

Bjørne Grimsrud
Torunn Kvinge

Har aluminiumsindustrien en framtid i Norge?

Bjørne Grimsrud
Torunn Kvinge

Har aluminiumsindustrien en framtid i Norge?

© Fafo 2006

ISBN 82-7422-550-3

ISSN 0801-6143

Omslag: Fafos Informasjonsavdeling

Trykk: Allkopi AS

Innhold

Forord	5
1 Aluminiumsproduksjon	7
1.1 Produksjonskostnader innen primærproduksjon	10
1.2 Aluminiumsmarkedet per 2006	14
2 Utviklingstrekk innen næringen i Norge	17
2.1 Utviklingen de siste 15 årene	18
2.2 Forhold knyttet til kraftmarkedet i Norge	22
3 Momenter ved investeringsbeslutninger	33
3.1 Fysiske og geografiske lokaliseringskrav	33
3.2 Investerings- og byggekostnader	34
3.3 Industrielt miljø / driftskostnader	34
3.4 Kraftpris og leveringssikkerhet	36
3.5 Risiko	43
3.6 Miljøregler	44
3.7 Kapitalkostnader og avkastningskrav	45
4 Vurdering av bedriftenes utviklingsstrategier	47
5 Vurdering av utfordringene for norske myndigheter	51
6 Konklusjon	55
Kilder	57
Litteratur	59

Forord

Dette prosjektet er utført av Fafo på oppdrag fra Kjemisk Samarbeidskomité ved Hydro. Fafo ble bedt om å drøfte ulike lokaliseringsfaktorerens mulige betydning for aluminiumsproduksjon i Norge. Målsettingen har vært å analysere forutsetninger for videre utvikling av aluminiumsindustrien i Norge ved å se på de viktigste rammevilkårene, faktorpriser og produktpriser, herunder også belyse Hydro Aluminiums utviklingsstrategi og hvilke vurderinger som ligger til grunn for denne. Arbeidet ble igangsatt i april 2006. Metoder som er brukt, er gjennomgang av åpne, skriftlige og nettbaserte kilder (som årsmeldinger, analyser og grunnlag for investeringsbeslutninger), intervjuer med nøkkelinformanter innenfor næringen og dialogseminar med Kjemisk Samarbeidskomité ved Hydro. I tillegg til forfatterne har professor Ragnar Tveterås ved Universitetet i Stavanger – som er prosjekttilknyttet Fafo – deltatt med råd og innspill. Det har også doktorgradsstudent Trude Thomassen ved Universitetet i Stavanger. Vi vil takke Kjemisk Samarbeidskomité og vår kontaktperson der, Billy Fredagsvik, for hjelp med tilrettelegging av datainnsamling og innspill underveis. Det samme gjelder vår kontaktperson i Hydro Aluminiums administrasjon, Trond Olaf Christophersen. Bearbeiding av informasjon og konklusjoner står imidlertid forfatterne alene ansvarlige for.

Oslo, august 2006
Bjørne Grimsrud

Torunn Kvinge

1 Aluminiumsproduksjon

Aluminium utgjør åtte prosent av massen i jordskorpa. Det tok lang tid før man ble i stand til framstille selve grunnmetallet fordi aluminium forekommer i svært stabile oksygenbindinger. Den første som klarte det, var dansken H.C. Ørsted i 1824. Det kom da i gang en viss kommersiell produksjon, men i lang tid var aluminium mer ettertraktet og dyrere enn gull. Gjennombruddet kom i 1886. Amerikaneren C.M. Hall og franskmannen P.L. Heroult fant hver for seg en metode for å framstille aluminium ved smelteelektrolyse. Metoden er basert på bruk av aluminiumoksid framstilt av bauxitt. Det er fremdeles den samme metoden, Hall-/Heroult-metoden, som blir benyttet i dag (www.soral.no).¹ Aluminium er et metall som på grunn av sin anvendelighet innenfor mange områder stadig opplever en sterk vekst i etterspørselen. De tre viktigste bruksområdene er som bygningsmateriale (profiler, lister, rammer og lignende), emballasje (bokser, folie og lignende) og som materiale til transportmidler (deler til blant annet fly og biler).

De viktigste leddene i verdikjeden er

- utvinning av bauxitt
- raffinering
- primærproduksjon, smelting av metallet ved elektrolyse og støping av barrer og bolter

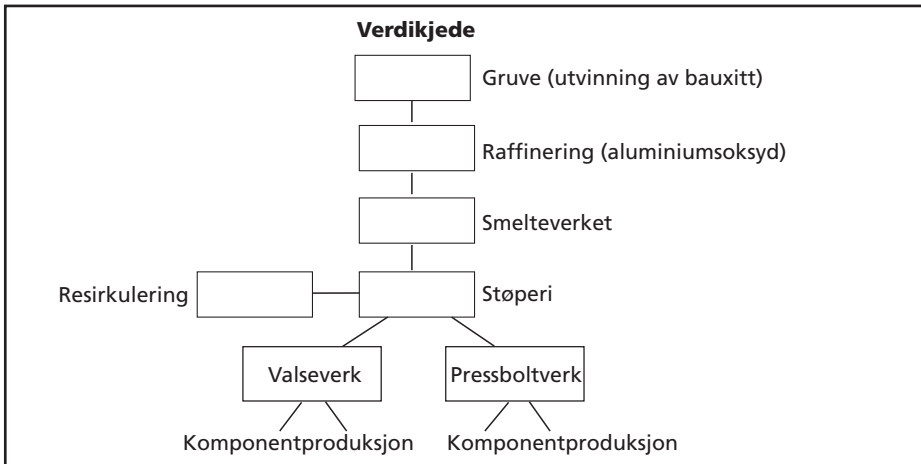
I tillegg kommer også

- smelting av returmetall²
- videreforedling første ledd, produksjon av halvfabrikata
- valseverk
- pressverk
- komponentproduksjon, produksjon av spesialprodukter som bildeler, ølbokser eller bygningsmateriale

¹ Nordmannen C.W. Søderberg fant rundt 1918 fram til en «kontinuerlig anode», Søderberg-teknologien.

² I motsetning til stål taper aluminium ingen egenskaper ved resirkulering. Mye av aluminiumen blir derfor resirkulert, men dette er en virksomhet som oftere er knyttet til videreforedling enn til primærproduksjon, både geografisk og selskapsmessig. Nesten 70 prosent av all aluminium som noen gang er produsert, er fremdeles i bruk (det tilsvarer 480 million tonn av totalt 690 million tonn produsert siden 1886). (www.alcoa.com)

Figur 1.1 Verdikjeden for aluminiumsproduksjon



Kilde: www.world-aluminium.org

Verdikjeden for aluminium har noen viktige sider som er bestemmende for bransjens struktur og produksjonsvilkår. Det første er at aluminium ikke er et merkevareprodukt for konsumentene. Ingen velger øl, hus eller bil ut i fra aluminiumen som er brukt i framstilling av produktet. Det betyr at det ikke er konsumentene, men bil-, hus- og ølprodusentene som er aluminiumsprodusentenes slutt kunder. Det andre er at primæraluminium er en relativt homogen vare som kan framstilles av mange produsenter med kjent teknologi. Kvaliteten kan imidlertid variere når det gjelder for eksempel renhet, og det kan lages ulike legeringer med primæraluminium. Hydro praktiserer for eksempel en differensieringsstrategi der legeringer tilpasses kundenes ønsker. Det finnes en del bedriftshemmeligheter overfor andre produsenter når det gjelder legeringsteknologi, men aluminium er likevel ingen merkevare på samme måte som en del konsumvarer er det.

Det er forholdsvis svake koblinger mellom primærleddet og videreforedlingsleddet. Smelterne er ikke teknologisk avhengige av spesielle typer bauxitt, og valse- og pressverkene er ikke avhengig av spesielle produsenter av primæraluminium (de kan imidlertid være avhengige av spesielle legeringer og renhet). Innen produksjon av komponenter som bildeler og vinduer og lignende kan man finne spesialprodukter basert på ikke allment tilgjengelig teknologi. Det man imidlertid ser her, er at sluttbrukerne – og da særlig bilprodusentene – aktivt motvirker innlåsingssituasjoner ved å bruke flere leverandører av samme produkt og ved å kreve at nye produktvarianter/patenter skal plasseres som åpne anbud etter kort tid (for eksempel fem år).

Selv om aluminiumsverkene bare i noen grad kan ta ut ekstraordinær fortjeneste gjennom differensieringsstrategier, vil de i perioder med stor etterspørsel og høye

Tabell 1.1 Store produsenter innen primæraluminium på verdensbasis 2005

	Alcoa	Alcan	Hydro Aluminium Metall
Antall smeltere	27	22	9
Lokalisering av smeltere	Australia Brasil Canada Frankrike Ghana Island Italia Norge Spania USA	Australia Canada Frankrike Island Kamerun Kina Nederland Norge Sveits Storbritannia USA	Australia Canada Norge Tyskland (avvikles delvis) Slovakia Qatar (under planlegging)
Produksjon i 2005 i millioner tonn	4,209 (inkludert deleide selskaper som Elkem)	3,326	1,700

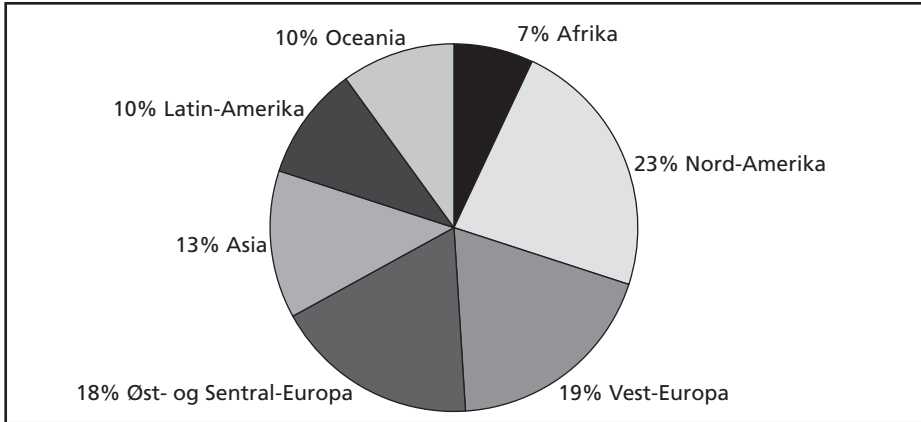
Kilder: www.world-aluminium.org, www.alcan.com, www.alcoa.com, Hydro

verdensmarkedspriser på aluminium ha særlig god inntjening. Høy lønnsomhet bidrar ikke nødvendigvis til konkurranse fra mange nye aktører i markedet på grunn av store oppstartskostnader og lang oppstartstid innen aluminiumsproduksjon. Store oppstartskostnader fungerer med andre ord som etableringsbarrierer. Aluminiumsproduksjon er nettopp kjennetegnet ved at relativt få aktører dominerer på verdensmarkedet. Hydro er verdens femte største produsent av primæraluminium. Størst er det amerikanske Alcoa og deretter det canadiske Alcan, det russiske Russal og det kinesiske Chalco.

Kjennetegn ved denne type verdikjeder er særlig stor oppmerksomhet rundt kostnader fordi det kan være vanskelig å velte utgifter over på pris (all den tid prisen hovedsakelig er gitt på verdensmarkedet og bestemt av tilbud og etterspørsel). Med relativt lik teknologi blir elementer som skalafordeler og prisen på innsatsfaktorene avgjørende. For primærproduksjonen er det også et faktum at teknologiutviklingen har gått langsamt, og at levetiden for en produksjonslinje kan være mer enn 40 år. Det langsiktige kostnadsbildet er derfor vesentlig ved investeringsbeslutninger. I komponentproduksjon har derimot relasjon til sluttbruker, evne til kontinuerlig innovasjon og tilgang til kapital større betydning.

De viktigste produksjonsområdene i 2005 var Nord-Amerika med 5 382 millioner tonn per år, deretter følger Vest-Europa og Øst- og Sentral-Europa med henholdsvis 4 352 millioner tonn og 4 194 millioner tonn (se www.world-aluminium.org). I 2005 stod produksjonen av primæraluminium i Nord-Amerika og Europa for 60 prosent av verdensproduksjonen.

Figur 1.2 Fordeling av verdens produksjon av primæraluminium på landområder. 2005. Total produksjon = 23,5 millioner tonn



Kilde: www.world-aluminium.org

1.1 Produksjonskostnader innen primærproduksjon

Produksjonskostnadene for aluminium varierer en god del fra verk til verk. I 2005 hadde de fem prosent beste verkene produksjonskostnader under 1 000 amerikanske dollar per tonn, mens verkene med høyest kostnader lå på over 2 000 amerikanske dollar per tonn. Gjennomsnittsproduksjonskostnaden i 2005 var 1 375 amerikanske dollar. (Hydro hadde kostnader noe under snittet, og Alcans kostnader var 1 189 amerikanske dollar per tonn.) Kinesiske verk har ofte de høyeste kostnadene (www.alcoa.com). Selv om tallene fra de enkelte verkene ikke er helt sammenlignbare, sier dette noe om store variasjoner i pris på innsatsfaktorer (da særlig energi), men også om produktivitetsforskjeller.

Noe av produktivitetsforskjellene skyldes ulik teknologi og vil særlig ha sammenheng med når produksjonslinjen ble bygget. Fra et energiforbruk på 23 kWh per tonn produsert metall for 60 år siden er de beste verkene nå nede i 13 kWh per tonn (www.alcoa.com). De norske verkene ligger på rundt 13 til 14 kWh per tonn i gjennomsnitt. Som det framgår av figur 1.3, varierer gjennomsnittlig energiforbruk noe mellom regioner i verden, og dette kan delvis avspeile teknologinivået. Med andre ord vil man ut fra figur 1.3 anta at Afrika og Oceania i gjennomsnitt har de mest moderne eller senest oppgraderte anleggene.

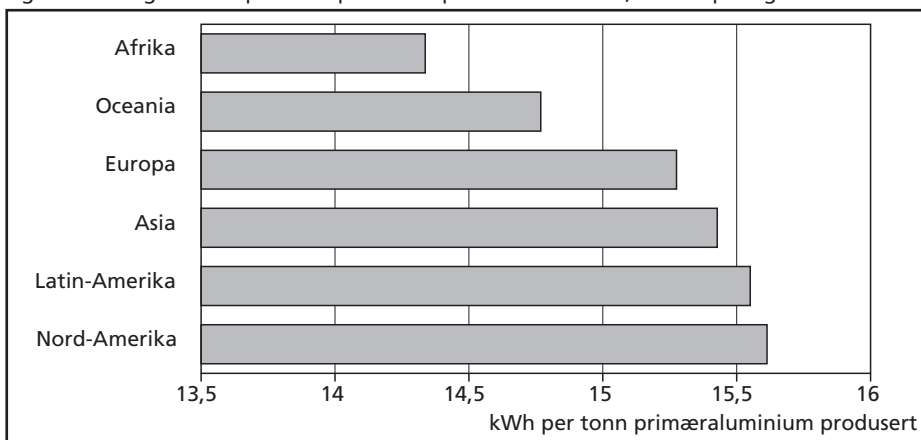
Andre årsaker til produktivitetsforskjeller er ulike grader av skalafordeler. For noen år siden var det ikke uvanlig at et aluminiumsverk hadde under 100 000 tonn i årlig produksjon, mens i dag bygges mange nye verk med kapasitet på over 300 000 tonn.

Industrielt miljø og kunnskap om hvordan et smelteverk drives gjennom hele organisasjonen, betyr imidlertid en hel del for produktiviteten, og derfor er flere av de mindre og mellomstore norske verkene vel så produktive som de store.

Tabell 1.2 beskriver kostnadsfordelingen for ulike innsatsfaktorer, basert på selskapenes egne tall. Kostnadsfordelingen er ikke helt sammenlignbar både fordi nivået på kostnadene er noe forskjellig³, og fordi produksjonen er noe ulik. Hydro har blant annet en høyere andel legerte produkter enn verdensgjennomsnittet og derfor noe høyere støpekostnader, som i tabellen er lagt inn under «andre kostnader». Tabellen viser også i hvilke markeder kostnadene oppstår :

- Oksid (alumina) og karbon er knyttet til verdensmarkedspriser.
- Energi er knyttet til regionale og nasjonale priser.
- Arbeidskraft, bygninger og annet er knyttet til det enkelte anlegget.

Figur 1.3 Energiforbruk per tonn produsert primæraluminium, fordelt på regioner



Kilde: www.world-aluminium.org

Tabell 1.2 Fordeling av kostnadskomponenter. Hydro Aluminium Metall og Alcan sammenlignet med verdensgjennomsnittet.

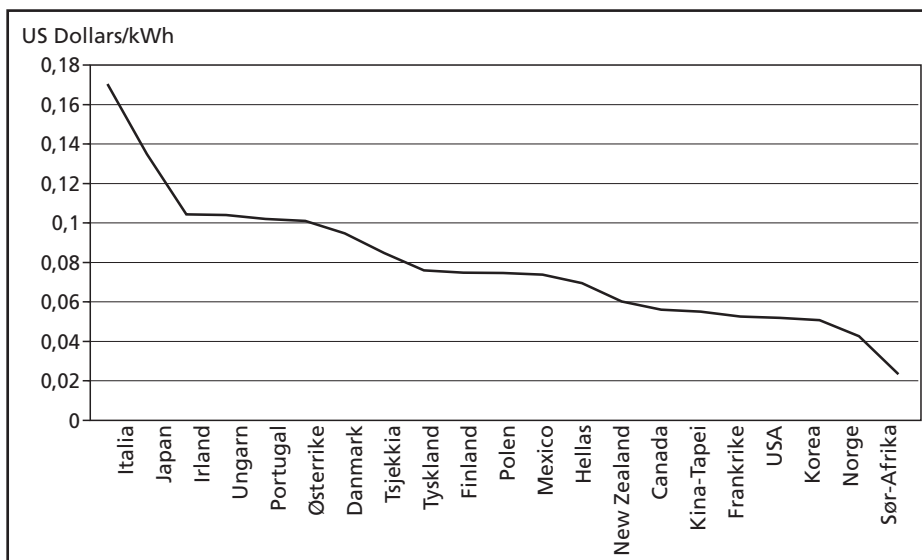
	Hydro	Alcan	Gjennomsnitt i næringen
Oksid	33%	38%	40%
Karbon	9%	10%	10%
Energi	28%	29%	26%
Arbeidskraft	10%	11%	7%
Annet	20%	12%	17%

³ Hydro har for eksempel inkludert støpekostnader.

