4.400.496,76	4.648.299,13	3.288.481,36	3.252.067,70	3.474.977,21	3.705.767,13
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
-957.372,00	-1.020.306,00	-1.090.726,00	-1.162.869,00	-1.240.748,00	-1.322.730,00	-1.413.258,00	-1.507.077,00	-1.608.009,00
4.149.970,32	4.294.318,96	4.440.603,27	4.591.079,02	4.744.333,96	3.286.699,17	3.144.714,24	3.259.513,66	3.375.795,02
2.233.773,93	2.180.184,12	2.130.601,77	2.084.965,08	2.041.763,72	1.341.701,41	1.218.665,93	1.199.903,02	1.181.122,86

Utredning ved Norges Handelshøyskole, våren 2008 – Prosjektanalyse av Torsnes Kraftverk AS

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20
897.829,00	920.274,72	943.281,59	966.863,63	991.035,22	1.015.811,10	1.487.437,69	1.524.623,63	1.562.739,22
1.202.449,55	1.232.510,79	1.263.323,56	1.294.906,65	1.327.279,32	1.360.461,30	1.394.472,83	1.429.334,65	1.465.068,02
3.139.611,00	3.023.020,00	2.901.111,00	2.770.303,00	2.631.639,00	2.481.272,00	2.322.956,00	2.153.428,00	1.973.298,00
5.239.889,55	5.175.805,52	5.107.716,15	5.032.073,28	4.949.953,54	4.857.544,40	5.204.866,52	5.107.386,28	5.001.105,24
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
36.252.562,50	35.550.900,00	34.849.237,50	34.147.575,00	33.445.912,50	32.744.250,00	32.042.587,50	31.340.925,00	30.639.262,50
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
8.273.700,00	7.955.280,00	7.636.860,00	7.318.440,00	7.000.020,00	6.681.600,00	6.363.180,00	6.044.760,00	5.726.340,00
245.056,68	232.803,84	221.163,65	210.105,47	199.600,20	189.620,19	180.139,18	171.132,22	162.575,61
4.656.076,86	4.423.273,02	4.202.109,37	3.992.003,90	3.792.403,71	3.602.783,52	3.422.644,34	3.251.512,13	3.088.936,52
1.265.139,18	1.252.886,34	1.241.246,15	1.230.187,97	1.219.682,70	1.209.702,69	1.200.221,68	1.191.214,72	1.182.658,11
6.321.099,83	6.718.089,92	7.126.489,02	7.550.076,35	7.988.009,81	8.444.340,11	8.469.288,68	8.947.635,30	9.443.628,86
1.248.846,48	1.346.977,17	1.447.976,71	1.552.895,16	1.661.488,38	1.774.882,00	1.767.129,27	1.865.959,53	2.009.353,27
571.989,06	607.924,78	644.893,29	683.236,74	722.878,90	764.186,50	766.435,99	809.736,52	854.634,59
521.061,47	534.088,01	547.440,21	561.126,22	575.154,37	589.533,23	604.271,56	619.378,35	634.862,81
35.505,77	37.597,79	39.749,59	41.980,27	44.285,65	46.686,21	46.915,12	49.431,73	52.039,93
3.943.697,05	4.191.502,17	4.446.429,22	4.710.837,96	4.984.202,51	5.269.052,17	5.284.536,74	5.583.129,16	5.892.738,26
1.265.139,18	1.252.886,34	1.241.246,15	1.230.187,97	1.219.682,70	1.209.702,69	1.200.221,68	1.191.214,72	1.182.658,11
-1.714.677,00	-1.831.268,00	-1.953.177,00	-2.083.985,00	-2.222.649,00	-2.373.016,00	-2.531.332,00	-2.700.860,00	-2.880.990,00
3.494.159,22	3.613.120,51	3.734.498,37	3.857.040,93	3.981.236,21	4.105.738,85	3.953.426,42	4.073.483,88	4.194.406,36
1.162.482,31	1.143.458,03	1.124.630,02	1.105.597,67	1.086.515,37	1.067.039,08	978.629,56	946.344,07	914.517,38
2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44
1.601.807,70	1.641.852,89	1.682.899,22	1.724.971,70	1.768.095,99	1.812.298,39	1.857.605,85	2.856.068,99	2.927.470,72
1.501.694,72	1.539.237,09	1.577.718,01	1.617.160,97	1.657.589,99	1.699.029,74	1.741.505,48	1.785.043,12	1.829.669,20
1.779.156,00	1.573.655,00	1.353.945,00	1.120.075,00	869.199,00	602.547,00	317.800,00	46.375,00	0,00
4.882.658,42	4.754.744,98	4.614.562,23	4.462.207,66	4.294.884,98	4.113.875,13	3.916.911,33	4.687.487,11	4.757.139,91
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
29.937.600,00	29.235.937,50	28.534.275,00	27.832.612,50	27.130.950,00	26.429.287,50	25.727.625,00	25.025.962,50	24.324.300,00
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
5.407.920,00	5.089.500,00	4.771.080,00	4.452.660,00	4.134.240,00	3.815.820,00	3.497.400,00	3.178.980,00	2.860.560,00
154.446,83	146.724,48	139.388,26	132.418,85	125.797,91	119.508,01	113.532,61	107.855,98	102.463,18
2.934.489,69	2.787.765,21	2.648.376,95	2.515.958,10	2.390.160,20	2.270.652,19	2.157.119,58	2.049.263,60	1.946.800,42
1.174.529,33	1.166.806,98	1.159.470,76	1.152.501,35	1.145.880,41	1.139.590,51	1.133.615,11	1.127.938,48	1.122.545,68
9.960.889,26	10.496.976,97	11.054.959,17	11.635.007,95	12.240.194,50	12.869.518,25	13.525.532,04	13.225.034,35	13.636.785,85
2.138.314,62	2.272.150,81	2.411.710,76	2.557.032,48	2.708.965,47	2.867.218,89	3.032.496,60	2.929.490,93	3.025.443,38
901.457,94	949.985,69	1.000.495,53	1.053.003,05	1.107.786,31	1.164.754,70	1.224.139,35	1.196.919,86	1.234.188,09
650.734,38	667.002,74	683.677,81	700.769,75	718.289,00	736.246,22	754.652,38	773.518,69	792.856,65
54.758,02	57.573,78	60.502,74	63.545,83	66.718,60	70.016,10	73.451,25	72.068,80	74.279,40
6.215.624,30	6.550.263,94	6.898.572,33	7.260.656,84	7.638.435,13	8.031.282,35	8.440.792,47	8.253.036,06	8.510.018,33
1.174.529,33	1.166.806,98	1.159.470,76	1.152.501,35	1.145.880,41	1.139.590,51	1.133.615,11	1.127.938,48	1.122.545,68
-3.075.132,00	-3.280.633,00	-3.500.343,00	-3.734.213,00	-3.985.089,00	-4.251.741,00	-4.536.488,00	-2.410.408,00	
4.315.021,63	4.436.437,93	4.557.700,09	4.678.945,19	4.799.226,54	4.919.131,86	5.037.919,58	6.970.566,54	9.632.564,01
882.963,66	851.986,39	821.452,36	791.449,11	761.876,68	732.892,52	704.435,85	914.737,93	1.186.339,27
2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2051
20.004.383,23	20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49
20.004.383,23	20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49
3.000.657,48	3.075.673,92	3.152.565,77	3.231.379,91	3.312.164,41	3.394.968,52	3.479.842,73	3.566.838,80	3.656.009,77
1.875.410,93	1.922.296,20	1.970.353,61	2.019.612,45	2.070.102,76	2.121.855,33	2.174.901,71	2.229.274,25	2.285.006,11
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.876.068,41	4.997.970,12	5.122.919,37	5.250.992,36	5.382.267,17	5.516.823,85	5.654.744,44	5.796.113,05	5.941.015,88
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
23.622.637,50	22.920.975,00	22.219.312,50	21.517.650,00	20.815.987,50	20.114.325,00	19.412.662,50	18.711.000,00	18.009.337,50
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	261.000,00
2.542.140,00	2.223.720,00	1.905.300,00	1.586.880,00	1.268.460,00	950.040,00	631.620,00	313.200,00	52.200,00
97.340,02	92.473,02	87.849,37	83.456,90	79.284,06	75.319,85	71.553,86	67.976,17	64.577,36
1.849.460,40	1.756.987,38	1.669.138,01	1.585.681,11	1.506.397,05	1.431.077,20	1.359.523,34	1.291.547,17	1.226.969,81
1.117.422,52	1.112.555,52	1.107.931,87	1.103.539,40	1.099.366,56	1.095.402,35	1.091.636,36	1.088.058,67	1.027.239,86
14.010.892,29	14.393.967,17	14.786.253,88	15.188.001,00	15.599.462,35	16.020.897,28	16.452.570,76	16.894.753,63	17.405.142,75
3.110.371,77	3.197.315,79	3.286.331,19	3.377.474,89	3.470.804,93	3.566.380,60	3.664.262,41	3.764.512,17	3.883.270,66
1.268.047,57	1.302.718,75	1.338.223,65	1.374.584,79	1.411.825,12	1.449.968,13	1.489.037,79	1.529.058,62	1.575.254,56
812.678,07	832.995,02	853.819,90	875.165,39	897.044,53	919.470,64	942.457,41	966.018,84	990.169,31
76.303,64	78.376,56	80.499,46	82.673,68	84.900,60	87.181,62	89.518,16	91.911,69	94.463,10
8.743.491,24	8.982.561,05	9.227.379,68	9.478.102,25	9.734.887,17	9.997.896,30	10.267.295,00	10.543.252,31	10.861.795,12
1.117.422,52	1.112.555,52	1.107.931,87	1.103.539,40	1.099.366,56	1.095.402,35	1.091.636,36	1.088.058,67	1.027.239,86
9.860.913,76	10.095.116,57	10.335.311,55	10.581.641,65	10.834.253,73	11.093.298,65	11.358.931,36	11.631.310,97	11.889.034,97
1.139.784,01	1.095.103,41	1.052.218,08	1.011.052,32	971.533,94	933.594,05	897.166,89	862.189,69	827.102,16
								2.761.084,23



