

# **Prosjektanalyse av aluminiumsindustri**

*Kan vi forvente nyinvesteringer i Norge?*

**Øyvind Breivik og Cato Lie Carlsen**

Veileder: Per Ivar Gjærum

Selvstendig utredning, Institutt for Foretaksøkonomi

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

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



## FORORD

Denne utredningen utgjør 30 studiepoeng og er en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole, Institutt for Foretaksøkonomi.

I utredningen utfører vi en lønnsomhetsanalyse av et tenkt aluminiumsverk i Norge. For å aktualisere problemstillingen sammenligner vi nåverdien av det norske prosjektet med nåverdien av en tilsvarende investeringsmulighet i Midtøsten.

Motivasjon for å skrive denne utredningen har vi fått på bakgrunn av at vi selv har arbeidserfaring i henholdsvis Hydro og Alcoa. Ønsket vårt er å rette søkelys på hvordan forskjeller i institusjonelle forhold gjør at investering i aluminiumsindustri i Norge har blitt mindre og mindre aktuelt de senere årene.

For å få gode tall til våre beregninger har vi fått mye støtte fra en rekke ansatte i både Hydro og Alcoa. Vi velger å ikke navngi noen konkret, men sender likevel en stor takk til alle som har hjulpet oss.

Til slutt ønsker vi å takke vår veileder, Per Ivar Gjærum, for konstruktive tilbakemeldinger og gode innspill underveis i arbeidet.

Bergen, 20. juni, 2011



---

Øyvind Breivik



---

Cato Lie Carlsen



## SAMMENDRAG

I denne utredningen har vi funnet at det med dagens rammebetingelser ikke er lønnsomt å investere i et nytt aluminiumsverk i Norge. Gitt våre forutsetninger, vil en investor tape 308 millioner dollar på å investere i et slikt prosjekt i 2012. Tilsvarende viser våre beregninger at et identisk prosjekt i Midtøsten gir en positiv nåverdi på 1.268 millioner dollar.

De viktigste forskjellene mellom rammebetingelsene i Midtøsten og Norge er: (1) lavere kraftpris, (2) lavere selskapsskattesats, (3) høyere avskrivningssats på aluminiumsverk, og (4) lavere arbeidskraftkostnader.

Gitt at styret i et selskap ønsker høyest mulig avkastning på eiernes kapital, vil de plassere et nytt aluminiumsverk der kostnadene er lavest og de institusjonelle betingelsene er mest gunstig. Derfor spiller myndighetene en viktig rolle dersom det skal legges bedre til rette for at norsk aluminiumsindustri skal bygge ut ny kapasitet i Norge. Myndighetene har direkte eller indirekte påvirkningskraft på alle de fire rammebetingelsene som gjør investering i Norge mindre attraktivt enn i Midtøsten. For eksempel betyr økt avskrivningssats fra fire til 20 prosent alene at prosjektet vi analyserer får 135 millioner dollar i økt nåverdi.

Gjennom utredningen har vi også undersøkt prisdriverne i det norske kraftmarkedet. Våre beregninger viser at en endring på ett øre i kraftprisen, endrer nåverdien av investeringsprosjektet i Norge med 63 millioner dollar. Europeiske CO<sub>2</sub>-avgifter utgjør omtrent ni øre/kWh når kvoteprisen på CO<sub>2</sub> er 15 euro. Målt i nåverdi på prosjektet utgjør økte kraftpriser som følge av CO<sub>2</sub>-prising dermed omtrent 550 millioner dollar. At CO<sub>2</sub>-kvoter øker kraftprisene i Norge er et paradoks ettersom nesten all kraftproduksjon i Norge kommer fra vannkraft eller andre fornybare kilder, og at disse ikke slipper ut et eneste tonn CO<sub>2</sub>. Innføring av et statlig regime for CO<sub>2</sub>-kompensasjon vil således være spesielt viktig for industri som konkurrerer i et globalt marked.

Historisk har kraftintensiv industri hatt gode rammebetingelser i Norge. Dette har bidratt til at fagmiljøene i Norge er blant de fremste i verden når det kommer til forskning og utvikling innen metallurgi. Dersom rammebetingelsene for industrien i Norge endres til det bedre, vil dette åpne for at denne kompetansen ivaretas og videreutvikles. Her spiller altså norske myndigheter en viktig rolle.

# INNHALDSFORTEGNELSE

<b>FORORD</b> .....	<b>3</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>5</b>
<b>INNLEDNING</b> .....	<b>9</b>
<b>PROBLEMSTILLING</b> .....	<b>11</b>
<b>STRUKTUR</b> .....	<b>11</b>
<b>METODE</b> .....	<b>12</b>
<b>DEL 1: BESKRIVELSE</b> .....	<b>15</b>
<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>16</b>
<b>2. ALUMINIUMSPRODUKSJON</b> .....	<b>16</b>
2.1. Prosessoversikt .....	16
2.2. Utvinning av bauxitt.....	18
2.3. Raffinering .....	20
2.4. Elektrolyse.....	21
2.5. Støping av aluminiumslegeringer.....	23
2.6. Resirkulering .....	24
2.7. Kraftforbruk .....	25
<b>3. INNFØRING I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET</b> .....	<b>28</b>
3.1. Kilder til kraftproduksjon.....	28
3.2. Prisdannelse i kraftmarkedet .....	33
3.3. Kraftutveksling til og fra Norge .....	35
3.4. Heterogene nordiske kraftmarkeder .....	37
3.5. Store svingninger i vannkraftproduksjonen .....	39
3.6. Norsk kraftpolitikk .....	39
3.7. Grønne sertifikater kan gi lavere kraftpriser .....	47
<b>4. FLEKSIBLE LØSNINGER</b> .....	<b>49</b>
4.1. Bakgrunnen til energiopsjonsmarkedet.....	50
4.2. Energiopsjoner .....	51
4.3. Nedstenging av kapasitet.....	52
4.4. Kostnader og driftsproblemer.....	52
<b>5. OPPSUMMERING AV BESKRIVENDE DEL</b> .....	<b>53</b>
<b>DEL 2: ANALYSE</b> .....	<b>55</b>
<b>6. INNLEDNING</b> .....	<b>56</b>
<b>7. PROSJEKTETS FORUTSETNINGER</b> .....	<b>57</b>
7.1. Produksjonskapasitet og investeringskostnad .....	58
7.2. Finansiering.....	59

7.3.	Tidsramme.....	59
7.4.	Valutaeffekter.....	61
7.5.	Inflasjon.....	61
7.6.	Teknologi .....	62
7.7.	Usikkerhet .....	63
<b>8.</b>	<b>INNTEKTER I PLANPERIODEN.....</b>	<b>63</b>
8.1.	Handel gjennom råvarebørs .....	63
8.2.	Direkte handel utenom børs .....	66
8.3.	Inntekter i lys av lokaliseringsvalg.....	68
<b>9.</b>	<b>KOSTNADER I PLANPERIODEN .....</b>	<b>70</b>
9.1.	Selvkostkalkyle .....	71
9.2.	Hva sier industrien selv om kostnadene? .....	72
9.3.	Store forskjeller innad i aluminiumsindustrien .....	73
9.4.	Stor variasjon over tid .....	74
9.5.	Kostnader i lys av lokaliseringsvalg.....	75
9.6.	A – Anleggsinvesteringer.....	76
9.7.	B – Frakt.....	77
9.8.	C - Alumina.....	79
9.9.	D – Kraft.....	82
9.10.	E - Karbon .....	94
9.11.	F - Elektrolysebad .....	95
9.12.	G - Støperi .....	96
9.13.	H - Drivstoff .....	97
9.14.	I - Arbeidskraft .....	97
9.15.	J - Omfôring av celler.....	101
9.16.	K - Driftsinvesteringer .....	102
9.17.	L - Administrasjon .....	103
9.18.	M - Finansiering .....	103
9.19.	N - Skatt .....	104
9.20.	O - Arbeidskapital .....	106
<b>10.</b>	<b>AVKASTNINGSKRAV .....</b>	<b>110</b>
10.1.	Risikofri rente.....	111
10.2.	Markedets risikopremie.....	112
10.3.	Betaverdi .....	114
10.4.	Lånerenten.....	115
10.5.	Egenkapital- og gjeldsandel .....	116
10.6.	Sammendrag av avkastningskrav .....	117

<b>11. KONTANTSTRØMOPPSTILLING: NORGE .....</b>	<b>118</b>
11.1. Avskrivninger .....	119
11.2. Driftsbudsjett med skatteberegning .....	120
11.3. Kontantstrømoppstilling .....	122
<b>12. NÅVERDIANALYSE AV INVESTERING I NORGE .....</b>	<b>125</b>
<b>13. SENSITIVITETSANALYSE.....</b>	<b>126</b>
13.1. Kraftpris .....	126
13.2. LME-pris .....	127
13.3. Alumina .....	128
13.4. Arbeidskraft.....	128
13.5. Avskrivningssats og Alcoa-saken .....	129
13.6. Sluttverdi .....	131
<b>14. KONTANTSTRØMOPPSTILLING: MIDTØSTEN.....</b>	<b>131</b>
14.1. Sammenligning Norge og Midtøsten .....	132
<b>15. FRAMTIDSUTSIKTER I DET NORSKE KRAFTMARKEDET .....</b>	<b>134</b>
15.1. Utviklingstrekk og drivere .....	134
15.2. Implikasjoner av atomkraftforbud i Tyskland.....	136
15.3. Kraftutveksling går to veier.....	137
15.4. Hva betyr dette for aluminiumsindustrien i Norge?.....	138
<b>16. FLEKSIBLE LØSNINGER SOM REALOPSJON .....</b>	<b>139</b>
16.1. Utøvelse av fleksible løsninger .....	141
<b>AVSLUTNING .....</b>	<b>142</b>
<b>17. MYNDIGHETENES ROLLE .....</b>	<b>143</b>
<b>KRITIKK AV UTREDNINGEN .....</b>	<b>146</b>
<b>EMNER FOR VIDERE UTREDNING.....</b>	<b>147</b>
<b>FIGURLISTE .....</b>	<b>148</b>
<b>TABELLISTE.....</b>	<b>150</b>
<b>LITTERATURLISTE.....</b>	<b>151</b>



## INNLEDNING

Naturressursene som Norge besitter har vært og er fortsatt viktige bærebjelker i det norske samfunnet. I 2011 er det petroleumsforekomstene i Nordsjøen og Barentshavet som først blir nevnt når det snakkes om slike naturressurser i Norge. Men går vi bare et halvt århundre tilbake i tid var det to andre ressurser som var mye viktigere for landets økonomiske utvikling; fiskeribestandene og tilgangen på vannkraft. I denne utredningen skal vi se nærmere på den sistnevnte ressursen. Mer spesifikt skal vi se hvordan utbyggingen av vannkraftverk i Norge har bidratt til at norsk næringsliv har blitt blant de fremste i verden innen utviklingen av aluminiumsproduksjon. Videre vil vi vise at endrede institusjonelle forhold bidrar til at industrien er i ferd med å flytte kraftintensiv produksjon til andre land, hvor de strukturelle rammebetingelsene er langt mer gunstige.

Til tross for at aluminium utgjør over hele åtte prosent av jordskorpa, ble ikke selve grunnmetallet framstilt før dansken H. C. Ørsted fant en metode som var kommersielt anvendbar i 1824. Men på grunn av at aluminium forekommer i svært stabile oksygenbindinger var produksjonen av metallet komplisert og kostbart. Derfor var aluminium dyrere enn gull gjennom store deler av 1800-tallet. Gjennombruddet kom i 1886 da smelteelektrolyseprosessen ble oppfunnet. Det er fortsatt grunnprinsippene fra denne metoden, den såkalte Hall-Héroult-prosessen, som benyttes i moderne aluminiumsproduksjon i dag (Chemical Heritage Foundation, 2010). Metoden baserer seg på at store mengder strøm kjøres gjennom en elektrolyse som er kraftig nok til å løse opp den kjemiske bindingen mellom oksygen og aluminium i råstoffet alumina.

Aluminiumsproduksjon passet naturlig inn i norske distriktskommuner med rik tilgang på elektrisk kraft. Mangelen på overføringskapasitet i kraftnettet i Norge tidlig på 1900-tallet gjorde at strømmen som ble utvunnet i vassdragene i praksis ikke hadde noen alternativ verdi, og følgelig fikk den kraftintensive industrien i Norge svært gode rammebetingelser i form av billig elektrisk kraft. Dette er årsaken til at kraftintensiv industri i Norge i stor grad ligger nært tilknyttet områder hvor det produseres vannkraft. Små industrisamfunn vokste fram mange steder i distrikts-Norge utover 1900-tallet. Årdal, Høyanger, Sunndal, Mosjøen, Karmøy, Farsund og Husøy er eksempler på relativt små lokalsamfunn hvor aluminiumsproduksjon har blitt en hjørnestein for det lokale næringslivet.

Den siste store utbyggingen innenfor aluminiumsindustrien i Norge var i Sunndal hvor Hydro utvidet den eksisterende fabrikken med den såkalte SU4 produksjonslinjen som stod ferdig i

2004 (Hydro, 2004). Tilsvarende moderniserte og utvidet Elkem (nå Alcoa) aluminiumsverket i Mosjøen med nye produksjonslinjer som sto klare for full produksjon i 2003 (Elkem, 2008). Til sammen utgjorde disse prosjektene en investeringskostnad på omtrent 12 milliarder kroner nominelt.

De siste årene har imidlertid investering i ny produksjonskapasitet i den norske aluminiumsindustrien blitt mindre og mindre aktuelt. Industrien skylder på at langsiktige konkurransedyktige kraftkontrakter har blitt mangelvare i det nordiske kraftmarkedet. Spesielt det europeiske kvotehandelsystemet for CO<sub>2</sub>-utslipp bidrar til at den kraftintensive industrien i regionen sliter med høyere kraftpriser enn i andre deler av verden. I tillegg utløper mange kraftkontrakter som industrien i Norge ble tildelt av staten tidlig på 1990-tallet rundt 2010-2012. Disse kraftkontraktene ble priset lavt den gang på grunn av lav alternativkostnad. Ettersom markedsprisen på elektrisitet har steget sterkt i reelle termer siden kontraktene ble inngått, har industrien nytt godt av lave kraftkostnader i lang tid. Samtidig som prisene på kraft har steget de senere årene har strengere reguleringer gjennom internasjonale handelsavtaler gjort det vanskeligere for politikerne å innføre tilsvarende subsidier i dag. Derfor er det tvilsomt at industrien vil være i stand til å inngå rammeavtaler som viderefører det komparative kostnadsfortrinnet som aluminiumsindustrien tidligere har hatt ved å være lokalisert i Norge.

Blant annet på bakgrunn av denne problematikken har flere av de store internasjonale aluminiumsprodusentene investert store beløp i Midtøsten, hvor statlige reguleringer gjør det mulig å bygge gasskraftverk direkte tilknyttet til aluminiumsverket, og hvor gasskraft anses som en miljøvennlig kilde til elektrisk kraft. Nylig startet Hydro og Qatar Petroleums joint venture, Qatalum, produksjon i Qatar. Verket skal produsere 585.000 tonn primæraluminium per år når det når full produksjon i løpet av sommeren 2011, og selskapene har også inngått en opsjonsavtale som åpner for å doble kapasiteten gjennom et nytt byggetrinn. Samtidig bygger Alcoa og Ma'aden det som kommer til å bli verdens største aluminiumsverk i Saudi Arabia. Dette verket skal produsere 740.000 tonn primæraluminium per år når første byggetrinn står ferdig i 2014. Ved full utbygging kan dette verket produsere over to millioner tonn primæraluminium i året (CRU, 2010b).

Mens det investeres tungt i Midtøsten er situasjonen i Norge en helt annen. Den 26. november 2008 meddelte daværende konsernsjef i Hydro, Eivind Reiten, overfor de ansatte ved aluminiumsverket på Karmøy at den såkalte søderberg-linjen ved verket ville bli stengt ned ett

år før opprinnelig planlagt (DN.no, 2008). 450 ansatte mistet jobben og 120.000 tonn produksjonskapasitet ble stengt ned. Samtidig fikk karmøyværingene beskjed om at den prosjekterte utbyggingen av en ny produksjonslinje, K6, ble lagt på is. Produksjonslinjen ville direkte skapt 650 nye arbeidsplasser.

## **PROBLEMSTILLING**

I denne utredningen vil vi analysere hvilke rammebetingelser som spiller inn når styret i et aluminiumskonsern skal fatte vedtak om utbygging av et nytt aluminiumsverk i Norge. Vår problemstilling er følgende:

*Kan vi forvente at det bygges ny produksjonskapasitet i aluminiumsindustrien i Norge?*

For å finne svar på dette vil vi budsjettere kontantstrømmen til en aluminiumsprodusent som står overfor investering i et nytt produksjonsanlegg for primæraluminium. Vi vil spesielt gå nærmere inn på det nordiske kraftmarkedet for å forklare hvordan pris på elektrisitet dannes i Norge, samt hvordan norsk miljø- og kraftpolitikk kan ha innvirkning på framtidig utbygging av kraftintensiv industri i Norge. På bakgrunn av den budsjetterte kontantstrømmen analyserer vi oss fram til en nåverdi av et tenkt utbyggingsprosjekt i Norge. For å aktualisere problemstillingen ønsker vi også å sammenligne investeringsmuligheten i Norge med et tilsvarende prosjekt i Midtøsten.

Etter investeringsanalysen kommer vi til å gjennomføre sensitivitetsanalyser for å se hvor viktige de ulike faktorene er for investeringsprosjektet. Spesielt vil vi se nærmere på kraftprisen, ettersom det er den som blir brukt som begrunnelse når næringen forklarer hvorfor det ikke investeres i ny kapasitet i Norge.

## **STRUKTUR**

Utredningen deles i hovedsak inn i to deler; en beskrivende del og en analysedel.

I den beskrivende delen vil vi først redegjøre for verdikjeden i aluminiumsproduksjon (kapittel 2). Deretter vil vi forklare hvordan det nordiske kraftmarkedet fungerer (kapittel 3), og beskrive det vi omtaler som fleksible løsninger (kapittel 4). For at vi i del to skal kunne drøfte hva vi anser som et sannsynlig framtidssbilde for kraftintensiv industri i Norge, vil vi

også beskrive hovedtrekkene i de politiske valgene som ligger bak den utviklingen vi ser i aluminiumsindustrien i Norge i dag.

I analysedelen vil vi redegjøre for et tenkt investeringsprosjekt i Norge. For at vi skal kunne vurdere hvor lønnsomt dette investeringsprosjektet er, vil vi benytte oss av nåverdimetoden. Derfor vil vi først finne hvilke inntekter prosjektet kan budsjettere med (kapittel 8). Videre vil vi sette størrelser på kostnadene (kapittel 9), før vi bestemmer hvilket avkastningskrav vi skal benytte for å neddiskontere kontantstrømmen i planperioden (kapittel 10). Deretter setter vi opp budsjettert kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt (kapittel 11), analyserer dette (kapittel 12) og gjennomfører flere sensitivitetsanalyser (kapittel 13). Når vi har analysert investeringsmuligheten i Norge, sammenligner vi dette med et tilsvarende prosjekt i Midtøsten (kapittel 14). Til slutt retter vi blikket framover og prøver å analysere hvordan det norske kraftmarkedet ser ut til å utvikle seg de kommende årene (kapittel 15), samt hvordan en aluminiumsprodusent potensielt kan tilpasse seg i en krevende kraftsituasjon ved bruk av fleksible løsninger (kapittel 16).

## **METODE**

For å avgjøre hvilken forskningsmetode som er mest egnet til å gjennomføre denne masterutredningen er det nødvendig å ta utgangspunkt i utredningens problemstilling. Problemstillingen vi har valgt er eksplorerende fordi den er relativt åpen. Men den er også deskriptiv ettersom vi ønsker spesifikt å vurdere lønnsomheten av investeringsmuligheter i Norge og Midtøsten. På bakgrunn av dette er det naturlig for oss å velge et forskningsdesign som kombinerer kvantitativ og kvalitativ metode.

Kvantitative metoder forholder seg til data i form av tall, og følgelig er det tallene som må tolkes. Nåverdianalysen vår er eksempel på hvor vi har benyttet denne tilnærmingen. Kvalitative metoder forholder seg tilsvarende til data i form av tekst. Den kvalitative tilnærmingen har vi benyttet blant annet ved vurdering av framtidsutsiktene i det norske kraftmarkedet.

### **Utredningens hensikt**

Ifølge Jacobsen (2005) er det tre hovedtyper av hensikter for empiriske undersøkelser; beskrivelse, forklaring og prediksjon. Beskrivelse innebærer at noen, gjennom en undersøkelse, ønsker å få mer innsikt i hvordan et fenomen ser ut. Forklaring innebærer

tilsvarende at noen ønsker å forklare hvorfor et fenomen oppstod, eller hvorfor noe spesielt skjedde. Den siste hovedtypen, prediksjon, innebærer at noen ønsker å bruke undersøkelsen til og forutsi hva som kommer til å skje en gang i framtiden.

Vår utredning er både beskrivende, forklarende, og til en viss grad predikativ. Vi starter utredningen med å beskrive hvordan aluminiumsindustrien fungerer og hvordan det nordiske kraftmarkedet er sammensatt. Deretter benytter vi informasjon fra den beskrivende delen til å forklare hvilke institusjonelle og markedsspesifikke faktorer som påvirker en investeringsbeslutning i Norge og Midtøsten. Til slutt benytter vi data fra den beskrivende delen sammen med data fra nåverdianalysen, for å gi en kvalitativ vurdering av framtidsutsiktene for aluminiumsindustrien i Norge, spesielt med vekt på utviklingen i kraftpriser.

### **Grunnlag for våre data**

I praksis har vi hentet data fra mange ulike kilder. Vi har fått tilgang til informasjon om en rekke kostnadsstørrelser ved å henvende oss direkte til Hydro og Alcoa. Vi har hele tiden prøvd å ta høyde for at disse aktørene ikke er nøytrale informasjonskilder, og at de kan ha insentiver til å påvirke studien vår til å gi et resultat som er hensiktsmessig for deres ståsted. For å veie opp for denne problematikken har vi blant annet benyttet flere rapporter fra analysebyrået CRU International (heretter CRU). Ved å sammenligne den informasjon vi har fått fra industrien med data vi har fått tilgang til gjennom CRUs rapporter, er vi i stand til å presentere data som kommer fra et bredere grunnlag enn om vi hadde basert studien kun på informasjon fra Hydro og Alcoa.

Videre har vi i utstrakt grad benyttet oss av informasjon fra en rekke nasjonale og internasjonale nyhetskilder. For eksempel har mediekanalene vært viktige for å gi oss oversikt over hvordan politikerne legger til rette for at kraftkrevende industri skal ha en framtid i Norge.

### **Håndtering av usikkerhet**

Mange av kostnadsfaktorene som inngår i aluminiumsproduksjon er vanskelig å estimere eksakt. Det er flere årsaker til dette, og vi kommer inn på flere av dem senere i utredningen. Etersom kostnadene varierer både på tvers av landegrensener, og også til en viss grad innad i land, er det mulig at vi ikke treffer godt på alle kostnadskomponentene som inngår i produksjonsprosessen. Imidlertid anser vi *måten* vi håndterer informasjonen som viktigere enn tallene i seg selv.

Dessuten foretar vi en rekke forutsetninger og forenklinger som, dersom vi tar feil, kan få stor betydning for lønnsomheten av prosjektet vi analyserer. Hvor stor sluttverdi vi setter på aluminiumsverket ved planperiodens slutt er ett eksempel på dette. Dersom vi setter denne for lavt vil nåverdien til prosjektet i realiteten være høyere enn hva vi kommer fram til.

### **Utrekninger og åpenhet**

Der vi mener det er nødvendig eller hensiktsmessig har vi vist våre utregninger i fotnoter. Selve nåverdianalysen bygger på et omfattende regneark i Excel. Vi anser det som ikke hensiktsmessig å eksplisitt forklare alle beregninger vi har gjort i dette regnearket. Likevel ønsker vi å være helt åpne på hvordan vi har gjort våre beregninger. Dersom noe er uklart kan spørsmål stilles direkte til oss.

# **DEL 1: BESKRIVELSE**

# 1. INNLEDNING

I den første delen av utredningen ønsker vi å beskrive hvordan aluminiumsproduksjon foregår og hvordan kraftmarkedet i Norden er satt sammen. I tillegg redegjør vi for det vi omtaler som fleksible løsninger. Det vil si aluminiumsprodusentenes muligheter til å stenge ned produksjonen i korte perioder av dagen, enten for å selge kraft spot til markedet i stedet for å benytte den til å produsere aluminium, eller fra utøvelse av energiopsjoner.

Strukturen i del 1, den beskrivende delen, er gjengitt i tabell 1.

Kapittel	Innhold
2	Aluminiumsproduksjon
3	Innføring i det nordiske kraftmarkedet
4	Fleksible løsninger

Tabell 1: Innhold i del 1 av utredningen.

## 2. ALUMINIUMSPRODUKSJON

I denne delen av utredningen vil vi gi en innføring i aluminiumsproduksjonens verdikjede. Vi vil redegjøre for de ulike prosessene som leder til det ferdige produktet av aluminium, samt beskrive de forskjellige egenskapene ved ulike teknologier og framstillingsmetoder. I tillegg vil vi komme inn på resirkuleringsegenskapene til aluminium, og fordelene ved omsmelt og resirkulering av brukte aluminiumsprodukter. Til slutt vil vi gjøre rede for kraftforbruket som går med til produksjon av aluminium. Vi ønsker å beskrive teorien bak produksjon av aluminium slik at leseren lettere skal forstå sammenhengen mellom de ulike produksjonsprosessene, og deres bidrag til de kostnader og inntekter vi gjør rede for i del to av utredningen.

### 2.1. Prosessoversikt

Aluminium blir i dag produsert via to former for produksjon: Primæraluminium og resirkulert aluminium. Produksjon av primæraluminium starter med utvinning av råstoffet bauxitt. Deretter blir bauxitten raffinert til aluminiumoksid, før det blir benyttet i en elektrolyseprosess som danner flytende aluminium. Aluminiumoksid omtales oftest som oksid eller alumina. I denne utredningen vil vi benytte oss av begrepet alumina. Siste steg i produksjonen er støping



av ferdig aluminium. Produksjon av resirkulert aluminium skjer kun via støpeprosessen. Dette omtaler vi nærmere i avsnitt 2.6.

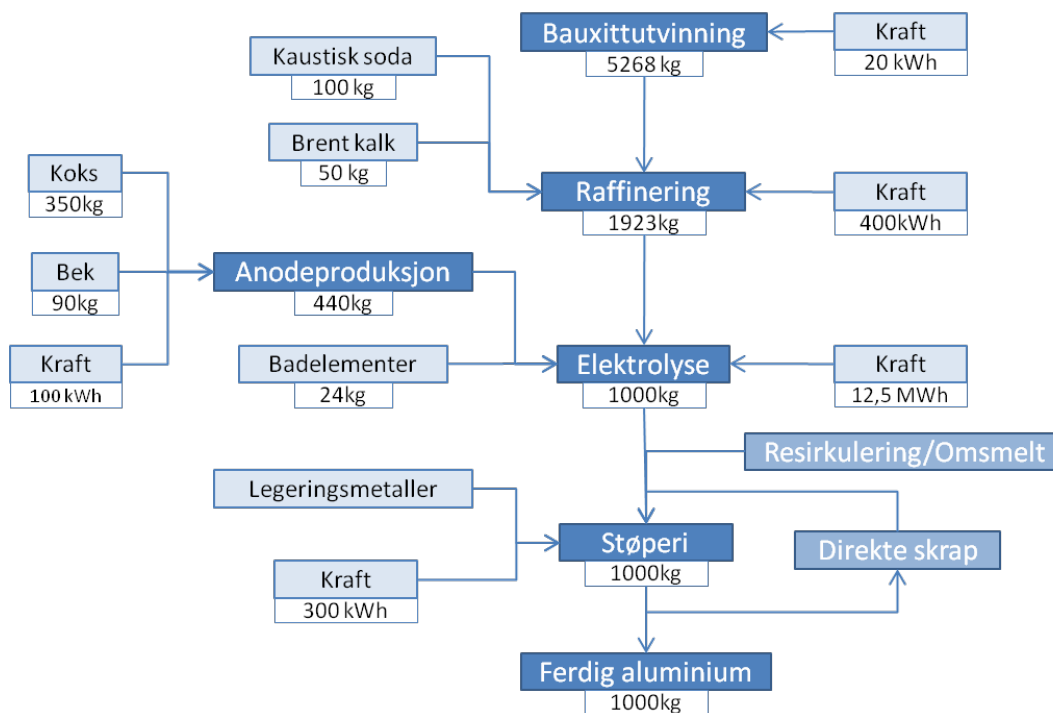
Aluminiumsproduksjonen består altså hovedsakelig av fire prosesser, se tabell 2:

Avsnitt	Prosess
2.2	Utvinning av bauxitt
2.3	Raffinering
2.4	Elektrolyse
2.5	Støping

Tabell 2: Hovedprosessene for framstilling av aluminium.

I tillegg til hovedprosessene inngår smelting av returmetall, saging og pakking i ferdigstillelse av primeraluminium. Valsing, ekstrudering og andre viderefordlingsprosesser gir til slutt et ferdig aluminiumsprodukt klar til bruk.

Figur 1 oppsummerer verdikjeden til aluminiumsproduksjon. Vi kjenner igjen de fire stegene som allerede har listet opp. I tillegg viser vi de viktigste innsatsfaktorene som inngår i de ulike prosessene.



Figur 1: Veiledende oversikt over hovedprosesser og de viktigste innsatsfaktorene for produksjon av ett tonn aluminium. Kilde: (IAI, 2007).

Vi påpeker at figuren ikke er uttømmende. Den er ment som illustrasjon på de viktigste prosessene bak produksjon av primæraluminium, og hvor mye av de viktigste innsatsfaktorene som går med til produksjon av ett tonn aluminium. Noen av tallene er derfor kun omtrentlige størrelser. I realiteten vil for eksempel ikke ett tonn aluminium ut fra elektrolysen tilsvare nøyaktig ett tonn ferdig aluminium - i alle tilfeller. Det kan i den sammenheng nevnes at for eksempel omsmeltemetall blir brukt aktivt i støpeprosessen, uten at vi spesifiserer kvantum nærmere. I tillegg vil naturligvis arbeidskraft være en viktig innsatsfaktor for å framstille aluminium. Arbeidskraft omtaler vi nærmere i avsnitt 9.14.

I de neste avsnittene vil vi forklare og beskrive gangen i hver av hovedprosessene for framstilling av primæraluminium.

## **2.2. Utvinning av bauxitt**

Aluminium forekommer ikke direkte i naturen, men i oksidert form fra råstoffet bauxitt. Navnet bauxitt har sin opprinnelse fra Les Baux i Rhônedalen i sørøst-Frankrike, der mineralet for første gang ble oppdaget (UiO - Kjemisk institutt, 2011). Det regnes med at bauxitt utgjør 8,4 prosent av jordskorpens masse, noen som gjør det til det tredje mest forekomne stoffet etter oksygen og silisium. Det finnes tre hovedformer av bauxitt: gibbsitt ( $\text{Al}(\text{OH})_3$ ), böhmitt ( $\text{AlO}(\text{OH})$ ) og diaspor ( $\text{AlO}(\text{OH})$ ). Hovedforskjellen mellom disse tre formene er, som det framkommer av de kjemiske formlene, at gibbsitt er et trihydrat mens böhmitt og diaspor er monohydrater. Trihydratet inneholder cirka 50 prosent ren alumina, regnet i vekt, mens monohydratene inneholder cirka 30 prosent (IAI, 2011a). Gibbsitt blir normalt funnet i dyptgående gruver, mens monohydratene finnes i mer overflatiske gruver (IAI, 2007). Mesteparten av gruvene i dag inneholder bauxitt i form av gibbsitt, eller en blanding av gibbsitt og böhmitt. Det vil si at utvinningen hovedsakelig skjer via forekomstene av bauxitt som inneholder mest alumina, noe som igjen gjør utvinningsprosessen mest mulig lønnsom.

Av tabell 3 ser vi at de største bauxittreservene finnes i Guinea, Australia, Brasil, Vietnam og Jamaica. Vietnam skiller seg ut ved at de foreløpig har en ekstremt beskjedent utvinning av bauxitt, til tross for at de sitter på en av verdens største bauxittreserver. Når det gjelder faktisk produksjon og utvinning av bauxitt, er det Australia, Brasil og Kina som er de største produsentene.

	Mine production		Reserves <sup>8</sup>
	2009	2010 <sup>9</sup>	
United States	NA	NA	20,000
Australia	65,200	70,000	5,400,000
Brazil	28,200	32,100	3,400,000
China	40,000	40,000	750,000
Greece	2,100	2,000	600,000
Guinea	15,600	17,400	7,400,000
Guyana	1,760	1,800	850,000
India	16,000	18,000	900,000
Jamaica	7,820	9,200	2,000,000
Kazakhstan	5,130	5,300	360,000
Russia	5,780	4,700	200,000
Suriname	4,000	3,100	580,000
Venezuela	2,500	2,500	320,000
Vietnam	30	30	2,100,000
Other countries	4,740	4,440	3,300,000
World total (rounded)	199,000	211,000	28,000,000

Tabell 3: Produksjon og reserver av bauxitt (i tusen tonn). Kilde: (U.S. Geological Survey, 2011).

Tabell 3 viser at det er 28 milliarder tonn reserver av bauxitt i dag. Her må det påpekes at dette er reserver det kan startes utvinning av i dag, og ikke de totale nyttbare bauxittreservene jorden består av. De totale reservene er all forekomst av bauxitt som er identifisert, og store deler av disse blir regnet som økonomisk utilgjengelige i dag. Man regner at jordens totale nyttbare bauxittforekomster utgjør mellom 55 og 75 milliarder tonn (U.S. Geological Survey, 2011), og med dagens produksjon på omtrent 211 millioner tonn, tilsier det at etterspørselen etter bauxitt er dekket de neste 250-350 årene.

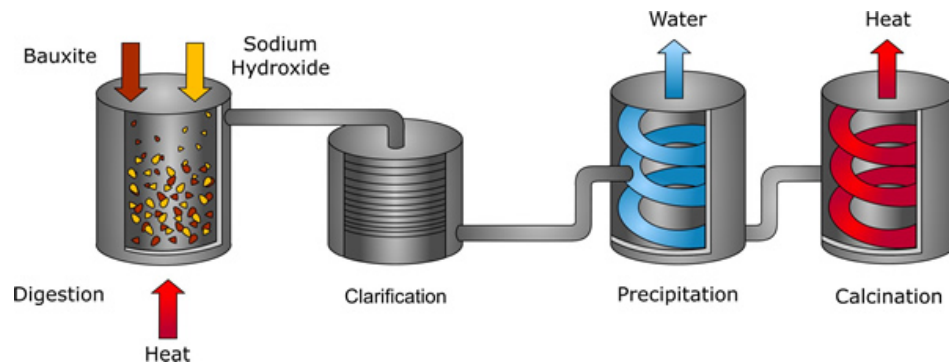


Figur 2: Bauxittutvinning fra overflatisk gruvedrift. Kilde: (IAI, 2011b).

Bauxitt blir hovedsakelig utvunnet fra overflatisk gruvedrift, der bauxitten befinner seg som et fire til seks meter tykt lag under et tynt stykke jord og vegetasjon. Oftest blir jorda som fjernes ved bauxittutvinning lagret, slik at den kan legges tilbake for å få utvinningsområdet tilbake i sin opprinnelige forfatning (IAI, 2011c). På den måten ivaretas naturen og omgivelsene best mulig for å sikre områdets levedyktighet.

### 2.3. Raffinering

Aluminiumsindustrien benytter Bayerprosessen for foredling av alumina fra bauxitt. Bayerprosessen ble utviklet av østerrikeren Karl. J. Bayer i 1887 (Store Norske Leksikon, 2011a), og består av fire trinn: koking, rensing, utfelling og kalsinering. Dette er vist i figur 3.



Figur 3: Hovedtrinnene i Bayerprosessen. Kilde: (raucan.net).

Bauxitten blir først vasket, malt og løst opp i natriumhydroksid (kaustisk soda) og brent kalk ved høyt trykk og høy temperatur. Dette resulterer i en væske som inneholder en blanding av natriumaluminat og uopløste bauxittrester bestående av jern, silisium og titanium. Bauxittrestene danner gradvis et bunnfall som blir fjernet. På fagspråket blir ofte dette bunnfallet omtalt som ”rødt slam”.

Rødt slam er kanskje den største miljøutfordringen aluminiumsindustrien står overfor. På grunn av de store mengdene av lut som tilsettes for å skille ut alumina fra bauxitt, er slammet sterkt etsende. For å nøytralisere dette må det store mengder syre til, noe som per i dag ikke er lønnsomt å gjennomføre for produsentene. For vår utrednings del forutsetter vi at ferdig alumina blir kjøpt inn, og tar således ikke hensyn til hvor og hvordan utvinning og raffinering finner sted, men at kostnaden ved å produsere dette gjenspeiles i prisen på alumina. Prisen på alumina omtaler vi nærmere i avsnitt 9.8.

Når det røde slammet er skilt ut, blir det gjenstående natriumaluminatet pumpet over i et bunnfellingsapparat der det tilsettes ren natriumaluminat av høy konsentrasjon for å framskynde bunnfellingsprosessen. Prosessen danner aluminakrystaller som blir brakt til en roterende kalsineringsovn. Kalsineringsprosessen fordampet det kjemikalieholdige vannet ved 1100 °C, der resultatet blir et hvitt pulver; alumina (IAI, 2011d).

Selv om bauxitt inneholder store prosentdelar alumina er det kun 37 prosent<sup>1</sup> av den inngående bauxitten i raffineringprosessen som resulterer i alumina brukt til produksjon av primæraluminium (The Global Aluminium Recycling Committee, 2009). Dette skyldes at bauxitt inneholder omtrent 20 prosent vann, og at den ikke-aluminiumsholdige delen av bauxitt (omtrent 43 prosent) blir utskilt som ”rødt slam”. Man står dermed igjen med i overkant av en tredjedel av den opprinnelige innsatsfaktoren.

## **2.4. Elektrolyse**

Utgangspunktet til alle smelteverk for aluminium er Hall-Héroult-prosessen. Hall-Héroult-prosessen ble oppfunnet i 1886 av den amerikanske kjemikeren Charles Martin Hall og franskmannen Paul Héroult, som uavhengig av hverandre oppdaget prinsippene bak prosessen (Chemical Heritage Foundation, 2010). Prosessen kjennetegnes ved at alumina blir oppløst i et elektrolytisk bad bestående av kryolitt, fluorid og kalsiumfluorid, der aluminium reduseres fra aluminiumoksid ved temperaturer på cirka 980 °C. Kryolitt blir brukt i elektrolysen fordi det er beste løsemiddelet til alumina. For å bedre prosessen blir også fluorid og kalsiumfluorid tilsatt, blant annet for å redusere badets frysepunkt (IAI, 2011e).

Produksjonen skjer i elektrolyseovner som hovedsakelig består av en bunn av stål (katode), og en topp laget av petroleumskoks og bek (anode) som det føres store mengder strøm gjennom. Katoden fylles med katodekull og bad-elementer, og fungerer som en negativ elektrode. Anoden danner den positive elektroden som slutfører ovenns krets, der bad-blandingen og aluminiumen da blir liggende mellom elektrodene. Figur 4 viser tverrsnittet til en elektrolyseovn basert på ulike teknologier.

Når det føres store mengder strøm gjennom blandingen av alumina og bad på så høye temperaturer, løses de ioniske bindingene i alumina. Nedbrytningen av alumina danner aluminium og oksygen; aluminiumen synker til bunnen mens oksygen stiger til anoden. Oksygenet reagerer med karbonet i anoden, og danner karbondioksid (CO<sub>2</sub>).

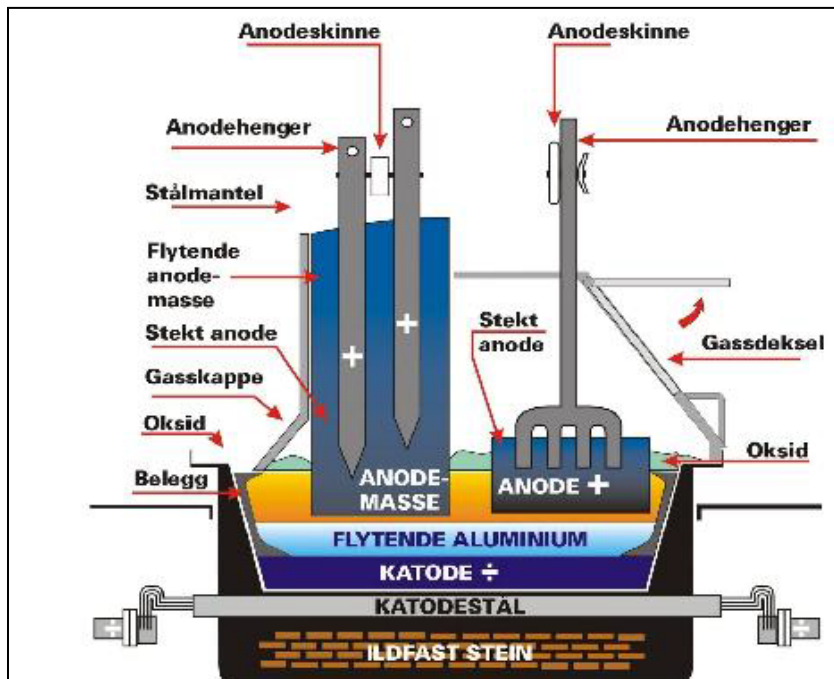
### **2.4.1. Anodeproduksjon**

Anoden lages ved å blande forskjellige fraksjoner petroleumskoks med flytende bek - vanligvis ved temperaturer på cirka 220-230 °C. Blandingen kjøles så ned, og danner en anodemasse velegnet til å lede elektrisitet. Måten anodemassen blir formet på avhenger av om

---

<sup>1</sup> Tallet er basert på produksjonstall fra 2007 der det ble utvunnet 200,7 millioner tonn bauxitt, som resulterte i 73,3 millioner tonn alumina på verdensbasis.

den er ment å brukes i ovner med såkalt søderberg eller prebake-teknologi, hovedteknologiene brukt i framstillingen av aluminium. Figur 4 illustrerer utformingen av de to anodetyperne (søderberg til venstre, og prebake til høyre), sammen med de viktigste delene av en elektrolyseovn. Nærmere beskrivelse av de to teknologiene følger etter dette avsnittet.



Figur 4: Tverrsnitt av en elektrolyseovn illustrert med både søderberg- og prebake-teknologi. Kilde: (Teknisk Ukeblad, 2002).

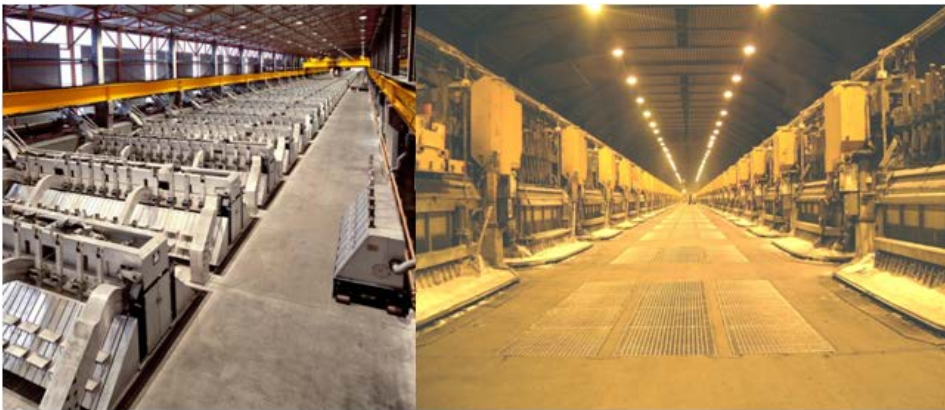
Petroleumskoks er en grå og porøs masse med høyt karboninnhold, og er et biprodukt av raffinert råolje. Det finnes to typer petroleumskoks: kalsinert petroleumskoks og metallurgisk koks. Det er den kalsinerte (vannfrie) petroleumskoksen som blir brukt i produksjon av aluminium, og hele 75 prosent av verdens produksjon blir benyttet av aluminiumsindustrien (Oxbow, 2011). Bek er bindemiddelet mellom koksfraksjonene, og er på samme måte som koks et biprodukt av raffinert råolje. Prisen på både koks og bek vil derfor korrelere med oljeprisen.

#### 2.4.2. Søderberg

Den norske ingeniøren C.W. Søderberg oppfant i 1917 en "kontinuerlig anode" som siden har gått under navnet søderberg-teknologi (UiO - Kjemisk institutt, 2011). Ved søderberg-teknologi legges ny anodemasse på toppen av den opprinnelige anoden etter hvert som anoden slites i elektrolyseprosessen. Den nye anodemassen blir bakt inn i den opprinnelige anoden ved hjelp av varmen som blir frigitt fra den elektrolytiske prosessen.

### 2.4.3. Prebake

Prebake-teknologien benytter, i motsetning til søderberg, flere anoder i hver ovn. Anodene blir produsert i et eget anlegg der koks og bek blir smeltet sammen, og det ferdige produktet er klart til å installeres i elektrolyseovnen. Nye anoder blir byttet med brukte anoder, som blir resirkulert og brukt i produksjonen av nye anoder igjen. På denne måten optimaliseres bruksverdien av anodemassen. Prebake er den mest utbredte teknologien innen aluminiumsproduksjon, og alle utvidelser og nybygginger av aluminiumsverk i dag er basert på denne teknologien. Noen av fordelene med prebake kontra søderberg er at produsenten kan hente ut flere tonn per ovn, og at prosess-stabiliteten blir bedre grunnet en mer homogen anode. Man kan derfor presse teknologien mer og oppnå mer effektiv drift (Industriavisen, 2011). Figur 5 viser bilde av elektrolyseovnene i ved to norske aluminiumsverk.



Figur 5: Oversiktsbilde av elektrolysehaller med ulik teknologi. Prebake fra Hydros verk på Sunndalsøra (venstre), og søderberg fra Alcoa Lista (høyre). Kilder: (Teknisk Ukeblad, 2007) og (Alcoa Lista, 2011).

### 2.5. Støping av aluminiumslegeringer

For å ferdigstille aluminium til et produkt klart til videreforedling, må den flytende aluminiumen gjennom en støpeprosess. Aluminiumen blir fraktet fra elektrolysen til et støperi, der metallet blir blandet med forskjellige stoffer for å gi en legering som tilfredsstiller kundens krav til kvalitet. De vanligste legeringsstoffene er jern, silisium, sink, kobber og magnesium (IAI, 2011f). Fra flytende tilstand blir aluminiumen støpt i bolter eller barrer av forskjellige størrelser (se figur 6). Etter selve støpingen går aluminiumen gjennom en homogeniseringsprosess. Siste steg er saging og pakking av det ferdige produktet.



Figur 6: Forskjellige typer støpeformer av primæraluminium. Kilde: (Alcoa Lista, 2011).

Skrap- og omsmeltemetall, innkjøpt eller fra egen produksjon, blir brukt direkte i støpeprosessen. Ved støping har aluminiumen en temperatur på omtrent 700 °C. Skrap- og omsmelt blir derfor brukt for å få ned temperaturen på metallet fra elektrolysen, som er på over 900 °C, på en mest mulig lønnsom måte. Skrap- og omsmeltemetallet må tilfredsstillte ulike krav til kvalitet slik at det ikke påvirker kvaliteten på det ferdige produktet.

## 2.6. Resirkulering

Resirkuleringsegenskapene er en av de største fordelene med aluminium. Av all aluminium produsert fra 1888 til i dag er rundt 75 prosent fortsatt i bruk, og av tilgjengelige aluminium på markedet i dag består over en tredjedel av gjenvunnet aluminium (IAI, 2010). I tillegg reduseres energibruken med 95 prosent ved omsmelting, sammenlignet med framstilling av primæraluminium. Ved omsmelt trenger ikke aluminiumen gå gjennom den elektrolytiske prosessen, som altså er den største bidragsyteren til energiforbruket ved aluminiumsproduksjon. Gjenvinning av aluminium forringer heller ikke kvaliteten, uavhengig av hvor mange ganger den resirkuleres. Resirkulering av aluminium og aluminiumsprodukter har derfor signifikant verdi for de bedriftene som har investert i anlegg for omsmelt. Figur 7 oppsummerer livsløpet til aluminium i form av en drikkeboks.



Figur 7: Illustrasjon av en aluminiumsboks' livssyklus. Kilde: (personal.psu.edu).



Etter at boksen blir produsert av en aluminiumsprodusent og kjøpt av en konsument, blir boksen samlet inn igjen og deretter resirkulert.

## 2.7. Kraftforbruk

Strømstyrken som føres gjennom anoden i elektrolyseprosessen varierer fra 50.000 til 350.000 ampere, mens spenningen er på mellom fire og fem volt (IAI, 2011e). Effekten (watt) beregnes ved å multiplisere strømstyrken med spenningen. Effekten for én elektrolyseovn med strømstyrke 200 kA (kiloampere) og fire volts spenning vil da være:

$$200kA \cdot 4V = 800kW$$

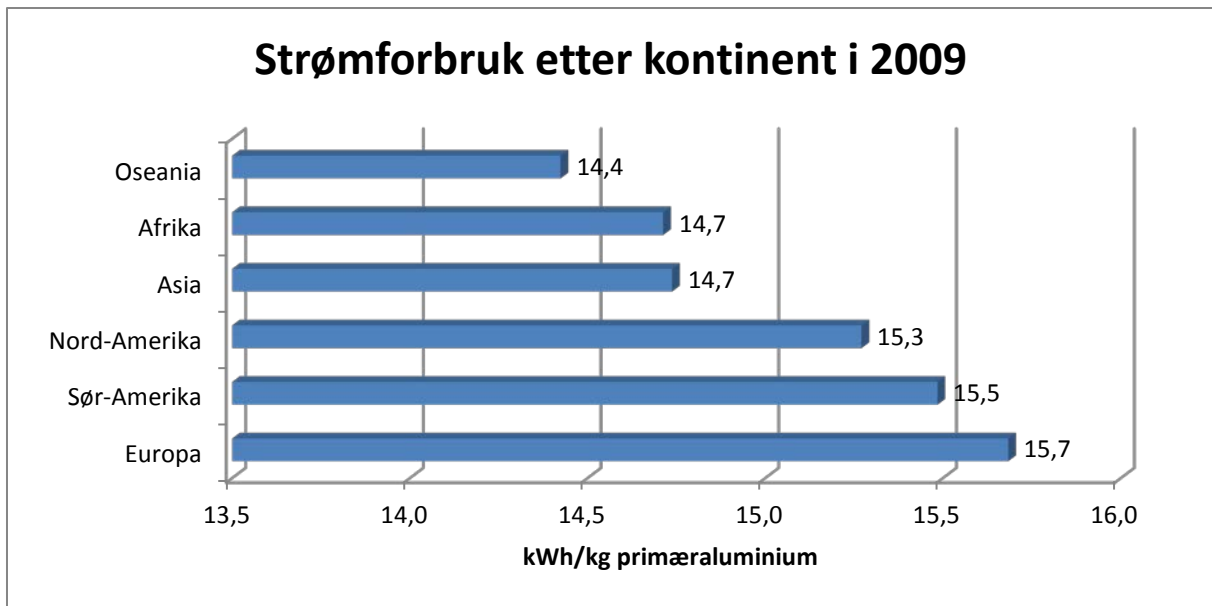
På én time vil denne ovnen bruke 800 kWh (kilowattimer). Årsforbruket til denne ovnen alene er dermed:

$$800kWh \cdot 24t \cdot 365dg = 7.008.000kWh = 7.008MWh = 7GWh$$

Én elektrolyseovn kan altså ut fra eksempelet forbruke over 7GWh (gigawattimer) i løpet at ett år. Sammenligner vi dette forbruket med en gjennomsnittlig norsk husstand, som i 2009 brukte 20.400 kWh årlig (SSB, 2011c), vil én eneste elektrolyseovn være nok til å dekke årsforbruket til over 340 husstander. Antar vi videre fra eksempelet at et aluminiumsverk har 300 ovner, vil verket forbruke:

$7GWh \cdot 300ovner = 2100GWh = 2,1TWh$  i året kun fra elektrolysen. Til sammenligning brukte husholdningene i hele Bergen kommune 2TWh (terawattimer) i 2009 (SSB, 2011b).

Energiforbruket til ulike anlegg varierer mye avhengig av teknologi og design. Nyere anlegg består som regel av mer moderne teknologi, og utnytter innsatsfaktorene på en mer effektiv måte enn eldre teknologi. Hvilke forutsetninger vi tar i forhold til teknologi er omtalt i avsnitt 7.6. Av figur 8 ser vi at det er stor forskjell i gjennomsnittlig energieffektivitet ved aluminiumsverk fra forskjellige kontinent.