Oksid er delvis egenprodusert og kjøpes delvis fra andre. Det er vanlig med langsiktige kontrakter der prisen er knyttet til salgspris på aluminium. Det er også muligheter for spottkjøp, noe som per 2006 er langt dyrere enn langsiktige kontrakter. Variasjonene i kostnadsfordelingen avspeiler blant annet ulike kontrakter og – der hvor selskapene er integrert – ulik intern prising. Forskjellene er imidlertid ikke vesentlige (med unntak av verk som ikke er fullt dekket med langsiktige kontrakter). Tilgang og eventuelt egen produksjon av oksid kan derfor ha en stor betydning når det gjelder beslutninger om å investere i nye smelteverk. Den såkalte opptrekksperioden (lead time) for etablering av ny bauxittutvinning og raffinering til oksid er relativt lang.⁴ Det kan nemlig ta opptil 30 år fra man får rettigheter til utvinning og til produksjon er etablert. Karbon kommer i form av bek eller koks, som er raffineriprodukter fra olje. Prisen på karbon følger oljeprisen.

Som nevnt varierer energiforbruket noe fra verk til verk, men det er først og fremst energiprisen som varierer. Gjennomsnittlig energipris til aluminiumsindustrien var 26 amerikanske dollar per MWh i 2005 (cirka 17 øre per kWh med en dollarkurs på 6,5 kroner per dollar). Mer enn 10 prosent av verdensproduksjonen foregikk i 2005 til en pris på over 40 amerikanske dollar per MWh, det vil si over 26 øre per kWh (www.hydro.com). Ifølge oversiktene til International Energy

Figur 1.4 Gjennomsnittspris for elektrisk kraft til industrien i utvalgte land i 2003 i amerikanske dollar/ kWh



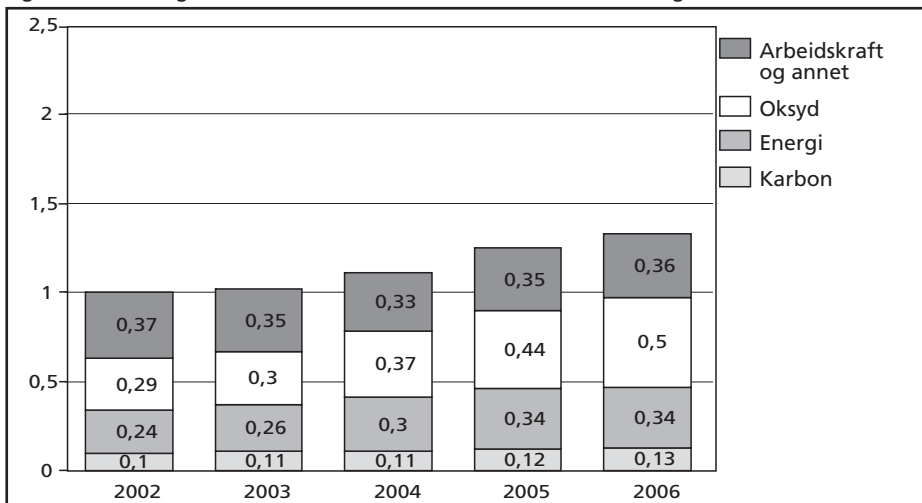
Kilde: IEA

⁴ Alcan eier eller har eierandeler i egen bauxittutvinning i Australia, Brasil, Frankrike, Ghana, Guinea og India. Hydro eier bauxittverk i Brasil og på Jamaica.

Agency (IEA) er prisen på elektrisk kraft til industri generelt relativt høy i Europa og noe lavere i Mexico, New Zealand, Canada, Tapei (Taiwan), USA og Korea. Lavest pris på elektrisk kraft i 2003 har – ifølge denne oversikten – sørafrikansk industri med gjennomsnittlig 15 øre per kWh og norsk industri (se figur 1.4).⁵ Når det gjelder norsk industri, må plasseringen sees i forhold til den store andelen som kraftkrevende industri utgjør av den totale industriens forbruk av elektrisk kraft. Politisk fastsatte priser i kraftkrevende industri spiller dermed trolig en relativt tyngre rolle for den norske gjennomsnittsprisen enn hva som er tilfellet i andre land med en mer variert industristruktur.⁶

Figur 1.5 viser kostnadsutviklingen hos verdens største primærprodusent, Alcoa, fra 2002 til 2006. Her ser vi at oksidkostnadene stiger mye. Dette skyldes hovedsakelig tilknytningen til aluminiumsprisen. Vi ser også en betydelig økning i energi-kostnadene. Totalt er produksjonskostnadene steget med 33 prosent fra 2002 til første kvartal 2006.

Figur 1.5 Utviklingen i Alcoas kostnadsbilde for aluminiumssmelting fra 2002 til 2006⁷



Kilde: www.alcoa.com

⁵ Når vi bruker en kurs som tilsvarer 6,50 kroner per dollar.

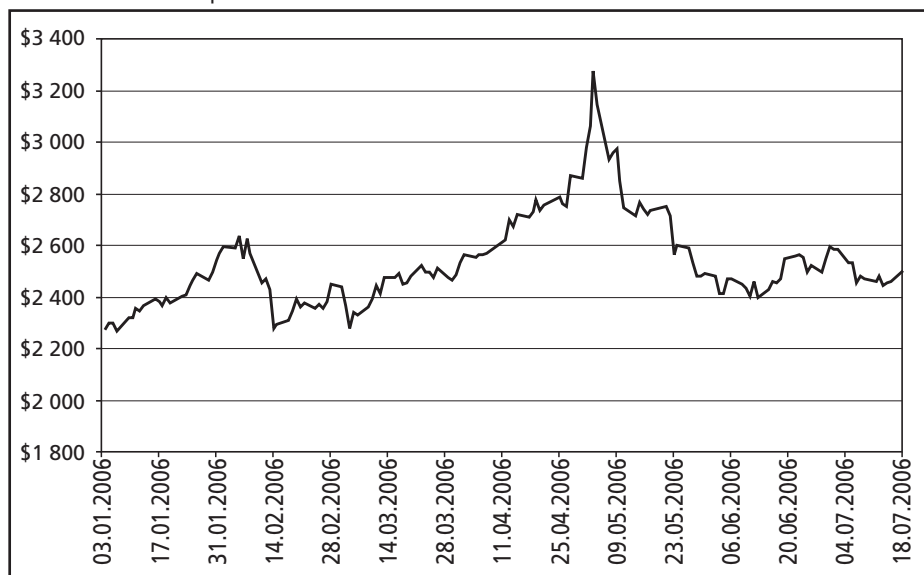
⁶ IEA inneholder ikke opplysninger om kraftprisen i Russland, Midtøsten, Island, Kina (unntatt Taiwan), Brasil eller Australia.

⁷ LME viser prisutvikling for aluminium på London Metal Exchange.

1.2 Aluminiumsmarkedet per 2006

Prisene på primæraluminium har sommeren 2006 holdt seg på et rekordhøyt nivå. Dette skyldes først og fremst en sterk vekst i etterspørselen, noe som blant annet har sammenheng med stor byggevirkosomhet i Kina og Øst-Europa og fortsatt økning i bruk av aluminium i transportmidler.⁸ Analytikerne regner med en årlig vekst i etterspørselen globalt på cirka 4–4,5 prosent. Det er særlig Kina med en vekstprognose på over 7 prosent som bidrar til dette, men man regner også med en årlig vekst i Europa på over 2 prosent. På verdensbasis representerer dette en økning av etterspørselen fra 31 millioner tonn i 2005 til 60 millioner tonn i 2020 (www.alcoa.com). Analytikere regner derfor med at det globalt må bygges to nye smeltere med en kapasitet på 500 000 tonn hvert år for å møte forventet etterspørsel og fordi eldre og ulønnsomme anlegg blir stengt.⁹ Ved utgangen av andre kvartal 2006 var aluminiumsprisen over 2 600 amerikanske dollar per tusen tonn

Figur 1.6 Prisutvikling for primæraluminium på Londonbørsen fra juli 2005 til juli 2006. Amerikanske dollar per tusen tonn



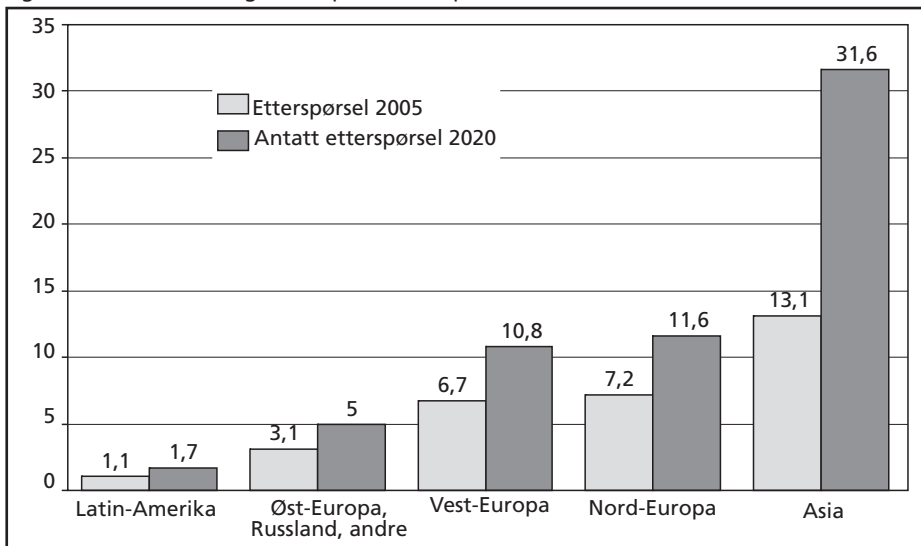
Kilde: www.alunet.net

⁸ Et eksempel på dette er biler der man har sett en økning i bruk av aluminium per bil. I 1990 ble det i snitt brukt 62 kg aluminium per bil produsert i Vest-Europa, i 2000 hadde dette økt til 98 kg, og det forventes å vokse til 134 kg per bil i 2012 (Johnstad 2004:212).

⁹ Det gjelder blant annet Hydro som legger ned linjer med gammel teknologi (Søderberg) i Norge og i områder med høye energikostnader (Tyskland).

(se figur 1.6). Prognoser for prisutviklingen fram til 2010 viser at prisen på aluminium vil ligge over 2 000 amerikanske dollar per tusen tonn (opplysninger fra Hydro).

Figur 1.7 Antatt utvikling i etterspørsel etter primæraluminium fram til 2020. 1000 tonn



Kilde: www.alunet.net

2 Utviklingstrekk innen næringen i Norge

I 2006 er det tre primæraluminiumsprodusenter (inkludert anodeverk, smelting og støping) og et selvstendig raffineringsverk i Norge. Dette er:

- Hydro Aluminium med produksjon på Sunndalsøra, Karmøy, i Høyanger og Årdal
- Elkem Aluminium AS (der 50 prosent er eid av Elkem¹⁰ og 50 prosent av Alcoa) med produksjon i Mosjøen og på Lista
- Sør-Norge Aluminium, SØRAL, (der 50 prosent er eid av Hydro og 50 prosent av Alcan) med produksjon på Husnes
- Vigeland Metal Refinery A/S (der 50 prosent er eid av Hydro og 50 prosent av Alcan) med produksjon i Vennesla

Disse produsentene har til sammen fire eiere: Hydro ASA, Orkla ASA, amerikanske Alcoa og canadiske Alcan. Innenfor videreforedling er det en lang rekke bedrifter, deriblant lettmetallklyngen på Raufoss og klynger på Haugalandet, Lista, rundt Holmestrand og i Kongsberg-området. De store sluttbrukerne av aluminium finnes imidlertid ikke i Norge.

Vigeland Metal Refinery A/S i Vennesla raffinerer cirka 5 000 tonn råaluminium til spesielt rent aluminium for bruk i elektronikkindustrien. Bedriften er markedsledende internasjonalt.

Sør-Norge Aluminium AS (SØRAL) har sitt anlegg på Husnes i ytre delen av Hardangerfjorden. Her produseres cirka 165 000 tonn aluminium i form av pressbolt. Så godt som hele produksjonen blir eksportert til europeiske pressverk.

De norske smelteverkene er også knyttet til videreforedling i andre land gjennom sine eierbedrifter, henholdsvis Hydro, Orkla, Alcoa og Alcan. Hydro har videreforedling i mange land, og i Orkla-konsernet finnes det svenskbaserte videreforedlingskonsernet SAPA. Orkla-Elkem er også en global leverandør av karbonprodukter til aluminiumsindustrien.

Produksjon i Norge utgjør per 2005 i overkant av 5 prosent av verdensmarkedsproduksjonen av primærprodukter. Primæraluminium er den mest energintensive næringen i norsk industri. De åtte smelteverkene nevnt ovenfor (inkludert Vennesla) står for 34 prosent av strømforbruket i industrien (SSB 2004).

¹⁰ Elkem er igjen en del av Orkla-konsernet.

Tabell 2.1 Aluminiumsproduksjon i Norge 2005

Aluminiumsverk	Eier	Produksjon (i 1000 tonn) 2004	Antall ansatte	Strømforbruk
Husnes	Hydro/Alcan	165	390	
Høyanger	Hydro	78	207	
Karmøy	Hydro	277	1245	
Sunndalsøra	Hydro	362	770	
Årdal	Hydro	227	707	
Vennesla	Hydro/Alcan	5	33	
Lista	Elkem/Alcoa	95	Til sammen	
Mosjøen	Elkem/Alcoa	188	753	
Sum		1397	4105	24 TWh

2.1 Utviklingen de siste 15 årene

Samfunnsomveltningene i Øst-Europa i 1989 fikk store konsekvenser også for aluminiumsindustrien. På begynnelsen av 90-tallet økte eksporten av primæraluminium fra denne regionen sterkt, noe som bidro til en generell prisnedgang. Mange analytikere så dette som en permanent situasjon der også Kina etter hvert ville komme på verdensmarkedet med betydelig eksport av primæraluminium.

Hydro bestemte seg for en integrert strategi der selskapet kjøpte seg opp innenfor videreforedling og komponentproduksjon. Billig, men mindre rent og ulegert aluminium ble kjøpt fra Øst-Europa og delvis smeltet om sammen med norskproduisert aluminium. Ut av dette ble det satset på spesiallegeringer og spesialprodukter fra primærproduksjonssiden. Strategien manifesterte seg for Hydro i 2001 med kjøpet av det tyske selskapet VAW – som var spesielt sterke innen videreforedling – og lanseringen av konseptet «Metall leverandøren». Det siste var del av en satsing på produkter med høy foredlingsverdi. Alternative satsninger oppstrøms, som investeringer i en ny smelter på Island og på Trinidad, ble vurdert, men ikke realisert.

Elkem Aluminium har fulgt en tilsvarende strategi. Gjennom samarbeidet med Alcoa har de hatt tilgang på «state of the art»-teknologi. Det er investert mye i fornyelse av begge verkene i Norge, men ingen ekspansjon utover dette – verken vertikalt eller horisontalt. Oppstrøms har Elkem Aluminium avtaler med Alcoa om tilgang til bauxitt og bygger i disse dager i samarbeid med Alcoa et anodeverk i

Mosjøen. Oppstrøms har man også inngått langsiktige kommersielle kontrakter med Vattenfall om kraftleveranser, der kraftpris er knyttet til aluminiumsprisen og dollarkurs. Nedstrøms er Elkem Aluminium integrert med Alcoa som har bygget en bildelfabrikk vegg i vegg med smelteverket på Lista. Elkem Aluminium satset på å være leverandør av produkter med høy foredlingsverdi innenfor både pressbolt, til valsing og legeringer til støping.

Hydro og Elkem har begge investert betydelige beløp i primærproduksjon i Norge i denne perioden. Hydro har bygget et nytt verk på Sunndalsøra (i produksjon fra 2002–2004), og Elkem har bygget nytt verk i Mosjøen (i produksjon fra 2003). Hydro har også foretatt en rekke oppgraderinger i de andre verkene. Elkem har valgt å fornye sin produksjon basert på Søderberg-teknologi (Lista) for å møte utslippskravene, mens Hydro har valgt å avvikle Søderberg-linjene (Årdal, Høyanger og Karmøy). Kraften som Hydro frigjør ved å avvikle sine Søderberg-linjer, vil delvis bli brukt til å øke produksjonen i de gjenværende anleggene. En del av Hydros kraftkontrakter er kortsiktige, og når Søderberg-linjene er ute av drift, blir derfor ikke disse kontraktene fornyet. I dag ser det globale aluminiumsmarkedet imidlertid vesentlig annerledes ut enn på 1990-tallet. Eksportveksten fra Øst-Europa viste seg delvis å være basert på reduksjon i lokal etterspørsel med påfølgende økning av lagerbeholdinger, og ikke basert på økning i produksjonskapasitet. Kina ble ikke en stor nettoeksportør av primæraluminium, men bygget derimot opp egen videreforedling og sluttproduksjon. Resultatet ble en kraftig prisoppgang på primæraluminium, mens videreforedling er blitt mer konkurranseutsatt. For Hydro betydde dette at de store investeringene i videreforedling kastet relativt lite av seg, mens primærproduksjonen (blant annet i Norge) ble meget lønnsom. I 2005 ble derfor strategiene lagt om. Aluminiumsdivisjonen ble delt i to, én for primærproduksjon kalt «metalldivisjonen» og én for videreforedling kalt «produktdivisjonen». Metalldivisjonen inkluderer oksid-, smelte- og støpevirksomhet. Produktdivisjonen omfatter valsing (43 prosent av omsetningen), pressverk/profilprodukter (37 prosent) og automotive (20 prosent).¹¹ Oppmerksomheten til primærproduksjonen ble endret fra videreforedling av typen «metall leverandøren» til kostnadssiden. Hydro Metall skal nå produsere standardprodukter på en effektiv måte, men også standardproduktene framstilles på ordre fra, og i nært samarbeid med, kundene. Endringene bidro til å synliggjøre bedre overfor finansmarkedene hvor den høyeste avkastningen oppnås (primærproduksjon). Innenfor videreforedling ble det åpnet for omstruktureringer, nedleggelse og salg. Omleggingen betyr en svakere vertikal integrering langs verdikjeden. Fra tidligere er kraftproduksjonen som er knyttet til aluminiumsverkene i Norge, flyttet til Olje og Gass divisjonen i Hydro. Nå blir det også løsere tilknytning mellom primær-

¹¹ Hydro Aluminiums produktdivisjon har 19 000 ansatte over hele verden.

og videreforedling, som for eksempel på Karmøy der begge typer produksjon foregår innenfor samme fabrikkområde, men hvor enhetene ikke lenger er bundet sammen av langsiktige leveringsavtaler. Det betyr at der hvor man tidligere hovedsakelig forsynte egne bedrifter, kan man nå oppleve at primærmaterialet sendes ut av området selv om Hydros egne videreforedlingsbedrifter kunne ønske å kjøpe dette.

