

Norsk vannkraft - "arvesølv solgt på billigsalg"?

Forfatter: [Frode Kjærland](#) Publisert: [7/2009](#)

Innledning

Verdiene knyttet til norsk vannkraft er stadig i søkelyset. Ved en rekke anledninger har flere framsatt påstander om at vannkraft er solgt for billig, særlig når private interesser har «fått kloa i» eierandeler i produksjonsselskaper. På den annen side har Sande & Thomson (2004) hevdet at det har vært helt rasjonelt for offentlige eiere å selge seg ut siden sammenlignbar alternativ avkastning har vært høyere. De hevdet dermed at det har vært økonomisk fornuftig av kommuner å selge eierandeler i kraftselskaper.

Det er også en følelsesmessig dimensjon inne i bildet siden vannkraft knyttes til Norges unike naturressurser som har gitt norske husholdninger og bedrifter lave strømpriser i lange perioder. I en verden hvor oppmerksomheten i stadig større grad rettes mot miljøutfordringer, er derfor tilgang på ren, fornybar energi særlig attraktivt. Av den grunn omtales vannkraft som et «arvesølv» som ifølge mange (for eksempel Willoch, 2005) for all del må beholdes og kontrolleres av offentlige eiere.

Denne artikkelen setter søkelyset på de transaksjonene som foreligger av norske kraftselskaper som har vært involvert i oppkjøp og fusjoner etter dereguleringen av kraftmarkedet i 1991. En slik analyse kan gi informasjon som setter en i stand til å forstå verdien av å kontrollere vannkraftproduksjon. Gir dette grunnlag for å påstå at noen, eller alle, kraftverk/kraftselskaper som er solgt, har vært solgt for billig? Er de verdiene som vannkraft representerer, således blitt undervurdert, eller er det, som Sande og Thomson hevder, økonomisk tungtveiende grunner for at offentlige eiere har realisert sine verdier?

Strukturen for artikkelen er som følger: Først presenteres temaet verdsettelse av norsk vannkraftproduksjon. Deretter følger en analyse av oppnådd verdi på de selskapene som har vært involvert i fusjoner eller oppkjøp (som kontrollerer vannkraft). Til sist blir resultatene drøftet både i lys av hvorvidt mange har gjort dårlige salg, og i lys av den tradisjonelle tilnærmingen til verdsettelse av kraftproduksjon.

Verdsettelse av kraftproduksjon

Dereguleringen av kraftmarkedet i 1991 medførte store konsekvenser for denne bransjen. Norge blir betraktet som en av pionerene i forbindelse med deregulering av kraftmarkedet (Al-Sunaidy & Green, 2006). Formålet med den nye energiloven var å rasjonalisere produksjon, distribusjon og salg av elektrisitet i økonomisk forstand. En konsekvens av dette var mulighetene for oppkjøp og fusjoner av kraftselskaper. Det har vært gjennomført over 430 transaksjoner av kraftselskaper de siste 17 årene. I dag eier Statkraft ca. 35 % av den norske produksjonskapasiteten, kommuner og fylkeskommuner ca. 55 % og private eiere ca. 10 % (ifølge EBL). Utenom Hafslund ASA og Arendals Fossekompani ASA vedrører dette ikke børsnoterte selskaper, og dermed er det klart mer problematisk å skaffe relevant informasjon og beregne verdi.

Mange kommuner og fylkeskommuner som kontrollerte vannkraft ved å ha uttaksrett, vurderte lønnsomheten som tvilsom på slutten av 1990-tallet. I samarbeid med konsulenter ble det derfor i flere situasjoner besluttet å selge seg ut for å unngå rådende prisrisiko på elektrisitet. En del av disse transaksjonene har likevel resultert i mye diskusjon og mange medieoppslag. I tillegg har langsiktige leieavtaler også skapt en lignende debatt. Flere (både politikere og akademikere) har hevdet at en har solgt for billig. En kan eksempelvis nevne sørlandskommuners salg av 45,5 % av aksjene i Agder Energi til Statkraft i 2001 og Nordland fylkeskommunes 55-årige utleie av sin 30 % store andel av Svartisen kraftstasjon i 1998.

Etter sjokkvinteren 2002-03 og de økte prisene de senere årene har antall transaksjoner gått betydelig ned. I tillegg har bransjen vært preget av flere usikre forhold, som en eventuell introduksjon av grønne

sertifikater, uklare støtteordninger og en uavklart hjemfallssak, som naturlig nok også har bidratt til et lavere aktivitetsnivå på skifte av eierskap de senere år.