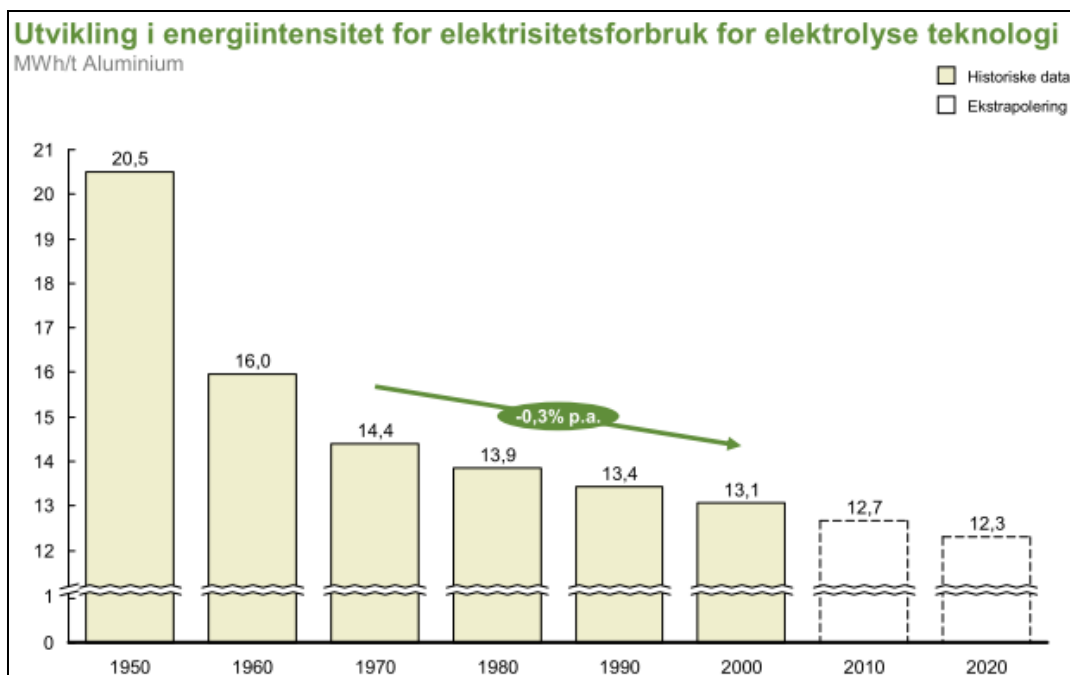


Figur 8: Gjennomsnittlig strømforbruk per kilo aluminium i 2009 fordelt på kontinent. Kilde: (IAI, 2009).

I 2009 hadde Europa lavest og Oseania høyest energieffektivitet. Bakgrunnen til denne forskjellen tror vi ligger i *når* produksjonslinjene ble bygget, uten at vi ønsker å undersøke dette nærmere. Europa var tidlig ute med å bygge aluminiumsverk i forhold til andre kontinenter, og består i dag derfor til dels av eldre teknologi som enda ikke er faset ut. Nye anlegg med moderne teknologi har i større grad enn tidligere blitt del av investeringer i nye markeder og kontinenter, der også geografisk og strategisk plassering den senere tiden har favorisert investeringer på andre kontinenter enn Europa.

Stordriftsfordeler kan også tenkes å være en årsak til forskjellen i energieffektiviteten mellom kontinentene. På 60- og 70-tallet var det ikke uvanlig å bygge aluminiumsverk med kapasitet på under 100.000 tonn, mens mange av dagens nye verk har en kapasitet på over 300.000 tonn. Dette gir klare effektivitetsfordeler når det gjelder mengden strøm man må bruke for å framstille en kilo aluminium. Verdens største aluminiumsverk er i dag under oppføring i Ras az Zawr i Saudi-Arabia, og ved full utbygging vil verket potensielt ha en årlig kapasitet på over 2 millioner tonn per år (CRU, 2010b). Til sammenligning produserte Hydro til sammen omtrent 1,5 millioner tonn primæraluminium i 2010 (Hydro, 2011a).

Historisk har energieffektiviteten økt kraftig i produksjon av aluminium. Dette underbygges av figur 9.



Figur 9: Utvikling energiintensiteten i elektrolyseteknologi. Megawattimer per tonn. Kilde: (Enova, 2009).

Tidlig på 1900-tallet var forbruket av strøm per kilo aluminium over 55kWh, mens de mest effektive verkene i verden i dag bruker ned mot 12,5 kWh/kg aluminium. Gjennomsnittlig brukes det i dag 15,2kWh for å produsere én kilo aluminium (IAI, 2009). Dette er vektet gjennomsnittlig forbruk av kraft brukt til produksjon av aluminium i 2009 verden over. Det er kun kraftforbruket knyttet til selve elektrolyseprosessen og likeretting av strøm, fra vekselstrøm til likestrøm, som inngår i disse tallene. Forbruket av kraft som går med til støperi, anodefabrikk, og belysning av lokaler er derfor ikke inkludert her. Forbruket av kraft til utvinning av bauxitt og raffinering er heller ikke medregnet. Ettersom våre to verk ikke produserer alumina selv, vil kraftforbruk til disse to prosessene ikke inngå i det totale kraftforbruket i våre beregninger. I avsnitt 7.6.2 vil vi vise hvordan vi beregner totalt kraftforbruk for hele verket, målt i kWh/kg produsert aluminium.

Vi nevner samtidig at Hydro oppgir til oss at den nedre teoretiske grensen for strømforbruket i en elektrolyseovn som benytter seg av prebake-teknologi er på omtrent syv kWh/kg aluminium. For å oppnå dette tallet må blant annet all varmetap i prosessen fanges opp og utnyttes. Dette viser seg å være krevende. Forskjellen mellom teoretisk forbruk og faktisk forbruk er fortsatt stor ettersom gjennomsnittsforkbruket i Europa er mer enn det dobbelt av nedre teoretiske grense (jf. figur 8). Med andre ord er det fortsatt viktig med forskning og utvikling innen aluminiumsproduksjon. De produsentene som klarer å kutte strømforbruket vil vinne konkurransen i markedet ettersom de vil kunne produsere til lavest kost.

### 3. INNFORING I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET

I dette kapittelet ønsker vi å redegjøre for hvordan det nordiske kraftmarkedet er bygd opp. Vi vil se nærmere på ulike former for kilder til elektrisitet, prisdannelse, samt redegjøre kort for norsk kraftpolitikk de siste 20-30 årene, spesielt med hensyn rammevilkårene for kraftintensiv industri. Til slutt ser vi på den såkalte grønne sertifikatordningen som innføres fra 2012 for å avgjøre om vi kan forvente lavere kraftpriser i framtiden. Kapittelets struktur er gjengitt i tabell 4:

Kapittel	Innhold
3.1	Kilder til kraftproduksjon
3.2	Prisdannelse i kraftmarkedet
3.3	Kraftutveksling til og fra Norge
3.4	Heterogene nordiske kraftmarkeder
3.5	Store svingninger i vannkraftproduksjonen
3.6	Norsk kraftpolitikk
3.7	Grønne sertifikater

Tabell 4: Kapitteloversikt, innføring i det nordiske kraftmarkedet.

#### 3.1. Kilder til kraftproduksjon

Her presenterer vi kort de vanligste kildene til elektrisk energi. Ønsket vårt er leseren skal skjønne bakgrunnen for drøftingene vi vil gjøre del to av utredningen. Likt for alle former for kraftgenerering er at de ulike teknologiene bygger på at bevegelsesenergi genererer elektrisk strøm. Et vannkraftverk benytter bevegelsesenergien i vann, vindkraftverk benytter energien i vinden, mens atom-, gass- og kullkraftverk (også omtalt som varmekraftverk) benytter energien i dampen fra kokende væske.

##### 3.1.1. Vannkraft

Vannkraftverk utnytter den potensielle energien i vann som ligger høyere enn havnivå. Vannmengden og høyden bestemmer energipotensialet i et vannfall. I et høytrykkskraftverk ledes vannet inn i trykksjakter ned til kraftstasjonen som vanligvis er plassert inne i et fjell. Med stor kraft ledes vannet inn på et turbinhjul som da settes i bevegelse. Bevegelsesenergien i vannet overføres via drivakselen til en generator som omdanner denne til elektrisk energi.



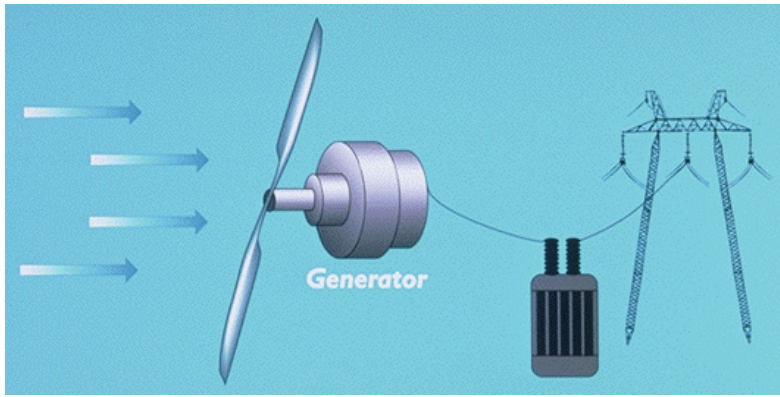
Figur 10: Prinsippskisse av høytrykkskraftverk. Kilde: (fornybar.no).

Den andre hovedtypen vannkraftverk er såkalte lavtrykk-kraftverk. Disse er typisk plassert i elver og vassdrag hvor store vannmengder passerer, men fungerer ellers på samme måte som høytrykkskraftverk. På grunn av at det er vanskelig å regulere vannføringene, vil kraftproduksjonen avhenge av vannføringen i vassdragene. Det betyr at kraftproduksjonen typisk er høy når det er snøsmelting og flomperioder.

Kostnaden ved å produsere en ekstra enhet strøm i et vannkraftverk er lav ettersom innsatsfaktoren er vann, og at vann i prinsippet er en innsatsfaktor uten kostnader. Med andre ord er investeringskostnaden betydelig, men så snart et vannkraftverk har blitt bygd er marginalkostnaden ved å produsere strøm veldig lav. Imidlertid står vannkraftprodusenter overfor et intertemporalt optimeringsproblem ettersom det for høytrykkskraftverkene er mulig å spare vannet til prisene på elektrisitet går opp. Derfor blir forventningene til framtidig strømpris den avgjørende beslutningsvariabelen en kraftprodusent ser på når det skal besluttes om det skal eller ikke skal produseres strøm for markedet i dag.

### 3.1.2. Vindkraft

Vindkraft er i likhet med vannkraft karakterisert ved lave produksjonskostnader og høye investeringskostnader. Når et kraftverk først er bygd er det små marginalkostnader tilknyttet å produsere strøm, og følgelig må kraftprisen være veldig lav for at det ikke skal være lønnsomt å produsere til markedet. Et vindkraftverk vil først og fremst være avhengig av visse vindhastigheter for å generere elektrisitet. Både for høy og for lav vindhastighet kan sette elektrisitetsgenereringen til stillstand.



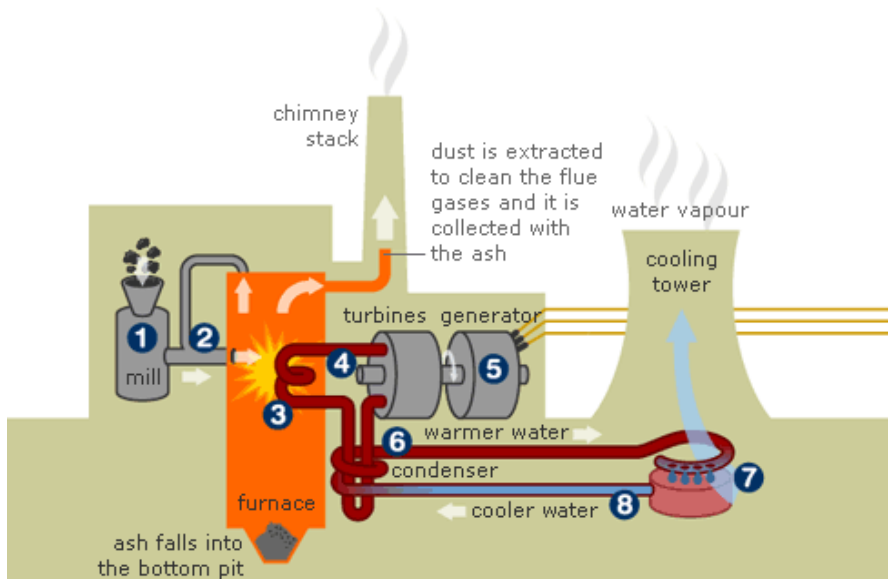
Figur 11: Prinsippskisse av vindkraftverk. Kilde: (hem.passagen.se).

### 3.1.3. Gasskraft

Et gasskraftverk er avhengig av gass som innsatsfaktor i elektrisitetsproduksjon. Hovedprinsippet er at varmen som dannes når gassen brennes omdanner vann til damp, som igjen driver en dampturbin (se figur 12). Turbinen driver en generator som lager elektrisitet. Så lenge markedsprisen på kraft overstiger den variable produksjonskostnaden vil det være lønnsomt å produsere strøm for markedet. Det er imidlertid kostbart å regulere kraftproduksjonen i et gasskraftverk i særlig stor grad. Av den grunn kan det være lønnsomt for produsenten å selge strøm på markedet til en pris som er lavere enn variable kostnader.

Av kraftverkene som bruker fossil brensel som energikilde er gasskraftverk det miljømessig beste alternativet. Fyring med kullkraft medfører omtrent 50 prosent mer utslipp av CO<sub>2</sub> per kWh enn naturgass (Engineering Toolbox, 2011).

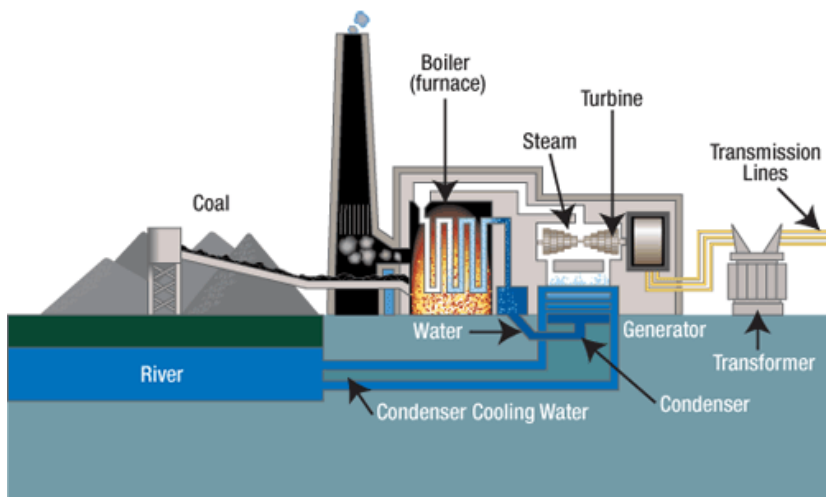
Statnett eier i dag to mobile gasskraftverk; ett på Nyhamna i Aukra kommune og ett på Tjeldbergodden i Aure kommune (Statnett, 2008a). Det ene av disse skal kunne startes i løpet av fire timer, mens det andre skal kunne være i drift innen 72 timer. Bortsett fra fire rutinemessige prøveoppstartinger hvert år har kraftverkene til 2,3 milliarder kroner stått stille helt siden de ble ferdigbygget i 2008. Inntil nylig har regjeringen sagt konsekvent nei til å starte opp kraftverkene for å bøte på den krevende kraftsituasjonen i Midt-Norge (TV2 Nyhetene, 2010). Begrunnelsen fra myndighetene er at de mobile gasskraftverkene slipper ut for mye CO<sub>2</sub>, noe forbrukerne er i harnisk over ettersom det i stor grad er gasskraft, kullkraft eller atomkraft som er kilden til den kraften som blir importert fra utlandet når kraftsituasjonen er så stram som den bruker å være på vinteren i Midt-Norge. I desember 2010 ga Regjeringen likevel Statnett konsesjon til å starte de mobile kraftverkene ved behov ettersom kraftsituasjonen i Midt-Norge ble beskrevet som svært anstrengt (E24, 2010). Dette har likevel ikke skjedd.



Figur 12: Prinsippskisse av et gasskraftverk. Kilde: (antonine-education.co.uk).

### 3.1.4. Kullkraft

Kullkraftverk genererer elektrisitet på samme måte som gasskraftverk men benytter kull som brensel i stedet for gass (se figur 13). Norges eneste kullkraftverk ligger i Longyearbyen på Svalbard. Både Danmark, Sverige og Finland har kullkraftverk i kommersiell drift. Det betyr at når det importeres kraft fra de andre nordiske landene inn til det norske kraftnettet vil deler av denne kraften være generert ved å brenne kull.



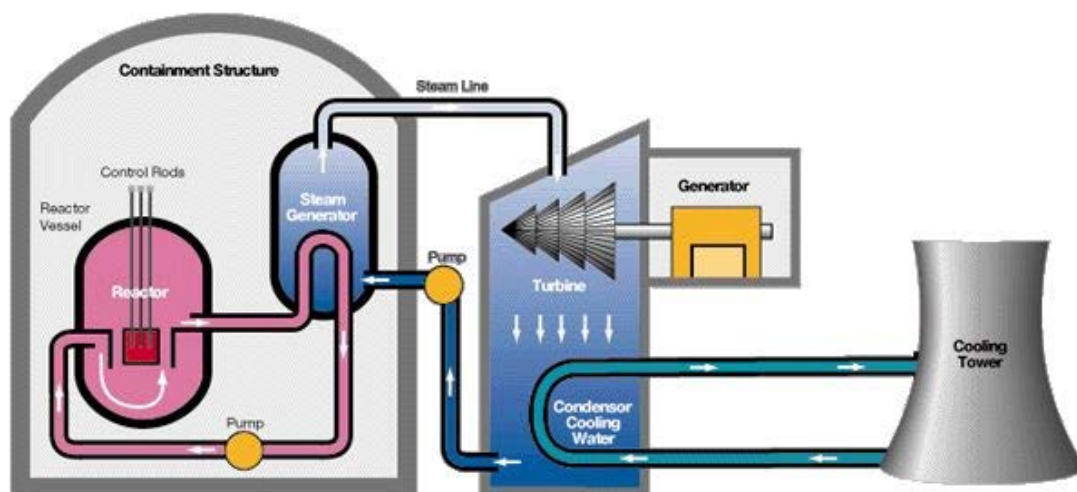
Figur 13: Prinsippskisse av et kullkraftverk. Kilde: (Climate Lab).

Et moderne kullkraftverk har typisk en installert effekt på 800-1.000 MW, noe som gir en årlig produksjonskapasitet på sju til ti TWh. Ifølge Store Norske Leksikon (2011b) er kull fremdeles den fremste energikilden til produksjon av elektrisk kraft i verdensmålestokk. Dessverre skjer produksjonen ved lav energieffektivitet; kun 40 prosent av energimengden

som går inn i produksjonen blir til elektrisitet. De resterende 60 prosent blir til spillvarme. En annen negativ egenskap med produksjon av kullkraft er at den gir relativt store utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>), sammenlignet med andre energibærere.

### 3.1.5. Atomkraft

Atomkraftverk genererer elektrisitet ved at varmeutviklingen i en fisjonsreaktor utnyttes som drivkraft til en turbin, vanligvis ved hjelp av damp (se figur 14). Atomkraftverk kjennetegnes ved at investeringskostnaden er høy, samt at kostnadene relatert til drift er middels høye; lavere enn gasskraft, men høyere enn vannkraft. I motsetning til ved vannkraftproduksjon, er det vanskelig å regulere produksjonen opp eller ned etter etterspørselen etter kraft. Det betyr at elektrisitet generert ved atomkraftverk er billig om natten når etterspørselen på nettet er lav. Den samme reguleringsproblematikken gjelder også delvis for gasskraftverk og andre varmekraftverk ettersom oppstartskostnadene er relativt store.



Figur 14: Prinsippkisse av et atomkraftverk. Kilde: (freeinfosociety.com).

### 3.1.6. Andre former for fornybar energi

I tillegg til de ovennevnte energikildene forskes det på nye kraftkilder som saltkraft (osmose), solcelleteknologi, bølgekraft og mer. Vi velger å ikke gå nærmere inn på disse kraftkildene, men poengterer likevel at på grunn av høye investeringskostnader og lav effektivitet er det foreløpig lite gunstig å investere i slik kapasitet uten betydelige subsidier fra myndighetenes side.



## **3.2. Prisdannelse i kraftmarkedet**

Gjennom de tre neste avsnittene vil vi forklare hvordan pris dannes i det nordiske kraftmarkedet. Avsnitt 3.2.1 tar for seg litt historie, avsnitt 3.2.2 omhandler prisdannelse, og avsnitt 3.2.3 redegjør kort for skatter og avgifter i kraftsystemet i Norge.

### ***3.2.1. Dereguleringer på 90-tallet ga økte priser***

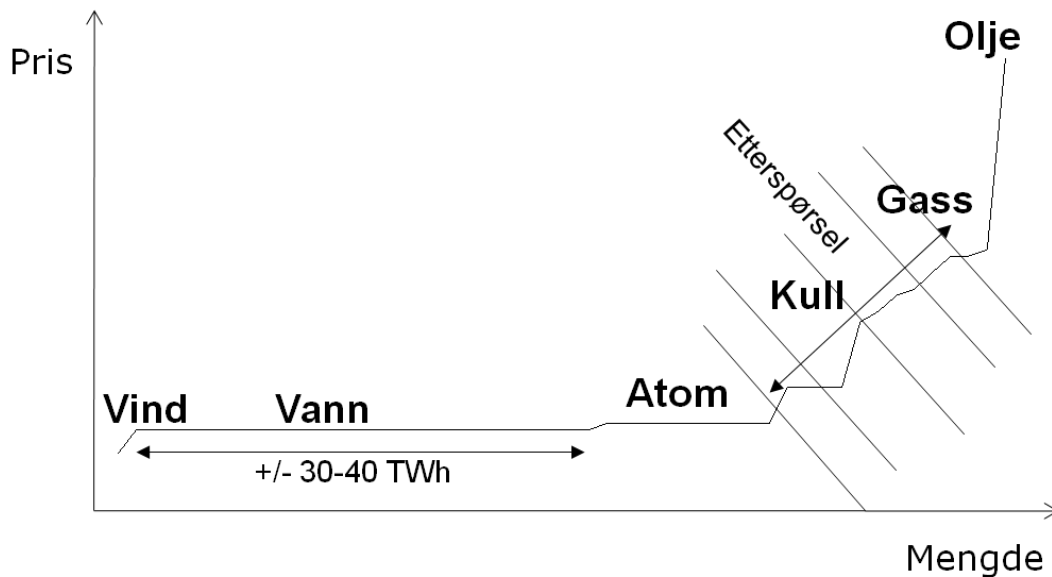
De nordiske landene var blant de første til å deregulere kraftmarkedene og åpne opp for konkurranse på kraftproduksjon. De norske og svenske kraftmarkedene ble deregulert i 1991 mens Danmark og Finland fulgte etter i 1995 og 1996. Etter dereguleringen ble uavhengige systemoperatører opprettet i hvert av landene for å opprette et hinder for kryss-subsidiering mellom produksjon og nettvirksomhet. Videre knyttet landene de nasjonale kraftmarkedene sammen gjennom kraftbørsen Nord Pool som eies av systemoperatørene i det nordiske markedet. I Norge er det Statnett som er systemoperatør. På grunn av den geografiske avstanden til de andre nordiske landene er Island ikke med i Nord Pool-samarbeidet.

74 prosent av all elektrisitet i det nordiske markedet ble handlet gjennom kraftbørsen Nord Pool i 2010 (Statnett, 2010a).

### ***3.2.2. Marginalkostnad setter systemprisen***

Nord Pool opererer med en systempris som er felles for hele det nordiske markedet og Estland. Prisen framkommer ved at Nord Pool akkumulerer alle bud og tilbud av elektrisitet det neste døgnet, time for time. For hver time lages det så en tilbuds- og etterspørselskurve. Systemprisen finnes i krysningspunktet mellom disse kurvene. Så lenge det er nok tilgjengelig produksjonskapasitet vil systemprisen være representert ved marginalkostnaden til den dyreste produksjonsmetoden som anvendes for å klarere markedet.

Prisdannelsen er skissert i figur 15. Tilbudskurven er kompilert ved å sette sammen de omtrentlige marginale produksjonskostnadene ved ulike teknologier. Dersom etterspørselen er tilstrekkelig lav til at det ikke er nødvendig å starte gass- eller kullkraftverk vil skjæringen mellom tilbuds- og etterspørselskurven teoretisk skje ved etterspørselskurven som ligger lengst til venstre i diagrammet. Som regel overstiger etterspørselen etter elektrisitet tilgjengelig krafttilførsel fra vannkraft og atomkraft. Det innebærer at den marginale produksjonskapasiteten blir dyrere. Etersom det settes én systempris betyr dette at produsentene av for eksempel vannkraft kan oppnå store overskudd fordi prisen blir betydelig høyere når gasskraft er den marginale produksjonsmetoden.



Figur 15: Prisdannelse i kraftmarkedet. +/- 30-40 TWh betegner variasjonen i produksjonskapasitet ved vannkraftverk i tørre og våte år. Kilde: (Hydro, 2009a).

Dersom det ikke eksisterer overføringsbegrensninger på nettet, flaskehals, vil strømprisen være lik i alle markedene i Nord Pool. Slik er det imidlertid sjeldent, og følgelig varierer prisene på tvers av land og prissoner. Norge har for tiden fem prissoner, og prisen har variert mellom disse i relativt stor grad de senere årene. Særlig er det prisområdet NO3, Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag, som har hatt de høyeste prisene de siste årene. I januar nådde strømprisen i dette prisområdet så høye nivåer at ledelsen ved Norske Skogs anlegg på Skogn valgte å stenge ned produksjonen til tross for at dette medførte høye nedstengnings- og oppstartskostnader (Teknisk Ukeblad, 2011b). Den 8. desember 2010 nådde spotprisen på strøm i NO3 1,30 kr/kWh, omtrent det dobbelte av prisen i NO1 (Øst-Norge). Kenneth Brandsås, administrerende direktør i NTE Energi AS, sa til Dagsrevyen samme dag at kraftsituasjonen i Midt-Norge var anstrengt og at årsaken til problemene er *"handlingslammelse blant politikerne i mange, mange år"* (NRK Dagsrevyen, 2010).

Ettersom de dyreste produksjonsmetodene stort sett befinner seg i utlandet, må norske sluttforbrukere finne seg i at strømmen som selges på det norske markedet settes på grunnlag av eksempelvis gasskraft i Sverige, Finland og Danmark, til tross for at marginalkostnaden ved å produsere norsk vannkraft er lav i forhold. Det betyr at i produksjonsår der Norge er nettoeksportør av kraft, vil kraftprisen være signifikant høyere enn hva den ville vært dersom det norske kraftnettet ikke hadde overføringskapasitet til nabolandene. Dette argumentet forutsetter imidlertid at produksjonskapasiteten i Norge er like stor som forbruket, noe som i

tørrår kan være vanskelig. Dersom knapphetssituasjonen i et marked uten overføringskapasitet blir vesentlig verre, vil det bli nødvendig med rasjonering og/eller svært høye spotpriser.

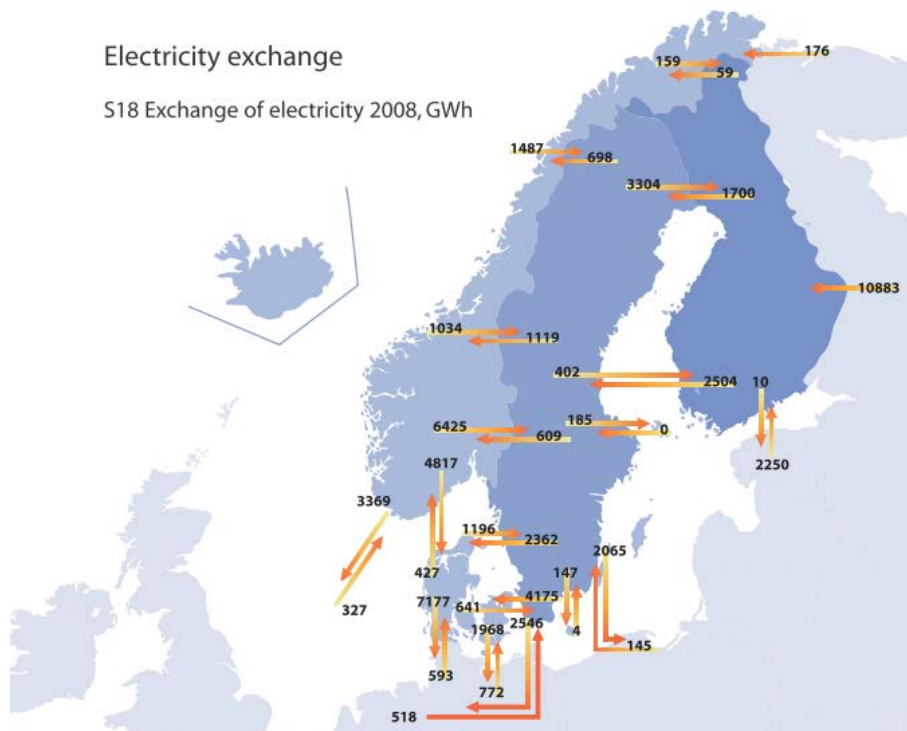
### **3.2.3. Skatter og avgifter i kraftsektoren**

Forbruket av elektrisitet er pålagt elavgift som for 2011 er satt til 11,21 øre/kWh (Toll- og Avgiftsdirektoratet, 2011). Ifølge Olje- og energidepartementet (2008a) er avgiften imidlertid utformet i henhold til EUs energiskattedirektiv, og følgelig er kraftintensiv industri stort sett fritatt for elavgiften. For et aluminiumsverk betyr dette i praksis at elektrolysen er fritatt for elavgift, mens elektrisitet som for eksempel benyttes til varme og belysning i administrasjonsbygg ikke er fritatt for avgiften.

### **3.3. Kraftutveksling til og fra Norge**

De siste tiårene har det blitt investert kraftig i overføringskapasitet mellom de nordiske landene, og til en viss grad også til andre land som ikke er med i Nord Pool. Blant annet åpnet Statnett og den nederlandske samarbeidspartneren TenneT den 580 km lange sjøkabelen NorNed i begynnelsen av mai 2008 (Statnett, 2008b). I skrivende stund debatteres det også i media om Statnett skal få tillatelse til å bygge ny overføringskapasitet til Kolahalvøya i Russland (Teknisk Ukeblad, 2011a). I tillegg har Statnett en rekke overføringskabler på tegnebrettet. Tysklands nylige beslutning om å stenge ned alle sine atomkraftverk innen 2022 ses på som en katalysator for slike overføringskabler, noe Statkrafts konsernsjef, Christian Rynning-Tønnesen, poengterte i Dagens Næringsliv i begynnelsen av juni (Dagens Næringsliv, 2011a).

Figuren under viser strømmen av kraft mellom de ulike prisområdene og kraftmarkedene i Nord-Europa i 2008 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2008).

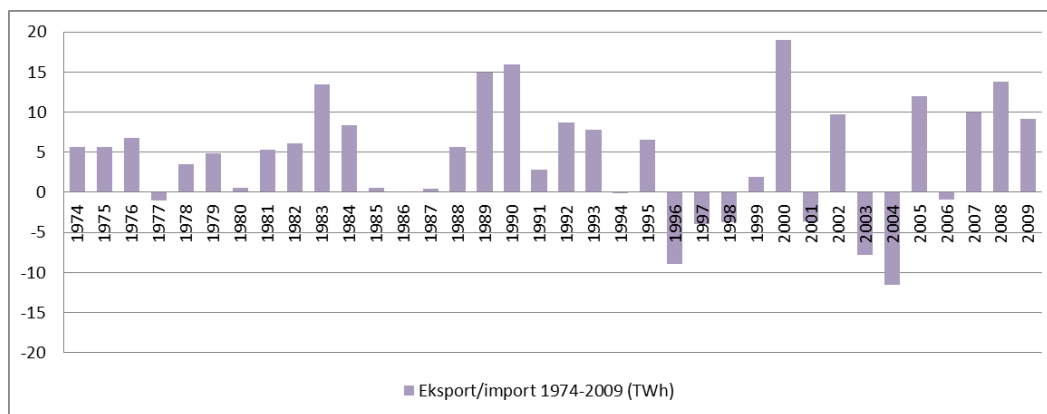


Figur 16: Overføringer av kraft mellom kraftmarkedene i Nord-Europa i 2008.

Alle størrelser på kartet er gitt i GWh. Legg merke til at bortsett fra i forbindelsen mellom Midt-Norge og de midtre delene av Sverige er eksporten større enn importen for alle overføringskabler mellom Norge og andre land. Figuren synliggjør også at det importeres betydelige mengder elektrisitet fra utlandet og til Norge. Dette skjer i hovedsak om vinteren og om natten når strømprisen på kontinentet er lavere enn i Norge.

Tallene som er vist på figur 16 viser at det ble eksportert over 17 TWh elektrisk kraft fra norske produsenter i 2008. Det tilsvarer omtrent 14 prosent av den samlede produksjonskapasiteten til alle vannkraftverk i Norge i et normalår, eller strømforbruket til omtrent 700.000 eneboliger med årsforbruk på 25.000 kWh. Tilsvarende var importen i 2008 på cirka tre TWh, noe som innebærer at Norges nettoeksport av elektrisitet var på omtrent 14 TWh i 2008, eller omtrent 11 prosent av totalt elektrisitetsforbruk.

Selv om Norske kraftprodusenter har eksportert mye over tid, kommer overføringskablene de norske forbrukere til gode når vi opplever år med unormalt lite tilsig til kraftmagasinene. De siste to årene er eksempler på dette. På lang sikt er det imidlertid ingen tvil om norske kraftprodusenter har eksportert mer enn vi har importert. Figur 17 viser tall for nettoeksport av elektrisitet ut av Norge fra 1974 til 2009.



Figur 17: Netto kraftutveksling mellom Norge og utlandet. Positive verdier betyr netto eksport.

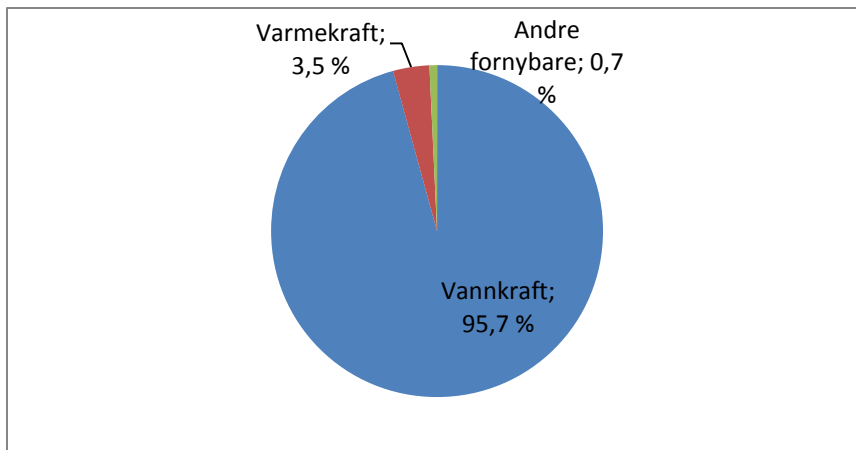
Tallene som danner grunnlaget for dette diagrammet er hentet fra Statnett (2011a). Datagrunnlaget viser at akkumulert nettoeksport fra Norge for 1974-2009 var på 158 TWh. Det tilsvarer mer enn den totale kraftproduksjonen i Norge i omtrent ett år og tre måneder. Vi ønsker ikke å gå nærmere inn på årsaken til svingningene, men påpeker at i 28 av 36 år i denne perioden har vi hatt nettoeksport av elektrisk kraft fra Norge.

### 3.3.1. Vannkraft som "grønt batteri"

Store varmekraftverk bør av hensyn til temperaturpåkjenningene ved opp- og nedkjøling være noenlunde jevnt belastet og egner seg derfor ikke til å ta de hurtige belastningsvariasjoner i forbruket over døgnet. Vannkraften kan lett ta hurtige belastningsvariasjoner. Dette fører til kraftimport i vannkraftland om natten når tilbudet overstiger etterspørselen på kontinentet, og eksport om dagen når etterspørselen etter elektrisitet er høy. Dette er årsaken til at det for tiden debatteres om Norge skal fungere som "Europas grønne batteri". Teoretisk har vi muligheten til å spare på vann og selge kraften vår til kontinentet når prisene er høye. På den måten hevder forkjemperne at Norge som nasjon vil kunne redusere Europas utslipp av klimagasser, samt generere store inntekter til felleskassen. Vi vil diskutere dette synet i lys av hvilke implikasjoner det får for framtidsutsiktene til norsk aluminiumsindustri i kapittel 15.

## 3.4. Heterogene nordiske kraftmarkeder

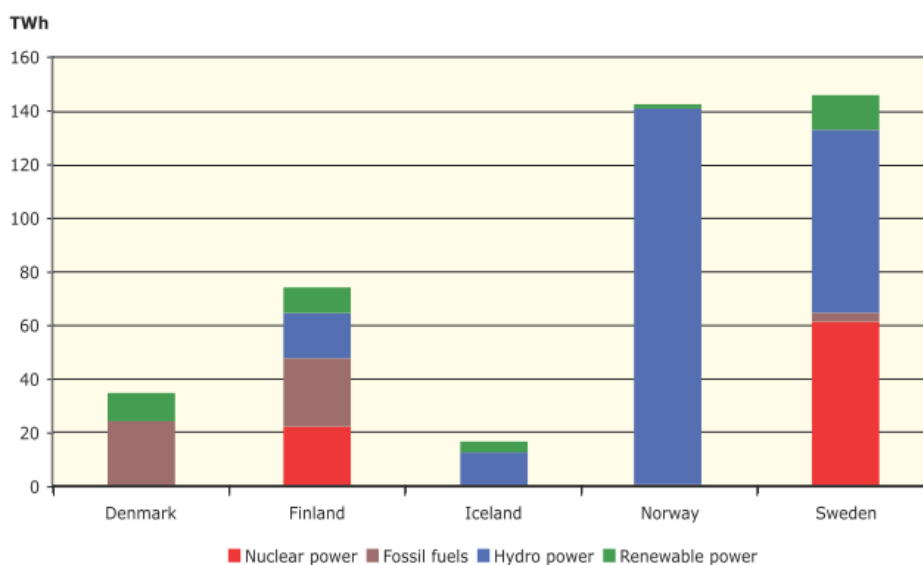
Som vi allerede har vært inne på er de nordiske kraftmarkedene til dels fundamentalt forskjellige når det gjelder tilgjengelige kilder til elektrisk kraft. I Norge ble det ifølge Statnett (2011) produsert 124 TWh elektrisk kraft i 2010. Kildene til kraftproduksjonen er gjengitt i figur 18:



Figur 18: Kilde til elektrisk kraft i Norge.

Tallene som danner bakgrunn for diagrammet er fra 2009 og er hentet fra NVE (2009). Som vi ser er vann kilden til det meste av kraftproduksjonen i Norge. Varmekraft er en fellesbetegnelse for kraft generert fra fossilt brensel, biobrensel eller kjernekraft. Med andre ord står elektrisitet generert ved gasskraftverk eller kullkraftverk for en svært liten andel av den totale produksjonen i Norge. Dessuten ser vi at andelen som er generert fra andre energikilder, som for eksempel fra vindkraft eller bølgekraft, er nesten forsvinnende liten i det store bildet.

For våre naboland er situasjonen til dels nokså annerledes. Som vi ser av figur 19 er også Island et land som er rikt på fornybare kraftressurser som vannkraft og termisk kraft. De andre, mer befolkede nabolandene våre, har større innslag av både gasskraft, kullkraft og atomkraft i kraftporteføljene sine.



Figur 19: Kilder til kraftproduksjon i Norden (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2008).

Vi viser denne figuren for å få fram poenget at når det blir importert kraft til det norske markedet er det slett ikke gitt at kraften er generert fra fornybare kilder. For eksempel står gass- og kullkraftverk for omtrent 2/3 av kraftproduksjonen i Danmark.

### **3.5. Store svingninger i vannkraftproduksjonen**

Olje- og energidepartementet (2008b) oppgir at ved inngangen av 2008 tilsvarte den installerte effekten i norske vannkraftverk en teoretisk produksjonskapasitet på 254 TWh. Vi sier at dette er teoretisk produksjonskapasitet fordi verkene må produsere med full effekt 24 timer i døgnet, 365 dager i året for at kapasiteten skal kunne nås. Det er ikke en realistisk antakelse ettersom vannmagasinene ville gått tom for vann i perioder med lite nedbør dersom generatorene gikk på full kapasitet hele tiden. Derfor bør vi operere med en lavere produksjonsevne når vi beregner den totale produksjonskapasiteten ved norske vannkraftverk i et år med normalt tilsig. NVE (2009) har beregnet dette til å være 123 TWh, altså omtrent halvparten av det teoretiske.

I 2000 var vannkraftproduksjonen på rekordhøyde 143 TWh, mens den var bare 105 TWh i 1996. Med andre ord svinger kraftproduksjonen fra norske vannkraftverk med pluss minus 15 prosent. 15 prosent av normalproduksjonen tilsvarer årsforbruket til 800.000 boliger med gjennomsnittsförbruk på 25.000 kWh per år<sup>2</sup>.

### **3.6. Norsk kraftpolitikk**

I denne delen av kapitlet vil vi redegjøre overordnet for hvordan politikerne i Norge har bidratt til å forme det norske kraftmarkedet og den innvirkningen dette har fått på industrien i Norge. Vi starter med et historisk blikk på kraftsektoren i Norge. Viktige begivenheter for industrien er hjemfall (avsnitt 3.6.1), liberaliseringen av kraftmarkedet på 90-tallet (avsnitt 3.6.2), og endringen i hjemfallsregimet på grunn av nye krav fra EFTA-domstolen i 2007 (avsnitt 3.6.3). Videre ser vi på effekten på kraftprisen av kvotehandel av CO<sub>2</sub>, samt hvilke implikasjoner dette får for industrien (avsnitt 3.6.4 til 3.6.7). Deretter redegjør vi for kraftkontrakter som er inngått mellom Staten/Statkraft og industrien på vilkår som er bestemt av myndighetene (avsnitt 3.6.8). Til slutt ser vi på den nye garantiordningen som er ment å hjelpe industrien med å inngå tilsvarende gode kontrakter i dag (avsnitt 3.6.9).

---

<sup>2</sup> 15 prosent av 123 TWh er omtrent 20 TWh.  $20\text{TWh}/25.000\text{ kWh} = 800.000$ .

### **3.6.1. Hjemfall**

Da aluminiumindustrien vokste fram i Norge ble elektrolysehallene bygd i nær tilknytning til vannkraftstasjoner. Ettersom det ikke eksisterte nevneverdig overføringskapasitet i det norske strømmettet hadde vannet ikke noen reell alternativverdi; enten ble vannet brukt til å generere elektrisitet som ble solgt i lokalmiljøet, eller så genererte det ingen inntekter for vannkraftprodusentene i det hele tatt. Videre hadde det offentlige ikke ressurser eller teknisk kompetanse til å bygge ut kraftverk rundt om i landet tidlig på 1900-tallet. Av den grunn ble det gitt tilgang til at private aktører kunne bygge ut vannkraftanleggene og deretter eie rettigheten til å produsere elektrisitet ved verket i 60 til 80 år. Deretter skulle rettighetene føres tilbake til staten vederlagsfritt. Det er denne tilbakeføringen som betegnes som hjemfall (Olje- og energidepartementet, 2009a).

Hensikten med hjemfall, da loven ble vedtatt i 1909, var å sikre fortsatt utvikling av industrien samtidig som fellesskapets interesser ble ivaretatt på sikt. Å slippe private aktører til ble sett på som nødvendig nettopp fordi privat kapital og teknisk kompetanse var nødvendig for å sette i gang utbygginger. I Norge ble Hydro en betydelig aktør innen vannkraftproduksjon. Selskapet hadde behov for store mengder elektrisitet i produksjonen av kunstgjødsel og etter hvert også til aluminiumsproduksjon og andre virksomheter. I dag er Hydro Norges nest største produsent av vannkraft, med en produksjon på 9,4 TWh i et normalår.

Det ble også innført konsesjonsplikt for private aktører i 1909, og konsesjon kunne bare tildeles "*når ikke allmenne hensyn talte imot*" (Olje- og energidepartementet, 2009a). Industrikonsesjonsloven la imidlertid til rette for at private aktører, som for eksempel Hydro, kunne bygge ut vannkraftressursene for deretter å eie produksjonsrettighetene i 60 til 80 år. I praksis betydde hjemfallsreglene at private og offentlige aktører ble forskjellsbehandlet. Kraftverk som ble bygd ut før 1909 ble ikke omfattet av industrikonsesjonsloven av 1909, og dermed unngikk selskap som hadde bygd ut kraftverk før 1909 hjemfall.

Som følge av de politiske retningslinjene for industrikraft tidlig på 1900-tallet fikk norske aluminiumsprodusenter tilgang til stabil og langsiktig krafttilførsel til noen av de laveste prisene i verden. Dette er også en av de viktigste årsakene til at norsk industri vokste fram som en av verdens fremste innen aluminiumsproduksjon, samt forskning og utvikling tilknyttet fagfeltet.



### **3.6.2. Endringer på 90-tallet**

På 1990-tallet ble imidlertid de institusjonelle rammene som kraftintensiv industri sto overfor drastisk endret da kraftmarkedene ble liberalisert. Det var daværende Olje- og energiminister Eivind Reiten, senere konsernsjef i Hydro, som sammen med Syse-regjeringen i 1990 sto bak den nye energiloven som liberaliserte det norske kraftmarkedet i juni 1990. Forbrukerne skulle ikke lenger være knyttet til én bestemt leverandør med monopolposisjon, men være kunder i det mest liberaliserte kraftmarkedet i hele verden. Ved å åpne markedene skulle leverandørene tvinges ut i en beinhard konkurranse om forbrukerne. Ett av de sentrale argumentene politikerne benyttet for å gjennomføre liberaliseringen, var at prisene på elektrisitet skulle gå ned på grunn av økt konkurranse. 21 år etterpå er det fristende for oss å hevde at strategien var feilslått. Leveringssikkerheten økte, men prisene ville ut fra enkel tilbuds- og etterspørselstankegang ikke ha noe betydelig potensial for å gå ned, når markedene det ble åpnet mot var regioner med høyere marginalkostnad på teknologien som klarerte markedet.

### **3.6.3. Nye krav fra EFTA**

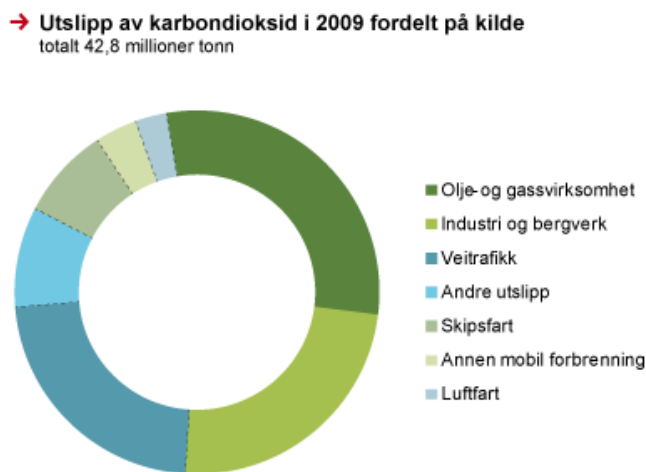
På grunn av at reglene om hjemfall forskjellsbehandlet private og offentlige aktører, slo EFTA-domstolen i 2007 fast at hjemfallsreglene strider mot EØS-prinsippet om likebehandling av private og offentlige aktører. Derfor måtte Regjeringen fremme lovendringsforslag overfor Stortinget. Slik ble en dragkamp med private aktører som satt på kraftrettigheter på den ene siden - og staten på den andre - startet. De private aktørene, med forbundet Norsk Industri som en av hovedaktørene, mente at staten burde gi de private aktørene rett til å beholde sine kraftrettigheter også etter den opprinnelig satte hjemfallsfristen. Ett av hovedargumentene de brukte var at det offentlige allerede satt på nesten 90 prosent av vannkraftressursene i Norge, og at EFTA-domstolens krav ville bli møtt dersom kraftprodusentene benyttet kraften eksempelvis til å produsere aluminium, og ikke solgte den på spotmarkedet.

Etter en provisorisk anordning i kjølvannet av EFTA-dommen la Olje- og energidepartementet fram et høringsutkast i mars 2008, som senere samme år ble vedtatt av Stortinget. Denne slo fast at hjemfall skulle videreføres i henhold til industrikonsesjonsloven, men at hjemfall ikke skal skje før opprinnelige konsesjoner utløper. Dessuten åpner loven opp for at privat eierskap kan eie inntil en tredjedel av offentlig eide vannkraftselskap (Olje- og energidepartementet, 2008b).

Hovedårsaken til at industrien ikke ønsket endring i det opprinnelige hjemfallsregimet var hovedsakelig at selskapene ved flere anledninger hadde fått fornyet sine konsesjoner i forbindelse med utbygginger eller opprustninger av eksisterende kraftanlegg. Med den nye hjemfallsloven forsvinner denne muligheten, og i media har store selskaper, som for eksempel Hydro, ytret frykt om at når konsesjonene utløper og kraftanleggene hjemfaller vil selskapets norske aluminiumsverk ikke oppnå kraftkontrakter som er konkurransedyktige i global sammenheng. Aluminiumsindustrien er i så måte en næring som er svært utsatt for lokale institusjonelle forhold som påvirker kostnadene direkte og indirekte, ettersom kostnadene gjerne er nasjonale og regionale, mens inntektene settes i dollar på en global markedsplass. Vi vil omtale dette aspektet ved aluminiumsindustrien inngående i del to av utredningen når vi viser hvilke kostnadskomponenter som er lokale eller regionale, og hvilke som er gitt på verdensmarkedet.

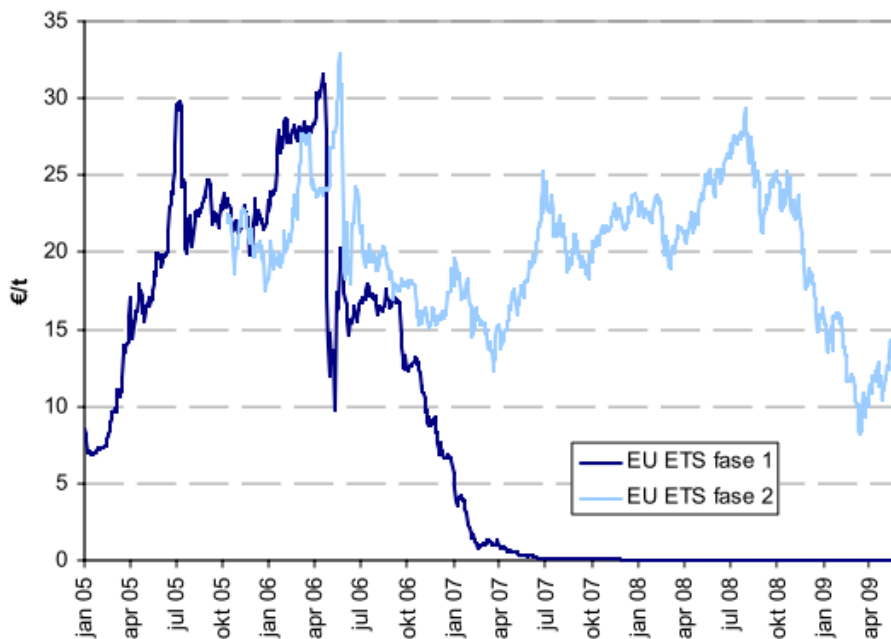
### 3.6.4. *Kvotehandling og prising av CO<sub>2</sub>-utslipp*

Som en del av EUs ønske om å lede an i verdens miljøpolitikk, ble et system for handel med CO<sub>2</sub>-kvoter introdusert i 2005. Fase én i dette systemet (kalt EU ETS) varte fra 2005 til 2008. I denne perioden ble det delt ut kvoter tilsvarende cirka 6,6 milliarder tonn CO<sub>2</sub>. Til sammenligning viser tall fra Klima- og forurensningsdirektoratet at norske CO<sub>2</sub>-utslipp tilsvarte 48,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2009 (Miljøstatus, 2011). Det betyr at norske utslipp tilsvarer kun syv promille av tildelte utslippskvoter i EU. Av figur 20 ser vi samtidig at ”industri og bergverk” hvor aluminium inngår, står for omtrent 25 prosent av klimagassutslippene i Norge, uten at vi ønsker å gå disse tallene nærmere etter i sømmene.



Figur 20: Utslipp av klimagasser i Norge. Kilde: (Miljøstatus, 2011).

Inntil 95 prosent av kvotene som ble delt ut i fase én mellom 2005 og 2008 ble tildelt industrien gratis. I fase to ble antallet omsettelige kvoter imidlertid redusert drastisk og prisen på kvotene økte betydelig (Aftenposten, 2007). Figur 21 viser hvordan prisene på EU ETS har utviklet seg gjennom de to fasene (Klimakur 2020, 2009). Merk at fase 2-kvoter ble omsatt også før fase 2 startet i 2008.



Figur 21: Prisutvikling på CO<sub>2</sub>-kvoter i EUs kvotehandelssystem. Kilde: (Klimakur 2020, 2009)

Vi ser at på forsommeren 2009 ble CO<sub>2</sub>-kvotene handlet til omtrent 15 euro per tonn CO<sub>2</sub>.

Aluminiumsindustrien blir innlemmet i det europeiske kvotehandelssystemet for CO<sub>2</sub> i fase tre som starter i 2013. Da vil industrien bli tildelt kvoter ut fra hvor mye hver enkelt produsent slipper ut sammen lignet med et referansepunkt (en såkalt *benchmark*) (European Commission, 2011). For aluminiumsindustrien representerer referansepunktet de gjennomsnittlige miljøutslippene fra de ti prosent beste aluminiumsverkene i EU. Dersom produsenten produserer miljømessig like effektivt som referansepunktet vil produsenten bli tildelt kvoter tilsvarende 100 prosent av sin produksjon (European Commission, 2011). Dersom produsenten er bare 95 prosent så effektiv i forhold til miljøutslipp som referansepunktet, betyr dette at produsenten vil bli tildelt nok CO<sub>2</sub>-kvoter til å dekke 95 prosent av egen produksjon. De resterende fem prosentene vil produsenten måtte kjøpe i markedet. Effektene av dette er at den miljømessig mest effektive produksjonskapasiteten favoriseres fremfor eldre og mer forurensende teknologi.