Internasjonalt har også ulike selskap i næringen ulik strategi. Blant de to store internasjonale selskapene, Alcan og Alcoa, kan man se at Alcoa satser på en integrert strategi langs hele verdikjeden. Alcan er også til stede i hele verdikjeden, men fokuserer for tiden mest på primærproduksjon.

Orkla/Elkem legger også vekt på verdikjedeintegrering. Hydro går i en annen retning med mindre vertikal integrering og spesialprodukter med metall som kun produseres ved de beste anleggene. Hydro har valgt en struktur som bidrar til å skille de ulike leddene i verdikjeden.¹²

Boks 2.1 Hydro og Alcans utviklingsstrategier¹³

Hydro Investor Presentation – February 2006: «Strategy shift in Aluminium»

- Reduce investments
- Prioritize upstream investments
- Reduce downstream exposure – focus on cash generation

Alain Belda, Alcoa Chairman and CEO, 9 May 2006, «Downstream Competitive Advantages»:

- Leading position in the «value added» products
- Technology Leadership
- Worldwide Presence
- Focus on the global transportation market
- Combination of semifabricated metal products, product systems and finished products
- Strong customer connections – «Branded products»

Kilde: www.hydro.com, www.alcoa.com

¹² Lønnsomheten i videreforedling vil bli påvirket av metallprisen. Så lenge prisnivået på primær-aluminium er så høyt som i dag, vil marginene reduseres dersom de høye kostnadene ikke kan veltes over på prisene på sluttproduktet. Ved reduksjon i råvareprisen vil lønnsomheten i videreforedling gå opp. Foretak som satser på både primær-aluminium og videreforedling, diversifiserer seg dermed bort fra den risikoen som er knyttet til utvikling i prisene på primær-aluminium.

¹³ Oversatt til norsk: Hydro legger vekt på reduserte investeringer, prioritering av oppstrømsaktiviteter, reduksjon i nedstrømsaktiviteter og å generere kontanter. Alcoa etterstreber en ledende posisjon når det gjelder videreforedling, teknologisk lederskap og tilstedeværelse i hele verden. De fokuserer på globale transportkostnader og sterke relasjoner til kundene og ønsker å satse på en kombinasjon av halvfabrikata og ferdige produkter.

Årsaker til slike strategiulikheter kan være flere. En er signalene fra eiersiden, selv om eierne også kan ha ulike interesser.¹⁴ Her har vi i de senere årene sett internasjonale endringer i retning av økt oppmerksomhet mot fortjeneste. En av mekanismene for å få ledelsen til å fokusere på fortjeneste er bruk av ulike bonus- og opsjonsordninger knyttet til bedriftens avkastning og aksjekursutvikling. Slike eierstrategier kan i ulik grad være i konflikt med strategiene hos andre av bedriftens interessenter (såkalte «stakeholders»), som for eksempel de ansatte. De ansatte vil ønske at egne arbeidsplasser utvikles videre. En annen interessent eller «stakeholder» er det norske samfunnet som nok ønsker at bedrifter som Hydro skal investere og utvikle seg i Norge.

Både Hydro og Elkem er involvert i forskning og utvikling (FoU). Gjennom samarbeidet med Alcoa har Elkem tilgang til mye av den globale teknologiutviklingen. Elkem har et forskningscenter i Kristiansand. Elkem ligger langt framme når det gjelder drift av smelteverk, særlig Søderberg verk. Hydro har delt sin FoU i tre: Sunndalsøra, Årdal (elektrolyseprosessen¹⁵) og Karmøy (metall-/legeringsutvikling). Typisk for teknologiutviklingen innen aluminium er at nyvinninger ganske raskt blir tilgjengelige på verdensmarkedet. Elkem selger for eksempel sin renseteknologi for Søderberg verk, Alcan tilsvarende sin smelteverksteknologi for smeltere. Legeringsteknologi holder imidlertid selskapene gjerne for seg selv.¹⁶ Hydro patenterer for eksempel vanligvis ikke egenutviklet elektrolyseteknologi og benytter den blant annet ved bygging av nye smeltere. Egenutviklet elektrolyseteknologien bruker Hydro også delvis i forhandlinger om samarbeid med andre parter.

Verken den horisontale eller den vertikale integrering av FoU ser ut til å være spesielt sterk i næringen i Norge. Bedrifter som Raufoss Ammunisjonsfabrikker

¹⁴ De vil for eksempel variere når det gjelder risikovillighet, hvor langsiktig investeringshorisont de har, kunnskap om de næringer bedriften ønsker å investere i, og egne investeringsregler og normer. Et viktig skille er om man ser for seg en såkalt «exit»-strategi eller om man først og fremst ønsker å vinne i den næringen / det markedet man er i. Det er det siste som kjennetegner Alcoa, og som kan forklare ulike industrielle strategier. Man ser ulike typer investeringsatferd fra for eksempel pensjonsfond, tradere, småsparere eller store enkeltinvestorer.

¹⁵ I mars 2006 ble det klart at Hydro vil investere 200 millioner kroner i forskningscenteret i Årdal, som blant annet får til oppgave å utvikle neste generasjons elektrolyseteknologi. Det betyr om lag en dobling av kapasiteten i forskningsenheten. Hydro vil bruke de nåværende cellene i det videre arbeidet med å teste og forbedre teknologi for dagens Hydro-verk og være referanseceller for Su4 (produksjonen på Sunndalsøra) og det planlagte verket i Qatar, mens de nye cellene som skal bygges, vil bli reservert for arbeid med ny elektrolyseteknologi.

¹⁶ Pechiney hadde en spesiell elektrolyseteknologi (design på elektrolyseceller), og selskapets strategi var å selge denne teknologien til andre produsenter. Da Alcan kjøpte opp Pechiney rett etter årtusenskiftet, ble Alcan pålagt av konkurransemyndighetene å fortsatt gjøre elektrolyseteknologien tilgjengelig for andre.

og Kongsberg Våpenfabrikk er kanskje vel så historisk viktige for utviklingen av norsk lettmetallindustri som primærprodusentene av aluminium. Samtidig er Elkem (gjennom den svenske lettmetallbedriften SAPA) og Hydro (gjennom oppkjøpet av VAW) knyttet sterkere til kontinentet (Tyskland, Frankrike) enn til lettmetallindustrien som er lokalisert i Norge. Det er for eksempel ingen eksplisitte koblinger til det primære produksjonsleddet i *National Centre of Expertise* innen lettmetall, som i 2006 ble etablert på Raufoss. Enkelte koblinger finnes imidlertid gjennom forskningsmiljøet på lettmetall ved SINTEF/NTNU. Når det gjelder utvikling av legeringer, finner det sted et tett samarbeid med kunden.

I en vurdering av om det eksisterer en «aluminiumsklynge» i Norge – i rammen av det norske Porter-prosjektet på begynnelsen av 90-tallet, sier Svendsen og Rikter-Svendsen (1992:33) for øvrig følgende:

«[T]il tross for at relasjonene til de norske primæraluminiumsverkene nok kan ha ført til at enkelte leverandør- og kundebedrifter kan ha skaffet seg internasjonale konkurransefortrinn, synes det likevel som om denne «cluster»-effekten i praksis har vært forholdsvis beskjeden. På andre områder kan bransjen i noen grad ha hatt mer omfattende, generelle ringvirkninger. [...] Aluminiumsindustrien har [...] vært en betydelig avtaker av sivilingeniører fra Norges Tekniske Høyskole, og har sannsynligvis både gjennom det og på andre måter vært med på å opprettholde et høyt kvalifisert metallurgisk fagmiljø i Norge.»

2.2 Forhold knyttet til kraftmarkedet i Norge

Aluminiumsindustrien ble etablert i Norge fordi det var rik tilgang på kraft som ikke kunne eksporteres direkte. I så måte representerte den prisen verkene betalte, en type markedspris i et lokalt marked. Over tid er det blitt mulig å transportere kraft over større avstander, og vi har fått en nasjonal og senere nordisk markedsintegrering. Denne teknologiske utviklingen har skapt endringer i prisnivå, prisvariasjoner (volatilitet) og overgang fra langsiktige til mer kortsiktige kontrakter samt spottkontrakter. Fra andre næringer, som bank og luftfart, har vi sett at det tar tid før aktørene lærer seg å opptre under nye markedsbetingelser. På veien dit kan man oppleve dramatiske og utilsiktede strukturendringer i slike næringer (som bankkrisen og krisen i SAS og Braathens på henholdsvis 80- og 90-tallet).

De mest kortsiktige kontraktene sluttes gjennom det nordiske spottprismarkedet, organisert på en kraftbørs administrert av Nord Pool. Dette er en felles nordisk kraftbørs, med deltakelse av aktører lokalisert i Norge, Sverige, Finland og Danmark. Det finner også sted en viss krafthandel mellom Norden og resten

17.08.2006 (NTB):

Høy kraftproduksjon, høye kraftpriser og lavere finanskostnader gir det beste halvårsresultat noensinne for Statkraft.

Samlet oppnådde Statkraft et resultat på 6.147 millioner kroner før skatt første halvår i år, mot 4.026 millioner kroner de seks første månedene i fjor.

Resultatet etter skatt første halvår er 4.195 millioner kroner, mot 2.630 millioner kroner samme periode i fjor.

- I sum for halvåret har de økonomiske resultatene aldri vært bedre, sier konsernsjef Bård Mikkelsen.

Konsernets omsetning i første halvår økte med 1.651 millioner kroner i forhold til første halvår i 2005 og endte på 8.741 millioner kroner. Økningen tilsvarer 23 prosent.

Konsernets driftsresultat økte med 33 prosent og ble 5.656 millioner kroner i første halvår. Kraftmarkedet i Norden var første halvår i år preget av nedbør under det normale, lave snømagasiner og høyt forbruk. I tillegg har høye brenselpriser i termisk kraftproduksjon og høye CO₂-priser vært prisdrivende. Samlet sett bidro dette til en gjennomsnittspris i halvåret på 35,6 øre per kilowatttime (+58 prosent).

Kraftforbruket i Norden økte med 4,5 prosent i forhold til første halvår i fjor og ble 209,8 TWh. Den nordiske kraftproduksjonen i perioden ble 205,5 TWh, en økning på 1,7 prosent. Det ble netto importert 4,2 TWh til det nordiske markedet. (©NTB)

av Europa. Denne handelen er foreløpig begrenset på grunn av manglende overføringskapasitet. Omsetningen på kraftbørsen utgjorde i 2004 et volum tilsvarende 40 prosent av totalt forbruk i Norden (www.nordpool.com). Prisene i dette spottmarkedet blir altså basert på tilbud og etterspørsel i hele markedet og de utvekslingsmuligheter man har med Russland, Polen og Tyskland. Det betyr at prisene påvirkes av vannstandsendringer i Norge, Sverige og Finland, priser på olje, gass, atomenergi (uran), kull og biovirke i tillegg til CO₂-avgifter/kvotepriiser.

Det nordiske kraftmarkedet har valgt et punkttariffsystem. Systemet innebærer at selger betaler en avgift for å mate kraft inn i systemet, og kjøper betaler en avgift for å ta kraft ut av systemet.

Etablering av det nordiske markedet har betydd at man ikke har behovd å bygge ut ny elektrisitetsproduksjon i Norge i takt med økningen i etterspørselen de senere årene. Ifølge Olje- og energidepartementet (OED) er kapasiteten for energiproduksjon i Norge bare økt fra cirka 114 TWh i 1990 til vel 119 TWh i 2005. Nesten hele perioden etter 1998 har konsumet vært høyere enn produksjonen, i 2005 svarte kraftunderskuddet til 26 TWh. I 2005 stod husholdningene for cirka 44 prosent av forbruket (60,6 TWh), mens næringslivet stod for resten (77,6 TWh). 99 prosent av all kraftproduksjon i Norge er vannkraftbasert (se NOU 2004: 26).

I august 2006 har det vært stor oppmerksomhet rundt stigningen i prisene i spottmarkedet. Utslagene vi har sett, med store prissvingninger, høye fortjenester hos enkeltaktører og mangel på ny produksjon viser at det nordiske energimarkedet fremdeles er ungt, og at aktørene mangler erfaring. CO₂-markedet (se avsnitt 2.6) er enda yngre og tilsvarende enda mer uforutsigbart.

Boks 2.3 Økte spottpriser

16.08.08 (NTB)

Kraftbørsen Nord Pool har for første gang siden krisevinteren 2002/2003 klatret over 50 øre per kilowattime strøm.

I januar 2003 var den gjennomsnittlige børsprisen på sitt høyeste med 53,3 øre per kilowattime strøm, noe som førte til en strømpris rundt 1 krone til vanlige husholdninger. Dagspotprisen for 16. august 2006 blir 51,07 øre/kWh.

Informasjonsdirektør Lars Galtung ved den nordiske kraftbørsen Nord Pool sier til NTB at det hovedsakelig er to forhold som har ført til prisoppgangen i august. Det ene er lite vann i magasinene som følge av lite snø den siste vinteren og en tørr sommer. Det andre er utkobling av kjernekraft i Tyskland og Sverige, som igjen har ført til at etterspørselen på kraft i Norden og Europa har vært større enn tilbudet. Dette har presset prisene oppover.

Netto eksport Hittil i år har det vært en netto eksport av 1,6 TWh strøm fra Norge.

Det er raske endringer også i andre europeiske lands kraftmarkeder, men det finnes likevel reguleringer som bremser tempoet i endringene. Ifølge EU er reguleringene av et slikt omfang at de også påvirker prisdannelsen i de mest utviklede spottmarkedene som Nord Pool (EU 2006). Norge har for øvrig et kraftmarked som skiller seg fra andre europeiske land ved at kraftkrevende industri står for 40 prosent av forbruket. Denne industriens krafttilgang faller imidlertid utenfor spottmarkedet i Nord Pool.

To forhold karakteriserer særlig krafttilgangen til norsk industri. Det ene er hjemfallsretten. Det andre er langsiktige kraftkontrakter til politisk bestemte vilkår. Hjemfallsretten ble opprinnelig hjemlet i konsesjonsregelverket om vannfallsrettigheter og regulering av vassdrag tidlig i forrige århundre, men ble i 1969 og 1993 supplert med regler om foregrepet hjemfall som innebærer muligheter for å forhandle med staten om fornyet konsesjonsperiode. Retten innebærer at staten har adgang til å overta alt vannfall, vassdragsregulering og tilhørende kraftanlegg vederlagsfritt ved utgang av konsesjonsperioden (se NOU 2004: 26). Regelverket skiller i dag mellom offentlige eide verk (kommuner og fylkeskommuner) som kan bli tildelt rettigheter på ubegrenset tid, og privateide verk som vanligvis har en konsesjonstid på 60 år. De fleste er blitt fornyet dersom det har vært ønske om dette. Per 1. januar 2004 var cirka 12 prosent av produksjonskapasiteten i Norge

i privat eie, mens kommuner og fylkeskommuner eier vel 40 prosent og staten eier nesten halvparten av produksjonskapasiteten. Norske private interesser i kraftsektoren er i hovedsak knyttet til kraftkrevende industri og selskapene Elkem, Hafslund og Hydro (se NOU 2004: 26).¹⁷ Noen selskaper var imidlertid tidlig ute og sikret seg rettigheter til vannkraft uten konsesjon, blant annet Borregaard, Norsk Hydro, Saugbrugsforeningen, Tinfos og Union (se St.meld. nr. 29 [1998–1999]).

Store deler av energitilgangen i aluminiumsindustrien er dekket gjennom lang-siktige kontrakter. De eldste kontraktene skriver seg fra 1950–1960, og disse utløper innen 2010. En del kontrakter ble inngått i 1976, og noen kontrakter ble reforhandlet i 1996, men til en høyere pris enn for de eldste kontraktene. For en oversikt over alle slike kontrakter (levert mengde, vilkår og pris) som er inngått mellom Statkraft og ulike foretak innen kraftkrevende industri, vises det til von der Fehr og Hjørungdal (1999). Særlig i de eldste kontraktene er betingelsene fastsatt av Stortinget.

I stortingsperioden 1989–1993 ble det satt som vilkår at samlet krafttilgang skulle brukes til industriformål (se St.prp. nr. 104 (1990–91)). Det ble imidlertid åpnet opp for at kraft kunne omdisponeres innen konsernet og for andre midlertidige tilpasninger, men salg utover to år skal normalt ikke forekomme, se St.meld. nr. 29 (1998–1999).

«Konsernkontrakter er et virkemiddel for å lette omstillinger innen industrien. Det innebærer at kraft som opprinnelig var knyttet til et bestemt sted, kan brukes et annet sted i konsernet. I forbindelse med behandlingen av St.prp. nr. 104 (1990–91) signaliserte Stortinget en positiv holdning til konsernkontrakter, og ga Olje- og energidepartementet fullmakt til å avgjøre slike saker. Det er lagt til grunn at konsernet skal kompensere berørte lokalsamfunn. Departementet har i henhold til dette godkjent tre konsernavtaler. Det er en klar rollefordeling mellom Stortinget, departementet og Statkraft i forholdet til de stortingsbestemte industrikontraktene. Stortinget har fastsatt pris, varighet, bindinger og andre vilkår i kontraktene. Departementet har blant annet fullmakt til å avgjøre nye tildelinger innenfor 104-regimet. Leveringsforpliktelsene pålegges Statkraft gjennom foretaksmøte. Foretaket har det forretningsmessige ansvaret for kontraktene. Statkraft har fullmakt til å reforhandle kon-

¹⁷ EFTAs overvåkingsorgan ESA har stilt spørsmål om hjemfallsregelverket er i strid med EØS-avtalen. Søksmål mot Norge om hjemfallsretten er nå oversendt til domstolen i Luxembourg, og saken kommer muligens opp neste år (se <http://www.bt.no/utenriks/article286637.ece>, publisert 05.08.2006). ESA har særlig reagert på at regelverket forskjellsbehandler kraftverk eid av private og kraftverk eid av kommuner og fylkeskommuner. For kommuner og fylkeskommuner er konsesjonene i prinsippet evigvarende, noe som antas å gi kommunale og fylkeskommunale kraftverk indirekte subsidier i forhold til privateide kraftverk. For en omfattende drøfting av dette og hva en eventuell likestilling mellom privateide og offentlig eide kraftverk kan bety for krafttilgangen, viser vi til NOU 2004: 26 med vedlegg.

traktene med industrien på forretningsmessig basis for å gjøre dem bedre tilpasset partenes behov, men reforhandlinger som kan ha virkning for sysselsetting mv., må forelegges departementet på forhånd. Forøvrig kan Statkraft fritt forhandle med industrien om nye forretningsmessige avtaler.» St.meld. nr. 29 (1998–1999) kapittel 8.3.