## A 2 Beregning av kontantstrøm til totalkapitalen

Elementer	År	2010	2011	2012	2013	2014
Kraftsalg		5.673.375,00	11.630.418,75	11.921.179,22	12.219.208,70	12.524.688,92
Utrangeringsverdi						
= Sum Driftsinntekter		5.673.375,00	11.630.418,75	11.921.179,22	12.219.208,70	12.524.688,92
Fallrettsleie flytende		283.668,75	581.520,94	596.058,96	610.960,43	626.234,45
Driftskostnader		425.503,13	872.281,41	894.088,44	916.440,65	939.351,67
- Sum Driftskostnader		709.171,88	1.453.802,34	1.490.147,40	1.527.401,09	1.565.586,11
Avskrivninger byggmasse		701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
Saldo byggmasse (skjult)		46.075.837,50	45.374.175,00	44.672.512,50	43.970.850,00	43.269.187,50
Avskrivninger maskiner		318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
Saldo maskiner (skjult)		12.731.580,00	12.413.160,00	12.094.740,00	11.776.320,00	11.457.900,00
Avskrivninger elektroteknisk		502.500,00	477.375,00	453.506,25	430.830,94	409.289,39
Saldo elektroteknisk (skjult)		9.547.500,00	9.070.125,00	8.616.618,75	8.185.787,81	7.776.498,42
- Sum Avskrivninger		1.522.582,50	1.497.467,50	1.473.588,75	1.450.913,44	1.429.371,89
= Driftsresultat		3.441.620,63	8.679.158,91	8.957.443,07	9.240.894,17	9.529.730,91
- Ordinær skatt		594.884,40	2.052.175,88	2.120.645,73	2.190.326,09	2.261.272,27
- Grunnrenteskatt		311.374,11	785.582,07	810.772,28	836.430,16	862.575,50
- Naturressursskatt		368.769,38	377.988,61	387.438,32	397.124,28	407.052,39
- Eiendomsskatt		19.927,15	46.388,88	47.857,58	49.353,98	50.879,21
= Driftsresultat etter skatt		2.146.665,59	5.417.023,46	5.590.729,15	5.767.659,67	5.947.951,54
- Investeringer		-80.000.000,00				
+ Avskrivninger		1.522.582,50	1.497.467,50	1.473.588,75	1.450.913,44	1.429.371,89
= Kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt (TKES)		-76.330.751,91	6.914.480,96	7.064.317,90	7.218.573,11	7.377.323,43
Netto rentebærende gjeld		-346.082,00	-738.722,00	-786.958,00	-841.862,00	-897.280,00
Restgjeld		63.653.918,00	62.915.196,00	62.128.238,00	61.286.376,00	60.389.096,00
+ Finansiell effekt		1.021.403,43	947.934,04	878.945,59	814.117,88	753.238,08
= Kontantstrøm til TKES		-75.309.348,48	7.862.415,00	7.943.263,49	8.032.690,98	8.130.561,52
Netto nåverdi av kontantstrøm til TKES		-66.332.395,05	6.499.368,27	6.162.437,75	5.848.614,96	5.555.855,02
<b>Sum nåverdi TKES</b>		<b>39.141.377,19</b>				

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
12.637.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.335,43	12.208.093,81	12.513.296,16
12.837.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.335,43	12.208.093,81	12.513.296,16
641.890,31	657.937,56	674.386,00	691.245,65	708.526,80	813.388,76	833.723,48	854.566,57	875.930,73
962.835,46	986.906,35	1.011.579,01	1.036.868,48	1.062.790,19	1.089.359,95	1.116.593,95	1.144.508,79	1.173.121,51
1.604.725,77	1.644.843,91	1.685.965,01	1.728.114,13	1.771.316,99	1.902.748,71	1.950.317,43	1.999.075,36	2.049.052,25
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
42.567.525,00	41.865.862,50	41.164.200,00	40.462.537,50	39.760.875,00	39.059.212,50	38.357.550,00	37.655.887,50	36.954.225,00
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
11.139.480,00	10.821.060,00	10.502.640,00	10.184.220,00	9.865.800,00	9.547.380,00	9.228.960,00	8.910.540,00	8.592.120,00
388.824,92	369.383,68	350.914,49	333.368,77	316.700,33	300.865,31	285.822,05	271.530,94	257.954,40
7.387.673,50	7.018.289,83	6.667.375,33	6.334.006,57	6.017.306,24	5.716.440,93	5.430.618,88	5.159.087,94	4.901.133,54
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
9.824.172,95	10.124.441,21	10.430.758,07	10.743.347,68	11.062.436,09	8.396.142,92	8.654.113,45	8.917.405,01	9.186.207,02
2.333.539,73	2.407.184,12	2.482.261,36	2.558.827,67	2.636.939,69	1.878.864,04	1.939.294,39	2.000.919,59	2.063.785,31
889.228,21	916.408,26	944.135,79	972.431,10	1.001.314,64	759.897,50	783.246,98	807.078,05	831.407,86
417.228,70	427.659,42	438.350,90	449.309,68	460.542,42	472.055,98	483.857,38	495.953,81	508.352,66
52.434,43	54.020,80	55.639,48	57.291,64	58.978,47	45.620,95	47.003,73	48.415,40	49.856,95
6.131.741,89	6.319.168,61	6.510.370,54	6.705.487,59	6.904.660,87	5.239.704,45	5.400.710,97	5.565.038,15	5.732.804,24
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
7.540.649,31	7.708.634,79	7.881.367,54	8.058.938,85	8.241.443,69	6.560.652,26	6.706.615,52	6.856.651,60	7.010.841,14
-957.372,00	-1.020.306,00	-1.090.726,00	-1.162.869,00	-1.240.748,00	-1.322.730,00	-1.413.258,00	-1.507.077,00	-1.608.009,00
59.431.724,00	58.411.418,00	57.320.692,00	56.157.823,00	54.917.075,00	53.594.345,00	52.181.087,00	50.674.010,00	49.066.001,00
696.053,24	642.350,81	591.883,65	544.484,57	499.957,51	458.136,68	418.831,76	381.910,99	347.222,56
8.236.702,55	8.350.985,60	8.473.251,18	8.603.423,42	8.741.401,21	7.018.788,94	7.125.447,28	7.238.562,58	7.358.063,70
5.282.288,80	5.026.259,27	4.786.252,74	4.560.949,23	4.349.140,01	3.277.350,67	3.122.563,32	2.977.075,51	2.840.138,08