### **3.6.5. Kvotehandel og økte kraftpriser i Europa**

I praksis representerer kvotesystemet et tak på hvor mye europeisk industri kan slippe ut av klimagasser. At Tyskland i slutten av mai 2011 vedtok å stenge ned alle atomkraftverkene i landet betyr derfor at vi må forvente økte kraftpriser, også i Norge, til tross for at næringsminister Ola Borten Moe sier i Dagens Næringsliv, 1. juni 2011, at han ikke forventer dette. Årsaken er at stengning av et atomkraftverk medfører økt produksjon fra andre kilder. En del av denne økningen vil komme fra gasskraftverk og kullkraftverk. Siden disse slipper ut betydelige mengder CO<sub>2</sub>, øker etterspørselen etter CO<sub>2</sub>-kvoter. Samtidig er tilbudet av kvoter konstant. Følgene blir dermed at CO<sub>2</sub>-prisen øker. Beregninger fra analysebyrået Econ Pöyry viser at prispåslaget som følge av en CO<sub>2</sub>-pris på 15 euro per tonn medfører omtrent ni øre prispåslag per kWh i de norske kraftprisene (Dagens Næringsliv, 2011b). Et høyere reduksjonsmål for CO<sub>2</sub>-utslippene, slik som EU-kommisjonen har ytret ønsker om, vil øke kvoteprisen og det medførende kraftprispåslaget ytterligere.

Ettersom det norske kraftnettet er integrert med det europeiske gjennom Nord Pool medfører CO<sub>2</sub>-prisingen at norsk vannkraft, som ikke står bak noe CO<sub>2</sub>-utslipp, i praksis har fått en CO<sub>2</sub>-avgift på toppen. Årsaken til dette er at den marginale kraften som må til for å klare Nord Pool vanligvis kommer fra kullkraftverk eller gasskraftverk. Når prisen på kullkraft og gasskraft øker - som følge av økt pris på CO<sub>2</sub>-utslipp - fører dette til at systemprisen også øker, ettersom produsentene er i stand til å lempe avgiften direkte over på forbrukerne. Etter vår mening genererer dette kvotehandelssystemet to klare vinnere: vannkraftprodusentene og staten. Vannkraftprodusentene får nyte godt av høyere inntekter uten at kostnadene deres øker, og staten får økt avgiftsinngang, blant annet som følge av at merverdiavgiften er prosentbasert. Miljøet er også delvis en vinner - men bare til en viss grad - ettersom slike særeuropeiske utslippskostnader fører til at industrien flagger ut, og heller produserer i andre regioner - noe vi også ser i aluminiumsindustrien. At Hydro har bygd et aluminiumsverk i Qatar med tilhørende gasskraftverk uten CO<sub>2</sub>-renseteknologi, er bare ett eksempel på dette.

### **3.6.6. Åpning for CO<sub>2</sub>-kompensasjon**

For kraftintensiv industri påløper CO<sub>2</sub>-kostnader på to nivåer: (1) gjennom direkte utslipp av CO<sub>2</sub> i egen prosess (direkte utslipp), og (2) gjennom økt kraftpris fordi CO<sub>2</sub>-kvoteprisen inngår i kraftprodusentenes kostnadsbase (indirekte utslipp).

Dagens Næringsliv (2011b) beskriver EUs satsning med at "*Europeisk næringsliv må bære verdens CO<sub>2</sub>-kostnader*". Byråkratene og politikerne i EU innser imidlertid at dette medfører

at industri som konkurrerer på et globalt marked får økte insentiver til å legge ned virksomhet i Europa, og flytte produksjonen til andre kontinenter hvor CO<sub>2</sub>-kvoter foreløpig ikke er et aktuelt tema. Slik utflagging blir omtalt som karbonlekkasje eller industrilekkasje. Årsaken er at utflagging vil føre til at CO<sub>2</sub> blir sluppet ut andre steder på kloden i stedet for i Europa, der kvotesystemet er ment å ha en regulerende effekt.

Av denne grunn har EU åpnet for at medlemslandene kan kompensere konkurranseutsatt industri i sine respektive land, for den byrden CO<sub>2</sub>-prisingen medfører gjennom indirekte utslipp (i praksis: økt kraftpris). Aluminiumindustrien legger ikke skjul på at CO<sub>2</sub>-kompensasjon er avgjørende for videre satsning i Europa: *”Ute ser vi priser på mellom 16 og 20 øre per kilowattime, altså langt lavere enn vi har i Norge. Når vi vet at CO<sub>2</sub>-avgiften utgjør rundt en tredjedel av kraftprisen i Norge, betyr det at en kompensasjon vil være av stor betydning for oss”* sa Svein Richard Brandtzæg, konsernsjef i Hydro, under selskapets kapitalmarkedsdag 14. januar i år (Dagens Næringsliv, 2011b).

### **3.6.7. Uklart når kompensasjonsregime er på plass**

Hvor lang tid det vil ta før et CO<sub>2</sub>-kompensasjonsregime er på plass i Norge og hvordan denne vil være utformet er fortsatt noe uklart. Men EU planlegger at premisene for hvordan kompensasjonsregimet utformes skal være klare ved utgangen av 2011. For aluminiumsindustrien er dette utvilsomt en spennende periode. Mens EU har imøtekommet behovet for et enkelt, forutsigbart og langsiktig system fram til 2020 ved å kompensere kostnadene for direkte utslipp, står medlemslandene selvstendig i arbeidet med å utforme kompensasjonsordningene for indirekte utslipp. Kompensasjonsordningene for indirekte utslipp påvirker kraftprisen som er en av de viktigste innsatsfaktorene i aluminiumsproduksjon. I avsnitt 9.1 vil vi vise at kraftkostnaden utgjør nesten 30 prosent av de totale produksjonskostnadene for aluminium.

Etter vår mening er det nødvendig for norsk aluminiumindustri at en kompensasjonsordning kommer på plass i en overgangsperiode fram mot et globalt CO<sub>2</sub>-regime er etablert, spesielt dersom vi ønsker at Europa skal tiltrekke seg nye investeringer innen kraftintensiv industri. Likeledes vil en CO<sub>2</sub>-kompensasjon være avgjørende også for å kunne opprettholde arbeidsplassene og kompetansen som er knyttet til slik industri i Norge i dag. Usikkerhet knyttet til en så stor kostnadskomponent som kraft gjør det vanskelig å forsvare aluminiumsinvesteringer i Norge når det er rikelig tilgang på konkurransedyktige kraftvilkår andre steder

i verden - steder hvor direkte og indirekte CO<sub>2</sub>-utslipp ikke prises på samme måte som i Europa.

### **3.6.8. Kraftkontrakter på myndighetsbestemte vilkår**

Etter andre verdenskrig ble det inngått en rekke kraftkontrakter for industrien i Norge på myndighetsbestemte vilkår. Industrien ble sett på som strategisk viktig for gjenoppbyggingen av landet, og gjennom kraftkontraktene sikret myndighetene at industrien fikk tilgang til gode rammevilkår.

Ved innføringen av den nye energiloven i 1991 ble de tidligere inngåtte kraftkontraktene samlet i Statkraft (FAFO, 2010). I Stortingsproposisjon nr. 1, 2004-2005, opplyser Regjeringen at Statkraft på daværende tidspunkt hadde kraftkontrakter på myndighetsbestemte vilkår tilsvarende 16 TWh/år.

Statkrafts kontrakter på myndighetsbestemte vilkår avviker fra ordinære kommersielle kontrakter på flere måter. I tillegg til at myndighetene har bestemt pris, volum og mer detaljerte bestemmelser i kontraktene, har de også pålagt lokale bindinger som for eksempel at kraften skal benyttes ved et navngitt produksjonssted.

Det er stor variasjon på prisene og volumene i dagens avtaler på myndighetsbestemte vilkår. Prisene varierer fra rundt fem øre/kWh i de eldste såkalte 1950-kontraktene til i overkant av 20 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen på alle avtalene er på 12 øre/kWh (Olje- og energidepartementet, 2004).

De nevnte kraftavtalene har ekspirert eller går ut på dato i løpet av 2011, men flere av dem har blitt erstattet med nye langsiktige kraftavtaler eller forlenget (Nærings- og handelsdepartementet, 2010). Likevel er den langsiktige kraftforsyningen til den kraftintensive industrien relativt usikker etter 2020. 2011 nevnes som et skjebnear for aluminiumprodusentene i Norge: *"2011 blir utvilsomt et spennende år når det gjelder rammebetingelsene"*, konstaterte Arvid Moss, konserndirektør for Energi i Hydro, overfor Dagens Næringsliv 14. februar 2011.

### **3.6.9. Ny garantiordning uten verdi for aluminiumindustrien**

På grunn av økte kraftpriser, hjemfall og CO<sub>2</sub>-avgift har industrien i Norge presset på for at myndighetene må komme på banen med vilkår som gjør det mulig for aktørene å drive i Norge også etter 2020, når de fleste eksisterende kraftkontraktene utløper. Spesielt er det aluminiumindustrien som har ytret ønske om langsiktighet i rammevilkårene; en horisont på

opp mot 40 år er ønskelig fra industriens side. Så lange kontrakter har det imidlertid ikke vært mulig å oppdrive til priser som er konkurransedyktige i verdensmålestokk. Mange mindre bedrifter innen kraftintensiv industri har ikke vært i stand til å inngå langsiktige kraftavtaler, fordi de ikke evner å stille den garantien som kraftleverandørene har ønsket for å knytte seg til en kontrakt som går over ti til 20 år eller lenger.

For å lette på det ovennevnte problemet lanserte Regjeringen i fjor høst det de omtaler som "Garantiordningen for kraftintensiv industri" (Nærings- og handelsdepartementet, 2010). Avtalen innebærer at Staten går inn som garantist i kontrakten mellom kraftselger og kraftkjøper. Dermed fjernes motpartsrisikoen for selger og følgelig kan eventuelle risikopremier knyttet til usikkerhet rundt motpartens betalingsevne over tid fjernes. Garantiordningen gjelder for langsiktige kontrakter med en varighet mellom 7-25 år.

Ifølge industrien har garantiordningen imidlertid lav verdi. Produsentene av aluminium i Norge er store internasjonale aktører med god betalingsevne. Hydros informasjonsdirektør, Halvor Molland, sier til oss at dersom Hydro skulle inngått en ny langsiktig kraftavtale med Statkraft i 2011, ville ikke motpartsrisiko spilt noen stor rolle for hvilken pris Statkraft hadde forlangt av Hydro.

### **3.7. Grønne sertifikater kan gi lavere kraftpriser**

Som vi viste i avsnitt 3.2 er kraftintensiv industri møtt med tøffere markedsforhold i dag enn for 20 år siden. Markedsliberalisering og innføringen av kvotepris på CO<sub>2</sub> er noen av de viktigste grunnene til dette. I 2011 ser vi imidlertid tegn til at markedet er i ferd med å endre seg:

*"Mye tyder på at vi er inne i et stemningsskifte med forventninger om lavere strømpriser. Norge blir trolig et godt sted å være både for industrien og forbrukerne framover,"* sa Auke Lont, sjef for Statnett til Dagens Næringsliv 27. januar 2011. Han viser til at fra første januar 2012 skal Norge og Sverige innføre såkalte grønne sertifikater (se figur 22).

De grønne sertifikatene skal gis til produsenter av fornybar energi for hver MWh de produserer. Sertifikatløsningen skal finansieres gjennom strømreregningen til forbrukerne, og det er anslått at regimet vil medføre en økning på omtrent ett øre per kWh i 2012, økende til seks øre i 2020 (Dagens Næringsliv, 2011c). Inntektene fra de grønne sertifikatene er tiltenkt å bli brukt til en samlet utbygging av 26,4 TWh fornybar kraft innen 2020 i Sverige og Norge. I

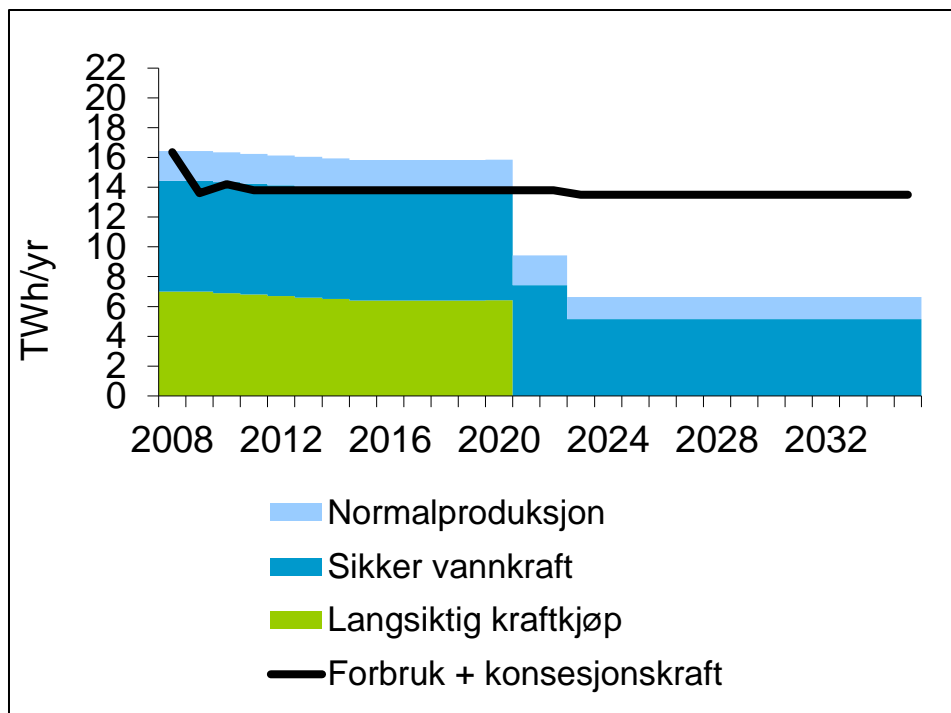
tillegg planlegger finske myndigheter å starte opp det som vil bli verdens største kjernekraftverk neste år, med en produksjonskapasitet på 13 TWh.

Figur 22: Oppslag i Dagens Næringsliv 27. januar 2011. Statnett-sjef Auke Lont er avbildet.

Samlet er det ventet at de grønne sertifikatene, samt oppstart av kjernekraft i Finland, vil føre til kraftoverskudd i Norden. Følgelig venter Auke Lont i Statkraft at prisene i Norge skal tendere nedover fram mot 2020.

For aluminiumindustrien i Norge er dette gode nyheter som kan gjøre det mulig å fortsette satsning på primærproduksjon i Norge. Imidlertid melder den største aluminiumsprodusenten i Norge, Hydro, at det haster å få på plass nye langsiktige kraftkontrakter: "Avtalene må på plass i god tid før 2020. Av hensyn til framtidige investeringer må vi vite hva vi har å forholde oss til," slår Svein Richard Brantzæg, konsernsjef i Hydro fast (Dagens Næringsliv, 2011b). Årsaken til at Brantzæg etterlyser en snarlig avklaring i framtidige rammevilkår er at selskapet står foran store endringer i kraftporteføljen i Norge. Informasjonsdirektør, Halvor Molland, opplyser til oss at i 2020 utløper en langsiktig kraftkontrakt med Statkraft på omtrent seks TWh (det grønne feltet i figur 23). To år etterpå skal selskapets kraftverk i Røldal-Suldal i Rogaland hjemfalle. Røldal-Suldal har en produksjonskapasitet på 2,8 TWh (Hydro, 2011b).





Figur 23: Hydros kraftportefølje i Norge. Kilde: (Hydro, 2011b).

Problemet som Brandtzæg påpeker i den ovennevnte artikkelen, er at selv om det er flere år til 2020, må selskapet gjennomføre betydelige investeringer ved de norske verkene lenge før den tid, for at virksomhetene skal kunne opprettholde produksjonen også etter 2020. Vi kan godt skjønne at det for eksempel ikke er bedriftsøkonomisk ønskelig å investere over 100 millioner kroner i en ny likeretter til et av aluminiumsverkene i 2017, dersom det viser seg at det ikke er kommersielt grunnlag for å drive verket videre etter 2020 eller 2022.

Denne utfordringen gjelder ikke bare for likerettere, men også omfóringer av elektrolyseovner, oppgraderinger av utslitte støperiovnner og annet utstyr som med jevne mellomrom slites ut. Disse representerer betydelige investeringer med positiv nåverdi *kun* dersom planperioden går langt utover 2020.

#### 4. FLEKSIBLE LØSNINGER

I dette kapitlet vil vi gjøre rede for to forskjellige typer fleksible tilpasningsmuligheter en aluminiumsprodusent står overfor ved høye kraftpriser. Til slutt vil vi komme inn på de negative virkningene ved slike tilpasninger. Hovedfokuset i denne utredningen er kraft og kraftpriser, og i hvilken grad kraftprisen påvirker en aluminiumsprodusents beslutning om å investere. Derfor ønsker vi også å trekke inn hvilke muligheter en aluminiumsprodusent har

til å kompensere for en, isolert sett, for høy kraftpris til å drive lønnsomt. I kapittel 16 vil vi illustrere og forklare med et enkelt eksempel hvordan disse tilpasningene kan utføres i teorien. De to tilpasnings-mulighetene vi beskriver her er *energiopsjoner* og *nedstenging av kapasitet*. Vi starter med hvordan markedet for energiopsjoner oppstod.

#### **4.1. Bakgrunnen til energiopsjonsmarkedet**

I Norge er det Statnett SF som er det systemansvarlige nettselskap. ”*Som systemansvarlig er Statnett pålagt å sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid og foreta nettinvesteringer i det sentrale overføringsnettet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Slike investeringer er en viktig del av oppgaven med å sikre den momentane balansen*” (Olje- og energidepartementet, 2003).

Statnett er altså pålagt å sikre momentan balanse i tilgang til kraft, også i år med lite tilsig i vannmagasinene og påfølgende anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner er Statnett avhengig av å kunne utøve og benytte tilstrekkelige virkemidler. I dag eksisterer det flere tiltaksmuligheter for Statnett for å unngå svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Det er spesielt én av mulighetene som angår den kraftintensive industrien – nemlig energiopsjoner.

Energiopsjoner ble foreslått av Energibedriftenes landsforening (EBL<sup>3</sup>) allerede 3.juni 2003 i et brev til Olje- og energidepartementet, som et mulig tiltak for å sikre en samfunnsøptimal forsyningssikkerhet. Her foreslo EBL å tilrettelegge for kjøp av energiopsjoner mot slutten av tappesesonen fra produsenter og større elektrisitetsforbrukere. Én av begrunnelsene fra EBLs side for innføring av dette, var at myndighetene til tider har et større behov for å sikre produsenter og forbrukere mot rasjoneringstiltak, enn hva den enkelte markedsaktør har. De hevdet med dette at de samfunnsøkonomiske kostnadene som påføres myndighetene ved energisvikt og tvungne rasjoneringstiltak, er langt høyere enn de bedriftsøkonomiske kostnadene som kraftprodusentene står overfor. Som vi diskuterte i avsnitt 3.1.1 har vannkraftprodusenter lave marginalkostnader, og driftsstans vil derfor påføre produsenten kostnader av liten størrelse sammenlignet med de samfunnsmessige tapene energisvikt vil medføre. Fra dette ståstedet vil det altså være i myndighetenes interesse å tilrettelegge for tiltak som kan lette trykket på overføringsnettet i anstrengte kraftsituasjoner.

---

<sup>3</sup> EBL skiftet navn til Energi Norge i 2009, og er en kombinert arbeidsgiver- og næringspolitisk organisasjon tilsluttet NHO (EnergiNorge, 2010).

Videre ble det sommeren 2004 framlagt en skisse til opsjonsordning av Prosessindustriens Landsforening (PIL<sup>4</sup>). Det grunnleggende bak skissen var at industrien skulle levere en garantert tørrårssikring gjennom et marked for energiopsjoner, der Statnett som systemansvarlig stod for organiseringen.

Det kommer fram av både St.meld. nr.18 (2003-2004) og St.prp.nr.1 (2004-2005), at det foreligger stor usikkerhet rundt de samfunnsøkonomiske gevinstene ved en opsjonsordning. I SAKS Hovedrapport (2006), og Statnetts rapport om evalueringen av ordningen med energiopsjoner, konkluderes det med at den samfunnsøkonomiske gevinsten av energiopsjoner er begrenset:

*”Den samfunnsøkonomiske nytten av energiopsjoner er dermed primært å oppnå en sikkerhet for at rasjonering unngås eller at omfanget reduseres”* (Statnett, 2010b)

Som vi var inne på i avsnitt 3.6.3 er det vanskelig for den kraftintensive industrien å inngå nye kraftkontrakter under markedsvilkår, når nåværende kontrakter går ut. De har heller ikke mulighet til å inngå kontrakter med klausuler knyttet til energieffektivisering eller forsynings-sikkerhet. Prisavslagene må i så tilfelle tilsvare bedriftens faktisk kostnader knyttet til utøvelse av disse klausulene. I tillegg må slike avtaler være av relativt kort varighet og trappes ned over tid (Olje- og energidepartementet, 2004). Kraftprodusentene er derfor sterkt bundet når det gjelder tilbud av kraftkontrakter til kraftintensiv industribedrifter.

En opsjonsordning kan imidlertid bidra til å gjøre en anstrengt kraftsituasjon lettere både for kraftprodusenter og industrien. De mest kraftintensive bedriftene bruker enorme mengder strøm som det potensielt kan selges opsjoner til. Statnett har siden sesongen 2006/2007 hatt en prøveordning med energiopsjoner i forbruk (Olje- og energidepartementet, 2009b).

## **4.2. Energiopsjoner**

Energiopsjoner blir av Statnett definert som en avtale som gir Statnett en rettighet til å kreve at en forbruksenhet reduserer sitt forbruk mot betaling fra Statnett (Statnett, 2010c).

Det er Statnett som tar initiativ til å få inn bud på energiopsjoner, og velger selv de tilbudene de vil kjøpe ut fra en samlet vurdering av den samfunnsmessige nytten og kostnadene. De opsjonene Statnett velger å kjøpe, kan benyttes til regulering av kraftforbruk ved en SAKS

---

<sup>4</sup> Teknologibedriftenes Landsforening (TBL) og Prosessindustriens Landsforening (PIL) ble i 2006 slått sammen til det vi i dag kjenner som Norsk Industri (Norsk Industri, 2009).

(Statnett, 2010d). Budgiver bestemmer energimengden forbruket kan reduseres med, opsjonspremie for inngåelse av avtalen, og innløsningsprisen hvis Statnett velger å utøve opsjonen. Ved tilbud av en energiopsjon vil både opsjonspremie og innløsningsprisen være konkurranselementer mellom aktørene som deltar i ordningen.

Energiopsjoner består altså av to inntektsdeler: en fast del (opsjonspremie), og en variabel del (innløsningspris), der begge delene bestemmes av budgiver (selger av opsjonen). Ved inngåelse av avtale får budgiver en fast opsjonspremie, og en variabel innløsningspris som tilfaller budgiver ved en eventuell innløsning av opsjonen. Selger av energiopsjonen er med andre ord sikret en viss inntekt selv om Statnett ikke velger å utøve opsjonen. Industribedrifter kan altså selge opsjoner til store kraftmengder som, uten innløsning av opsjonen, ikke vil påvirke verken driften eller produksjonen.

### **4.3. Nedstenging av kapasitet**

En analog tilnærming til energiopsjonsmarkedet er å selge kraft direkte til markedet til spotpris. Industribedriften inngår da ikke en avtale om eventuell nedstenging, men står fritt til å velge selv når man vil stenge ned produksjonen, og selge kraften til markedet i stedet for bruke den til produksjon. I motsetning til ved en energiopsjonsavtale vil man da ikke være sikret en fast inntekt, som man får via opsjonspremie. På den andre siden vil et aluminiumsverk for eksempel kunne stenge produksjon i perioder der kraftprisen er på sitt høyeste, og således utnytte dagvariasjonene i kraftprisen.

### **4.4. Kostnader og driftsproblemer**

Intuitivt følger det også negative sider ved nedstenging og strømutkobling av et aluminiumsverk, og det kan være en hårfin grense på hva som er lønnsom utøvelse av dette. Forutsetningen for at man kan selge energiopsjoner eller kraft direkte til markedet, er derfor at man har en drift som kan tåle utkoblinger av strømmen. Produksjon av aluminium er i utgangspunktet avhengig av stabilitet og jevn tilførsel av strøm. Likevel er de fleste verk kapable til å tåle nedstenginger av kortere varighet, for eksempel opp til to timer i løpet av ett døgn. Utnyttelse av nettopp denne evnen til å tåle strømutkobling, kan være en viktig egenskap dersom den kraftintensive industrien står overfor høye kraftpriser i markedet.

Ved nedstenging av produksjon kobles strømmen helt eller delvis ut på elektrolyseovnene, og kraften man da ikke bruker kan selges; enten til Statnett som følge av energiopsjonsavtale, eller i markedet til spotpris. Elektrolyseovnene er som nevnt avhengig av stabil tilførsel av

strøm, og strømutkoblinger har en påvirkning på både produksjonsprosessen og kvaliteten på metallet som blir produsert. Avhengig av hvor lang tid ovnene er utkoblet, vil det føre til flere driftsproblemer på ovnene, og da mer arbeid for å oppnå normal drift igjen. Aluminiumsverket må i tillegg påse at utkoblingen ikke fører til vesentlig kvalitetsforringelser på metallet, noe som kan være tilfelle ved lengre stans. Skulle dette likevel skje må aluminiumsprodusenten skrape metallet, og på den måten gå glipp av store inntekter fra salg av aluminiumen.

I det man stenger ned produksjonen, vil det fortsatt påløpe faste kostnader. For eksempel må arbeidsstokken som er på jobb fortsatt lønnes. Administrasjonskostnader og driftsinvesteringer vil heller ikke bli påvirket året sett under ett ved korte nedstenginger. Grensen for i hvilken grad slike utkoblinger er lønnsomme vil derfor avhenge av flere faktorer:

- i) Hvor lenge nedstengingen varer
- ii) Hvordan ovnene reagerer produksjons- og kvalitetsmessig på nedstengingen
- iii) Nivået på de faste kostnadene
- iv) Kraftprisen

For at nedstenging av kapasitet skal være lønnsom, vil man altså være avhengig av at nettoinntekten man får inn fra å selge kraften i markedet i stedet for å bruke den til å produsere aluminium, er større enn de faste kostnadene og eventuelle ekstrakostnader knyttet til gjeninnhenting av normal drift.

Praksis viser at ovner basert på søderberg-teknologi er bedre egnet til å takle slike utkoblinger, sammenlignet med prebake-ovner. Man får færre driftsproblemer i ettertid av en strømstans, noe som medfører mindre sannsynlighet for skrap og videre ekstrakostnader til arbeid og så videre.

Vi vil illustrere nærmere hvordan en aluminiumsprodusent kan kompensere for en høy kraftpris ved utøvelse av disse fleksible løsningene i kapittel 16.

## **5. OPPSUMMERING AV BESKRIVENDE DEL**

I denne delen av utredningen har vi gitt en innføring i aluminiumsproduksjon og i det nordiske kraftmarkedet. I tillegg har vi presentert det vi omtaler som fleksible løsninger.

I kapitlet om aluminiumsproduksjon viste vi at det eksisterer to hovedtyper teknologi i aluminiumsproduksjon: søderberg og prebake. I utredningen baserer vi oss på prebake-teknologi ettersom det er denne som benyttes i nye verk som bygges i 2011. Primær-aluminium blir produsert ved at store mengder strøm løser opp den sterke bindingen mellom aluminium og oksygen i råstoffet alumina.

Videre har vi sett at deregulering av kraftmarkedet i Norge på 90-tallet, samt innføringen av kvotehandelssystem for CO<sub>2</sub> i EU har før til at kraftprisene i Norge og Europa ligger høyere enn i mange andre deler av verden. Likevel gir økt investering i produksjonskapasitet i nordiske kraftstasjoner at vi forventer en nedgang i kraftprisene de kommende årene. Tysklands beslutning om å stenge ned sine kjernekraftverk kan imidlertid bidra til å holde prisene oppe.

Til slutt tok vi for oss fleksible løsninger, altså produsentenes mulighet til å stenge ned produksjonen i korte tidsperioder. På den måten kan en aluminiumsprodusent kompensere for krevende markedsforhold i form av høy kraftpris. Strømstans i elektrolysen medfører imidlertid en del negative konsekvenser, som aluminiumsprodusenten må ta med i regnestykket som avgjør om nedstengningen er lønnsom eller ikke.

# **DEL 2: ANALYSE**

## 6. INNLEDNING

I denne delen av utredningen vil vi analysere hvilke faktorer som påvirker en aluminiumsprodusents beslutning om å investere i ny produksjonskapasitet, enten i Norge eller Midtøsten. Hovedsakelig vil vi fokusere på inntekter, kostnader og avkastningskrav. Vi vil også kort omtale hvordan faktorer som ikke er direkte kvantifiserbare vil spille inn i investeringsbeslutningen. Størrelser som er kvantifiserbare definerer vi som kostnader og inntekter som lett kan tallfestes. De ikke-kvantifiserbare faktorene er for eksempel viktigheten av å investere i hjemlandet på grunn av den velvilje det skaper i politiske miljøer, og hvordan valgt strategi passer inn i selskapets overordnede strategi og lignende.

Siden vi skal vurdere lønnsomheten av et investeringsprosjekt velger vi å benytte oss av nåverdimetoden. Ved bruk av nåverdimetoden står vi overfor flere valg når vi skal vurdere lønnsomheten av investeringsprosjektet. Valgene står mellom å bruke nominelle eller reelle strømmer, om strømmene skal være til totalkapitalen eller til egenkapitalen, og til slutt om vi skal regne før eller etter skatt. I denne utredningen velger vi å budsjettere nominelle kontantstrømmer til totalkapitalen etter skatt. Nåverdien ville blitt den samme uansett hvilken metode vi hadde valgt, forutsatt at vi er konsekvente i de valgene vi tar.

I praksis betyr dette at vi skal budsjettere netto nominell kontantstrøm til totalkapitalen i planperioden, og diskontere denne til dagens verdi (netto nåverdi) ved å bruke følgende formel:

$$NNV = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Netto kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt i år } t}{(1 + WACC)^t}$$

Der T er antall år til planperiodens slutt og WACC er gjennomsnittlig kapitalkostnad for totalkapitalen etter skatt. Først vil vi finne faktorene som utgjør telleren i brøken før vi setter kapitalkostnaden som tilhører nevneren, og deretter ender opp med en netto nåverdi for prosjektet vårt. Vi kommer nærmere inn på detaljene rundt brøkens nevner i kapittel 10.

Når vi har analysert det norske investeringsalternativet vil vi sammenligne dette mot hva et tilsvarende prosjekt i Midtøsten vil gi i nåverdi. Alle kostnader og inntekter vi analyserer i analysedelen vil vi sette til nominelle 2011-verdier i amerikanske dollar (USD). Når vi setter tallene inn i regnearkmodellen vi bruker for å vurdere lønnsomheten av investeringen, må vi derfor justere for prisstigning i de ulike variablene.



Strukturen til analysedelen er oppsummert i tabell 5:

Kapittel	Innhold
7	Prosjektets forutsetninger
8	Inntekter i planperioden
9	Kostnader i planperioden
10	Avkastningskrav
11	Kontantstrømoppstilling: Norge
12	Nåverdianalyse av investering i Norge
13	Sensitivitetsanalyse
14	Kontantstrømoppstilling: Midtøsten
15	Framtidsutsikter i det norske kraftmarkedet
16	Fleksible løsninger som realopsjon

Tabell 5: Innhold i del 2 av utredningen.

## 7. PROSJEKTETS FORUTSETNINGER

Tabell 6 gir en oversikt over omfanget av prosjektet som vi skal analysere:

Avsnitt	Sentrale prosjektforutsetninger
7.1	<b>Produksjonskapasitet og investeringskostnad</b> 400.000 tonn produksjon per år. Investeringskostnad: 8.000 dollar per tonn kapasitet, tilsvarende 3,2 milliarder dollar totalt.
7.2	<b>Finansiering</b> 60 prosent egenkapital og 40 prosent lånefinansiering
7.3	<b>Tidsramme</b> Byggeperiode: tre år. Levetid: 40 år med full produksjon. Planperiode: 20 år full drift.
7.4	<b>Valutaeffekter</b> Vi budsjetterer alle kostnader og inntekter i amerikanske dollar. For kostnader vi finner i norske kroner benytter vi omregningskurs på 6,00 kroner per dollar.
7.5	<b>Inflasjon</b> Vi benytter vi 2,5 prosent langsiktig inflasjon så lenge ikke annet er nevnt.
7.6	<b>Teknologi</b> Verket benytter dagens mest moderne teknologi både i forhold til miljøutslipp og strømforbruk.
7.7	<b>Usikkerhet</b> Vi justerer for usikkerhet gjennom økt avkastningskrav.

Tabell 6: Overordnede prosjektforutsetninger

## 7.1. Produksjonskapasitet og investeringskostnad

Som tabell 6 viser planlegger vi å analysere lønnsomheten av å bygge et aluminiumsverk med en installert årlig produksjonskapasitet på 400.000 tonn primæraluminium. Valget av produksjonskapasitet begrunner vi ut fra størrelsen på investeringer gjort i aluminiumsindustrien de siste årene. De fleste nye verk som bygges i dag har en kapasitet på minst 300.000 tonn, mens de største har kapasitet på opp mot, og over 700.000 tonn (CRU, 2010b).

Vi anslår investeringskostnaden av et aluminiumsverk med en kapasitet på 400.000 tonn til å utgjøre 3,2 milliarder dollar. Dette baserer vi på at Hydros aluminiumsverk i Qatar, Qatalum, som har en årlig produksjonskapasitet på 585.000 tonn, kostet 5,6 milliarder dollar å bygge mellom 2007 og 2010. Denne kostnaden omfatter imidlertid også byggingen av et tilhørende gasskraftverk som Hydro oppgir å koste omtrent én milliard dollar. Verket vi analyserer skal kjøpe kraft i markedet og derfor må vi ekskludere denne kostnaden. Trekker vi ifra kostnaden som knytter seg til gasskraftverket betyr det at Qatalum nominelt i 2010 kostet cirka 7.800 dollar per tonn produksjonskapasitet. Justert for inflasjon tilsvarer dette 8.000 dollar per tonn i 2011.

For å finne sammenligningsgrunnlag benytter vi oss av CRUs rapport, *Smelter project profiles* fra 2010. Denne viser at en investeringskostnad på rundt 10.000 dollar per tonn produksjonskapasitet kan anses som normalt for prosjekter som bygges helt fra grunnen (såkalt "greenfield"), altså at det ikke er utvidelse av eksisterende verk (såkalt "brownfield"). Den oppgitte investeringskostnaden på 10.000 dollar per tonn inkluderer investering i eget kraftverk tilknyttet verket, noe vi forutsetter ikke vil finne sted ved våre verk. Tall fra CRU viser at bygging av kraftverk knyttet til anlegget utgjør cirka 20 prosent av totale investeringskostnader. Dette gir en kostnad på 8.000 dollar per tonn produksjonskapasitet. Vi nevner kort at til sammenligning ligger kostnaden ved "brownfield"-utvidelser på omtrent 5.000 dollar per tonn produksjonskapasitet.

For enkelhets skyld velger vi å benytte oss av 8.000 dollar per tonn som nominell investeringskostnad i 2012. Samtidig ser vi bort fra at investeringskostnaden i Norge kan være noe høyere enn i Midtøsten på grunn av høyere kostnadsnivå her hjemme. Vi mener at det siste er en forutsetning som ikke forvrenger realismen i analysen vår i særlig grad på grunn av to forhold:

- (1) Det meste av materiellet som blir brukt til å sette sammen et aluminiumsverk kjøpes inn fra leverandører spredt over hele verden. Disse kostnadene er de samme uansett om det bygges i Norge eller i Midtøsten, kun differensiert gjennom fraktkostnader.
- (2) Når et selskap bygger et smelteverk i et annet land påløper det økte administrasjonskostnader på grunn av reising, tidsdifferanse og mer. Under byggingen av Qatalum hadde for eksempel Hydro flere hundre norske prosjektmedarbeidere på plass i Qatar. Kostnaden ved å ekspatriere nordmenn skal vi ikke undersøke i detalj, men påpeker at slike forhold er med på å trekke investeringskostnaden i utlandet opp.

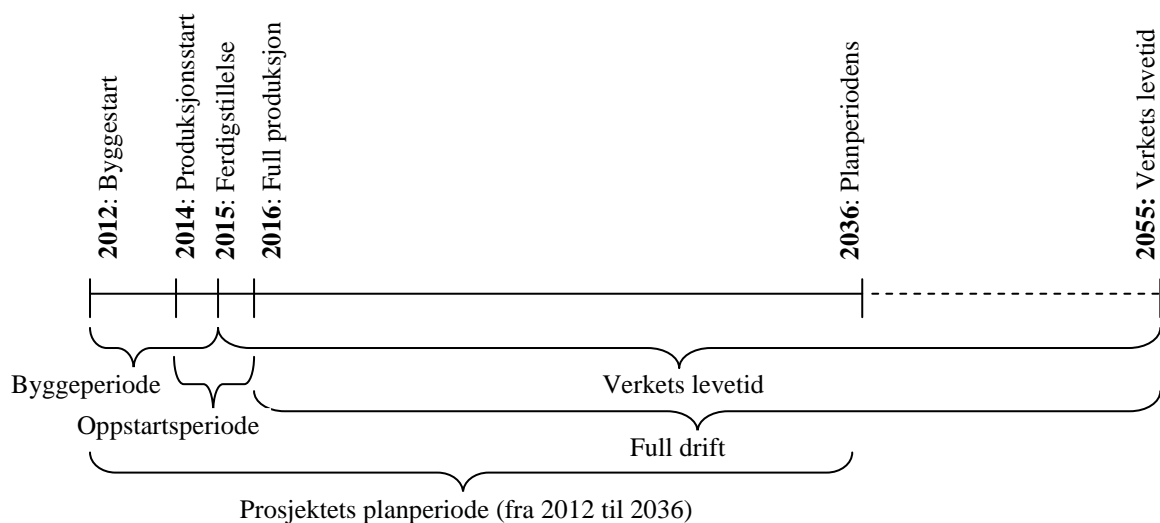
Normalt påløper det kostnader også før byggingen starter ettersom prosjektet må analyseres og planlegges godt før selve byggingen kan starte. Som en forenkling av utredningen legger vi imidlertid opp til at alle kostnadene forbundet med bygging fordeler seg jevnt over tre år, og at den totale investeringskostnaden ikke blir påvirket av inflasjon i byggeperioden.

## 7.2. Finansiering

Vi forutsetter at styret som vurderer utbyggingen vil måtte lånefinansiere 40 prosent av investeringskostnaden til seks prosent fastrente før skatt og at dette gjøres ved å ta opp et annuitetslån i dollar med to års avdragsfrihet og 20 års avdragstid. Vi omtaler forutsetningene for disse størrelsene i avsnitt 9.18, og i kapittel 10 der vi gjør rede for avkastningskravet.

## 7.3. Tidsramme

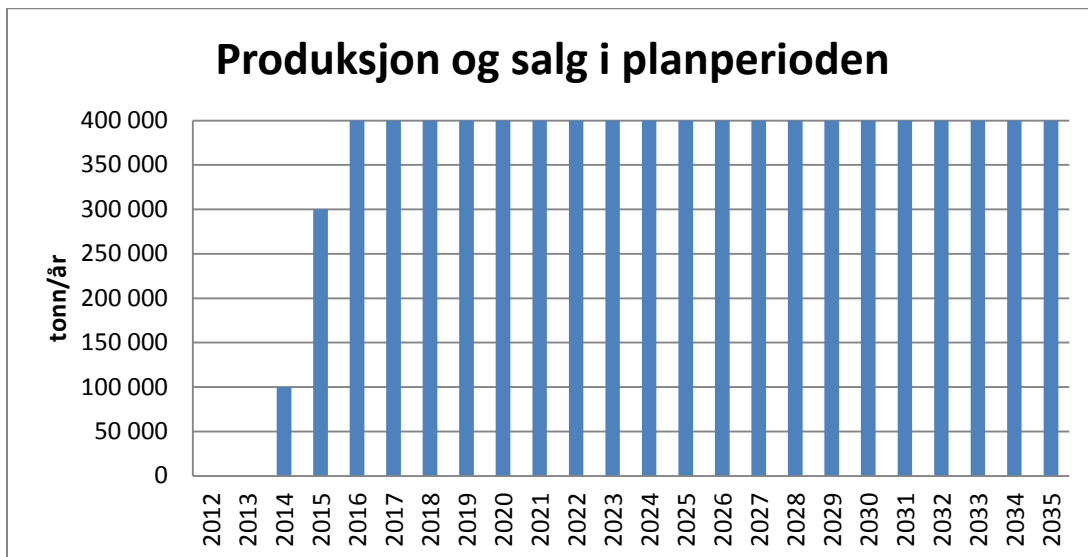
Figur 24 viser tidslinje og sentrale forutsetninger om tid i prosjektet vårt.



Figur 24: Tidslinje for investeringsprosjektet vi analyserer.

Byggingen av et aluminiumsverk med en kapasitet på 400.000 tonn tar flere år. For eksempel startet byggingen av Qatalum i 2007 og produksjonsstart var sommeren 2010. Tilsvarende mener vi er naturlig å forutsette for eventuelt nye prosjekt. Vi bemerker imidlertid at Qatalum var et “greenfield” prosjekt. Ved en eventuell utvidelse av eksisterende kapasitet gjennom å bygge en ny produksjonslinje, vil byggeperioden kunne reduseres noe ettersom infrastruktur i stor grad allerede er tilrettelagt. For eksempel vil dette være tilfellet dersom Hydro skulle gjennomføre planene om en ny produksjonslinje ved selskapets aluminiumsverk på Karmøy. Følgelig vil også anleggsinvesteringene kunne reduseres noe i omfang.

I denne utredningen legger vi til grunn av byggeperioden strekker seg over tre år. Imidlertid forutsetter vi at produksjonen kan starte tidligere enn datoen for ferdigstillelse. Dette vil være mulig dersom nødvendig infrastruktur bygges i en rekkefølge som muliggjør produksjon av aluminium i den ene enden av elektrolysen, mens det fortsatt jobbes med installasjon i den andre. Derfor forutsetter vi at det første metallet kan leveres ett år før ferdigstillelsen som vi legger til slutten av 2014 (se figur 25). Videre tar det lang tid å starte opp et aluminiumsverk ettersom det for et verk på denne størrelsen vil være nødvendig å installere omtrent 500 elektrolyseovner. I beregningene våre legger vi til grunn at verket vil produsere 100.000 tonn det første året, 300.000 tonn det andre året, og at full produksjonskapasitet på 400.000 tonn nås først i 2016.



Figur 25: Forutsatt produksjon og salg av aluminium i planperioden.

### 7.3.1. Planperiode og sluttverdi

Bøhren og Gjørum (2009) omtaler lengden på planperioden i et investeringsprosjekt på følgende måte: ”Desto lenger inn i framtiden du ønsker å planlegge, desto tøffere blir det å

*fremskaffe troverdige budsjettforutsetninger. Da kan skillet mellom løs spådom og seriøs budsjettering bli vanskelig å opprettholde. Derfor er det sjelden noen særlig vits i å budsjettere mer enn 20 år inn i framtiden”* (Bøhren & Gjørnum, 2009, s. 86). I denne utredningen velger vi å benytte oss av en planperiode som innebærer 20 år med full produksjon. Følgelig blir den totale lengden på planperioden vår 24 år. Imidlertid forutsetter vi at aluminiumsverket vil ha lengre levetid enn dette. Vi antar at et representativt tall for forventet levetid på et aluminiumsverk er 40 år. Det betyr at verket har en sluttverdi ved inngangen til 2036 som vi må ta høyde for når vi setter opp nåverdiberegningen senere i utredningen. Sluttverdien er den nominelle verdi verket vil ha ved inngangen til 2036. Hvordan vi håndterer denne budsjettposten vil vi omtale i forutsetningene for kontantstrømoppstillingen i avsnitt 11.3.

#### **7.4. Valutaeffekter**

Selv om mange av innsatsfaktorene i aluminiumsproduksjon handles i amerikanske dollar vil faktorer som kraftkontrakter, lønnskostnader, og administrasjonskostnader typisk være notert i lokal valuta. Siden aluminiumspriser er satt internasjonalt i amerikanske dollar, er det nødvendig for oss å kalkulere produksjonskostnadene i dollartermer for å kunne analysere lønnsomheten ved prosjektet. Dette er også nødvendig for oss ettersom vi ønsker å sammenligne et norsk prosjekt opp mot ett i Midtøsten. Svingninger i valutakurser vil således ha betydelig innvirkning på den relative kostnadsposisjonen til et aluminiumsverk.

Å anslå framtidige valutakurser godt er en vanskelig, for ikke å si *umulig* oppgave. Richard Meese og Kenneth Rogoff viste på 80-tallet at en stokastisk modell, den såkalte Random Walk modellen, slår de beste analysebyråer i å utarbeide prognoser for valutakurser (Meese & Rogoff, 1983). I denne utredningen velger vi derfor å forenkle valutaproblematikken ved å sette et langsiktig likevektsnivå mellom dollar og kroner og legge dette til grunn i våre beregninger. Dette nivået setter vi til 6,00 kroner per dollar.

#### **7.5. Inflasjon**

Pengepolitikken i Norge styres mot en økning i konsumprisene på 2,5 prosent over tid. Utover dette har vi lite grunnlag for å estimere prisutviklingen i framtiden. For Midtøsten-området har vi ingen indikasjoner på hva slags prisutvikling som forventes. Vi anser Norges inflasjonsmål som beste representative mål på prisutvikling, og vil derfor legge til grunn en

antagelse om 2,5 prosent årlig inflasjon i alle priser og variabler i kontantstrømmen, både i Norge og Midtøsten dersom ikke annet er nevnt.

## **7.6. Teknologi**

Vi legger til grunn at verket skal bygges med den beste teknologien som er tilgjengelig på markedet i dag, både i forhold til miljøutslipp og kraftforbruk.

### **7.6.1. Direkte miljøutslipp**

Som vi omtalte i avsnitt 3.6.4 må produsenter som ikke er miljømessig like effektive som referansepunktet kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter. Ettersom vi forutsetter at prosjektet vårt benytter dagens mest moderne teknologi trenger vi ikke budsjettere med kostnader til å kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter.

Dersom vi for eksempel hadde forutsatt at vårt verk hadde vært bare 95 prosent så effektivt på miljøutslipp som referansepunktet, ville verket måttet kjøpe kvoter for fem prosent av sin produksjonskapasitet. Klimakur 2020 legger til grunn at kvoteprisen på CO<sub>2</sub> skal utgjøre 40 euro i 2020 (Klimakur 2020, 2009). For eksempelets skyld legger vi denne prisen til grunn i dette regnestykket. Med 400.000 tonn produksjonskapasitet og CO<sub>2</sub> utslipp på eksempelvis to tonn per tonn produsert primæraluminium, innebærer dette at verket må kjøpe kvoter for utslipp av 40.000 tonn CO<sub>2</sub><sup>5</sup>. Den totale kostnaden for verket utgjør følgelig 160.000 euro per år. Kostnad per tonn total produksjonskapasitet utgjør dermed 0,4 euro per tonn. Målt i dollar tilsvarer dette omtrent 0,5 dollar per tonn.

### **7.6.2. Strømforbruk**

Som forklart i avsnitt 2.7 forbruker de mest effektive aluminiumsverkene i dag 12,5 kWh elektrisk energi per produsert kilo av primæraluminium. Denne størrelsen inkluderer kun elektrolyse. Med andre ord må vi legge til kraftforbruket som knytter seg til oppvarming av bygninger, belysning, varmtvann og så videre. På bakgrunn av informasjon vi har fått fra Hydro kan vi regne med at elektrolysen utgjør 95 prosent av totalt kraftforbruk. Ved bruk av det som i dag er den beste prebake-teknologien (12,5 kWh/kg aluminium) vil det totale forbruket av kraft for å produsere én kilo aluminium være 13,2 kWh<sup>6</sup>. Forbruket av kraft til utvinning av bauxitt og raffinering av alumina ser vi bort fra i våre beregninger, ettersom dette kraftforbruket vil være representert i prisen aluminiumsprodusenten betaler for å skaffe til veie alumina.

---

<sup>5</sup>  $400.000 * 0,05 * 2 = 40.000$

<sup>6</sup> Utregning:  $12,5 \text{ kWh} / 0,95 \approx 13,2 \text{ kWh}$

## **7.7. Usikkerhet**

I prosjektanalysen opererer vi med usikkerhet ettersom vi prøver å si noe om framtidige forhold. Mange av kostnadene en aluminiumsprodusent står overfor er vanskelig å forutsi, og flere av dem ligger også helt utenfor selskapets kontroll. For eksempel har selskapet liten eller ingen kontroll over det nasjonale lønnsnivået om 20 til 30 år. Dersom kostnadene øker mer enn hva selskapet la til grunn da en investeringsbeslutning ble fattet, kan det i etterpåklokskapens ånd kanskje konkluderes med at investeringen aldri skulle blitt gjennomført. Med andre ord øker usikkerheten i takt med tidshorizonten.

Usikkerhet er også knyttet mot institusjonelle forhold. Med institusjonelle forhold mener vi formelle lover og regler, samt uformelle forhold som normer, kultur og etikk (Ulset, 2008). Slike forhold varierer fra nasjon til nasjon på makronivå, og til en viss grad fra kommune til kommune på mikronivå. For eksempel vil satsen for eiendomsskatt variere fra kommune til kommune i Norge.

Følgene av usikkerheten er blant annet at beslutningstakerne må legge inn risikopåslag i analysene sine. I praksis er det fornuftig å gjøre dette gjennom å legge til en risikopremie i avkastningskravet, noe vi vil omtale i kapittel 10.

## **8. INNTEKTER I PLANPERIODEN**

Inntektene danner grunnlag for innbetalingene som inngår i telleren på formelen for netto nåverdi, slik vi presenterte den i kapittel 6.

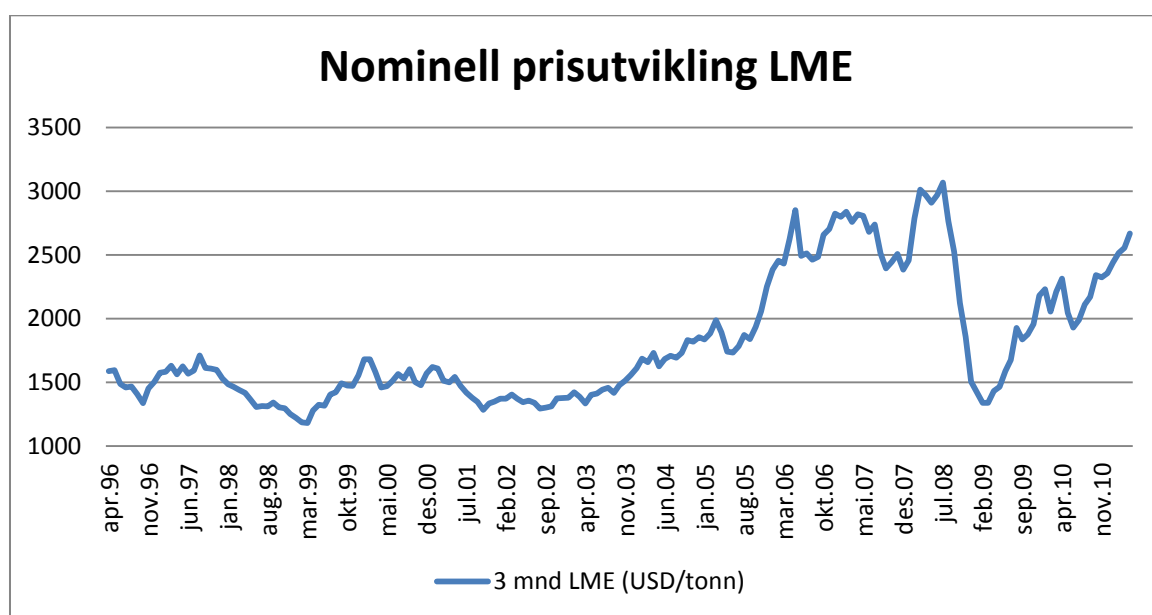
Handelen av aluminium skjer i hovedsak gjennom to kanaler: enten kan metallet kjøpes via en råvarebørs, eller så kan kunder handle direkte fra produsenten. I dette kapitlet vil vi se nærmere på disse to måtene å kjøpe aluminium, i tillegg til å diskutere hvordan lokaliseringsspørsmålet påvirker inntektene til produsenten.

### **8.1. Handel gjennom råvarebørs**

London Metal Exchange (LME) er den største og mest likvide markedsplassen for kjøp og salg av aluminium (London Metal Exchange, 2011). Markedsandel og den geografiske lokaliseringen gjør LME til den mest naturlige markedsplassen for et norsk aluminiumsverk. Derfor kommer vi til å omtale LME når vi refererer til handel gjennom råvarebørs.

Kontraktene som inngås gjennom LME gjelder leveranse av standardiserte produkter på ulike leveringstidspunkt. De mest vanlige og mest omtalte er 3-månederskontraktene. Dette er kjøp og salg av aluminium i dag med levering om tre måneder. Når vi i det følgende refererer til LME-pris er det prisen på aluminium med levering om tre måneder vi omtaler. Figur 26 viser prisutviklingen for denne typen kontrakter de siste 15 årene.