Dersom selskapene som mottar kraft til politisk bestemte vilkår, stod fritt når det gjelder hva kraften skal brukes til, vil spottprisen i elektrisitetmarkedet utgjøre selskapets alternativkostnad for strøm. Det betyr at kraftprisen internt vil tilsvare den kraftprisen selskapet kunne få ved å selge strøm i spottmarkedet. For Hydro-konsernet er det gjort visse justeringer som innebærer at det står friere i bruk av kraft, jamfør St.prp. nr. 38 og Innst. S. nr. 195 (1997–98). Forutsetningen er at konsernet ikke søker om nye statskraftkontrakter eller fornyelse av eksisterende kontrakter på politisk fastsatte vilkår. Justeringene innebærer at ny krafttilgang som Hydro-konsernet skaffer seg etter 1.1.1998, ikke skal omfattes av «behovsvilkåret»¹⁸, samt at «behovsvilkåret» trappes ned etter hvert som eksisterende kontrakter og annen krafttilgang bortfaller.

Statkraft har i dag forpliktelser overfor industrien på myndighetsbestemte vilkår på til sammen 16,9 TWh per år til priser på mellom 5 øre per kWh og 20 øre per kWh.¹⁹ Det er altså knyttet bestemte vilkår til disse kontraktene, som at kraf-

¹⁸ Se boks 2.4.

¹⁹ I Stortingsmelding 29 (1998–1999) foreligger følgende opplysninger (kapittel 8.3 og 8.4): Avtaler om foregrepet hjemfall ble i årene fra 1957 til 1966 inngått for Svelgen-, Høyanger-, Bjølvo-, Tyssovassdragene og Storelva i Sauda. Staten overtok vannfall og anlegg umiddelbart, mot at industribedriftene fikk leie rettighetene tilbake for en ny periode. Statens eierinteresser ble overført til Statkraft SF ved stiftelsen i 1992. Enkelte tilleggsutbygginger som er foretatt etter at avtalene om foregrepet hjemfall ble inngått, eies fremdeles av industrien. I Bjølvefossen og Høyanger har Statkraft og bedriftene på forretningsmessig grunnlag reforhandlet avtalene om foregrepet hjemfall. Statkraft har overtatt driften av anleggene mot at bedriftene har fått kraftkontrakter.

Statskraftkontraktene og avtalene om foregrepe hjemfall omfatter om lag 21 TWh/år, hvorav cirka 3 TWh per år går til treforedlingsindustrien. Dette inkluderer tilleggsutbyggingene i avtalene om foregrepet hjemfall. Foretakets industrikraftforpliktelser på stortingsbestemte vilkår utgjør om lag 60 prosent av middelproduksjonen i Statkrafts kraftverk, inklusiv kraftverkene omfattet av foregrepet hjemfall med tilleggsutbygginger. Industriens egenkraft er om lag 10 TWh/år. Langsiktige kontrakter med lokale e-verk utgjør også en viktig del av kraftoppdekningen i industrien.

I forbindelse med fornyelsen av industrikontraktene, som ble foreslått i St.prp. nr. 104 (1990–91), var det bare én bedrift som valgte ikke å fornye kontrakter innenfor dette regimet. I løpet av 1998 har de tre største konsernene innenfor ordningen forhandlet seg fram til forretningsmessige avtaler som vil dekke store deler av kraftbehovet til 2020. Norsk Hydro og Norske Skog har inngått avtaler med Statkraft, som omfatter et betydelig høyere volum enn dagens kraftleveranser fra Statkraft på stortingsbestemte vilkår. Elkem har inngått en avtale med Vattenfall som tilsvarer cirka 40 prosent av konsernets kraftforbruk. For perioden 2010–20 omfatter de tre avtalene en samlet kraftleveranse på om lag 14 TWh per år.

1 Bakgrunn

Norsk Hydro-konsernet har statskraftkontrakter på stortingsbestemte vilkår, herunder en avtale om foregrepet hjemfall med tilleggsutbygging, på om lag 5,4 TWh/år. Disse utløper senest i 2010.

Norsk Hydro Produksjon AS og Statkraft SF inngikk 12.9.1997 en rammeavtale om langsiktige leveranser med samme omfang til 2020. Avtalen omfatter også en utvidelse med ytterligere ca. 1 TWh/år som skal leveres fra 2000. I årene fra 2000 til 2020 vil samlede kraftleveranser fra Statkraft SF være om lag 6,4 TWh/år. Avtalen er fremforhandlet på forretningsmessig grunnlag.

I rammeavtalen er det lagt til grunn at vilkårene i eksisterende kontrakter og konsesjoner videreføres så lenge de løper. Det gjelder blant annet bestemmelser om bruk av kraften til bestemte formål eller på bestemte steder mv. i Hydro-konsernet. Det er imidlertid satt som forutsetning i rammeavtalen at reglene i St.prp. nr. 104 (1990–91) om at industrien må ha behov for kraften, ikke skal begrense Norsk Hydros muligheter til å kjøpe og selge kraft i markedet.

2 Behovsvilkåret

Ved behandlingen av St.prp. nr. 104 (1990–91), jf. Innst. S. nr. 30 (1991–92), vedtok Stortinget at de bedrifter som fikk fornyet kraftkontraktene med Statkraft og prisvilkårene i kontraktene om foregrepe hjemfall, må ha behov for kraften til de formål den er forutsatt nyttet i henhold til stortingsdokumenter, konsesjoner etc. Det samme behovsvilkåret gjelder for bedrifter som tildeles nye statskraftkontrakter innenfor rammen av St.prp. nr. 104 (1990–91).

For bedrifter og konsern som er omfattet av behovsvilkåret, gjelder det at kjøp av fastkraft og kraft med risikodeling samt middelproduksjonen fra egne og hjemfalte kraftverk normalt ikke skal overstige kraftbehovet i industrivirksomheten. Av St.prp. nr. 104 (1990–91) fremgår det at Regjeringen ikke er innstilt på å akseptere at bedriften, eller det konsern bedriften er en del av, selger kraft ut av sitt system. Kontrakter som ble fornyet, eller som er nytildelt, i henhold til St.prp. nr. 104 (1990–91), skal ikke nyttes til å erstatte andre kraftleveranser. Dersom behovsvilkåret ikke er oppfylt, kan departementet avkorte eller trekke tilbake kontrakter som er fornyet eller tildelt i henhold til St.prp. nr. 104 (1990–91).

Ved behandlingen av St.prp. nr. 104 (1990–91) åpnet Stortinget for tidsbegrensede tilpasninger i behovsvilkåret som følge av for eksempel konjunkturvariasjoner eller ombygginger. Kraftsalg fra industrien i mer enn to år skal normalt ikke finne sted. I år hvor industriens egen kraftproduksjon overstiger middelproduksjonen, må industrien imidlertid alltid kunne selge denne overskuddskraften. Vilkåret skal ikke være til hinder for at industrien tilpasser produksjonen midlertidig i tørrår, situasjoner med spesielt høy etterspørsel fra alminnelig forsyning, for eksempel kalde vintre, situasjoner med spesielt stor belastning på nettet etc. Enøk i form av kraft som genereres i varmegjenvinningsanlegg er unntatt fra behovsvilkåret og kan selges i markedet.

Behovsvilkåret som ble stilt ved fornyelse av kontrakter i henhold til St.prp. nr. 104 (1990–91), innebar en skjerpelse av industriens kraftdisponering fordi man forutsatte at krafttilgang som det i utgangspunktet ikke var anvendelsesbegrensninger på, skulle brukes til industrivirksomhet.

Norsk Hydro har kontrakter på i alt ca. 2,3 TWh/år, inkludert en avtale om foregrepet hjemfall (eksklusiv tilleggsutbygging), som var omfattet av behandlingen av St.prp. nr. 104 (1990–91). De såkalte «104-kontraktene» har varighet til 31.12.2010. Hydro har i tillegg

to avtaler med staten hvor behovsvilkåret er nedfelt. Det gjelder kontrakt om salg av hjemfalte deler av Frøystul kraftverk m.m. i Måna vassdraget i Tinn og Vinje kommuner, jf. St.prp. nr. 20 (1992–93) og Innst. S. nr. 81 (1992–93), og kontrakt om foregrepet hjemfall og tilbakesalg av kraftverkene Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl m.v., jf. St.prp. nr. 1 (1995–96) og Budsjett-innst. S. nr. 9 (1995–96).

Avtalen om Frøystul kraftverk løper til 2044. Hydro har fått ervervskonsesjon i 60 år, regnet fra hjemfallstidspunktet 14. mars 1984. Avtalen om Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl gjelder i 50 år fra det tidspunkt nye konsesjoner blir meddelt. Konsesjonssøknadene for disse kraftverkene er under behandling i Norges vassdrags- og energiverk (NVE).

I Frøystul-avtalen er det tatt inn vilkår om at:

«Kraften fra anlegget skal nyttes i Norsk Hydros kraftintensive industri med de begrensninger for salg ut av konsernet etc. som er trukket opp i St.prp. nr. 104 (1990–91).»

I avtalen om Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl heter det:

«Kraften skal fortsatt nyttes i Norsk Hydros kraftintensive virksomhet. Kraften fra Tyin og Fortun er forutsatt nyttet til slik virksomhet i Årdal. Forutsetningene i St.prp. nr. 104 (1990–91) om at industrien har behov for kraften og eventuell avtale om omdisponering av kraften skal følges.»

I avtalene om Frøystul, Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl er det sanksjonsbestemmelser dersom behovsvilkåret, eller vilkårene om anvendelse av kraften fra anleggene, ikke oppfylles. I avtalen om Frøystul heter det:

«Dersom disse forutsetningene ikke oppfylles, plikter Norsk Hydro å godtgjøre staten for den eventuelle fortjeneste som oppstår ved salg, målt i forhold til Norsk Hydros kostnader knyttet til anlegget (inkludert en rimelig avkastning på investert kapital). Et slikt oppgjør vil ikke finne sted så lenge konsernet har statskraftkontrakter med tilsvarende begrensninger for salg ut av konsernet som er trukket opp i St.prp. nr. 104 (1990–91). Ved salg ut av konsernet i strid med St.prp. nr. 104 (1990–91) skal dermed nevnte kontrakter reduseres før Norsk Hydro plikter å godtgjøre staten for eventuell fortjeneste.»

I avtalen om Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl er det vist til denne bestemmelsen i Frøystul-avtalen.

Vedrørende behovsvilkåret heter det videre i avtalen om Frøystul:

«Denne begrensningen vil bare gjelde så lenge begrensningen i St.prp. nr. 104 (1990–91) gjelder. Dersom Stortinget bestemmer endringer i forhold til denne proposisjonen eller at tilsvarende begrensninger skal gjelde utover 2010, vil dette også ha virkning for kraften fra det ervervede anlegget.»

I avtalen om Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl er det henvist til denne bestemmelsen i Frøystul-avtalen. Dette innebærer at behovsvilkåret nedfelt i de to avtalene gjelder til 31.12.2010, med mindre Stortinget bestemmer noe annet. Hydro er alene om å ha avtaler som går utover 2010, hvor behovsvilkåret er nedfelt.

3 Det framtidige behovsvilkåret for Norsk Hydro

Dersom behovsvilkåret i St.prp. nr. 104 (1990–91) ikke oppfylles, kan departementet avkorte eller trekke tilbake kontrakter som er fornyet eller tildelt i henhold til St.prp. nr. 104 (1990–91). Selv om kraftforbruket i industrien opprettholdes, kan inngåelse av nye kjøpskontrakter eller økt egenproduksjon resultere i lavere statskraftleveranser. Overfor Hydro har staten i tillegg også anledning til å inndra fortjeneste ved salg av kraft fra Frøystul, Tyin, Fortun, Moflåt og Mæl, jf. ovenfor.

Behovsvilkåret gir kontroll med at hele krafttilgangen, herunder markedskontrakter, som hovedregel brukes i industrivirksomhet. Norsk Hydro og Statkraft er imidlertid blitt enige om en rammeavtale som innebærer omfattende og langsiktige kraftleveranser på forretningsmessige vilkår. Etter departementets vurdering gir dette grunnlag for å foreta justeringer i behovsvilkåret for Norsk Hydro. Det er en forutsetning for justeringene at Norsk Hydro ikke fornyer eksisterende statskraftkontrakter eller søker om nye tildelinger på politisk bestemte vilkår.

Departementet foreslår at behovsvilkåret for Norsk Hydro justeres, slik at ny krafttilgang som konsernet skaffer seg etter 1.1.1998 ikke skal omfattes av behovsvilkåret. Ny krafttilgang vil blant annet omfatte nye kjøpskontrakter, eksempelvis det ekstra leveransevolumet på ca. 1 TWh/år som Hydro og Statkraft er blitt enige om, og økt egenkraftproduksjon, for eksempel opprustning og utvidelse av kraftverk.

Det foreslås å ta utgangspunkt i Norsk Hydros krafttilgang på knapt 15 TWh/år pr 1.1.1998. Dette er svært nær planlagt forbruk i 1998, inkludert leveranser av konsesjonskraft og andre tilsvarende kraftleveranser ut av konsernet. Videre foreslås det at behovsvilkåret trappes ned etter hvert som eksisterende kontrakter og annen eksisterende krafttilgang reduseres eller faller bort.

Det er nødvendig for Hydro å få avklart situasjonen etter 2010 nå. Departementet foreslår derfor at behovsvilkåret for Hydro videreføres etter 2010. Spørsmålet om en generell forlengelse av dagens regler for behovsvilkår, vil regjeringen komme tilbake til i et eget framlegg for Stortinget om framtidige kraftvilkår for kraftintensiv industri og treforedling. Dersom en ikke forlenger behovsvilkåret generelt for den kraftintensive industrien, bør spørsmålet om behovsvilkåret skal gjøres gjeldende for Norsk Hydro utover 2010 vurderes på nytt. Etter utløp av «104-kontraktene» i 2010 er det hovedsakelig dagens egenkraft (middelproduksjonen i egne kraftverk pr. 1.1.1998) som vil inngå i behovsvilkåret. Dette utgjør ca. 8,5 TWh/år i 2010. Egenkraft som hjemfaller senere tas ut av behovsvilkåret. Dersom hjemfalte kraftverk skulle selges tilbake til Hydro i fremtiden, står myndighetene fritt til å vurdere vilkårene for tilbakesalg.

Norsk Hydro er landets nest største kraftprodusent. Departementets forslag til justeringer i behovsvilkåret vil blant annet bidra til at Hydro lettere kan realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme opprustnings- og utvidelsesprosjekter i konsernets kraftverk, samt sikre seg annen krafttilgang på forretningsmessige vilkår. Justeringene i behovsvilkåret kan også legge grunnlag for en bedre løpende forvaltning av Hydros vannkraftressurser, for eksempel i forhold til variasjoner i tilsiget til konsernets kraftverk og svingninger i tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet.

Øvrige vilkår, herunder sanksjonsvilkårene knyttet til eventuelle brudd på behovsvilkåret og øvrige anvendelsesbegrensninger, skal fortsatt gjelde. Frem til 2010 har departementet anledning til å redusere statskraftleveransene og til å inndra eventuell fortjeneste fra Tyin, Fortun, Moflåt, Mæl og Frøystul. Etter 2010 er sanksjonene knyttet til fortjenesten i disse kraftanleggene.

Behovsvilkåret er en nedre grense på kraftbehovet i konsernets industrivirksomhet, der det er tatt hensyn til konsesjonskraftleveranser og andre tilsvarende kraftleveranser som Norsk Hydro har. Andre anvendelsesbegrensninger, som er knyttet til den enkelte kontrakt, avtale eller konsesjon, gjelder uavhengig av behovsvilkåret. For de eksisterende statskraftkontraktene på stortingsbestemte vilkår vil disse vilkårene gjelde til kontraktene ordinært utløper senest 31.12.2010.

Departementet vil utarbeide nærmere regler for det nye behovsvilkåret for Norsk Hydro. Anvendelsesbegrensningene som er nedfelt i kontraktene om Frøystul, Tyin, Fortun,

Moflåt og Mæl, og som går utover det som følger av behovsvilkåret i St.prp. nr. 104 (1990–91), vil gjelde så lenge disse kontraktene løper. For Frøystul, Moflåt og Mæl innebærer det at kraften fra disse anleggene er forutsatt nyttet i Norsk Hydros kraftintensive industri i avtaleperioden. Kraften fra Tyin og Fortun er forutsatt nyttet til slik virksomhet i Årdal i avtaleperioden, med mindre det senere inngås avtale mellom departementet og Norsk Hydro om omdisponering av kraften.

ten hovedsakelig skal brukes til industriproduksjon i enkelte bedrifter eller til industriproduksjon innenfor bestemte geografiske områder. Dette kan imidlertid endres/reforhandles slik man så i tilfellet med Norske Skog Union.²⁰

I perioden 1997–2004 stod egen kraftproduksjon og politisk bestemte kontrakter innen kraftintensiv industri for nesten 35 TWh per år, mens det overskytende behovet for kraft ble dekket inn over kommersielle kontrakter.

I 2004 var totalt forbruk innen kraftkrevende industri og treforedling 44,7 TWh, slik at cirka en femtedel av forbruket var omfattet av kommersielle kontrakter. De fleste politisk bestemte kontraktene løper fram til og med 2011, men noen av kontraktene gikk ut allerede i 2004. Fra 2011 og fram til 2020 ble det i 2000 antatt – fra næringens side – at cirka halvparten av kraftbehovet dekkes inn ved egen produksjon og halvparten ved kommersielle kontrakter (se www.oed.dep.no).

I 1999 åpnet Stortinget for øvrig opp for nye kraftavtaler til kraftkrevende industri til cirka 20 øre per kWh (St.prp. nr. 52 [1998–99]), men de aller fleste som fikk tilbudet, takket nei, fordi markedsutsiktene da var at markedsprisen skulle falle.²¹ Høye kraftpriser øker verdien av Statkrafts industrikontrakter der Stortinget har bestemt prisen. Ifølge Aftenpostens beregninger hadde kraftkrevende industri første halvår 2006 «en kraftrabatt på nesten 1,7 milliarder kroner, regnet i forhold til å kjøpe den samme kraften på den nordiske kraftbørsen Nord Pool» (Aftenpostens Økonomidel 18.08.2006).²² Slike regnestykker forutsetter imidlertid at spottprisen på den nordiske kraftbørsen kan betraktes som en reell markedsbasert referansepris. Det er også viktig å være oppmerksom på at ikke all kraft til industrien er til subsidiert pris.