Når det gjelder bransjens tilnærming til verdsettelse av kraftproduksjon, er det særlig to forhold som kan kommenteres. For det første benyttes ofte en relativ norm, kroner per kWh (årlig produksjon), for eksempel 2,00-2,50 kr/kWh, tilsvarende pris/bok eller pris/fortjeneste i forbindelse med aksjepriseringsmodeller. Det andre punktet er at aktører involvert i verdiberegninger av kraftselskaper også benytter tradisjonell, fundamental verdsettelse. Dette er som regel en standard kontantstrømmodell hvor forskjellige typer salgsinntekter, driftskostnader, investeringer og skatter framskrives over en viss periode, og hvor det deretter legges inn en terminalverdi. Modellene håndterer forskjellige prisbaner, korreksjoner for kraftkontrakter, konsesjonskraft, ulike normrenter i skattesystemet, etc. Deretter beregnes kontantstrømmer til totalkapitalen som så neddiskonteres med et totalavkastningskrav. Det gjelder eksempelvis OED (Olje- og energidepartementet) sine rapporter om verdien av Statkraft (Ernst & Young, 2000; Dresdner Kleinwort Benson, 2000 (som de den gang het); Lehman Brothers, 2006).

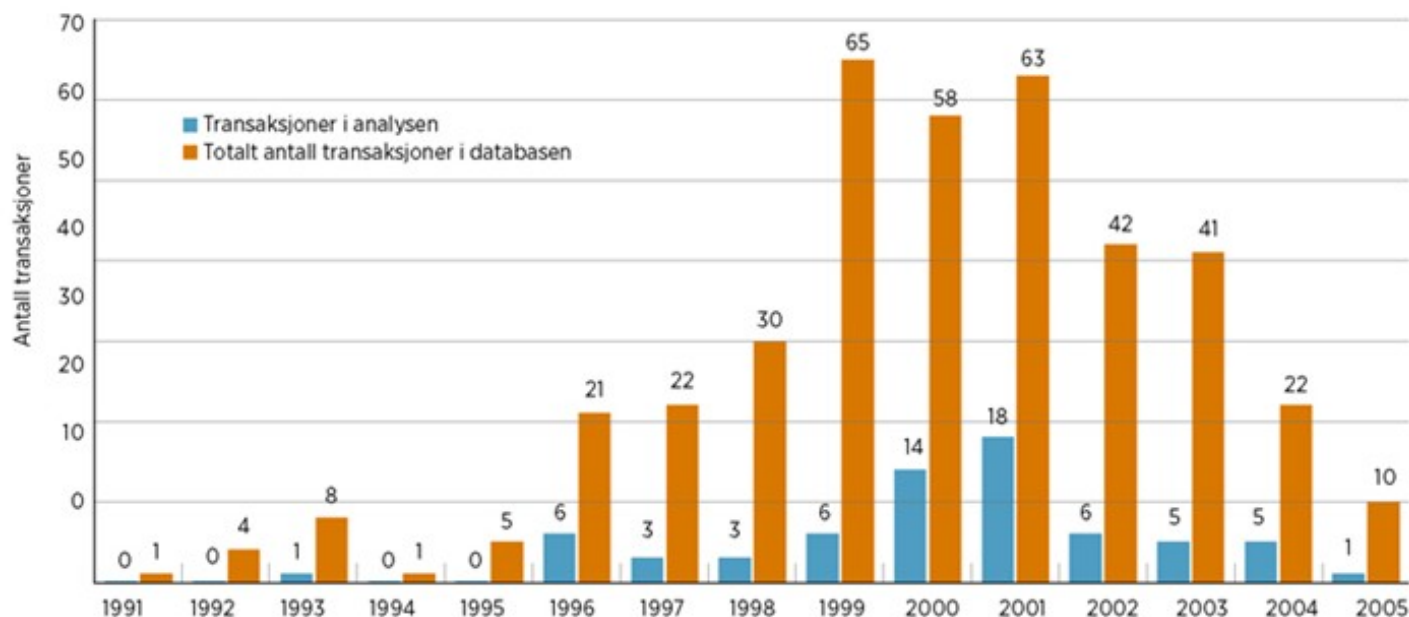
Det mest avgjørende punktet i en slik tilnærming er selvsagt hvilke forutsetninger som ligger til grunn for framtidige prisbaner. Kraftpriser er dog svært volatile. Både spot- og forwardpriser på Nord Pool svinger betydelig, mer enn både andre varebørser og andre kraftbørser (Koekebakker & Ollmar, 2005). Det skyldes i stor grad det vannkraftdominerende nordiske systemet som gjør at priser på kort sikt kan omtales som et «vænderivat», der prisen i stor grad avhenger av om en er i en «våt» eller «tørr» periode. Samtidig eksisterer kun forwardpriser opp til fire år fram i tid,¹ som jo er svært snaut når en verdsetter eiendeler med lang levetid. Konsekvensen blir at verdierestimer av vannkraft er vanskelige å beregne.

Transaksjoner vedrørende vannkraft

Data for denne analysen er hentet fra Europower AS og Brønnøysundregistrene. Formålet er både å vise en del deskriptiv statistikk av disse transaksjonene og å forklare verdiene som er oppnådd i disse transaksjonene.