Det eksisterer i tillegg en råvarebørs i Shanghai (SHME) som håndterer kjøp og salg av aluminium, og det handles også aluminium over råvarebørsen New York Mercantile Exchange i USA. Forskjellen i tidssoner der disse råvarebørsene er lokalisert gjør at handelen med aluminium kan skje hele døgnet.



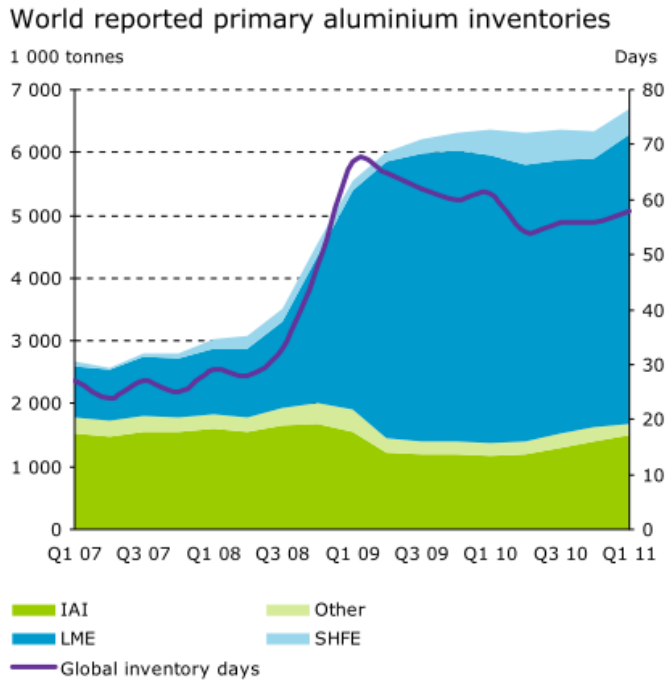
Figur 26: Månedlig gjennomsnitt nominell prisutviklingen fra april 1996 til april 2011. Kilde: (indexmundi.com).

Av figur 26 ser vi at markedsprisen på aluminium falt kraftig under finanskrisen. Etter bunnen i mars 2009 har markedet imidlertid tatt tilbake mye av det tapte, og i begynnelsen av juni ble LME 3-månederskontrakter omsatt i overkant av 2.500 dollar.

Hvilket langsiktig prisnivå vi velger for investeringsanalysen vår får stor betydning for lønnsomheten av prosjektet ettersom kontantstrømmen blir direkte påvirket av denne størrelsen. Dessverre er det svært vanskelig å spå hvordan prisen på aluminium vil endre seg ett, fem, ti eller 20 år inn i framtiden. Sammenlignet med andre metaller som for eksempel kopper, sink, bly og sølv, har aluminium steget lite i pris etter at markedene roet seg i kjølvannet av finanskrisen. Det kan enten tyde på at veksten i aluminiumsprisen vil eskalere i framtiden, eller så taler det for at de underliggende markedsforholdene er mye dårligere for

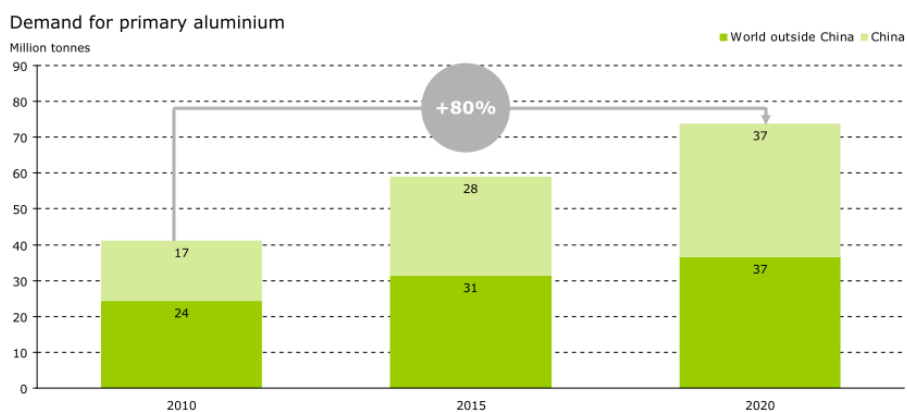


aluminium enn for andre metaller. At det i dag eksisterer 1,2 millioner tonn produksjonskapasitet som ble stengt ned under finanskrisen og som ennå ikke har blitt startet opp igjen (Hydro, 2011c), og at det ligger omtrent 6,5 millioner tonn aluminium på offisielle lager (se figur 27), taler i favør av det mest pessimistiske synet.



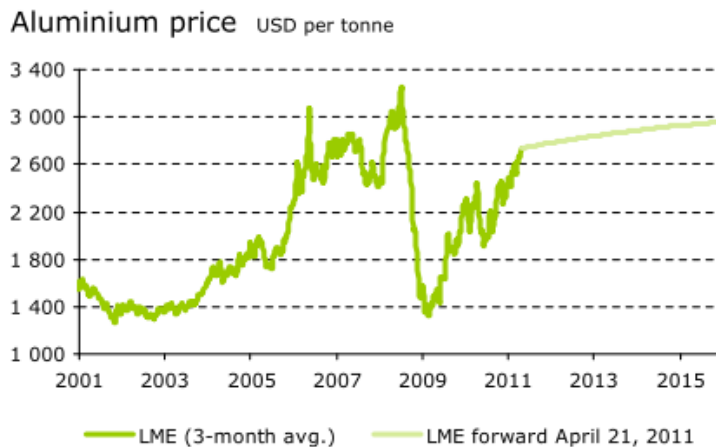
Figur 27: Rapporterte lager av aluminium i april. Kilde: (Hydro, 2011d).

Men selv om det er flere forhold som taler for svake underliggende markedsforhold for aluminium er det samtidig forventet solid økning i etterspørselen etter aluminium på lang sikt. CRU estimerer at etterspurt volum vil øke med 80 prosent fra 2010 til 2020 (Hydro, 2011c). Det betyr at det er nødvendig med nyinvesteringer ettersom dagens produksjonskapasitet ikke er tilstrekkelig for å mette et slikt marked. Den forventede veksten er projisert i figur 28:



Figur 28: Hydro forventer 80 prosent vekst i etterspørselen etter aluminium. Kilde: (Hydro, 2011c).

Å anslå langsiktig likevektspris for aluminium er i seg selv verdt en egen masterutredning. Den historiske prisutviklingen som vi viste i figur 26, taler for at aluminiumsprisen er medsyklisk ettersom asiakrisen, dotcom-boblen og finanskrisen alle gjorde tydelige negative prisutslag, samt at oppgangskonjunktorene er assosiert med stigende pris. Historiske data sier likevel lite sikkert om framtiden. Derfor velger vi å basere framtidstroen vår på hva markedet forventer. På Hydros presentasjon av førstekvartalsresultatet for 2011 i slutten av april presenterte selskapet LME forwardkurve slik den er presentert i figur 29:



Figur 29: LME forwardkurve i nominelle priser. Kilde: (Hydro, 2011d).

Figur 29 viser at det forventes en utflating i prisutviklingen på aluminium. I 2015 forventer markedet at LME skal prises til nærmere 3.000 dollar per tonn. Med andre ord forventes det at LME skal utvikle seg omtrent i takt med en generell inflasjon på 2,5 prosent de neste årene. På bakgrunn av dette velger vi derfor å forenkle debatten om langsiktig pris, og si at dagens prisnivå i realtermer er representativt for et bærekraftig nivå på lang sikt. Priskurven i figur 29 er fra 21. april 2011. Etter den tid har aluminiumsprisen gått tilbake til omtrent 2.500 dollar per tonn, og vi setter derfor LME til 2.500 dollar tonn i våre beregninger. For å diskutere viktigheten av dette nivået kommer vi til å gjennomføre en sensitivitetsanalyse av LME-prisen i kapittel 13.

## 8.2. Direkte handel utenom børs

Store aluminiumsprodusenter som for eksempel Hydro og Alcoa selger mye metall direkte til kundene sine, altså utenom en dedikert råvarebørs. Imidlertid er det metallet som handles direkte med kunden som regel ikke standard primæraluminium slik LME-metallet er, men såkalt *value added aluminium*. Betegnelsen *value added* betegner at det ikke er standard primæraluminium, men spesielle legeringer som møter kundens spesifikke behov. Prisen på

slikt metall kan ligge langt over den gjeldende prisen på primærmessall. Vi sier da at produsenten oppnår en *premium*. For noen produkter er premiumen veldig høy, mens for andre er den mer moderat. Det er vanskelig for oss å gi konkrete eksempler på hvor høy premiumen er på ulike produkter ettersom dette er nivå produsentene ønsker å holde for seg selv.

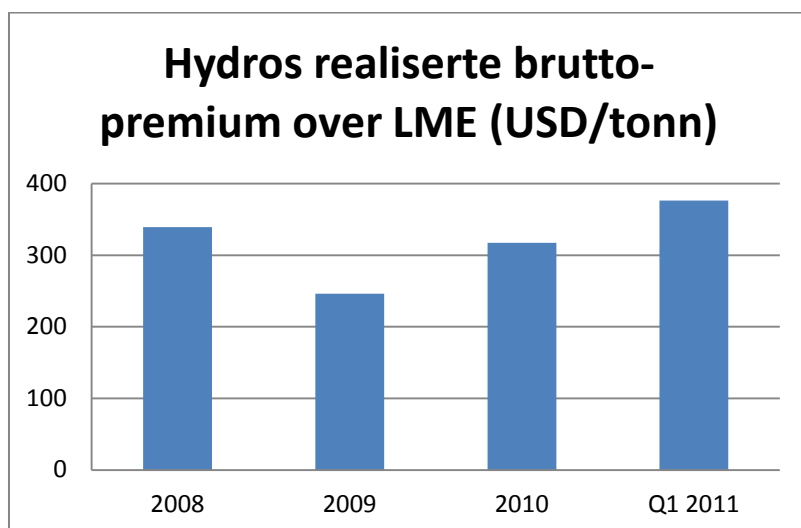
I tillegg til at premiumen bestemmes ut fra tilbud og etterspørselsforhold for det gjeldende produktet, vil også leveringssikkerhet, ledetid, historisk kundetilfredshet, fraktkostnader fra produsent til kunde, og ikke minst kvalitet spille inn på hvilke produsenter som oppnår høyest premium. Det er verdt å nevne at også kostnadene øker i takt med inntektene på grunn av høyere premium. Dette er fordi ulike legeringer krever betydelig forsknings- og utviklingskompetanse, samt økt bruk av dyre innsatsfaktorer i form av andre metaller som sink, kopper, magnesium og flere. Bildet er altså sammensatt og kan ikke beskrives utdypende på få linjer.

Ulike legeringer, globale aktører og ulike behov på tvers av kloden gjør at selskapene må tilpasse porteføljen av smelteverk slik at de imøtekommer kundenes behov i den gjeldende regionen, samt at de markedene med høy profitt oppdages og utnyttes. Dessuten er markedene for ulike aluminiumsprodukter også sykliske i ulik grad. For få år siden var eksempelvis markedet for ekstruderte aluminiumprofiler til bygningsfasader et marked preget av høy etterspørsel og høy profitt for produsentene. Nå, i kjølvannet av finanskrisen, rapporterer produsentene at den lange ledetiden i byggebransjen er i ferd med å slå ut i svakere etterspørsel etter slike produkter. Årsaken er at det tar flere år fra et bygg blir prosjektert til fasadeløsningene faktisk trengs. Under finanskrisen stoppet igangsettingen av nye bygninger omtrent opp i hele den vestlige verden. Dette førte til at leverandørene opplevde gode markedsforhold til tross for finanskrisen, men nå er dette altså i ferd med å snu.

Mens noen markeder hvor aluminium tradisjonelt brukes hyppig sliter, er det på den andre siden andre markeder som vokser fram som mer lønnsomme enn tidligere. For eksempel benyttes aluminium av svært høy renhet hyppig i elektronikkapparater som for eksempel TV-apparater. I tillegg har den store prisøkningen på andre metaller ført til at aluminium nå benyttes i stadig flere applikasjoner som erstatning for de dyrere metallene. For eksempel oppgir Hydro til oss at et fremvoksende marked nå er å erstatte kopper i spolen i elektriske transformatorer. Slike nisjeprodukter antar vi gir høy premium, uten at vi har klart å få Hydro til å kommentere dette spesifikt.

Konklusjonen av dette er at selskapet som vurderer utbygging i Norge eller andre deler av verden oppnår en premium som varierer fra produkt til produkt. For vår analyse forutsetter vi

at verket vi analyserer leverer produkter som er like diversifiserte som den porteføljen som Hydro opererer med. Dermed gir historiske tall en pekepinn på hva vi kan forvente for prosjektet vårt. Hydros realiserte premium, målt i gjennomsnittlig påslag over LME-prisen, er gjengitt i figur 30:



Figur 30: Realisert brutto-premium over LME for Hydro (2008-2011).

Tallene som ligger til grunn for dette diagrammet har vi funnet ved å gå gjennom Hydros årsrapporter fra 2007 til i dag. Vi har også gått gjennom årsrapportene fra tidligere på 2000-tallet, men selskapet rapporterte ikke dette spesifikt før utskillelsen av Olje- og Gassdivisjonen til Statoil i 2007. Derfor har vi ikke tilgang til tidligere tall. Det betyr at de tallene vi har tilgjengelig stammer fra år som i stor grad har vært preget av relativt lav etterspørsel som følge av finanskrisen. Dessuten henger nivået på premiumen sammen med de samme markedsforhold som styrer utviklingen av LME-prisen. Ettersom det er vanskelig å spå LME-prisen er det derfor også vanskelig å si hva premiumen kommer til være i 2012 eller 2020.

Når vi setter det langsiktige nivået på premiumen velger vi derfor å si at dagens markeds-situasjon reflekterer den realverdien av hva selskapet kan oppnå i framtiden i gjennomsnitt. Følgelig setter vi premium til 360 dollar per tonn.

### 8.3. Inntekter i lys av lokaliseringsvalg

Ettersom standard primæraluminium prises på råvarebørs, og at denne prisen på grunn av arbitrasje vil være tilnærmet lik på alle børser som omsetter metallet, er inntekten for produsentene forholdsvis lik uansett hvor metallet blir produsert. Imidlertid vil det være naturlig for en produsent å plassere et nytt aluminiumsverk der markedsforholdene ligger til

rette for at selskapet får solgt alt metallet til høyest mulig netto fortjeneste. Her spiller frakt-kostnader og premium en viktig rolle. Dersom markedet i Europa er mettet og all etterspørselsvekst kommer i andre regioner vil det, alt annet likt, være hensiktsmessig å plassere den nye produksjonslinjen nærmest mulig kundene. Det innebærer at styret som skal fatte beslutning om hvor aluminiumsverket skal bygges, undersøker markedsforholdene i de regionene hvor det vil være naturlig at verket leverer metallet. For vår analyse er det her signifikante forskjeller ettersom et verk i Norge vil være geografisk plassert som en naturlig produsent til det europeiske markedet mens et verk som bygges i Midtøsten naturlig nok vil betjene de omliggende arabiske landene og store deler av det asiatiske markedet. Mens det europeiske markedet er et modent marked betegnes Asia som et fremvoksende marked for aluminium. For eksempel legger CRU til grunn at halvparten av den projiserte veksten i etterspørselen etter aluminium på 80 prosent fra 2010 til 2020 vil komme fra Kina (Hydro, 2011c). Dette taler for at det vil være mer hensiktsmessig å plassere verket i nærheten av det asiatiske markedet, for eksempel i Saudi-Arabia og Qatar slik Alcoa og Hydro har gjort med sine siste investeringer. Men selv om det europeiske markedet er modent forventes det fortsatt etterspørselsvekst også i dette markedet, og derfor vil det være nødvendig å øke produksjonskapasiteten i Europa. Derfor legger vi til grunn at markedsforholdene er like i de to regionene.

Når det gjelder nivået på premiumen, vil denne som tidligere nevnt avhenge av flere forhold. Det kan tenkes at et norsk verk vil kunne serve flere nisjemarkeder - hvor høyt teknologisk nivå på produktene gjør at produsenten kan kreve høyere premium - enn om verket plasseres i Midtøsten. Der vil metallet kunne markedsføres mot det asiatiske markedet, som volummessig i større grad trenger standardiserte produkter hvor premium er lavere. Men selv om nisjeproduktene gir høyere premium enn standardproduktene, er nisjeproduktene også dyrere å produsere. Det er derfor vanskelig å konkludere med hva selskapet faktisk vil sitte igjen med i gevinst. For å gjøre analysen mer oversiktlig og å forenkle denne debatten legger vi til grunn at inntektene som prosjektet kan budsjettere med er lik uansett om verket bygges i Norge eller i Midtøsten. Dette er oppsummert i tabell 7.

Inntektskomponent		Pris (USD/tonn)
<b>Norge/ Midtøsten</b>	LME-pris	2.500
	Premium	360
<b>SUM</b>		<b>2.860</b>

Tabell 7: Oppsummering av inntekter.

## 9. KOSTNADER I PLANPERIODEN

Nå som vi har bestemt hvilke inntekter prosjektet kan budsjettere med, må vi gå gjennom kostnadene en aluminiumsprodusent står overfor. Kostnadene danner grunnlag for utbetalingene som inngår i telleren på formelen for netto nåverdi, slik vi presenterte den i kapittel 6.

Før produksjonen kan starte må verket bygges. Derfor analyserer vi kostnadene tilknyttet dette først. Deretter ser vi på hvilke kostnader som påløper i produksjon av aluminium. For å gjøre dette tar vi utgangspunkt i verdikjeden til aluminiumsproduksjon, slik presenterte den i kapittel 2. De ulike kostnadskomponentene tillegges vi bokstaver slik at det blir lettere å finne dem igjen i kontantstrømpoppstillingen senere i utredningen. Dessuten presenterer vi allerede her størrelsen vi har funnet på de ulike kostnadskomponentene i nominelle dollar per tonn produsert aluminium. Kostnadselementer som er forskjellig mellom Norge og Midtøsten er uthevet (se tabell 8).

Avsnitt	Kostnadspost	Norge: (USD/tonn)	Midtøsten: (USD/tonn)
<b>9.6</b>	A Anleggsinvesteringer	3,2 mrd (totalt)	3,2 mrd (totalt)
<b>9.7</b>	B Frakt	110	110
<b>9.8</b>	C Alumina	700	700
<b>9.9</b>	D Kraft	<b>614</b>	<b>330</b>
<b>9.10</b>	E Karbon	220	220
<b>9.11</b>	F Elektrolysebad	30	30
<b>9.12</b>	G Støperi	75	75
<b>9.13</b>	H Drivstoff	20	20
<b>9.14</b>	I Arbeidskraft	<b>240</b>	<b>120</b>
<b>9.15</b>	J Omfôring av celler	30	30
<b>9.16</b>	K Driftsinvesteringer	35	35
<b>9.17</b>	L Administrasjon	17	17
<b>9.18</b>	M Finanskostnader	-	-
<b>9.19</b>	N Skatt	-	-
<b>9.20</b>	O Arbeidskapital	-	-

Tabell 8: Oppsummering av kostnader ved produksjon av aluminium.

Finanskostnader (M), skattekostnader (N) og nødvendig investering i arbeidskapital (O) er størrelser det ikke er hensiktsmessig å oppgi i dollar per tonn ettersom størrelsene varierer fra år til år. Derfor står det ingen tall på disse linjene. Som tabell 8 viser, er det kun kostnader til kraft og arbeidskraft som skiller Norge og Midtøsten. I tillegg vil vi legge til grunn ulike skattesats og avkastningskrav, samt ulike avskrivningsregler. Hvilke forutsetninger vi tar og hvorfor vi har tatt disse valgene, vil vi komme nærmere inn på etter hvert som vi analyserer de ulike kostnadspostene.

Før vi går inn på de ulike kostnadselementene, vil vi presentere selvkostkalkylen for vårt norske verk basert på tallene i tabell 8. Deretter ser vi på hvor mye de største kostnadselementene varierer innad i aluminiumsbransjen, og kostnader i lys av lokaliseringvalg.

### 9.1. Selvkostkalkyle

På bakgrunn av kostnadene vi har listet i tabell 8 kan vi sette opp en selvkostkalkyle for aluminiumsproduksjon i Norge (se tabell 9). Selvkost er summen av samtlige kostnader som ansees å vedrøre innkjøpet av nødvendige innsatsfaktorer, tilvirkningen og salget av aluminium inntil denne er levert og betalt.

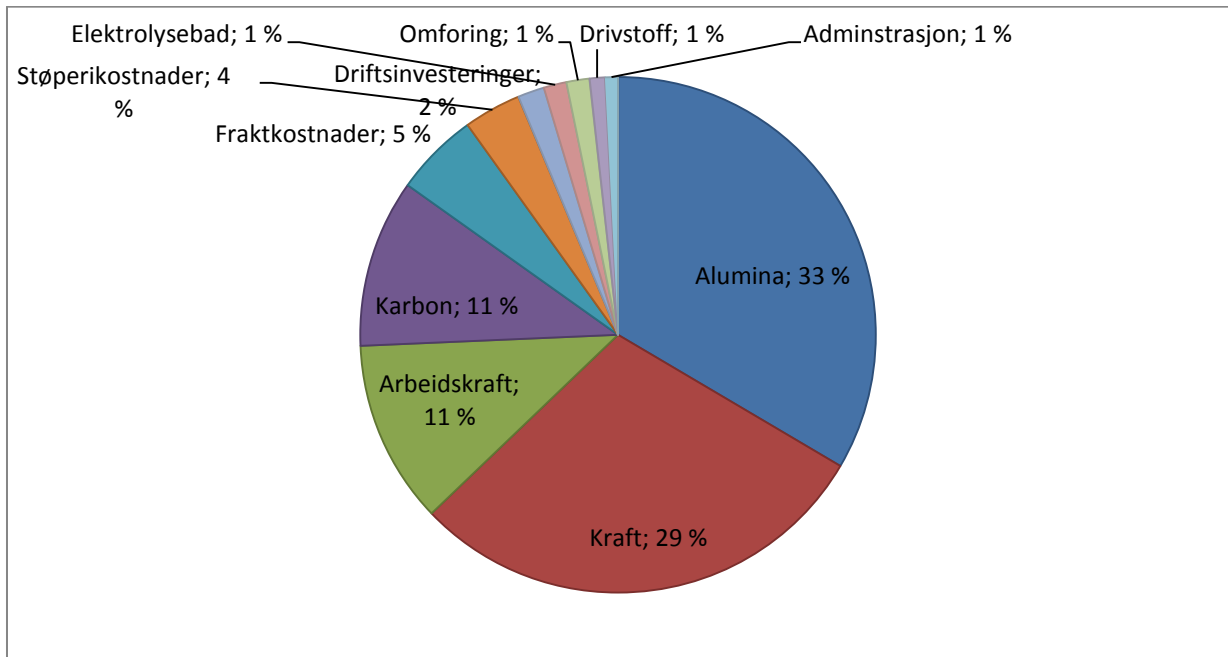
	Kostnad/tonn aluminium (USD)	Kostnad ved 400.000 tonn (mill. USD)
<b>Alumina</b>	700	280
<b>Kraft</b>	614	246
<b>Arbeidskraft</b>	240	96
<b>Karbon</b>	220	88
<b>Fraktkostnader</b>	110	44
<b>Støperikostnader</b>	75	30
<b>Driftsinvesteringer</b>	35	14
<b>Elektrolysebad</b>	30	12
<b>Omføring</b>	30	12
<b>Drivstoff</b>	20	8
<b>Administrasjon</b>	17	7
<b>SELVKOST</b>	<b>2091</b>	<b>837</b>

Tabell 9: Selvkostkalkyle for vårt norske verk (sortert etter kostnadsstørrelse).

Her forutsetter vi at alle kostnader er uavhengig av produksjonsvolum. Det vil si at kostnadene, målt i dollar per tonn, ikke påvirkes av hvor stort volum som produseres. Dette er en forenkling i forhold til virkeligheten. For eksempel vil administrasjonskostnader mest

sannsynlig være høyere målt i dollar per tonn for oppstartsårene når produksjonen ennå ikke har nådd full kapasitet. Virkningen av dette er at selvkost muligens settes for lavt for de to første driftsårene. Imidlertid anser vi dette for å være av veldig liten betydning ettersom det kun gjelder for de to første årene av driften og at kostnadspostene som påvirkes av volum endrer kontantstrømmen relativt lite.

Selvkostkalkylen er fremstilt grafisk i figur 31:



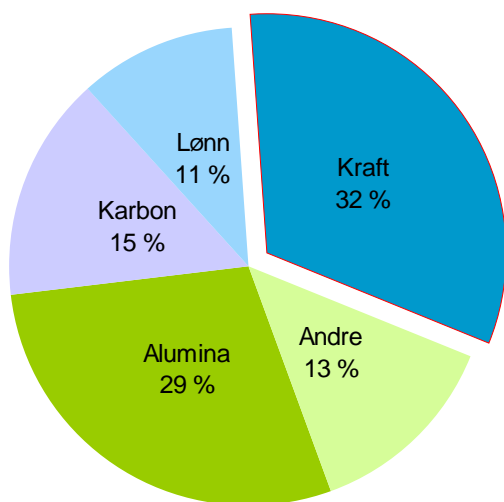
Figur 31: Grafisk fremstilling av selvkostkalkyle for vårt norske aluminiumsverk.

Her er det viktig å merke seg at hvor stor andel en kostnad utgjør av diagrammet varierer med faktorprisene. Dersom prisen på LME synker vil alumina, som er priset til 14,5 prosent av LME, utgjøre en mindre andel av kostnadene. I neste avsnitt vil vi presentere en tilsvarende kostnadsfordeling som er utarbeidet av Hydro. Ettersom vi har satt alle kostnader som fullt ut variable vil ikke den relative kostnadsstørrelsen variere med produksjonsvolum.

## 9.2. Hva sier industrien selv om kostnadene?

Da vi startet arbeidet med å analysere kostnadene i aluminiumsindustrien ba vi Hydro om å opplyse om sine kostnader. Selskapet ønsker ikke å oppgi eksakte enhetskostnader til oss, men vi fikk oversendt følgende diagram som de brukte i eksterne presentasjoner i 2009:





Figur 32: Fordeling av kostnader knyttet til aluminiumsproduksjon. Kilde: (Hydro, 2011e).

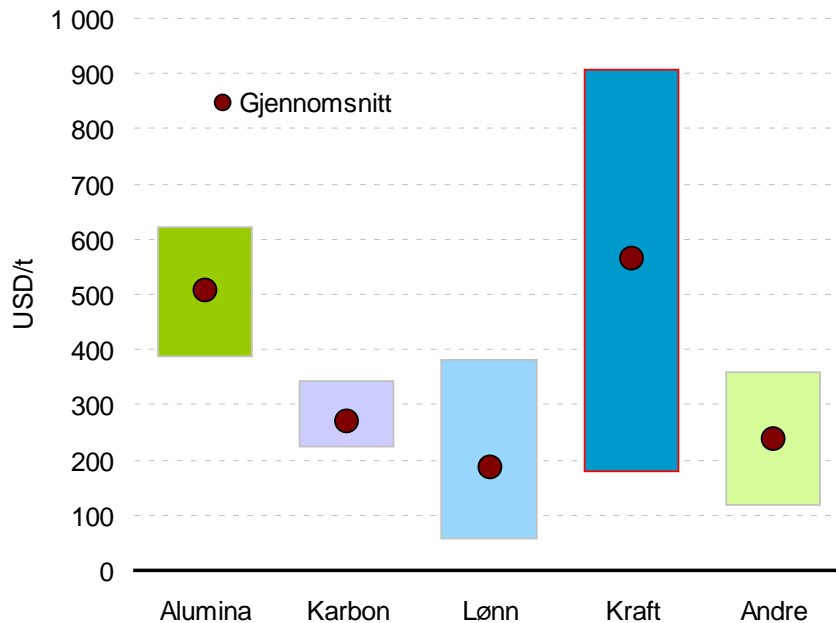
På samme måte som i vårt kakediagram fra selvkostkalkylen over må vi også her huske at prisen på alumina varierer med LME-pris. LME-prisen var betydelig lavere i 2009 enn de 2.500 dollar per tonn som vi har lagt til grunn i våre beregninger. Derfor er det naturlig at alumina utgjør en mindre del av de totale kostnadene og at kraftkostnaden derfor er den største.

Om Hydro betrakter *lønn* og/eller *andre kostnader* i dette diagrammet som faste eller variable kostnader har vi ikke fått oppgitt. Dersom de betraktes som faste vil de relative kostnadsstørrelsene i diagrammet ikke bare være en funksjon av LME-pris og faktorpriser, men også av produksjonsvolum. Denne figuren gir derfor bare en viss pekepinn på størrelsen på de ulike kostnadene i aluminiumsproduksjon.

### 9.3. Store forskjeller innad i aluminiumsindustrien

I tillegg til å gi oss kakediagrammet vi nettopp omtalte oppgir Hydro til oss at kostnadene som ulike produsenter står overfor varierer stort innad i industrien. Dette viser den neste figuren et klart bilde av. Figuren viser at kraft er den kostnadskomponenten som varierer mest mellom aluminiumsprodusentene. Samtidig ser vi også at aluminaprisen spenner mellom i underkant av 400 dollar per tonn, til litt over 600 dollar per tonn. Vi allerede har opplyst om at vi legger til grunn en aluminapris på 700 dollar per tonn både for Norge og Midtøsten, jf. tabell 8. Årsaken til at vi kalkulerer med en aluminakostnad utenfor spennet som Hydro presenterer, er at tallene fra Hydro stammer fra 2009 og at prisen på aluminium har steget betydelig siden den gang. Ettersom aluminaprisen er direkte koblet til LME-prisen må vi justere opp prisen på denne innsatsfaktoren.

Figur 33 viser også at lønnskostnadene spenner stort. I avsnitt 11.14 vil vi gjøre rede for hvor stor forskjell vi forutsetter det er i kostnader knyttet til arbeidskraft mellom våre to verk. Karbon er som allerede omtalt nødvendig for å produsere anoder. Innsatsfaktorene er her blant annet bek og koks, og prisen på slike petroleumsprodukter varierer relativt lite over landegrensene. Karbonkostnader kommer vi tilbake til i avsnitt 11.10.



Figur 33: Sprik i kostnadskomponenter i aluminiumsproduksjon, produksjonsvektet gjennomsnitt og avvik. Kilde: (Hydro, 2011e).

Ifølge Hydro er de ti billigste og ti dyreste aluminiumsverkene utelatt fra beregningene som ligger til grunn for denne oversikten. På den måten unngås ekstreme uteliggere i tallmaterialet. På tross av dette ser vi likevel store kostnadsfluktuasjoner. Kraft er den komponenten som varierer mest, og figuren bekrefter dermed at kraftkostnaden er den mest avgjørende kostnadsfaktoren i spørsmål om hvor et aluminiumsverk skal bygges for å bli mest mulig lønnsomt for eierne.

#### 9.4. Stor variasjon over tid

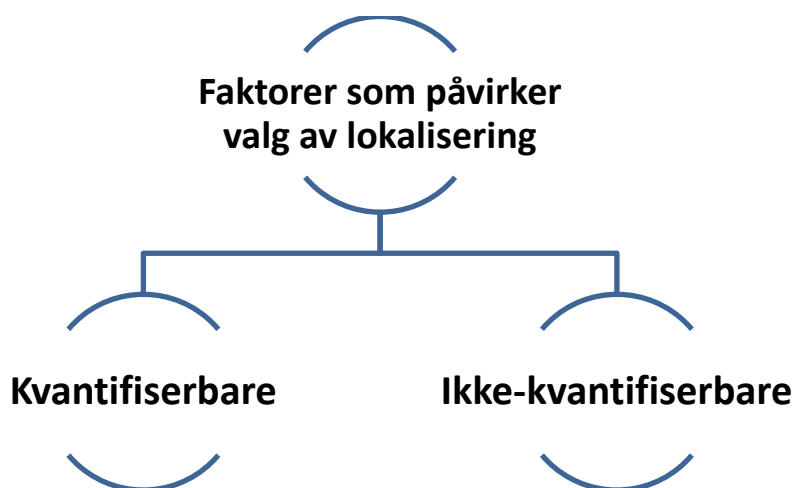
Det er også verdt å bemerke at kostnaden ved å produsere aluminium har variert signifikant over tid. Analysebyrået CRU anslår at på grunn av finanskrisens inntog i 2008 gikk kostnadene ned med 32 prosent på bare ett år (CRU, 2010a). Årsaken til at produksjonskostnadene gikk ned fra 2008 til 2009 var at finanskrisen medførte et kraftig fall i stort sett alle råvarepriser, betydelige fall i fraktratene, og at mange stater innførte subsidier for å redde innenlandsk industri. Etter 2009 har prisene på innsatsfaktorene igjen steget, men fortsatt

forventes det ikke at kostnadene skal nå 2008-nivå innen fem år (CRU, 2010a). Likevel var gjeninnhenting i aluminiumsmarkedet solid i 2010, og CRU anslår at kostnadene igjen økte med 20 prosent fra 2009 til 2010. Ifølge analysebyrået er det spesielt kostnaden for alumina som trekker opp, og det underbygger vår antakelse om at alumina må prises høyere enn figur 33 tilsier.

### 9.5. Kostnader i lys av lokaliseringsvalg

For inntektene slo vi fast at lokaliseringsvalget har liten innvirkning på investeringsbeslutningen. Det samme kan vi *ikke* gjøre med kostnadene. Kostnadene ved aluminiumsproduksjon varierer til dels stort fra land til land og fra region til region. Forskjeller i lønnskostnader og kraftpriser er eksempler på innsatsfaktorer som varierer mye i pris på tvers av land og regioner. Med andre ord er det kostnadene som tillegges størst vekt når det skal avgjøres *hvor* en ny fabrikk skal bygges. Når vi analyserer den enkelte kostnadspost vil vi derfor diskutere om kostnaden blir større eller mindre ved å plassere aluminiumsverket i Midtøsten i stedet for i Norge.

Når vi sier at det er kostnadene som avgjør hvor et verk blir bygd er dette åpenbart en forenkling av virkeligheten. Det er mange faktorer som spiller inn i debatten om *hvor* et nytt produksjonsanlegg skal legges. Direkte kostnader er lett kvantifiserbare og er derfor lettest å tillegge vekt i en kvantitativ analyse av den typen som vi gjennomfører her. Imidlertid finnes det også kvalitative forhold som ikke er direkte kvantifiserbare og som har viktig betydning for valget. Dette er illustrert i figur 34.



Figur 34: Lokaliseringsdebatten avhenger av både kvantifiserbare og ikke-kvantifiserbare faktorer.

Et eksempel på kvalitative forhold som det ikke er lett å direkte kvantifisere, er hvordan lokaliseringen indirekte påvirker andre forhold. For Hydro, som har Staten som største eier, vil lokalisering i Norge kunne være fordelaktig ettersom det kan gi politisk velvilje på andre områder enn akkurat den nevnte utbyggingsdebatten. Dessuten er det vanskelig å tallfeste fordelene av og bygge i et land hvor selskapet kjenner språk og institusjonelle forhold godt, og hvor de kulturelle, administrative, geografiske og økonomiske avstandene ikke er veldig store. Denne problematikken er omtalt av Ghemawat i et modellverktøy han har gitt navnet CAGE (Ghemawat, 2001). Mange forskere jobber med å analysere slike forskjeller og hvilke implikasjoner de har på flernasjonale selskaper, og eksemplene på selskap som ikke har klart å overkomme utfordringene knyttet til forskjell i kultur er mange. Lids mislykkede forsøk på å etablere seg på det norske dagligvaremarkedet er ett.

For denne analysen har vi imidlertid valgt å gjennomføre en kvantitativ vurdering av lokaliseringsspørsmålet. Derfor nøyer vi oss her med å si at nåverdiberegningen ikke gir det fulle og hele svaret. Forhold som det ikke er lett å sette tall på, kan også være avgjørende for hvilket valg styret faktisk velger, forutsatt at selskapet ikke kan gjennomføre investering på begge steder samtidig.

--

*I det følgende vil vi gjennomgå de ulike kostnadskomponentene som inngår i analysen. For å sette gode anslag på hvor store de ulike kostnadene er, går vi til dels veldig detaljert til verks. For å gjøre kapittelet mer oversiktlig benytter vi oss av oppsummeringer, både underveis og til slutt.*

## 9.6. A – Anleggsinvesteringer

Anleggsinvesteringer fremgår av investeringskostnaden som vi gjorde rede for i avsnitt 7.1. Tabell 10 oppsummerer konklusjonene våre.

	Kostnadskomponent	Pris	Enhet	Prod.kapasitet	USD
<b>Norge/ Midtøsten</b>	Anleggsinvesteringer	8.000	USD/tonn	400.000 tonn	<b>3,2 mrd</b>
<b>Forutsetninger:</b>					
- Kostnadene påløper jevnt over tre år.					

Tabell 10: Oppsummering av anleggsinvesteringer.

## 9.7. B – Frakt

I motsetning til de fleste andre bransjer, er det i aluminiumsindustrien normalt at leverandøren betaler frakt for varen ut til kunden. De totale fraktkostnadene omfatter derfor både inn- og utgående frakt. En aluminiumsprodusent vil altså sitte på risikoen for endringer i fraktkostnader både for inngående og utgående varer. Vi nevner kort i denne sammenheng at frakt- og logistikkostnader har vesentlig større betydning nå enn tidligere; mye grunnet økt fokus på lagerbeholdninger og ledetider. For å kompensere for økte og varierende fraktkostnader ut til kunden benyttes til en viss grad størrelsen på premiumen kunden må betale for varen (jf. avsnitt 8.2).

**Inngående fraktkostnader** er stort sett dekket av kontrakter av ett til tre års horisont. Verkene er i stand til å inngå så lange fraktkontrakter ettersom de fleste verk inngår råvarekontrakter med flere års varighet. Derfor har verkene god forutsigbarhet når det gjelder tidsperspektiv og størrelse på inngående frakt.

**Utgående fraktkostnader** er et litt mer komplisert tema. På utgående frakt har for eksempel geografisk lokalisering og omlossingskostnader større betydning enn ved inngående frakt. I tillegg vil naturligvis fraktratene og toll- og importavgifter påløpe.

Oversikt over hovedfaktorene som påvirker fraktkostnadene:

- i) Geografisk lokalisering av smelteverket i forhold til kunden
- ii) Omlossings- og håndteringskostnader
- iii) Toll- og importavgifter
- iv) Ratene i fraktmarkedet

Ligger kunden lokalisert midt i Europa, vil leverandøren ha store kostnader forbundet med omlossing. Vi illustrerer med et eksempel:

En aluminiumsprodusent i Norge frakter ferdig aluminium i skip fra Norge til Rotterdam. Deretter losses lasten om til mindre båter, for å kunne seile i trange og grunne kanaler videre innover i kontinentet. For at ferdigvarene skal nå helt fram til kunden, distribueres produktene videre over på lastebiler.

Aluminiumen losses om flere ganger til fraktmetoder som tar færre tonn per last, noe som medfører, ikke bare flere forsendelser, men store kostnader knyttet til arbeid og håndtering av frakten. Fraktkostnaden per tonn øker desto færre tonn per forsendelse. Noen av kundene til norske aluminiumsprodusenter befinner seg for eksempel i Sverige og Finland, og frakt av

aluminium må da hovedsakelig gjøres via lastebiler. Selv om avstanden ikke er så stor, kan altså fraktkostnaden per tonn bli høy. Denne kostnaden varierer derfor naturligvis mye, alt etter hvor kunden befinner seg.

Dersom vi skulle gjort våre egne anslag på den totale fraktkostnaden kunne vi anslått størrelser på skipene som frakter de viktigste råvarene inn, og størrelsen på skipene som frakter ferdig aluminium ut til kunden. Vi måtte så ha benyttet et anslag for dagratene for disse forskjellige skipsstørrelsene ut ifra Baltic Exchange, samt forutsatt et gjennomsnittlig antall dager skipene bruker på frakten. I tillegg måtte vi ha tatt hensyn til flere kostnadsstørrelser som toll- og importavgifter, bunkersforbruk, og laste- og lossekostnader, med mer. På grunn av alle faktorene som spiller inn i dette bildet, anser vi det som lite sannsynlig at vi ville funnet et realistisk anslag for fraktkostnadene. For å anslå mest mulig representative fraktkostnader, tar vi derfor utgangspunkt i Hydro og Alcoas gjennomsnittskostnader når vi anslår de totale fraktkostnadene. Opplysninger om disse selskaperens fraktkostnader har vi fått tilgang til etter forespørsler.

Hydro og Alcoa har nokså like gjennomsnittskostnader for deres norske verk når det gjelder fraktkostnader per tonn produsert aluminium. Inngående fraktkostnader beløper seg til cirka 30 dollar per tonn, mens fraktkostnadene ut til kunden er vesentlig større - opp mot 80 dollar per tonn. Dette er som nevnt gjennomsnittskostnader fra alle leveranser, og kostnadene varierer mye mellom de spesifikke kundene og deres lokalisering. For våre to verk vil vi derfor ta utgangspunkt i disse gjennomsnittskostnadene, og videre anta de er identiske. At vi antar like fraktkostnader for våre to verk kan underbygges med at markedene Norge og Midtøsten vil kunne tenkes å betjene, gjennomsnittlig påfører like store fraktkostnader.

Norske verk har lettere for å betjene det europeiske markedet, mens en produsent i Midtøsten vil ha lettere for å levere til kunder i Asia. På den ene siden kan vi argumentere for at fraktruten fra Norge til Europa er kortere enn fra Midtøsten til for eksempel Kina, og således påføre vårt norske verk mindre fraktkostnader. Men som illustrert i eksempelet over, vil mange av kundene i Europa være ugunstig plassert, mens asiatiske kunder kan tenkes å være lokalisert nærmere store havneområder. Dette tilsier at de fraktkostnadene for Norge og Midtøsten tilnærmer hverandre. Å anslå spesifikke forskjeller i lokasjoner for kundene til våre to verk blir kun spekulasjon. Vi støtter oss derfor til konkrete tall på fraktkostnader fra norske verk, og forutsetter at de er representative også for vårt verk i Midtøsten.

Kostnadskomponent		USD/tonn aluminium
Norge/ Midtøsten	Inngående frakt	30
	Utgående frakt	80
SUM		<b>110</b>

Tabell 11: Oppsummering av fraktkostnader.

## 9.8. C - Alumina

Historisk har det vært standard i bransjen at alumina prises relativt til utviklingen i LME. Financial Times oppgir forholdet til å utgjøre cirka 14-15 prosent av LME per tonn alumina på de kontraktene som ble inngått i 2010. Det betyr at kostnaden knyttet til alumina utgjør omtrent 28-30 prosent av LME-prisen på aluminium, ettersom vi vet at det trengs tilnærmet to tonn alumina for å produsere ett tonn aluminium. Med en LME-pris på 2.500 dollar betyr det at kostnadene knyttet til anskaffelse av alumina utgjør et sted mellom 670 og 720 dollar per tonn aluminium<sup>7</sup>. Produsentene av aluminium har imidlertid et visst rom for forhandling basert på markedsrett og kunderabatter. Hydro har tidligere oppgitt at deres aluminakostnad for Qatalum er omtrent 13 prosent av LME (Hoel & Henriksen, 2009).

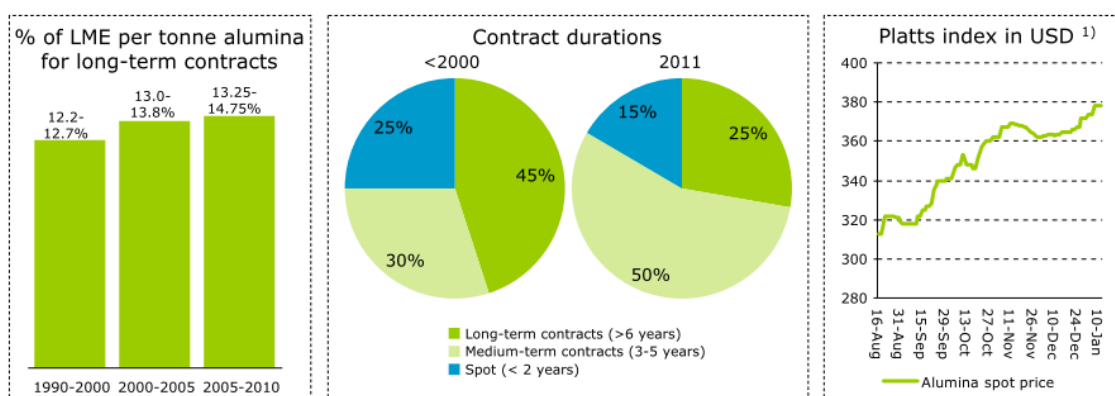
Vi forutsetter i denne utredningen at ved en ny utbygging, vil produsenten måtte skaffe nye aluminakontrakter til en gitt markedspris, og vi forenkler denne diskusjonen ved å forutsette at langsiktige aluminakontrakter for hele planperioden kan inngås til 14,5 prosent av LME, eksklusiv frakt. Dette resulterer i at aluminakostnaden utgjør omtrent 700 dollar per tonn aluminium når vi baserer oss på 2.500 dollar i LME-pris.

Å foreta en slik forutsetning er en betydelig forenkling av virkelighetsbildet som en utbygger står overfor i virkeligheten, fordi råvarer typisk har svingt mye i pris gjennom historien. Vi velger likevel å gjøre denne forenklingen ettersom svingninger i aluminapris i praksis påvirkes likt over hele verden. Siden aluminaprisen ekskluderer frakt, vil ikke denne kostnaden være avgjørende for *hvor* det nye aluminiumsverket skal bygges. For å vise effekten av en realprisøkning på alumina vil vi senere i utredningen undersøke hvordan prosjektets nåverdi påvirkes av dette.

<sup>7</sup> Tallene fremkommer slik:  $0,14 * 1,923 * 2500 \approx 670$  (prosentstørrelse \* antall kilo alumina per kilo aluminium \* pris på aluminium).

### 9.8.1. Framtidig omlegging av aluminapriser

Selv om vi forutsetter langsiktige kontrakter til 14,5 prosent link mot LME-prisen, er det likevel verdt å nevne at det for tiden debatteres om alumina skal prises som en egen råvare på egen børs. Altså er det aktører i markedet som jobber for at den direkte koplingen mellom prisen på aluminium og prisen på alumina skal svekkes. Dette kan få store følger for prisutviklingen på denne viktige innsatsfaktoren. Alcoa er blant aktørene som går i spissen for en slik prisomlegging: "Det er på tide at industrien utvikler en prismodell som reflekterer de fundamentale forholdene i aluminaproduksjon," sa Timothy Reyes, konserndirektør i Alcoa tidligere i år (Financial Times, 2010). Også Hydro viser nå offentlig at de ønsker ny prismodell for alumina. På Hydros nettside sier konserndirektør for forretningsområdet Bauxitt og Alumina, Johnny Undeli, i en nyhetsartikkel på Hydros nettside 10. mars 2011 "at Hydro foretrekker en modell som bygger både på LME, indeksprising og – i mye større grad enn nå – på kostnadene i verdikjeden for bauxitt og alumina." Ifølge Financial Times selges alumina til signifikant høyere spotpriser enn de lange kontraktene som vi har omtalt i avsnittet over. Dessuten viser beregninger som Hydro presenterte på årets Kapitalmarkedsdag i januar, at færre og færre kontrakter blir tildelt på lang sikt (lengre enn seks år). Figur 35 illustrerer dette med å vise at før 2000 var 45 prosent av de inngåtte kontraktene basert på levetid over seks år, mens det tilsvarende tallet for 2011 har sunket til 25 prosent. Tallene altså en klar overgang fra lange til korte og middels lange kontrakter i markedet for alumina. Samtidig viser presentasjonen at spotpris på alumina steg med omtrent 20 prosent fra august i fjor til januar i år (se høyre del av figuren).

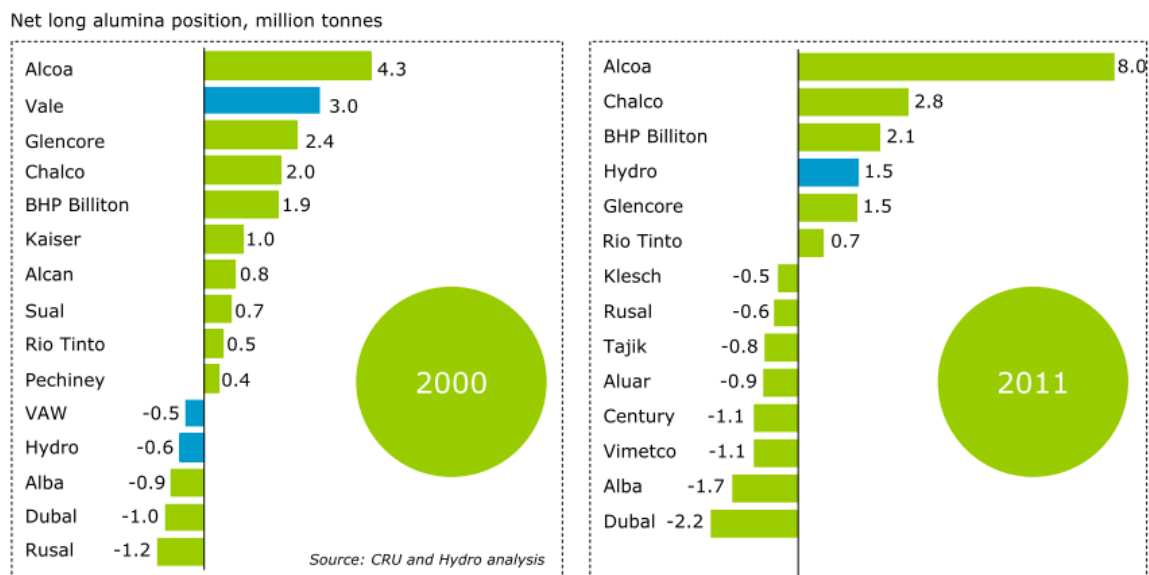


Figur 35: Utviklingen av pris på langsiktige aluminakontrakter (venstre), utviklingen i lengden på kontraktene (midten), samt prisutvikling for spot levering fra august 2010 til januar 2011. Kilde: (Hydro, 2011d).

Med bakgrunn i denne markedsutviklingen er det i våre øyne derfor naturlig at Hydro nå ønsker en omlegging av prissystemet, ettersom selskapets markedsposisjon har endret seg



etter at aluminiumvirksomheten til Vale ble kjøpt opp nylig. Denne transaksjonen innebærer at Hydro nå har tilgang til mer bauxitt og alumina enn hva selskapet trenger til egen produksjon. Det samme gjelder for Alcoa som er den aluminiumsprodusenten som har størst overskudd av alumina. Dette er vist i figur 36:



Figur 36: Endring i Hydros tilgang til alumina før oppkjøpet av VAW i 2001, og etter oppkjøpet av Vale som ble fullført i 2011. Kilde: (Hydro, 2011d).

Figuren viser at Hydro har tilgang til 1,5 millioner tonn alumina mer enn hva som er nødvendig for egen primærproduksjon. Dessuten oppgir selskapet til oss at posisjonen vil bli ytterligere styrket etter hvert som gruvevirksomheten i Brasil utvides, produksjonstempoet øker og tidligere inngåtte langsiktige aluminakontrakter utgår om to til tre år.

Selv om det kanskje kommer en omlegging av prisingen av alumina, legger vi i denne utredningen til grunn et fast forhold mellom LME og alumina, og at størrelsesforholdet settes til 14,5 prosent av LME per tonn alumina. Vi forutsetter at denne prisen ikke inkluderer frakt. Kostnader knyttet til frakt har vi allerede omtalt i avsnitt 9.7. Tabell 12 oppsummerer:

Kostnadskomponent	Pris	Enhet	Forbruk/tonn aluminium	USD/tonn aluminium
Norge/ Midtøsten Alumina	14,5 %	av LME	1,923 tonn	<b>700</b>
<b>Forutsetninger/forklaringer:</b>				
- Produsenten er i stand til å inngå langsiktige aluminakontrakter som sikrer produksjon i planperioden.				
- Vi ser bort fra virkningene av en eventuell omlegging av prismodellen for alumina.				

Tabell 12: Oppsummering av aluminakostnader.

## 9.9. D – Kraft

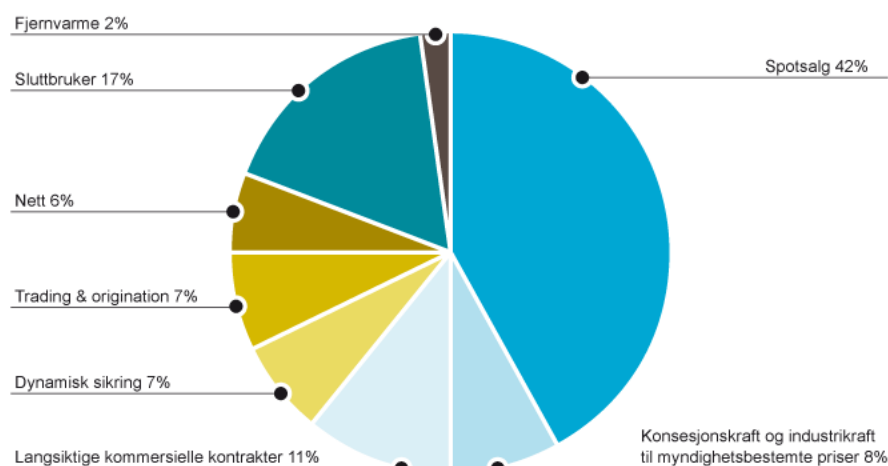
I det følgende skal prøve å finne ut hvilke kraftpriser industrien står overfor i ulike deler av verden. Som diskusjonen vil vise er det svært vanskelig å finne ut hva aluminiumsindustrien i Norge faktisk må betale for nye langsiktige kraftkontrakter. Dette er fordi slike kontraktsdetaljer anses som strategiske hemmeligheter av de involverte partene. For likevel å kunne gjøre et anslag på prisnivået starter vi med å se på de historiske kraftkontraktene som ble inngått på 1900-tallet. Deretter benytter vi statistikk fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) og analyser fra CRU til å bestemme hvilket prisnivå på kraft vi baserer vår kontantstrømanalyse på.