Som vi ser av figur 2.1 har det vært en sterk vekst i energibruken i kraftkrevende industri i Norge i løpet av de siste 30 årene (se <http://statbank.ssb.no/>

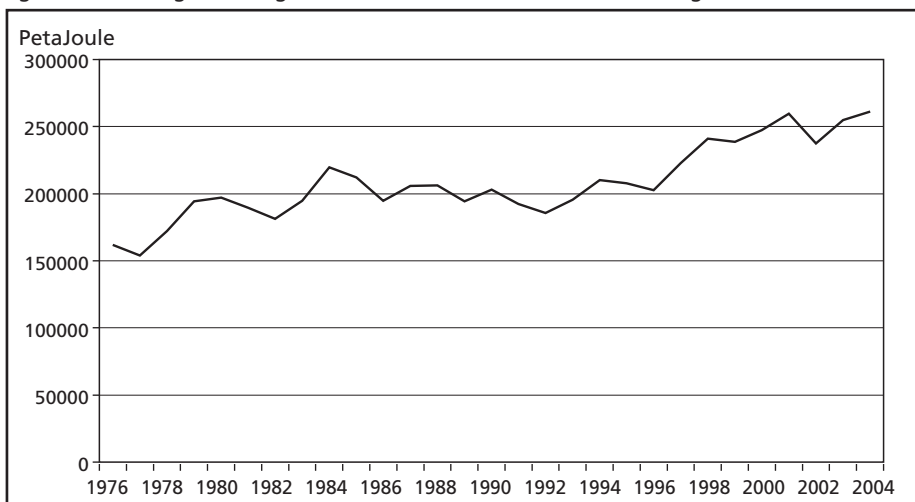
²⁰ Olje- og energidepartementet bestemte i 2006 at Norske Skog kan videreføre kraftkontraktene med Statkraft som har vært knyttet til Norske Skog Union i Skien. Når papirfabrikken stanset produksjonen 1. mars, ble kontraktene omgjort til konsernkontrakter slik at et årlig kraftkvantum på 335 GWh (335 millioner kWh) kan brukes ved Norske Skogs øvrige fabrikker i Norge. Kraftkontraktene utløper i slutten av 2010. (www.norskindustri.no)

²¹ Hydro var ikke omfattet av dette tilbudet.

²² Bye mfl. (2006) fant tilsvarende at metallindustrien – dersom man forutsetter en gjennomsnittlig kraftpris på 12 øre per kWh – i 2000 mottok 2,7 milliarder kroner i indirekte subsidier.

statistikkbanken/).²³ Foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrå viser at i 2005 brukte norsk aluminiumsindustri cirka 24 TWh, noe som tilsvarte en økning på cirka 1,6 TWh fra 2004. Energikostnadene for aluminiumsindustrien utgjorde i 2005 vel 4 milliarder kroner mot 3,6 milliarder i 2004. Noe av utgiftsøkningen har sammenheng med at strømprisen i aluminiumsindustrien (eksklusive merverdiavgift) steg fra 15,1 øre per kWh i 2004 til 16,1 øre per kWh i 2005 i gjennomsnitt. Tilsvarende økning for industri og bergverk samlet var fra 20,5 øre per kWh i 2004 til 21,7 øre per kWh i 2005 (se www.ssb.no/emner/10/07/indenergi/).²⁴ Den forholdsvis lave energiprisen i aluminiumsindustrien har sammenheng med de langsiktige kontraktene på myndighetsbestemte vilkår. I EU gikk for øvrig prisen på elektrisk kraft til industrien opp med 16 prosent i løpet av 2005 og var i gjennomsnitt (eksklusive merverdiavgift og andre avgifter) lik 0,0865 euro per kWh per 1. januar 2006, det vil si over 60 øre per kWh (se <http://ec.europe.eu/eurostat/>).

Figur 2.1 Utviklingen i energiforbruket i kraftkrevende industri i Norge 1976–2004²⁵



Kilde: <http://statbank.ssb.no/statistikkbanken>

²³ Dette har blant annet sammenheng med at Hydro og Elkem har økt produksjonen sin av primæraluminium. Ferrosilisium og magnesium har hatt vanskeligere markedssituasjon, og her kan produksjonen også ha gått ned.

²⁴ Aluminiumsindustrien stod for 46,3 prosent av forbruket av elektrisk kraft i industri og bergverk i 2005. Det medfører at den forholdsvis lave energiprisen i denne sektoren er med på å trekke gjennomsnittet for industri og bergverk nedover. De fleste bransjene hadde betydelig høyere elektrisitetspriser enn metallindustrien. Nærings- og nytelsesmiddelindustrien betalte for eksempel i gjennomsnitt 39,6 øre per kWh, og trevareindustrien hadde tilsvarende et gjennomsnitt på 40,8 øre per kWh.

²⁵ 1 TWh tilsvarer 3,6 petajoule (PJ), eller 1 PJ tilsvarer 0,278 TWh (se <http://www.ssb.no/vis/emner/01/03/10/energiregn/om.html>).

3 Momenter ved investeringsbeslutninger

Som nevnt ovenfor, har både Hydro og Elkem/Alcoa investert betydelige beløp i primærproduksjon i Norge de senere årene. Nyinvesteringer i form av oppgraderinger og utvidelser av produksjonskapasiteten er en nødvendig forutsetning for at en slik industri skal kunne være konkurransedyktig på lang sikt. Investeringene sikrer utvikling av ny teknologi og bidrar til at selskapene til enhver tid besitter kompetanse når det gjelder hva som er «state of the art» innen produksjonsteknologi, produksjonsorganisering og produktinnovasjoner. Spørsmålet er derfor om aktørene i denne næringen vil fortsette med denne kontinuerlige oppgraderingen av den norske primæraluminiumsproduksjonen.

En lang rekke parametere vurderes ved en investeringsbeslutning. Her skal vi gjennomgå de viktigste i forbindelse med selve byggingen av en smelter. I tillegg til dette vil et selskap måtte vurdere framtidige markedsutsikter og tilgang på råstoff og kapital.

3.1 Fysiske og geografiske lokaliseringskrav

De viktigste fysiske kravene til lokalisering er transportfasiliteter, i første rekke havnemuligheter. Der er også viktig at det foreligger tilstrekkelige arealer for mulig utvidelse av produksjonskapasiteten. Når det gjelder geografisk lokalisering, har tollsatser historisk sett bidratt til regionalisering av markeder, men slike former for handelsbarrierer er nå i ferd med å bli faset ut. Transportkostnader bidrar også noe til regionaliseringen, men ikke vesentlig når det gjelder plassering av et smelteverk. For smelteverk regnes det ikke som avgjørende å være i umiddelbar nærhet av bauxittutvinning eller videreforedlingsbedrifter²⁶ siden det er forholdsvis gunstig å transportere så vel oksid som aluminium sjøveien (bulk). Valsing og pressverk er derimot oftere lagt i nærheten av komponentproduksjon (som i sin tur ofte ligger i nærheten av sluttbrukere som bilindustri og lignende). For nyetablering

²⁶ På Karmøy har man besparelser ved å bruke flyende metall inn i valseverket og på Lista ved å bruke flyende metall inn i komponentstøping. Dette er imidlertid en løsning som ikke så ofte er valgt. Det betyr at besparelsen ikke er tilstrekkelig for å være avgjørende for lokalisering av valseverk eller støperier.

av smelteverk er det derfor mange steder som tilfredsstiller fysiske og geografiske lokaliseringskrav.

3.2 Investerings- og byggekostnader

Å bygge en smelter innebærer store investeringer i faste anlegg. Det betyr at selve byggekostnadene har vesentlig innvirkning på en smelters lønnsomhet. Byggekostnadene vil kunne variere – avhengig av lokalt lønnsnivå og pris på byggemateriale. Store kostnadskomponenter som for eksempel selve smelteovnene og andre deler av produksjonsutstyret vil likevel måtte kjøpes inn til verdensmarkedspris og uavhengig av lokalisering.

En kompetent prosjektorganisasjon med evne til å gjennomføre store investeringsprosjekter er også viktig. Dette har en historisk funksjon innen norsk aluminiumsindustri. Til en viss grad er slik kompetanse mobil ved at nøkkelpersonell kan flyttes på midlertidig, men den er nok mindre mobil enn det selskapene selv gjerne antar.²⁷ Et lokalt, industrielt miljø med god tilgang på fagfolk innenfor prosjektledelse og konstruksjon er derfor et lokaliseringsmoment.

Det som vil være aktuelt i Norge, er en videre utvidelse av eksisterende anlegg (brownfield) som vil kunne være betydelig billigere enn opparbeidelse av helt nye lokaliseringssteder (greenfield). Ved brownfield ligger hele eller det meste infrastrukturen (havneanlegg, veier, overføringsnett og så videre) på plass, mens ved greenfield må dette ofte omfattes av nyinvesteringer. Ikke minst vil produksjonsutvidelser innenfor eksisterende bygningsmasse kunne bli mye billigere enn bygging av et greenfield-anlegg dersom nok areal er tilgjengelig.

Finansieringskostnader vil kunne variere fra land til land avhengig av muligheter for statlige tilskudd og lån og ulike skatte- og avskrivingsregler.

3.3 Industrielt miljø/driftskostnader

Det industrielle miljøet har også betydning etter at verket er satt i gang, rekruttering av ledelses-, ingeniør- og industriarbeiderkompetanse betyr noe for driftskostnadene. Det samme gjør tilgang til støttetjenester og generell infrastruktur. Det er imidlertid mange næringer der dette har større betydning enn for primærproduksjon av aluminium.

²⁷ Av Hydros 21 000 ansatte i utlandet var per 2006 cirka 200 nordmenn (Dagens Næringsliv 7. august 2006).

Nærhet til kunden og tilstedeværelsen i regionale markeder kan bety noe. Som nevnt tidligere er det innen videreføring en viss regionalisering av produksjonen ved at komponentproduksjon ofte legges i nærheten av store sluttbrukere som for eksempel bilindustri.²⁸ Det betyr at valse- og pressverkene i noen grad er regionaliserte, men også smelteverkene. Plasseringen av Alcos bilkomponentproduksjon på Lista er både et resultat av muligheter for å spare energi ved å bruke flytende metall direkte fra smelteren, men også basert på eksistensen av et industrielt miljø som på investeringstidspunktet ble regnet som å kunne bidra til kostnadsreduksjoner.

Nærhet til FoU ser ut til å ha liten betydning. FoU-virksomheten for alle de store selskapene er konsentrert til noen få steder, og disse FoU-enhetene betjener virksomhetene globalt. FoU kan som tidligere nevnt, også kjøpes eksternt. Det er likevel et faktum at nyvinninger ofte skjer innenfor selskap og/eller områder med industrikompetanse (Johnstad 2004). Et parallelt eksempel til aluminium er Elkem/Orklas utvikling av solenergi med utspring i produksjon og kunnskap om silisiumproduksjonen.

Det ser ut til å være relativt svake klyngeeffekter innenfor primærproduksjon. Produksjonsmønsteret i Norge – med unntak av Lista, Høyanger og Karmøy – er et eksempel på det. Mens det finnes smelteverk så å si uten videreføring (Sunn-dalsøra og Årdal), har Hydro samtidig valgt å opprettholde et valseverk i Holme-strand, som – fordi det ikke har tilgang på flytende metall – vil bruke mer energi enn et tilsvarende valseverk på Karmøy. Foredlingsverket i Vennesla smelter også først aluminiumsbarrer for deretter å raffinere disse.

En viss regional klyngeeffekt i større regionale markeder som Europa, Nord-Amerika og Kina er til stede. Klyngeeffekten er sterkere jo lenger ned i verdikjeden man kommer, men man kan ikke utelukke at selskaper med verdikjeder som også inkluderer smeltere, på lang sikt kan vise seg å være mer innovative enn selskaper som ikke har tilsvarende integrering mellom leddene.

Når det gjelder arbeidskraftkostnader, vil globale variasjoner trolig ha størst betydning i selve byggefasen.²⁹ I driftsfasen vil for det første lønnskostnadene variere lite globalt for ledere og ingeniører. For det andre spiller arbeidskraftkostnader en forholdsvis liten rolle i det totale kostnadsbildet for smeltevirksomheten (se tabell 1.1).³⁰

²⁸ Raufoss ASA ekspanderte for eksempel i Canada ved inngåelse av kontrakter for General Motor i USA (Nilsen 2006).

²⁹ Kina har eksempelvis i dag forholdsvis lave byggekostnader, men relativt høye driftskostnader (www.alcan.com).

³⁰ Det er for øvrig ikke rene lønnskostnader, men lønnskostnader per produsert enhet som det er interessant å sammenligne. Med andre ord, ved sammenligning av arbeidskraftkostnader tas det også hensyn til variasjoner i produktivitet mellom ulike lokaliteter.

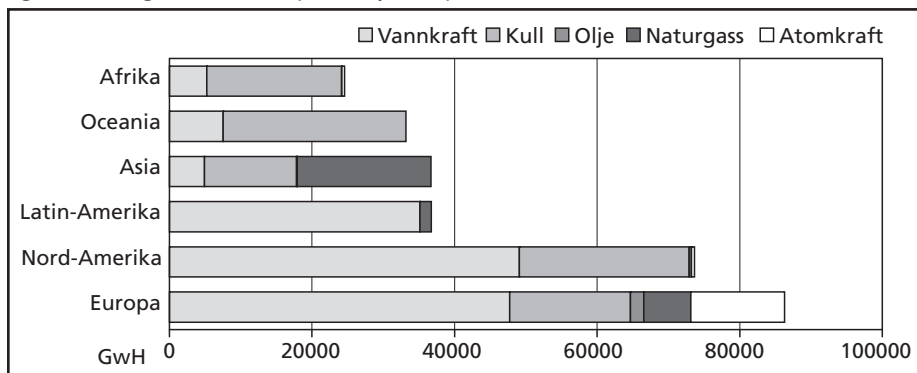
3.4 Kraftpris og leveringssikkerhet

Krafttilgang er den historisk viktigste lokaliseringsfaktoren for smelteverkene. Dette er årsaken til at de fleste norske kraftverkene ligger i nærheten av store fossefall (med kort avstand til havet som viktigste transportåre). Fra figur 3.1 ser vi at i dag er vannkraft fremdeles den største og viktigste energikilden for aluminiumsproduksjonen, etterfulgt av kraft basert på kull. På det amerikanske kontinentet og i Europa er over halvparten av aluminiumsproduksjonen basert på vannkraft, mens i Afrika og Oceania er kullkraft viktigste energikilde. Asia utmerker seg med en høy andel naturgass. Klimamessig er vannkraft å foretrekke framfor kraft som utnytter fossilt brennstoff som kull og gass.

Kraftmarkedene er imidlertid i stadig utvikling. Det siste 10–15 årene har vi sett en delvis integrasjon av nasjonale kraftmarkeder fordi overføring av elektrisitet over større avstander er blitt mulig. Slike regionale kraftmarkeder på tvers av landegrensener har særlig utviklet seg i Norden og Vest-Europa. Det betyr at fra at man historisk sett har hatt rikelig tilgang til vannkraft som har holdt norske elektrisitetspriser relativt lave – både i forhold til andre energibærere og kraftprisene i andre land – nå opplever at det norske og nordiske markedet i økende grad blir koblet sammen med kraftmarkedet i andre land. Dermed vil tilbud og etterspørsel på kontinentet også påvirke prisene i Norge. Siden kraftproduksjonen ellers i Nord-Europa i hovedsak er termisk basert, vil nye avgifter på fossilt brensel eller gjennomføring av andre tiltak som øker produksjonskostnadene i kraftverkene, gi høyere elektrisitetspriser også i Norge. Stigende marginalkostnader ved videre vannkraftutbygging trekker i samme retning.

Kull- og gasspriser vil påvirke kraftprisene. Høyere priser på kull og gass i Europa gir mindre produksjon i kraftverk, som igjen minsker tilbudet og gir høyere priser på kraftbørsen. På 90-tallet lå importprisen for gass i underkant av 0,11 ame-

Figur 3.1 Energikilder brukt i produksjon av primæraluminium 2004



Kilde: www.world-aluminium.org

rikanske dollar / Sm³ (tilsvarende en oljepris på like under 25 amerikanske dollar per fat). Gjennomsnittet for 2004 var på vel 0,14 amerikanske dollar / Sm³, og i januar 2005 lå den på 0,19 amerikanske dollar / Sm³ (tilsvarende over 35 amerikanske dollar per fat). Importprisen på gass er i dag i hovedsak knyttet til utviklingen i oljeprisen ettersom gass tradisjonelt har konkurrert med tung og lett fyringsolje i de viktigste markedene. Gassprisen kan i framtiden i større grad komme til å avhenge av gass-til-gass-prising gjennom økt konkurranse mellom ulike gass-tilbydere. Gassprisene vil også i noen grad kunne avhenge av utviklingen i LNG-prisene, ettersom LNG forventes å bli den marginale energibæreren for det europeiske gassmarkedet i årene framover (Marintek 2005). Den langsiktige gassprisen må dekke de langsiktige kostnadene ved å forsyne gass til det europeiske markedet, noe som tilsier at prisen må ligge høyere enn en pris som tilsvarer 20 amerikanske dollar per fat. Dersom oljeprisen skulle bli liggende lavere enn dette, vil gassprisen fortsatt kunne være knyttet til utviklingen i oljeprisen, men det initiale tilknytningspunktet vil måtte heves. Med god tilgang til kullreserver og lave produksjonskostnader på litt lengre sikt estimerer Marintek at et langsiktig tak for kullprisen antakelig vil være rundt 40 amerikanske dollar per tonn. Basert på en oljepris på 30 amerikanske dollar per fat og en kullpris på 40 amerikanske dollar per tonn anslår Marintek en langsiktig gasspris (levert Vestlandet) på rundt 83 øre / Sm³. En gasspris som ifølge Jørgen Randers (Dagens Næringsliv 25. august 2006) gir en kWh pris på cirka 25 øre uten, og cirka 40 øre med, CO₂-rensing. Per august 2006 er imidlertid oljeprisen betydelig høyere enn det som er lagt inn i regnestykket over, og gassprisen er også tilsvarende høyere.

For energisektoren er fremdeles internasjonal handel bremsert av transportkostnader: Naturgass er mye dyrere å transportere enn olje dersom man sammenligner på en «oil equivalent basis». Kostnaden ved for eksempel å transportere en million British thermal units (MMBtu) olje fra en offshore oljeplattform i Nigeria til Texas Gulf Coast, er omtrent en tredjedel av sammenlignbare kostnader for flytende naturgass. Dette har resultert i at så mye som 4 500 trillion kubikk fot – mer gass enn verden har konsumert til dags dato – er lokalisert til geografiske områder langt fra mulige markeder og har dermed liten eller ingen økonomisk verdi.