Utredning ved Norges Handelshøyskole, våren 2008 – Prosjektanalyse av Torsnes Kraftverk AS

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20	
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20	
897.829,00	920.274,72	943.281,59	966.863,63	991.035,22	1.015.811,10	1.487.437,69	1.524.623,63	1.562.739,22	
1.202.449,55	1.232.510,79	1.263.323,56	1.294.906,65	1.327.279,32	1.360.461,30	1.394.472,83	1.429.334,65	1.465.068,02	
2.100.278,55	2.152.785,52	2.206.605,15	2.261.770,28	2.318.314,54	2.376.272,40	2.881.910,52	2.953.958,28	3.027.807,24	
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	
36.252.562,50	35.550.900,00	34.849.237,50	34.147.575,00	33.445.912,50	32.744.250,00	32.042.587,50	31.340.925,00	30.639.262,50	
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	
8.273.700,00	7.956.280,00	7.636.860,00	7.318.440,00	7.000.020,00	6.681.600,00	6.363.180,00	6.044.760,00	5.726.340,00	
245.056,68	232.803,84	221.163,65	210.105,47	199.600,20	189.620,19	180.139,18	171.132,22	162.575,61	
4.656.076,86	4.423.273,02	4.202.109,37	3.992.003,90	3.792.403,71	3.602.783,62	3.422.644,34	3.251.512,13	3.088.936,52	
1.265.139,18	1.252.886,34	1.241.246,15	1.230.187,97	1.219.682,70	1.209.702,69	1.200.221,68	1.191.214,72	1.182.658,11	
<b>9.460.710,83</b>	<b>9.741.109,92</b>	<b>10.027.600,02</b>	<b>10.320.379,35</b>	<b>10.619.648,81</b>	<b>10.925.612,11</b>	<b>10.792.244,68</b>	<b>11.101.063,30</b>	<b>11.416.926,86</b>	
2.127.937,56	2.193.422,77	2.260.287,79	2.328.580,00	2.398.347,30	2.469.638,16	2.417.556,95	2.488.919,37	2.561.876,71	
856.253,71	881.633,13	907.563,82	934.063,74	961.151,07	988.844,25	976.759,59	1.004.710,82	1.033.299,68	
521.061,47	534.088,01	547.440,21	561.126,22	575.154,37	589.533,23	604.271,56	619.378,35	634.862,81	
51.329,41	52.833,81	54.371,19	55.942,60	57.549,11	59.191,82	58.622,81	60.285,01	61.985,35	
<b>5.904.128,68</b>	<b>6.079.132,20</b>	<b>6.257.937,00</b>	<b>6.440.666,79</b>	<b>6.627.446,96</b>	<b>6.818.404,65</b>	<b>6.735.033,77</b>	<b>6.927.769,74</b>	<b>7.124.902,31</b>	
<b>1.265.139,18</b>	<b>1.252.886,34</b>	<b>1.241.246,15</b>	<b>1.230.187,97</b>	<b>1.219.682,70</b>	<b>1.209.702,69</b>	<b>1.200.221,68</b>	<b>1.191.214,72</b>	<b>1.182.658,11</b>	
<b>7.169.267,85</b>	<b>7.332.018,55</b>	<b>7.499.183,15</b>	<b>7.670.854,76</b>	<b>7.847.129,65</b>	<b>8.028.107,34</b>	<b>7.935.255,44</b>	<b>8.118.984,46</b>	<b>8.307.560,42</b>	
-1.714.677,00	-1.831.268,00	-1.953.177,00	-2.083.985,00	-2.222.649,00	-2.373.016,00	-2.531.332,00	-2.700.860,00	-2.880.990,00	
47.351.324,00	45.520.056,00	43.566.879,00	41.482.894,00	39.260.245,00	36.887.229,00	34.355.897,00	31.656.037,00	28.774.047,00	
<b>314.637,00</b>	<b>284.008,18</b>	<b>255.231,87</b>	<b>228.190,67</b>	<b>202.783,32</b>	<b>178.898,07</b>	<b>156.452,07</b>	<b>135.354,67</b>	<b>115.526,54</b>	
<b>7.483.904,85</b>	<b>7.616.026,72</b>	<b>7.754.415,02</b>	<b>7.899.045,43</b>	<b>8.049.912,98</b>	<b>8.207.005,41</b>	<b>8.091.707,51</b>	<b>8.254.339,13</b>	<b>8.423.086,95</b>	
<b>2.711.081,43</b>	<b>2.589.292,77</b>	<b>2.474.230,38</b>	<b>2.365.397,32</b>	<b>2.262.346,22</b>	<b>2.164.666,50</b>	<b>2.003.017,97</b>	<b>1.917.632,46</b>	<b>1.836.507,65</b>	
2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44	
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44	
1.601.807,70	1.641.852,89	1.682.899,22	1.724.971,70	1.768.095,99	1.812.298,39	1.857.605,85	1.856.068,99	1.927.470,72	
1.501.694,72	1.539.237,09	1.577.718,01	1.617.160,97	1.657.589,99	1.699.029,74	1.741.505,48	1.785.043,12	1.829.669,20	
<b>3.103.502,42</b>	<b>3.181.089,98</b>	<b>3.260.617,23</b>	<b>3.342.132,66</b>	<b>3.425.685,98</b>	<b>3.511.328,13</b>	<b>3.599.111,33</b>	<b>4.641.112,11</b>	<b>4.757.139,91</b>	
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	
29.937.600,00	29.235.937,50	28.534.275,00	27.832.612,50	27.130.950,00	26.429.287,50	25.727.625,00	25.025.962,50	24.324.300,00	
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	
5.407.920,00	5.089.500,00	4.771.080,00	4.452.660,00	4.134.240,00	3.815.820,00	3.497.400,00	3.178.980,00	2.860.560,00	
154.446,83	146.724,48	139.388,26	132.418,85	125.797,91	119.508,01	113.532,61	107.855,98	102.463,18	
2.934.489,69	2.787.765,21	2.648.376,95	2.515.958,10	2.390.160,20	2.270.652,19	2.157.119,58	2.049.263,60	1.946.800,42	
1.174.529,33	1.166.806,98	1.159.470,76	1.152.501,35	1.145.880,41	1.139.590,51	1.133.615,11	1.127.938,48	1.122.545,68	
<b>11.740.045,26</b>	<b>12.070.631,97</b>	<b>12.408.904,17</b>	<b>12.755.082,95</b>	<b>13.109.393,50</b>	<b>13.472.065,25</b>	<b>13.843.332,04</b>	<b>13.271.409,35</b>	<b>13.636.785,85</b>	