Etter dereguleringen i 1991 og fram t.o.m. 2006 er det gjennomført 431 transaksjoner hvor hele eller deler av selskaper innen kraftproduksjon, nettvirksomhet, distribusjon og kraftsalg har vært involvert. Som Figur 1 viser, var aktiviteten størst rundt 2000, og så har den sunket betydelig etter det. Analysen av transaksjoner avgrenses til produksjonsselskaper. Det er bare selskaper som driver med kraftproduksjon over 40 GWh (årlig middelproduksjon), som er inkludert.

Videre er det kun de transaksjonene hvor både transaksjonsopplysninger (fra Europower AS) og regnskapsdata (fra Brønnøysundregistrene) foreligger. Det gir som resultat 65 transaksjoner (fra desember 1993 til november 2005), som til sammen involverer 32 forskjellige selskaper. Utvalget burde være tilstrekkelig representativt når det ifølge NVE i 2005 var totalt 177 selskaper som hadde konsesjon for kraftproduksjon (NVE, 2006).² Utvalget består av alle typer produksjonsselskaper - både noen av de største selskapene (Hafslund ASA, Agder Energi AS, Trondheim Energiverk AS), medium store selskaper og mindre kraftprodusenter. Alle deler av landet er også representert (selskaper i 14 av 19 fylker).³ Deskriptiv statistikk av disse transaksjonene er gjengitt i Tabell 1.

FIGUR 1 Fordeling av transaksjoner etter dereguleringen i 1991, både totalt i databasen og inkludert i analysen.

Dataene viser at dette er selskaper med betydelige verdier.⁴ Videre forteller dataene at det er et høyt utdelingsforhold (dividendeutbetaling i forhold til årsresultat), og at bransjen preges av høy andel egenkapital, men nokså lav egenkapitalrentabilitet⁵ (Bye, Bergh & Kroken, 2001).

Pris/kWh-tallene (betalt pris per kWh årlig middelproduksjon) vil nok ikke overraske aktører i bransjen, men bekrefter det nivået som også tidligere er omtalt (Econ, 2000). Pris/bok-forholdet (betalt pris i forhold til bokført verdi på egenkapitalen) er nokså høyt sammenlignet med de fleste andre bransjer (Furholm Pettersen, 2005), selv om dette varierer betydelig over tid.

TABELL 1 Deskriptiv statistikk av selskapene involvert i transaksjoner inkludert i analysen.

VARIABEL	ANTALL OBSERVASJONER ^a	GJENNOM-SNITT	MEDIAN	Q3 (ØVRE KVARTIL)	Q1 (NEDRE KVARTIL)
Transaksjonsverdi	59	2 225 000 000	1 192 000 000	2 987 000 000	459 000 000
Utdelingsforhold	57	0,99	0,64	1,37	0,13
EK-avkastning (tre år før transaksjon)	148	0,03	0,06	0,12	0,01
GWh (årlig middelproduksjon)	65	1211	558	1560	219
Andel av aksjene omsatt	61	29,3 %	18,6 %	42,8 %	9,3 %
Andel EK	59	0,56	0,45	0,70	0,34
Pris ⁷ /kWh	54	2,37	2,30	2,77	1,77
Pris/bok	59	2,72	2,22	2,96	1,42

Forklaringsmodell

For å analysere disse transaksjonsverdiene testes en enkel modell basert på to uavhengige variabler - et

verdiestimat basert på konvensjonell fundamental verdsettelse og produksjonskapasitet i GWh (årlig middelproduksjon). Disse variablene skulle være rimelig greie å begrunne. Historisk inntjening vil normalt være retningsgivende for framtidig inntjening og dermed verdi. På samme måte vil produksjonskapasiteten i stor grad angi verdi, noe denne bransjen er svært opptatt av. En kan også nevne ytterligere tre potensielle uavhengige variabler i en slik estimering: 1) hvorvidt transaksjonen innebærer et kontrollaspekt eller ikke, altså om mer enn 50 % av aksjene var involvert, 2) hvordan nivået på de lengste terminprisene på Nord Pool ved transaksjonstidspunktet er, og 3) hvorvidt selger har vært offentlig eller privat. Datamaterialet har tillatt å teste disse tre variablene, men analysen viste ingen signifikans for noen av dem. Disse variablene er derfor utelatt i den presenterte analysen.

Formålet med modellen er å kunne forstå og forklare hvordan verdiene har framkommet. Dette vil gi innsikt i hva som har ligget til grunn for beregningene av verdi. Dette vil igjen danne grunnlag for å kunne vurdere det spørsmålet som er introdusert innledningsvis, nemlig om disse selskapene er solgt i billigste laget.