I mange områder er gassrør (pipelines) geografisk upraktisk og risikabelt. De er lette mål for vandalisering. Importerende land vegrer seg for å sette tillit til rør som krysser flere nasjonale grenser, spesielt gjennom politisk ustabile områder. Det mest praktiske alternativet for transport av gass er konvertering til LNG. Konkurrerende bud, innovativ produksjon, skalaeffekter, global kommunikasjon og liberaliserte verdensmarkeder har presset ned kostnadene til disse anleggene. Bygge-kostnadene for et LNG-anlegg har gått ned med 60 prosent siden 1989.

Aluminiumprodusentene vurderer såkalte «energirike lommer med relativt lave energipriser» som alternative etableringssteder for nye smeltere. Dette er områder

i verden, der det finnes rike tilganger til energi som av ulike årsaker ikke kan eksporteres til de mest betalingsdyktige markedene. Steder som gjerne omtales som «energirike lommer med relativt lave energipriser», er lokalisert til Island, Russland, Midtøsten, Australia, det sørlige Afrika og Sør-Amerika (se figur 3.2). Det er for eksempel estimert at følgende regioner har store uutnyttede gassreserver (størst til minst): det vestlige Sibir til Yamal Peninsula, den persiske gulf, den sørvestlige kysten av Afrika og det nordøstlige Sør-Amerika (hovedsaklig Venezuela). Mens kraftprisen i Europa forventes å ligge over 30 øre og i USA på 20–30 øre per kWh, forventes prisen i Sør-Amerika, på Island og i Australia til å bli liggende mellom 15 og 20 øre per kWh. Analytikere i Hydro Aluminium tror at man vil finne den laveste prisen (under 15 øre per kWh) i Russland, Midtøsten og Afrika. Slike mulige prisforskjeller avspeiler både størrelsen i krafttilgang, i lokal etterspørsel i dag og muligheter for å transportere kraften dit det er høyere etterspørsel. Ulik etterspørsel kan i noen grad ha sammenheng med ulik grad av politisk risiko. For eksempel vil politisk ustabile forhold i en «energirik lomme» gjøre regionen mindre attraktiv for investeringer, noe som gir lavere energipris. Det er hovedsakelig «energirike lommer» som ligger ved kysten, som vil være interessante for lokalisering av aluminiumsverk.

Island og Australia har i dag ingen krafteksport. Særlig Island tiltrekker seg energiintensiv industri. Man må regne med at det på lengre sikt – av miljømessige hensyn og fordi store deler av landet er særlig utsatt for vulkanutbrudd – ikke vil være rom for flere etableringer på Island, selv om landet har særlig rik tilgang på kraft. Australia har egne bauxittforekomster, så dette er også et interessant

Figur 3.2 Energirike lommer i verden med lavere energipriser enn i Vest-Europa



Kilde: Hydro

lokaliseringssted for aluminiumsproduksjon. I og med at kraftproduksjonen i Australia – i motsetning til på Island – hovedsakelig er basert på en ikke-fornybar ressurs (kull), må man imidlertid forvente at energiprisene fort kan stige også på dette kontinentet.

Når energiprisene i verden kommer over et visst nivå, vil det bli økonomisk mer interessant å frakte energi over lange områder. Lokalisering av smeltere og annen energikrevende virksomhet til energirike lommer vil også bidra til økt etterspørsel etter kraft og dermed til prisoppgang i disse områdene. På lengre sikt vil trolig energiprisene utjevne seg noe på verdensbasis gjennom slike tilpasninger (som at kraftprodusentene prøver å selge der prisen i utgangspunktet er høy, og at store kjøpere lokaliserer seg der prisen i utgangspunktet er lav). Det er imidlertid vanskelig å si noe om hvor lang tid det kan ta før en slik utjevning finner sted. Alt etter hvor fort utviklingen i lavprislommene finner sted, kan det – som i Norge – kanskje ta over 40 år før den lokale kraftprisen kommer opp på et europeisk nivå.

Selv med noe integrasjon på tvers av landegrenser henger energimarkedene forholdsvis dårlig sammen i dag. I deler av USA kan man for eksempel få relativt billig kraft, mens i andre deler av landet er kraftprisen forholdsvis høy. Noen land har fremdeles reguleringer med forholdsvis lave energipriser til industri. Aluminiumsindustrien inngår gjerne langsiktige kontrakter (20–40 år), slik at selv om prisen øker i dagens «lavprislommer», har selskapene gjerne sikret seg gunstig kraft for årtier framover. Sett med aluminiumsindustriens øyne kan det derfor med tanke på energiprisen være gunstig å etablere seg med nye smeltere i «lavprislommene». Selv med langsiktige kontrakter kan det imidlertid være risiko forbundet med kraftprisen når man inngår slike lavpris-kontrakter med potensielt politisk ustabile regimer.

Tabell 3.1 på neste side viser verdens største produsenter og eksportører av elektrisk kraft og naturgass i 2005. Mens naturgasseksporten utgjør over en fjerdedel av total produksjon på verdensbasis (cirka 790 000 kubikkmeter av nesten 2,8 millioner kubikkmeter), er eksporten av elektrisk kraft forholdsvis beskjeden (548 TWh av vel 16 660 TWh). Elektrisk kraft basert på vannkraft utgjør på verdensbasis totalt i overkant av 2 720 TWh. Verdens ti største produsenter av vannkraft er (i avtakende rekkefølge) Canada, Brasil, USA, Kina, Russland, Norge, Japan, India, Frankrike og Venezuela (se International Energy Agency).

Norge er i utgangspunktet en energirik lomme, men med muligheter for å eksportere både vannkraft og gass til henholdsvis det nordiske og europeiske markedet gjennom utbygde nettverk. Norge er også juridisk knyttet til det europeiske energimarkedet gjennom EØS-avtalen. Markedet for elektrisk kraft i Norge er en del av EØS og reguleres i dag av et samspill mellom de generelle reglene i EØS-avtalen og såkalt sekundærlovgivning – direktiver og forordninger. Sekundærlovgivningen gjelder primært tilrettelegging av et indre marked for elektrisk kraft

Tabell 3.1 Verdens største produsenter og eksportører av elektrisk kraft og naturgass 2005

Elektrisk kraft (basert på fossile brenslere, kjernekraft, vannkraft)		Naturgass	
Største produsenter	Største eksportører	Største produsenter	Største eksportører
USA	Frankrike	Russland	Russland
Kina	Tyskland	USA	Canada
Japan	Paraguay	Canada	Norge
Russland	Sveits	Storbritannia	Algeria
India	Canada	Algeria	Nederland
Tyskland	Tsjekkia	Nederland	Turkmenistan
Kanada	USA	Norge	Indonesia
Frankrike	Russland	Iran	Malaysia
Storbritannia	Danmark	Indonesia	Qatar
Brasil	Polen	Saudi-Arabia	USA

Kilde: International Energy Agency

gjennom regler om hvordan nettoperatører skal være organisert, og hvordan de skal opptre overfor kraftprodusenter/leverandører og kraftkjøpere. Det grunnleggende prinsippet om at elektrisk kraft, som andre varer, skal kunne selges over landegrensene når dette er fysisk mulig, følger av de allmenne prinsipper i EØS-avtalens hoveddel (og EF-traktaten) om fri bevegelighet for varer, særlig forbudene mot import- og eksportrestriksjoner. I tillegg til reglene om fri bevegelighet for varer kommer reglene om konkurranse og statsstøtte til anvendelse på elektrisitetsmarkedet.

EØS-reguleringene og deres implementering i norsk lov (blant annet gjennom energiloven) kan ha to virkninger som igjen får konsekvenser for en investeringsbeslutning. For det første kan reguleringene medføre at Norge importerer kraftpriser som er dannet i et marked med svært ufullkommen konkurranse. For det andre kan reguleringene legger føringer på kraftmarkedet som gjør det vanskelig å inngå den type langsiktige kontrakter som antas å være nødvendig for å utløse investeringene. Som tidligere referert, har ESA satt i gang et arbeid for å se om den norske lovgivningen om hjemfall er i strid med EUs konkurranseregler. Tilsvarende er det stilt spørsmål om Norges muligheter til å etablere nye industrikraftkontrakter eller et industrikraftmarked. Debatten omkring industrikraft er ikke særnorsk. I hele Europa har prisene på kraft vært meget høye siden effekten av handelen med CO₂-kvoter fikk gjennomslag i 2005. EU-kommisjonen har analysert det europeiske kraftmarkedet i en egen rapport, som ble lagt fram i februar 2006. Rapporten stiller spørsmålsteget ved prisdannelsen i markedet/markedene for kraft i Europa (www.norskindustri.no). Spørsmålet er om den norske energi-

lovgivningen (som blant annet regulerer det norske kraftmarkedet) fungerer på en tilfredsstillende måte, og hvorvidt prisdannelsen i det nordiske spotmarkedet er et uttrykk for en markedspris. Innenfor EØS-området er det per 2006 et mangfold av energimarkeder med mange ulike prisleier. Europeiske elektrisitets- og gassmarkeder, med få unntak, opererer fremdeles på nasjonale nivå. Konkurransen på tvers av landegrenser er foreløpig ikke utviklet til effektivt å kunne påvirke den økonomiske makten til selskaper i nasjonale markeder. I 2004 ble cirka 11 prosent av totalt elektrisitetskonsum dekket gjennom handel på tvers av landegrenser – en økning på bare 2 prosentpoeng siden 2000 (8–9 prosent). Ved suksessfull markedsintegrering vil prisene mellom medlemsland konvergere. Dette er ennå ikke tilfellet for elektrisitet og gass. Prisdifferanser på elektrisitet for industrielle kunder innen EU er i noen tilfeller over 100 prosent. Det er derfor grunn til å anta at norske myndigheter har et visst spillerom når det gjelder EUs konkurranseregler for å utvikle ulike kraftmarkeder og tempo i endringene.

Som nevnt ovenfor, er en del av energikostnadene knyttet til transportkostnader. Dette er tilfellet også i Norge der transport av kraft både krever investeringer i linjenett og betyr et svinn avhengig av distansen kraften blir transportert. Det å ligge i umiddelbar nærhet av kraftproduksjonen vil – selv i et utbyggt marked – være en fordel. I Norge er det særlig fylker som Nordland, Telemark, Sogn og Fjordane og Hordaland som «eksporterer» mye kraft.

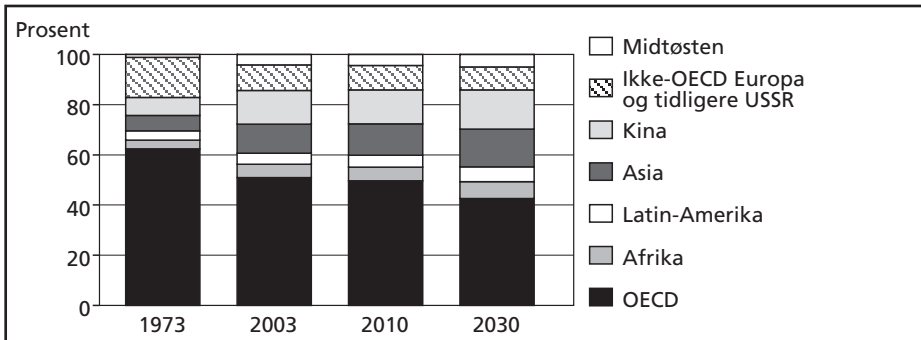
Like viktig som pris er leveringssikkerhet. Aluminiumsverkene kan ikke slå av strømmen særlig lenge før anleggene blir ødelagt.

Framtidig energitilgang og priser

International Energy Agency har beregnet verdens totale energitilgang (inkludert petroleum) til å være mellom 50 og 60 prosent høyere i 2030 enn i 2003 og 15 prosent høyere i 2010 enn i 2003. Den regionale fordelingen i energiproduksjonen forutsettes å endre seg, særlig Kina og andre asiatiske land øker i betydning som energiprodusenter. Det samme gjelder Afrika og Latin-Amerika, mens OECD, Øst-Europa og Russland reduserer sin relative viktighet (se figur 3.2). Den relative fordelingen av energikilder i 2003 og 2030 antas nærmest uendret med unntak av at olje i noen grad erstattes med fornybar energi (sol- og vindenergi med videre). Det betyr at veksten i gassproduksjon og produksjon av elektrisk kraft forutsettes å øke på linje med den totale energitilgangen.

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i kraftpriser. Ofte antas det at kraftprisen på lang sikt vil reflektere kostnader ved ny kraftproduksjon, for eksempel kullkraft, gasskraft eller atomkraft. Den langsiktige prisutviklingen avhenger sannsynligvis av mulige klimaendringer, generell inntektsutvikling og etterspørsel, kostnadsutviklingen i kraftproduksjon (blant annet brenselpriser, miljøkrav, av-

Figur 3.3 Fordeling av verdens totale energiproduksjon på områder



Kilde: International Energy Agency

gifter med videre), utvikling i overføringsmuligheter for kraft og utvikling av konkurransen i kraftmarkedene. Ifølge The Annual Energy Outlook 2006 er prisene på elektrisk kraft i USA beregnet til å avta fra gjennomsnittlig 7,6 cent per kWh i 2004 til 7,4 cent per kWh i 2030, det vil si at prisene vil være tilnærmet uendret (og med en dollarkurs på 6,50, cirka lik 48 øre per kWh). Dette gjelder elektrisk kraft både til industri og til husholdninger. Videre viser disse beregningene at det vil være små endringer i prisen på naturgass.

Statistisk sentralbyrå har foretatt ulike beregninger av utviklingen i kraftpriser i Norge og Norden, blant annet ved klimaendringer (Gabrielsen 2005), ved bortfall av kontrakter på politiske vilkår til kraftkrevende industri (Bye mfl. 2006) eller som følge av at det legges utenlandskabler / bygges ut gasskraft (Aune 2003). Aune beregner en pris på 25–30 øre per kWh i gjennomsnitt fram til 2020, alt etter nedbør. Gabrielsen opererer med en pris på under 20 øre per kWh fram til 2020 og deretter en pris under 25 øre per kWh fram til 2040 uten nedbørsøkning som følge av klimaendringer.

«Med de forutsetningene som er lagt til grunn i hovedalternativet, vil kraftprisene fram mot 2020 stige til i overkant av 25 øre/kWh. Dette tilsvarer om lag totalkostnaden ved å bygge ut nye gasskraftverk med en forutsetning om 125 kroner per tonn CO₂ i CO₂-avgift. Samlet kraftforbruk i Norge kan stige med om lag 15 TWh i forhold til gjennomsnitt av faktisk kraftforbruk i perioden 2000–2002. Som følge av en antatt utbygging av gasskraft etter 2010, vil kraftbalansen etter hvert gradvis bedre seg fra kraftimport i et normalår på 10 TWh i 2007–2009 til en nettoeksport på 3 TWh i 2030.» Aune (2003:3)

3.5 Risiko

Avkastningskravet til en investering der framtidig inntekt er usikker, antas å være lik en risikofri rente pluss en risikopremie. Risikoen kan deles i usystematisk og systematisk risiko. Systematisk risiko er knyttet til makroøkonomiske forhold eller til verdensøkonomien som sådan,³¹ mens den usystematiske risikoen er spesifikk for hvert foretak, næring eller region.³²

Bedrifter vil derfor vurdere risiko ved enhver ny investering – om enn noe ulikt, avhengig av selskapets eksisterende investeringer og egne vurderinger. I Hydro er den usystematiske risikoen i begge divisjonene – olje/gass og aluminium – i stor grad knyttet til energiprisene. Går energiprisene opp, tjener olje- og gassvirksomheten gode penger, mens aluminiumvirksomheten får redusert inntjening og vise versa. Hydro har med andre ord innen eget konsern i noen grad diversifisert seg bort fra den usystematiske risikoen knyttet til energiprisene.

Dersom ulike land har ulike makroøkonomiske betingelser, kan en del av den landspesifikke systematiske risikoen oppfattes som usystematisk risiko dersom investorer kan diversifisere seg bort fra slik risiko ved å investere i ulike land. Slik usystematisk landrisiko kan være knyttet til valutarisiko eller politisk risiko. Valutarisiko kan reduseres ved ulike former for «forsikring», for eksempel ved at innsatsfaktorer kjøpes i samme valuta som den ferdige varen selges. Politisk risiko er blant annet knyttet til trusselen om at myndighetene kan endre «spillereglene» etter at et utenlandsk selskap allerede har etablert seg i landet, til korrupsjon eller fare for krig eller andre ødeleggende konflikter. Både Russland, Midtøsten og deler av Afrika er kjennetegnet ved høyere politisk risiko enn det Nord-Amerika, Europa og Australia har. Mange av «lavprislommene» ligger i land med stor politisk og kommersiell risiko.³³

Tabell 3.2 på neste side viser hvordan prisendringer på aluminium varierer med valuta. Slike forskjeller avspeiler forskjeller i utviklingen i valutakurs. La oss se på et eksempel. I løpet av 2005 steg prisen på aluminium, målt i amerikanske dollar med 10,5 prosent. Målt i euro var prisstigningen nesten den samme og lik 10,6

³¹ Eksempler på systematisk risiko er streiker som lammer all virksomhet i landet, naturkatastrofer, kriger og lignende. For eksempel medførte orkanen «Katarina» høsten 2005 store ødeleggelser av oljeinstallasjoner i Mexicogulven. Sammen med Irak-krigen har dette medført rekordhøye oljepriiser på verdensbasis.

³² Det er mulig å diversifisere seg bort fra den usystematiske risikoen, og dette oppnås for eksempel ved å investere i 15 ulike foretak/næringer (se Copeland og Weston 1988). Eksempler på usystematisk risiko er streikefaren i et foretak, usikkerhet rundt lansering av et nytt produkt i en annet foretak, innføring av ny ledelsesfilosofi i et tredje foretak.

³³ Telenor har for eksempel opplevd hvordan lite utviklede systemer for håndhevelse av avtaler kan skape problemer i land som Russland og Ukraina.

Tabell 3.2 Prisendringer på aluminium målt i ulike valutaer

Årlig prisøkning	US\$	¥	Euro	Can \$	Real	Rand	Aust \$
2004	20,5%	12,6%	9,8%	12,1%	14,9%	3,0%	6,7%
2005	10,5%	12,8%	10,6%	2,8%	-8,2%	9,4%	6,7%

Kilde: 2006 AlcanInc

prosent. Dette avspeiler at i løpet av 2005 var dollarkursen i forhold til kursen på euro forholdsvis stabil. I canadiske dollar var prisstigningen lavere enn i amerikanske dollar og lik 2,8 prosent, noe som har sammenheng med at canadiske dollar styrket sin posisjon i forhold til amerikanske dollar det aktuelle året.