### 9.9.1. Billig i Norge, historisk

Som vi allerede har omtalt i kapittel 3 er det stor variasjon i prisene som er satt i ulike kraftkontrakter mellom staten/Statkraft og kraftintensiv industri i Norge. De mest prisgunstige avtalene, sett fra industriens side, er de såkalte 1950-kontraktene. På flere av disse skal prisen være satt så lavt som fem øre per kWh. Sammenlignet med hva industrien selv sier er prisgulvet ute i verden er dette et svært lavt nivå. Svein Richard Brandtzæg, konsernsjef i Hydro, sa i begynnelsen av 2011 at 16-20 øre/kWh er priser det er fullt mulig å oppnå i visse regioner i verden (Dagens Næringsliv, 2011b). Dette er tre til fire ganger høyere enn den nevnte prisen på fem øre/kWh. Følgelig kan det være fristende å stille spørsmål ved hvorfor industrien ikke er fornøyd med rammevilkårene i Norge. Svaret er at de historiske kontraktene har et prisnivå som er mye lavere enn hva industrien kan inngå i Norge i 2011, og at de fleste av de historiske kraftkontraktene det her er snakk om er i ferd med å gå ut på dato.

Statkraft skriver på sine nettsider at de siste kraftkontraktene på myndighetsbestemte vilkår til industrien utløper i 2011, og at inntektene fra disse kontraktene utgjør mindre enn åtte prosent av selskapets totale inntekter. I Statkrafts årsrapport for 2009 heter det at "*Statkraft har langsiktige fysiske salgskontrakter med kraftintensiv industri og treforedlingsindustrien til priser fastsatt av Stortinget, (...) Kontraktene er inngått til priser under markedsnivå.*" (Statkraft, 2010). Med andre ord er selskapet veldig ordknapp i å beskrive hvor mye under markedspris de myndighetsbestemte kontraktene er priset.

### SALGSINNTEKTER (24,7 MRD. KR.)



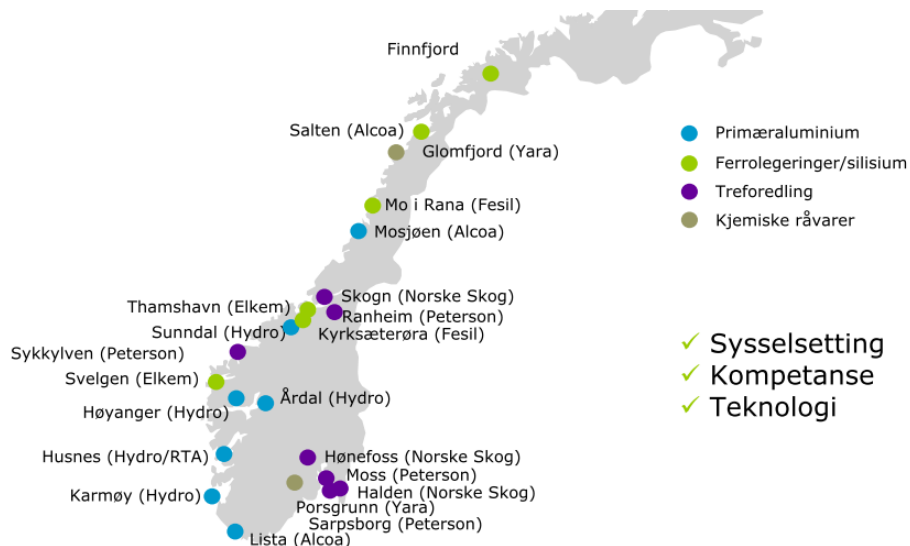
Figur 37: Statkrafts inntektsgrunnlag. Kilde: (Statkraft, 2010a).

Som diagrammet over viser står konesjonskraft<sup>8</sup> og industrikraft til myndighetsbestemte vilkår for en relativt liten andel av Statkrafts inntekter. Vi bemerker imidlertid at diagrammet gjengir inntekter og ikke volum. Når de siste kraftkontraktene på myndighetsbestemte vilkår utløper i løpet av 2011 vil denne posten bli enda mindre. Videre viser diagrammet også at bare 11 prosent av Statkrafts kraftportefølje er knyttet til langsiktige kommersielle kontrakter. Dette tror vi henger sammen med at infrastrukturen i det nordiske kraftnettet begynner å bli godt utbygd, og at likviditeten i markedet er høy. Økt likviditet i markedet bidrar, som tidligere omtalt, til at kraftprodusentene ikke er tvunget til å selge kraften på lange kontrakter for å unngå risiko for ikke å få solgt deler av kraftporteføljen.

#### 9.9.2. Konfidensielle kraftkontrakter

Ifølge SSB sto metallindustrien i Norge - som i hovedsak består av aluminiumsproduksjon - for et forbruk av 24,1 TWh i 2009. Totalt forbruk for det SSB karakteriserer som "Industri og Bergverk" var 69,6 TWh (SSB, 2010a). Plasseringen til noen av de viktigste industribedriftene er vist på kartet i figur 38. Uten at vi ønsker å gjøre noe stort poeng av det i denne utredningen, bemerker vi med kartet som bakgrunn, at industripolitikk i stor grad også er distriktpolitikk ettersom de fleste av disse industribedriftene er plassert i små distriktskommuner - der en nedleggelse av industrien kan bety en tilnærmet nedlegging av hele lokalsamfunnet.

<sup>8</sup> Statkraft er pålagt å avgi inntil ti prosent av innvunnet kraftproduksjon til kommuner og fylkeskommuner og inntil 5prosent til staten, beregnet etter spesielle regler. Dette betegnes som konesjonskraft. Prisen for denne kraften tilsvarer den gjennomsnittlige produksjonskostnaden og er dermed betydelig lavere enn markedsprisen for kraft.



Figur 38: Kraftintensiv industri i Norge er spredt over store deler av landet. Kilde: (Hydro, 2011e).

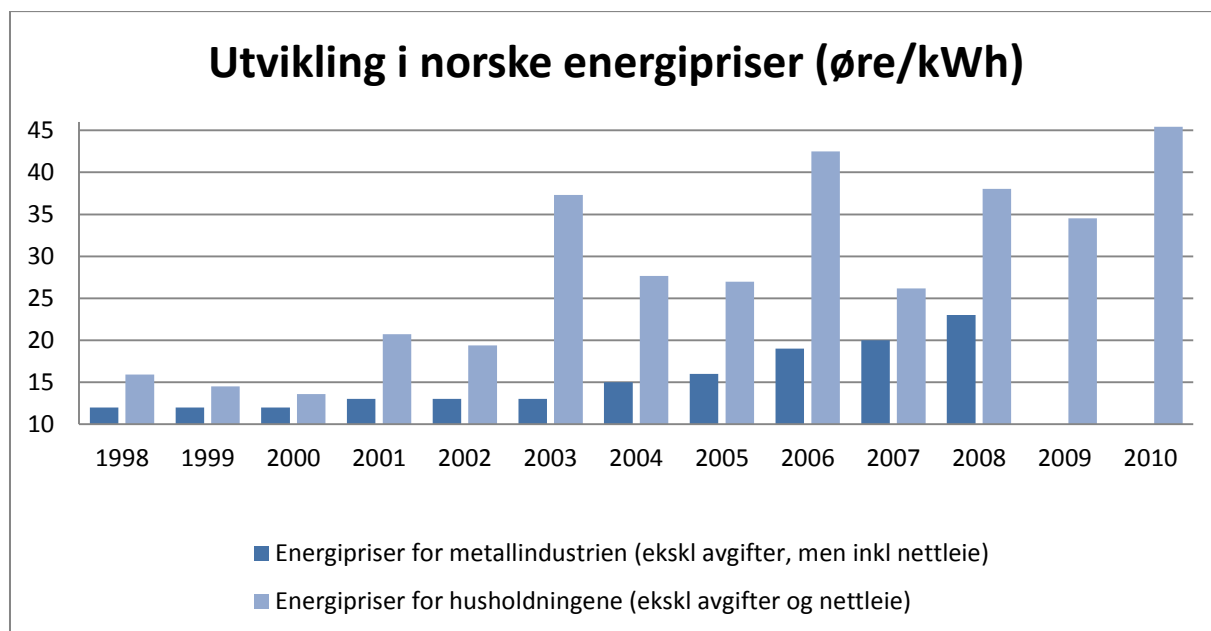
Å skulle finne ut hvor mye industrien faktisk betaler for kraften de benytter i dag er en vanskelig oppgave. Av strategiske årsaker ønsker både kraftselskapene og industriselskapene å holde detaljene rundt disse kontraktene strengt hemmelig. For eksempel inngikk Norske Skog en ny kraftkontrakt med Statkraft tidligere i år. Begge parter informerer gledelig om størrelsen på avtalen som sikrer Norske Skogs fabrikker i Skogn leveranse av 800 GWh årlig fram til 2022. Hvilke kostnader Norske Skog må forholde seg til som følge av den nye kraftkontrakten ønsker imidlertid verken Statkraft eller Norske Skog å kommentere. På direkte spørsmål fra oss svarer kommunikasjonsrådgiver i Statkraft, Kristian Løksa, at det beste estimatet han kan gi oss er at de lange kraftkontraktene de for tiden inngår med industrien i Norge ligger mellom ett og 100 øre (!). Vi nevner samtidig at et aluminiumsverk av den størrelsen som vi analyserer vil ha bruk for over 5.000 GWh årlig.

Vi har også vært i kontakt med fagforbundet Industri Energi, for å høre om de kan gi oss noe informasjon om hvor prisnivået på nye langsiktige kraftkontrakter mellom kraftintensiv industri og krafttilbydere ligger. Dessverre har også dette forsøket ikke resultert i noen konkrete svar. Ole Børge Yttredal i Industripolitisk avdeling i Industri Energi skriver til oss i en e-post at dette er strategisk sensitiv informasjon, som bedriftene holder for seg selv. Derfor vet heller ikke Industri Energi hvilket nivå kraftkontraktene som for tiden inngås ligger på.

### 9.9.3. Statistikk kan gi en pekepinn

Selv om det er vanskelig å anslå nøyaktig hvor mye industrien må betale for kraftkontrakter i Norge i skrivende stund, kan vi imidlertid slå fast at kraftkostnaden på nye kontrakter i dag er høyere enn tilsvarende for bare få år siden, samt at pristrenden er stigende. Dette er vist i figur

38. SSB har ikke publisert nyere tall for metallindustrien enn tallene vi gjengir i dette diagrammet, så vi vet ikke hvordan utviklingen har vært de siste to årene.



Figur 39: Utvikling i norske energipriser fra 1998-2010. Kilde: (SSB, 2011a).

De mørkeste stolpene i diagrammet viser likevel at energiprisene metallindustrien står overfor omtrent har doblet seg i nominelle termer fra 1998 til 2008, fra 12 øre/kWh til 23 øre/kWh. Dette tilsvarer en årlig prisstigning på 6,7 prosent. Samtidig har konsumprisindeksen steget med 2,1 prosent årlig (SSB, 2009). Med andre ord har industrien opplevd realprisøkning på kraft tilsvarende 4,5 prosent årlig<sup>9</sup> mellom 1998 og 2008.

Samtidig som kraftprisene til industrien har økt, ser vi at husholdningene har vært mye mer utsatt for svingninger i kraftprisen, samt at husholdningene dessuten må betale mer for kraften. Ifølge Finansdepartementet er kraftintensive industriprosesser fritatt for forbruksavgift, i motsetning til husholdningene (Finansdepartementet, 2007). Dette innebærer for eksempel elektrolysen ved et aluminiumsverk er fritatt for forbruksavgift, mens kraftforbruk til administrasjonsbygg og andre industribygg imidlertid er omfattet av avgiften.

Sadija M. Jama i SSB opplyser til oss på telefon at tallene i statistikkgrunlaget er hentet fra bedriftene selv i norsk metallindustri. Altså er andre bransjer enn aluminiumsindustrien også representert i disse tallene. Bedriftene blir bedt om å rapportere inn hvor mye de forbruker av innkjøpt kraft, samt hvor mye de har betalt for kraften, inkludert nettleie. Hun poengterer likevel at det kan være noe feilrapportering i tallgrunlaget fordi bedriftene blir bedt om å

<sup>9</sup> Utregning:  $(6,7\% - 2,1\%) / 1,021 = 4,5\%$

oppgi kostnadene eksklusiv merverdiavgift og forbruksavgift, og at sannsynligvis ikke alle bedrifter har gjort dette på riktig måte. Kostnadene skal inkludere de langsiktige kraftavtalene som er inngått på myndighetsbestemte vilkår. Til tross for at det absolutte kostnadsnivået kan være noe avvikende fra virkeligheten, antar vi likevel at *utviklingen* i kostnadsbildet gir en representativ virkelighetsbeskrivelse.

Legg merke til at energiprisene som er gjengitt i figur 39 er gjennomsnitt for den *totale* kraftporteføljen til alle metallprodusenter i Norge. Tallene gir med andre ikke et representativt bilde på hvor kostnadsnivået ligger på eventuelt nye kontrakter i dag, ettersom prisen reflekterer gjennomsnittet av nye og gamle kontrakter. Når de siste kraftkontraktene på myndighetsbestemte vilkår utløper i 2011, er det grunn til å anta at industrien vil måtte inngå kraftkontrakter på mye høyere nivå enn hva som har vært mulig tidligere. Det vil føre til at gjennomsnittskostnadene vil gå opp.

Vi never samtidig at industrien betaler mindre i nettleie enn oss vanlige forbrukere. Statnett skriver på sine nettsider at “... *kraftintensiv industri får fortsatt en rabatt i nettleien fordi denne kundegruppens forbruk er gunstig for nettdriften*” (Statnett, 2011b). Videre opplyser Statnett at for forbruk som er lokalisert i nærhet til kraftproduksjon gis det rabatt i nettleien. Begge disse rabattelementene er aktuelle for aluminiumsindustrien ettersom bedriftene i denne bransjen er storforbrukere av elektrisk energi og at produksjonsfasilitetene tradisjonelt ligger nærme større kraftstasjoner. Sammenlignet med husholdningenes totale kraftkostnader, målt i kostnad per kWh, har industrien altså svært gunstige avtaler.

#### **9.9.4. Usikkerhet rundt atomkraft**

Figur 39 viste at kraftprisene som industrien står overfor har omtrent doblet seg på ti år. Et aspekt som kan drive prisene ytterligere opp de kommende årene, er etterspillet fra jordskjelvkatastrofen i Japan i mars 2011. Som en direkte følge av problemene med atomkraftverket i Fukushima, har debatten om faren for utslipp av radioaktivt materiale blusset opp for full styrke. Rett etter naturkatastrofen som rammet Japan inntraff ble syv av 17 atomkraftverk i Tyskland stengt ned for å gjennomføre nye risikovurderinger. Samtidig trakk forbundskansler Angela Merkel tilbake et forslag om at de eldste atomkraftverkene i landet skulle få forlenget levetid. Denne handlingen førte til at systemprisen i Nord Pool steg med 16 prosent samme dag som nyheten kom. Samtidig steg prisene på naturgass med 14 prosent på få dager ettersom det forventes at atomkraften stort sett må erstattes av gasskraft (Oilinfo, 2011).

Som vi allerede har omtalt tidligere i utredningen tok atomkraftdebatten i Tyskland en ny vending i slutten av mai 2011, da regjeringen vedtok å stenge ned alle landets 17 atomkraftverk innen 2022. Disse kraftverkene står i dag for 22 prosent av landets kraftproduksjon, tilsvarende omtrent 150 TWh (European Nuclear Society, 2011). Altså mer enn den totale årlige produksjonskapasiteten i alle norske vannkraftverk i et normalår.

Spørsmålet blir nå om flere land i Europa vil følge Tysklands eksempel. I så fall vil dette representere et betydelig kutt i tilbudt mengde elektrisitet på markedet. Med stabil etterspørsel kan vi da forvente at kraftprisene stiger, og ettersom det europeiske kraftmarkedet begynner å bli godt integrert kan vi derfor forvente økte priser også her hjemme i Norge. Imidlertid anser vi så drastiske tiltak å representere et lite sannsynlig scenario ettersom verden er avhengig av atomkraften, og at signifikant reduksjon i atomkraft i stor grad vil måtte kompenseres for ved å brenne mer kull eller andre fossile brennstoff, i hvert fall på kort sikt. I så fall vil karbonavtrykket i de industrialiserte landene øke betydelig, noe verdens politikere har forpliktet seg til ikke å gjøre gjennom diverse klimaforlik, senest i Cancun i Mexico i november i fjor. Det kan også nevnes at EU-landene har forpliktet seg til det såkalte 2020-direktivet som innebærer: at landenes utslipp innen 2020 skal reduseres med minst 20 prosent i forhold til 1990-nivå; at 20 prosent av landenes energiforbruk skal komme fra fornybare kilder; og at energiforbruket skal reduseres med 20 prosent i forhold til det som tidligere var forventet i 2020.

Vi vil omtale mulige følger av atomkraftstengningen i Tyskland i kapittel 15 når vi ser på framtidsutsiktene for kraftintensiv industri i Norge.

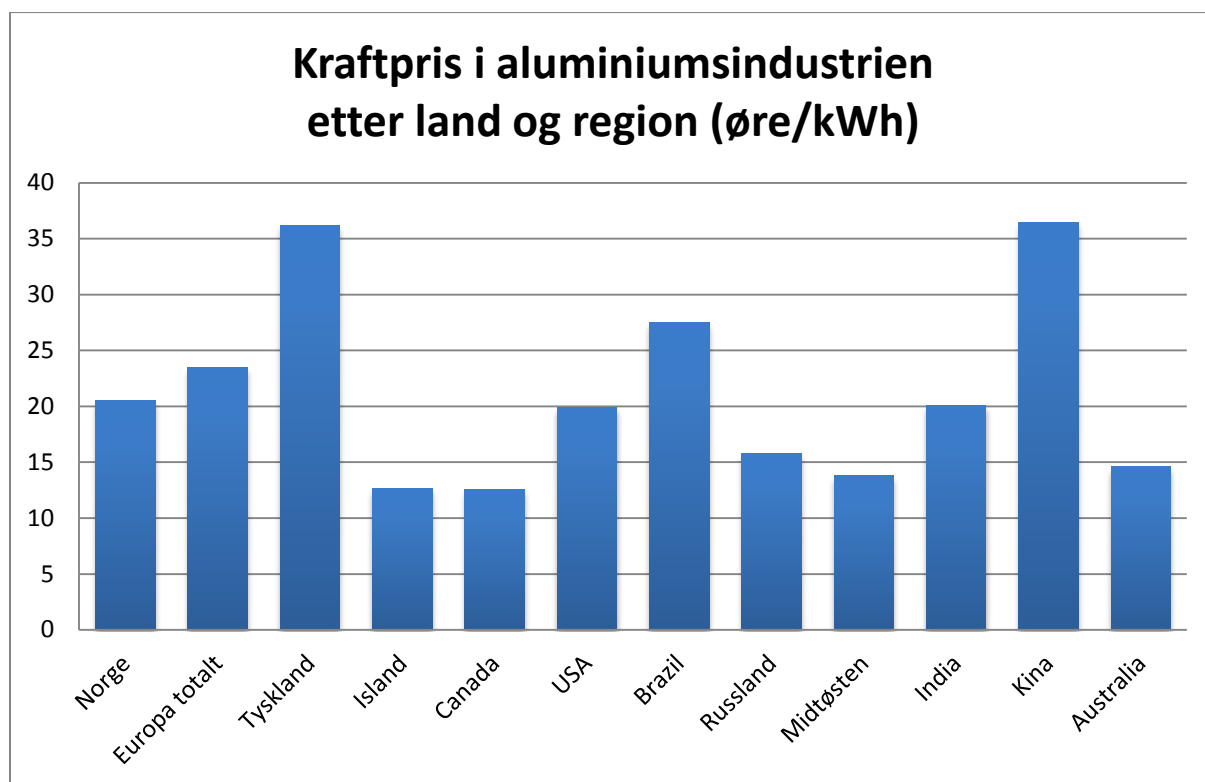
### **9.9.5. Estimater fra analysebyrå**

Ettersom verken industrien eller Statkraft ønsker å oppgi hvor nivået på nye kraftkontrakter som inngås i Norge i dag ligger, må vi finne denne informasjonen gjennom eksterne kilder. CRU ga i mars i år ut rapporten Aluminium Smelter Power Tariffs 2011 Edition (CRU, 2011). Denne rapporten inneholder kostnadsprofiler for kraft ved alle aluminiumsverk i verden, totalt 187 verk. Tallmaterialet som CRU baserer seg på oppgir de til å være hentet fra spørreundersøkelser hos de involverte selskapene, offentlig tilgjengelig informasjon som for eksempel årsrapporter, samt analyser som er utført av CRU selv. Vi spurte Hydro om hvor godt CRU treffer på sine analyser. Investorkontakt Stian Hasle sier Hydro gir lite informasjon til CRU om sine kostnader, og at deres erfaring er at CRU ikke alltid treffer spesielt godt med sine analyser, uten at han ønsket å utdype dette nærmere. I mangel på bedre kilder velger vi

likevel å bruke CRU sine tall som en pekepinn på hva industrien betaler for kraft rundt om i verden.

CRU tar utgangspunkt i lokal valuta når de beregner kraftkostnadene, men oppgir også alle kostnader i amerikanske dollar. Når de regner norske kroner om til amerikanske dollar benytter de 6,03 kroner per dollar som omregningskurs. Denne satsen er tilnærmet lik det Norges Bank oppgir som gjennomsnittlig kurs for 2010 på 6,04 kroner per dollar (Norges Bank, 2011d), og i tillegg er det svært nærme det vi har satt som langsiktig likevektkurs på 6,00 kroner per dollar.

Vi har sammenstilt kraftkostnadene som CRU har anslått, og kan her presentere hvordan kraftprisene varierer på tvers av landegrensler (figur 40 og 41). Vi har gjort dette ved å regne ut gjennomsnittlig kraftkostnad for alle verk i de ulike landene og regionene. Tallene er ikke volumjustert. Vi mener at tallene likevel gir en god pekepinn på hvilke land og regioner som har de laveste kraftkostnadene og gjengir her verdiene vi fant for de tradisjonelt viktigste områdene for aluminiumsproduksjon:



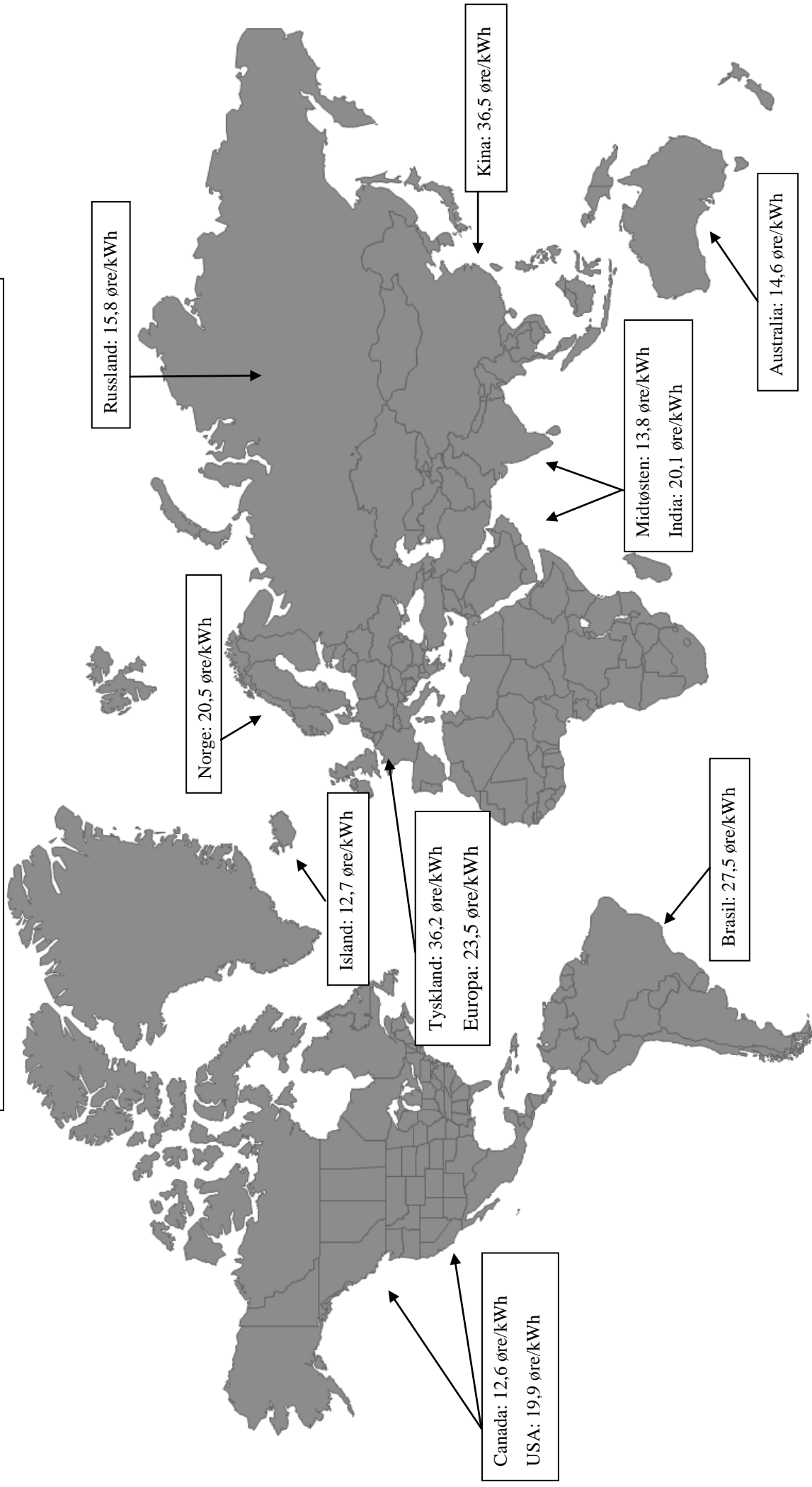
Figur 40: Gjennomsnittlige kraftpriser for aluminiumsindustri i ulike land og regioner.

Dette er også fremstilt i figuren på neste side:



## Gjennomsnittlige kraftkostnader

for aluminiumsprodusenter i ulike land og regioner (Basert på tall fra CRU (2011))



Figur 41: Kraftpriser i verden.

## Billigst i Canada, på Island og i Midtøsten

Gjennomgangen vår viser at kostnadene varierer til dels stort mellom land og mellom fabrikker innad i landene. Av de landene hvor aluminiumsprodusentene jevnt over realiserer de billigste kraftprisene finner vi Canada (ti aluminiumsverk), Island (tre aluminiumsverk), og Midtøsten (til sammen åtte aluminiumsverk i Qatar, Bahrain, Iran, Dubai, Oman og Abu Dhabi).

For eksempel finner vi i British Columbia i Canada et aluminiumsverk eid av Rio Tinto Alcan (RTA), som CRU mener betaler bare omtrent fire øre/kWh for kraften de benytter i produksjonen. Etter å ha undersøkt dette litt nærmere fant vi ut at aluminiumsverket det gjelder ligger i Kitimat i British Columbia, og er tilknyttet et vannkraftverk som er heleid av RTA. Om det eksisterer overføringskapasitet i kraftnettet i området har vi ikke funnet et eksplisitt svar på, men ved å se på kartet kan vi konstatere at det er store avstander i området, at det er lite bebygget, og at det er omtrent 100 mil til Vancouver som er nærmeste storby. I tillegg vet vi at British Columbia er et område med rikelig tilgang på vannkraftressurser. Derfor legger vi til grunn at det ikke eksisterer overføringskapasitet der, og at dette således må ses på som "fanget" kraft. Uansett vil kraftprisen på omtrent fire øre/kWh bety at kraftkostnaden per tonn aluminium utgjør mindre enn 100 dollar per tonn aluminium<sup>10</sup>.

I tillegg til Canada, peker også Island og Midtøsten seg ut som områder hvor aluminiumsindustrien har grunn til å være fornøyd med kraftprisene. Som tidligere nevnt er to av verdens største aluminiumsverk under bygging og oppstart i henholdsvis Qatar og Saudi-Arabia. På Island finner vi i dag tre verk. Det nyeste eies av Alcoa og nådde full produksjon i 2008. Det kan imidlertid bli spennende å se utviklingen i kraftprisene på Island, ettersom den islandske regjeringen - ifølge Dagens Næringsliv - helhjertet støtter en utredning av mulighetene for å bygge en gigantisk undersjøisk strømkabel til Skottland. Denne kabelen skal ha en kapasitet på 18 TWh, tilsvarende forbruket til fem millioner europeiske husstander. Ifølge avisen anslår myndighetene at 75 prosent av strømrressursene, nesten alt geotermisk fra blant annet vulkaner, er uutnyttet og de ser derfor et stort potensial i økte inntekter dersom de får til å eksportere kraften til det europeiske kontinentet (Dagens Næringsliv, 2011d).

---

<sup>10</sup> Kraftprisen ved Rio Tinto Alcan Kitimat i British Columbia i Canada oppgis til 0,006 USD/kWh. For å estimere kraftkostnaden per tonn aluminium setter vi opp følgende regnestykke: Kraftpris\*kraftforbruk per tonn aluminium: 0,006 USD/kWh \* 14 kWh/kg \* 1000 = 92,4 USD/tonn.

## **Dyrest i Tyskland og Kina**

I motsatt ende av kostnadsskalaen finner vi Hydros aluminiumsverk i Neuss, Tyskland. CRU anslår at kraftkostnadene i 2010 beløp seg til 5,71 euro-cent/kWh, noe som tilsvarer omtrent 46 øre/kWh når forholdet Euro/USD settes til 0,75 slik CRU legger til grunn. Dette innebærer at dersom elektrolyseovnene i Neuss forbruker 14 kWh/kg aluminium, vil energikostnaden alene utgjøre omtrent 1.100 dollar per tonn. Med en LME-pris på rundt 1.300 dollar da finanskrisen sto på som verst, er det da ikke vanskelig å skjønne at Hydro hadde god grunn til å stenge ned anlegget, noe de gjorde i februar 2009. Hydros konserndirektør for forretningsområdet Primærmess, Hilde Merethe Åsheim, bekrefter i en pressemelding fra februar 2009 at Neuss ligger i det øverste sjiktet av kostnadskurven til Hydro, og at verket ikke blir startet opp igjen med mindre rammevilkårene bedres i betydelig grad (Hydro, 2009b). To år etterpå er produksjonen i Neuss fortsatt nedstengt til tross for at aluminiumsprisen nå har steget til over 2.500 dollar per tonn.

Basert på tallene fra CRU kan vi anslå at den gjennomsnittlige kostnaden som aluminiumsverkene står overfor i Kina er 36,5 øre/kWh. Det verket i Kina som har de laveste kraftkostnadene er ifølge CRU et verk i provinsen Jiangsu, øst i Kina. Kraftkostnadene oppgis her til å være omtrent 27 øre/kWh.

## **Hvor bygges det i 2011?**

I forhold til hvor det faktisk bygges aluminiumsverk i dag er det helt klart Midtøsten, India og Kina som stikker seg fram som de mest aktuelle regionene å investere i. Som tidligere nevnt holder Hydro på å starte opp produksjonen ved Qatalum, og Alcoa er i ferd med å realisere Ma'aden i Saudi-Arabia. Begge disse anleggene har realopsjoner i form av nye byggetrinn etter at de første trinnene er gjennomført. Når det gjelder Kina er det ifølge CRU hele 12 aluminiumsverk under bygging der akkurat nå. Fra før eksisterer det 68 aluminiumsverk i landet. I India er det fem verk under konstruksjon akkurat nå. Ifølge statistikken er det derfor er det ingen tvil om at det er i de to sistnevnte landene aluminiumsindustrien vokser raskest. Og som vi viste tidligere i utredningen er det forventet at 50 prosent av etterspørselen etter primæraluminium vil komme fra Kina i 2020 (jf. figur 28 i avsnitt 8.1).

## **Dagens kraftpriser i Norge**

I Norge finner vi syv aluminiumsverk som CRU anslår har en gjennomsnittlig kraftkostnad på 21 øre/kWh. Vi ser her at dette tallet er noe lavere enn hva SSB opererer med: 23 øre/kWh (i 2008). Dog gjelder SSB sin statistikk metallindustrien generelt, og SSB oppgir som allerede

omtalt, at de antar noen av tallene de benytter i statistikken er feil rapportert. Dessuten stod amerikanske dollar sterkere mot norske kroner i 2008 (som SSB-statistikken er hentet fra).

Som vi allerede har skissert i avsnittene over, er det vanskelig å oppgi et eksakt prisnivå på kraftkontraktene som er tilgjengelige på markedet i dag. Når Statkraft sier til oss at de ikke kan gi bedre pekepinn enn at prisen ligger mellom ett og 100 øre blir vi nødt til å basere anslaget vårt på rykter og skjønn.

Generelt settes kontraktens prisnivå på grunnlag av blant annet varighet, størrelse, motpartsrisiko, konkurranseforhold i markedet, prisutsikter i framtiden og generelt styrkeforhold mellom de involverte aktørene (forhandlingsmakt). Både Norske Skog og Finnfjord har inngått kontrakter med Statkraft etter at den nye garantiordningen fra Staten ble etablert i 2010. Vi har hørt rykter om at prisen i sistnevnte avtale er satt til 28 øre/kWh, men har ikke klart å få bekreftet eller avkreftet dette. Avtalen har en ramme på 0,7 TWh per år og løper til utgangen av 2022 (Statkraft, 2010b). Som tidligere nevnt har mener aluminiumsindustrien at garantiordningen har liten eller ingen effekt for kraftprisen til store aluminiumsprodusenter som Hydro og Alcoa, ettersom motpartsrisikoen ved å inngå kraftavtaler med slike aktører er relativt lav.

Sammenlignet med nivået på systemprisen i Nord Pool er 28 øre/kWh lavt. Den tilsynelatende største fordelene Statkraft oppnår ved å knytte deler av sin portefølje opp i langsiktige avtaler er forutsigbarhet. Det taler for at Statkraft gir rabatt relativt til spotpris i slike kontrakter. Dessuten vil aktørene ha forventninger til hvordan kraftprisene skal utvikle seg framover. Dersom Statkraft forventer synkende priser i årene framover, betyr det vil være rasjonelt å inngå en kontrakt som har lavere prisnivå enn dagens spotpris. I kapittel 15 vil vi belyse hvordan kraftmarkedet i Norge ser ut til å utvikle seg i årene framover.

Siden det er mer eller mindre umulig for oss få bekreftet hvilke priser kraftleverandørene på det norske markedet setter overfor industrien, blir vi nødt til å gå videre i utredningen med et antatt prisnivå. Dette vil åpenbart være en svakhet ved investeringsanalysen vi vil sette opp senere i analysen, og følgene blir at nåverdiprofilen potensielt er misvisende. Men ettersom vi er i stand til å finne gode prisindikasjoner for de andre kostnadene som inngår i aluminiumsproduksjonen, vil vi kunne sette opp et regnestykke som svarer på hvor høy pris de norske produsentene kan tåle før investeringen genererer negativ netto nåverdi. Dette vil etter vår mening gi et minst like verdifullt resultat ettersom aluminiumsindustrien vil stå overfor et strategisk valg om å investere i Norge eller utlandet. Dersom en investering i Norge er

lønnsom i form av positiv nåverdi på investeringskalkylen, spiller dette liten rolle dersom investeringen er desto mer lønnsom hvis den blir foretatt i et annet land.

For regnestykkets skyld antar vi i utgangspunktet at aluminiumsprodusenter som vurderer å investere i Norge, kan gjøre dette med en kraftpris på 28 øre/kWh i planperioden (nominell 2011-verdi). Som tidligere beskrevet vil vi analysere viktigheten av kraftprisen ved å gjennomføre en sensitivitetsanalyse i kapittel 13.

### Dagens kraftpriser i Midtøsten

På samme måte som for den norske kraftprisen er det svært vanskelig for oss å avgjøre hva som er et korrekt nivå på markedsprisene på langsiktige kraftkontrakter i Midtøsten. For å forenkle utredningen velger vi å basere oss på de tallene vi har tilgjengelig fra CRU, og setter følgende kraftprisen i Midtøsten til 15 øre/kWh.

#### 9.9.6. Oppsummering av kraftkostnader

I dette delkapittelet har vi sett at det er svært vanskelig å finne detaljer om hvilke kraftpriser som er tilgjengelig for aluminiumsindustrien i Norge i 2011. Statistikk fra SSB tilsier at den *gjennomsnittlige* kostnaden var 23 øre/kWh i 2008. Videre viser analyser fra CRU at de norske aluminiumsverkene betaler i overkant av 20 øre/kWh i gjennomsnitt. Gamle kraftkontrakter på myndighetsbestemte vilkår trekker imidlertid gjennomsnittet ned i begge tilfeller, og estimatene viser dermed ikke et riktig bilde av hvilke kraftpriser som er gjeldende for nye kontrakter i 2011.

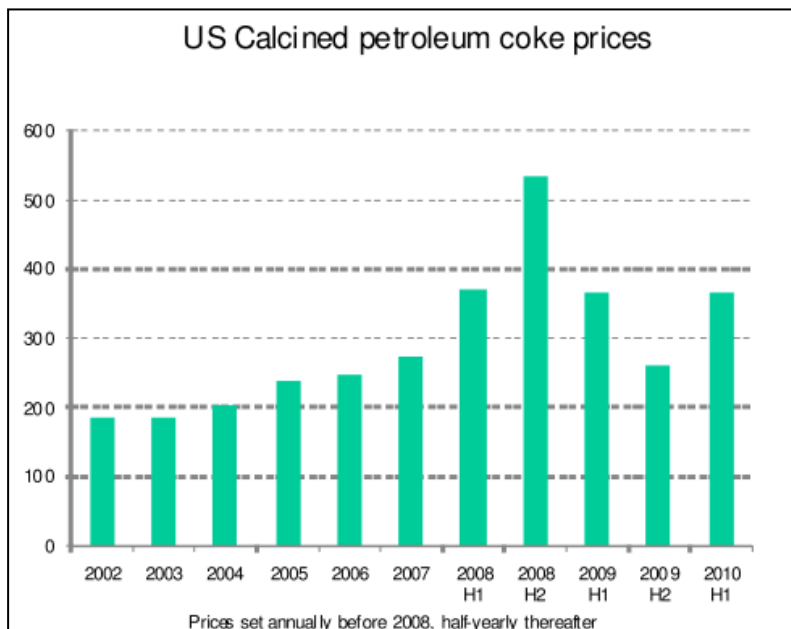
Vi konkluderer med at vi ikke klarer å finne eksakt nivå på kraftprisen i nye langsiktige kontrakter for aluminiumsindustrien i Norge i 2011. For å sette et opprinnelig nivå i vår budsjetterte kontantstrøm, baserer vi oss på et rykte om at 28 øre/kWh er et godt anslag. I Midtøsten baserer vi oss på analysen fra CRU, og setter prisen til 15 øre/kWh.

	Kostnadskomponent	Pris	Enhet	Forbruk/tonn aluminium	USD/tonn aluminium
<b>Norge</b>	Kraft	28	øre/kWh	13.200 kWh	<b>700</b>
<b>Midtøsten</b>	Kraft	15	øre/kWh	13.200 kWh	<b>330</b>

Tabell 13: Oppsummering av kraftkostnader.

## 9.10. E - Karbon

Vi forutsetter i vår utredning at det produseres prebake-anoder ved en anodefabrikk knyttet til verket, og at de da altså ikke kjøper ferdig produserte anoder. Kostnadsgruppen karbon består da hovedsakelig av kostnader knyttet til innkjøp av råvarene koks og bek. Som beskrevet i avsnitt 2.4.1 vil prisen på både koks og bek være gitt ut fra oljeprisen. På lik linje med olje og andre råvarepriser, falt prisen på koks og bek markant under finanskrisen i 2009. Den gjennomsnittlige koksprisen falt fra 492 dollar per tonn i 2008 til 270 dollar per tonn i 2009. Dette er illustrert i figur 42. Forventet kokspris er ventet å stabilisere seg på en pris rundt 400 dollar per tonn mellom 2010 og 2012 (CRU, 2010a). Dette anser vi som et representativt anslag, og setter prisen til 400 dollar per tonn koks i våre beregninger.



Figur 42: Historiske priser (i dollar) på petroleumskoks. Kilde: (CRU, 2010a).

Prisen på bek vil normalt ligge en del over prisen på koks, samtidig som den kan variere mellom forskjellige aluminiumsverk. Gitt våre kilders estimat for olje- og kokspris, og totale karbonkostnader fram mot 2011 og 2012, antar vi en bekpris på 650 dollar per tonn.

I tillegg til de direkte råvarekostnadene knyttet til koks og bek, vil det påløpe tilleggs-kostnader til for eksempel pakking og diverse varehåndtering. Slike kostnader vil naturlig variere noe fra land til land. Imidlertid er det vanlig at denne type kostnader utgjør et sted mellom 20 og 25 dollar per produsert tonn aluminium (CRU, 2010b).

Normalt vil det gå med omtrent 350 kg koks og 90 kg bek til produksjon av ett tonn aluminium (IAI, 2007). Dette betyr at den totale kostnaden per produserte tonn aluminium

knyttet til karbon, inkludert tilleggs kostnadene som vi for enkelhets skyld anslår til 21,5 dollar per tonn, vil være 220 dollar per tonn<sup>11</sup>. Dette samsvarer omtrent med det CRU forventer at denne kostnadsposten vil ligge på i 2011. Vi gjør oppmerksom på at kostnadene under denne posten er nettotall. Dette er mest relevant for våre verk, ettersom restene av brukte prebake-anoder kan støpes om og brukes som innsatsfaktor til nye anoder. I praksis vil prisen på råvarer under denne posten være gitt ut fra verksspesifikke kontakter, og kan derfor variere noe mellom verk. Vi ser for enkelhets skyld bort fra dette elementet i denne utredningen, og forutsetter at begge våre verk står overfor lik pris på kostnader knyttet til karbon.

	Kostnadskomponent	Pris	Enhet	Forbruk/tonn aluminium	USD/tonn aluminium
<b>Norge/ Midtøsten</b>	Koks	400	USD/tonn	0,35 tonn	140
	Bek	650	USD/tonn	0,09 tonn	58,5
	Tilleggs kostnader				21,5
	<b>SUM</b>				<b>220</b>

Tabell 14: Oppsummering av kostnader til karbon.

### 9.11. F - Elektrolysebad

Det elektrolytiske badet brukt i produksjon består hovedsakelig av fluorid og kryolitt. Bruken av kryolitt har de senere årene blitt redusert grunnet modernisering og teknologisk utvikling av elektrolyseovner. For eksempel bruker de mest moderne prebake-ovnene bruker ofte lite eller ingen kryolitt i det hele tatt.

Under finanskrisen falt prisen på fluorid fra anslagsvis 1.450 dollar per tonn i 2008, til 1.150 dollar per tonn i 2009. Det er ventet at prisen vil stige til rundt 1.300 dollar per tonn i 2011, som følge av økt produksjon og etterspørsel (CRU, 2010a). Vi vil derfor bruke en pris på 1.300 dollar per tonn fluorid i våre beregninger. Forbruket av fluorid i produksjonen varierer stort, men ligger som regel mellom ti og 30 kg per tonn. På bakgrunn av dette forutsetter vi et forbruk på 20 kg fluorid per tonn produsert aluminium.

I likhet med prisen på fluorid har kryolittprisen variert en del de siste årene. Det samme gjelder forbruket av kryolitt. Grunnet lavere forbruk de siste årene og forventet teknologisk

<sup>11</sup> Utregning:  $(\$400 \cdot 0,350) + (\$650 \cdot 0,090) + \$21,5 = \$220$

utvikling, vil vi anslå dette forbruket som nokså lavt. På bakgrunn av tall fra CRU anslår vi kryolittprisen til 1.000 dollar per tonn, og et forbruk av kryolitt i produksjon til fire kg per tonn aluminium. Med våre forutsetninger vil dette gi en samlet kostnad til elektrolysebad på 30 dollar per tonn<sup>12</sup> produsert aluminium.

Fra tid til annen benyttes det også andre stoffer for å forbedre badets egenskaper, alt etter hvilke interne krav man har til produksjonen. Vi anser imidlertid disse kostnadene som så små at vi ser bort fra dem i våre beregninger. I likhet med råvarene under karbon, forutsetter vi at våre to verk står overfor lik pris på kryolitt og fluorid, selv om prisene kan variere noe ut fra verksspesifikke kontrakter.

Kostnadskomponent		Pris	Enhet	Forbruk/tonn aluminium	USD/tonn aluminium
<b>Norge/ Midtøsten</b>	Kryolitt	1.000	USD/tonn	0,004 tonn	4
	Fluorid	1.300	USD/tonn	0,020 tonn	26
<b>SUM</b>					<b>30</b>

Tabell 15: Oppsummering av kostnader til elektrolysebad.

## 9.12. G - Støperi

Denne kostnadsgruppen omfatter kostnader som påløper ved drift av ovnene i støperiet - det vil si materialer, legeringsstoffer og forbrenningstap. Forbrenningstap oppstår som følge av oksidasjon (tæring av metaller), og fører til at en liten andel av inngående aluminium går tapt. Kostnader relatert til forbruk av gass til støpeovnene, og til frakt av flytende aluminium, inngår også i denne kostnadsgruppen.

Gjennomsnittlig størrelse på denne kostnadsgruppen var 63 dollar tonn i 2009. Året før var samme tallet over 90 dollar per tonn. Årsaken til denne store nedgangen var at prisene på legeringsstoffer og drivstoff kollapset i 2009 i forbindelse med den internasjonale finanskrisen. I 2010 opphentet prisene seg (til omtrent 71 dollar per tonn), og det er ventet en normal prisstigning videre framover mot 2012 (CRU, 2010a).

Det er naturlig at kostnader under denne posten varierer fra region til region, og følgelig ikke er identiske mellom Norge og Midtøsten. Vi anser imidlertid denne forskjellen, og kostnadsposten forøvrig, til å være av liten betydning i den store sammenheng. Vi forutsetter derfor for

<sup>12</sup> Utregning:  $(\$1.300 \cdot 0,020) + (\$1000 \cdot 0,004) = \$30$



enkelhets skyld at våre to verk har like støperikostnader, og setter dem til 75 dollar per tonn produsert aluminium.

Kostnadskomponent		USD/tonn aluminium
Norge/ Midtøsten	Støperikostnader	75

Tabell 16: Oppsummering av støperikostnader.

### 9.13. H - Drivstoff

Drivstoffkostnader omfatter all drivstoff og brensel forbundet med anodeproduksjon og generell bruk (utenom støperiet, jf. forrige avsnitt). Det vil si varme- og oljefyring, og drivstoff til kjøretøy som benyttes ved verket. Kostnader til drivstoff som trengs for å drifte renseanlegg er også inkludert.

Gjennomsnittlig ligger disse kostnadene på 20 dollar per tonn på verdensbasis i dag (CRU, 2010a). Prisen på kostnadselementene under denne posten vil naturligvis variere en del mellom regioner - særlig bensinprisen. Vi anser imidlertid denne kostnadsposten som så liten i forhold til det totale kostnadsbildet at vi velger å se bort fra disse forskjellene. På bakgrunn av dette velger vi å sette denne kostnadsposten til 20 dollar per tonn for begge våre verk.

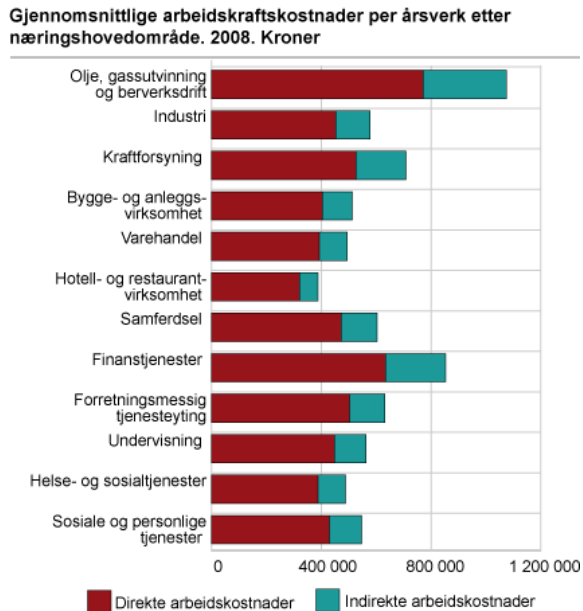
Kostnadskomponent		USD/tonn aluminium
Norge/ Midtøsten	Drivstoff	20
<b>Forutsetninger:</b>		
- Drivstoffkostnader til støpeovner i støperi er ekskludert.		

Tabell 17: Oppsummering av drivstoffkostnader.

### 9.14. I - Arbeidskraft

Arbeidskraftkostnader er arbeidsgivers samlede kostnader ved å sysselsette arbeidstakere. Kostnadene deles ofte inn i direkte og indirekte personalkostnader. Direkte personalkostnader omfatter utbetalt lønn, honorarer, feriepenger og andre kontantytelser. Indirekte personalkostnader omfatter blant annet naturalytelser, opplæringskostnader, arbeidsgiveravgift, trygdepremier, sykepenger og andre sosiale utgifter (NHO, 2009). I beregningen av kostnader til arbeidskraft, anslår vi de samlede arbeidskraftkostnadene for verkene som helhet.

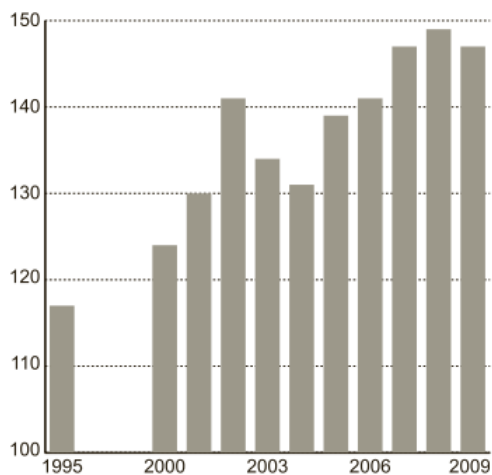
Tall fra SSB sin arbeidskraftsundersøkelse (AKU) i 2008, viser at gjennomsnittlige arbeidskraftkostnader per årsverk i industrien var 568.600 kroner. Av dette utgjorde de indirekte personalkostnadene 122.900 kroner (21,6prosent<sup>13</sup>). Figur 43 illustrerer forholdet mellom de direkte- og indirekte arbeidskraftkostnadene, og sammenligner nivået mellom de forskjellige næringsområdene i privat sektor i Norge.



Figur 43: Gjennomsnittlige arbeidskraftkostnader per årsverk etter næringsområde. Kilde: (SSB, 2010b).

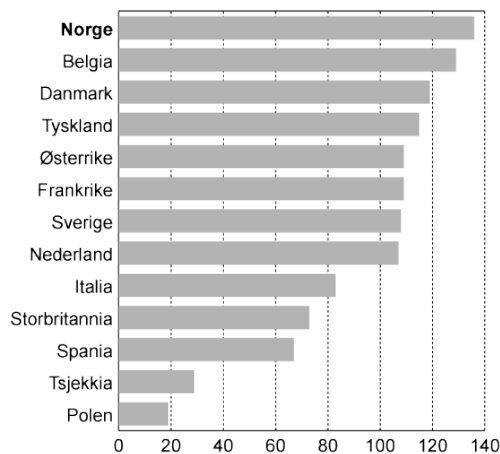
Vi ser at i forhold til andre næringsområder i Norge ligger lønningene i industrien på et gjennomsnittlig nivå. Sammenligner vi lønningene i industrien i Norge med Norges handelspartnere i Europa, ser vi at Norge har de høyeste lønnskostnadene per timeverk. Dette gjelder de rene lønnskostnadene, og ikke de samlede arbeidskraftkostnadene. Statistikken gjelder alle EU-land som er med i handelspartneraggregatet, bortsett fra Irland og Finland.

<sup>13</sup> Utregning:  $(122.900/568.600)*100=21,6 \%$



**Figur 44: Lønnskostnader per arbeidet time for industriarbeidere(operatører) i Norge i forhold til handelspartnerne. Handelspartnerne = 100. Kilde: (NOU, 2010)**

I 2009 var lønnskostnadene per time for *industriarbeidere* i Norge 47 prosent høyere enn hos handelspartnerne i EU (jf. figur 43), altså en del høyere enn for *alle arbeidere* på samme statistikk (36 prosent, jf. figur 44). Hovedgrunnen til denne forskjellen ligger sannsynligvis i at den norske lønnsstrukturen er mer sammenpresset enn i resten av Europa og verden for øvrig. Sammenlignet med resten av verden ligger arbeiderlønningene høyt, mens lederlønningene er lave (NOU, 2010).