En versjon av konvensjonell verdsettelse er «residual income»-modellen (RI-modellen) utledet av Feltham & Ohlson (1995). Modellen er konsistent med cash flow- og dividendemodellen, men har som fortrinn at den tar utgangspunkt i tilgjengelige regnskapsdata. En versjon av denne modellen er:

$$V_t = BV_t + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{E_t \cdot NI_{t+i} - (r_e \cdot BV_{t+i-1})}{(1+r_e)^i} = BV_t + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{E_t \cdot (ROE_{t+i} - r_e) \cdot BV_{t+i-1}}{(1+r_e)^i} \quad (1)$$

V_t beregner her verdiestimat på tidspunkt t, BV er bokført verdi av egenkapitalen på tidspunkt t, [E_t] er en forventningsindikator, NI står for årsresultat, ROE er egenkapitalrentabiliteten, og r_e er nominelt avkastningskrav til egenkapitalen etter skatt. Uttrykket i parenteser i første brøk ovenfor er også kjent som superprofitt. Regnskapsdataene gjør det mulig å estimere framtidige årsresultater og bokført verdi til egenkapitalen. En variant av denne modellen er:

$$\hat{V}_{it} = \hat{BV}_{it} + \frac{(\hat{ROE}_{it+1} - r_e)}{(1+r_e)} \cdot \hat{BV}_{it} + \frac{(\hat{ROE}_{it+1} - r_e)}{(1+r_e) \cdot (r_e - g)} \cdot \hat{BV}_{it} \quad (2)^8$$

Dette er en én-periodisk versjon av RI-modellen (Frankel & Lee, 1998), hvor BV er bokført verdi fra siste balanse før transaksjonen, ROE_{t+1} er estimert avkastning til egenkapitalen basert på de tre siste års regnskap, r_e er avkastningskravet til egenkapitalen etter skatt,⁹ g betegner forventet vekst på grunn av inflasjon, satt til 2,0 % (Jonassen & Nordbø, 2006), og i betegner transaksjon nummer i eller bedrift i.

Med bakgrunn i dette kan en da sette opp en forklaringsmodell for oppnådd verdi ved transaksjonene:

$$TV_i = \beta_0 + \beta_1 \hat{V}_{it} + \beta_2 GWh_i + \varepsilon_i \quad (3)$$

Her betegner TV_i transaksjonsverdi for transaksjon i, er definert som i (2), GWh står for årlig middelproduksjon, og ε_i er feilledet i modellen.

Resultatet av de estimerte regresjoner er gjengitt i Tabell 2. Modellen og begge uavhengige variabler er klart signifikante. Modellen er veletablert i dataene og gir en solid forståelse av hvordan transaksjonsverdiene er framkommet. Dette viser at tradisjonelle tilnærminger er brukt i forbindelse med verdsettelsen av de omsatte kraftverk og kraftselskaper. At dette kan være problematisk, skal jeg komme tilbake til.

TABELL 2 Resultat av estimerte regresjoner av transaksjonsverdi basert på ulike uavhengige variabler.

		KONSTANT	\hat{V}	GWh	R ²	JUSTERT R ²	DW
Modell (3)	Ustandardisert koeffisient	242 450	0,186	1254	0,848	0,839	1,689
	T-verdi	0,531	5,010	12,175			
	Sig.	0,598	0,000	0,000			
Modell \hat{V}	Ustandardisert koeffisient	1 596 678	0,359		0,427	0,417	2,058
	T-verdi	5,612	6,512				
	Sig.	0,000	0,000				
Modell GWh	Ustandardisert koeffisient	505 830		1491	0,766	0,762	1,582
	T-verdi	2,383		13,666			
	Sig.	0,021		0,000			

Korrelasjonen (Pearson) mellom \hat{V} og GWh er 0,43 - som er signifikant på 1 %-nivå.

Tabellen gjengir også regresjoner basert på hver av de uavhengige variablene hver for seg. Forklaringsgraden på 0,42 vedrørende modellen basert på \hat{V} -variabelen er konsistent med andre studier hvor RI-modellen er brukt for å forklare markedsverdi på selskaper (Dechow, Hutton, & Sloan, 1999, se fotnote nummer 10). At dette er høyt i denne sammenheng, forklares nedenfor. Regresjonen bekrefter også at kr per kWh (årlig produksjon) i stor grad forklarer verdier på kraftproduksjon - helt i tråd med det som er kjent praksis i bransjen. GWh-variabelen forklarer verdi bedre enn RI-modellen, som representant for ordinær verdsettelse.

Når det gjelder de økonometriske forholdene, ble ingen multikollinearitet oppdaget (for begge uavhengige variabler). Dog kunne nullhypotesen om homoskedastisitet bli avvist i modellen (3) på 5 %-nivå, ifølge Breush-Pagan/Cook-Weisberg-testen. Tilstedeværelsen av heteroskedastisitet kunne ha ført til at en fokuserte på relative versjoner av modellene, hvor pris/bok var den avhengige variabelen, men dette utelates her.