En risikovurdering må derfor foretas spesielt for hver enkelt investering. Men generelt kan det sies at selskaper må stille høyere krav til inntjening ved investeringer i mange av «lavprislommene» for å kompensere for den kostnaden politisk og kommersiell risiko representerer i en investeringskalkyle.

3.6 Miljøregler

Selv om store aluminiumsprodusenter vil oppfylle visse minimumsstandarder med hensyn til miljø uansett hvor de investerer,³⁴ eksisterer det ulike regler i ulike land som vil kunne ha innvirkning på en investeringsbeslutning. Det gjelder regler for utslipp av CO₂, svovel og PAH. Minst like viktig for industrien er virkninger av miljøreguleringer i kraftmarkedet som krav om CO₂-rensing eller CO₂-kvoter. For en investering i Norge er Norges og EUs ratifisering av Kyoto-protokollen vesentlig. Ikke alle potensielle land for investeringer i smeltevirksomhet er omfattet av denne protokollen. I tillegg kan den slå ut ulikt også for land som er omfattet av avtalen. Kyoto-avtalen vil dermed inngå som ett av flere rammevilkår som påvirker investeringsbeslutninger.

I Kyoto-protokollen forplikter Norge seg til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008–2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 prosent høyere enn i 1990. For å møte disse forpliktelsene har Stortinget vedtatt klimakvoteloven. Loven introduserer et nasjonalt system for utslippstillatelse og handel med CO₂-kvoter. Systemet er knyttet til et tilsvarende system i EU. EU har i Kyoto-protokollen – for perioden 2008 til 2012 – forpliktet seg til å redusere sine CO₂-

³⁴ Ifølge Hydro har selskapet samme miljøstandard uansett hvor i verden selskapet er lokalisert. Dette har mellom annet sammenheng med at den mest moderne teknologien er den som bruker minst strøm og slipper ut minst klimagasser.

utslipp med 8 prosent i forhold til utslipp i 1990. For å nå dette målet har EU laget et eget kvotehandelssystem (EU ETS). Begge systemene trådte i kraft 01.01.2005. Hvert enkelt EU-land og Norge har fått tildelt kvoter på anleggsnivå. Anleggene som omfattes av EU ETS, står for cirka 50 prosent av CO₂-utslippene i EU. I Norge står anleggene for cirka 10 prosent av norske CO₂-utslipp (www.oed.dep.no).

Kvoteregulering er et nytt virkemiddel for å begrense utslippene av klimagasser på en kostnadseffektiv måte. Både i Norge og EU har myndighetene delt ut CO₂-kvoter for perioden 2005–2007 vederlagsfritt. Kvotene vil i stor grad dekke de utslippene hvert enkelt anlegg har. Det er imidlertid tanken at disse kvotene etter hvert vil representere et utslippsutak. Det betyr at nye energiprodusenter vil måtte kjøpe kvoter for sine nye utslipp. Produsenten med best mulighet og lavest kostnader vil da redusere sine utslipp og selge slike kvoter. For alle brukere av energi vil kvotene over tid bety høyere energipriser. På kort sikt har det betydd større prissvingninger og høyere pris på kraft i Europa.

3.7 Kapitalkostnader og avkastningskrav

Ettersom finanskapital nå er blitt svært mobil på tvers av landegrensers vil bedriftene kunne tilpasse seg slik at kapitalkostnadene (nominell rente korrigert for valutakurs, risiko og etter skatt) blir lavest mulig, uansett hvor de lokaliserer produksjonen. Hydro kan for eksempel låne i Norge til investeringer i Midtøsten eller låne i Midtøsten for investeringer i Norge dersom dette gir lavest kapitalkostnad.

På slutten av 90-tallet vant en ny måte å betrakte bedriftens lønnsomhet på større og større innpass. Kort fortalt – i stedet for å bedømme lønnsomheten til en bedrift ut fra overskudd eller underskudd i regnskapet, fokuseres det i større grad på inntjeningspotensialet i bedriften. Eierne formulerer i større grad enn tidligere et avkastningskrav som ledelsen skal prøve å etterkomme. Avkastningskravet henger sammen med mulighetene investorene har for alternativ inntjening, det vil si hva de ville kunne tjene om de investerte midlene sine i annen virksomhet. Det er dermed ikke lenger nok at en bedrift ikke har røde tall og kan vise til overskudd i årsregnskapet. En rekke ledelsesverktøy, som skal bidra til å øke verdien av aksjonærenes verdier, er utviklet («verdibasert ledelse»). Samtidig ble det innført insentivsystemer for å stimulere ledere til å øke verdiskapingen i selskapet, som opsjoner og andre bonusordninger. Ulempen ved bonusordninger som bidrar til at ledelsen øker sin inntekt jo høyere inntekt bedriften har, er at det kan medføre vektlegging av investeringer som gir forholdsvis god avkastning på kort eller mellomlang sikt framfor på lengre sikt (når ledelsen er gått av).

Ifølge Lie (2005) gjennomgikk Hydro et vendepunkt ved årtusenskiftet i det en sterkere drifts- og lønnsomhetsorientering vant innpass også her.

«I 1999 ble en omfattende strategiprosess med navnet «Fokus for fremtiden» gjennomført i Hydro ved hjelp av konsulentselskapet Boston Consulting Group (BCG). Et av resultatene av prosessen var innføring av et prinsipp om «verdi-basert ledelse» i Hydro. [...] Verdiene man snakket om i Hydro i 1999, var av økonomisk art, nærmere presisert som avkastning på aksjeeiernes investerte kapital. [...] I etterkant av strategiplanen «Fokus for fremtiden» ble nye verktøy i styringen av selskapet og i målingen av enhetenes prestasjoner innført. To sentrale mål for kapitalavkastningen, betegnet ved akronymene EBIDTA (earnings before interest, tax, depreciation and amortization) og CROGI (cash return on gross investments), ble introdusert fra år 2000. Det siste målet var Hydros eget, som var utarbeidet i en egen prosess i forkant av «Fokus for fremtiden». Hydro sluttet samtidig med ordinære driftsbudsjetter, der forventede inntekter, kostnader og resultater ble oppstilt. Et problem med budsjettene hadde vært at de ikke alltid var godt egnet til å følge opp resultatene i de enkelte delene av selskapet. Mye tid ble brukt gjennom budsjettåret på analyser for eksempel av prissvinginger i hovedmarkedene for å forklare avvik fra budsjettbanene. Slike svinginger påvirket budsjettene, men de sa lite og ingenting om forretningsenhetenes prestasjoner, som var den bakenforliggende faktor som man ønsket å analysere. Den økonomiske utviklingen til divisjonene ble derfor besluttet målt også til faste priser. Det kanskje viktigste prestasjonsmålet ble den «normaliserte» CROGI, et mål på hvilket forhold man ville hatt mellom kontantstrøm og samlede investeringer hvis prisene hadde holdt seg slik de var forutsatt på budsjettidspunktet.» Lie (2005:424–429)

4 Vurdering av bedriftenes utviklingsstrategier

Norske primæraluminiumsprodusenter tjener i dag gode penger på råaluminiumsproduksjon. De har god kjennskap til teknologien og markedene. De norske selskapene har effektive bedriftsorganisasjoner og kompetent arbeidskraft. Særlig er dette viktig i anleggsfasen. Både Hydro og Orkla/Elkem har finansielle midler, tilstrekkelig tilgang til råstoffer samt ledelses- og prosjektkompetanse. Det er derfor helt klart at i det minste Hydro vil investere videre innenfor smelting og støping. Hydro ser på seg selv som et globalt selskap og har primært finansielle preferanser når det gjelder hvor de ønsker å investere. Bedriften har stor tro på at den teknologiske kunnskapen, ledelses- og prosjektkompetansen kan anvendes hvor som helst i verden. Hydro har kommet langt i å bestemme seg for å investere i en ny smelter i Qatar og har lansert muligheten for å investere i et nytt smelteverk i Murmansk-området i Russland. Utbygging av ny kapasitet legges dermed til såkalte «energirike lommer med forholdsvis lave energipriser». Det ligger imidlertid ikke uten videre i kortene at produksjonskapasiteten i Norge *ikke* skal opprettholdes av den grunn. Som nevnt ovenfor, er det ventet stor vekst i etterspørselen etter aluminium framover, og den planlagte nye produksjonskapasiteten vil kun ta av en del av denne veksten. Mange potensielle investeringer innen aluminium i Norge møter også bedriftens interne avkastningskrav, gitt tilgang på kraft.

Gode avkastningsmuligheter er imidlertid ikke tilstrekkelig til å starte opp et prosjekt. Momenter som strategi og kapasitet spiller også viktige roller. Først litt om kapasitet. Alle selskap har en begrenset ledelseskapasitet når de skal løfte nye prosjekter. I faglitteraturen kalles dette «fungerabilitet». I Hydro vil derfor aluminium måtte tiltrekke seg ledelsens oppmerksomhet i konkurransen med prosjekter fra Olje og Gass divisjonen. I Elkems tilfelle konkurrerer aluminium med andre divisjoner i Orkla på for eksempel silisium/solenergi. Denne interne konkurransen kan bety at gode prosjekter innen aluminium ikke blir realisert. Et historisk eksempel på dette er Hydros beslutning om ikke å investere i en smelter på Island. Begrunnelsen gitt fra bedriften var blant annet at dette kom samtidig med andre store prosjekter som oppkjøpet av VAW, og at ledelsen derfor ikke hadde kapasitet til enda et prosjekt. Det som er utviklingsalternativene i Norge, er enten å fortsette fornyingen og den gradvise utviklingen av de norske smelteverkene, eller at de drives videre som «høstingsbruk» til kraftkontraktene går ut og/eller teknologien

er utdatert. En videre utvikling vil kunne innebære nye investeringer spesielt i forbindelse med nedlegging av Søderberg-linjene i Årdal, Høyanger og på Karmøy. Man kan også tenke seg utvidelser andre steder som i Elkems virksomhet i Mosjøen.

Som det er gjort rede for tidligere i denne rapporten, vil følgende momenter være avgjørende for selskapenes vurderinger og beslutninger om framtidige investeringer i Norge:

- kraftpris
- leverings sikkerhet
- kraftmengde
- stabiliteten i rammevilkårene
- langsiktige kraftkontrakter (25 pluss 15 år)
- regler for hjemfall
- gevinster ved verdikjedeintegring, industrielt miljø og utvikling av ny teknologi

Forhold i Norge vurderes mot forholdene i «lavprislommer» der man også må ta hensyn til:

- politisk ustabilitet
- stigende kraftpriser på lengre sikt
- et svakt industrielt miljø
- høye etableringskostnader (tilrettelegging av infrastruktur og bygninger)

Sett fra bedriftenes side er det uten tvil usikkerhet omkring framtidig kraftproduksjon (herunder det norske politiske systemets evne til å få fram mer kraft) og mulighetene for å inngå langsiktige kraftkontrakter som vil kunne stoppe videre investeringer i Norge.

Konstant høyt spottpris har også betydning for aluminiumsprodusentenes interne strategier. Der hvor man er sikret kraft til langsiktig gunstige priser vil det kunne være mer å tjene på å selge kraften enn å bruke den til aluminiumsproduksjon. Elkem, som har kommersielle langsiktige kontrakter med Vattenfall, ville kunne videreselge denne kraften i dag med god fortjeneste. Hydro – som har egne kraftverk med produksjonskostnader ned mot 5 øre per kWh – vil med dagens spottpris på over 40 øre per kWh kunne tjene store penger med relativt liten risiko på salg av kraft i spottmarkedet. Både Elkem og Hydro har til en viss grad allerede fulgt en slik salgsstrategi (Hydro med kraft fra Rjukan og Elkem med kraft fra Sauda). Selskapene er imidlertid – som redegjort for tidligere i rapporten – bundet når det gjelder bruken av mye av egen kraftproduksjon. I Hydro selges kraften internt i selskapet fra Olje og Gass divisjonen til aluminiumsdivisjonen til

langsiktige kontrakter som er basert på markedspris, men med hensyn til rammevilkårene pålagt denne kraften.

Aluminiumsindustrien er – som annen kraftkrevende industri – en annen type kjøper enn de fleste kraftbrukere. Kraftkrevende industri kjøper store kvanta, kraften kjøpes nær produksjonsstedet (og belaster derfor ikke transportnettet i samme grad som andre kjøpere) på meget lang sikt (10–30 år), og har akseptert å inngå avtaler om midlertidige utkoblinger ved høyt generelt strømforbruk og i tørrår.³⁵ Denne industrien investerer også med svært langt tidsperspektiv (på grunn av høye oppstartskostnader) og har derfor behov for å inngå langsiktige kontrakter. Som vist ovenfor, er det langsiktige perspektivet når det gjelder prisutviklingen på energi sannsynligvis ikke veldig dramatisk dersom kapasiteten utvides i tråd med framlagte planer.

Som en langsiktig kjøper bør aluminiumsindustrien selv kunne spille en rolle for utvikling av ny kapasitet på kraftmarkedet gjennom eierskap eller langsiktige avtaler. Aluminiumsprodusenter kan for eksempel gå inn i kraftproduksjon. På kontraktssiden kan industrien i større grad inngå kraftkontrakter basert på LME-pris på aluminium (som ikke er uvanlig i bransjen internasjonalt). Det betyr at noe av risikoen og eventuelt gevinsten ved produksjon av aluminium i Norge flyttes over til kraftprodusenten. Her kunne for eksempel Statkraft komme inn som kontraktspartner. Elkem og Vattenfall har allerede inngått en slik kontrakt.

La oss som en illustrasjon se på hvor mye økning i kraftprisene norsk aluminiumsindustri kan tåle. Vi forutsetter en kostnadsandel for kraft på 25 prosent i nye anlegg, en verdensmarkedspris på 1 700 amerikanske dollar per tonn (på råvarebørsen i London LME), en valutakurs på amerikanske dollar lik 6,5 NOK, en gjennomsnittlig kraftpris i dag på gjennomsnittlig 16 øre per kWh. For å beholde samme avkastningen som i dag vil prisen måtte stige på sikt dersom kraftprisen doubles til 32 øre per kWh. Er avkastningen i dag for eksempel 20 prosent (før skatt og inkludert risikopremie), må aluminiumsprisen stige med 21 prosent (til 2 054 amerikanske dollar per tonn) når kraftprisen doubles og avkastningen samtidig skal opprettholdes.³⁶ Stiger kraftprisen fra gjennomsnittlig 16 øre per kWh til 25 øre per kWh, må aluminiumsprisen stige med 11,7 prosent (til 1 899 amerikanske dollar per tonn) for at avkastningen fremdeles skal være 20 prosent brutto. Som

³⁵ Utkoblinger er imidlertid ikke ønskelige fordi det medfører store oppstartskostnader og ekstraordinært høye miljøutslipp. I tillegg kan anleggene ta skade.

³⁶ Regnestykket er gjort som følger: Av en investering på 100 kroner går 25 kroner til kjøp av kraft og 75 kroner til andre kostnader (inkludert avskrivning på kapital). For å gi en brutto avkastning på 20 prosent må samlet inntekt være lik 120 kroner. Når kraftprisen doubles, øker utgiften til kraft til 50 kroner, og samlet inntekt må være lik 145 kroner for å gi en avkastning på 20 prosent. Dette er 21 prosent mer enn en inntekt på 120 kroner. Dersom produksjonen holdes uendret, betyr dette at prisen på aluminium må gå opp med 21 prosent.

vi ser av figur 1.5, har verdensmarkedsprisen på aluminium vært betydelig over 2 000 amerikanske dollar per tonn siden 28. november 2005 og forventes å ligge forholdsvis høyt i lang tid framover. I tillegg har vi sett at langsiktige kraftpriser etter 2009 i Norge – gitt utbygging av ny kapasitet og overføringslinjer – muligens vil ligge på 25–35 øre per kWh. Holder forutsetningene vi har lagt inn i regnestykkene, skulle det dermed være rom for fortsatt aluminiumsproduksjon i Norge til en kraftpris på 25–32 øre kWh.

Selv om avkastningskravet på 20 prosent blir tilfredsstilt i begge disse eksemplene, så kan og vil det imidlertid være verk i andre land som gir høyere avkastning. Dermed kan man få en situasjon der verk blir bygget/ekspandert i andre land framfor i Norge. Med begrenset kapital og kapasitet betyr det derfor ikke automatisk at man bygger ut selv om et prosjekt tilfredsstiller gjennomsnittlig avkastingskrav.

Det er videre en risiko for at aluminiumsprisene vil falle. Aluminiumsprisene kan imidlertid også stige ytterligere gitt etterspørsel og kostnadsutvikling. Som vist ligger store deler av dagens aluminiumsproduksjon i områder med høye energipriser. Det er risiko forbundet med forholdet mellom norske kroner og amerikanske dollar³⁷ (kursen er per august 2006 nærmere 6,25 NOK per amerikanske dollar, noe som svekker fortjenesten i regnestykkene ovenfor. Det foreligger også en risiko når det gjelder hva som blir den langsiktige elektrisitetsprisen (jamfør svingningene i kortsiktige priser i 2006) selv om man i august 2006 omsetter spottkontrakter for 2009–2011 på Nord Pool for 36 øre per kWh. Mot dette bakteppet vil man likevel forvente at norske selskaper skulle ha interesse av å fornye produksjonskapasiteten i eksisterende smelteverk i Norge.

³⁷ Valutarisiko kan selskapene i stor grad sikre seg mot.

5 Vurdering av utfordringene for norske myndigheter

Først og fremst skal myndighetene legge til rette for å få størst mulig verdiskaping ut av landets knappe ressurser. Dette innebærer for industrier med store, langsiktige irreversible investeringer at disse skal få forutsigbarhet. Det må legges til rette for at bedriftene kan tenke industrielt og langsiktig.

Den store utfordringen for norske myndigheter i dag er manglende utbygging av ny kraft som har gitt en ubalanse i kraftmarkedet. Som redegjort for tidligere har Norge per 2006 et kraftunderskudd. Dette dekkes ved import av kraft. Dette kraftunderskuddet er med på å drive prisene oppover i det nordiske kraftmarkedet, men har også effekt på de langsiktige industrikontraktene (når det gjelder så vel pris som tilgjengelighet for slike avtaler). De siste ti årene har forbruket i Norge steget fem ganger mer enn økningen i produksjonskapasiteten. Hvis man ikke bygger ut kraftproduksjonen i Norden, vil man oppleve at prisforskjellen mellom dagens langsiktige industrikontrakter og det generelle strømmarkedet vil øke. Kraftkrisen i 2006 har flere årsaker, som værforhold, kabelbrudd og stenging av kjernekraftverk, men det kan også sies å være et resultat av at man ikke har klart å få fram nye prosjekter i tilstrekkelig grad. Knapphet på nye prosjekter kan igjen skyldes flere forhold, men manglende langsiktig planlegging og beslutninger på politisk nivå kan være en del av årsaksbildet. Endres ikke dette, vil man kunne få et svært usikkert marked for langsiktige kraftkontrakter der blant annet virkemidler som tørråresikring og utkoblinger fra kraftkrevende industris side vil kunne være vanskeligere å etablere enn i et marked i balanse.