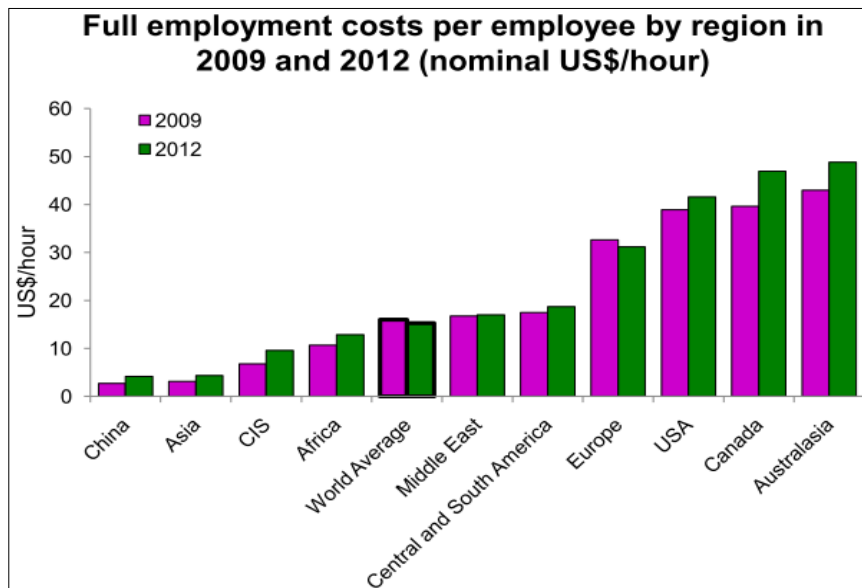


**Figur 45: Lønnskostnader per timeverk i Norge i forhold til de norske handelspartnere i EU i 2009 for alle ansatte i industrien. Handelspartnere i figuren = 100. Kilde: (NOU, 2010).**

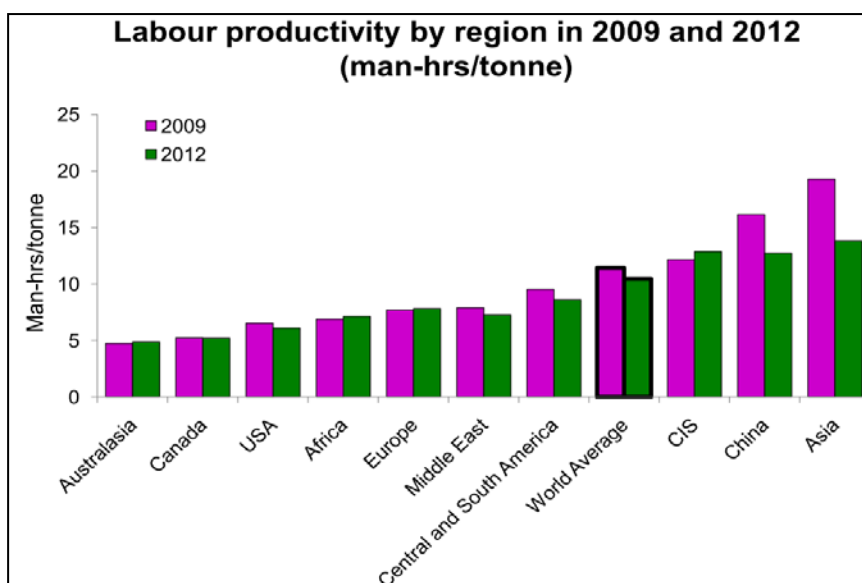
Når vi i vår analyse tar for oss en tenkt investering av et aluminiumsverk i Norge, vil lønnskostnadene ha liten betydning i forhold til om vi hadde valgt et annet høyt utviklet industri-land i Europa. Som det fremgår av figur 43 gjelder dette land i Midt-, Vest- og Nord-Europa. Land i den østre delen av Europa ligger, ikke overraskende, ganske mye lavere på lønnskostnader.

Når vi skal gjøre anslag for arbeidskraftkostnader i vår investeringsanalyse er det ikke nødvendigvis lønnskostnadene per timeverk som avgjørende, men lønnskostnader per produsert enhet, altså lønnsproduktiviteten. Ved denne sammenligningen tas det hensyn til variasjoner i produktivitet mellom ulike lokaliteter når vi vurderer arbeidskraftkostnadene.

Figur 44 og 45 viser at det er stor forskjell i både arbeidskraftkostnader og lønnsproduktiviteten mellom forskjellige aluminiumsverk, fordelt på regioner i verden.



Figur 46: Arbeidskraftkostnader per ansatt i 2009 og 2012 fordelt på regioner. Kilde: (CRU, 2010a).



Figur 47: Lønnsproduktiviteten i 2009 og 2012 fordelt på regioner. Kilde: (CRU, 2010a).

For vår analyses del ser vi at det er små forskjeller i lønnsproduktiviteten mellom Europa og Midtøsten. I 2012 er lønnsproduktiviteten ventet å være henholdsvis cirka åtte og syv timer

per tonn (CRU, 2010a). Med andre ord er det forventet at arbeiderne i Midtøsten skal være mer produktive enn sine europeiske kollegaer i 2012. Det kan nok argumenteres for at norske arbeidere er mer produktive enn snittet for Europa, og at vi dermed burde benytte en lavere sats når vi regner ut de totale lønnskostnadene i Norge, målt i dollar per tonn produsert aluminium. For analysen velger vi i utgangspunktet å benytte oss av tallene fra CRU. Imidlertid vil vi se hvor avgjørende lønnskostnadene er for prosjektets lønnsomhet ved å gjennomføre en sensitivitetsanalyse i avsnitt 13.4.

I motsetning til produktiviteten er forskjellene i de samlede arbeidskraftkostnader per time vesentlig større. I Midtøsten ligger denne kostnaden på rundt 17 dollar, mens for Europa er samme tallet omtrent 30.

Antar vi at alle kostnader forbundet med lønn inngår i disse tallene, vil de totale lønnskostnadene per tonn produsert være cirka 120 dollar for Midtøsten, og 240 dollar for Europa<sup>14</sup>. Vi gjør oppmerksom på at tallene kun er et gjennomsnitt for hver region, og at tallene kan variere signifikant mellom land innenfor regionen. Slike forskjeller har vi på mange måter gjort rede for i diskusjonen over. Norge har høyere lønnskostnader per time, men samtidig har de som nevnt sannsynligvis høyere lønnsproduktivitet. På bakgrunn av dette kan vi argumentere for at Norge totalt sett ligger nær gjennomsnittet for totale arbeidskraftkostnader i Europa sett under ett, og at våre anslag derfor kan ses på som representative. Videre forutsetter vi at lønnskostnadene omfatter alle kostnader forbundet med lønn over hele anlegget, det vil si i elektrolyse, ved anodefabrikk, til vedlikehold, i støperi og til administrativt arbeid.

	Kostnadskomponent	Produktivitet	Enhet	Lønnskost	Enhet	USD/tonn aluminium
<b>Norge</b>	Arbeidskraft	8	Timer/tonn	30	USD/time	<b>240</b>
<b>Midtøsten</b>	Arbeidskraft	7	Timer/tonn	17	USD/time	<b>120</b>

Tabell 18: Oppsummering av arbeidskraftkostnader.

## 9.15. J - Omfôring av celler

Kostnader knyttet til omfôring av celler omfatter kun materialkostnader. Lønnskostnader som påløper ved omfôring er inkludert under punktet I- arbeidskraft.

<sup>14</sup> Utrekninger:  $(\$17 \cdot 7) \approx \$120$ ;  $(\$30 \cdot 8) = \$240$

Katodene brukt i elektrolyseovnene må omføres etter et visst antall dagers produksjon, hovedsakelig på grunn av slitasje fra den flytende aluminiumen og den høye strømføringen. Dette medfører at man må tilføre nytt stål, nye katodeblokker og sideveggblokker til katoden, før den kan gjeninstalleres. Tiden man regner at en katode kan brukes før den må fôres om varierer ut fra produksjonsteknologien. Her er søderberg mer effektiv enn prebake. Ved søderberg-verk regner man cirka 2.800 dager før man må omføre, mens prebake-ovner ligger på mellom 2.100 og 2.400 dager. Det eksakte tallet her vil imidlertid ikke påvirke våre beregninger for denne kostnadsposten, da vi tar utgangspunkt i gjennomsnittskostnaden verden over.

Det er ventet at gjennomsnittskostnaden ved omføring verden over vil forholde seg stabil de neste to årene, og ligge på omtrent 30 per tonn produsert aluminium (CRU, 2010a). Tall fra CRU viser også at det generelt er liten forskjell i omføringskostnader mellom Europa og Midtøsten. For begge våre lokasjoner vil vi derfor sette denne kostnadsposten til 30 per tonn.

	Kostnadskomponent	USD/tonn aluminium
<b>Norge/ Midtøsten</b>	Omføring av celler	<b>30</b>

Tabell 19: Oppsummering av kostnader til omføring av celler.

## 9.16. K - Driftsinvesteringer

Driftsinvesteringer skal dekke materialkostnader til utskiftninger og store reparasjoner av for eksempel kraner, elektrolyseceller, likerettere, renseanlegg og bygninger. For å opprettholde anleggets funksjonalitet, og som kompensasjon for slitasje på driftsmidlene, er det nødvendig med investeringer underveis i driften. Det er vanskelig å anslå eksakte tall på slike investeringer for hvert år. Fra Hydros investorkontaktavdeling får vi oppgitt at deres årlige driftsinvesteringer utgjør 20 millioner dollar årlig. Dette tilsvarer 34 dollar per tonn; identisk verdensgjennomsnittet for alle smelteverk i 2010 (CRU, 2010a). For enkelhets skyld runder vi opp, og forutsetter driftsinvesteringer på 35 dollar per tonn produsert aluminium for våre to verk.

	Kostnadskomponent	USD/tonn aluminium
<b>Norge/ Midtøsten</b>	Driftsinvesteringer	<b>35</b>

Tabell 20: Oppsummering av driftsinvesteringer.

## 9.17. L - Administrasjon

Overheadkostnader omfatter kostnader til salg og forskning og utvikling, samt kostnader knyttet til den finansielle og juridiske driften av verket. Kostnader forbundet med markedsføring og til betaling av diverse avgifter, kommer også inn under denne posten.

Kostnadsstørrelsen på administrasjonskostnader fluktuierer lite, og er ventet å være stabil også i tiden framover. Fra en gjennomsnittlig kostnad på 17,2 dollar per tonn i 2008, og 18 per tonn i 2009, er det ventet en liten nedgang fram mot 2012 (CRU, 2010a). Vi antar derfor i våre beregninger at administrasjonskostnader utgjør 17 dollar per tonn produsert aluminium. Samtidig forutsetter vi at disse kostnadene er like for våre to lokasjoner, selv om det i praksis vanligvis vil være en forskjell i administrasjonskostnader mellom regioner. At kostnadene i tillegg utgjør en nokså liten andel av det totale kostnadsbildet, er også en årsak til at vi ikke fokuserer ytterligere på å differensiere kostnadsstørrelsen mellom våre to lokasjoner.

Kostnadskomponent		USD/tonn aluminium
Norge/ Midtøsten	Administrasjon	17

Tabell 21: Oppsummering av administrasjonskostnader.

## 9.18. M - Finansiering

Vi har forutsatt at verket vi analyserer lønnsomheten av skal finansieres med 40 prosent gjeld som avdras etter annuitetsmetoden (etterskuddsannuitet) med to års avdragsfrihet og deretter avdrag over 20 år. Ved å sette opp disse vilkårene beregner Excel at annuiteten utgjør 106 millioner dollar i året (tabell 22). Vi forutsetter at produsenten står overfor de samme vilkårene for finansiering uansett om verket bygges i Norge eller om det bygges i Midtøsten.

Totale anleggsinvesteringer	Lånebehov	Avdragstid (år)	Avdragsfrihet (år)	Rente p.a.	Terminer/år	Annuitet
3200	1280	22	2	6 %	1	106

Tabell 22: Utregning av annuitet.

Nedbetalingsplanen for de første syv årene av planperioden er gjengitt i den neste tabellen:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Inngående balanse</b>	1280	1280	1280	1251	1219	1186	1151
<b>Renter</b>	77	77	77	75	73	71	69
<b>Avdrag</b>	0	0	29	31	33	35	37
<b>Restgjeld</b>	1280	1280	1251	1219	1186	1151	1114

Tabell 23: Nedbetalingsplan for lånet, de første syv årene av planperioden.

Legg merke til at avdragsfrihet de første to årene av planperioden gjør at selskapet betaler kun renter de første to årene.

### 9.19. N - Skatt

Skattesatsen for norske selskaper er som kjent 28 prosent, og det skattes kun av positivt resultat før skatt. For vårt norske verk vil vi derfor bruke denne satsen for beregning av skatt. På grunn av at vi ikke tar utgangspunkt i et bestemt land, men Midtøsten generelt for vårt andre verk, blir det verre å anslå en passende skattesats for dette verket. De to landene vi anser som mest representative for investering av et aluminiumsverk i Midtøsten - Qatar og Saudi Arabia - har i likhet med mange andre Midtøsten-land vært gjenstand for et nytt regime innen selskapsbeskatning de siste årene. Dette er illustrert i tabell 22, og gjelder i all hovedsak endringer som har trådd i kraft fra 2004 til i dag.

Qatar har fra 1. januar 2010 innført en flat selskapsskatt på ti prosent, redusert fra 35 prosent som tidligere var høyeste skattesats (The National, 2010). Saudi Arabia har på sin side redusert skattesatsen gradvis. Fram til 2001 hadde de en høyeste skattesats på 45 prosent, som da ble redusert til 30 prosent. Skattesatsen ble igjen redusert i 2006, denne gang til 20 prosent. På lik linje med Qatar opererer Saudi Arabia i 2011 med en flat skattesats på selskapers overskudd. Vi nevner i tillegg at lokale selskaper i Saudi Arabia som ikke blir berørt av selskapsskatten, er pålagt en religiøs velferdsskatt (Zakat) på 2,5 prosent (KPMG, 2010).

Selskapsskattesats		
Land	Før	Nå
<b>Bahrain</b>	0 %	0 %
<b>Qatar</b>	35 %	10 %
<b>Oman</b>	30 %	12 %
<b>Kuwait</b>	55 %	15 %
<b>Egypt</b>	40 %	20 %
<b>Saudi Arabia</b>	45 %	20 %
<b>Syria</b>	45 %	28 %

Tabell 24: Selskapsskattesats i noen utvalgte Midtøsten-land, før og nå. Kilde: (KPMG, 2010)



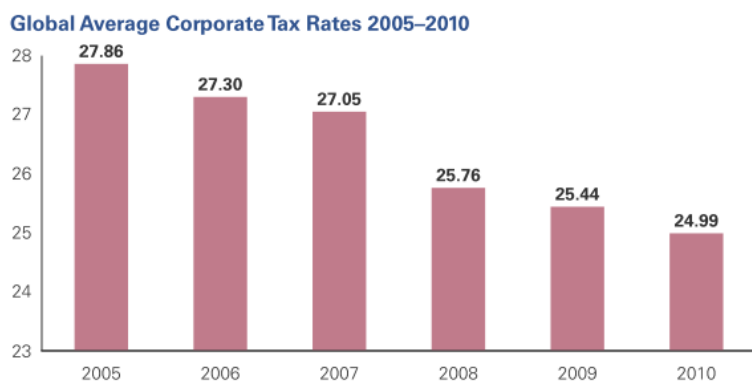
Flesteparten av landene har endret skatteregime ene og alene for å gjøre landet mer attraktivt for utenlandske selskaper som ønsker å gjøre investeringer. Lempningen av skatte- og selskapsregler i disse landene er ventet å fortsette også de neste årene, og man har allerede sett resultater av dem i form av økte investeringer og flere registrerte selskaper. Reglene som tidligere var svært strenge overfor utenlandske selskaper er nå endret. Selskapene har mer kontroll over driften, og eierne har nå større muligheter for å trekke ut profitt.

Til sammenligning har mange europeiske og asiatiske land holdt sine skattesatser fast på et mye høyere nivå.

Selskapsskattesats	
Land	Sats
<b>Kina</b>	25,00 %
<b>Nederland</b>	25,50 %
<b>New Zealand</b>	28,00 %
<b>Storbritannia</b>	28,00 %
<b>Tyskland</b>	29,80 %
<b>Australia</b>	30,00 %
<b>Spania</b>	30,00 %
<b>Frankrike</b>	33,33 %
<b>Japan</b>	40,69 %

Tabell 25: Selskapsskattesats i utvalgte land<sup>15</sup> (KPMG, 2010)

Samtidig viser beregninger fra KPMG (2010) at den globale gjennomsnittsskatten for selskaper har blitt redusert hvert år fra 2005, og ligger på 25 prosent i dag (jf. figur 46).



Figur 48: Global gjennomsnittlig selskapsskattesats. Kilde: (KPMG, 2010)

<sup>15</sup> I praksis vil skattesatsen i noen av landene være mer kompliserte enn det som fremgår av tabellen. I de land det gjelder vil skattesatsen typisk være avhengig av størrelsen på inntekt og resultat.

På bakgrunn av disse satsene fremstår Midtøsten, fra et selskapsøkonomisk ståsted, som mer attraktivt for investeringer enn Norge og andre europeiske land. Skattesatsen har betydning for resultat etter skatt, og vil følgelig også påvirke nåverdien av et investeringsprosjekt; særlig når det er snakk om investeringer på flere titalls milliarder kroner. For å se hvor mye skattesatsen betyr for lønnsomheten av vårt verk i Midtøsten, vil vi foreta en sensitivitetsanalyse ved forskjellige skattesatser. I utgangspunktet setter vi skattesatsen i Midtøsten til ti prosent. Den norske skattesatsen vil vi ikke foreta en konkret sensitivitetsanalyse på, da vi ikke anser det som særlig sannsynlig at denne vil endres i overskuelig framtid. Likevel vil vi i avsnitt 14.1 oppsummere hvor mye forskjellene i forutsetningene for våre to verk utgjør i nåverdi, og foretar således en liten sensitivitetsanalyse på den norske skattesatsen i forhold til for vårt verk i Midtøsten.

## **9.20. O - Arbeidskapital**

Et aluminiumsverk trenger et råvarelager og et ferdigvarelager for å kunne opprettholde produksjonen og betjene kundene sine i tide. Dessuten vil det til enhver tid være varer i arbeid. Dette binder opp kapital. Videre vil det bindes kapital i kundefordringer ettersom kundene sjelden betaler kontant. På den andre siden betaler heller ikke aluminiumsprodusenten sine leverandører kontant, noe som isolert sett reduserer behovet for arbeidskapital.

Når vi i det følgende skal beregne nødvendig investering i arbeidskapital for investeringsprosjektet vårt må vi gjøre noen forutsetninger om hvor lenge ferdigvarene ligger på lager før de når kunden. Disse vil vi redegjøre for i de kommende avsnittene.

### **9.20.1. Ferdigvarelager**

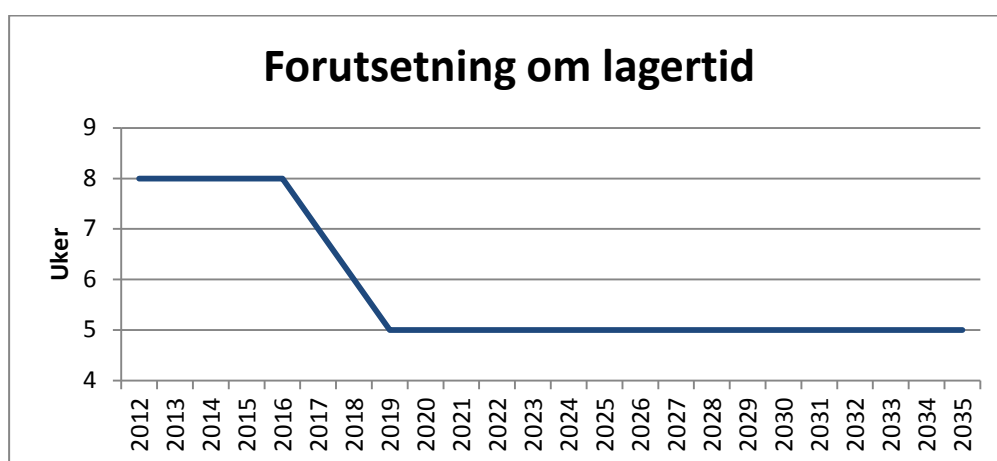
Ifølge Hydro og CRU førte overproduksjon under finanskrisen til at tiden det tar fra aluminium blir produsert til produktene når kunden, lagertid, økte fra omtrent fire uker i første kvartal 2008 til ti uker i første kvartal 2009 (jf. figur 27). For første kvartal 2011 rapporterte Hydro at lagertiden var omtrent åtte uker (Hydro, 2011c). Denne endringen reflekterer at produksjonen på verdensbasis fortsatt overgår etterspørselen etter aluminium, men at gapet har minket.

Hvordan lagertiden vil utvikle seg i framtiden er det vanskelig for oss å si noe sikkert om. Imidlertid rapporterer Hydro på sin kvartalspresentasjon for første kvartal i 2011 om at lagertiden tenderer nedover i takt med at markedene gradvis bedrer seg og at etterspørselen

etter aluminium tar seg opp i kjølvannet av finanskrisen (Hydro, 2011c). Hvor fort og hvor langt ned lagertiden kommer til å gå er det ingen som vet. En viktig faktor som spiller inn i dette bildet er at det i dag eksisterer omtrent 1,2 millioner tonn midlertidig nedstengt produksjonskapasitet rundt om i verden. Samtidig er det 1,2 millioner tonn nedstengt kapasitet som har blitt startet opp igjen etter finanskrisen, eller som er i ferd med å bli startet opp igjen (Hydro, 2011c). Dersom produsentene forventer kortere lagertid og høyere LME-pris vil flere av disse produksjonslinjene starte opp igjen. Dette ser vi for eksempel i Sunndal hvor Hydro besluttet å starte opp igjen produksjonen ved den såkalte SU3 produksjonslinjen. Denne produksjonslinjen har en kapasitet på rundt 100.000 tonn primæraluminium og handlingen vil isolert sett bidra til å forsinke prosessen med å redusere gapet mellom produksjon og etterspørsel på verdensmarkedet.

Likevel forventer selskapet av lagertiden vil reduseres: Kjetil Ebbesberg, konserndirektør for forretningsområdet Metal Markets i Hydro, sa til Bloomberg i midten av mai at selskapet forventer at overkapasiteten i markedet skal reduseres som følge av underliggende etterspørselsvekst og at lagertiden derfor vil fortsette å tendere nedover (Bloomberg, 2011).

I vår analyse legger vi til grunn at lagertiden vil holde seg på gjennomsnittlig åtte uker de fem første årene av planperioden (2012-2016) ettersom vi forventer at produksjonskapasiteten vil øke like raskt som etterspørselen på grunn av oppstart av nye og gamle, nedstengte verk. Deretter forutsetter vi at lagertiden reduseres med en uke årlig til den stabiliserer seg på fem uker i resten av planperioden. Dette er gjengitt i figur 49:



Figur 49: Antall uker aluminium ligger på lager før det når kunden.

### **9.20.2. Verdssettelse av innsatsfaktorer og varelager**

Bøhren og Gjærum (2009) skriver at verdsettelse av ulike balanseposter et sentralt tema i regnskapsfaget og at det kan argumenteres for at både ferdigvarelager og kundefordringer skal verdsettes til selvkost. Dette tar vi til følge, og verdsetter følgelig varelageret til selvkost (jf. selvkostkalkylen i avsnitt 9.1). Verdien på råvarelagrene setter vi til innkjøpspris.

Følgene av endringen i lagertid er at vi må regne oss fram til nivået på arbeidskapitalen i prosent av omsetningen i flere omganger ettersom denne blir direkte påvirket av lagertiden.

### **9.20.3. Øvrige forutsetninger om arbeidskapital**

Vi får opplyst fra Hydros kommunikasjonsavdeling at som følge av økt fokusering i bransjen på å redusere arbeidskapitalen har Hydro nå redusert råvarelageret av alumina til mellom to og tre uker. Ifølge informasjonssjef ved Hydros aluminiumsverk i Sunndal, Jon Kristian Schnell, var så lav lagerdekning utenkelig for bare få år siden ettersom verkene blir sårbare for uforutsette hendelser med skipene som frakter alumina fra raffineri til elektrolysen. Schnell opplyser om at for å øke leveringssikkerheten, og samtidig holde kostnadene nede, har de syv norske aluminiumsverkene gått sammen i en felles avtale om at dersom ett av verkene får problemer med leveringssikkerheten kan de låne råvarer av hverandre og på den måten stå trygt samlet. Følgelig forutsetter vi 2,5 uker bindingstid for alumina. De øvrige råvarene forutsetter vi tre uker bindingstid på. Vi forutsetter også at kunder betaler netto per fire uker og at produsenten har tilsvarende betingelser på sin leverandørgjeld.

Tabell 26 viser våre beregninger for nødvendig investering i arbeidskapital i 2014 når verket skal produsere 100.000 tonn. Alle kostnadsposter er oppgitt i nominelle størrelser.

## Beregning av arbeidskapital i 2014

		Nominelle	
	Forbruk	størrelser	Benevning
Produksjonskapasitet		100 000	tonn/år
Aluminiumspris		2 692	USD/tonn
Premium		388	USD/tonn
Realisert aluminiumspris		3 080	USD/tonn
Selvkost aluminium		2 252	USD/tonn
Alumina	1,923 tonn/tonn	390	USD/tonn råvare
Kryolitt	4 kg/tonn	32	USD/tonn råvare
Fluorid	20 kg/tonn	1 400	USD/tonn råvare
Koks	350 kg/tonn	431	USD/tonn råvare
Bek	90 kg/tonn	754	USD/tonn råvare
Omsetning (produksjon*realisert pris)		308	mill. USD/år

Innsatsfaktorer	Volum/år, tonn	Volum/uke, tonn	Bindingstid, uker	Beholdning, tonn	Verdi pr. tonn, USD	Verdi, mill. USD
Alumina	192 300	3 698	2,5	9 245	390	3,61
Fluorid	2 000	38	3,0	115	1 400	0,16
Kryolitt	400	8	3,0	23	1 000	0,02
Koks	35 000	673	3,0	2 019	431	0,87
Bek	9 000	173	3,0	519	754	0,39
Ferdigvarelager	100 000	1 923	8	15 385	2 252	34,65
Kundefordringer	100 000	1 923	4	7 692	3 080	23,69
Leverandørgjeld alumina	192 300	3 698	4	14 792	390	-5,77
Leverandørgjeld kryolitt	400	8	4	31	1 000	-0,03
Leverandørgjeld fluorid	2 000	38	4	154	1 400	-0,22
Leverandørgjeld koks	35 000	673	4	2 692	431	-1,16
Leverandørgjeld bek	9 000	173	4	692	754	-0,52
<b>Arbeidskapital</b>						<b>55,7</b>
<b>Arbeidskapitalprosent</b>						<b>18,1 %</b>

Tabell 26: Investering i arbeidskapital i 2014.

I takt med at omsetningen øker og at lagertiden går ned endres nødvendig investering i arbeidskapital. Vi har derfor gjennomført tilsvarende beregning for senere år. Resultatene våre er gjengitt i tabell 27:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Omsetning	308	947	1 294	1 327	1 360	1 394	1 429
Arbeidskapitalprosent	18,1 %	18,1 %	18,1 %	16,7 %	15,3 %	13,9 %	13,9 %
Arbeidskapital	56	172	234	222	208	193	198
Endring arbeidskapital	56	116	63	-13	-14	-14	5

Tabell 27: Arbeidskapital første syv produksjonsår (tall i millioner dollar).

Vi ser at behovet for arbeidskapital øker i takt med produksjonsøkningen fra 2014-2016. Deretter reduseres behovet, både absolutt og som andel av omsetningen, ettersom lagertiden

reduseres fram mot 2019. Etter 2019 er arbeidskapitalprosenten konstant noe som gjør at endringen i arbeidskapital igjen blir positiv ettersom vi operer med nominelle størrelser.

Fremgangsmåten for å finne nødvendig investering i arbeidskapital for verket i Midtøsten vil være helt lik (se tabell 28). Men ettersom selvkost er ulik mellom verkene i Norge og Midtøsten, blir arbeidskapitalen påvirket gjennom bindingen i lagertid. Lavere selvkost betyr da at verket i Midtøsten har behov for lavere investeringer i arbeidskapital.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Omsetning	308	947	1 294	1 327	1 360	1 394	1 429
Arbeidskapitalprosent	15,9 %	15,9 %	15,9 %	15 %	14 %	13 %	13 %
Arbeidskapital	49	151	206	196	185	174	179
Endring arbeidskapital	49	102	55	-10	-11	-11	4

Tabell 28: Arbeidskapital første syv produksjonsår i Midtøsten (tall i millioner dollar).

## 10. AVKASTNINGSKRAV

Avkastningskravet inngår i nevneren i formelen for netto nåverdi (jf. formelen i innledningen til kapittel 6).

På samme måte som råvarene brukt til produksjon, kan kapital regnes som en knapp ressurs. Derfor er det viktig å regne en pris på kapitalen som bindes i prosjektet: kapitalkostnaden. Kapitalkostnaden representerer med andre ord "konsumet" av kapital for hver enkelt periode. Det spesielle med kapitalkostnaden i forhold til andre innsatsfaktorer, er at kapitalkostnaden blir tatt hensyn til via diskonteringsrenten - avkastningskravet.

Kapitalkostnaden regnes ut fra formelen om vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad etter skatt (WACC<sup>16</sup>). WACC vektet egenkapitalandelen og dens avkastningskrav(egenkapitalkravet), med gjeldsandelen og gjeldskravet korrigert for skatt. For å regne ut et korrekt avkastningskrav trenger vi informasjon om egenkapitalkrav, lånerente og skattesats.

$$WACC = k_{EK} \cdot w_{EK} + k_G(1 - t) \cdot w_G$$

$k_{EK}$  –egenkapitalkrav

$k_G$  –lånerente/gjeldskrav

$w_{EK}$  –egenkapitalandel

$w_G$  –gjeldsandel

$t$  –skattesats

<sup>16</sup> Weighted Average Cost of Capital

Egenkapitalkravet fremgår av kapitalverdimodellen (CAPM<sup>17</sup>), der man igjen trenger informasjon om risikofri rente, prosjektets betaverdi og markedsavkastning.

$$k_{EK} = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

$r_f$  – risikofri rente

$r_m$  – markedsavkastning

$\beta$  – prosjektets betaverdi

$(r_m - r_f)$  – markedets risikopremie

I de neste avsnittene vil vi gjøre rede for alle variablene vi trenger for regne ut avkastningskravene for våre to verk. Vi begynner med å gjøre anslag for variablene i CAPM, som vi trenger for å regne ut egenkapitalkravet. Deretter går vi inn på variablene for utregning av WACC. Til slutt oppsummerer vi alle forutsetningen i en tabell, og regner ut avkastningskravene vi vil benytte i den videre analysen.

### 10.1. Risikofri rente

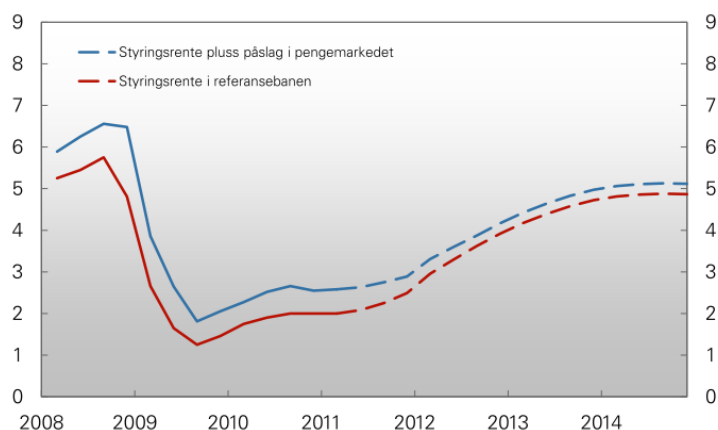
Risikofri rente blir regnet som den avkastning man får på et sikkert, risikofritt aktivum. I Norge benyttes ofte den effektive renten på statsobligasjoner med lang løpetid som mål på risikofri rente. Den effektive rentesatsen på tiårs statsobligasjoner på Oslo Børs lå i 2010 på gjennomsnittlig 3,5 prosent (Norges Bank, 2011a). For investeringer med lang tidshorison vil det være hensiktsmessig å kalkulere med en mest mulig stabil risikofri rente i planperioden. Kortsiktige eller konjunktuelle variasjoner i rentenivået bør i minst mulig grad slå ut i avkastningskravet. Dette gjør at renter på tiårs statsobligasjoner ikke nødvendigvis er representative.

Norges Bank forventer en økning i rentenivået de neste årene (jf. figur 48), noe som også gir en forventning om en økning i langsiktige renter.

En ”normal” norsk risikofri rente blir oppgitt til fem prosent - regnet som summen av Norges Banks inflasjonsmål på 2,5 prosent og en langsiktig ”nøytral” realrente på 2,5 prosent (Johnsen, 2010). Vi anser dette som et fornuftig og representativt anslag for en investering med lang tidshorison, og vil bruke en risikofri rente på fem prosent i våre beregninger.

---

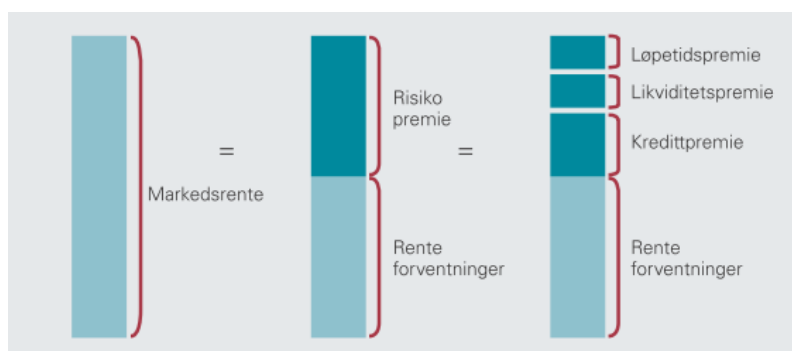
<sup>17</sup> Capital Asset Pricing Model



Figur 50: Styrringsrente og referansebane. Kilde: (Norges Bank, 2011b)

## 10.2. Markedets risikopremie

Markedets risikopremie er som vist i formelen for egenkapitalkravet lik differansen mellom den forventede markedsavkastningen og risikofri rente. Dette er et mål på investorens krav til ekstraavkastning i forhold til en risikofri investering. Risikopremie oppstår som følge av at risikoaverse markedsaktører krever en kompensasjon for å investere i et produkt. Kompensasjonen blir til i form av et risikotillegg. Det er vanskelig å anslå eksakt størrelse på risikopremier, siden de ikke er direkte observerbare i markedet. En rente består av ulike elementer, ifølge finasteorien (Valseth, 2003). Figur 51 illustrerer hvordan markedsrenten består av forventinger om framtidig rente, i tillegg til en risikopremie. Videre kan risikopremien deles opp i tre ulike former for risiko: løpetidsrisiko, likviditetsrisiko, og kredittrisiko.



Figur 51: Risikopremier i rentemarkedet. Kilde: (Olsen & Midtskogen, 2011)

### 10.2.1. Løpetidspremie

Løpetidspremien oppstår som følge av at framtidig rente ikke er kjent. Den er ment å representere risikoen for at rentenivået skal utvikle seg ugunstig for investor i løpet av investeringsperioden. På grunn av usikkerheten rundt framtidig renteutvikling, vil renterisiko oppstå når en investor ikke har samme investeringshorisont som rentens løpetid.



### 10.2.2. Likviditetspremie

Likviditetspremien representerer risikoen for å eie et renteinstrument som er lite likvid. Det vil si at det er vanskelig å omsette i et andrehåndsmarked som er lite, har lav omsetning, og der det er stor forskjell mellom kjøps- og salgspris (Valseth, 2003). Renten på instrumenter som er lite likvide er høyere enn renten på mer likvide instrumenter.

### 10.2.3. Kredittpremie

Risikokompensasjon for at motparten ikke kan gjøre opp for seg, motpartsrisiko, er representert ved kredittpremien. Synker kredittvurderingen til låntaker, vil kredittpremien øke (Olsen & Midtskogen, 2011).

### 10.2.4. Anslag for risikopremien

Historiske data blir ofte anvendt for å angi risikopremien, og internasjonalt ligger denne i intervallet tre til seks prosent for aksjer (Johnsen, 2009). For å finne representative risikopremier for Norge og Midtøsten, bruker vi beregninger utført av Aswath Damodaran for NYU Stern<sup>18</sup> i januar 2011 (tabell 29). Tallene tar utgangspunkt i analyseselskapet Moody's rating av obligasjoner. Ratingen er ment å representere langsiktig risiko i det enkelte land. Land med obligasjoner av høyeste rating (Aaa), er de med minst risiko for misligholdelse. Videre beregnes det en risikopremie for det enkelte land (*country risk premium*) ut fra ratingen og en standard risikofri rente (lange statsobligasjoner). Deretter blir *country risk premiumen* lagt til en risikopremie basert på historiske tall for et velutviklet aksjemarked, i dette tilfellet tall fra USA, for å komme fram til den totale risikopremien for det aktuelle landet.

Norge og USA er blant landene som har høyest rating. *Country risk premium* er lik null, og den totale risikopremien er på fem prosentpoeng.

<i>Country</i>	<i>Region</i>	<i>Long-Term Rating</i>	<i>Total Risk Premium</i>	<i>Country Risk Premium</i>
Norway	Western Europe	Aaa	5,00 %	0,00 %
United States of America	North America	Aaa	5,00 %	0,00 %
Kuwait	Middle East	Aa2	5,75 %	0,75 %
Qatar	Middle East	Aa2	5,75 %	0,75 %
Saudi Arabia	Middle East	Aa3	6,05 %	1,05 %
Oman	Middle East	A1	6,28 %	1,28 %
Bahrain	Middle East	A3	6,73 %	1,73 %

Tabell 29: Risikopremie for utvalgte land. Kilde: (NYU Stern, 2011)

<sup>18</sup> New York University – Leonard N. Stern School of Business

De land fra Midtøsten vi anser som representative i denne sammenheng, har gjennomgående lavere rating og følgelig høyere risikopremie enn Norge. Dette kan for eksempel ha bakgrunn i at land i Midtøsten generelt har mindre stabilitet når det kommer til politiske og økonomiske regimer sammenlignet med Norge. Gjennomsnittlig *country risk premium* for de utvalgte landene i Midtøsten ligger på rundt ett prosentpoeng. Anslagene for total risikopremie i Norge og Midtøsten anser vi som representative for en langsiktig investering, og vil bruke disse i våre beregninger.

### 10.3. Betaverdi

Betaen angir graden av samvariasjon mellom prosjektets avkastning og avkastningen til markedsporteføljen. Markedsporteføljen består av investeringer i alle risikable aktiva, og er således den mest veldiversifiserte porteføljen investoren kan investere i. I praksis regner man ofte at børsen gjenspeiler markedsporteføljen på en tilfredsstillende måte.

En betaverdi på én, tilsier at prosjektet har lik volatilitet i avkastningen som markedsporteføljen. Betaverdier over (under) én vil si at prosjektet har høyere (lavere) volatilitet i avkastningen enn markedet. Følgelig vil betaverdien uttrykke en form for den risikoen som ligger i prosjektet. Denne risikoen blir ofte omtalt som *systematisk risiko* i CAPM-formelen.

Formel for utregning av beta for et prosjekt kan skrives slik:

$$\beta_i = \frac{Cov(r_i, r_m)}{Var(r_m)} = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2}$$

$Cov(r_i, r_m)$  – Kovarians mellom prosjektets og markedsporteføljens avkastning

$Var(r_m)$  – Variansen i markedsporteføljens avkastning

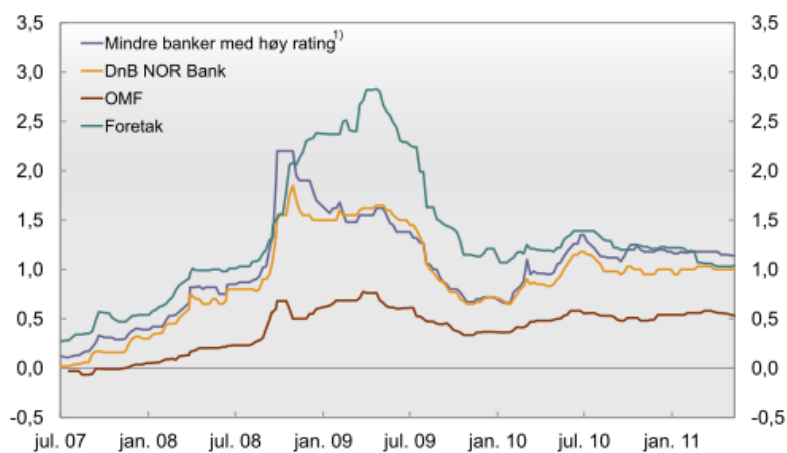
For børsnoterte selskaper benyttes ofte historiske betaverdier, og man anbefaler ofte bruk av lange tidsserier (tre til fem år) ved beregning av betaverdier. Dette er for å redusere standardavviket, samt øke påliteligheten til betaen. I tillegg blir det anbefalt å bruke månedlige observasjoner da regresjoner med månedlige observasjoner har lavere standardavvik enn regresjoner med ukentlige eller daglige observasjoner (Finanstilsynet, 2011). Betaverdier for selskaper notert på Oslo Børs finnes i Dagens Næringsliv. Her er imidlertid dataene kun basert på observasjoner det siste året, og kan derfor ikke anses som et fullgodt representativt tall. Tidsserier med observasjoner kun fra siste året er i større grad påvirket av enkelthendelser og kortsiktige svingninger i markedet, enn tilfellet er ved lengre tidsserier.

Dagens Næringsliv av lørdag 28. mai (2011e) opererer med en betaverdi siste 12 måneder på 1,33 for Norsk Hydro. Denne betaverdien er imidlertid basert på risikoen for *hele* virksomheten til Hydro, og det kan derfor være misvisende å sammenligne denne med et enkelt prosjekts risiko. I tillegg er observerte betaverdier basert på risiko i fortiden, mens vi er ute etter en representativ beta for risiko i prosjekter for fremtiden. Derfor kan denne betaverdien oppleves som noe høyt i forhold til en langsiktig investering.

Hydro selv, samt masterutredninger skrevet om Hydro og deres investeringer, benytter en betaverdi på rundt én (Hoel & Henriksen, 2009). Dette tatt i betraktning, i tillegg til at Dagens Næringslivs anslag antageligvis er noe høyt, gjør at vi regner en betaverdi på én som et representativt anslag for investeringer generelt i aluminiumsindustrien. For våre to verk vil vi derfor benytte en betaverdi på én.

#### 10.4. Lånerenten

Lånerenten skal representere foretakets langsiktige lånekostnad, og blir beregnet ut fra den langsiktig risikofrie renten, pluss et representativt risikopåslag (Finanstilsynet, 2011). De siste årene har det vært store variasjoner i kredittpåslag på foretaksobligasjoner. Ett eksempel er vist i figur 52.



Figur 52: Indikative kredittpåslag for 5-års norske foretaksobligasjoner, bankobligasjoner og OMF. Differanse mot swaprenter. Prosentenheter. Kilde: (Norges Bank, 2011c)

For foretak ligger kredittpåslaget i dag på ett prosentpoeng, noe som er likt det anbefalte tapstillegget for et representativt børsnotert selskap (Finansdepartementet, 2005). Vi anser dette som et fornuftig påslag for en langsiktig investering. Den nominelle lånerenten før skatt blir da lik seks prosent.

## 10.5. Egenkapital- og gjeldsandel

Både egenkapital- og gjeldsandel regnes ut fra total kapital, altså summen av egenkapital og gjeld. Siden egenkapital og gjeld har ulike avkastningskrav hver for seg, vil altså kapitalstrukturen påvirke det vektede avkastningskravet til total kapitalen. Videre vil gjeldsandelen endres underveis i planperioden når lånet nedbetales. Det betyr at etter hvert som lånet avdras burde vi i teorien beregnet nytt avkastningskrav, siden kapitalstrukturen ikke er konstant gjennom planperioden. Her støtter vi oss imidlertid til Miller og Modiglianis teori om at selskapets (prosjektets) verdi er uavhengig av hvordan det er finansiert, altså forholdet mellom egenkapital og gjeld (Brealey, Myers, & Allen, 2008). Teorien sier at man ikke kan endre verdien av et prosjekt ved å endre dets kapitalstruktur, og at kapitalstrukturen er irrelevant så lenge investeringsbeslutningen allerede er tatt. Konsekvensen blir, siden vi budsjetterer med kontantstrømmer til total kapitalen, at avkastningskravet til total kapitalen etter skatt forblir uendret ved endret gjeldsandel. I vår utredning forutsetter vi derfor for enkelhets skyld et konstant avkastningskrav gjennom planperioden for begge våre verk. Fra et spesifikt selskaps ståsted vil man kunne argumentere for dette ved at man antar at selskapet rebalanserer kapitalstrukturen slik at man opprettholder gjeldsandelen, uavhengig av hva den var i utgangspunktet.

Normalisert kapitalstruktur i bransjen generelt bør gjenspeiles ved beregning av vektet totalavkastningskrav (Finanstilsynet, 2011). I tillegg bør det tas hensyn til foretakets forventede finansieringsrad på lang sikt. Ved antagelse om kapitalstrukturen har vi derfor tatt utgangspunkt i Hydros investering i Qatalum og tall fra CRU. Gjeldsandelen ved langsiktige investeringer blir oppgitt av CRU til å utgjøre anslagsvis mellom 40 og 60 prosent. Hydro ligger innenfor dette intervallet med 45 prosent gjeldsfinansiering i Qatalum (Hoel & Henriksen, 2009). Ut ifra WACC-formelen vil en høyere gjeldsandel som regel føre til lavere avkastningskrav. Dette fordi at ved gjeldsfinansiering er rentekostnadene fradragsberettiget. Størrelsen på fradraget blir påvirket av skattesatsen – høyere skattesats fører til større fradrag. Det er dette som ofte blir beskrevet som skatteskjold.

På bakgrunn av argumentasjonen over velger vi å sette gjeldsandelen for våre to verk til 40 prosent. Videre har vi forutsatt at lånet betales ned over en 20 års avdragsperiode, med to års avdragsfrihet.

## 10.6. Sammendrag av avkastningskrav

Siden denne utredningen ikke tar utgangspunkt i ett spesielt selskap, men for aluminiumsindustrien generelt, må vi foreta antagelser om de fleste av formelvariablene ovenfor. Det sier seg selv at antagelser av så mange selskapsspesifikke variabler, kanskje ikke gir et helt korrekt bilde av den faktiske situasjonen aktørene står overfor. Antagelsene anser vi imidlertid til å være rimelige i forhold til hva vi kjenner til av standard praksis i aluminiumsindustrien, og de fleste bransjer for øvrig for langsiktige investeringer.

Tabell 30 oppsummerer forutsetningene for beregning av avkastningskravene for våre to verk, som vi har gjort rede for i avsnittene ovenfor.

CAPM	Norge	Midtøsten
Risikofri rente	5 %	5 %
Beta	1	1
Country risk premium	0 % -poeng	1 % -poeng
Markedets risikopremie	5 % -poeng	6 % -poeng

WACC	Norge	Midtøsten
Kredittpremie	1 % -poeng	1 % -poeng
Lånerente	6 %	6 %
Egenkapitalandel	0,6	0,6
Gjeldsandel	0,4	0,4
Skattesats	28 %	10 %

Tabell 30: Forutsetninger for beregning av avkastningskrav.

Egenkapitalkravet for våre to verk blir da som følger:

$$\text{Norge: } k_{EK(Norge)} = r_f + \beta(r_m - r_f) = 5\% + 1 \cdot 5\% = 10\%$$

$$\text{Midtøsten: } k_{EK(Midtøsten)} = r_f + \beta(r_m - r_f) = 5\% + 1 \cdot 6\% = 11\%$$

Med forutsetning om 60 prosent egenkapitalfinansiering for begge verkene, og 10 prosent skattesats i Midtøsten, bli avkastningskravet for totalkapitalen etter skatt:

$$\text{Norge: } WACC_{Norge} = k_{EK} \cdot w_{EK} + k_G(1-t) \cdot w_G = 10\% \cdot 0,6 + 6\%(1-0,28) \cdot 0,4 \approx \underline{7,7\%}$$

$$\text{Midtøsten: } WACC_{\text{Midtøsten}} = k_{EK} \cdot w_{EK} + k_G(1-t) \cdot w_G = 11\% \cdot 0,6 + 6\%(1-0,1) \cdot 0,4 \approx \underline{8,8\%}$$

Ved endring av skattesats i Midtøsten til 20 prosent og 28 prosent, blir avkastningskravet:

$$WACC_{\text{Midtøsten}} = k_{EK} \cdot w_{EK} + k_G(1-t_{20\%}) \cdot w_G = 11\% \cdot 0,6 + 6\%(1-0,2) \cdot 0,4 \approx \underline{8,5\%}$$

$$WACC_{\text{Midtøsten}} = k_{EK} \cdot w_{EK} + k_G(1-t_{28\%}) \cdot w_G = 11\% \cdot 0,6 + 6\%(1-0,28) \cdot 0,4 \approx \underline{8,3\%}$$

Endringen av skattesats gir utslag i lavere avkastningskrav på henholdsvis 0,3 og 0,5 prosentpoeng for Midtøsten. Senere i analysen vil vi vise hva endringene i skattesats medfører for nåverdien og internrenten for prosjektet.

Avkastningskrav	
<b>Norge</b>	7,7 %
<b>Midtøsten</b>	
- med 10 % skatt	8,8 %
- med 20 % skatt	8,5 %
- med 28 % skatt	8,3 %

Tabell 31: Oppsummering av avkastningskrav.

## 11. KONTANTSTRØMOPPSTILLING: NORGE

Nå som vi har funnet alle inn- og utbetalinger, samt satt størrelsen på avkastningskravet, kan vi gå videre til å estimere kontantstrømmen i planperioden vi har valgt.

Vi må gjennomføre ytterligere tre beregninger for å sette opp en fullstendig kontantstrømoppstilling. Disse er oppsummert i tabell 32.

Avsnitt	Innhold
<b>11.1</b>	Avskrivninger
<b>11.2</b>	Driftsbudsjett med skatteberegning
<b>11.3</b>	Kontantstrømoppstilling

Tabell 32: Nødvendige steg for å beregne kontantstrøm.

Fra før har vi beregnet selvkost i avsnitt 9.1. Svaret vi kom fram til der brukte vi til å estimere størrelsen på nødvendig investering i arbeidskapital. Tidligere har vi også funnet størrelsen på utbetalingene i forbindelse med ekstern finansiering. Dette ble omtalt i avsnitt 9.18. I tillegg til selvkost og finanspostene trenger vi å beregne avskrivningene før vi kan sammenstille resultatene i et driftsbudsjett for planperioden. I driftsbudsjettet beregner vi oss fram til resultat før skatt, som gjør at vi kan beregne skattekostnaden for hvert år i planperioden. Når disse stegene er gjennomført vil vi være i stand til å beregne fri kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt.

Merk at i kontantstrømoppstillingen har vi valgt å gå veien via kontantstrøm til egenkapitalen før vi regner oss over til kontantstrøm til totalkapitalen. Dette har vi gjort fordi vi synes det er mer oversiktlig i forhold til elementene vi har analysert, gjengitt med bokstaver fra A til O. Valget av å gjøre dette på denne måten gjør at vi må passe på å behandle spart skatt fra rentefradrag på riktig måte. Dette kommer vi tilbake til i avsnitt 11.3.

## **11.1. Avskrivninger**

Avskrivninger er ikke en utbetaling, men en kostnad som gir skattemessige fordeler. Vi nevner kort at det er visse forskjeller på regnskapsmessige og skattemessige avskrivninger, uten at vi går nærmere inn på forskjellene i denne utredningen. For de skattemessige avskrivningene blir saldoavskrivning benyttet; en form for degressiv avskrivningsmetode, det vil si at avskrivningene er størst de første årene. Ved saldoavskrivning beregnes årets avskrivning ved å multiplisere resterende saldoverdi (anskaffelseskost minus tidligere skattemessige avskrivninger) med avskrivningssatsen fastsatt i skatteloven.

### ***11.1.1. Fire prosent avskrivning i Norge***

De norske reglene om saldoavskrivninger finner vi i skatteloven § 14-41 til § 14-48. Skatteloven § 14-41 deler driftsmidlene inn i ti hovedgrupper (a-i), mens de maksimale avskrivningssatsene for hver av hovedgruppene finnes i skatteloven § 14-43. Størsteparten av driftsmidlene ved aluminiumsverk i Norge omfattes av saldogruppe h, og kan maksimalt avskrives med en årlig sats på inntil fire prosent. Vi velger å ikke gå dypere inn på de forskjellige avskrivningselementene for aluminiumsverkene, og forutsetter at hele investeringsbeløpet (anskaffelseskostnaden) går under samme saldogruppe. Vi forutsetter videre at investeringsbeløpet er lik skattemessig inngangsverdi, som da vil være grunnlaget for avskrivningene. Det siste vil gjelde for begge våre verk.

### 11.1.2. Høyere avskrivningssatser i Midtøsten

For å avgjøre hvilken avskrivningssats som skal gjelde for vårt verk i Midtøsten, tar vi utgangspunkt i områdene som har vært gjenstand for de største investeringene i regionen de siste årene – Qatar og Saudi-Arabia. Avskrivningssats i Qatar for saldogruppen ”Plants, machinery, and mechanical devices” er 15 prosent (Ahmed Tawfik & Co, 2010). I Saudi Arabia kan tilsvarende saldogruppen ” Plant, machinery, equipment, computer software and motor vehicles”, avskrives med 25 prosent (Dr. M. Al-Amri & Co., 2007). Vi velger å benytte 20 prosent som avskrivningssats for vårt verk i Midtøsten. Selv om dette er en sats som ikke gjelder spesifikt for noen av de nevnte landene, mener vi den vil gi et godt bilde av forskjellen mellom en investering i Norge og Midtøsten. Dessuten vil vi i avsnitt 13.5 diskutere effekten av en mulig omlegging av det norske avskrivningssystemet, som følge av den såkalte Alcoa-saken der Alstahaug tingrett 13. desember 2010 ga Alcoa medhold i sitt krav om at avskrivningssatsen for deres aluminiumsverk skal endres til 20 prosent. Dermed vil en avskrivningssats på 20 prosent i Midtøsten være hensiktsmessig for å vise forskjellen mellom de to investeringsalternativene.