Diskusjon

Resultatene gir et godt grunnlag for å forstå hvordan verdier av kraftproduksjon er vurdert og framkommet. Bokført verdi av egenkapital, estimert framtidig inntjening basert på historisk avkastning og nivå på kraftproduksjonen forklarer det aller meste av variasjonen i transaksjonsverdier av kraftselskaper omsatt i 1996-2004. De inkluderte uavhengige variablene fanger dermed stort sett opp hva som har ligget til grunn for verdiberegningene i de transaksjonene som er med i analysen. Dette gir imidlertid også et utgangspunkt for å se nærmere på spørsmålet om kraftproduksjon er solgt for billig.

Ovenstående ligning (2) er basert på estimering av framtidig inntjening ut ifra de siste tre års inntjening. Det er hva tilgjengelige data muliggjør i denne analysen. Normalt er dette en grei framgangsmåte i de fleste bransjer og markeder (Fairfield, 1994). Likevel er det en del særegne forhold i det norske kraftmarkedet som må anføres. Overkapasiteten før dereguleringen i 1991 førte til at prisene var lave utover på 1990-tallet. Etter hvert som etterspørselen økte, økte også prisene. Men usikkerheten i en bransje med svært volatile priser har bidratt til å holde igjen nye investeringer ettersom investeringskostnaden er så betydelig, mens driftskostnadene er svært lave (Kjærland, 2007). De langsiktige grensekostnadene ved ny kraftproduksjon bestemmes av utbyggingskostnader til ny vannkraft og etter hvert gasskraft. Disse har vært økende etter hvert som store vannkraftutbygginger er passé (politisk bestemt) og andre produksjonsteknologier har havnet på marginen. I tillegg kommer en del forhold som berører elektrisitetsprisen med en kortere tidshorisont. Det gjelder olje- og gassprisens utvikling (som har vært økende i stort sett hele den studerte perioden), den stadig økende integreringen av de europeiske kraftmarkedene som har økt strømprisen mot nivået i andre europeiske markeder. Og så har vi den økende interessen for miljø og klima, som også gjør vannkraft relativt mer lønnsomt i forhold til forurensende

kraftproduksjon. Disse forholdene indikerte at elektrisitetsprisen ville bli høyere.

I sum betyr dette at tre års historisk inntjening for selskaper involvert i transaksjoner i denne perioden er en svært dårlig indikator på framtidig inntjening. De ovennevnte momentene tilsier at framtidig inntjening for selskaper med kraftproduksjon burde bli høyere enn historisk avkastning i den aktuelle perioden. Dermed må en kunne si at en justert R2 på 0,84 for modellen (3) og 0,42 vedrørende -variabelen er for høy og indikerer at verdsettelsen er basert på en irrelevant historisk inntjening som opplagt må gi for lave og upresise verdiestimer. ¹⁰ De som hevder at vannkraft har vært solgt i billigste laget, støtter dette.

Hvorfor har dette ikke resultert i en større etterspørsel etter eierandeler som så har presset prisen oppover? Det ovenstående tyder på at de aller fleste aktørene har konsentrert seg om villedende forhold, både på selger- og kjøpersiden (Sande & Thomson, 2004). Dermed har verken potensielle kjøpere eller selgere vært klar over de reelle verdiene. Det kan illustreres ved hjelp av et eksempel:

Nordland fylkeskommune inngikk i 1998 en 55-årig utleieavtale ¹¹ for sin 30 % store andel av Svartisen kraftverk. For kr 1 765 480 000 leier Eastern Group plc (som finske kraftselskaper står bak) og Lunds Energi AB (svensk kraftselskap) rettighetene til 30 % ¹² av Svartisen kraftverk (med årlig middelproduksjon på 2167 GWh) for 55 år (Nordland fylkeskommune, 2008). Det innebærer kontroll med 650 GWh årlig produksjon fra 1998 til 2053. Det tilsvarer en pris per kWh på 2,71 (hvis det hadde vært et salg), som jo ligger i øvre sjikt i forhold til statistikken presentert i Tabell 1.

Avtalen har vist seg å være dårlig for utleier siden kraftprisen har steget betraktelig og langt utover det som en i sin alminnelighet kunne anta i 1998. Leietaker, som dog påtok seg risiko ved avtaleinngåelse, har derimot, med stor sannsynlighet ut ifra dagens informasjonsbilde, gjort en særdeles gunstig avtale. Denne leiekontrakten vil gi en nominell internrente før skatt som implisitt kan beregnes ut ifra følgende ligning:

$$1.765.480.000 = \sum_{t=1}^{55} \frac{650.000.000 \cdot s_{kWh}}{(1+IRR)^t}$$

Her er *skWh* gjennomsnittlig spotpris per kWh for året. ¹³ Dette er selvsagt svært forenklet siden kraftpriser varierer betydelig over året, kraftprodusenter optimaliserer sin kraftproduksjon for å utnytte prissvingningene, ¹⁴ samtidig som at årsproduksjonen også kan variere betydelig. I tillegg er dette en førskatt-beregning hvor blant annet eventuell konsesjonskraft er utelukket. Hvis en tillater seg å anta en gjennomsnittlig strømpris på 40 øre/kWh fra 2009 til 2053 (usikkert anslag, men nokså forsiktig anslag i forhold til dagens forwardpriser fram til 2012), gir ovenstående ligning en internrente på ca. 10 % (nominelt før skatt), betydelig over et rimelig relevant avkastningskrav. Det forutsetter en konstant nominell pris og dermed en fallende realpris, noe som tilsier at anslaget på internrente er nokså forsiktig. Med et totalavkastningskrav på 8 % (fremdeles nominelt før skatt, se fotnote nummer 9) gir dette en netto nåverdi på 475 mill. kr (i 1998). Det forteller at avtalt pris burde vært 475 mill. kr høyere - nærmere 2,25 mrd. kr. Det lange tidsperspektivet og usikkerheten i framtidig elektrisitetspris nødvendiggjør selvsagt betydelige forbehold i en slik beregning, men illustrerer hvilke store verdier som er inne i bildet.

Denne avtalen har vist seg å være lukrativ for de finske og svenske investorene. Men burde utleier, i dette tilfelle Nordland fylkeskommune, forstått at dette var en dårlig avtale? Utleier framsetter følgende momenter (Nordland fylkeskommune, 2008): Nordland fylkeskommune var som offentlig eier nølende til å påta seg en så stor investering med den risiko som forelå på det tidspunktet. Det var ikke kamp om å få leie og dermed få kontroll over denne kraftproduksjonen. En fikk for eksempel ikke napp hos noen regionale aktører da en først tilbød en 25 års leieavtale. Den avtalte prisen overgikk hva mange aktører i bransjen anså som markedspris med rådende prisrisiko.

Denne transaksjonen illustrerer dermed at det var hele bransjen som i slutten av 1990-årene undervurderte framtidig økning i kraftpris, noe som medførte at vannkraft ble solgt billig. Mer eller mindre alle selskaper som var involvert i oppkjøp eller fusjon, var underlagt de samme verdivurderingene, som altså ikke tok tilstrekkelig høyde for framtidig underskudd på energi med stigende priser som resultat, i tråd med

ovenstående drøfting.

Konklusjoner, konsekvenser og anbefalinger

Det er vanskelig å være normativ i forbindelse med et komplisert tema som verdsettelse for en kompleks bransje som kraftproduksjon. Likevel kan noen kommentarer og anbefalinger gis i tilknytning til dette:

Mange kraftselskaper er solgt for billig i etterpåklokskapens perspektiv. Med det prisnivået som er observert i de senere år, samt de utsiktene en har per i dag, har selger utvilsomt fått for dårlig betalt i en rekke transaksjoner. De omsatte prisene på selskapene reflekterte nok de fleste forventinger om framtidige priser som forelå på forhandlingstidspunktet, samt at oppnådd pris også ble kalibrert ut fra tilsvarende, sammenlignbare transaksjoner. Det er i tråd med tradisjonell tankegang og argumentasjon om markedseffisiens. Slik sett har kjøpere tatt risiko - og i etterkant «scoret» på det. En må huske på at oljeprisen var i størrelsesorden 15 dollar fatet i 1998. Det var også de som trodde at strømprisen ville stabilisere seg på et lavere nivå med en markedsorientert kraftomsetning. Dette er argumenter for at transaksjonene kun gjenspeilte rådende markedspriser.

Kan en så hevde at selgere i sin strategiske vurdering burde skjønne at verdiene de kontrollerte, var høyere enn gjeldende markedspriser? Til det kan en svare et delvis ja. Det er et visst grunnlag for å ytre at en har solgt i billigste laget. En kan nevne to forhold for å støtte denne oppfatningen. Det ene gjelder, som nevnt, at en tydeligvis har ignorert muligheten for at prisen på elektrisitet kunne stige betydelig, samt at verdier i fornybar energi ville øke med en økt interesse for miljø- og klimautfordringer. Dette poenget er også utdypet ovenfor. I dette ligger en manglende strategisk forståelse av den langsiktige utviklingen, som kunne ha gitt en pekepinn på at energi, og i særdeleshet fornybar energi, ville bli mer verdifull utover en horisont på 3-5 år. Den ovenstående analysen viser at historisk inntjening er brukt i verdianslag, noe som har båret galt av sted. Det er en fattig trøst for selgere at en har vært i godt selskap, i den forstand at store deler av bransjen har undervurdert prisutviklingen på lengre sikt. Oppsidepotensialet, hvor en både tok høyde for en høyere pris på eksisterende produksjon og innbakte muligheten for høyere produksjon, ble ignorert. I dette ligger det at markedet kun har vært effektivt i svak form.¹⁵

Det andre momentet er at en i for stor grad har støttet seg på den relative verdsettelsesmetode som pris per kWh årlig produksjon representerer. Dette målet på verdi av kraftproduksjon virker å være overdrevent benyttet, slik at en ikke har tatt tilbørlig hensyn til fundamentale verdier. Dermed har forventede prisbaner fått for lav innflytelse på avtalte verdier. Denne kritikken er analog med de studiene som nettopp påpeker at relativ verdsettelse er enkel å gjennomføre, og derfor populær å bruke, men har svakheter og fanger dårligere opp fundamentale verdier (Bhoraj & Lee, 2002; Damodaran, 2002; Dyrnes, 2004).