2.636.478,30	2.712.774,21	2.790.815,36	2.870.653,48	2.952.341,19	3.035.932,05	3.121.480,60	2.942.475,93	3.025.443,38	
1.062.545,15	1.092.466,55	1.123.083,56	1.154.416,17	1.186.484,77	1.219.310,12	1.252.913,40	1.201.118,72	1.234.188,09	
650.734,38	667.002,74	683.677,81	700.769,75	718.289,00	736.246,22	754.652,38	773.518,69	792.856,65	
63.724,97	65.505,00	67.326,62	69.191,01	71.099,37	73.052,93	75.052,96	72.302,53	74.279,40	
<b>7.326.562,47</b>	<b>7.532.883,46</b>	<b>7.744.000,82</b>	<b>7.960.052,55</b>	<b>8.181.179,19</b>	<b>8.407.523,92</b>	<b>8.639.232,71</b>	<b>8.281.993,48</b>	<b>8.510.018,33</b>	
<b>1.174.529,33</b>	<b>1.166.806,98</b>	<b>1.159.470,76</b>	<b>1.152.501,35</b>	<b>1.145.880,41</b>	<b>1.139.590,51</b>	<b>1.133.615,11</b>	<b>1.127.938,48</b>	<b>1.122.545,68</b>	
<b>8.501.091,80</b>	<b>8.699.690,44</b>	<b>8.903.471,58</b>	<b>9.112.553,90</b>	<b>9.327.059,59</b>	<b>9.547.114,43</b>	<b>9.772.847,82</b>	<b>9.409.931,96</b>	<b>9.632.564,01</b>	
-3.075.132,00	-3.280.633,00	-3.500.343,00	-3.734.213,00	-3.985.089,00	-4.251.741,00	-4.536.488,00	-2.410.408,00	0,00	
25.698.915,00	22.418.282,00	18.917.939,00	15.183.726,00	11.198.637,00	6.946.896,00	2.410.408,00	0,00	0,00	
<b>96.882,64</b>	<b>79.356,76</b>	<b>62.879,02</b>	<b>47.387,17</b>	<b>32.816,93</b>	<b>19.114,98</b>	<b>6.227,65</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>8.597.974,44</b>	<b>8.779.047,20</b>	<b>8.966.350,61</b>	<b>9.159.941,07</b>	<b>9.359.876,52</b>	<b>9.566.229,42</b>	<b>9.779.075,47</b>	<b>9.409.931,96</b>	<b>9.632.564,01</b>	
<b>1.759.365,22</b>	<b>1.685.953,65</b>	<b>1.616.040,93</b>	<b>1.549.414,85</b>	<b>1.485.879,35</b>	<b>1.425.255,14</b>	<b>1.367.376,19</b>	<b>1.234.852,52</b>	<b>1.186.339,27</b>	
2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
20.004.383,23	20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49	12.491.366,72
20.004.383,23	20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49	57.830.401,50
3.000.657,48	3.075.673,92	3.152.565,77	3.231.379,91	3.312.164,41	3.394.968,52	3.479.842,73	3.566.838,80	3.656.009,77	1.873.705,01
1.875.410,93	1.922.296,20	1.970.353,61	2.019.612,45	2.070.102,76	2.121.855,33	2.174.901,71	2.229.274,25	2.285.006,11	1.171.065,63
<b>4.876.068,41</b>	<b>4.997.970,12</b>	<b>5.122.919,37</b>	<b>5.250.992,36</b>	<b>5.382.267,17</b>	<b>5.516.823,85</b>	<b>5.654.744,44</b>	<b>5.796.113,05</b>	<b>5.941.015,88</b>	<b>3.044.770,64</b>
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
23.622.637,50	22.920.975,00	22.219.312,50	21.517.650,00	20.815.987,50	20.114.325,00	19.412.662,50	18.711.000,00	18.009.337,50	17.307.675,00
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	261.000,00	0,00
2.542.140,00	2.223.720,00	1.905.300,00	1.586.880,00	1.268.460,00	950.040,00	631.620,00	313.200,00	52.200,00	0,00
97.340,02	92.473,02	87.849,37	83.456,90	79.284,06	75.319,85	71.553,86	67.976,17	64.577,36	61.348,49
1.849.460,40	1.756.987,38	1.669.138,01	1.585.681,11	1.506.397,05	1.431.077,20	1.359.523,34	1.291.547,17	1.226.969,81	1.165.621,32
1.117.422,52	1.112.555,52	1.107.931,87	1.103.539,40	1.099.366,56	1.095.402,35	1.091.636,36	1.088.058,67	1.027.239,86	763.010,99
<b>14.010.892,29</b>	<b>14.393.967,17</b>	<b>14.786.253,88</b>	<b>15.188.001,00</b>	<b>15.599.462,35</b>	<b>16.020.897,28</b>	<b>16.452.570,76</b>	<b>16.894.753,63</b>	<b>17.405.142,75</b>	<b>66.513.986,60</b>
3.110.371,77	3.197.315,79	3.286.331,19	3.377.474,89	3.470.804,93	3.566.380,60	3.664.262,41	3.764.512,17	3.883.270,66	17.608.992,70
1.268.047,57	1.302.718,75	1.338.223,65	1.374.584,79	1.411.825,12	1.449.968,13	1.489.037,79	1.529.058,62	1.575.254,56	6.021.620,30
812.678,07	832.995,02	853.819,90	875.165,39	897.044,53	919.470,64	942.457,41	966.018,84	990.169,31	1.014.923,55
76.303,64	78.376,56	80.499,46	82.673,68	84.900,60	87.181,62	89.518,16	91.911,69	94.653,10	342.334,96
<b>8.743.491,24</b>	<b>8.982.561,05</b>	<b>9.227.379,68</b>	<b>9.478.102,25</b>	<b>9.734.887,17</b>	<b>9.997.896,30</b>	<b>10.267.295,00</b>	<b>10.543.252,31</b>	<b>10.861.795,12</b>	<b>41.526.115,09</b>
<b>1.117.422,52</b>	<b>1.112.555,52</b>	<b>1.107.931,87</b>	<b>1.103.539,40</b>	<b>1.099.366,56</b>	<b>1.095.402,35</b>	<b>1.091.636,36</b>	<b>1.088.058,67</b>	<b>1.027.239,86</b>	<b>763.010,99</b>
<b>9.860.913,76</b>	<b>10.095.116,57</b>	<b>10.335.311,55</b>	<b>10.581.641,65</b>	<b>10.834.253,73</b>	<b>11.093.298,65</b>	<b>11.358.931,36</b>	<b>11.631.310,97</b>	<b>11.889.034,97</b>	<b>42.289.126,08</b>
<b>9.860.913,76</b>	<b>10.095.116,57</b>	<b>10.335.311,55</b>	<b>10.581.641,65</b>	<b>10.8</b>					