Med bakgrunn i gjeldene lover og regler, og de forutsetningene vi har tatt over gir dette oss følgende verdier for avskrivninger de første syv årene av planperioden (tabell 33). Legg merke til at bokført verdi øker i takt med investert beløp i anleggsmidler. Dette kommer av at vi har forutsatt jevnt påløpende investeringskostnad over tre år.

<b>Norge</b>	<b>4 %</b>	<b>2 012</b>	<b>2 013</b>	<b>2 014</b>	<b>2 015</b>	<b>2 016</b>	<b>2 017</b>	<b>2 018</b>
Bokført verdi før avskrivning		1 067	2 091	3 074	2 951	2 833	2 719	2 611
Avskrivninger, saldo, 4%		43	84	123	118	113	109	104
<b>Midtøsten</b>	<b>20 %</b>							
Bokført verdi før avskrivning		1 067	1 920	2 603	2 082	1 666	1 333	1 066
Avskrivninger, saldo, 4%		213	384	521	416	333	267	213

Tabell 33: Avskrivninger første syv år av planperioden.

Ved planperiodens slutt har verket i Norge en bokført verdi på 1.252 millioner dollar. Verket i Midtøsten vil tilsvarende ha en bokført verdi på kun 19 millioner dollar. Disse verdiene nevner vi fordi vi må påføre prosjektet en ekstra skattekostnad ved planperiodens slutt ettersom sluttverdien vi setter vil overstige bokført verdi.

### 11.2. Driftsbudsjett med skatteberegning

Nå som vi har beregnet både selvkost, rentekostnader og avskrivninger kan vi sette opp et driftsbudsjett for å beregne utbetalingene til skatt. Beregningene for et norsk verk med norske



kostnader og skattesatser er gjengitt i tabell 34. Vi vil gjennomføre tilsvarende beregninger for en investering i Midtøsten når vi skal sammenligne de alternative investeringsmulighetene senere i utredningen.

<b>Driftsbudsjett</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Omsetning	0	0	308	947	1 294	1 327	1 360
<b>Driftsinntekter</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>308</b>	<b>947</b>	<b>1 294</b>	<b>1 327</b>	<b>1 360</b>
Produksjonskostnader (inkl råvarer)	0	0	225	693	946	970	994
<b>Driftskostnader</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>225</b>	<b>693</b>	<b>946</b>	<b>970</b>	<b>994</b>
Avskrivninger	43	84	123	118	113	109	104
<b>Driftsresultat (EBIT)</b>	<b>-43</b>	<b>-84</b>	<b>-40</b>	<b>136</b>	<b>235</b>	<b>248</b>	<b>261</b>
Netto rentekostnader	77	77	77	75	73	71	69
<b>Resultat før skatt</b>	<b>-119</b>	<b>-160</b>	<b>-117</b>	<b>61</b>	<b>161</b>	<b>177</b>	<b>192</b>
Fremført underskudd (akkumulert)	0	-119	-280	-397	-335	-174	0
<b>Grunnlag for skatteberegning</b>	<b>-119</b>	<b>-280</b>	<b>-397</b>	<b>-335</b>	<b>-174</b>	<b>3</b>	<b>192</b>
Skatt	0	0	0	0	0	1	54
<b>Årsresultat</b>	<b>-119</b>	<b>-160</b>	<b>-117</b>	<b>61</b>	<b>161</b>	<b>176</b>	<b>138</b>

Tabell 34: Driftsbudsjett for vårt norske verk. Tall i millioner dollar.

Ved investeringsperiodens start vil avskrivningene som nevnt være større enn senere år grunnet prinsippet om saldoavskrivning. Dette fører til at avskrivningene er årsak til negativt resultat de første fem årene av planperioden. Ved slike tilfeller legger norske skatteregler til rette for to spesielle tilpasninger:

1. Satsene i sktl. § 14-43 første ledd er maksimalsatser, og selskaper kan følgelig velge å benytte en lavere avskrivningssats. Man kan altså velge avskrivninger som kun dekker det skattemessige overskuddet.
2. Skatteloven § 14-6 første ledd sier at det gis fradrag for underskudd som skattyteren har hatt i forutgående år. Underskudd man har hatt ett år er altså fremførbart til senere år.

Skattereglene i både Qatar og Saudi Arabia lar selskaper fremføre underskudd til senere år, på samme måte som i Norge. Dog sier reglene i Saudi Arabia at det fremførbare underskuddet ikke kan utgjøre mer enn 25 prosent av årets regnskapsmessige overskudd (Dr. M. Al-Amri & Co., 2007); mens regler i Qatar ikke lar selskaper fremføre underskudd mer enn tre år (Ahmed Tawfik & Co, 2010). Vi velger å se bort fra disse elementene, og antar at våre to verk står overfor identiske regler som i Norge på dette området. Vi antar også at begge våre verk benytter tilpasningsmuligheten med fremførbart underskudd, uten videre restriksjoner.

Vi nevner samtidig at fremføring av underskudd gjelder selskapet som helhet, og ikke det enkelte prosjekt (Bøhren & Gjærum, 2009). Hvis et selskap som helhet går med overskudd som oppveier for et prosjekts underskudd, kan selskapet ta hele skattekostnaden i inneværende år. De trenger altså ikke fremføre underskuddet for enkeltprosjektet etter skatteloven § 14-6. Dersom vi hadde sett på prosjektet som del av et større selskap som går med overskudd kunne underskuddet i vårt prosjekt ført til redusert skatt for selskapet for øvrig. I denne utredningen velger vi å behandle investeringsprosjektet som et isolert selskap, og fremfører underskudd fra de første driftsårene til de første årene med tilstrekkelig overskudd til å dekke opp for de foregående årene med underskudd.

### 11.3. Kontantstrømoppstilling

På bakgrunn av beregningene vi har gjort tidligere i dette avsnittet kan vi nå sette opp forventet kontantstrøm i planperioden. Kontantstrømoppstillingen er gjengitt på neste side. Tabell 35 oppsummerer hvilke inndata-variabler vi har brukt i kontantstrømoppstillingen.

Variabel	Forutsetning	Benevning
<b>Produksjonskapasitet (ved full produksjon)</b>	400.000	tonn aluminium
<b>Anleggsinvestering</b>	3.200	millioner USD
<b>Alumina (link mot LME)</b>	14,5 %	av LME
<b>Alumina</b>	700	USD/tonn aluminium
<b>Kraft</b>	614	"
<b>Effektiv kraftforbruk</b>	13,2	kWh/kg aluminium
<b>Arbeidskraft</b>	240	USD/tonn aluminium
<b>Karbon</b>	220	"
<b>Fraktkostnader</b>	110	"
<b>Støperikostnader</b>	75	"
<b>Driftsinvesteringer</b>	35	"
<b>Elektrolysebad</b>	30	"
<b>Omføring</b>	30	"
<b>Drivstoff</b>	20	"
<b>Administrasjon</b>	17	"
<b>Prisstigning alle kostnadsposter (KPI)</b>	2,5 %	
<b>Skattesats</b>	28 %	
<b>Avskrivningssats</b>	4 %	

Tabell 35: Oppsummering av forutsetninger til kontantstrømoppstilling.

## Budsjettert kontantstrømoppstilling

(Nominelle størrelser, mill USD)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2034	2035
Utbetaling av lån	1 280									2 019	2 069
Omsetning, millioner USD			308	947	1 294	1 327	1 360	1 394	1 429		1 450
Sluttverdi											
A Anleggsinvesteringer	-1 067	-1 067	-1 067								
B Fraktkostnader (inn/ut)			-12	-36	-50	-51	-52	-54	-55	-78	-80
C Alumina			-75	-231	-315	-323	-331	-340	-348	-492	-504
D Kraft			-61	-189	-258	-264	-271	-278	-285	-402	-413
E Karbon			-24	-73	-100	-102	-105	-107	-110	-155	-159
F Elektrolysebad			-3	-10	-14	-14	-14	-15	-15	-21	-22
G Støperi			-8	-25	-34	-35	-36	-37	-37	-53	-54
H Drivstoff			-2	-7	-9	-9	-10	-10	-10	-14	-14
I Arbeidskraft			-26	-79	-109	-111	-114	-117	-120	-169	-174
J Omforing av celler			-12	-36	-50	-51	-52	-54	-55	-78	-80
K Driftsinvesteringer			-4	-12	-16	-16	-17	-17	-17	-25	-25
L Administrasjon			-18	-19	-19	-20	-20	-21	-21	-30	-31
M Avdrag			-29	-31	-33	-35	-37	-39	-42	-95	-100
M Renter			-77	-75	-73	-71	-69	-67	-64	-12	-6
N Skatt			0	0	0	-1	-54	-58	-63	-133	-195
O Endring arbeidskapital			-56	-116	-63	13	14	14	-5	-7	-7
<b>--&gt; KONT .STRØM TIL EGENKAP ETTER SKATT</b>	<b>137</b>	<b>-1 143</b>	<b>-1 166</b>	<b>9</b>	<b>152</b>	<b>235</b>	<b>191</b>	<b>196</b>	<b>181</b>	<b>255</b>	<b>1 656</b>
Lånebeløp	-1 280										
Avdrag			29	31	33	35	37	39	42	95	100
Renter			77	75	73	71	69	67	64	12	6
Skattebesparelse fra renter			-22	-21	-20	-20	-19	-19	-18	-3	-2
<b>--&gt; KONT .STRØM TIL TOT.KAP. ETTER SKATT</b>	<b>-1 088</b>	<b>-1 088</b>	<b>-1 081</b>	<b>94</b>	<b>238</b>	<b>322</b>	<b>278</b>	<b>284</b>	<b>269</b>	<b>358</b>	<b>1 760</b>

Tabell 36: Kontantstrømoppstilling for vårt norske verk.

**Tallene i tabellen over fremkommer på følgende måte:**  
(alle størrelser er oppgitt nominelt, i millioner dollar):

- Vi har forutsatt at lånet utbetales i sin helhet i 2012. Derfor bidrar denne positivt til kontantstrømmen med 1.280 millioner dollar i 2012.
- **Omsetning** finner vi ved å multiplisere produksjonen i inneværende driftsår med realisert aluminiumspris (summen av LME og premium). For å få svaret i millioner dollar har vi dividert på én million.
- **Sluttverdien** ved utgangen av 2035 har vi kommet fram til ved å multiplisere netto kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt i 2034 med fire. Ettersom budsjettert kontantstrøm i 2034 varierer med skattesats, avskrivningssats og andre budsjetterte størrelser, setter vi verdien til 1.450 millioner dollar og bryter multiplikatorkoplingen til kontantstrømmen. På den måten unngår vi at sluttverdien endres når vi gjennomfører sensitivitetsanalyser. Videre forutsetter vi at sluttverdien er lik for verket i Norge og verket i Midtøsten. I virkeligheten kan vi argumentere for at et verk som genererer større kontantstrøm vil ha høyere verdi enn tilsvarende verk i Norge med lavere kontantstrøm. Imidlertid knyttes det stor usikkerhet til denne størrelsen, og for at effekten av økt/reduert kostnadspost skal synliggjøres best mulig velger vi å sette størrelsen skjønnsmessig til 1.450 millioner dollar, og forutsetter at den ikke varierer med kontantstrømmen. Ved inngangen til 2036 er den bokførte verdien av aluminiumsverket (med fire prosent saldoavskrivningssats) 1.250 millioner. Dermed vil produsenten måtte ta høyde for økt skatt som følge av en skattemessig gevinst ved et eventuelt salg av verket. Av denne grunn øker vi skatten i siste driftsår med 28 prosent av differansen mellom sluttverdi og bokført verdi. Legg merke til at ved bruk av høyere avskrivningssats vil differansen mellom bokført verdi og sluttverdi øke og følgelig øker skattekostnaden i siste driftsår av planperioden. Vi forutsetter at sluttverdi for verket er likt både for en investering i Norge og for en investering i Midtøsten.
- Tidligere i utredningen har vi kommet fram til enhetskostnaden for alle innsatsfaktorer i dollar per tonn produsert aluminium (jf. selvkostkalkylen i avsnitt 9.1). For å beregne kontantstrømmene i de ulike årene av planperioden har vi derfor tatt kostnaden per tonn og multiplisert denne med hvor mange tonn som produseres inneværende år.
- Ved å summere innbetalinger og trekke fra summen av utbetalingene (A til O) kommer vi fram til **netto nominell kontantstrøm til egenkapitalen etter skatt**.

Ettersom vi ønsker å vurdere lønnsomheten av prosjektet ut fra nominell kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt må vi gjøre noen ekstra beregninger: Prosjektets totale kontantstrøm finner vi ved å trekke ut av beregningene de postene som har med gjeldsfinansieringen å gjøre. Det vil si låneopptak, avdrag og renter. Siden rentene har gitt prosjektet redusert skatt må vi trekke ut renter redusert med skattebesparelsen som rentene ga i driftsbudsjettet.

## 12. NÅVERDIANALYSE AV INVESTERING I NORGE

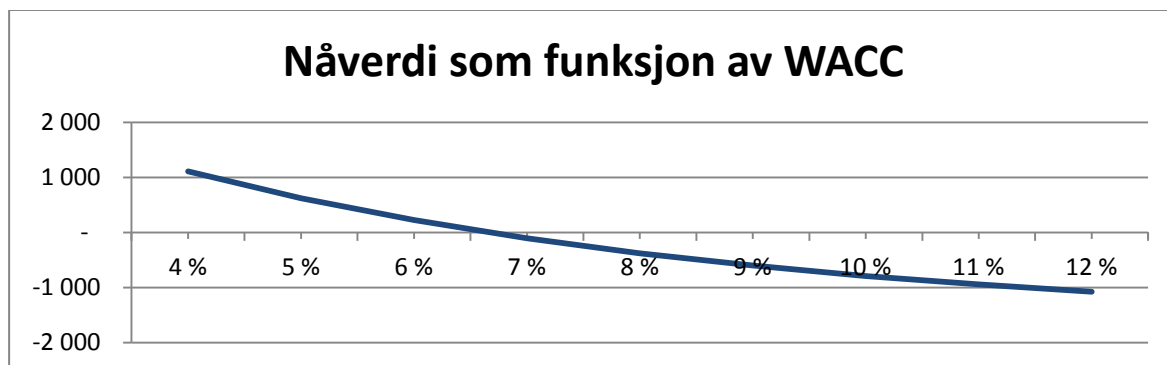
Ved å neddiskontere kontantstrømmen til totalkapital etter skatt med avkastningskravet (WACC) finner vi følgende resultat (tabell 37):

Nåverdi og internrente	
Internrente	6,7 %
Avkastningskrav	7,7 %
Nåverdi (mill USD)	-308

Tabell 37: Nåverdi og internrente ved investering i Norge.

Vi ser at med de forutsetningene vi har tatt er det *ikke* lønnsomt å investere i aluminiumsverk i Norge. Internrenten til prosjektet er 6,7 prosent, noe som innebærer at nåverdien blir negativ med 308 millioner dollar når avkastningskravet er satt til 7,7 prosent. Dette betyr at eierne av verket taper 308 millioner dollar ved å investere i dette prosjektet fremfor å investere i et prosjekt med tilsvarende risiko.

Det er tydelig at nåverdien avhenger av avkastningskravet (WACC). For å synliggjøre dette viser vi sammenhengen i figur 53:



Figur 53: Nåverdi som funksjon av WACC.

Vi ser at desto høyere avkastningskrav til prosjektet, desto mer negativ blir nåverdien. For at prosjektet vårt i bedriftsøkonomisk forstand skulle vært akseptabelt måtte vi satt avkastningskravet til 6,7 prosent, det samme som internrenten til prosjektet. I så fall ville nåverdien av investeringen blitt lik null.

## 13. SENSITIVITETSANALYSE

I det følgende vil vi analysere hvilken innvirkning endring i ulike variabler får på internrente og nåverdi for investeringsprosjektet vårt.

Tabell 38 oppsummerer hvor kraftig endring i ulike variabler slår inn i nåverdi og internrente for investeringsprosjektet i Norge. I det følgende vil vi gå nærmere inn på hver av de ulike endringsvariablene.

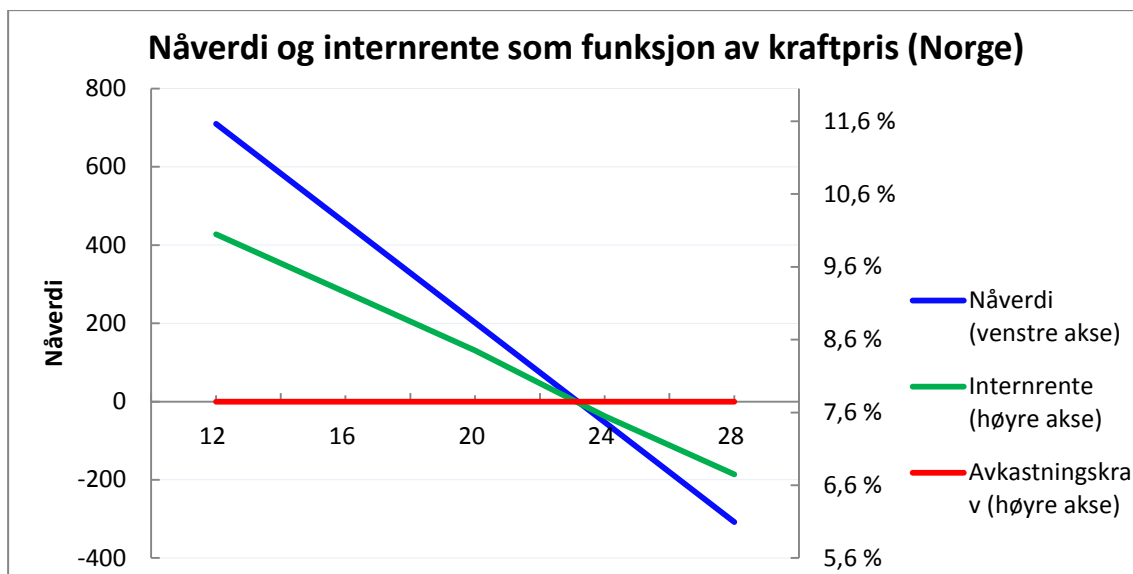
Endringsvariabel	Endring i variabel	Endring NNV	Endring i IR (%-poeng)
<b>Kraftpris</b>	- 1 øre	63	0,2 %
<b>Kraftpris</b>	-1 %	18	0,0 %
<b>LME prisstigning</b>	fra 2,5 til 3,5 %	593	1,9 %
<b>LME prisstigning</b>	fra 2,5 til 1,5 %	-521	-2,1 %
<b>Alumina prisstigning</b>	fra 2,5 til 3,5 %	-389	-1,6 %
<b>Arbeidskraft</b>	-1 %	7	0,0 %
<b>Avskrivningssats</b>	fra 4 til 20 %	135	0,4 %
<b>Sluttverdi</b>	-1 %	-2	0,0 %

Tabell 38: Sensitivitetsanalyse for vårt norske aluminiumsverk. Endring i NNV i mill. USD.

### 13.1. Kraftpris

Som vi ser har kraftprisen stor innvirkning på prosjektets nåverdi. En endring i kraftprisen på kun ett øre utgjør omtrent 63 millioner dollar i nåverdi, eller 0,2 prosentpoengs endring i internrente. Målt i prosentvis endring i kraftprisen, ser vi at en reduksjon i kraftprisen på én prosent utgjør 18 millioner i nåverdi. At tabell 38 sier at endringen i internrenten er lik null er på grunn av avrunding.

Når kraftprisen øker medfører dette at nåverdien til prosjektet reduseres. Ved å beregne nåverdi og internrente for prosjektet, gitt ulike kraftpriser, kommer vi fram til følgende sammenheng mellom kraftpris, nåverdi og internrente:



Figur 54: Nåverdi som funksjon av kraftpriser i Norge.

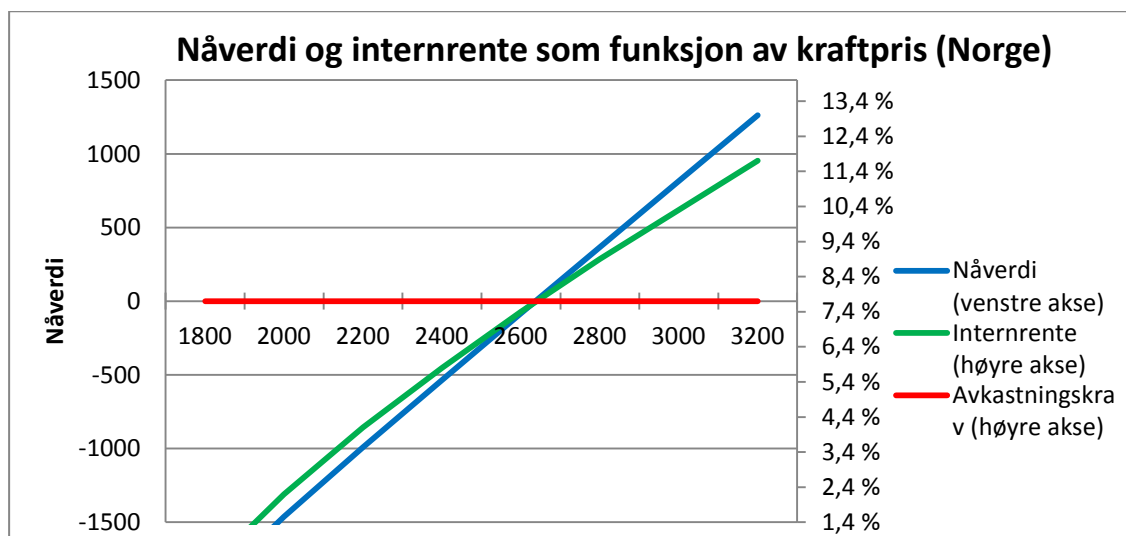
Som figur 54, viser øker prosjektets nåverdi og internrente i takt med at kraftprisen reduseres. Ved hjelp av målsøkingsfunksjonen i Excel finner vi at den kraftprisen som gir nåverdi lik null er 23,2 øre per kWh. Sagt med andre ord; dersom produsenten som vurderer utbygging i Norge får tilgang til langsiktig kraftkontrakt til 23,2 øre per kWh, gitt at alle andre forutsetninger om faktorpriser, vil prosjektet gi en avkastning som er tilstrekkelig høy til å møte eiernes avkastningskrav.

### 13.2. LME-pris

I analysen vår har vi forutsatt at alle råvarer og alle innsatsfaktorer stiger i pris i takt med konsumprisveksten som vi har satt til 2,5 prosent årlig. Dersom det skulle vise seg at LME-prisen øker raskere eller saktere enn dette får vi en økning eller reduksjon i aluminiumsprisen, målt i reelle termer. Det vil få konsekvenser for lønnsomheten til prosjektet. Som tabell 37 viser, vil nåverdien til prosjektet påvirkes positivt med nesten 600 millioner dollar dersom LME-prisen stiger med 3,5 prosent årlig i stedet for 2,5 prosent. Dette utgjør hele 1,9 prosentpoengs endring i internrenten. Merk at også alumina stiger med 3,5 prosent årlig i dette tilfellet ettersom vi har forutsatt at alumina prises til 14,5 prosent av LME-prisen.

Tilsvarende påvirkes nåverdien negativt med over 500 millioner dollar dersom prisen stiger med kun 1,5 prosent årlig, altså ett prosentpoeng saktere enn innsatsfaktorene stiger i pris (unntatt alumina). Med andre ord viser dette at forutsetningene vi setter har stor innvirkning på om kontantstrømoppstillingen vi prosjekterer er lønnsom eller ikke.

Sammenhengen mellom prosjektets nåverdi, internrenten og LME-pris er illustrert i den følgende figuren:



Figur 55: Nåverdi og internrente som funksjon av LME-pris.

Vi ser av figuren at avkastningskravet til prosjektet møtes hvis LME-prisen stiger til i overkant av 2.600 dollar per tonn. Ved hjelp av målsøkingsfunksjonen i Excel beregner vi den nødvendige LME-prisen til å være nøyaktig 2.637 dollar per tonn.

### 13.3. Alumina

Fra tabell 38 ser vi også at dersom prisforholdet mellom LME og alumina oppløses, og at alumina stiger med 3,5 prosent i året mens aluminiumsprisen og alle andre innsatsfaktorer stiger i takt med inflasjonen, påvirkes nåverdien negativt med 389 millioner dollar. Ettersom LME i dette tilfellet stiger med 2,5 prosent vil aluminaprisen som andel av LME-prisen vokse. I dette tilfellet vil forholdet ved planperiodens slutt utgjøre 18,3 prosent av LME-prisen, mot 14,5 prosent som vi satt i utgangspunktet.

Tidligere har vi omtalt en mulig omlegging av prismodellen for alumina. Beregningene våre viser at prosjektets lønnsomhet er sterkt knyttet til prisutviklingen i alumina. Derfor utgjør dette et usikkerhetsmoment som må undersøkes nøye før en investeringsbeslutning kan fattes.

### 13.4. Arbeidskraft

Den norske aluminiumsindustrien ble hardt rammet av finanskrisen da den gjorde sitt inntog høsten 2008. Det påfølgende fallet i aluminiumsprisen (jf. figur 26 i avsnitt 8.1) gjorde at aluminiumsprodusentene tapte penger i stor skala. Som følge av den vanskelige



markedssituasjonen ble det på tvers av industrien satt i gang prosjekter for å finne potensielle kostbesparinger. Eksempelvis lanserte Hydro høsten 2009 sitt 100 dollarprogram som skulle redusere driftskostnadene med 100 dollar per tonn produsert aluminium ved sine heleide aluminiumsverk. Året etter ble ambisjonen utvidet til 300 dollar per tonn (Hydro, 2010). Hvor mye av disse kostnadsbesparingene som skal hentes ut gjennom redusert arbeidskraftkostnad vet vi ikke eksakt. Men ved å kjøre en sensitivitetsanalyse på investeringsanalysen vår finner vi at en reduksjon i arbeidskraftkostnadene på én prosent utgjør omtrent syv millioner dollar i økt nåverdi for prosjektet. En nedgang i arbeidskraftkostnaden på én prosent utgjør en reduksjon på 2,4 dollar per tonn aluminium.

Dersom vi forutsetter at produsenten vi analyserer er i stand til å redusere sine arbeidskraftkostnader med 20 prosent slik at arbeidskraftkostnaden utgjør 192 dollar per tonn er dette ene og alene nok til halvere prosjektets negative nåverdi til minus 154 millioner dollar.

Videre er det interessant for oss å finne ut hva som skjer med internrente og nåverdi dersom arbeidskraftkostnader og lønnsproduktivitet for det norske prosjektet settes lik våre forutsetninger for Midtøsten. I Midtøsten har vi forutsatt at lønnskostnaden utgjør 120 dollar per tonn aluminium. Ved å bruke 120 dollar per tonn i våre beregninger for det norske verket endres prosjektets nåverdi til 78 millioner dollar og internrenten ender på 8,0 prosent.

### **13.5. Avskrivningssats og Alcoa-saken**

På begynnelsen av 2000-tallet ble det foretatt en praksisomlegging av skattereglene ved Sentralskattekontoret for storbedrifter (SFS). Her ble store deler av investeringer i driftsmidler i typisk produksjonsvirksomhet omklassifisert fra saldogruppe d), til saldogruppe h). Det medførte at den årlige avskrivningssatsen ble redusert fra 20 prosent til fire prosent.

En dom av 13. desember 2010 fra Alstahaug tingrett, fra en rettssak mellom Alcoa Norway ANS og Skatt Øst, opphever imidlertid denne bestemmelsen, og omklassifiserer de omtvistede driftsmidlene til maskiner (saldogruppe d). Dommen er direkte motsatt av hva som ble utfallet av en tilsvarende sak fra Borgarting lagmannsrett av 23. april 2008, der Hydro var en av partene.

Som det kommer fram av Alcoas påstandsgrunnlag i saken, har saldoklassifiseringen stor betydning:

*”Saken gjelder et for bedriften meget betydelig beløp hvis avskrivningstakt er av vesentlig betydning for bedriftens økonomi og fortsatte konkurransevne.”* (Alstahaug tingrett, 2010)

I rettens vurdering i dommen står det videre:

*”Innplassering i saldogruppe vil som følge av dette kunne være av svært stor økonomisk betydning for en bedrift med behov for å foreta betydelige investeringer i driftsmidler med begrenset økonomisk levetid”* (Alstahaug tingrett, 2010)

Det er opplagt at ved så store investeringer som det er snakk om i aluminiumsindustrien, vil avskrivningssatsen ha stor betydning for selskapenes konkurransevne. Penger har tidsverdi, det vil si at én krone i dag er mer verdt en én krone i morgen, og ved større avskrivningssats på driftsmidlene vil man kunne oppnå større overskudd over investeringens levetid. Når denne utredningen skrives er dommen i Alcoa-saken fra Alstahaug tingrett anket av Staten, og ankesaken er berammet til 1. og 2. september 2011 i Hålogaland lagmannsrett (domstol.no, 2011). Vi kan altså ikke uten videre anta at norske aluminiumsprodusenter kan budsjettere med 20 prosent avskrivningssats i framtiden. Imidlertid er det interessant å se hvordan en slik endring i de institusjonelle betingelsene påvirker resultatet av investeringsanalysen vår. I et brev fra NHO til finansminister Sigbjørn Johnsen står det:

*”Dette har skapt manglende forutsigbarhet vedrørende sentrale rammebetingelser for store investeringsbeslutninger.”* (NHO, 2010)

Utfallet av saken kan definitivt være et viktig moment rundt rammebetingelsene om en stor investeringsbeslutning står mellom å gjennomføres i Norge eller i utlandet. Vi vil derfor foreta en sensitivitetsanalyse av avskrivningssatsen ved å endre satsen fra fire prosent - som er regelen i dag - til 20 prosent som er det foreløpige utfallet av Alcoa-saken, og identisk til hva vi har forutsatt som avskrivningssats i vårt Midtøsten-verk. Vi vil på denne måten kunne få en indikasjon på hvor mye avskrivningssatsen har av betydning for nåverdien av utbygging av et aluminiumsverk i Norge. Det er viktig for oss å påpeke at alle driftsmidlene i praksis ikke avskrives etter samme saldossats, noe vi for enkelhets skyld antar i denne utredningen. Legges imidlertid Alcoa-dommen til grunn, vil uansett størsteparten av driftsmidlene plasseres i saldogruppe d), også i praksis.

Dersom avskrivningssatsen endres, påvirker dette kontantstrømanalysen vår på følgende måte: Høyere avskrivninger reduserer driftsresultatet negativt de første årene av planperioden når avskrivningene er høyest. Som følge av skattereglene vi omtalte i avsnitt 11.2, kan

aluminiumsprodusenten fremføre underskudd slik at framtidig skatt reduseres. Når avskrivningssatsen settes til 20 prosent unngår produsenten, gitt våre tidligere forutsetninger, å havne i skatteposisjon før 2025. Med andre ord; når en utbetaling utsettes gjør dette et investeringsprosjekt mer lønnsomt ettersom penger som nevnt har tidsverdi. I dette spesifikke tilfellet øker nåverdien til vårt norske prosjekt med 135 millioner dollar (jf. tabell 38).

Dersom avskrivningssatsen endres til 20 prosent, og hvis aluminiumsprodusenten er i stand til å redusere lønnskostnadene med 20 prosent, er dette til sammen nok til at prosjektet i Norge blir lønnsomt. Vi ser altså at Alcoa-saken kan få store følger for hvor attraktivt det blir å investere i aluminiumsverk i Norge i framtiden.

### **13.6. Sluttverdi**

Til slutt tar vi med en sensitivitetsanalyse av sluttverdien som vi satte til 1.450 millioner dollar. Ettersom det i dag er veldig vanskelig å forutsi hvor stor denne verdien settes 25 år fram i tid er det interessant å se hvor stor påvirkning verdien har på internrenten. Ved å endre sluttverdien med én prosent ser vi at nåverdien endres med to millioner dollar og at internrenten er tilnærmet uendret (jf. tabell 38). Med andre ord har denne forutsetningen ikke veldig stor betydning for lønnsomheten av prosjektet vårt.

## **14. KONTANTSTRØMOPPSTILLING: MIDTØSTEN**

Til nå har vi sett på kontantstrømoppstillingen for en investering i Norge. I det følgende vil vi se hvordan regnestykket ser ut når vi gjør de endringene vi har forutsatt for en investering i Midtøsten. I forhold til de prisene vi har satt for det norske verket avviker forholdene i Midtøsten på følgende måte:

- (1) Kraftprisen er 15 øre per kWh (mot 28 øre i Norge)
- (2) Arbeidskraft koster 120 dollar per tonn produsert aluminium (mot 240 dollar i Norge)
- (3) Skattesatsen er enten 10, 20 eller 28 prosent (mot 28 prosent i Norge)
- (4) Avskrivningssatsen er 20 prosent (mot fire prosent i Norge)

Disse forutsetningene påvirker analysen på flere måter, både direkte og indirekte. Kraftprisen slår direkte ut i kontantstrømmen. Det samme gjør den reduserte arbeidskraftkostnaden. Skattesatsen reduserer utbetalinger til skatt, og avskrivningssatsen utsetter skattebetalingen inn i framtiden. Alt dette er med på å gjøre prosjektet mer lønnsomt.

I tillegg gir endringene i faktorpriser indirekte effekter. Reduserte kraftpriser og arbeidskraftpriser reduserer selvkost. Derfor kan nødvendig investering i arbeidskapital reduseres, og denne slår direkte inn i kontantstrømmen som vi har satt opp. Videre gjør redusert skattesats at avkastningskravet som vi må sette på prosjektet øker. Tidligere i utredningen har vi beregnet nytt avkastningskrav ved ti prosent skattesats til å være 8,8 prosent.

Ved å plote de fire ovennevnte forutsetningene inn i regnearket vårt finner vi følgende resultater av investeringsanalysen vår (tabell 39):

Nåverdi og internrente (10 prosent skattesats)	
<b>Internrente</b>	13,1 %
<b>Avkastningskrav</b>	8,8 %
<b>Nåverdi (mill USD)</b>	1.268

Tabell 39: Nåverdi ved investering i Midtøsten (ti prosent skatt).

Her ser vi med en gang at prosjektet er lønnsomt. Styret som vurderer utbyggingen vil, dersom forutsetningene våre holder, tjene 1.268 millioner dollar på å gjennomføre denne investeringen framfor en tilsvarende investering med samme risiko.

Tilsvarende ser vi av tabell 40 og 41 at internrenten påvirkes negativt av økt skattesats. Legg også merke til at økt skattesats gir økt avkastningskrav (jf. kapittel 10).

Nåverdi og internrente (20 prosent skattesats)	
<b>Internrente</b>	12,2 %
<b>Avkastningskrav</b>	8,5 %
<b>Nåverdi (mill USD)</b>	1.071

Tabell 40: Nåverdi ved investering i Midtøsten (20 prosent skatt).

Nåverdi og internrente (28 prosent skattesats)	
<b>Internrente</b>	11,4 %
<b>Avkastningskrav</b>	8,3 %
<b>Nåverdi (mill USD)</b>	883

Tabell 41: Nåverdi ved investering i Midtøsten (28 prosent skatt).

### 14.1. Sammenligning Norge og Midtøsten

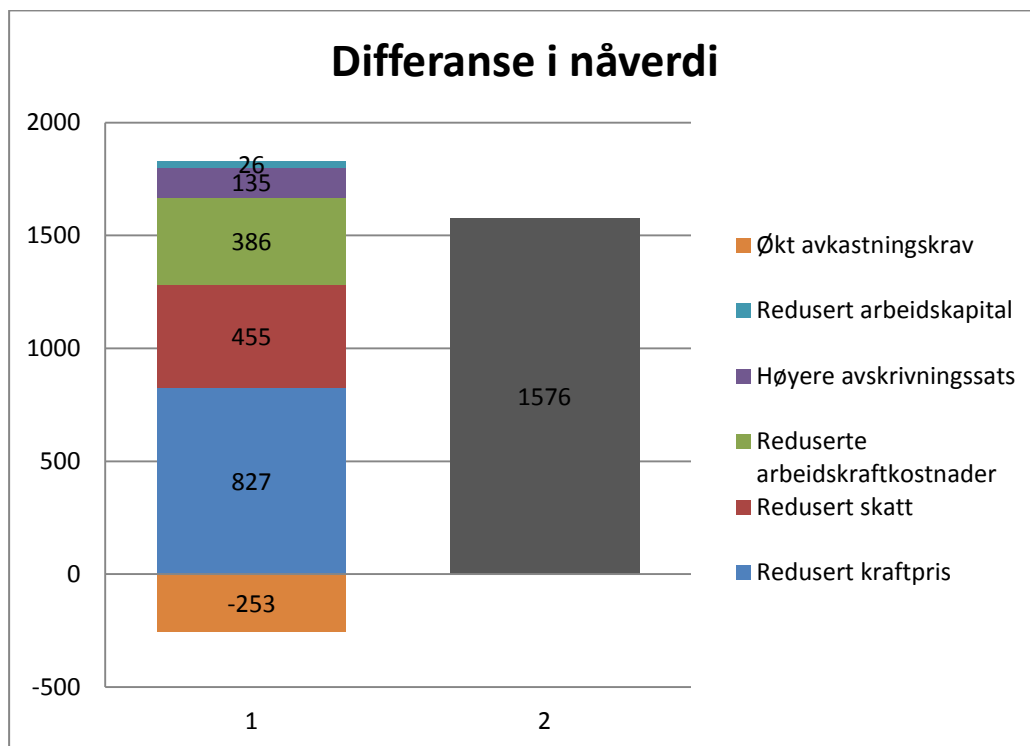
Forskjellen i nåverdi mellom prosjektet i Norge og prosjektet i Midtøsten utgjør 1.576 millioner dollar når skattesatsen i Midtøsten settes til ti prosent. Tabell 42 oppsummerer hvordan denne forskjellen fremkommer:

Variabel	Endring nåverdi
<b>Redusert kraftpris</b>	827
<b>Redusert skatt</b>	455
<b>Reduserte arbeidskraftkostnader</b>	386
<b>Høyere avskrivningssats</b>	135
<b>Redusert arbeidskapital</b>	26
<b>Økt avkastningskrav</b>	-253
<b>SUM</b>	<b>1.576</b>

Tabell 42: Oppsummering av nåverdiforskjell mellom Norge og Midtøsten.

Som tabellen viser har den reduserte kraftprisen størst effekt på forskjellen i nåverdi mellom de to prosjektene. Nest viktigst er lavere selskapsskattesats. Videre fører reduserte kostnader til arbeidskraft til at prosjektets nåverdi øker med 386 millioner dollar. Den økte avskrivningssatsen bidrar, slik vi allerede har vist i avsnitt 13.5, med 135 millioner dollar i økt nåverdi. Og redusert investering i arbeidskapital summerer seg til 26 millioner dollar. Den eneste negative faktoren for prosjektet i Midtøsten er at avkastningskravet øker som følge av lavere skattesats og at vi forutsetter ett prosentpoeng i økt risikopremie. For prosjektet i Midtøsten bidrar dette negativt med 253 millioner dollar i nåverdi.

Forskjellene er visualisert i figur 56. Søyle to viser forskjellen i nåverdi på 1.576 millioner dollar, mens søyle én viser hvor stor de ulike komponentene er.



Figur 56: Oppsummering av nåverdiforskjell mellom prosjekt i Norge og i Midtøsten.

## **15. FRAMTIDSUTSIKTER I DET NORSKE KRAFTMARKEDET**

Som vi allerede har vært inne på tidligere i rapporten settes nivået på dagens langsiktige kraftpriser på bakgrunn av blant annet framtidsutsiktene for kraftprisen. I analysen vi har gjennomført til nå forutsatte vi en kraftpris på 28 øre per kWh noe som bidro til at investering i aluminiumsverk i Norge ikke ble lønnsomt målt i avkastning til totalkapitalen etter skatt. I dette kapittelet ønsker vi å rette søkelyset mot hvordan kraftmarkedet ser ut til å utvikle seg framover i Norge og Norden, og vi spør om det er grunn til å tro at aluminiumsindustrien vil få bedre kraftvilkår i Norge om noen år.

Historisk har industrien i Norge nytt godt av lave kraftpriser sammenlignet med hva som har vært tilgjengelig i store deler av verden. Som vi har vist tidligere i utredningen har kraftprisene her hjemme imidlertid steget betydelig de siste tiårene. Grunnene til dette er i korte trekk større vekst i forbruk enn i produksjonsvolumet, liberaliserte kraftmarkeder, stagnerende produksjonsøkning, innføring av CO<sub>2</sub>-prising og tilhørende økt fokus på fornybare energikilder som krever høy energipris for å være økonomisk gjennomførbare.

Økningen i kraftprisen i Norge har ført til at det nå er flere andre regioner i verden hvor kraftintensiv industri kan finne bedre rammebetingelser. I denne utredningen har vi tatt fram Midtøsten som ett eksempel på hvor dette er tilfellet. For tiden er det imidlertid tegn til at forholdene for aluminiumsindustrien i Norge kan være i ferd med å endre seg til det bedre. Innføringen av grønne sertifikater i Norge og Sverige ser for eksempel ut til å gi Norge og Sverige et betydelig kraftoverskudd om få år. Samtidig mener de fleste av forskerne på miljø og klima at vi går mot våtere tider som følge av klimaendringene, noe som betyr at vannkraftproduksjonen kan øke relativt til i dag. Isolert vil disse faktorene føre til økt kraftoverskudd i det nordiske markedet. Spørsmålet blir da hvordan dette vil slå ut i prisene industrien møter her hjemme.

### **15.1. Utviklingstrekk og drivere**

Historisk har kraftforbruket i Norden steget i takt med den økonomiske veksten. Dersom dette fortsatt var riktig burde vi sett en kraftig forbruksøkning av elektrisitet i det norske samfunnet fra 1990-årene og fram til i dag. Ifølge Statnett er dette imidlertid ikke tilfellet lenger: fra midten/slutten av 90-tallet flatet forbruket ut. Forbruksveksten har vært på kun 0,4 prosent per år i perioden 1997-2007 samtidig som BNP for fastlandsøkonomien har hatt omtrent 2,7 prosent prisøkning per år i samme periode (Statkraft, 2010a). For perioden 2000-2009 har det

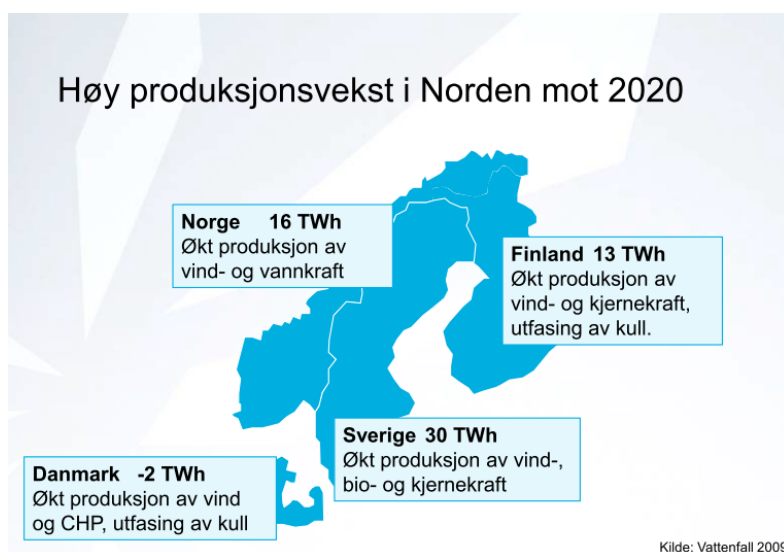
faktiske forbruket vært i gjennomsnitt 3,1 TWh lavere enn det temperaturkorrigerede forbruket (Statkraft, 2010a). Statnett skriver i sin Nettutviklingsplan 2010 at de forventer at denne trenden vil fortsette de kommende årene. Dette begrunner de med at installert produksjonskapasitet i Norden forventes å øke vesentlig de nærmeste årene gjennom en rekke tiltak i de ulike landene. Noen av disse tiltakene er gjengitt i tabell 43:

Land	Tiltak
<b>Norge</b>	På kort sikt forventes det ikke store endringene i installert effekt ved norske kraftstasjoner. Av ny vannkraft er Svartisen (250 MW) og Kjøsnesfjorden (83 MW) de største prosjektene. Imidlertid vil de grønne sertifikatene som innføres i et felles svensk-norsk marked gi flere nye prosjekter i årene framover mot 2020.
<b>Sverige</b>	Statnett skriver at det forventes stor økning i produksjonskapasitet knyttet til oppgradering av eksisterende kjernekraftverk samt fornybar kraft i Sverige. Kjernekraftverkene skal oppgraderes med i overkant av 1.000 MW installert effekt, noe som tilsvarer omtrent 8,5 TWh økning i produksjonskapasitet. I tillegg vil grønne sertifikater gi mer fornybar produksjon, både innenfor vindkraft og innenfor bioenergi.
<b>Danmark</b>	Danmark har lenge satset på vindkraft gjennom gode subsidieordninger fra statens side. Fra før har landets vindmøller en installert effekt på 3.400 MW, men det planlegges også flere nye vindkraftverk. Samtidig diskuteres det imidlertid om kullkraftkapasiteten skal bygges ned som følge av klimafokus.
<b>Finland</b>	Finland har hatt et stadig stigende kraftunderskudd, men i 2012 åpner finnene et nytt kjernekraftverk – det femte i landet - med en installert effekt på 1.600 MW. 1.600 MW tilsvarer en årlig potensiell produksjonskapasitet på 14 TWh. I media opererer de imidlertid med forventet produksjonskapasitet på 13 TWh. Etter at dette tas i bruk vil landet fortsatt ha kraftunderskudd, men det planlegges også et sjette og sjuende kjernekraftverk (Statkraft, 2010a).
<b>Island</b>	Per i dag eksisterer det ikke overføringskapasitet fra strømmettet på Island til strømmettet i resten av Europa. Som tidligere omtalt er det likevel mulig at dette endrer seg ettersom den islandske regjeringen ønsker å utrede mulighetene for å bygge en rekordlang kraftkabel fra Island til Skottland. Dersom denne kabelen, som planlegges med en kapasitet på 16 TWh årlig, ser dagens lys vil islendingene ha store muligheter til å eksportere rikelige mengder med elektrisk kraft til kontinentet ettersom det er beregnet at 75 prosent av strømmessursene i landet er uutnyttet.

Tabell 43: Planlagte utbygginger og investeringer i kraftmarkedet i Norden.

Tabellen over viser kort oppsummert at produksjonen av kraft i Norden kommer til å øke i årene framover. Spesielt de grønne sertifikatene, som vi har omtalt flere steder tidligere i utredningen, vil bidra til dette kraftoverskuddet. Prosjektet tar sikte på å etablere til sammen 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige innen 2020. Samtidig forventes det at forbruket kommer til å holde seg stabilt eller gå svakt ned, i hovedsak som følge av mer energieffektive bygg (varmepumper og andre energieffektiviseringstiltak) og ringvirkninger av finanskrisen på industrien (reduisert industriproduksjon som følge av lavere etterspørsel).

Energi Norge presenterte følgende oversikt over produksjonsveksten i Norden fram mot 2020 på Vinterkonferansen 2011 (EnergiNorge, 2010):



Figur 57: Energi Norges forventninger om produksjonsvekst i Norden.

Vi ser at netto forventet produksjonsøkning tilsvarer 47 TWh. Kort oppsummert vil den totale effektkapasiteten i øke betydelig i årene framover, mens det samtidig ikke er ventet en tilsvarende økning i forbruket. Dette er i utgangspunktet gode nyheter for aluminiumsindustrien i Norge.

## 15.2. Implikasjoner av atomkraftforbud i Tyskland

Selv om vi kan forvente økt kraftoverskudd i Norden er det på andre siden knyttet usikkerhet til hvordan utviklingen kommer til å bli i Europa for øvrig i årene framover. Tysklands regjering overrasket mange da det i slutten av mai 2011 ble vedtatt at alle landets 17 atomkraftverk skal stenges ned innen 2022. Atomkraftverkene står i dag for 23 prosent av kraftproduksjonen i landet, tilsvarende omtrent 150 TWh årlig produksjon (European Nuclear Society, 2011). Til sammenligning var den totale produksjonen av elektrisk kraft i Norge 124



TWh i 2010. Med andre ord er det enorme mengder elektrisk kraft tyskerne nå må erstatte, og ennå er det ikke klart hvordan de konkret planlegger å løse denne utfordringen. Derfor er det vanskelig for oss å undersøke effektene av nedstengning inngående. Men det er imidlertid klart at valget får flere direkte konsekvenser: Det er naturlig å anta at deler av nedstengningen må erstattes med økt produksjon av kraft ved landets kull- og gasskraftverk. Dersom dette blir tilfellet vil det få implikasjoner for CO<sub>2</sub>-regnskapet som landet står overfor. Ettersom landet har forpliktet seg til det såkalte 2020-direktivet (jf. avsnitt 9.9.4) er det problematisk for landet å erstatte CO<sub>2</sub>-fri kraftproduksjon med kull- og gasskraft dersom ambisjonene bak 2020-målene fortsatt står ved lag. Som tidligere omtalt vil økt produksjon av gasskraft og kullkraft også slå inn i norske kraftpriser ettersom CO<sub>2</sub>-kvotene vil øke i pris og at dette gir direkte virkning i den nordiske systemprisen siden det som regel er kull- eller gasskraft som er den marginale prissetteren i Nord Pool (jf. diskusjon i avsnitt 3.2.2).

### **15.3. Kraftutveksling går to veier**

Vi legger til grunn at norske strømkunder må forvente at utbyggingen av overføringskabler mellom det norske kraftmarkedet og omliggende regioner vil tilta i årene som kommer. Grunnen til at dette er ønskelig fra produsentenes side er todelt:

- (1) Overføringskabler gir sikrere tilgang til kraft i perioder med lite nedbør og stram kraftsituasjon i Norge. Dette anser vi som hovedårsaken til at Statnett ønsker økt overføringskapasitet mellom Norge og omliggende land.
- (2) Overføringskabler gjør kraftprodusentene i stand til å hente ut større overskudd ettersom det blir lønnsomt å eksportere dyr strøm om dagen når kraftprisene er høye på kontinentet, og heller importere billig overskuddskraft om natten når kraftprisene på kontinentet er lave og dermed spare vannet til tider på døgnet når prisene er høyere.

Årsaken til at det siste er mulig er at kjernekraft og varmekraft på kontinentet har mindre fleksibilitet enn vannkraft. Som tidligere omtalt kan effekten i et vannkraftverk lett justeres opp og ned i takt med etterspørselen i markedet. Siden slike justeringer er teknisk utfordrende og til dels dyrt for varme- og kjernekraftverk, kjennetegnes markedene hvor kjernekraft utgjør en betydelig andel av kraftporteføljen av svært lave kraftkostnader om natten når etterspørselen er mye lavere enn om dagen.

Når Statnett går i bresjen for å bygge nye overføringskabler til 55 milliarder kroner (Dagens Næringsliv, 2011c) de kommende årene medfører dette at vi kan forvente økt kraftutveksling

med våre naboland. Imidlertid må vi huske at utvekslingen går begge veier når vi skal se på den totale effekten av utvekslingen. Ut fra en enkel tilbuds- og etterspørselstankegang er det ikke tvil om at norske vannkraftprodusenter vil eksportere om dagen og at det vil bli importert betydelige mengder kraft om natten. Hvordan nettoeffekten av flere kraftkabler slår ut i det totale bildet er det dermed vanskelig å anslå eksakt. Oluf Ulseth, administrerende direktør i Energi Norge, uttalte følgende i november i fjor: *”Selv med mange nye kabler blir vi neppe noen storeeksportør. Men det norske kraftsystemet passer veldig godt med resten av det europeiske systemet, så kraftutveksling tror jeg vi vil se mye mer av”* (Teknisk Ukeblad, 2010). Med andre ord sier Ulseth at til tross for storstilt utbygging av nye overføringskabler fra Norge til omliggende kraftmarkeder vil nettoeffekten av utvekslingen likevel ikke påvirkes i stor grad.

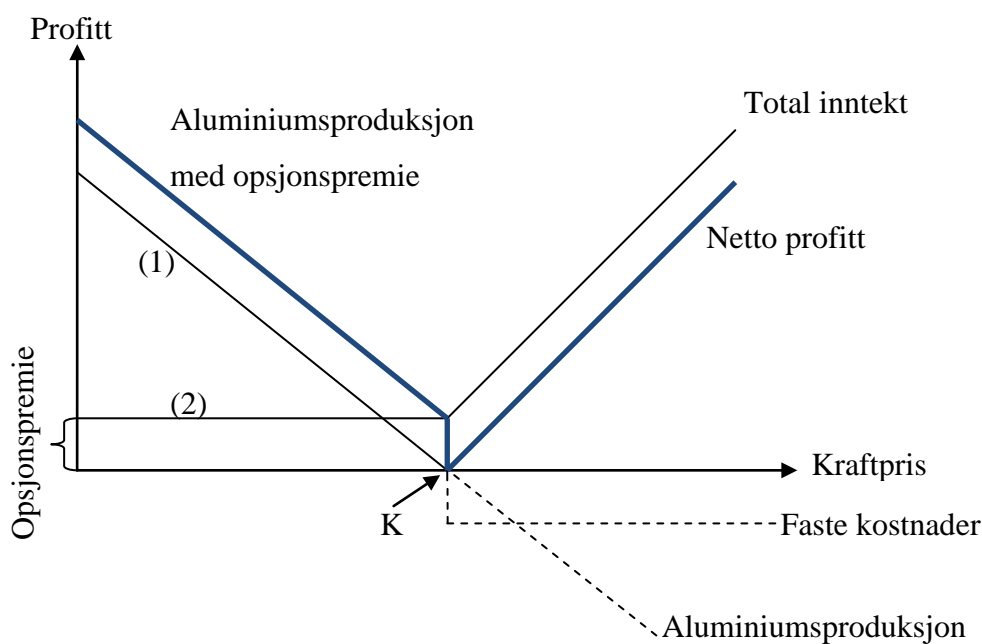
Dersom Ulseth får rett i sine spådommer er dette gode nyheter for norsk aluminiumsindustri. Økt kraftoverskudd som vi, som nasjon, ikke nødvendigvis klarer å kvitte oss med (jf. diskusjonen om import om natten) vil i så måte føre til at kraftprisene i Norge vil tendere nedover. Dette støtter opp under forventningene til Statnetts konsernsjef, Auke Lont, som legger til grunn lavere kraftpriser i Norge i årene framover (jf. avsnitt 3.7).