En konstant høyt spottpris har også (som nevnt ovenfor) betydning for aluminiumsprodusentenes interne strategier. Der hvor produsentene er sikret kraft til langsiktige gunstige priser, vil det kunne være mer lønnsomt å selge kraften og ta en fortjeneste av dette enn å bruke kraften til aluminiumsproduksjon. Dagens situasjon med underskudd i produksjon av kraft vil derfor skape en ustabil investeringsituasjon selv om aluminiumsindustrien har gunstige industrikraftkontrakter. Dette fordi det vil ligge en latent mulighet for at myndigheter eller eiere ønsker å omdisponere bruken av kraft.

Innen 2016 er det planer om at kraftproduksjonen i Norden skal være økt med over 30 TWh (som tilsvarer Hydros kraftforbruk i smelteverkene i dag). Blant annet er det planer om at den norske stat skal satse betydelig beløp i perioden fram til

2016 (1,5 milliarder kroner per år perioden 2010–2016) på fornybar energi, som oppvarming i husholdninger, infrastruktur for fjernvarme, vindkraft, små vannkraftanlegg (se www.oed.dep.no: Olje- og energiminister Odd Roger Enoksens innlegg på Energirikekonferansen 8. august 2006). Prognoser viser at det i snitt koster rundt 25–30 øre per KWh å bygge ut nye kraftverk i Norden (www.statkraft.no)

Utfordringene for norske myndigheter ligger i å få balanse og modenhet i kraftmarkedene på lang sikt. Et eksempel på det er mulighetene for å endre grunnrentebeskatningen slik at grunnrenten betales ut fra faktisk pris produsenten får for kraften. Slik det er i dag, må kraftprodusentene betale grunnrenteskatt etter prisene i spottmarkedet. Dersom de har langsiktige kontrakter til en lavere pris enn spottpris, må de likevel betale grunnrenteskatt i henhold til spottpris. Det gir lite insitamenter til langsiktighet.

Det foreligger også utfordringer på kort sikt. Det har tatt lang tid å bygge opp industrimiljø og kompetanse, mens nedbygging kan gå fort. Myndighetene bør derfor – gjennom ulike overgangsløsninger – eventuelt sørge for at de ikke utilsiktet bygger ned industriell kompetanse.

Spørsmålet er om myndighetene ut over dette også bør føre en aktiv industripolitikk for utvikling av lettmetallindustrien i Norge. Norge er i dag en stor eksportør av energi i form av olje og gass. Klassisk økonomisk tenkning vil tilsi at det er mest å tjene på å selge disse ressursene til de som er villige å betale best. I dag er dette forbrukere og industri i andre land. Ser man på historiske erfaringer fra vellykket næringsutvikling, ser man at andre strategier kan være vel så gode. Noen ganger vil det være viktig å bygge ned for å frigjøre ressurser som arbeidskraft og kapital til nye næringer, men ofte er det viktig å bidra til utvikling og omstilling innen eksisterende næringer. Norge har kompetente miljø innen lettmetall hvor det forventes sterk global vekst i etterspørselen. Det kan derfor være fornuftig – sett fra samfunnets side – å bidra til omstilling og utvikling heller enn nedbygging av en slik industri. Det kunne imidlertid tenkes at man burde stille noen krav til bedrifter som mottar konsesjoner fra samfunnet i slike sammenhenger. For norsk aluminiumsindustri vil det være naturlig å kreve en sterkere integrasjon av verdikjeden slik at hele den norske klyngen styrkes.

Argumentene mot en spesiell satsning på aluminiumsindustri er klare. Med et kortsiktig underskudd på kraft vil langsiktige kraftleveranser til aluminiumsindustrien bety mindre kraft i spottmarkedet og dermed høyere pris for andre brukere. Annen type industri og service (og privat forbruk) vil derfor ikke ekspandere like mye som ved en lavere pris. Med andre ord prioriteres aluminiumsindustrien da i noen grad framfor annen næringsvirksomhet. Aluminiumsproduksjonen går med høye overskudd på grunn av sterk etterspørsel og høye aluminiumspriser og skulle derfor ha muligheter til å betale like mye for energien som annen virksomhet.

Man kan hevde at den delen av kraftkrevende industri som i dag ikke har tilstrekkelig med langsiktige kontrakter, har sovet i timen og ikke benyttet seg av de muligheter som fantes rundt 1998–2000 da både Statkraft og Vattenfall tilbydde langsiktige kontrakter til (gitt dagens prisenivå) svært gunstige priser. Tidligere lave priser er imidlertid til liten trøst sett fra arbeidstakere og myndigheters side. Gitt at man har en tro på at kraftmarkedet vil komme tilbake til det man, i historisk sammenheng, vil kalle mer «normale» priser, kan det være grunn for myndighetene å bidra til at det kan etableres langsiktige kraftkontrakter som bringer industrien gjennom en unormal situasjon og/eller gir den tilstrekkelig tid til å tilpasse seg nye markedsforhold. Tror man at det vil skje en global utjevning av energipriser og ønsker man å beholde kompetanse innenfor et område som aluminium, kan det være grunn til å ha et perspektiv som spenner over en modningsperiode for så vel det norske energimarkedet som det globale energimarkedet.

Et av argumentene for at myndighetene bør legge til rette for etablering av langsiktige kraftkontrakter som aluminiumsindustrien kan leve med, vil være basert på den historiske plasseringen og rollen til kraftkrevende industri i Norge. Aluminiumsproduksjonen var en måte å utnytte lokale kraftressurser på som tidligere ikke kunne transporteres over større avstander. Det betyr at kraftkrevende industri i Norge i dag ofte er hjørnesteinsbedrifter i mange små lokalsamfunn. Her har ikke bare bedriftene investert, men også arbeiderne i egne hus, andre næringsdrivende i servicetilbud og samfunnet ellers i infrastruktur og lignende. Det vil være dårlig samfunnsøkonomi raskt å endre bedrifters rammevilkår slik at denne typen private og offentlige investeringer blir vesentlig verdiforringet. Selv om man kan diskutere om lokalt produsert kraft er en ressurs som tilhører lokalsamfunnet, er det et vesentlig poeng at dersom det er fornuftig så bør en slik ressurs kunne danne grunnlag for lokal utvikling. Dagens norske aluminiumssmelteverk (og potensielle fornyelse og utvidelse av disse) betyr og vil fortsatt bety mye for tilhørende lokalsamfunn. De er de viktigste arbeidsgiverne og skatteyterne og danner grunnlaget for ytterligere sysselsetting.

Det er videre viktig for den framtidige verdiskapingen i et land at man bygger opp industrielle miljø og ikke avviker disse. Mange av de sterkeste og mest vekstkraftige bedriftene i Norge i dag springer ut av sterke industrielle miljø. I Norge har man sett dette på steder som Raufoss, Kongsberg, Horten og Mo i Rana. Mange land bruker ulike virkemidler for å stimulere til videreutvikling av slike klynger enten det er offentlig innkjøp (særlig innenfor forsvar, for eksempel i USA), FoU eller skattelette og subsidier (som overfor norske redere).

Lettmetallklyngen er som tidligere nevnt et viktig industrielt miljø i Norge, og det kan derfor være av betydning å opprettholde alle deler av denne verdikjeden innenlands. Argumentasjonen omkring smelteverkene som en del av et industrielt lettmetallmiljø i Norge svekkes imidlertid noe av bedriftenes og virkemiddel-

apparatets tilpasninger. Det kan derfor også være grunn for norske myndigheter å bidra til at aluminiumsprodusentene har en industriell strategi tilpasset Norge, det vil si å utnytte fordelene av integrerte verdikjeder og et høyt teknologisk nivå. Som referert i avsnitt 2.1, er aluminiums- og lettmetallprodusentene i Norge relativt svakt integrert.

Myndighetene kan altså bidra til utvikling av aluminiumsindustrien gjennom å:

- skape balanse i kraftmarkedet
- legge til rette for verdikjedeintegrering og langsiktige partnerskap som blant annet kan gjøre det lettere å realisere investeringer innen kraftutbygging
- satse på FoU
- regulere skatteregimet slik at kraftselskapene motiveres til å inngå langsiktige kontrakter

6 Konklusjon

I dette notatet har vi sett på forutsetninger for videre utvikling av aluminiumsindustrien i Norge. Vi har beskrevet de viktigste rammevilkårene, faktorpriser og produktpriser, belyst norske aluminiumsprodusenters utviklingsstrategier og hvilke vurderinger som ligger til grunn for disse.

Analysene viser det er en sterk forventning om at etterspørselen etter primær-aluminium vil øke. Samtidig vil enkelte smelteverk og linjer stenge på grunn av miljøhensyn og relativt dyr kraft. Det skal derfor investeres i nye smelteverk i årene framover i ulike deler av verden. Selv om hoveddelen av disse investeringene vil rette seg mot områder med tilgang på billig energi («lavprislommer»), så tilsier den generelle markedsutviklingen, plasseringen av store deler av dagens produksjonskapasitet i områder uten tilgang på billig energi og «lavprislommenes» plassering i områder med høy politisk og kommersiell risiko, at:

- Det vil være plass til å videreutvikle eksisterende primærproduksjon også i områder med noe høyere energipriser, men med industriell kompetanse og stabile rammevilkår.

Fordelene ved å videreutvikle aluminiumsproduksjonen i Norge er flere. Her er et industrielt miljø med høy kvalitet både innen prosjektstyring ved nyinvesteringer og innen drift. Videreutvikling vil i Norge finne sted ved eksisterende anlegg og infrastruktur (såkalt «brownfield»-utvikling) der investeringskostnadene er betydelig lavere enn ved etablering av nye (greenfield) anlegg. De mest aktuelle utviklingsstedene som Høyanger og Årdal ligger i områder med lokalt overskudd på kraft og vil derfor ikke kreve nye investeringer i kraftlinjer. Smelting kan i Norge sees i sammenheng med produksjon videre opp i verdikjeden, og videre satsning på FoU kan gjøre industrien ytterligere konkurransedyktig.

Både Hydro og Elkem har fram til i dag investert milliarder i fornying av verkene i Norge. Fra et industrielt synspunkt er det nødvendig at dette fortsetter kontinuerlig og en med langsiktig tidshorisont for at ikke denne industrien skal komme inn på et spor der en sakte nedbygging er den eneste mulige veien. Det som vil kunne stoppe investeringene, er manglende tro på at myndighetene vil klare å stabilisere kraftmarkedet og for kortsiktige og lite industriell tankegang hos de norske aluminiumsprodusentene.

- Det er derfor viktig at Norge får et stabilt energiregime både for forbrukere og industri.

Debatten om aluminiumsindustriens framtid i Norge handler om langsiktig utvikling av kraftproduksjon og integrering av verdikjeden fra kraft til sluttprodukt gjennom industrielle strategier. Det handler ikke om dagens kraftkrise. Kraftkrisen er særlig akutt i perioden 2006–2007 (og muligens 2008). I dette tidsrommet har aluminiumsindustrien gunstige kraftkontrakter.

Det er en utfordring for industriutvikling generelt og aluminiumsindustri spesielt at den krever en type langsiktighet i planlegging og beslutninger som gjør at man ikke så lett klarer å skape oppmerksomhet om de riktige spørsmålene på de riktige tidspunktene i den offentlige debatten. En beslutning om videreutvikling eller avvikling av et verk tas i realiteten mange år før beslutningen realiseres. Det som må til for å videreutvikle produksjon av primæraluminium Norge, er:

- utbygging av ny kraftproduksjon i Norge og Norden for å unngå usikkerhet omkring leveranser av kraft og for å sikre lavere kraftpriser på lengre sikt
- tilgjengelige langsiktige kraftkontrakter til en kWh-pris i dagens kroneverdi til mellom 25 og 30 øre kWh avhengig av prisen på aluminium
- bedre integrering av verdikjeden gjennom blant annet kraftkontrakter knyttet til aluminiumsprisen slik at risiko og gevinst deles mellom kraftprodusenter og primæraluminiumsprodusentene

Det betyr ikke nye store utbygginger i Norge, men at man kontinuerlig videreutvikler dagens anlegg, og at de ikke kun drives i retning av en gradvis nedbygging og avvikling.

Med en global økning i etterspørselen etter primæraluminium og en langsiktig global utjevning av kraftpriser (det vil si i energiprisen i såkalte «energirike lavprislommer») og gitt en betydelig politisk risiko ved investering i flere av «lavprislommene», er mulighetene for en videreutvikling av norsk aluminiumsindustri absolutt til stede.³⁸

³⁸ Man kan også se for seg mulige teknologiske sprang som vil redusere betydningen av kraftpriser for lokalisering av aluminiumsproduksjon, eller at det utvikles nye løsninger for transport av energi.

Kilder

Intervju og møter

Einar Sælen	Hydro Oslo
Torstein Dale Sjøtveit	Hydro Oslo
Kenneth Bern	Hydro Oslo
Johannes Aalbu	Hydro Oslo
Olav Støylen	Kjemisk Industriarbeiderforbund
Ove Gusevik	Alfred Berg
Roy Hammer	Elkem Aluminium
Henrik Tveten	Elkem Aluminium

Bedriftsbesøk Årdal

Bedriftsbesøk Karmøy

Dialogseminar med Kjemisk Samarbeidskomité ved Hydro

Internett

Alcoa.com	Analyst Presentations
Alcan.com	Investors, Presentations and events
Alunet.net	
Bt.no	utenriks
Ec.europe.eu	eurostat
IEA.org	Annual energy outlook
Hydro.com	Investors relations,
Norskindustri.no	Aluminiumsindustrien
Ntb.no	
Oed.dep.no	Energirikekonferansen 2006
Soral.no	
Ssb.no	statistikbabken og industri og energi
Statkraft.no	pub/kraftmarkedet/reportasjer/priser_i_norden.asp
World-aluminium.org	

Litteratur

Aftenposten Økonomidel 18.08.2006

The Annual Energy Outlook 2006, Energy Information Administration (EIA).
Washington DC

Aune, F. R. (2003), *Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkningen av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging*. Rapport 2003/11. Oslo-Kongsvinger: Statistisk sentralbyrå

Bull, H., Bye, T., Sørgard, L. og Teigum, S. (2005), *Et eget kraftmarked for industrien?* Notat skrevet på oppdrag av Olje- og Energidepartementet. Bergen/Oslo, 9. juni 2005

Bye, T., Holmøy, E., Heide, K. Massey (2006), *Removing policy based comparative advantage for energy intensive production. Necessary adjustments of the real exchange rate and industry structure*. Discussion Papers No 462, juli 2006. Statistisk sentralbyrå

Copeland, T. E., Weston, J. F. (1988), *Financial Theory and Corporate Policy*. Third edition. Addison-Wesley

Dagens Næringsliv 07.08.2006

Gabrielsen, Karina (2005), *Climate change and the future Nordic electricity market – Supply, demand, trade and transmission*. Rapport 2005/24. Oslo: Statistisk sentralbyrå

International Energy Agency (2005), *Key World Energy Statistics 2005*

Johnstad, Tom, red. (2004) *Klynger, nettverk og verdiskaping i Innlandet*. NIBR rapport 2004:8

Lie, E. (2005), *Oljerikdommer og Internasjonal Ekspansjon. Hydro 1977–2005*. Tredje bind av Hydros historie 1905–2005. Oslo: Pax Forlag

Marintek (2005), *Framtidsbilde for norsk naturgass distribusjon 2015–2025*

- Nilsen, S. K. (2006), *Technology transfer – a case-study of the prominence of place and reciprocity in the global economy*. PhD-avhandling 2006 Geografisk Institutt, Fakultet for samfunnsvitenskap og teknologiledelse, NTNU
- NOU 2004:26 *Hjemfall*. Olje- og energidepartementet
- Randers, Jørgen (2006), «Realistisk CO2 politikk.» Innlegg i *Dagens Næringsliv* 25. august 2006
- Spilde, D. og Aasestad, K. (2004), *Energibruk i norsk industri 1991–2001*. Rapport 2004/3. Statistisk sentralbyrå, Statistics Norway Oslo–Kongsvinger
- Stortingsmelding nr 29 (1998–1999), *Om energipolitikken*. [<http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stmeld/026005-040003>]
- Stortingsproposisjon 104 (1990–91), *Om fornyelse av Statskrafts industrikontrakter og vilkårene om foregrepte hjemfall mv.*
- Stortingsproposisjon nr 38 (1997–98) *Om rammene for den framtidige kraftdisponeringen til Norsk Hydro*. [<http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stprp/026005-030007/dok-bn.html>]
- Stortingsproposisjon nr 52 (1998–99), *Om Statskrafts industrikontrakter og leieavtaler*. <http://odin.dep.no/repub/98-99/stprp/52>
- Stortinget, Innst. S.nr. 233 (1998–1999), *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Statskrafts industrikontrakter og leieavtaler og om Kraftkontrakter med industrien*. [<http://www.stortinget.no/inns/1998/199899-233-002.html>]
- Svendsen, B. og Rikter-Svendsen, K. (1992), *Et konkurransedyktig Norge. Aluminiumsindustrien*. SNF-rapport 60/92
- Von der Fehr, N-H M. og Hjørungdal, T. (1999), *Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri*. Rapport 3/ 1999. Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning

Har aluminiumsindustrien en framtid i Norge?

Norge har en stor kraftkrevende industri, grunnlagt på tilgang til billig kraft. I dag ser det norske kraftmarkedet annerledes ut, med større kraftforbruk enn kraftproduksjon, og med en fysisk og juridisk integrering av det nordiske og europeiske kraftmarkedet. Hva betyr dette for norsk aluminiumsindustri? Står den foran en avvikling eller en videre utvikling?

Fafo har på oppdrag fra kjemiske fagforeninger i Hydro analysert industriens utviklingsmuligheter i Norge. Rapporten gjennomgår industriens kostnadsbilde internasjonalt og i Norge. Hovedkonklusjonen er at det er god lønnsomhet i å opprettholde og videreutvikle dagens produksjonskapasitet, kvaliteten på det eksisterende industrielle miljøet og på kompetansen bidrar til dette. Forutsetningen er at kraftkapasiteten bygges ut i Norden.



Borggata 2B/Postboks 2947 Tøyen
N-0608 Oslo
www.fafo.no

Fafo-rapport 539
ISBN 82-7422-550-3
ISSN 0801-6143