### A 3 Beregning av kontantstrøm til egenkapitalen med garantert fallrettsleie

Elementer	År	2010	2011	2012	2013	2014
Kraftsalg		5 673 375,00	11 630 418,75	11 921 179,22	12 219 208,70	12 524 688,92
Utrangeringsverdi						
= Sum Driftsinntekter		5 673 375,00	11 630 418,75	11 921 179,22	12 219 208,70	12 524 688,92
Fallrettsleie flytende		283 668,75	581 520,94	596 058,96	610 960,43	626 234,45
Garantert fallrettsleie		496 420,31	992 840,63	992 840,63	992 840,63	992 840,63
Akkumulert underskudd (ekstrakostnad for TKAS)		106 375,78	517 695,47	914 477,13	1 296 357,32	1 662 963,50
Minste utbetaling						
Restunderskudd						
Driftskostnader		425 503,13	872 281,41	894 088,44	916 440,65	939 351,67
Rentekostnader		1 750 542,00	4 115 566,00	4 067 330,00	4 012 426,00	3 957 008,00
- Sum Driftskostnader		2 672 465,44	5 980 688,03	5 954 259,07	5 921 707,28	5 889 200,29
Avskrivninger byggmasse		701 662,50	701 662,50	701 662,50	701 662,50	701 662,50
Saldo byggmasse (skjult)		46 075 837,50	45 374 175,00	44 672 512,50	43 970 850,00	43 269 187,50
Avskrivninger maskiner		318 420,00	318 420,00	318 420,00	318 420,00	318 420,00
Saldo maskiner (skjult)		12 731 580,00	12 413 160,00	12 094 740,00	11 776 320,00	11 457 900,00
Avskrivninger elektroteknisk		502 500,00	477 375,00	453 506,25	430 830,94	409 289,39
Saldo elektroteknisk (skjult)		9 547 500,00	9 070 125,00	8 616 618,75	8 185 787,81	7 776 498,42
- Sum Avskrivninger		1 522 582,50	1 497 457,50	1 473 588,75	1 450 913,44	1 429 371,89
= Driftsresultat		1 478 327,06	4 152 273,22	4 493 331,40	4 846 587,98	5 206 116,73
- Ordinær skatt		45 162,20	784 647,89	870 694,47	959 920,35	1 050 660,30
- Grunnrenteskatt		133 614,84	375 711,69	406 585,54	438 563,70	471 109,60
- Naturressursskatt		368 769,38	377 988,61	387 438,32	397 124,28	407 052,39
- Eiendomsskatt		10 032,15	23 573,38	25 358,46	27 206,67	29 088,20
= Driftsresultat etter skatt		920 748,49	2 590 351,65	2 803 254,61	3 023 772,98	3 248 206,26
- Investeringer		-80 000 000,00				
+ Avskrivninger		1 522 582,50	1 497 457,50	1 473 588,75	1 450 913,44	1 429 371,89
+ Økning i netto rentebærende gjeld		63 653 918,00	-738 722,00	-786 958,00	-841 862,00	-897 280,00
= Kontantstrøm til egenkapitalen etter skatt		-13 902 751,01	3 349 087,15	3 489 885,36	3 632 824,41	3 780 298,15
Netto nåverdi av kontantstrøm til EKES		-10 744 412,23	2 367 795,48	2 283 997,13	2 217 437,96	2 162 974,48
Sum netto nåverdi til EKES (gar. fallrettsleie)		42 657 575,62				
Sum netto nåverdi til EKES (flytende fallrettsleie)		43 351 575,92				
SUM nåverdi grunneiere garantert leie		13 374 390,05				
SUM nåverdi grunneiere flytende leie		12 771 593,96				

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
12.837.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.335,43	12.208.093,81	12.513.296,16
12.837.806,14	13.158.751,29	13.487.720,08	13.824.913,08	14.170.535,90	11.619.839,44	11.910.335,43	12.208.093,81	12.513.296,16
641.890,31	657.937,56	674.386,00	691.245,65	708.526,80	406.694,38	833.723,48	854.566,57	875.930,73
992.840,63	992.840,63	992.840,63	992.840,63	992.840,63	496.420,31			
2.013.913,82	2.348.816,88	2.667.271,50	2.968.866,47	3.253.180,30	3.342.906,23			
					203.347,19	416.861,74	427.283,28	437.965,37
					3.049.833,11	2.632.971,37	2.205.688,09	1.767.722,72
962.835,46	986.906,35	1.011.579,01	1.036.868,48	1.062.790,19	1.089.359,95	1.116.593,95	1.144.508,79	1.173.121,51
3.896.916,00	3.833.982,00	3.763.562,00	3.691.419,00	3.613.540,00	3.531.558,00	3.441.030,00	3.347.211,00	3.246.279,00
5.852.592,09	5.813.728,97	5.767.981,63	5.721.128,11	5.669.170,82	5.524.032,64	4.974.485,69	4.919.003,08	4.857.365,88
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
42.567.525,00	41.865.862,50	41.164.200,00	40.462.537,50	39.760.875,00	39.059.212,50	38.357.550,00	37.655.887,50	36.954.225,00
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
11.139.480,00	10.821.060,00	10.502.640,00	10.184.220,00	9.865.800,00	9.547.380,00	9.228.960,00	8.910.540,00	8.592.120,00
388.824,92	369.383,68	350.914,49	333.368,77	316.700,33	300.865,31	285.822,05	271.530,94	257.954,40
7.387.673,50	7.018.289,83	6.667.375,33	6.334.006,57	6.017.306,24	5.716.440,93	5.430.618,88	5.159.087,94	4.901.133,54
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
5.576.306,63	5.955.556,15	6.348.741,45	6.750.333,70	7.164.582,26	4.774.858,99	5.629.945,19	5.997.477,29	6.377.893,38
1.144.137,16	1.239.896,30	1.339.296,70	1.440.783,76	1.545.540,62	864.904,54	1.092.527,28	1.183.339,83	1.277.457,49
504.620,61	538.951,73	574.544,46	610.898,18	648.397,66	432.021,53	509.434,68	542.703,83	577.139,32
417.228,70	427.659,42	438.350,90	449.309,68	460.542,42	472.055,98	483.857,38	495.953,81	508.352,66
31.025,19	33.009,62	35.066,11	37.166,85	39.333,29	27.369,68	31.761,93	33.698,96	35.703,05
3.479.294,98	3.716.039,07	3.961.483,28	4.212.175,23	4.470.768,28	2.978.507,26	3.512.363,94	3.741.780,86	3.979.240,86
1.408.907,42	1.389.466,18	1.370.996,99	1.353.451,27	1.336.782,83	1.320.947,81	1.305.904,55	1.291.613,44	1.278.036,90
-957.372,00	-1.020.306,00	-1.090.726,00	-1.162.869,00	-1.240.748,00	-1.322.730,00	-1.413.258,00	-1.507.077,00	-1.608.009,00
3.930.830,40	4.085.199,25	4.241.754,27	4.402.757,50	4.566.803,11	2.976.725,08	3.405.010,48	3.526.317,30	3.649.268,76
2.115.819,10	2.074.016,07	2.035.194,00	1.999.441,88	1.965.361,83	1.215.163,31	1.319.538,11	1.298.119,67	1.276.805,83

Utredning ved Norges Handelshøyskole, våren 2008 – Prosjektanalyse av Torsnes Kraftverk AS