Nå omsettes det altså betydelig mindre kraftproduksjon enn rundt århundreskiftet. Det vil likevel fortsatt være behov for å estimere verdier i forskjellige sammenhenger. Kraftprisen vil dog fortsatt være svært usikker, både på kortere og på lengre sikt. Tilnærmingene bør derfor være i større grad å beregne forventningsverdier i framtidige kontantstrømmer, hvor en modellerer ulike scenarioer med ulike sannsynligheter (Gjesdal & Johnsen, 1999), slik at en også kan fange opp mulige opsjonsverdier (vekstoppsjoner i form av utbygginger av eksisterende anlegg og mulige nye småkraftverk), samt andre mulige utfall.

Ved å benytte scenarioanalyse vil en kunne fange opp verdier bedre og inkludere usikkerheten både i pris og i produksjonsmengde. Det siste gjør at en også nyttiggjør seg fordelene ved opsjonsbasert verdsettelse, som fanger opp verdien av fleksibilitet (Koller, Goedhart & Wessels, 2005; Rødland, 2004; Schwartz & Trigeorgis, 2001).

Dette vil være i tråd med de grunnleggende prinsippene for verdsettelse, hvor en også inkluderer det som er den sentrale, men vanskelige komponenten i disse spørsmålene i denne bransjen: en uberegnelig strømpris.

Forfatteren takker de to anonyme reviewerne for svært nyttige kommentarer.

Noter

- 1: I tillegg kan det nevnes at de lengste kontraktene på Nord Pool også har svak likviditet (Lucia & Schwartz, 2002).
- 2: Det tilsvarende tallet i 2000 var 160.
- 3: Norge er inndelt i tre prisområder. Dette forholdet er imidlertid ignorert i analysen.
- 4: Transaksjonsverdi betegner verdien på selskapet som om 100 % av aksjene hadde vært omsatt (i oppkjøpet).
- 5: EK-avkastningen er beregnet som årsresultat i prosent av gjennomsnittlig egenkapital.
- 6: Antall observasjoner er noen steder forskjellig fra 65 på grunn av noe ufullstendige data. Dataene for ROE inkluderer alle tilgjengelige opplysninger inntil tre år før transaksjonen.
- 7: Pris betegner markedsverdien, altså tilsvarende det som i denne artikkelen er betegnet som transaksjonsverdi.
- 8: $\hat{\cdot}$ betegner estimerte størrelser.
- 9: Avkastningskravet baserer seg på en risikofri rente i tråd med 3 års statsobligasjoner (r_f), en skattesats på 28 % (s), en markedspremie etter skatt (MP_s) på 5 % + $s \cdot r_f$ (Gjesdal & Johnsen, 1999) og en beta på 0,70 (Lehman Brothers, 2006). Med utgangspunkt i kapitalverdimodellen, gir dette per desember 2008: .
- 10: Andre studier hvor RI-modellen har vært brukt for å forklare selskapsverdier, er: Deschow, Hutton & Sloan (1999) basert på USA-data 1976-1995; median R_2 : 0,40, Begley, Chamberlain, Li & Lundholm basert på data for amerikanske banker 1991-2000; R_2 : 0,28 og Stark & Thomas (1998) basert på britiske data 1990-1994; R_2 : 0,40.
- 11: Uttaksretten for fylkeskommunen var betinget et oppgjør til Statkraft som tilsvarte 30 % av utbyggingskostnadene. Det avtalte beløpet på kr 1 765 480 000 ble brukt til å dekke disse (Nordland fylkeskommune, 2008).
- 12: Statkraft eier resten.
- 13: Gjennomsnittlig spotpris (systempris), og som benyttes i formelen, har ifølge Nord Pool vært som følger i 1998-2007 per kWh (i NOK): 1998: 0,12; 1999: 0,11; 2000: 0,10; 2001: 0,19; 2002: 0,20; 2003: 0,29; 2004: 0,24; 2005: 0,23; 2006: 0,39; 2007: 0,22; 2008: 0,37. Tilgjengelige forwardpriser for 2009-2013 har i 2008 stort sett vært over 0,40 kr/kWh. Prisen på kraft settes derfor til 0,40 for perioden 2009-2053. Det finnes aktører som modellerer priser med betydelig lengre tidsperspektiv enn fire år. Dette er dog usikre estimater, og de er heller ikke offentlig tilgjengelige.
- 14: I verdivurderingen av Statkraft i 2006 forenkles dette poenget til at en kan sette faktisk oppnådd pris til i gjennomsnitt 10 % over systempris (Lehman Brothers, 2006).
- 15: Fama (1970) definerer markedseffisiens i svak form som at priser kun reflekterer historisk informasjon, og at for eksempel teknisk analyse derfor ikke vil identifisere undervurderte selskaper.