#### **15.4. Hva betyr dette for aluminiumsindustrien i Norge?**

For at aluminiumsindustrien igjen skal kunne se på Norge som et attraktivt land å investere i må kraftprisene gå ned. Dette viser resultatene fra nåverdiberegningen vi utførte tidligere i utredningen. Den projiserte situasjonen med kraftoverskudd vil kunne bidra til at dette faktisk blir en virkelighet. Imidlertid er det ett institusjonelt rammevilkår som også må endres: det må innføres et regime for CO<sub>2</sub>-kompensasjon som dekker opp for de merkostnadene som europeisk aluminiumsindustri må tåle, relativt til sine konkurrenter i andre regioner (jf. diskusjon i avsnitt 3.6.5). Så lenge Europa setter en pris på CO<sub>2</sub>-utslipp som er høyere enn det industrien finner i resten av verden, anser vi CO<sub>2</sub>-kompensasjon som det viktigste politiske virkemiddelet for å unngå ytterligere karbonlekkasje (jf. avsnitt 3.6.6). Vi antar at før eller senere vil det oppnås enighet om en global pris på CO<sub>2</sub>-utslipp. Men før dette skjer er det nødvendig, sett med europeisk aluminiumsindustri i øyne, å kompensere for slike ekstraordinære kostnader ettersom aktørene i aluminiumsindustrien er globale aktører som møter tilnærmet samme inntekt over hele verden, mens kostnadene varierer fra land til land slik vi tidligere har omtalt flere ganger.

## 16. FLEKSIBLE LØSNINGER SOM REALOPSJON

Som vi allerede har vist er kraftprisen svært viktig for lønnsomheten til et aluminiumsverk. Når kraftprisen øker, avtar profitten som verket oppnår ved å selge aluminium. Men selv om kraftprisene er høye i perioder har aluminiumsprodusentene mulighet til å redusere tapene, og ved ekstreme kraftpriser faktisk tjene penger på den krevende situasjonen. Dette kan gjøres ved bruk av energiopsjoner i regulerkraftmarkedet, slik vi beskrev i kapittel 4. Hvordan en slik opsjon er satt sammen har vi skissert i den følgende figuren og vi vil forklare hvordan prosessen fungerer ved å illustrere med et forenklet eksempel.



Figur 58: Bruk av energiopsjoner ved aluminiumsproduksjon.

Vi tenker oss her at en aluminiumsprodusent produserer aluminium (se linje én i diagrammet). Ved lave kraftpriser er profitten høy, men etter hvert som kraftprisen øker, når vi før eller senere den kritiske prisen som gjør at verket taper penger på produksjonen. Dette er vist ved den stiplede fortsettelsen av linje én. Kraftprisen som avgjør om produsenten taper eller tjener penger på å produsere aluminium betegner vi  $K$ .

Statnett er som nevnt i avsnitt 3.2.1 ansvarlig for å sikre momentan balanse i det norske kraftnettet. For å sikre dette er Statnett villig til å betale store kraftforbrukere i form av energiopsjoner, for at de sier seg villige til å stenge ned produksjonen i spesifikke tidsrom. Opsjonspremien som Statnett er villig til å betale utgjør forskjellen mellom linje to og x-aksen i figur

58. En aluminiumsprodusent vil kunne bestemme at for en gitt utøvelseskurs,  $K$ , er de villige til å stenge ned produksjonen for eksempel mellom klokken 12 og 13 det kommende døgnet. Produsenten bestemmer altså selv nivået på  $K$ . Når produsenten inngår en slik avtale med Statnett, har Statnett rett til å utøve opsjonen dersom markedsprisen på kraft overstiger utøvelseskursen. I så tilfelle må aluminiumsprodusenten stenge ned produksjonen i det avtalte tidsrommet. Som kompensasjon mottar aluminiumsprodusenten markedspris for kraften, i tillegg til opsjonspremien som ligger i bunn av avtalen. Dette kan vi se av linjen som er kalt *"total inntekt"*.

Imidlertid medfører produksjonsstans både direkte og indirekte kostnader for en aluminiumsprodusent. Derfor representerer linjen *"total inntekt"* kun bruttoinntekt fra opsjonspremien og kraftsalget. Som beskrevet i avsnitt 4.4 vil faste kostnader fortsatt påløpe, og strømkutt fører også til at elektrolyseovnene vil produsere mindre stabilt etter strømstansen, noe som potensielt påvirker lønnsomheten når produksjonen starter opp igjen. På bakgrunn av disse kostnadene, reduseres netto gevinst for aluminiumsprodusenten ved utøvelse av opsjonen. Dette har vi vist i figuren som linjen *"faste kostnader"*. For enkelhets skyld har vi her forutsatt at opsjonspremien tilsvarer de faste kostnadene. Dette trenger ikke nødvendigvis være riktig i virkeligheten. Prinsippet i hvordan disse opsjonsavtalene fungerer er imidlertid lik. Differansen mellom *"total inntekt"* og *"faste kostnader"* representerer netto gevinst som produsenten sitter igjen med som følge av opsjonsutøvelsen – representert ved linjen *"netto profit"*.

Som nevnt bestemmes nivået på  $K$  av aluminiumsprodusenten selv. Ettersom det finner flere deltakere i dette markedet konkurrerer eksempelvis Hydro, Alcoa og Norske Skog om å få solgt sine opsjoner. Som funksjon av nivået på  $K$ , tilgjengelig effektuttak og behov, vil Statnett da velge den opsjonen som passer situasjonen best. Dersom for eksempel Norske Skog velger å tilby opsjon på å stenge ned produksjonen ved sitt produksjonsanlegg i Skogn i Nord-Trøndelag med en utøvelseskurs som er lavere enn hva Hydro tilbyr for sitt aluminiumsverk på Sunndalsøra i Møre og Romsdal (begge stedene tilhører prisområde NO3), vil Statnett utøve opsjonen fra Norske Skog før det blir aktuelt å be Hydro stoppe produksjonen. Dermed blir det en viss konkurranse i markedet om å sette "riktig" utøvelseskurs.

Ved budrunden Statnett arrangerte sommeren 2010 ble det inngått avtaler om kjøp av energiopsjoner for vinteren 2010/2011 til et samlet energivolum på 1.100 GWh. Kostnaden

for disse opsjonene utgjorde 48 millioner kroner (Statnett, 2011c). Dette gir en opsjonspremie på gjennomsnittlig 4,36 øre/kWh<sup>19</sup>. Vi vil i det videre bruke denne opsjonspremien til å illustrere med et enkelt eksempel, ut fra forutsetningene for vårt norske verk, hvordan salg og utøvelse av energiopsjoner kan skape ekstrainntekter for en aluminiumsprodusent.

### 16.1. Utøvelse av fleksible løsninger

Vi tar utgangspunkt i at elektrolysen bruker 12,5 kWh for å produsere én kilo aluminium, og at det produseres 400.000 tonn årlig. Det totale kraftforbruket fra elektrolyseprosessen er da fem TWh<sup>20</sup> i løpet av ett år. Selges det energiopsjoner tilsvarende nedstenging av elektrolysen i gjennomsnittlig én time hver dag i ett år, med opsjonspremie lik 4,36 øre/kWh, kan vi finne den rene inntekten fra opsjonssalget slik:

5 TWh tilsvarer omtrent 570.000 kWh per time gjennom hele året<sup>21</sup>. Ved salg av opsjoner tilsvarende én time hver dag hele året, med 4,36 øre/kWh, blir inntekten:  $570.000 \text{ kWh} * 0,0436 \text{ kroner} * 365 \text{ timer} \approx 9 \text{ millioner kroner}$ .

Aluminiumsprodusenten vil altså motta 9 millioner i inntekt fra salg av energiopsjoner. Dette forutsetter imidlertid at kjøper av opsjonene (Statnett) ikke utøver dem. Vi fant i analysedelen at vårt norske verk vil ha en nåverdi lik null ved kraftpris lik 23,2 øre/kWh. Setter aluminiumsprodusenten dette som utøvelseskursen  $K$ , som forklart ut fra figur 58, vil verket få følgende inntekt fra kraftsalget hvis Statnett utøver opsjonen og krever nedstenging av produksjon:

$570.000 \text{ kWh} * 0,232 \text{ kroner} * 365 \text{ timer} \approx 48 \text{ millioner kroner}$ .

Ved utøvelse av opsjonen i dette eksempelet vil altså aluminiumsverket få en samlet bruttoinntekt på 57 millioner kroner fra opsjonspremie og innløsningspris. Dette er imidlertid kun inntektene fra opsjonsavtalen. Skal utøvelsen lønne seg, må altså de faste kostnadene i tillegg til ekstrakostnadene utgjøre mindre enn dette.

Tar vi utgangspunkt i den andre tilpasningen ved fleksible løsninger, *nedstenging av kapasitet*, som beskrevet i avsnitt 4.3, vil vi kunne fra et reelt eksempel få følgende regnestykke:

---

<sup>19</sup> Utregning: 48 millioner kroner/1.100 millioner kWh = 4,36 øre/kWh.

<sup>20</sup> Utregning:  $(12,5 \text{ kWh} * 400.000 \text{ tonn}) / 1.000.000 = 5 \text{ TWh}$

<sup>21</sup> Utregning: 5 milliarder kWh / (365 dager \* 24 timer i døgnet)  $\approx 570.000 \text{ kWh/time}$

Spotprisen i NO3 var vinteren 2010 oppe i 1,30 kr/kWh (jf. avsnitt 3.2.2). Ved nedstenging av kapasitet og påfølgende kraftsalg direkte til markedet til denne spotprisen, ville inntekten per utkoblet time være hele 741.000 kroner<sup>22</sup>. I en ekstrem kraftsituasjon der kraftprisen lå på dette nivået hele året, ville man ved kraftsalg til spotpris kunne få en inntekt på over 270 millioner kroner<sup>23</sup>, der kraftsalget tilsvarer nedstengning av produksjon én time hver dag i ett år.

Vi påpeker at eksemplene over kun tar utgangspunkt i *inntektene* ved fleksible løsninger, og gir følgelig ikke et korrekt bilde av hele situasjonen til en aluminiumsprodusent ved bruk av fleksible løsninger. En fullstendig analyse av *kostnadene* som påløper ved slike nedstengninger anser vi som en masterutredning i seg selv, og går ikke nærmere inn på dem her. Imidlertid viser eksemplene at det ligger store latente inntekter ved fleksible løsninger, og at aluminiumsprodusenter faktisk kan drive alternativ utnyttelse av kraftforbruket, kraftprisene og egen fleksibilitet i produksjon. Som følge av aluminiumindustriens intensive kraftforbruk vil dette kunne fremstå som lønnsomt, om produsenten klarer å utnytte den grad av fleksibilitet som finnes i aluminiumsproduksjon.

For aluminiumsbedrifter kan slike fleksible løsninger være nødvendig hvis kraftprisene kommer på et så høyt nivå at tradisjonell drift blir ulønnsom. Fleksibilitet i forhold til nedstenging av kapasitet i perioder, er også et element som flere aluminiumsverk i dag bruker aktivt for å redusere den totale kraftprisen. Utviklingen i kraftprisene de siste årene gjør at det blir viktigere og viktigere å være fleksibel på slike områder, for å utnytte kraftkapasiteten aluminiumsproduksjon binder opp. Vi kan på mange måter si at høye kraftpriser har åpnet for et ”bimarked” for aluminiumsindustrien.

## AVSLUTNING

Gjennom denne utredningen har vi vist at en investering i nytt aluminiumsverk i Norge i dag med våre forutsetninger ikke er lønnsom, mens det motsatte er tilfellet for en investering i Midtøsten. De viktigste forskjellene i rammebetingelsene mellom Norge og Midtøsten er: (1) lavere kraftpris i Midtøsten, (2) lavere lønnskostnader i Midtøsten, (3) lavere skattesats i Midtøsten, og (4) høyere avskrivningssats i Midtøsten.

---

<sup>22</sup> Utregning:  $570.000 * 1,3 \text{ kr/kWh} = 741.000 \text{ kroner}$

<sup>23</sup> Utregning:  $570.000 * 1,3 \text{ kr/kWh} * 365 \text{ timer} = 270.465.000 \text{ kroner}$

I problemstillingen vår spør vi om vi kan forvente nyinvesteringer i aluminiumsverk i Norge. Vår utredning viser at dette ikke kan forventes med dagens rammebetingelser i Norge. Vi bemerker imidlertid at analysen vår gjelder for en investering i verk som bygges helt fra grunnen av. De syv aluminiumsverkene i Norge står etter hvert overfor store investeringsbehov etter hvert som driftsmidlene slites ut og blir utdaterte. Dersom rammebetingelsene ikke endres anser vi det som sannsynlig at også slike investeringer i Norge ikke gjennomføres, men at det heller utvides og bygges nytt utenfor Europa, eksempelvis i Midtøsten.

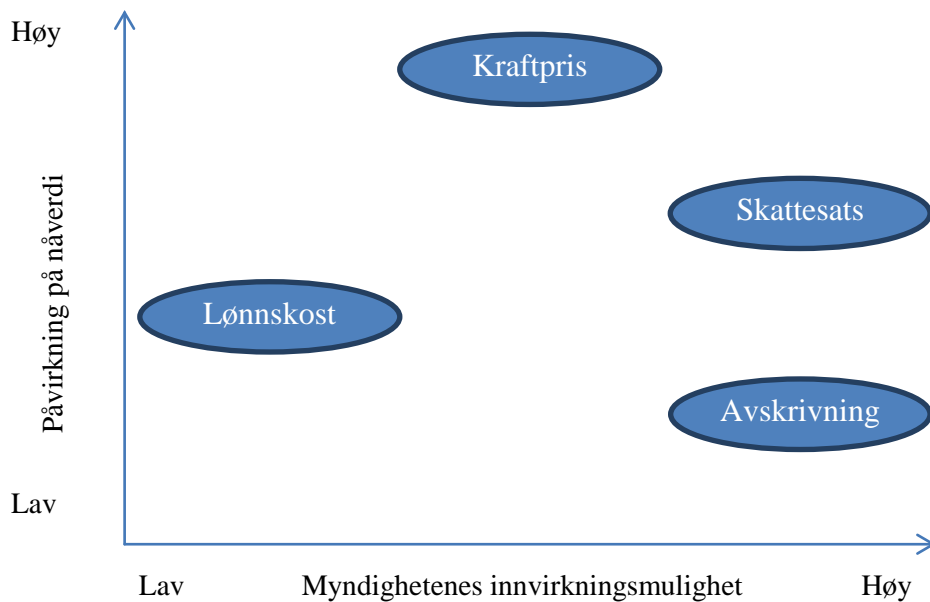
## **17. MYNDIGHETENES ROLLE**

Til slutt ønsker vi å diskutere kort hvilken rolle myndighetene spiller i framtidsutsiktene for aluminiumsindustrien i Norge.

Historisk har kraftintensiv industri hatt gode rammebetingelser i Norge. Dette har bidratt til fagmiljøene i Norge er blant de fremste i verden innen forskning og utvikling innen metallurgi. Historien viser at det er synergi mellom industriutvikling og kompetanseutvikling på grønn kraft. Høyt nivå på metallurgisk kompetanse har for eksempel vært en av hovedårsakene til at Norge er langt fremme internasjonalt innen solenergi. Etter vår mening vil denne kompetansen og evnen til innovasjon være svært viktig for nasjonen Norge, spesielt etter at olje- og gassreservene på sokkelen har blitt pumpet opp. Dersom det ikke foretas investeringer i ny produksjonskapasitet i Norge anser vi det for å være stor fare for at denne kompetansen blir svekket eller forsvinner til utlandet.

Norske myndigheter har direkte eller indirekte kontroll over alle de fire hovedforskjellene mellom Norge og Midtøsten som vi listet innledningsvis i dette kapitlet. Derfor spiller de en viktig rolle i å tilrettelegge for at den metallurgiske kompetansen, som har blitt bygd opp etter over 70 år med aluminiumsproduksjon i Norge, skal bevares og videreutvikles.

Figur 59 viser sammenhengen mellom myndighetenes mulighet til påvirkning av de fire faktorene som i hovedsak skiller investeringen i Norge fra den i Midtøsten, og hvor stor innvirkning de ulike faktorene har på vårt prosjekts nåverdi:



Figur 59: Myndighetenes påvirkningsmuligheter.

Myndighetene har *direkte* kontroll på to av disse fire faktorene; skattesats og avskrivnings-sats. Vi sier at myndighetene har direkte kontroll over disse faktorene fordi de kan vedta hva satsene skal være. Tilsvarende har myndighetene indirekte påvirkningsmuligheter på kraft-priser og til dels i lønnskostnadene som en aluminiumsprodusent står overfor. Vi skal forklare sammenhengen i de følgende avsnittene.

### 17.1.1. Skattesats og avskrivningssats

Analysen i avsnitt 14.1 viste at redusert skattesats fra 28 prosent til ti prosent, som er gjeldende skattesats i Qatar, utgjør 455 millioner dollar i nåverdi. Vi anser redusert skattesats fra 28 til ti prosent som ikke politisk gjennomførbart i Norge. Derfor har vi ikke fokusert på dette aspektet i særlig stor grad gjennom utredningen.

### 17.1.2. Avskrivningssats

Rettstvisten mellom Staten og Alcoa (jf. avsnitt 13.5) kan få positive konsekvenser for investeringslysten i Norge. Dersom myndighetene går med på, eller blir rettslig tvunget til å øke satsen for saldoavskrivninger av elektrolyseovnene fra fire prosent årlig til 20 prosent, betyr dette at vårt norske prosjekts nåverdi øker med 135 millioner dollar.

### 17.1.3. Lønnskostnader

Myndighetenes innvirkning på lønnskostnadene er svak. Det kan argumenteres for at finanspolitikken, gjennom bruk av ekspansive eller kontraktive statsbudsjetter, eksempelvis påvirker inflasjonen. Videre spiller inflasjonsraten inn på hvilke lønnskrav som stilles ved



hovedoppgjørene mellom arbeidstakerne og arbeidsgiverne. Dermed har myndighetene indirekte påvirkningskraft på *utviklingen* i lønnskostnadene en aluminiumsprodusent i Norge står overfor. Men det er ikke mulig for politikerne på Stortinget å vedta at lønningene i landet skal settes ned til et lavere nivå, og følgelig konkluderer vi med at myndighetene har lav påvirkningskraft på lønnsnivået (jf. figur 59). Derfor er denne sammenhengen av mindre betydning for vår analyse.

#### **17.1.4. Kraftpris**

I analysen viste vi at kraftprisen er den absolutt mest avgjørende faktoren når produsenten skal avgjøre om en investering gjennomføres i Norge, eller om den gjennomføres i utlandet. Sammenlignet med prosjektet i Midtøsten, utgjorde kraftprisen alene 827 millioner dollar i forskjell i nåverdien. Som tidligere omtalt har innføringen av kvotehandelssystem for CO<sub>2</sub> i Europa ført til at kraftprisene både på kontinentet og her i Norge har steget. Som tidligere omtalt sier analysebyrået Econ Pöyry at en kvotepris på 15 euro, som er nokså representativt for dagens kvotepriser, innebærer et prispåslag i den norske kraftprisen på omtrent ni øre/kWh. Altså ser vi at CO<sub>2</sub>-utslipp i Europa medfører dårligere konkurransevilkår for norsk kraftintensiv industri. Nesten 97 prosent av all kraftproduksjon i Norge stammer fra vannkraft eller andre fornybare kilder som ikke medfører direkte miljøutslipp (jf. avsnitt 3.4). At eksportindustrien i Norge likevel skal rammes av et slikt kraftprispåslag mener vi myndighetene bør rydde opp i så fort som overhodet mulig. På Stortingets hjemmeside skriver fornyings-, administrasjons- og kirkeminister Rigmor Aasrud, på vegne av statsminister Jens Stoltenberg, følgende:

*“Som et ledd i EUs klima- og energipakke ble kvotehandelsdirektivet revidert og direktivet fastsetter reglene for kvotesystemet for perioden 2013 til 2020. Det reviderte direktivet åpner blant annet for at stater kan gi offentlig støtte fra 2013 til kraftintensiv industri som kompensasjon for at CO<sub>2</sub>-utslippskostnader blir overveltet i kraftprisen”* (Stortinget.no, 2011). Hun bekrefter med andre ord at EU har åpnet opp for at medlemsstatene kan utforme egne statsstøtteordninger. Norge berøres av EU-vedtaket gjennom vårt medlemskap i EØS. Aasrud påpeker videre at et formelt utkast til nye statstøtteretningslinjer ennå ikke er blitt publisert, og at det første formelle utkastet fra Kommisjonen er forventet å komme i løpet av 2011. Dessuten skriver hun videre at *“Det er imidlertid slik at EUs kvotedirektiv legger opp til at landene selv får bestemme om de skal benytte seg av nye regler for offentlig støtte. Det er dermed ikke lagt opp til en felles politikk for EU-land knyttet til dette spørsmålet”* (Stortinget.no, 2011).

Med andre ord har Regjeringen anledning til å kompensere aluminiumsindustrien for de merkostnadene de er påført på grunn av kvotehandelsystemet, allerede nå.

Vi antar at det før eller senere vil bli internasjonal politisk enighet om at utslipp av CO<sub>2</sub> må ha en kostnad. Imidlertid kan det være lenge til dette skjer. Når slik enighet er på plass vil dette bidra til at investeringer i norsk aluminiumsindustri blir veldig aktuelt ettersom prisene på kraft i andre regioner da mest sannsynlig vil stige. Dessuten gjør utsikter til lavere kraftpriser (jf. avsnitt 3.7), samt høy metallurgisk kompetanse i Norge, at framtidsutsiktene i Norge er betydelig lysere enn hva nåverdien i vår prosjektanalyse tilsier.

Inntil disse faktorene er på plass er det vår oppfatning at kraftintensiv eksportindustri trenger støtte fra politikerne for å opprettholde sin konkurranseposisjon, og for å kunne satse på nye investeringer som sikrer arbeidsplasser og kompetanseutvikling i Norge. Den viktigste støtten anser vi for å være kompensasjon for økte kraftkostnader som følge av kvotehandelsystemet i EU.

## **KRITIKK AV UTREDNINGEN**

Flere av forutsetningene våre har betydning for resultatenes riktighet. Dette gjelder på to nivå: teoretisk riktighet og praktisk riktighet.

Med teoretisk riktighet mener vi *måten* dataene våre behandles. At vi setter ett avkastningskrav for hele planperioden er eksempel på en forutsetning som påvirker den teoretiske riktigheten av utredningen (jf. diskusjon i kapittel 10). Ettersom avkastningskravet vi regner oss fram til baserer seg på konstant kapitalstruktur, noe som ikke er tilfellet for våre prosjekt, kan det argumenteres for at avkastningskravet burde justeres etter hvert som kapitalstrukturen endres. Videre kan det diskuteres om det er riktig å ta utgangspunkt i norske renter når vi beregner avkastningskravet for en investering i Midtøsten, i fremmed valuta.

Med praktisk riktighet mener vi hvor representative dataene våre er for en faktisk aluminiumsprodusent som vurderer utbygging i Norge og Midtøsten er. Både for kostnadene og inntektene har vi gjort forenklinger noen steder om at markedsforholdene er like i de to regionene. I virkeligheten er det nok flere faktorpriser som varierer mellom Norge og Midtøsten enn arbeidskraft og kraftkostnad. Dessuten må vi påpeke at flere av prisene følger den underliggende prisutviklingen til andre varer. For eksempel vil prisen på karbon, som inneholder petroleumsproduktene koks og bek, korrelere med oljeprisen. Dersom oljeprisen

stiger betraktelig, vil prisen på karbon følgelig stige uavhengig av aluminiumsprisen. Videre er flere av kostnadene relatert til aluminiumsprisen. Dersom aluminiumsprisen endrer seg vil dermed kostnadenes relative betydning for selvkost (jf. figur 31 i avsnitt 9.1) endre seg.

## **EMNER FOR VIDERE UTREDNING**

Gjennom utredningen har vi tatt en rekke forutsetninger som i varierende grad påvirker hvor virkelighetsnær analysen er. I det følgende gir vi noen forslag til emner som kan utredes videre i relasjon til denne utredningen.

### **Inntektsvariasjoner**

Vi har forutsatt at inntektene ikke varierer på tvers av landegrensene. Som diskutert i avsnitt 8.3 er dette en forenkling av virkeligheten, ettersom et verk i Midtøsten vil være geografisk plassert for å serve et annet marked enn et verk i Norge. En videre utredning av de faktiske forskjellene, og hvilken effekt dette vil gi på budsjettet kontantstrøm, er et interessant tema.

### **Flere kostnadsvariasjoner mellom Norge og Midtøsten**

Dette gjelder for eksempel for de ulike faktorprisene som inngår i aluminiumsproduksjon. I utredningen har vi lagt til grunn at alle kostnader er like for et verk i Midtøsten og et verk i Norge, bortsett fra arbeidskraftkostnader og kraftkostnader. I virkeligheten trenger ikke dette være riktig. Flere kostnader varierer over landegrensene, men vi mener likevel at de viktigste forskjellene, med tanke på effekt på budsjettet kontantstrøm, er de to faktorene vi har differensiert: kraft og arbeidskraft.

### **Effekt av atomkraftstengning i Tyskland**

Som vi har vært inne på tidligere i utredningen er beslutningen om å stenge ned alle atomkraftverk i Tyskland en avgjørelse som kan få store konsekvenser for kraftprisen i Europa. Dette er et svært aktuelt tema for videre utredning.

### **Sammenligning med investering i Kina**

Informasjon fra CRU (jf. avsnitt 9.9.5) tilsier at det er i India og Kina de fleste nye investeringer i aluminiumsverk pågår i 2011. En utredning om de kvantitative og kvalitative faktorene som skiller en investering i Norge fra en i Kina anser vi som et spennende tema.

### **Implikasjoner av valutakursendringer**

I vår analyse har vi forutsatt en langsiktig likevektkurs mellom norske kroner og

amerikanske dollar på 6,00 kroner per dollar (jf. avsnitt 7.4). En utredning som analyserer effektene av endret valutakurs ser vi på som et aktuelt tema for videre utredning.

## FIGURLISTE

Figur 1: Veiledende oversikt over hovedprosesser .....	17
Figur 2: Bauxittutvinning fra overflatisk gruvedrift .....	19
Figur 3: Hovedtrinnene i Bayerprosessen .....	20
Figur 4: Tverrsnitt av en elektrolyseovn .....	22
Figur 5: Oversiktsbilde av elektrolysehaller med ulik teknologi .....	23
Figur 6: Forskjellige typer støpeformer av primæraluminium.....	24
Figur 7: Illustrasjon av en aluminiumsboks' livssyklus.....	24
Figur 8: Gjennomsnittlig strømforbruk per kilo aluminium i 2009 fordelt på kontinent.....	26
Figur 9: Utvikling energiintensiteten i elektrolyseteknologi.....	27
Figur 10: Prinsippskisse av høytrykkskraftverk.....	29
Figur 11: Prinsippskisse av vindkraftverk.....	30
Figur 12: Prinsippskisse av et gasskraftverk.....	31
Figur 13: Prinsippskisse av et kullkraftverk.....	31
Figur 14: Prinsippskisse av et atomkraftverk.....	32
Figur 15: Prisdannelse i kraftmarkedet.. ..	34
Figur 16: Overføringer av kraft mellom kraftmarkedene i Nord-Europa i 2008. ....	36
Figur 17: Netto kraftutveksling mellom Norge og utlandet.....	37
Figur 18: Kilde til elektrisk kraft i Norge. ....	38
Figur 19: Kilder til kraftproduksjon i Norden.....	38
Figur 20: Utslipp av klimagasser i Norge. ....	42
Figur 21: Prisutvikling på CO2-kvoter i EUs kvotehandelssystem. ....	43
Figur 22: Oppslag i Dagens Næringsliv 27. januar 2011.....	48
Figur 23: Hydros kraftportefølje i Norge .....	49
Figur 24: Tidslinje for investeringsprosjektet vi analyserer.....	59
Figur 25: Forutsatt produksjon og salg av aluminium i planperioden. ....	60
Figur 26: Månedlig gjennomsnitt nominell prisutviklingen fra april 1996 til april 2011 .....	64
Figur 27: Rapporterte lager av aluminium i april.....	65
Figur 28: Hydro forventer 80 prosent vekst i etterspørselen etter aluminium. ....	65
Figur 29: LME forwardkurve i nominelle priser.....	66

Figur 30: Realisert brutto-premium over LME for Hydro (2008-2011).....	68
Figur 31: Grafisk fremstilling av selvkostkalkyle for vårt norske aluminiumsverk. ....	72
Figur 32: Fordeling av kostnader knyttet til aluminiumsproduksjon.....	73
Figur 33: Sprik i kostnadskomponenter i aluminiumsproduksjon .....	74
Figur 34: Lokaliseringsdebatt.....	75
Figur 35: Aluminakontrakter.....	80
Figur 36: Endring i Hydros tilgang til alumina. ....	81
Figur 37: Statkrafts inntektsgrunnlag .....	83
Figur 38: Kraftintensiv industri i Norge er spredt over store deler av landet .....	84
Figur 39: Utvikling i norske energipriser fra 1998-2010 .....	85
Figur 40: Gjennomsnittlige kraftpriser for aluminiumsindustri i ulike land og regioner.....	88
Figur 41: Kraftpriser i verden.....	89
Figur 42: Historiske priser (i dollar) på petroleumskoks .....	94
Figur 43: Gjennomsnittlige arbeidskraftkostnader per årsverk etter næringsområde .....	98
Figur 44: Lønnskostnader i Norge i forhold til handelspartnerne .....	99
Figur 45: Lønnskostnader per timeverk i Norge i forhold til de norske handelspartnere. ....	99
Figur 46: Arbeidskraftkostnader per ansatt i 2009 og 2012 fordelt på regioner .....	100
Figur 47: Lønnsproduktivitet i 2009 og 2012 fordelt på regioner.....	100
Figur 48: Global gjennomsnittlig selskapsskattesats .....	105
Figur 49: Antall uker aluminium ligger på lager før det når kunden. ....	107
Figur 50: Styringsrente og referansebane.....	112
Figur 51: Risikopremier i rentemarkedet .....	112
Figur 52: Indikative kredittpåslag .....	115
Figur 53: Nåverdi som funksjon av WACC.....	125
Figur 54: Nåverdi som funksjon av kraftpriser i Norge. ....	127
Figur 55: Nåverdi og internrente som funksjon av LME-pris.....	128
Figur 56: Oppsummering av nåverdiforskjell mellom prosjekt i Norge og i Midtøsten.....	133
Figur 57: Energi Norges forventninger om produksjonsvekst i Norden.....	136
Figur 58: Bruk av energiopsjoner ved aluminiumsproduksjon.....	139
Figur 59: Myndighetenes påvirkningsmuligheter. ....	144

## TABELLISTE

Tabell 1: Innhold i del 1 av utredningen. ....	16
Tabell 2: Hovedprosessene for framstilling av aluminium. ....	17
Tabell 3: Produksjon og reserver av bauxitt (i tusen tonn) .....	19
Tabell 4: Kapitteloversikt, innføring i det nordiske kraftmarkedet.....	28
Tabell 5: Innhold i del 2 av utredningen. ....	57
Tabell 6: Overordnede prosjektforutsetninger .....	57
Tabell 7: Oppsummering av inntekter.....	69
Tabell 8: Oppsummering av kostnader ved produksjon av aluminium. ....	70
Tabell 9: Selvkostkalkyle for vårt norske verk (sortert etter kostnadsstørrelse).....	71
Tabell 10: Oppsummering av anleggsinvesteringer.....	76
Tabell 11: Oppsummering av fraktkostnader.....	79
Tabell 12: Oppsummering av aluminakostnader. ....	81
Tabell 13: Oppsummering av kraftkostnader.....	93
Tabell 14: Oppsummering av kostnader til karbon.....	95
Tabell 15: Oppsummering av kostnader til elektrolysebad.....	96
Tabell 16: Oppsummering av støperikostnader. ....	97
Tabell 17: Oppsummering av drivstoffkostnader.....	97
Tabell 18: Oppsummering av arbeidskraftkostnader. ....	101
Tabell 19: Oppsummering av kostnader til omfring av celler. ....	102
Tabell 20: Oppsummering av driftsinvesteringer.....	102
Tabell 21: Oppsummering av administrasjonskostnader. ....	103
Tabell 22: Utrekning av annuitet.....	103
Tabell 23: Nedbetalingsplan for lånet, de første syv årene av planperioden. ....	104
Tabell 24: Selskapsskattesats i noen utvalgte Midtøsten-land, fr og nå.....	104
Tabell 25: Selskapsskattesats i utvalgte land .....	105
Tabell 26: Investering i arbeidskapital i 2014.....	109
Tabell 27: Arbeidskapital første syv produksjonsår (tall i millioner dollar).....	109
Tabell 28: Arbeidskapital første syv produksjonsår i Midtøsten (tall i millioner dollar). ....	110
Tabell 29: Risikopremie for utvalgte land.....	113
Tabell 30: Forutsetninger for beregning av avkastningskrav.....	117
Tabell 31: Oppsummering av avkastningskrav.....	118
Tabell 32: Nødvendige steg for  beregne kontantstrøm. ....	118

Tabell 33: Avskrivninger første syv år av planperioden.....	120
Tabell 34: Driftsbudsjett for vårt norske verk. Tall i millioner dollar. ....	121
Tabell 35: Oppsummering av forutsetninger til kontantstrømoppstilling.....	122
Tabell 36: Kontantstrømoppstilling for vårt norske verk.....	123
Tabell 37: Nåverdi og internrente ved investering i Norge.....	125
Tabell 38: Sensitivitetsanalyse for vårt norske aluminiumsverk. ....	126
Tabell 39: Nåverdi ved investering i Midtøsten (ti prosent skatt).....	132
Tabell 40: Nåverdi ved investering i Midtøsten (20 prosent skatt).....	132
Tabell 41: Nåverdi ved investering i Midtøsten (28 prosent skatt).....	132
Tabell 42: Oppsummering av nåverdiforskjell mellom Norge og Midtøsten. ....	133
Tabell 43: Planlagte utbygginger og investeringer i kraftmarkedet i Norden.....	135

## LITTERATURLISTE

- Aftenposten. (2007, Juli 20). Håver inn på CO2-kvoter.
- Ahmed Tawfik & Co. (2010). *www.tawfikcpa.com*. Hentet mai 1, 2011 fra [http://www.tawfikcpa.com/DBQ\\_Tax\\_Structure.htm](http://www.tawfikcpa.com/DBQ_Tax_Structure.htm)
- Alcoa Lista. (2011). Innhentet informasjon på forespørsel.
- Alstahaug tingrett, 08-065432TVI-ALST (NTNU Gløshaugen Trondheim Desember 13, 2010).
- Antonine-education.co.uk. (2011). Hentet juni 13, 2011 fra [http://www.antonine-education.co.uk/physics\\_gcse/Unit\\_1/Topic\\_4/boiler.gif](http://www.antonine-education.co.uk/physics_gcse/Unit_1/Topic_4/boiler.gif)
- Bloomberg. (2011, mai 16). *www.bloomberg.com*. Hentet mai 18, 2011 fra <http://www.bloomberg.com/news/2011-05-16/u-s-commodities-day-ahead-gold-coins-show-bull-market-unbowed.html>
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2008). *Principles of Corporate Finance*. The McGraw-Hill Companies.
- Bøhren, Ø., & Gjørum, P. I. (2009). *Prosjektanalyse*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Chemical Heritage Foundation. (2010). *www.chemheritage.org*. Hentet januar 5, 2011 fra <http://www.chemheritage.org/discover/chemistry-in-history/themes/electrochemistry/heroult-hall-hall.aspx>
- Climate Lab. (2011). *climatelab.org*. Hentet februar 1, 2011 fra <http://climatelab.org/@api/deki/files/172/=coalart.gif>
- CRU. (2010a). *Primary Aluminium Smelting Costs 2010 Edition - Analysis report*. CRU Analysis.
- CRU. (2010b). *The Long Term Outlook for Aluminium, 2010 Edition - Smelter project profiles*.
- CRU. (2011). *Aluminium Smelter Power Tariffs 2011 Edition*. London: CRU International.
- Dagens Næringsliv. (2011a, Juni 1). Økt Trykk for kabler. s. 15.
- Dagens Næringsliv. (2011b, Januar 14). Advarer om nedleggelse.
- Dagens Næringsliv. (2011c, Januar 27). Venter billigere strøm. ss. 18-19.
- Dagens Næringsliv. (2011d, Mars 1). Monsterkabel mot krise.
- Dagens Næringsliv. (2011e, Mai 28).
- DN.no. (2008, November 26). *Dagens Næringslivs nettutgave, www.dn.no*. Hentet Januar 18, 2010 fra <http://www.dn.no/forsiden/article1549489.ece>
- Domstol.no. (2011). *www.domstol.no*. Hentet Juni 15, 2011 fra <http://www.domstol.no/no/Nar-gar-rettssaken/Nar-gar-rettssaken/?cid=AAAA1104271240216101141VKASJPZZZZZEJBAvtale>



- Dr. M. Al-Amri & Co. (2007). *Doing Business in Saudi Arabia*.
- E24. (2010, November 29). *E24.no*. Hentet Januar 27, 2011 fra <http://e24.no/naeringsliv/article3925518.ece>
- Elkem. (2008, august 11). Hentet januar 30, 2011 fra [http://www.aluminium.elkem.com/eway/default.aspx?pid=241&trg=MainLeft\\_7102&Main\\_7090=7102:0:4,4885:1:0:0:::0:0&MainLeft\\_7102=6271:31964](http://www.aluminium.elkem.com/eway/default.aspx?pid=241&trg=MainLeft_7102&Main_7090=7102:0:4,4885:1:0:0:::0:0&MainLeft_7102=6271:31964):
- EnergiNorge. (2010). Hentet mai 1, 2011 fra <http://www.energinorge.no/organisasjonsendringer/om-energi-norge-article7688-451.html>
- Engineering Toolbox. (2011). *Engineeringtoolbox.com*. Hentet Januar 27, 2011 fra [http://www.engineeringtoolbox.com/co2-emission-fuels-d\\_1085.html](http://www.engineeringtoolbox.com/co2-emission-fuels-d_1085.html)
- Enova. (2009). *Potensial for energieffektivisering i norsk landbasert industri*.
- European Commission. (2011, juni 1). *Climate Action*. Hentet juni 10, 2011 fra [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/benchmarking\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/benchmarking_en.htm)
- European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2008). *Annual statistics*. [www.nordel.org](http://www.nordel.org).
- European Nuclear Society. (2011). Hentet juni 5, 2011 fra <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/p/pow-gen-npp-ger.htm>
- FAFO. (2010). *Kraft og Kabler*. Oslo: FAFO.
- Financial Times. (2010, April 16). *FT.com*. Hentet Mars 19, 2011 fra <http://www.ft.com/cms/s/0/b8822ba4-48ee-11df-8af4-00144feab49a.html#axzz1H3FIYiv0>
- Finansdepartementet. (2005). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. (2007). *www.regjeringen.no*. Hentet April 18, 2011 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2007/nou-2007-8/8/1/10.html?id=478074>
- Finanstilsynet. (2011). *Enkelte regnskapsmessige forhold basert på regnskapskontrollen 2010*.
- fornybar.no. (2011). *www.fornybar.no*. Hentet Januar 10, 2011 fra <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1858>
- Freeinfosociety.com. (2011). Hentet 2011 fra <http://www.freeinfosociety.com/site.php?postnum=3115>
- Ghemawat, P. (2001, September). Distance still matters. The hard reality of global expansion. *Harvard Business Review*.
- Hem.passagen.se. (2011). Hentet juni 13, 2011 fra <http://hem.passagen.se/ikma/vindkraftverk.gif>

- Hoel, Y., & Henriksen, S. (2009). *Prosjektanalyse av Qatar Aluminium Limited*. Bergen: Norges Handelshøyskole.
- Hydro. (2001). *www.hydro.com*. Hentet April 14, 2011 fra <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Historic-news-archive/2001/December/Hydro-to-exit-Utkal-project/>
- Hydro. (2004). *www.hydro.com*. Hentet januar 30, 2011 fra <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Historic-news-archive/2004/November/New-Sunndal-plant-officially-completed/>
- Hydro. (2009a). *Presentasjon på BI Nydalen*. Oslo.
- Hydro. (2009b). *www.hydro.com*. Hentet April 14, 2011 fra <http://www.hydro.com/no/Pressesenter/Nyheter/Arkiv/Pressemeldinger/2009/2/Hydro-reduserer-produksjonen-ved-Neuss-ytterligere/>
- Hydro. (2010). *www.hydro.com*. Hentet juni 4, 2011 fra <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Archive/Stock-exchange-announcements/2010/9/hjhjh/>
- Hydro. (2011a). *Annual Report 2010*. Oslo: Hydro.
- Hydro. (2011b). *First Energy Summit 2011*. Oslo: Hydro.
- Hydro. (2011c). *Investor presentation April*.
- Hydro. (2011d). *Investor presentation February/March 2011*.
- Hydro. (2011e). Innhentet informasjon på forespørsel.
- IAI. (2007). *International Aluminium Institute - Life cycle assessment og aluminium: Inventory data for the primary aluminium industry*.
- IAI. (2009). *www.world-aluminium.org*. Hentet januar 5, 2011 fra [https://stats.world-aluminium.org/iai/stats\\_new/historical.asp?currentYear=2011&material=1&formType=4&dataType=26&period=4&fromYear=2009&fromMonth=1&toYear=&toMonth=1&area=&submitSearch=Find+Stats](https://stats.world-aluminium.org/iai/stats_new/historical.asp?currentYear=2011&material=1&formType=4&dataType=26&period=4&fromYear=2009&fromMonth=1&toYear=&toMonth=1&area=&submitSearch=Find+Stats)
- IAI. (2010). *Global Industry Sustainability Scorecard 2009*.
- IAI. (2011a). *www.world-aluminium.org*. Hentet fra <http://www.world-aluminium.org/About+Aluminium/Production/Bauxite+mining/Geology+of+Bauxite>
- IAI. (2011b). *www.world-aluminium.org*. Hentet fra <http://www.world-aluminium.org/Sustainability/Environmental+Issues/Bauxite+Mining/Mine+rehabilitation>
- IAI. (2011c). *www.world-aluminium.org*. Hentet februar 1, 2011 fra <http://www.world-aluminium.org/About+Aluminium/Production/Bauxite+mining/Community+benefits>
- IAI. (2011d). *www.world-aluminium.org*. Hentet fra <http://www.world-aluminium.org/About+Aluminium/Production/Alumina+refining>
- IAI. (2011e). *www.world-aluminium.org*. Hentet mars 23, 2011 fra <http://www.world-aluminium.org/About+Aluminium/Production/Smelting/Cell+chemistry+and+processes>

- IAI. (2011f). *www.world-aluminium.org*. Hentet fra <http://www.world-aluminium.org/About+Aluminium/Production/Processing>
- Indexmundi.com. (2011). Hentet April 1, 2011 fra [indexmundi.com](http://www.indexmundi.com)
- Industriavisen. (2011). *www.industriavisen.no*. Hentet februar 18, 2011 fra <http://www.industriavisen.no/default.asp?page=10&article=1189>
- Jacobsen, D. I. (2005). *Hvordan gjennomføre undersøkelser*. Høyskoleforlaget.
- Johnsen, T. (2009). *Kapitalkostnad for norske mobilselskaper*.
- Johnsen, T. (2010). *Kapitalkostnad for norsk telekom fastlinjevirkosomhet*.
- Klimakur 2020. (2009). *Vurdering av fremtidige kvotepriser*. NVE, Oljedirektoratet, SFT, Statens Vegvesen, Statistisk Sentralbyrå.
- KPMG. (2010). *MESA Tax Report - A MESA perspective on global tax trends*.
- London Metal Exchange. (2011). *www.lme.co.uk*. Hentet mai 25, 2011 fra <http://www.lme.com/who.asp>
- Meese, R., & Rogoff, K. (1983). *Empirical exchange rate models of the seventies: Do they fit out of sample?* Journal of International Economics.
- Miljøstatus. (2011). Hentet juni 1, 2011 fra <http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimanorge/Utslipp-av-klimagasser/Karbondioksid-CO2-utslipp/>
- NHO. (2009). Hentet april 4, 2011 fra <http://www.nho.no/oekonomisk-politikk-og-analyser/loennsnivaa-loennsvekst-og-konkurrenseevne-article18963-86.html>
- NHO. (2010, Desember 21). Avskrivninger av investeringer i industriprosjekter, Alstahaug tingretts dom 13.12.2010.
- Norges Bank. (2011a). *www.norges-bank.no*. Hentet mai 1, 2011 fra <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>
- Norges Bank. (2011b). *Pengepolitisk rapport 1/11 mars*.
- Norges Bank. (2011c). *Finansiell stabilitet 1/11 mai*.
- Norges Bank. (2011d). *Valutakurser*. Hentet april 30, 2011 fra <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/>
- Norsk Industri. (2009). *www.norskindustri.no*. Hentet januar 5, 2011 fra <http://www.norskindustri.no/om-norsk-industri/kort-om-norsk-industri-article3058-73.html>
- NOU. (2010). *Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2010 - Norges Offentlige Utredninger 2010:4*. Det tekniske beregningsutvalget for inntektsoppgjørene.
- NRK Dagsrevyen. (2010, Desember 08). *www.nrk.no*. Hentet Februar 6, 2011 fra <http://www.nrk.no/nett-tv/indeks/241511/>

- NYU Stern. (2011, januar). *www.stern.nyu.edu/*. Hentet mai 2011 fra [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)
- Nærings- og handelsdepartementet. (2010, September 14). *www.regjeringen.no*. Hentet Februar 23, 2011 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/presesenter/fakta-ark/garantiordningen-for-kraftintensiv-indus.html?id=614359>
- Oilinfo. (2011, Mars 17). *www.oilinfo.no*. Hentet April 18, 2011 fra <http://www.oilinfo.no/?event=dolink&famID=172286>
- Olje- og energidepartementet. (2003). *St.meld. nr.18(2003-2004)*. Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2004). *St.prp.nr.1 (2004-2005)*.
- Olje- og energidepartementet. (2008a). *Fakta 2008: Energi og vannressurser i Norge*. Oslo: OED.
- Olje- og energidepartementet. (2008b). *www.regjeringen.no*. Hentet Februar 20, 2011 fra [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi\\_og\\_vassdrag/Hjemfall.html?id=449052](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vassdrag/Hjemfall.html?id=449052)
- Olje- og energidepartementet. (2009a). *Olje- og energidepartementet*. Hentet Februar 15, 2011 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2009/lovregulert-hjemfallsrett---100-ar-i-dag.html?id=577477>
- Olje- og energidepartementet. (2009b). *Ot.prp.nr.62 (2008-2009)*.
- Olsen, A. C., & Midtskogen, T. (2011, mars). Finanskrisens innvirkning på risikopremier i rentemarkedet. *Finansnytt - Nyhetsmagasin fra KPMG - Utgave 1*.
- Oxbow. (2011). *www.oxbow.com*. Hentet mai 1, 2011 fra <http://www.oxbow.com/ContentPageSSL.asp?FN=ProductsCalcinedPetroleumCoke&TS=3&MS=17&oLang=>
- Personal.psu.edu. (2011). Hentet fra <http://www.personal.psu.edu/lat5088/edsgn100/cans.html>
- Raucan.net. (2011). Hentet mai 1, 2011 fra <http://raucan.net/20101030/khai-niem-bun-do.rc>
- SAKS Hovedrapport. (2006).
- SSB. (2009). *www.ssb.no*. Hentet juni 1, 2011 fra [http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default\\_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selectvarval/define.asp&Tabellid=06444](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selectvarval/define.asp&Tabellid=06444)
- SSB. (2010a). *www.ssb.no*. Hentet April 8, 2011 fra <http://www.ssb.no/emner/10/07/indenergi/tab-2010-08-20-02.html>
- SSB. (2010b). *www.ssb.no*. Hentet april 4, 2011 fra <http://www.ssb.no/arbkost/>
- SSB. (2011a). *www.ssb.no*. Hentet Februar 6, 2011 fra Statistikkbanken: [http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default\\_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selecttable/hovedtabellHjem.asp&KortnavnWeb=elkraftpris](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selecttable/hovedtabellHjem.asp&KortnavnWeb=elkraftpris)

- SSB. (2011b). *www.ssb.no*. Hentet juni 13, 2011 fra <http://www.ssb.no/vis/emner/01/03/10/energikomm/main.html>
- SSB. (2011c). *www.ssb.no*. Hentet mai 17, 2011 fra <http://www.ssb.no/husenergi/main.html>
- Statkraft. (2010). *Årsrapport bærekraftrapport, 2009*.
- Statkraft. (2010a). *www.statkraft.no*. Hentet Januar 21, 2011 fra <http://arsrapport2009.statkraft.no/oekonomi/okonomi-og-finans/statkrafts-inntekter.aspx#graph-5>
- Statkraft. (2010b). *www.statkraft.no*. Hentet April 16, 2011 fra <http://www.statkraft.no/pressemeldinger-2009/2010/statkraft-og-finnfjord-inngar-langsigtig-kraftavtale.aspx>
- Statnett. (2008a). *www.statnett.no*. Hentet Januar 27, 2011 fra <http://www.statnett.no/no/Miljo-og-samfunnsansvar/Naturvern-og-inngrep1/Reservekraft/>
- Statnett. (2008b). *www.statnett.no*. Hentet Januar 21, 2011 fra <http://www.statnett.no/en/Projects/NorNed/>
- Statnett. (2010a). *Årsrapport 2010 - Vi binder Norge sammen*. Oslo.
- Statnett. (2010b). *Evaluering av ordningen med energiopsjoner i forbruk for sesongen 2009/2010*.
- Statnett. (2010c). *www.statnett.no*. Hentet april 1, 2011 fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FOS-SAKS/Energiopsjoner-i-forbruk/FAQ/>
- Statnett. (2010d). *www.statnett.no*. Hentet mars 1, 2011 fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FOS-SAKS/Energiopsjoner-i-forbruk/Om-energiopsjoner/>
- Statnett. (2011a). *www.statnett.no*. Hentet Januar 21, 2011 fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftutveksling-til-naboland/>
- Statnett. (2011b). *www.statnett.no*. Hentet juni 12, 2011 fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Tariffer-og-avtaler/Priser/>
- Statnett. (2011c). *Evaluering av ordningen med energiopsjoner i forbruk for sesongen 2010/2011*.
- Store Norske Leksikon. (2011a). *www.snl.no*. Hentet januar 20, 2011 fra <http://www.snl.no/aluminium>
- Store Norske Leksikon. (2011b). *www.snl.no*. Hentet Januar 27, 2011 fra <http://snl.no/kullkraftverk>
- Stortinget.no. (2011, februar 24). Hentet juni 11, 2011 fra <http://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=49564>

- Teknisk Ukeblad. (2002). *www.tu.no*. Hentet mai 1, 2011 fra <http://www.tu.no/nyheter/produksjon/article18857.ece>
- Teknisk Ukeblad. (2007). *www.tu.no*. Hentet januar 5, 2011 fra <http://www.tu.no/industri/article85801.ece>
- Teknisk Ukeblad. (2010). *www.tu.no*. Hentet juni 5, 2011 fra <http://www.tu.no/energi/article262772.ece>
- Teknisk Ukeblad. (2011a). *www.tu.no*. Hentet Januar 21, 2011 fra <http://www.tu.no/energi/article275293.ece>
- Teknisk Ukeblad. (2011b). *www.tu.no*. Hentet Februar 6, 2011 fra <http://www.tu.no/industri/article233027.ece>
- The Global Aluminium Recycling Committee. (2009). *Global Aluminium Recycling: A Cornerstone of Sustainable Development*. International Aluminium Institute.
- The National. (2010, Oktober 7). <http://www.thenational.ae>. Hentet mai 22, 2011 fra <http://www.thenational.ae/business/qatar-brings-in-new-corporate-tax-regime>
- Toll- og Avgiftsdirektoratet. (2011, Januar 7). *www.toll.no*. Hentet Januar 28, 2011 fra <http://www.toll.no/upload/aarsrundskriv/2011%20EI-avgift.pdf>
- TV2 Nyhetene. (2010, Februar 23). *TV2.no*. Hentet Januar 27, 2011 fra <http://www.tv2nyhetene.no/innenriks/okonomi/fyrte-opp-mobilt-gasskraftverk-3144189.html>
- U.S. Geological Survey. (2011). *Mineral Commodity Summaries 2011, January 2011*. Reston, Virginia: U.S. Geological Survey.
- UiO - Kjemisk institutt. (2011). *www.mn.uio.no*. Hentet februar 1, 2011 fra <http://www.mn.uio.no/kjemi/tjenester/kunnskap/periodesystemet/vis.php?e=Al&vis=alt>
- Ulset, S. (2008). Forelesningsnotat i INB422. *Transaction Cost Economics Model*. Norges Handelshøyskole.
- Valseth, S. (2003). Renteforventninger og betydningen av løpetidspremier. *Norges Bank - Penger og Kreditt 01*.