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20	
12.826.128,56	13.146.781,78	13.475.451,32	13.812.337,60	14.157.646,04	14.511.587,20	14.874.376,88	15.246.236,30	15.627.392,20	
897.829,00	920.274,72	943.281,59	966.863,63	991.035,22	1.015.811,10	1.487.437,69	1.524.623,63	1.562.739,22	
448.914,50	460.137,36	471.640,80	579.833,57						
1.318.808,22	858.670,86	387.030,07	0,00						
1.202.449,55	1.232.510,79	1.263.323,56	1.294.906,65	1.327.279,32	1.360.461,30	1.394.472,83	1.429.334,65	1.465.068,02	
3.139.611,00	3.023.020,00	2.901.111,00	2.770.303,00	2.631.639,00	2.481.272,00	2.322.966,00	2.153.428,00	1.973.298,00	
4.790.975,05	4.715.668,15	4.636.075,36	4.645.043,22	4.949.953,54	4.857.544,40	5.204.866,52	5.107.386,28	5.001.105,24	
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	
36.252.562,50	35.550.900,00	34.849.237,50	34.147.575,00	33.445.912,50	32.744.250,00	32.042.587,50	31.340.925,00	30.639.262,50	
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	
8.273.700,00	7.955.280,00	7.636.860,00	7.318.440,00	7.000.020,00	6.681.600,00	6.363.180,00	6.044.760,00	5.726.340,00	
245.056,68	232.803,84	221.163,65	210.105,47	199.600,20	189.620,19	180.139,18	171.132,22	162.575,61	
4.656.076,86	4.423.273,02	4.202.109,37	3.992.003,90	3.792.403,71	3.602.783,52	3.422.644,34	3.251.512,13	3.088.936,52	
1.265.139,18	1.252.886,34	1.241.246,15	1.230.187,97	1.219.682,70	1.209.702,69	1.200.221,68	1.191.214,72	1.182.658,11	
<b>6.770.014,33</b>	<b>7.178.227,28</b>	<b>7.598.129,81</b>	<b>7.937.106,42</b>	<b>7.988.009,81</b>	<b>8.444.340,11</b>	<b>8.469.288,68</b>	<b>8.947.635,30</b>	<b>9.443.628,86</b>	
1.374.542,54	1.475.815,63	1.580.036,14	1.661.263,58	1.661.488,38	1.774.882,00	1.767.129,27	1.885.959,53	2.009.353,27	
612.634,39	649.586,25	687.596,29	718.278,97	722.878,90	764.186,50	766.435,99	809.736,52	854.634,59	
521.061,47	534.088,01	547.440,21	561.126,22	575.154,37	589.533,23	604.271,56	619.378,35	634.862,81	
37.768,30	39.916,88	42.126,66	43.930,90	44.285,65	46.686,21	46.915,12	49.431,73	52.039,93	
<b>4.224.007,63</b>	<b>4.478.820,51</b>	<b>4.740.930,52</b>	<b>4.952.506,75</b>	<b>4.984.202,51</b>	<b>5.269.052,17</b>	<b>5.284.536,74</b>	<b>5.583.129,16</b>	<b>5.892.738,26</b>	
<b>1.265.139,18</b>	<b>1.252.886,34</b>	<b>1.241.246,15</b>	<b>1.230.187,97</b>	<b>1.219.682,70</b>	<b>1.209.702,69</b>	<b>1.200.221,68</b>	<b>1.191.214,72</b>	<b>1.182.658,11</b>	
-1.714.677,00	-1.831.268,00	-1.953.177,00	-2.083.985,00	-2.222.649,00	-2.373.016,00	-2.531.332,00	-2.700.860,00	-2.880.990,00	
<b>3.774.469,81</b>	<b>3.900.438,86</b>	<b>4.028.999,67</b>	<b>4.098.709,72</b>	<b>3.981.236,21</b>	<b>4.105.738,85</b>	<b>3.953.426,42</b>	<b>4.073.483,88</b>	<b>4.194.406,36</b>	
<b>1.255.739,68</b>	<b>1.234.386,76</b>	<b>1.213.317,97</b>	<b>1.174.870,58</b>	<b>1.086.515,37</b>	<b>1.067.039,08</b>	<b>978.629,56</b>	<b>946.344,07</b>	<b>914.517,38</b>	
2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44	20.004.383,23
16.018.077,01	16.418.528,93	16.828.992,16	17.249.716,96	17.680.959,89	18.122.983,88	18.576.058,48	19.040.459,94	19.516.471,44	20.004.383,23
1.601.807,70	1.641.852,89	1.682.899,22	1.724.971,70	1.768.095,99	1.812.298,39	1.857.605,85	2.856.068,99	2.927.470,72	3.000.657,48
1.501.694,72	1.539.237,09	1.577.718,01	1.617.160,97	1.657.589,99	1.699.029,74	1.741.505,48	1.785.043,12	1.829.669,20	1.875.410,93
1.779.156,00	1.573.655,00	1.353.945,00	1.120.075,00	869.199,00	602.547,00	317.800,00	46.375,00	0,00	0,00
<b>4.882.658,42</b>	<b>4.754.744,98</b>	<b>4.614.562,23</b>	<b>4.462.207,66</b>	<b>4.294.884,98</b>	<b>4.113.875,13</b>	<b>3.916.911,33</b>	<b>4.687.487,11</b>	<b>4.757.139,91</b>	<b>4.876.068,41</b>
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
29.937.600,00	29.236.937,50	28.534.275,00	27.832.612,50	27.130.950,00	26.429.287,50	25.727.625,00	25.025.962,50	24.324.300,00	23.622.637,50
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
5.407.920,00	5.089.500,00	4.771.080,00	4.452.660,00	4.134.240,00	3.815.820,00	3.497.400,00	3.178.980,00	2.860.560,00	2.542.140,00
154.446,83	146.724,48	139.388,26	132.418,85	125.797,91	119.508,01	113.532,61	107.855,98	102.463,18	97.340,02
2.934.489,69	2.787.765,21	2.648.376,95	2.515.958,10	2.390.160,20	2.270.652,19	2.157.119,58	2.049.263,60	1.946.800,42	1.849.460,40
1.174.529,33	1.166.806,98	1.159.470,76	1.152.501,35	1.145.880,41	1.139.590,51	1.133.615,11	1.127.938,48	1.122.545,68	1.117.422,52
<b>9.960.889,26</b>	<b>10.496.976,97</b>	<b>11.054.959,17</b>	<b>11.635.007,95</b>	<b>12.240.194,50</b>	<b>12.869.518,25</b>	<b>13.525.532,04</b>	<b>13.225.034,35</b>	<b>13.636.785,85</b>	<b>14.010.892,29</b>
2.138.314,62	2.272.150,81	2.411.710,76	2.557.032,48	2.708.965,47	2.867.218,89	3.032.496,60	3.209.490,93	3.025.443,38	3.110.371,77
901.457,94	949.985,69	1.000.495,53	1.053.003,05	1.107.786,31	1.164.754,70	1.224.139,35	1.196.919,86	1.234.188,09	1.268.047,57
650.734,38	667.002,74	683.677,81	700.769,75	718.289,00	736.246,22	754.652,38	773.518,69	792.856,65	812.678,07
54.758,02	57.573,78	60.502,74	63.545,83	66.718,60	70.016,10	73.451,25	72.068,80	74.279,40	76.303,64
<b>6.215.624,30</b>	<b>6.550.263,94</b>	<b>6.898.572,33</b>	<b>7.260.656,84</b>	<b>7.638.435,13</b>	<b>8.031.282,35</b>	<b>8.440.792,47</b>	<b>8.253.036,06</b>	<b>8.510.018,33</b>	<b>8.743.491,24</b>
<b>1.174.529,33</b>	<b>1.166.806,98</b>	<b>1.159.470,76</b>	<b>1.152.501,35</b>	<b>1.145.880,41</b>	<b>1.139.590,51</b>	<b>1.133.615,11</b>	<b>1.127.938,48</b>	<b>1.122.545,68</b>	<b>1.117.422,52</b>
-3.075.132,00	-3.280.633,00	-3.500.343,00	-3.734.213,00	-3.985.089,00	-4.251.741,00	-4.536.488,00	-4.840.408,00		
<b>4.315.021,63</b>	<b>4.436.437,93</b>	<b>4.557.700,09</b>	<b>4.678.945,19</b>	<b>4.799.226,54</b>	<b>4.919.131,86</b>	<b>5.037.919,58</b>	<b>6.970.566,54</b>	<b>6.632.564,01</b>	<b>6.860.913,76</b>
<b>882.963,66</b>	<b>851.986,39</b>	<b>821.452,36</b>	<b>791.449,11</b>	<b>761.876,68</b>	<b>732.892,52</b>	<b>704.435,85</b>	<b>914.737,93</b>	<b>1.186.339,27</b>	<b>1.139.784,01</b>
2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	
20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49	24.991.366,72	25.633.401,50
20.504.492,81	21.017.105,13	21.542.532,76	22.081.096,07	22.633.123,48	23.198.951,56	23.778.925,35	24.373.398,49	24.991.366,72	25.633.401,50
3.075.673,92	3.152.565,77	3.231.379,91	3.312.164,41	3.394.968,52	3.479.842,73	3.566.838,80	3.656.009,77	3.747.705,01	3.841.401,50
1.922.296,20	1.970.353,61	2.019.612,45	2.070.102,76	2.121.855,33	2.174.901,71	2.229.274,25	2.285.006,11	2.342.066,33	2.400.401,50
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>4.997.970,12</b>	<b>5.122.919,37</b>	<b>5.250.992,36</b>	<b>5.382.267,17</b>	<b>5.516.823,85</b>	<b>5.654.744,44</b>	<b>5.796.113,05</b>	<b>5.941.015,88</b>	<b>6.090.401,50</b>	<b>6.244.770,64</b>
701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50	701.662,50
22.920.975,00	22.219.312,50	21.517.650,00	20.815.987,50	20.114.325,00	19.412.662,50	18.711.000,00	18.009.337,50	17.307.675,00	16.606.012,50
318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00	318.420,00
2.223.720,00	1.905.300,00	1.586.880,00	1.268.460,00	950.040,00	631.620,00	313.200,00	52.000,00	0,00	0,00
92.473,02	87.849,37	83.456,90	79.284,06	75.319,85	71.553,86	67.976,17	64.577,36	61.348,49	58.261,32
1.756.987,38	1.669.138,01	1.585.681,11	1.506.397,05	1.431.077,20	1.359.523,34	1.291.547,17	1.226.969,81	1.165.621,32	1.106.621,32
1.112.555,52	1.107.931,87	1.103.539,40	1.099.366,56	1.095.402,35	1.091.636,36	1.088.058,67	1.027.239,86	763.010,99	509.109,99
<b>14.393.967,17</b>	<b>14.786.253,88</b>	<b>15.188.001,00</b>	<b>15.599.462,35</b>	<b>16.020.897,28</b>	<b>16.452.570,76</b>	<b>16.894.753,63</b>	<b>17.405.142,75</b>	<b>17.986.313,66</b>	<b>18.638.986,60</b>
3.197.315,79	3.286.331,19	3.377.474,89	3.470.804,93	3.566.380,60	3.664.262,41	3.764.512,17	3.883.270,66	4.021.620,30	4.179.992,70
1.302.718,75	1.338.223,65	1.374.584,79	1.411.825,12	1.449.968,13	1.489.037,79	1.529.058,62	1.575.254,56	1.621.620,30	1.670.265,55
832.995,02	853.819,90	875.165,39	897.044,53	919.470,64	942.457,41	966.018,84	990.169,31	1.014.923,55	1.041.923,55
78.376,56	80.499,46	82.673,68	84.900,60	87.181,62	89.518,16	91.911,69	94.653,10	97.343,96	100.089,93
<b>8.982.561,05</b>	<b>9.227.379,68</b>	<b>9.478.102,25</b>	<b>9.734.887,17</b>	<b>9.997.896,30</b>	<b>10.267.295,00</b>	<b>10.543.252,31</b>	<b>10.861.795,12</b>	<b>11.224.115,09</b>	<b>11.638.115,09</b>
<b>1.112.555,52</b>	<b>1.107.931,87</b>	<b>1.103.539,40</b>	<b>1.099.366,56</b>	<b>1.095.402,35</b>	<b>1.091.636,36</b>	<b>1.088.058,67</b>	<b>1.027.239,86</b>	<b>763.010,99</b>	<b>509.109,99</b>
<b>10.095.116,57</b>	<b>10.335.311,55</b>	<b>10.581.641,65</b>	<b>10.834.253,73</b>	<b>11.093.298,65</b>	<b>11.358.931,36</b>	<b>11.631.310,97</b>	<b>11.889.034,97</b>	<b>12.289.126,08</b>	<b>12.829.126,08</b>
<b>1.095.103,41</b>	<b>1.052.218,08</b>	<b>1.011.052,32</b>	<b>971.533,94</b>	<b>933.594,05</b>	<b>897.166,89</b>	<b>862.189,69</b>	<b>827.102,16</b>	<b>787.102,16</b>	<b>747.102,16</b>