Litteratur

- Al-Sunaidy, A. og Green, R. (2006). Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries. *Energy*, 31(6-7), s. 769-787.
- Begley, J., Chamberlain, S.L., Li, Y. og Lundholm, R.J. (2006). Modelling Goodwill for Banks: A Residual Income Approach with Empirical Tests. *Contemporary Accounting Research*, 23(1/Spring), s. 31-71.
- Bhoraj, S. og Lee, C.M.C. (2002). Who is my peer? A valuation-based approach to selection of comparable firms. *Journal of Accounting Research*, 40(2 May).
- Bye, T., Bergh, P.M. og Kroken, J.I. (2001). Avkastning i kraftsektoren i Norge: SSB.
- Damodaran, A. (2002). *Investment valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset* (2. utgave): Wiley.
- Dechow, P.M., Hutton, A.P. og Sloan, R.G. (1999). An empirical assessment of the residual income valuation model. *Journal of Accounting & Economics*, 26, s. 1-34.
- Dresdner Kleinwort Benson. (2000). Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft.
- Dyrnes, S. (2004). Verdsettelse med bruk av multiplikatormodeller. *Praktisk økonomi & finans* (1/2004).
- Econ. (2000). Verdi av norsk kraftproduksjon.
- Ernst og Young. (2000). Verdivurdering av Statkraft SF.
- Fairfield, P. (1994). P/E, P/B and the present value of future dividends. *Financial Analysts Journal*

(July/August), s. 23-31.

- Fama, E. (1970). *Efficient capital markets: Comment*. *The Journal of Finance*, vol. XXXI, nr. 1.
- Feltham, G.A., og Ohlson, J.A. (1995). *Valuation and clean surplus accounting for operating and financial activities*. *Contemporary Accounting Research* (11), s. 689-731.
- Frankel, R. og Lee, C. (1998). *Accounting Valuation, market expectation, and cross-sectional stock returns*. *Journal of Accounting and Economics*, 25, s. 283-319.
- Furholm Pettersen, M. (2005). *Realopsjoner: verdsettelse av informasjons- og kommunikasjonsteknologi* Bergen: SNF.
- Gjesdal, F. og Johnsen, T. (1999). *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*: Cappelen Akademisk Forlag.
- Jonassen, M. og Nordbø, E.W. (2006). *Indikatorer for underliggende inflasjon i Norge*. *Penger og Kreditt*, 34(3), s. 166-175.
- Kjærland, F. (2007). *Lavt investeringsnivå i mer kraftproduksjon - hva kan være årsaken?* *Økonomisk Forum*, s. 26-32.
- Koekebakker, S. og Ollmar, F. (2005). *Forward Curve Dynamics in the Nordic Electricity Market*. *Managerial Finance*, 31(6), s. 72-93.
- Koller, T., Goedhart, M. og Wessels, D. (2005). *Valuation - Measuring and Managing the Value of Companies* (4. utgave): Wiley.
- Lehman Brothers. (2006). *Valuation Report on Statkraft*.
- Lucia, J., og Schwartz, E.S. (2002). *Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange*. *Review of Derivatives Research*, 5, 5-50.
- Nordland fylkeskommune. (2008). *Svar på interpellasjon fra Oddleif Olavsens, Høyre*. Hentet fra http://www.nfk.no/_bin/5132EB9B-423E-42BF-B378-1D9B621EC08E.doc.
- NVE. (2006). *Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og strukturutvikling pr. 31. desember 2005* (Nr. 9/2006).
- Rødland, G. (2004). *Vend selskapets innside ut - tilleggsinformasjon om verdiskapning*. *Praktisk økonomi & finans* (1/2004).
- Sande, M.A. og Thomson, T.V. (2004). *Hvorfor selger norske kommuner seg ut av kraftsektoren?* *Praktisk økonomi & finans* (3), s. 29-37.
- Schwartz, E.S. og Trigeorgis, L. (2001). *Real Options and Investments under Uncertainty: An Overview*. I: Schwartz, E.S. og Trigeorgis, L. (red.), *Real Options and Investment under Uncertainty - Classical Readings and Recent Contributions*: MIT.
- Stark, A.W. og Thomas, H.M. (1998). *On the empirical relationship between market value and residual income in the U.K.* *Management Accounting Research*, 9, s. 445-460.
- Willoch, K. (2005). *Vannkraften bør forbli norsk*. *Kronikk i Aftenposten*, 24.1.2005.