## A 4      **Beregning av betaverdi og avkastningskrav for egenkapitalen**

Utgangspunktet for omregning av betaverdi fra total kapital til egenkapital er via formelen:

$$\beta_t = \beta_e * E/V + \beta_g * (1-s) * G/V \quad , \text{ der;}$$

$\beta_t$  = Betaverdi til total kapitalen

$\beta_e$  = Betaverdi til egenkapitalen

$\beta_g$  = Betaverdi til gjelden

E = markedsverdien av egenkapitalen

V = total markedsverdi for selskapet

G = markedsverdien av gjeld

En verdi som mangler da er  $\beta_g$ . Denne forsettes = 0, grunnet at denne verdien samvarierer lite med markedet for øvrig. Da faller hele det siste leddet i ligningen vekk.

Fra tidligere er det brukt 0,5 som betaverdi til total kapitalen.

E antas å være lik EK = 20 % av selskapets verdi (V = 80) som utgjør at E = 16.

Resultatet for år 2010 blir da:

$$\beta_t = \beta_e * E/V$$

$$0,5 = \beta_e * 16/80$$

$$\beta_e = 0,5/0,2 = 2,5$$

Etter hvert som gjelden blir nedbetalt og aksjeprisen stiger vil, E/V nærme seg 1, altså prosjektet er egenkapitalfinansiert. Det igjen gjør at betaverdien endrer seg underveis. Tabellen under viser hvilket avkastningskrav som er brukt i de ulike driftsår:

Driftsår	E/V	Beta TK	Beta EK	Nominelt avkastningskrav til EK før skatt	Nominelt avkastningskrav til EK etter skatt	Reelt avkastningskrav til EK etter skatt
2010	0,20	0,50	2,50	19,10 %	13,75 %	10,98 %
2011	0,24	0,50	2,08	17,02 %	12,25 %	9,51 %
2012	0,28	0,50	1,79	15,53 %	11,18 %	8,47 %
2013	0,32	0,50	1,56	14,41 %	10,38 %	7,68 %
2014	0,36	0,50	1,39	13,54 %	9,75 %	7,08 %
2015	0,40	0,50	1,25	12,85 %	9,25 %	6,59 %
2016	0,44	0,50	1,14	12,28 %	8,84 %	6,19 %
2017	0,48	0,50	1,04	11,81 %	8,50 %	5,86 %
2018	0,52	0,50	0,96	11,41 %	8,21 %	5,57 %
2019	0,56	0,50	0,89	11,06 %	7,97 %	5,33 %
2020	0,60	0,50	0,83	10,77 %	7,75 %	5,12 %
2021	0,64	0,50	0,78	10,51 %	7,56 %	4,94 %
2022	0,68	0,50	0,74	10,28 %	7,40 %	4,78 %
2023	0,72	0,50	0,69	10,07 %	7,25 %	4,64 %
2024	0,76	0,50	0,66	9,89 %	7,12 %	4,51 %
2025	0,80	0,50	0,63	9,73 %	7,00 %	4,39 %
2026	0,84	0,50	0,60	9,58 %	6,89 %	4,29 %
2027	0,88	0,50	0,57	9,44 %	6,80 %	4,19 %
2028	0,92	0,50	0,54	9,32 %	6,71 %	4,11 %
2029	0,96	0,50	0,52	9,20 %	6,63 %	4,03 %
2030	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2031	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2032	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2033	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2034	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2035	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2036	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2037	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2038	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2039	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2040	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2041	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2042	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2043	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2044	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2045	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2046	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2047	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2048	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2049	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2050	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %
2051	1,00	0,50	0,50	9,10 %	6,55 %	3,95 %



**A 5 Oppsummering av konsesjonssøkte kraftsaker 2003-2007****HORDALAND  
FYLKESKOMMUNE****Strategi- og  
næringsavdelinga****MELDING****Til:** Kultur-og ressursutvalet, Fylkesutvalet**Dato:** 21. mai 2007**Frå:** Fylkesrådmannen**Arkivsak:** 200306998-100/AGUL**Kopi til:****Arkivnr.:** 015.T14**Oppsummering av konsesjonssøkte kraftsaker i valbolken 2003-2007**

Under posten Ymse i møte 8.5 i Kultur-og ressursutvalet ba Filip Rygg administrasjonen om å legge fram oversikt over kor mange konsesjonssøknader utvalet har gitt sin tilslutting til i perioden og kor mange GWh det omfattar. Dette er bakgrunnen for oversikten som her vert lagt fram. I oversikten er vedtak i fylkesutvalet referert. Der innstilling frå kultur-og resursutvalet avviker frå endeleg fråsegn er dette omtalt. Sjå også [www.hordaland.no/energi](http://www.hordaland.no/energi) der energipolitiske vedtak dei seinaste åra samla.

**VASSKRAFTSAKER:**

Namn prosjekt	Selskap	Energi (GWh)	Kommune	Fråsegn FUV	Status NVE/OED
<b>Søknader haust 2003</b>					
Overføring Oneåa til Sy-Sima	Statkraft	37	Eidfjord	Ja	Fått konsesjon
Endring Nygaard pumpekraftverk	BKK	74	Modalen, Vaksdal	Ja	Fått konsesjon
<b>Søknader 2004</b>					
Ytre Matre Kraftverk	Ytre Matre Energi	9,9	Kvinnherad	Ja (kun i FUV)	Fått konsesjon
Storlia kraftverk	Statkraft	27,4	Eidfjord	Ja	Fått konsesjon
Overføring Kvangrevatn og Markkjelkevatn	Statkraft	26,8	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon
<b>Søknader 2005</b>					
Stampaelva kraftverk	Småkraft AS	30,5	Jondal	Ja	
Kinso kraftverk auka slukevne	Indre Hardanger Kraftlag	11,5	Ullensvang	Ja	
Alsåker kraftverk	Småkraft AS	20,1	Ullensvang	Ja	Fått konsesjon
Rasdalen kraftverk	Småkraft AS	19,7	Voss	Ja	Fått konsesjon
Bulko kraftverk	Bulko Kraft	7,6	Voss, Granvin	Ja	Fått konsesjon
Skirvo kraftverk	Skirvo Kraft	3,2	Voss	Ja	
Ekkjestølen kraftverk	Småkraft AS	18,5	Odda	Ja	Fått konsesjon
Blåvatn kraftverk	AS Tyssefaldene	97	Odda	Ja	Ikke konsesjon - nasjonalpark
Årvik kraftverk	Småkraft AS	30,4	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon – mindre utbygging
Gjetingsdalen kraftverk	Gjetingsdalen kraft	9,7	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon
Øyrabekken kraftverk	Småkraft AS	8,9	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon
Gjerde kraftverk	Småkraft AS	5,7	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon
<b>Søknader 2006</b>					
Stølsdalselva kraftverk	Kraftkarane AS	23,6	Jondal	Ja	

Lussand kraftverk	Lussand Kraft AS	14,6	Granvin	Ja	
Bergstø kraftverk	Småkraft AS	12,3	Etne	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Smådalselva kraftverk	Smådalselva Kraft	7,5	Samnanger	Ja (kun i FUV)	Fått konsesjon
Blådalselva kraftverk	Småkraft AS	9,7	Masfjorden	Ja	
Tveitelva kraftverk	Tveitelva Kraft	11,1	Kvinnherad	Ja	Fått konsesjon
Boge 2 kraftverk	Bogekraft AS	5,5	Vaksdal	Ja	Fått konsesjon
Syrifossen kraftverk	Syrikraft AS	8,2	Voss	Ja	
Tveitaskarelva kraftverk	Småkraft AS	15	Fusa	Ja	Fått konsesjon – utan overføring
<b>Søknader 2007</b>					
Nottveit kraftverk	Nottveit Energi	15,7	Modalen	Ja	
Kvernhuselvi kraftverk	Norsk vannkraft AS	13	Masfjorden	Ja	
Torsnes kraftverk	Fjellkraft AS	31	Jondal	Ja	
Bjergjo kraftverk	Kambo Kraft og Teknikk	2	Etne	Ja	
Bjotveit kraftverk	HardangerAlliansen	5,6	Ullensvang	Ja (nei KURE)	
Dalelva kraftverk*	Dalelvo Kraft	9,8	Kvinnherad	Ja i KURE	
Landa kraftverk*	Landa Kraft	8	Kvinnherad	Ja i KURE	
Hopselva kraftverk*	Hopselva Kraftverk	15,8	Fusa, Samnanger		
<b>Sum søknader valbolken 2003-2007: 34 stk 646,3 GWh</b>					

\* Ikkje ferdig handsama i politiske utval då meldinga vart skrivne.

Pr i dag har 1 prosjekt har fått nei av NVE/OED (97 GWh), medan 18 prosjekt har fått konsesjon (333,3 GWh). For nokre av prosjekta er konsesjon gjeve for mindre utbygging eller med krav om større minstevarssføring enn det som var omsøkt. Det er og gjeve konsesjon til to prosjekt i Kvinnherad som ikkje har vore politisk handsama: Vika kraftverk (13,9GWh) og Opprusting Valen kraftverk (19,3 GWh). I same periode har det vore meldt 7 prosjekt som samla kan gje frå 268 – 309 GWh. Desse prosjekta må ha gjennomført konsekvensutgreiing før dei kan konsesjonssøkjast. Meldte prosjekt er: Folkedal kraftverk i Granvin (Indre Hardanger Kraftlag), Overføring Blådalsvatn til Juklavatn i Kvinnherad (Statkraft), Ringedalen kraftverk i Odda (AS Tyssefaldene), Kraftverka Grønno, Middalen og Trossovdalen i Odda (Småkraft) samt Overføring øvre del av Eikemoelv i Etne/Kvinnherad (SKL).

#### VINDKRAFTSAKER:

Namn prosjekt	Selskap	Energi (GWh)	Kommune	Fråsegn FUV	Status NVE/OED
Selbjørn (2005)	Statkraft	110	Austevoll	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Stolmen (2006)	HybridTech	16,5	Austevoll	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Kvalvåg (2006)	HybridTech	16,5	Austevoll	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Store Kalsøy (2006)	HybridTech	25	Austevoll	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Midtjellet (2006)	Fitjar Energi	450	Fitjar	Ja	Fått konsesjon – påklaga
Langevåg (2006)	Statkraft	200	Bømlo	Ja	Ikkje konsesjon
<b>Sum søknader valbolken 2003-2007: 6 stk 818 GWh</b>					



I tillegg er det meldt to prosjekt som til saman kan gje 440GWh. Desse er Kollsnes Vindpark i Øygarden (Gefion) og Rolfsnes Vindpark på Bømlo (Statkraft).

**GASSKRAFTSAKER:**

Namn prosjekt	Selskap	Energi (GWh)	Kommune	Fråsegn FUV	Status NVE/OED
Energiverk Mongstad	Statoil	2300	Lindås	Ja	Fått konsesjon

I tillegg har BKK meldt eit prosjekt lokalisert til Mongstad. Dette vil gje om lag 3,5 TWh (3500 GWh) utan CO<sub>2</sub> handtering og i underkant av 3 TWh med CO<sub>2</sub> handtering.

**FJERNVARME:**

Namn prosjekt	Selskap	Energi (GWh)	Kommune	Fråsegn FUV	Status NVE/OED
Fjernvarme Voss	Voss Energi AS	17	Voss	Ja	Fått konsesjon
Utviding fjernvarme Bergen	BKK Varme	65	Bergen	Ja	Fått konsesjon
<b>Sum søknader valbolken 2003-2007: 2 stk</b>		<b>82</b>	<b>GWh</b>		